



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA

GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

**TRABAJO FIN DE GRADO**

ESTUDIO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA EN LA  
PROVINCIA DE CANTABRIA, DISPUESTA EN EL MUNICIPIO  
DE VALDEPRADO DEL RÍO

*STUDY OF A HYDROELECTRIC PLANT IN CANTABRIA, LOCATED IN  
VALDEPRADO DEL RÍO*

HAYDÉE QUEVEDO CALDERÓN  
CONVOCATORIA DE SEPTIEMBRE DE 2.015

## RESUMEN DEL ESTUDIO

Este proyecto se centra en el diseño hidráulico y de los elementos mecánicos de una minicentral hidroeléctrica, la cual se instalará en un emplazamiento adecuado para ello. La motivación reside en el gran desarrollo de las energías renovables programado por el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011 – 2020.

Dicho plan fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2.020.

Para ello, en el Plan se establecen unos objetivos para cada uno de los Estados pertenecientes en el año 2.020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2.020 (mismo objetivo que para la media de la UE), junto a una contribución del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año.

Los pasos que se seguirán en este proyecto serán los siguientes:

- ✚ Elección de un emplazamiento adecuado para la instalación de una minicentral hidroeléctrica. El proyecto se orientará hacia la instalación de una central de agua fluyente, acondicionando el terreno con la construcción de los elementos necesarios para el correcto aprovechamiento hidráulico.
- ✚ Determinación de las condiciones hidráulicas de operación: caudal nominal y salto neto nominal. A partir de estas condiciones se podrá elegir el tipo y tamaño de la turbina a instalar.
- ✚ Estudio de la geología y geomorfología del terreno.
- ✚ Estudio de impacto ambiental
- ✚ Estudio de viabilidad

La razón para que el proyecto se sitúe en a orillas del río Ebro, en el municipio de Valdeprado del Río, es porque ahí se dispone de una zona que permite el aprovechamiento hidroeléctrico, pues el río se encuentra regulado aguas arriba por el embalse que lleva su nombre, esto permite que su caudal sea constante tanto en los meses de lluvias como en la época estival.

Además de ser un lugar favorable, el ayuntamiento de Valdeprado del Río busca la posibilidad de llevar a cabo una serie de objetivos urbanísticos, los cuales se ven cumplidos con la implantación del presente estudio, que son: el desarrollo de una unidad de producción energética mediante el aprovechamiento de recursos existentes en el municipio y con una producción de impacto ambiental leve.

La central aprovechará el caudal de abastecimiento para producir energía eléctrica y, puesto que es de agua fluyente, tras su aprovechamiento seguirá su curso, por lo que su instalación no implicará cambios en la regulación del caudal.

Además, con el fin de cumplir el objetivo de no causar impacto ambiental y producir un aumento de patrimonio histórico en la zona, se aprovechará la edificación de un molino antiguo, cuya estructura no se verá modificada.

Para el cálculo del caudal nominal de la turbina se emplearon los datos de histórico disponible en la Confederación Hidrográfica del Ebro. Se tomó un año medio representativo de entre una serie de años lo suficientemente grande (incluyendo años húmedos, secos y normales), que resultó ser el año 1.999 – 2.000, con una aportación de 256,66 Hm<sup>3</sup>. El caudal de aprovechamiento que resulta es de **3 m<sup>3</sup>/s**.

El salto neto se ve limitado por la altura de la edificación, ya que se trata del aprovechamiento de la estructura existente, de la cual se puede obtener un salto neto de **6,32 metros**.



Con el caudal y la altura neta es posible determinar el tipo de turbina que se utilizará para el aprovechamiento. La turbina más adecuada para esta minicentral es una turbina tipo **Kaplan**, cuyas características son las siguientes:

<i>Potencia hidráulica (kW)</i>	185,81
<i>Potencia (C.V)</i>	253
<i>Potencia mecánica (kW)</i>	157,94
<i>Potencia eléctrica (kW)</i>	142,143
<i>N (rpm)</i>	375
<i>Ns (velocidad específica)</i>	595,24

Con estas características que se han obtenido a partir del caudal y el salto, se elige un generador acorde a los requerimientos específicos del estudio.

El generador será de tipo asíncrono, con una potencia de **290 kW**, la tensión de generación será de **400 V**, la velocidad de sincronía es de **375 rpm**, con una potencia de **250 KVA**. La intensidad nominal es de 360 A y un factor de potencia de **0,9**, la frecuencia será de **50 Hz**.

Del mismo modo, el transformador encargado de elevar la tensión de 0,4kV a 13,2 kV, que es donde se enganchará con la red más cercana, tendrá las siguientes características: la relación de transformación será de **0,4/12 kV**, la potencia será de **250 kVA** y estará **refrigerado al aire tipo AN**.

El escenario más favorable económicamente para poder llevar a cabo el Estudio, se establece con la concesión de una subvención de entre el 50 y el 75% de la inversión inicial. En esta situación, el flujo de negocio se calificaría como rentable a partir del año 12 en el caso de la subvención del 50%, y a partir del año 7 en el caso de la ayuda mediante la concesión del 75%.

El VAN y el TIR correspondientes a estos dos escenarios son los siguientes:

<b>VAN</b>	<b>9.805.380,91</b>	<b>VAN</b>	<b>15.417.299,74</b>
<b>TIR</b>	<b>10%</b>	<b>TIR</b>	<b>19%</b>

## STUDY SUMMARY

This project focuses on the hydraulic and mechanical design elements of a mini hydroelectric plant, which will be installed in a suitable location for it. The motivation lies in the great development of renewable energy set by the National Action Plan for Renewable Energies in Spain (NAPRE) 2011-2020.

The Plan sets general objectives achieve a 20% share of energy from renewable sources in gross final energy consumption of the European Union (EU) and a 10% share of energy from renewable sources in energy consumption by the transport sector in each member State for the year 2020.

The plan gets the objectives for each State to the year 2020, and also a minimum indicative trajectory to this year. In Spain, the target means that renewable sources account for at least 20% of final energy consumption in the year 2020 (same objective as for the EU average), with a contribution of 10% of energy sources renewable transport for that year.

The steps to be followed in this project are:

- ✚ Choosing a suitable location for the installation of a mini hydroelectric plant. The project will be directed towards the installation of a flowing water central, preparing the ground with the construction of the necessary elements for the proper hydraulic use.
- ✚ Determination of hydraulic operating conditions: nominal flow rate and nominal net head. From these conditions you can choose the type and size of the turbine to be installed.
- ✚ Study of geology and geomorphology of the land.
- ✚ Environment Effect investigation
- ✚ Viability study

The reason for the project is placed on the banks of the Ebro River in the municipality of Valdeprado del Rio, it is because there is available an area that allows the hydroelectric development, as the river is regulated upstream from the dam that bears its name, this allows your flow is constant both in the rainy months as in summer.

Besides being a favorable location, the municipality of Valdeprado del Rio seeks the possibility of carrying out a series of urban objectives, which are completed with the implementation of this study, which are: the development of an energy production unit by exploiting existing in the municipality and with a slight environmental impact production resources.

The plant will use the flow of supplies to produce electricity and after its use will proceed to the river, because it is a hydroelectric power flowing water, so installation does not involve changes in flow regulation.

Furthermore, in order to meet the objective of not causing environmental impact and lead to increased historical heritage in the area, the building of an old mill will be used, the structure will not be modified.

To calculate the nominal flow turbine data history available in the Ebro River Basin were used. It tooks a representative year of a number of years large enough (including wet, dry and normal years), which resulted be the year 1999-2000, with a contribution of 256.66 Hm<sup>3</sup>. The resulting flow use is **3 m<sup>3</sup> / s**.

The net head is limited by the height of the building, as it relates to the use of the existing structure, which can achieve net jump of **6,32 meters**.

With the flow and net height it is possible to determine the type of turbine to be used for harvesting. The most appropriate turbine for this power plant is a **Kaplan turbine**, whose characteristics are as follows:



<i>Hydraulic power (kW)</i>	185,81
<i>Power (C.V)</i>	253
<i>Mechanical power (kW)</i>	157,94
<i>Electrical power (kW)</i>	142,143
<i>N (rpm)</i>	375
<i>Ns (specific rate)</i>	595,24

With these features which has been obtained from flow and jumping, a generator is chosen according to the specific requirements of the study.

The generator is of asynchronous type, with a power of 290 kW, the generation voltage is 400 V, the synchronous speed is **375 rpm**, with a power of **250 KVA**. The **rated current is 360 A** and a **power factor of 0.9**, the frequency is **50 Hz**.

Similarly, the charge transformer increases the voltage of 0.4 kV to 13.2 kV, where it will engage with the nearest network, have the following characteristics: the transformation ratio will be **0.4 / 12 kV** the power is **250 kVA** and will be **air-cooled type AN**.

The best option to carry out the study, is set to award a grant of between 50 and 75% of the initial investment. In this situation, the flow rate as a profitable business from the year 12 in the case of the grant of 50%, and as of year 7 in the case of the aid by granting 75%.

The VAN and TIR for these two scenarios are:

<b>VAN</b>	<b>9.805.380,91</b>	<b>VAN</b>	<b>15.417.299,74</b>
<b>TIR</b>	<b>10%</b>	<b>TIR</b>	<b>19%</b>

## DOCUMENTO I. Memoria

### 1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1. Introducción

1.2. Antecedentes

1.3. Objeto y alcance

1.4. Localización y situación

1.5. Estudio socioeconómico

1.6. Descripción del medio

1.6.1. Climatología

1.6.2. Flora y fauna

1.7. Geomorfología

1.8. Geología

1.8.1. Efectos sísmicos

1.9. Hidrografía y estudio hidrológico

1.10. Justificación de la solución adoptada

1.11. Aspectos técnicos de una minicentral hidroeléctrica

1.12. Descripción de la solución adoptada

1.12.1. Cálculos justificativos

1.13. Estudio de impacto ambiental

1.14. Estudio económico o de viabilidad

## 2. MEMORIA JUSTIFICATIVA

ANEJO 1. Introducción

ANEJO 2. Antecedentes

ANEJO 3. Objeto y alcance

ANEJO 4. Localización y situación

ANEJO 5. Estudio socioeconómico

ANEJO 6. Descripción del medio

6.1. Climatología

6.2. Flora y fauna

ANEJO 7. Geomorfología

ANEJO 8. Geología

8.1. Efectos sísmicos

ANEJO 9. Hidrografía y estudio hidrológico

ANEJO 10. Justificación de la solución adoptada

ANEJO 11. Aspectos técnicos de una minicentral hidroeléctrica

ANEJO 12. Descripción de la solución adoptada

12.1. Cálculos justificativos

ANEJO 13. Estudio de impacto ambiental

ANEJO 14. Estudio económico o de viabilidad

## DOCUMENTO II. Planos



# DOCUMENTO I. MEMORIA



# 1. MEMORIA DESCRIPTIVA

## 1.1. Introducción

Por medio de esta memoria y de los anejos que la acompañan, se describen los aspectos relevantes del diseño y propiedades de la Minicentral Hidroeléctrica ubicada en el municipio de Valdeprado del Río, Cantabria.

A continuación se presentan las características técnicas, económicas y ambientales del presente Estudio, las cuales se complementan con el Documento número 2, que contiene de forma más extensa los detalles del Estudio.

## 1.2. Antecedentes

El Gobierno de Cantabria pretende aumentar los niveles de producción de energía eléctrica de la región, aumentando el uso de las energías renovables a través de su Plan Energético 2011-2020.

Este Plan contempla que en un futuro el 90 por ciento de la energía producida en Cantabria sea de origen renovable, ya que actualmente son los biocombustibles los que cuentan con un protagonismo especial en la política energética de la comunidad.

Lo que se busca con el presente Estudio es apoyar el Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2011-2020, buscando en el municipio de Valdeprado del Río el aprovechamiento de energía sostenible que más se ajuste a sus posibilidades y recursos.

## 1.3. Objeto y alcance

El presente Estudio busca cumplir los objetivos previstos en el planeamiento urbanístico del municipio de Valdeprado del Río, los cuales se citan a continuación:

- Desarrollo de la unidad de producción energética
- Aprovechamiento de los recursos existentes
- Producción de un impacto ambiental leve

En base a estas pautas establecidas para el aprovechamiento de recursos existentes sin la generación de más infraestructuras, se busca una solución viable mediante un estudio en base a los parámetros climáticos.

En este Estudio se diseña un pequeño aprovechamiento que pueda dotar al sistema de flexibilidad a la hora de modificar la curva de oferta para imitar la demanda.

Se fijarán y definirán las características de las instalaciones y obras necesarias para la implantación del aprovechamiento hidroeléctrico.

## 1.4. Localización y situación

El presente Estudio tiene lugar en un pequeño municipio de Cantabria llamado Valdeprado del Río, situado en la comarca de Campoo.

La localidad concreta en la que se localizará el aprovechamiento será la de Aldea de Ebro, que se dispone a una altitud de 840 metros y cuenta con tan solo 9 habitantes (2012).

Esta localidad se encuentra aguas abajo del Embalse del Ebro, por donde discurre el río que lleva su nombre y el cual será utilizado para el aprovechamiento energético contemplado en este Estudio.

## 1.5. Estudio socioeconómico

La evolución de la población presenta una curva descendente, registrándose en el año 1.900 un total de 2.631 habitantes, mientras que en el año 2.000, la población disminuía a tan solo 312 habitantes, un descenso del 88%.

La población en el municipio en el año 2004 es de 335 personas, siendo una población adulta, de una edad media de 54 años y una tasa de dependencia general del 87,9%.

La actividad económica más común en esa área es la del sector terciario, que da trabajo a un 51,7% de la población activa, siguiéndole el sector secundario con un 24,7% y el primario con un 23,6%.

## 1.6. Descripción del medio

### 1.6.1. Climatología

Se trata de un clima típico atlántico, templado y húmedo, condicionado por la orografía del terreno y por la proximidad del mar, que actúa como regulador térmico.

Son predominantes los vientos procedentes del Norte y Noroeste, responsables de las masas de aire húmedo que desencadena las lluvias en su paso por las abundantes montañas de la zona.

Las lluvias se extienden a lo largo de todo el año de forma uniforme, tratándose de una pluviosidad continua.

No existen periodos con una pluviometría punta importante, ni tampoco épocas de gran sequía.

### 1.6.2. Flora

Las especies vegetales que abundan en esta área son las que se dan en el tipo de paisaje montano, ya que se encuentra a 957 metros de altitud.

Se pueden encontrar grandes robledales, hayedos, abedulares, alcornocales, y brezales. Es un paisaje con una vegetación muy rica y frondosa.

El catálogo de Árboles Singulares de Cantabria recoge y protege 214 ejemplares de árboles de valor excepcional ya sea por su belleza, porte, longevidad, especie o carácter simbólico de muchos de ellos.

### 1.6.3. Fauna

El embalse del Ebro es la mayor extensión de agua dulce de la región y zona de elevado valor ornitológico.

Este lugar ha adquirido una gran importancia para todo tipo de aves migratorias, la variedad de aves es extraordinaria. Pueden encontrarse especies como el buitre leonado, alimoche, águila real, halcón peregrino y muchas otras especies.

La fauna es extraordinariamente rica en este entorno, donde conviven grandes mamíferos, como el oso pardo, con otro de menor tamaño, como el gato montés o la ardilla.

La Unión Europea ha establecido figuras de protección de la naturaleza en este entorno, algunos ejemplos son:

- ZEPA Sierra de Híjar
- ZEPA Sierra del Cordel y cabeceras del Nansa y Saja
- ZEPA Embalse del Ebro
- ZEPA Hoces del Ebro
- LIC valles altos del Nansa y Saja y Alto Campoo
- LIC Río y Embalse del Ebro
- LIC Río Camesa

### 1.7. Geomorfología

Se trata de una zona con un relieve muy abrupto por el ecuador que se va suavizando a medida que desciende hacia el sur, ganando en altitud.

El río Ebro, salvo en su nacimiento que presenta un gran desnivel, discurre por una orografía bastante suave, manteniendo un desnivel de unos 200 metros desde que abandona el embalse hasta el la frontera de la comunidad autónoma de Cantabria con Burgos.

## 1.8. Geología

### 1.8.1. Estratigrafía

En la parte sur del Pantano del Ebro existen series ligníferas atribuidas al Aptiense Superior y Albiense Inferior.

Aflorando al norte del Pantano del Ebro está representado el Cretácico Superior mediante el Cenomaniense, Turionense, Conaciense y Santoniense.

La mayor parte del área estudiada lo ocupan sedimentos pertenecientes al Cretácico Inferior, alternando paquetes arcillosos y areniscas de forma irregular.

### 1.8.2. Hidrogeología

Los materiales triásicos que afloran en la zona, dada la escasa permeabilidad que presentan, nunca dan lugar a surgencias importantes de agua.

La existencia de pequeños paquetes de arcillas y areniscas mencionados anteriormente da lugar a la formación de pequeños acuíferos, que aunque son de escasa importancia, originan surgencias intermitentes de pequeño caudal.

## 1.9. Hidrografía

El Ebro es un río caudaloso con un carácter bastante irregular, con un régimen pluvio-nival, consecuencia de las nevadas acumuladas en gran parte de su cuenca. Esto hace que se acumulen grandes reservas hídricas en la Cordillera Cantábrica.

Sus crecidas más fuertes tienen lugar en la estación fría, ligadas al régimen pluvial oceánico, mientras que las que tienen lugar en primavera son fruto de la fusión de la nieve.

Para la determinación del caudal de equipamiento se procede al estudio de las aportaciones anuales medias, clasificando los años en “húmedos”, “secos” o “medios”.

Los clasificados como medios son los tomados como referencia, posteriormente se realiza la media aritmética de las precipitaciones de estos años, obteniendo la aportación media de cada uno de ellos, para luego elegir el que más se aproxime a este dato como referencia.

El año que debe tomarse como referencia para la realización de los cálculos es el año 1999-2000.

El caudal de equipamiento calculado, teniendo en cuenta todos los datos de caudales medios y la capacidad que permite recoger el canal de derivación, es de 3 m<sup>3</sup>/s.

## 1.10. Justificación de la solución adoptada

Para poder elegir el método de aprovechamiento del que se obtengan mejores resultados de producción de energía, es necesario hacer un estudio previo de los recursos existentes en la zona que son susceptibles de ser aprovechados.

### 1.10.1. Estudio de aprovechamiento de energía eólica

Para conocer si es productivo el aprovechamiento eólico en esta zona, se realiza el estudio de la velocidad y dirección del viento de los últimos 9 años.

Como no toda la energía que procede del viento es aprovechable, sino que sólo lo son las corrientes horizontales que superen los 3m/s, es necesario calcular el número de días de esos 9 años sometidos a estudio de los que se obtendría aprovechamiento de energía.

Como conclusión de este estudio se obtiene que, de los últimos 9 años, tan solo serían aprovechables el 33% de los días.

### 1.10.2. Estudio de aprovechamiento de solar

De igual forma se procede para el cálculo de las horas de sol de las que se podrían obtener energía.

Se realiza el estudio de los últimos 10 años, obteniendo los datos de temperaturas y radiación media de cada mes, calculando la Hora Solar Pico (HSP) con los datos de los tres peores meses del año.

Los valores de HSP para los tres meses con menos radiación solar de cada año estudiado son las siguientes:

AÑO	H (MJ/m <sup>2</sup> )	Corrección Atmosférica	K	H Corregido (MJ/m <sup>2</sup> )	HSP
2005	6,13	1,05	1,477	6,44	2,641
2006	5,74	1,05	1,477	6,03	2,473
2007	6,75	1,05	1,477	7,09	2,908
2008	17,52	1,05	1,477	18,40	7,548
2009	5,89	1,05	1,477	6,18	2,538
2010	5,74	1,05	1,477	6,03	2,473
2011	5,63	1,05	1,477	5,91	2,426
2012	5,57	1,05	1,477	5,85	2,400
2013	5,62	1,05	1,477	5,90	2,421
2014	4,82	1,05	1,477	5,06	2,077

### 1.10.3. Justificación de la solución adoptada

Finalmente, tras la observación de los datos obtenidos de los diferentes estudios, se opta por el aprovechamiento hidráulico, ya que es el único que ofrece una generación de energía de forma continuada y también porque cumple con los objetivos planteados por el municipio en el que tiene lugar este Estudio.

## 1.11. Aspectos técnicos de una minicentral hidroeléctrica

Existen varios tipos de centrales hidráulicas:

- Centrales de agua fluyente
- Centrales de pie de presa
- Centrales de bombeo

En este Estudio se optará por una minicentral de agua fluyente, ya que por sus características, es la que mejor se acoge al aprovechamiento.

Las partes principales de las que se compone una minicentral hidroeléctrica son las que se exponen a continuación:

✚ Canal de derivación:

Se encarga de transportar el agua desde su cauce en el río hasta la entrada de la cámara de carga.

✚ Cámara de carga:

Es un depósito situado al final del canal de derivación con capacidad suficiente como para suministrar el volumen necesario de agua para que el arranque de la turbina se pueda producir sin intermitencias.

✚ Tubería forzada:

Conducción que lleva el agua desde la cámara de carga hasta la turbina.

✚ Turbina:

Es la encargada de transformar la energía mecánica en energía eléctrica.

## 1.12. Descripción de la solución adoptada

La minicentral, como se ha explicado anteriormente, constará de un canal de derivación, y una casa de máquinas, en la que se encuentran la cámara de carga, la tubería forzada y la turbina.

El caudal destinado al aprovechamiento entrará a la minicentral siguiendo el recorrido marcado por el canal de derivación, el cual irá a parar a la cámara de carga, que se encuentra en el interior del edificio de la minicentral, y de ahí se dirigirá al salto hasta la turbina por la tubería forzada. Una vez la masa de agua haya pasado por los álabes de la turbina, será reconducida hacia el cauce del río.

### 1.12.1. Canal de derivación

El canal de derivación, existente de forma previa a la minicentral, es de forma rectangular, con unas dimensiones de: 2,4 x 3,6 metros.

### 1.12.2. Casa de máquinas

Esta edificación, al igual que el canal de derivación, es aprovechada de una construcción previa a la minicentral. Se trata de la estructura de un antiguo molino de dos plantas, con una superficie de 20 metros cuadrados cada una.

En su interior se dispondrán la cámara de carga, la tubería forzada, la turbina y el generador.

### 1.12.3. Cálculos justificativos

Los cálculos hidráulicos y eléctricos se encuentran en el anejo correspondiente.

### 1.13. Estudio de impacto ambiental

Se realiza un estudio correspondiente para la identificación de los impactos en las diferentes fases por las que pasa la minicentral, que son la fase de explotación, de mantenimiento y de abandono.

Una vez que se han determinado los factores y las acciones, el siguiente paso es la identificación de los impactos, determinando la importancia de cada efecto mediante la *Matriz de Importancia* del Estudio.

Con los datos obtenidos de las evaluaciones realizadas y las consideraciones expuestas en el Estudio, no se aprecia ningún impacto que sea clasificado como severo o crítico, sino que estos impactos se clasifican como *Compatibles*, y su recuperación es inmediata tras el cese de la actividad.

### 1.14. Estudio económico o de viabilidad

El presupuesto sobre este estudio se realizará analizando proyectos de similar envergadura y características, ya que, como se indica, este documento es un estudio de diseño de una minicentral y únicamente se limitará a la definición técnica de las partes que la componen, no abarcará la técnica de ejecución de las obras pertinentes ni el seguimiento posterior a su implantación.

Como referencia se toman proyectos que tienen como objeto la rehabilitación de un molino o alguna otra edificación que ya existe previamente, de modo que su construcción no encarezca el presupuesto y tener así una referencia que sirva como guía para este documento.

El precio medio de implantación de una minicentral hidroeléctrica que ya dispone de casa de máquinas y canal de derivación antes de la ejecución del proyecto se estima en UN MILLÓN DOSCIENTOS MIL EUROS.

**PRESUPUESTO TOTAL ESTIMADO**

**1.200.000 €**

El escenario más favorable económicamente para poder llevar a cabo el Estudio, se establece con la concesión de una subvención de entre el 50 y el 75% de la inversión inicial. En esta situación, el flujo de negocio se calificaría como rentable a partir del año 12 en el caso de la subvención del 50%, y a partir del año 7 en el caso de la ayuda mediante la concesión del 75%.

El VAN y el TIR correspondientes a estos dos escenarios son los siguientes:

<b>VAN</b>	<b>9.805.380,91</b>	<b>VAN</b>	<b>15.417.299,74</b>
<b>TIR</b>	<b>10%</b>	<b>TIR</b>	<b>19%</b>



## **2.MEMORIA JUSTIFICATIVA**

## **ANEJO 1. INTRODUCCIÓN**

## ANEJO 1. Introducción

Este proyecto está centrado en el diseño hidráulico y de los elementos mecánicos de una minicentral hidroeléctrica, la cual se instalará en el municipio de Valdeprado del Río, dispuesto en la comunidad autónoma de Cantabria.

Esta idea nace de la necesidad de desarrollo en el aprovechamiento de las energías renovables y en respuesta al plan de gobierno de impulsar estas tecnologías, tanto por la gran dependencia que hay de proveedores extranjeros como por la necesidad de preservar el medio ambiente, reduciendo el uso que se hace de los combustibles fósiles. Como consecuencia de esto y puesto que las centrales hidráulicas han sido, desde su implantación en España a finales del siglo XIX, los "comodines" del sistema eléctrico debido a su facilidad para entrar en carga y cubrir los picos de demanda y las desconexiones imprevistas de las centrales convencionales, se ha recurrido a esta opción.

También se ha planteado una problemática en referencia a los aprovechamientos hidroeléctricos, y es que con la gran necesidad de desarrollo hidráulico en España, para poder llevar a cabo este tipo de proyectos, en algunas ocasiones se ha planteado la necesidad de inundar pequeños pueblos para disponer de un punto donde acumular la masa de agua, o bien construir grandes presas en situaciones en las que existen peligros geológicos para poder llevar a cabo este tipo de obra civil, pudiendo llegar a producir colapsos además de peligros para las poblaciones que rodean el área de afección.

Sin embargo, con el tiempo surge la idea de la posibilidad de explotar aprovechamientos de menor potencia, los cuales no necesitan de grandes presas ni disponer de embalses y no suponen tanto riesgo a la hora de desarrollar las infraestructuras necesarias para la captación de energía. Éstos, conforman una de las mejores opciones de las actualmente existentes a nivel comercial dentro de las energías renovables por su escaso impacto ambiental, su eficacia y rentabilidad.

Así mismo, dentro del impacto ambiental que lleva consigo el desarrollo de una estación de aprovechamiento energético hidroeléctrico, ya que implica una modificación de las formas del terreno, este tipo de aprovechamiento permite decidir entre dos variantes, pudiendo influir decisivamente en caso de que sea con una central hidroeléctrica de gran potencia (inundación de valles, vaguadas,...) o se puede optar por una vía de impacto leve, que son las minicentrales hidroeléctricas, que lo que hacen es aprovechar un recurso ya existente sin la necesidad de construcción de una nueva infraestructura.

Dada su facilidad de conexión y desconexión de la red, las centrales hidráulicas también se utilizan como acumuladores de energía eléctrica, siendo capaces de absorber la energía generada por las grandes centrales en las horas de baja demanda, y de devolverla a la red en las horas punta o de máxima demanda de energía. Esta característica resulta fundamental en la actualidad, debido a la necesidad de sincronizar la generación de energía con su demanda.

La energía obtenida en las minicentrales hidroeléctricas ofrece, además, los siguientes beneficios para nuestro entorno:

- Uso no consuntivo del agua, ya que ésta se recoge del río en un punto y se devuelve al cauce en una cota inferior, una vez transformada su energía en energía eléctrica a su paso por la turbina.
- Carácter autóctono, por lo que su desarrollo implica la reducción del grado de dependencia del sector energético exterior y el refuerzo de la seguridad del suministro.
- Energía limpia, no produce residuos contaminantes, exceptuando la fase de construcción, donde deben extremarse las medidas minimizadoras de impactos ambientales.
- Es inagotable gracias al ciclo hidrológico natural.

## 1.1. Origen e historia de la energía hidráulica

### 1.1.1. Primeros pasos y desarrollo

Ya desde la antigüedad la fuerza del agua fue aprovechada para diversos usos, como moler grano o triturar materiales con alto contenido en celulosa para la producción de papel, hecho que atestiguan los numerosos molinos de agua conservados en diferentes partes del mundo.

Pero no sería hasta los inicios de la Revolución Industrial cuando se aprovecha la energía del agua para la producción eléctrica. La creciente industrialización del norte de Europa provoca una gran demanda de energía que vino a ser suplida, en buena parte, gracias a la hidroelectricidad, ya que la extracción de carbón todavía no era lo suficientemente fuerte como para cubrir las necesidades industriales.

Se suele considerar que la primera central hidroeléctrica fue la construida en Northumberland (Reino Unido), en 1880. Un año después comenzó a utilizarse la energía procedente de las cataratas del Niágara para alimentar el alumbrado público, y a finales de la década ya existían más de 200 centrales tan solo en Estados Unidos y Canadá.

Esta fuente de energía tuvo un rápido crecimiento debido al desarrollo técnico experimentado a finales del siglo XIX y principios del XX, especialmente en lo que se refiere a la invención del generador eléctrico y al perfeccionamiento de las turbinas hidráulicas.

A pesar de que las tecnologías de producción no han experimentado grandes revoluciones desde principios del siglo XX, sí se han desarrollado nuevos mecanismos para optimizar el rendimiento, existiendo, hoy en día, diferentes tipos de turbinas que son utilizadas de acuerdo a la altura del salto de agua, como se muestra en el siguiente cuadro:



Altura del salto	Turbina
Más de 100 metros	Pelton, Turgo, Francis
Entre 20 y 100 metros	Francis, Crossflow
Entre 5 y 20 metros	Propeller, Kaplan

Su uso no se ha limitado a la producción de electricidad para redes públicas de distribución, sino que también se ha aplicado, de manera exclusiva, para la industria privada, como es el caso de las plantas transformadoras de aluminio en Escocia o Surinam.

### 1.1.2. La energía hidráulica en la actualidad

#### 1.1.2.1. En el mundo

La energía hidroeléctrica sigue siendo la energía renovable más utilizada en todo el mundo. Se estima que un 20% de la energía consumida en el mundo tiene origen hidroeléctrico, mientras que en los países en desarrollo este porcentaje se eleva hasta el 33%. Si se compara con otras energías renovables los datos son contundentes: del total de la producción renovable mundial, un 90% tiene su origen en la hidrogenación.

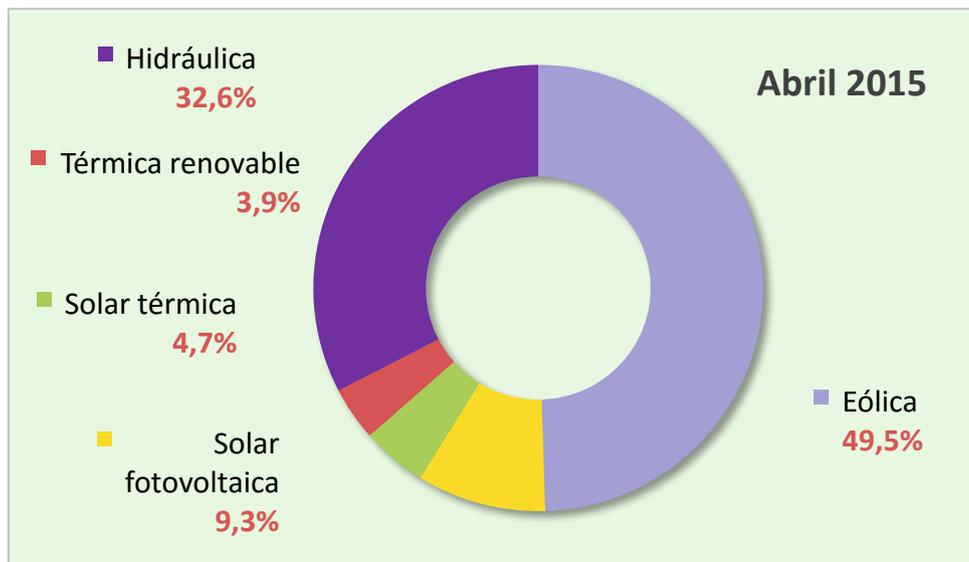
Se trata, además de una energía en crecimiento especialmente en las áreas menos desarrolladas. Según la UNESCO, entre 1995 y 2010 la producción de energía hidroeléctrica ha crecido en un 65% en todo el mundo, siendo este aumento especialmente agudo en los países de América Latina, Asia y África. Mientras que en estas regiones tan solo se aprovecha el 7% de su potencial hidroeléctrica, en áreas más desarrolladas, como Europa, este porcentaje asciende al 75%, por lo que el crecimiento en los países en vías de desarrollo es elevado.

Se trata, por tanto, de un sistema de generación de energía extendido en todo el mundo, incluso en países que no cuentan con desniveles orográficos

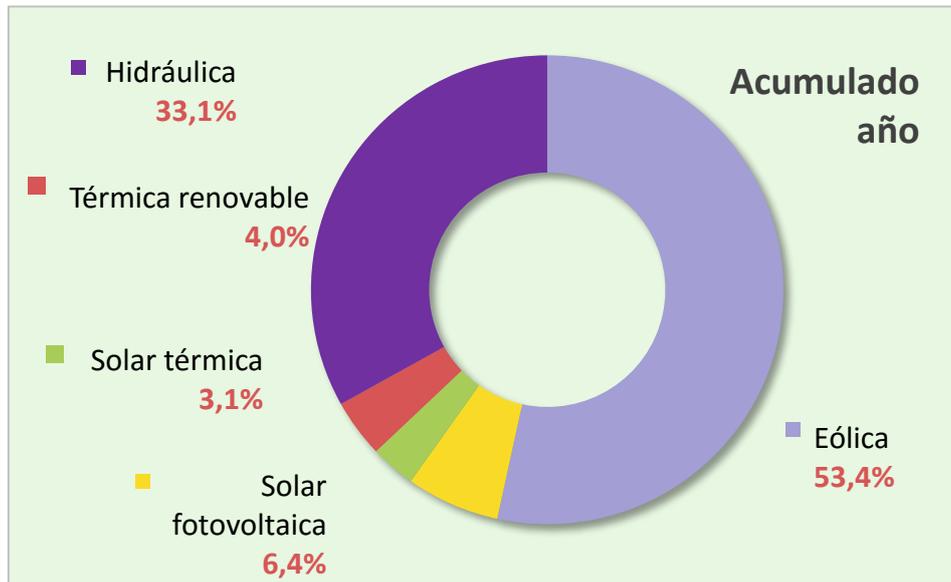
significativos, como es el caso de Holanda. En la actualidad, Canadá, Estados Unidos y China son los mayores productores del mundo.

### 1.1.2.2. En España

Las energías renovables en España están cada vez más presentes, sin embargo, aunque la energía hidráulica tiene un gran peso dentro de la implantación de este tipo de energías, la energía eólica se sitúa a la cabeza de producción en nuestro país, con un 49,5% de generación en el último mes de abril, mientras que la hidráulica obtiene un 32,6% de la generación de energía origen renovable.



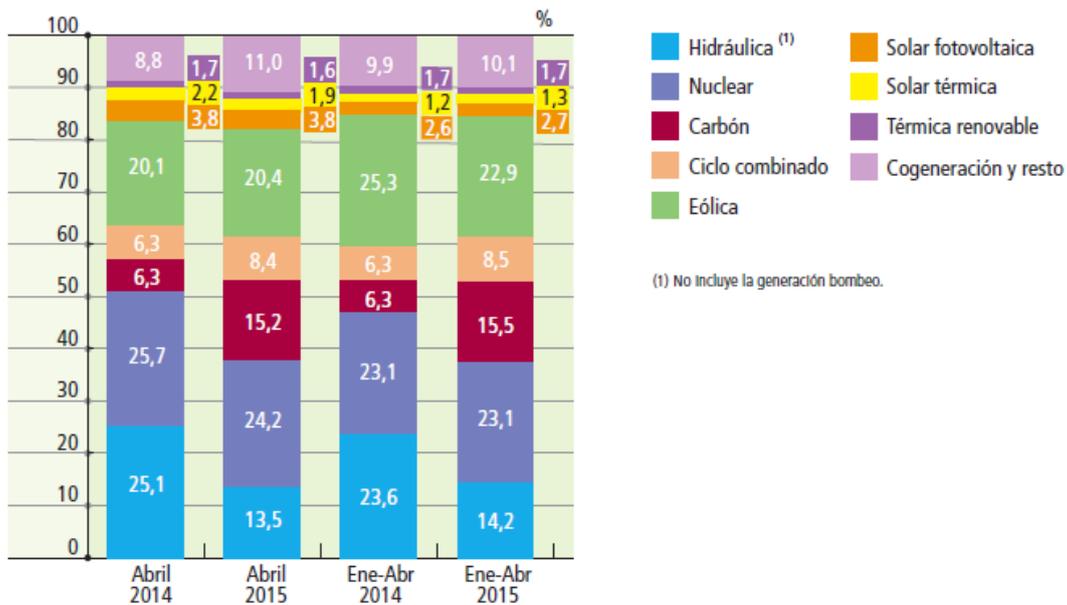
Gráfica 1.1. Generación de energía renovable. (Fuente REE)



Gráfica 1.2. Generación de energía renovable. (Fuente REE)

Aunque parecen porcentajes aparentemente grandes, aún se recurre en gran medida a energías de origen fósil y nuclear.

A continuación se muestra una comparativa en la que se puede apreciar la similitud de cobertura de la demanda de energía en el mes de abril y en un periodo que abarca los meses de enero-abril.



Gráfica 1.3. Estructura de la cobertura de la demanda. (Fuente REE)

Se observa que todos los valores del porcentaje de cobertura de la demanda para los diferentes tipos de energía se mantienen más o menos constantes de un periodo de tiempo a otro, salvo la energía de origen hidráulico, que varía dependiendo de la cantidad de carbón disponible.

En el mes de abril perteneciente al año 2014 el consumo de carbón era mínimo, siendo éste sustituido por energía hidráulica, mientras que en el mismo mes de este año, en lugar de utilizar las centrales hidroeléctricas para cubrir los picos de máxima demanda, se aprovecha la disponibilidad de carbón como sustituto de la energía hidráulica.

Esto mismo se ve reflejado en el siguiente gráfico, que muestra la evolución de la energía hidroeléctrica en comparación con el año anterior.

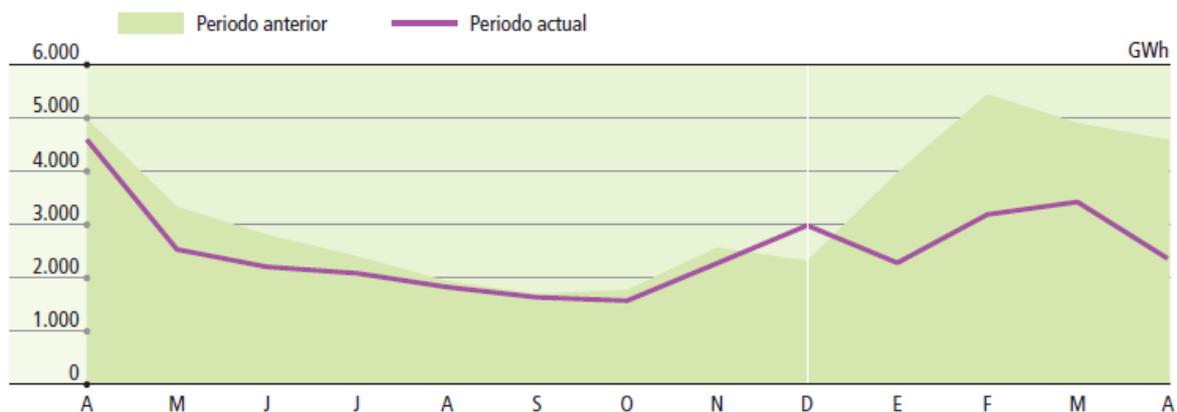


Gráfico 1.4. Evolución de la energía hidroeléctrica. (Fuente REE)

### 1.1.3. El futuro

La energía hidráulica seguirá siendo la principal fuente de energía renovable generadora de electricidad durante los próximos años. De acuerdo con las previsiones presentadas por la Comisión Europea, no será hasta 2030 cuando la energía eólica, que es la renovable que presenta mayores ratios de crecimiento, supere los niveles de producción de electricidad de la hidráulica en la UE. En los países en vías de desarrollo, donde la energía eólica no presenta un crecimiento semejante, esta situación se alargará en el tiempo.

El escenario futuro de la hidráulica, por tanto, es el de una forma de generación madura, estable y eficaz, que tendrá un crecimiento moderado y sostenido. A pesar de que, en muchos países, no cuenta con ayudas públicas que sufraguen los gastos de instalación, la generación de hidroelectricidad sí se beneficia de los incentivos económicos asignados a las renovables. En Europa, el mayor desarrollo vendrá en el área de la minihidráulica (centrales con potencia instalada inferior a 10 MW), especialmente fomentada por las autoridades energéticas y medioambientales debido a su escaso impacto ambiental.

En nuestro país, el desarrollo a corto plazo se encuentra definido en el Plan de Energías Renovables, que propone algunas medidas para solucionar los problemas derivados de la instalación y aprovechamiento de las centrales: coordinar y racionalizar los criterios de impacto ambiental entre las organizaciones, actualizar la normativa de conexión a la red o la realización de campañas de información sobre las bondades de la hidroelectricidad.



## **ANEJO 2. ANTECEDENTES**

## ANEJO 2. Antecedentes

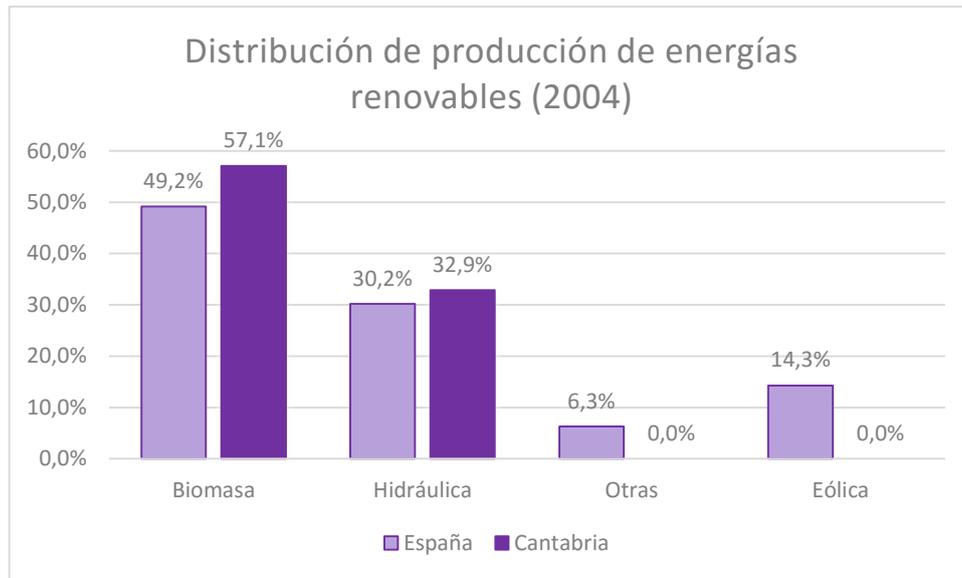
Centrándonos en la comunidad autónoma de Cantabria, los biocombustibles cuentan con un protagonismo especial en la política energética de la comunidad, existiendo varios proyectos que van a liderar la producción nacional de biodiesel y bioetanol.

El consumo de energía primaria en Cantabria fue de 1,91 Mtep en el 2004. Este registro representa un consumo por habitante un 5,5% superior a la media del resto de España, debido a la alta intensidad de consumo de energía eléctrica de la industria radicada en la región. Por ese motivo, el Gobierno de Cantabria quiere aumentar los niveles de producción de energía eléctrica en la región, a través de la aplicación de su Plan Energético 2011-2020, aumentando el uso de las energías renovables y la generación basada en consumo de gas natural. Hay que recordar que aunque España genera el 100% de la energía primaria que consume, sus fuentes de abastecimiento son externas, con un índice de autoabastecimiento de sólo el 19,3%, logrado gracias al consumo de carbón autóctono, las energías renovables y la energía nuclear.

El grado de autoabastecimiento de la región en generación de energía primaria es del 4,1% del consumo final. Eso equivale a 79,2 ktep, que en la práctica se logra por completo gracias a las energías renovables (ya que Cantabria no dispone de carbón o energía nuclear). La biomasa constituye la fuente principal de energías renovables en la actualidad (generalmente para consumo final del productor), aunque existe la previsión de desarrollar otras fuentes.

La previsión de la demanda total realizada por el Gobierno de Cantabria establece dos escenarios, uno tendencial, que sigue el patrón actual, y otro que utiliza distintas políticas de ahorro para lograr un menor crecimiento y una cifra final un 7,7% menor. Las energías renovables juegan un importante papel, tanto para la producción de electricidad, como en los biocombustibles. De hecho, la

previsión es que las energías renovables alcancen un nivel del 8,9% del consumo de energía, en un nivel muy superior al que conducía la tendencia previa al Plan Estratégico, y satisfaciendo el 19,7% de la demanda eléctrica en la comunidad.



Gráfica 2.1. Fuente: Grupo Sodercan

La situación costera de Cantabria también ha permitido innovar en el área de la energía maremotriz y de las olas, con distintos experimentos liderados por la Universidad de Cantabria, que han generado prototipos que pretenden revolucionar el mercado de las energías renovables. El Instituto de Hidráulica Ambiental (IH Cantabria) cuenta con más de 60 investigadores y especialistas en este campo, integrados en el Grupo de Ingeniería Oceanográfica y de Costas, así como en el Grupo de Emisarios Submarinos e Hidráulica Ambiental, que permiten disponer de una capacidad de desarrollo puntera.

En el Plan 2020 se establecían unas labores de aprovechamiento eólico en la comunidad autónoma de Cantabria, las cuales no llegaron a llevarse a cabo debido al cambio de Gobierno que tuvo lugar entonces. Ahora con la vuelta al Gobierno del antiguo partido que planteaba esta situación, se volverán a retomar los estudios para poder llevar a cabo estos aprovechamientos.

Además de la energía eólica, también están abiertos otros frentes de estudio de un aprovechamiento energético que tiene en cuenta la energía eólica marina y la undimotriz.

En este punto, se ha puesto en valor el Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2011-2020 presentado por el Gobierno en abril, que prevé una potencia de 707 MW con menos aerogeneradores y se aspira a que el 90 por ciento de la energía producida en Cantabria sea de origen renovable.

Asimismo, al finalizar el Plan se prevé que la costa de Cantabria dispondrá de uno de los primeros parques mundiales de producción de energía de oleaje, con una potencia de 1,25 MW.

Otro de los ejes planteados para el cumplimiento de la evolución de las energías sostenibles en Cantabria es el aprovechamiento energético del Bitrasvase del Ebro y una mejor gestión de las franjas horarias en los ciclos hidroeléctricos, con un gran proyecto ya planteado por Eon, en el pasado año 2014, para ampliar la central de Aguayo. Además se pretende estudiar la posibilidad de realizar un aprovechamiento similar en otras zonas de Cantabria.

Teniendo en cuenta el Plan de Sostenibilidad Energética de Cantabria 2011-2020, Valdeprado del Río busca el aprovechamiento de energía sostenible que más se ajusta a sus posibilidades y recursos. El recurso más factible con el que se cuenta en este municipio es el aprovechamiento hidroeléctrico mediante una minicentral hidráulica, la cual encuentra su sitio fácilmente en uno de los principales ríos que atraviesa el municipio, el Ebro.

Este aprovechamiento hidroeléctrico puede ser de gran potencia o de baja potencia, obteniendo con ésta segunda opción una minimización de impacto ambiental, aprovechando el recurso hidroeléctrico sin ocupar más terreno que el estrictamente necesario.

Como base de desarrollo del presente estudio, nos hemos amparado en unos objetivos que han sido establecidos por el municipio de Valdeprado del Río, que establece dentro de su plan de ordenamiento urbanístico el desarrollo de la unidad de producción energética aprovechando los recursos existentes en el municipio, con la producción del mínimo impacto ambiental posible y como medida de reclamo turístico, colaborando en el desarrollo de energías renovables como establece el Plan 2020 para que la comunidad autónoma de Cantabria cumpla con su meta de obtener un 90% de energía proveniente de origen renovable.



## ANEJO 3. OBJETO Y ALCANCE

## ANEJO 3. Objeto y alcance

### 3.1. Objeto del estudio

Una vez ya se ha planteado la introducción y se han tenido en cuenta los antecedentes que preceden este estudio, es posible pasar a la definición del objetivo y la motivación de este documento.

El objeto de este estudio de implantación de una minicentral hidroeléctrica, es cumplir una necesidad clara, y es que el ayuntamiento de Valdeprado del Río tiene previstos una serie de objetivos a cumplir dentro de su planeamiento urbanístico, los cuales se encuentran expuestos en el anejo de antecedentes, pero serán citados a continuación:

- Desarrollo de la unidad de producción energética
- Aprovechamiento de los recursos existentes
- Producción de un impacto ambiental leve

Este municipio tiene una estrategia clara de desarrollo energético, a la que debe darse la solución más viable y que más se ajuste a sus necesidades para llevar a cabo ese abastecimiento energético que necesita el ayuntamiento de Valdeprado del Río.

Deben seguirse las pautas de aprovechamiento marcadas en el planeamiento urbanístico, que establece el aprovechamiento de recursos ya existentes y sin generar más infraestructura que la que ya existe en el municipio.

Los recursos existentes en el municipio son biomasa, solar, eólico e hidráulico. Se planteará un estudio en base a los parámetros climáticos dependiendo de cada una de las energías renovables de cada recurso para, una vez analizados todos ellos, ser capaces de decidir cuál es la solución más viable.

Aunque estén disponibles todos los recursos anteriormente mencionados, se prevé que la forma de aprovechamiento más compatible con el municipio sometido a estudio es el de origen hidráulico. Siendo el agua el recurso con

mayor disponibilidad en el territorio, ya que se dispone del gran Embalse del Ebro, que vierte aguas y actúa como componente regulador del río que lleva su nombre que además atraviesa el municipio. Por lo tanto, la forma de aprovechamiento más productiva será mediante la generación de energía hidráulica.

El interés de este estudio recae en el apoyo al abastecimiento de electricidad a esta pequeña zona de Cantabria, en la cual, cualquier otra forma de captación de energía de forma renovable no sería aprovechable desde un punto de vista de desarrollo continuo de energía, ya que, el viento, el sol, las lluvias, entre otros recursos energéticos naturales son variables aleatorias que evolucionan con el tiempo de forma independiente y libre a la demanda de energía.

Como premisa fundamental está establecida la condición de no generar ninguna otra infraestructura innecesaria en la zona, lo cual tiene en cuenta el aprovechamiento de estructuras que ya formen parte del paisaje, como es el caso de molinos antiguos que ya disponen de canales de derivación. Por ello, el objeto de este estudio es recoger todas las estructuras y todas las edificaciones que sean potencialmente susceptibles de ser aprovechadas para la producción de energía e intentar recuperarlas para generar esa demanda energética que está estableciendo y necesita el municipio.

Una vez localizada la zona de implantación de la minicentral, ésta servirá de abastecimiento eléctrico a los habitantes del municipio, además de beneficiarles económicamente debido a la generación de empleo, pago de impuestos, disminución de los costes de energía y mejora de accesos debidos al desarrollo del estudio.

### 3.2. Alcance

Una vez se disponen de unos objetivos claros, que es el dar solución a un aprovechamiento energético del recurso existente con una minimización del impacto mediante aprovechamientos de infraestructuras antiguas, el alcance del presente estudio se fija en cubrir y definir el sistema productivo con su desarrollo completo y los estudios de implantación y aprovechamiento de productividad de recurso existente.

Este estudio diseña un pequeño aprovechamiento que, en la medida de sus posibilidades, dota al sistema de flexibilidad a la hora de modificar la curva de oferta para imitar la de demanda.

Este estudio no abarcará la técnica ni el seguimiento posterior a la implantación del proyecto, sino que se limitará a la definición técnica de las partes que la componen.

Se fijarán y definirán las características de las instalaciones y obras que son necesarias para la implantación del aprovechamiento.



## **ANEJO 4. LOCALIZACIÓN Y SITUACIÓN**

## ANEJO 4. LOCALIZACIÓN Y SITUACIÓN

La ubicación de este proyecto tendrá lugar en Valdeprado del Río, municipio dispuesto en la comunidad autónoma de Cantabria.

Valdeprado del Río se extiende por 89,3 km<sup>2</sup> al este de Valdeolea, en el corazón de la comarca de Campoo. Lo flanquean el municipio palentino de Aguilar de Campoo, por el oeste, y el burgalés Alfoz de Santa Gadea, por el este; al sur limita con Valderredible y al norte con Las Rozas de Valdearroyo y Campoo de Enmedio. Localizado sobre una estructura anticlinal en la que aparecen amplias zonas de calizas y dolomías jurásicas, Valdeprado está atravesado de norte a sur por el emblemático río Ebro, y de este a oeste por su afluente, el río Polla.

El municipio de Valdeprado del Río es resultado de la unión de las antiguas hermandades de Los Carabeos y Valdeprado: la primera, compuesta por los concejos de Los Carabeos, Los Riconchos y Arcera-Aroco; y la segunda, por los concejos de Hormiguera, Reocín de los Molinos, Sotillo-San Vitores y Valdeprado. Se trata de dos de las siete hermandades que, durante el Antiguo Régimen, conformaban la jurisdicción conocida como Corregimiento de Reinosa y Merindad de Campoo. Ambas entidades quedaron transformadas en sendos ayuntamientos constitucionales en el año 1822 y decidieron unirse en 1868. Desde 1873 la sede consistorial se encuentra en Arroyal de Los Carabeos. En la actualidad, este municipio está integrado por 16 núcleos de población que habitan 334 personas.

Desde el punto de patrimonial, Valdeprado del Río se precia de custodiar un excelente muestrario de arquitectura religiosa, que incluye el emblemático santuario de Montesclaros, cuya Virgen fue declarada patrona de la Merindad de Campoo a comienzos del siglo XVIII y todavía es objeto de gran devoción popular. También son de reseñar las ermitas románicas de Aldea de Ebro,

pueblo declarado Conjunto Histórico, y las iglesias dedicadas a Santa María situadas en Barruelo y Valdeprado del Río.

Este municipio de 89,3 km<sup>2</sup> de extensión, como se ha mencionado antes, está comprendido entre la cota máxima de 1.283 m y la mínima de 790 m, estando la capital municipal a una altitud de 957 m sobre el nivel del mar.

Valdeprado del Río está compuesto por 16 núcleos de población: Aldea de Ebro, Arcera, Arroyal (capital), Barruelo, Bustidoño, Candenosa, Hormiguera, Laguillos, Matalaja, Mediadoro, Reocín de los Molinos, San Andrés, San Vitores, Sotillo, Valdeprado del Río.

En este caso, la localidad que se verá afectada por el proyecto será la de Aldea de Ebro, la cual dista 4,8 km de Arroyal y se asienta a 840 m de altitud. Cuenta con 9 habitantes (2012).



*Ilustración 4.1. Localización*



Ilustración 4.2. Localización



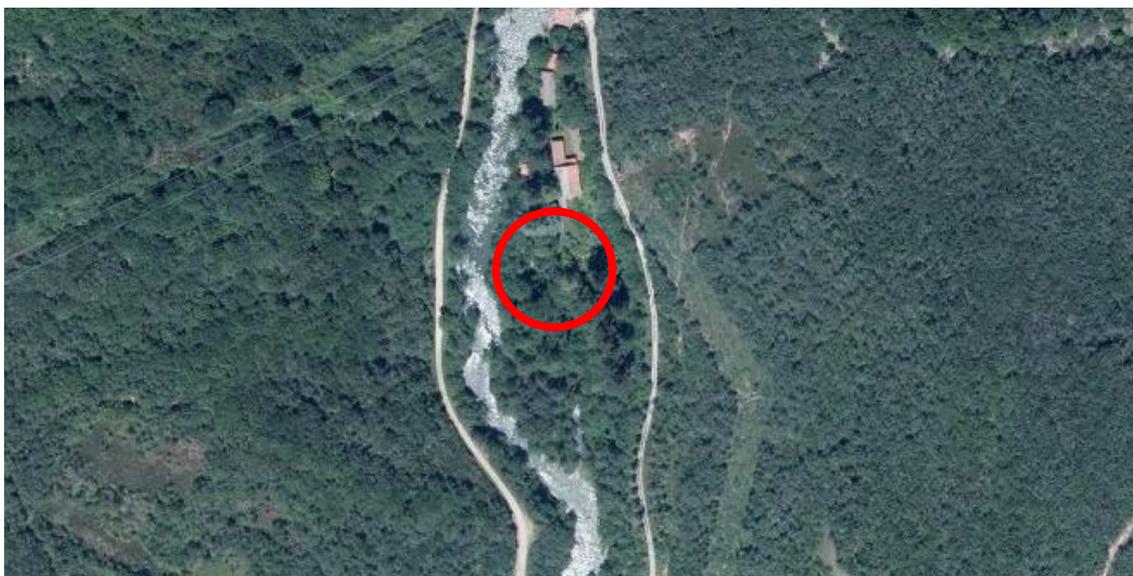
Ilustración 4.3. Localización



*Ilustración 4.4. Emplazamiento*

Las coordenadas exactas de la zona sometida a estudio son las siguientes:

	<b>Latitud:</b>	42º 54' 48,44" N
	<b>Longitud:</b>	4º 1' 36,17"
	<b>Huso UTM:</b>	30
	<b>Coordenada X:</b>	416.201'47 m
	<b>Coordenada Y:</b>	4.751.697'20 m



*Ilustración 4.5. Emplazamiento*



**ANEJO 5.**  
**ESTUDIO**  
**SOCIOECONÓMICO**

## ANEJO 5. Estudio socioeconómico

### 5.1. Demografía y evolución de la población

A la hora de conocer los datos de población de Valdeprado del Río en el siglo XVIII se cuenta con dos emblemáticos estudios: el Catastro de Ensenada, de 1752, en el cual aparecen 1.442 habitantes, y el Censo de Floridablanca, de 1787, en el que constan 1.204 habitantes. En 1857, en el primer censo moderno realizado en España a cargo de la Junta Nacional de Estadística, se consignan 2.066 habitantes en los dos ayuntamientos entonces existentes.

En cuanto a la evolución de la población a lo largo del siglo XX, ésta describe una curva descendente. Así, mientras en 1900 se registran 2.631 habitantes, en 2000 la cifra era de solo 312 (esto es una disminución del 88%). Las mayores pérdidas se produjeron a partir de los años cincuenta, merced a la emigración a regiones más industrializadas, sobre todo al País Vasco. En 2004 viven en Valdeprado del Río 335 personas. Atendiendo al perfil de los vecinos, predominan los adultos con una edad media de 54 años y una tasa de dependencia general del 87,9%.

En la tabla que se muestra a continuación se puede apreciar el número de habitantes que formaron y forman parte del municipio de Valdeprado del Río desde el año 1996 hasta la actualidad, bien diferenciados por sexos y el volumen total de habitantes.

Como se puede observar, el número de varones es siempre superior al de mujeres, y en los últimos 19 años el volumen de población se ha mantenido más o menos constante, con un promedio poblacional de 322 habitantes.



Tabla 5.1. Datos obtenidos del INE

Año	Número de habitantes		
	Totales	Varones	Mujeres
2014	321	182	139
2013	327	188	139
2012	357	198	159
2011	380	212	168
2010	306	172	134
2009	310	172	138
2008	315	175	140
2007	324	181	143
2006	291	162	129
2005	315	174	141
2004	335	186	149
2003	334	187	147
2002	334	191	143
2001	323	177	146
2000	312	164	148
1999	297	154	143
1998	306	155	151
1997	-	-	-
1996	319	172	147

La siguiente gráfica tiene como objetivo mostrar de forma visual la evolución en la demografía del municipio que se está sometiendo a estudio.

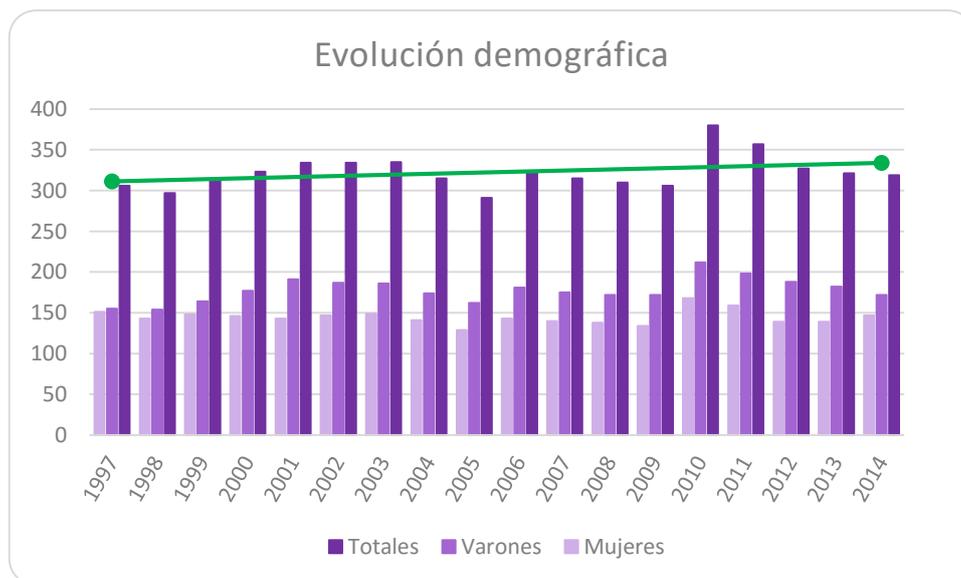


Gráfico 5.1. Datos obtenidos del INE

## 5.2. Actividad económica

En este municipio el sector terciario se sitúa a la cabeza como fuente de empleo, dando trabajo a un 51'7% de la población activa. El secundario emplea al 24'7% y el primario se sitúa en último lugar con un 23'6%.

*Tabla 5.2. Datos obtenidos del INE*

	<i>Municipio</i>	<i>Cantabria</i>
Sector primario	23,6%	6,0%
Construcción	15,7%	13,5%
Industria	9,0%	18,9%
Sector terciario	51,7%	61,6%
Tasa de actividad	40,8%	52,5%
Tasa de paro	29,6%	14,2%

### 5.2.1. Ganadería y agricultura

Atendiendo al tipo de explotación, según el censo agrario de 1999, de una superficie total de 8.700 ha, 2.824 eran tierras dedicadas al aprovechamiento forestal, 5.094 eran pastos permanentes y 20 ha se destinaban al cultivo de herbáceos. En cuanto a la ganadería, el mismo censo informa de que la mayor parte de las explotaciones eran de bovino (sobre todo vacuno de raza frisona, introducida en la comarca en la década de los sesenta) y en menor cantidad de ganado equino y ovino. En cuanto a la cuota lechera de este municipio, ésta fue de 8.313 kilos para las campañas 2000/2001, 2001/2002 y 2002/2003, asignadas a una única explotación.

*Tabla 5.3. Datos obtenidos del INE*

<b>Sector Primario</b>		
	<i>Municipio</i>	<i>Cantabria</i>
Superficie (km)	89.3	5310
Superficie Agraria Útil (SAU) en km.	51.1	2763.9
SAU (%) respecto a la sup. Municipal	57.2	52.1
Número de explotación	411	18461
Titulares personas físicas	396	17224
Unidades ganaderas	1337	311072

### 5.2.2. Industria

La industria da trabajo a un 9% de la población activa de Valdeprado. La mayor parte de los establecimientos fabriles de la comarca se concentran en Reinosa y el vecino municipio de Valdeolea. La primera localidad ha sido, a lo largo del siglo XX, uno de los centros industriales emblemáticos de Cantabria y todavía cuenta con una gran fábrica, Sidenor. La capital de Valdeolea, Matamorosa, aloja el complejo Cementos Alfa, propietaria de la cantera del paraje del Portalón, en Valdeprado. La construcción, otra importante fuente de empleo de este sector secundario, ocupa a un 15,7% de los vecinos activos del término.

*Tabla 5.4. Datos obtenidos del INE*

Sector Secundario		
	Municipio	Cantabria
Actividades de la industria (IAE)	1*	2897
Actividades de la construcción (IAE)	4*	5270

### 5.2.3. Servicios

Los servicios se han convertido en la segunda fuente de trabajo de este municipio, que pone en valor su rico patrimonio artístico y cultural, destacando, entre otras actuaciones, la rehabilitación de las antiguas escuelas de Arroyal como albergue de turismo rural. Es de resaltar aquí la importancia del santuario de Montesclaros como principal reclamo de Valdeprado, tanto de peregrinos del entorno de Campoo como de otros lugares de España.

*Tabla 5.5. Datos obtenidos del INE*

Sector Servicios		
	Municipio	Cantabria
Actividades comerciales mayoristas	-	1688
Actividades comerciales minoristas	-	12322
Locales ocio, deportivos y culturales	1	937
Locales 1000 hab.	3.4	12

### 5.3. Planeamiento urbanístico

Dada la baja densidad de la zona no es necesario revisar las consecuencias de la actuación en el ordenamiento urbanístico. Las edificaciones existentes están caracterizadas por ser de baja altura, en base a viviendas unifamiliares y aisladas.

### 5.4. Conclusiones

Como se puede apreciar en el apartado de demografía y evolución de la población, ésta sigue una tendencia regulada creciente con una pendiente mínima, siendo muy estable ese incremento a lo largo del tiempo.

La población ha variado poco a lo largo de los últimos años, descendiendo si se tienen en cuenta los totales desde el año 2010. Sin embargo la tendencia del histórico poblacional muestra que existe un pequeño incremento si tenemos en cuenta la evolución desde el año 1997.

Este municipio no exige una gran demanda energética, ya que la demografía es reducida y no contiene ningún edificio industrial en su interior, éstos se encuentran en los municipios colindantes. La mayor parte del área perteneciente a Valdeprado del Río, como se ha dicho antes, está dedicada a la agricultura, siendo tierras dedicadas al pasto de animales o la siembra.



**ANEJO 6.  
DESCRIPCIÓN  
DEL MEDIO**

## ANEJO 6. Descripción del medio

### 6.1. Climatología

#### 6.1.1. Introducción

El clima en Cantabria, en principio típicamente atlántico, templado y húmedo, está condicionado, en gran medida, por la orografía y la proximidad al mar, que actúa como regulador térmico y facilita la condensación de la lluvia. Sus características son las del clima marítimo templado, con lluvias frecuentes, inviernos y veranos poco calurosos.

La costa cantábrica se encuentra en la zona de influencia de las grandes borrascas atlánticas, que con frecuencia cruzan o pasan muy cercanas. Las características orográficas de la zona imprimen en la región unas condiciones climatológicas muy diferentes del resto de las costas del país. Las borrascas se ven frenadas en su trayectoria por la Cordillera Cantábrica, que incide particularmente en el régimen de vientos.

Los vientos del Norte y Noroeste traen masas de aire húmedo que al encontrarse con las montañas producen lluvia. Los vientos procedentes del cuadrante oriental son secos y fríos durante el invierno.

Los flujos del sur van desencadenándose a medida que descienden la cordillera, llegando a los valles con la temperatura y humedad variadas.

La singularidad climatológica se reduce, así mismo, en la distribución de presiones. La presión atmosférica en el mar Cantábrico presenta un máximo relativo durante el verano (al contrario de lo que ocurre en el interior de la Península Ibérica) y otro en los meses de Diciembre y Enero, como en el resto del país. El máximo veraniego obedece a la extensión del anticiclón de las Azores, que es también responsable del predominio del viento Norte en esa época. Los valores medios más bajos de la presión se producen en las estaciones intermedias de otoño y primavera, cuando las masas de aire adquieren mayor



movilidad, alterándose el paso de borrasca (más frecuentes) y anticiclones en su recorrido desde el Atlántico hacia Europa.

Las lluvias tienen un reparto uniforme a lo largo del año, tratándose de una pluviosidad continua, más que torrencial. No existen puntas pluviométricas importantes ni tampoco épocas de sequía acusada.

### 6.1.2. Datos climatológicos

Para reflejar las condiciones ambientales en la zona se ha solicitado información al Instituto Nacional de meteorología que dispone de varias estaciones, de las cuales las más próximas a la zona de proyecto se encuentran ubicadas en Cubillo de Ebro (Valderredible) a 8.84 km, Reinosa (Campoo de En medio) a 14.13km, Santa Gadea de Alfoz (Alfoz de Santa Gadea) a 14.22km y Polientes (Valderredible) a 15.21km.

Asimismo, se han considerado los datos correspondientes a la estación de Santander, para disponer de información más adecuada. Para los valores eólicos se han recogido los del Aeropuerto de Parayas, ya que es el único lugar donde los datos son fiables.

A continuación se presentan los datos de la ubicación de las estaciones nombradas anteriormente:

*Tabla 6.1. Datos obtenidos de Meteocantabria.*

<i>Estación</i>	<i>Longitud</i>	<i>Latitud</i>	<i>Altitud (m)</i>
Cubillo de Ebro	4° 1' 56" W	42° 48' 35" N	770
Reinosa	4° 9' 38" W	42° 59' 31" N	870
Sta. Gadea de Alfoz	3° 57' 26" W	42° 57' 5" N	915
Polientes	3° 56' 2" W	42° 48' 23" N	720

También se muestran los valores climatológicos normales recogidos en la estación situada en el aeropuerto de Santander entre los años 1.981 y 2.010:

Tabla 6.2. Datos obtenidos de Meteocantabria

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
Enero	9,7	13,6	5,8	106	72	12,3	0,4	0,8	0,8	2,1	2,9	85
Febrero	9,8	13,8	5,7	92	72	11,1	0,3	1,1	0,9	1,2	3,1	104
Marzo	11,3	15,7	7,0	88	71	9,9	0,1	0,9	1,2	0,4	2,9	135
Abril	12,4	16,6	8,3	102	72	11,9	0,0	1,3	0,7	0,0	2,4	149
Mayo	15,1	19,1	11,1	78	74	10,4	0,0	1,6	1,7	0,0	2,4	172
Junio	17,8	21,6	13,9	58	75	7,6	0,0	1,8	1,2	0,0	3,7	178
Julio	19,8	23,6	16,0	52	75	7,3	0,0	2,0	0,5	0,0	4,5	187
Agosto	20,3	24,2	16,4	73	76	7,6	0,0	1,4	0,8	0,0	3,8	180
Septiembre	18,6	22,8	14,4	83	76	8,9	0,0	1,5	1,9	0,0	4,6	160
Octubre	16,1	20,3	11,8	120	75	11,1	0,0	1,0	2,1	0,0	2,8	129
Noviembre	12,5	16,3	8,7	157	75	13,3	0,0	1,3	0,9	0,4	3,2	93
Diciembre	10,5	14,2	6,7	118	73	12,1	0,1	0,9	0,6	2,0	3,4	74
Año	14,5	18,5	10,5	1129	74	123,5	0,9	15,6	13,3	6,1	38,9	1649

**Leyenda**

- T Temperatura media mensual/anual (°C)
- TM Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)
- Tm Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)
- R Precipitación mensual/anual media (mm)
- H Humedad relativa media (%)
- DR Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1mm
- DN Número medio mensual/anual de días de nieve
- DT Número medio mensual/anual de días de tormenta
- DF Número medio mensual/anual de días de niebla
- DH Número medio mensual/anual de días de helada
- DD Número medio mensual/anual de días despejados
- I Número medio mensual/anual de horas de sol

6.1.2.1. Régimen pluviométrico de Cantabria

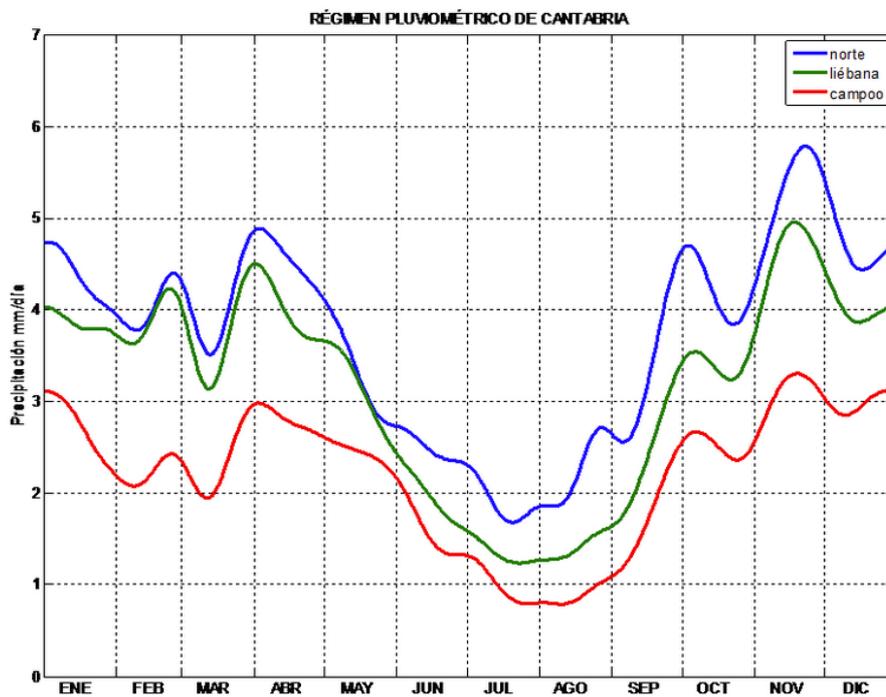
La precipitación es el aspecto más relevante del clima del Norte de España, por ello es interesante hacer una descripción lo más detallada posible de su distribución espacial, es decir donde llueve más y donde menos, combinada con su distribución temporal, es decir cuando llueve más y cuando menos.

Como es sabido, la distribución espacial de la precipitación resulta de la interacción entre la circulación atmosférica y la superficie, lo cual justifica que por su posición geográfica y su orografía, la pluviometría de Cantabria sea muy



compleja, con grandes contrastes entre unos valles y otros. A pesar de esto, generalmente se considera, incluso en informes científicos, una versión simple según la cual el régimen pluviométrico de Cantabria se resume en abundancia de precipitaciones a lo largo del año con dos máximos, uno principal a finales de otoño, y otro secundario en primavera. Esto es el resultado de la utilización de valores mensuales de precipitación pues la agregación mensual actúa como filtro para las oscilaciones de escalas de tiempo más pequeñas.

Sin embargo, cuando se utilizan series de datos diarios, aparecen oscilaciones secundarias que a menudo están perfectamente identificados en la sabiduría popular como Veranillo de San Miguel, Indian Summer,... Para mostrar esto, se ha realizado una agregación semanal de la precipitación a partir del dato diario, para tres zonas diferentes de Cantabria, obteniendo el régimen temporal que se muestra en la figura.



Gráfica 6.1. Datos obtenidos de Meteocantabria

Como se puede apreciar en la figura, sin contradecir al modelo simple de la escala mensual, en el periodo 1981-2010 se produjeron oscilaciones muy significativas de escala intra-estacional. Aparecen 5 máximos, el absoluto de noviembre, el secundario de abril, que muestra tener casi la mitad inmerso en marzo, el tercero entre los meses de diciembre y enero, el cuarto entre septiembre y octubre y un quinto a final de febrero. Asimismo hay otros 5 mínimos, el principal, en verano, centrado entre julio y agosto, el secundario y bien conocido de mediados de marzo, un tercero a principio de febrero, el cuarto a finales de octubre y el quinto, y muy significativo por encontrarse en plena época de lluvia, centrado entre la segunda y la tercera semana de diciembre. El hecho de que estas oscilaciones aparezcan por igual en las tres zonas indica que son perturbaciones asociadas a grandes sistemas de presión que promediados durante el periodo 1981-2010 mostraron, como se ve en la figura, una significativa preferencia temporal; además, se ha constatado que estas oscilaciones afectaron a todo el dominio peninsular.

Algunos datos pluviométricos de interés:

- Las precipitaciones superan los 1000 mm/año en el 80% de Cantabria.
- Hay dos máximos principales, uno en la cabecera de los Miera y Pas, donde se superan los 2400 mm/año, y otro en los Picos de Europa, donde se superan los 2000 mm/año.
- Las zonas más secas se encuentran en el sur de Campoo-Los Valles y las cotas inferiores del Valle de Liébana, donde apenas se alcanzan los 700 mm/año.
- A pesar de encontrarnos en una región húmeda, en verano y en la zona litoral, en promedio sólo uno de cada quince días tiene más de dos horas de precipitación durante el día.

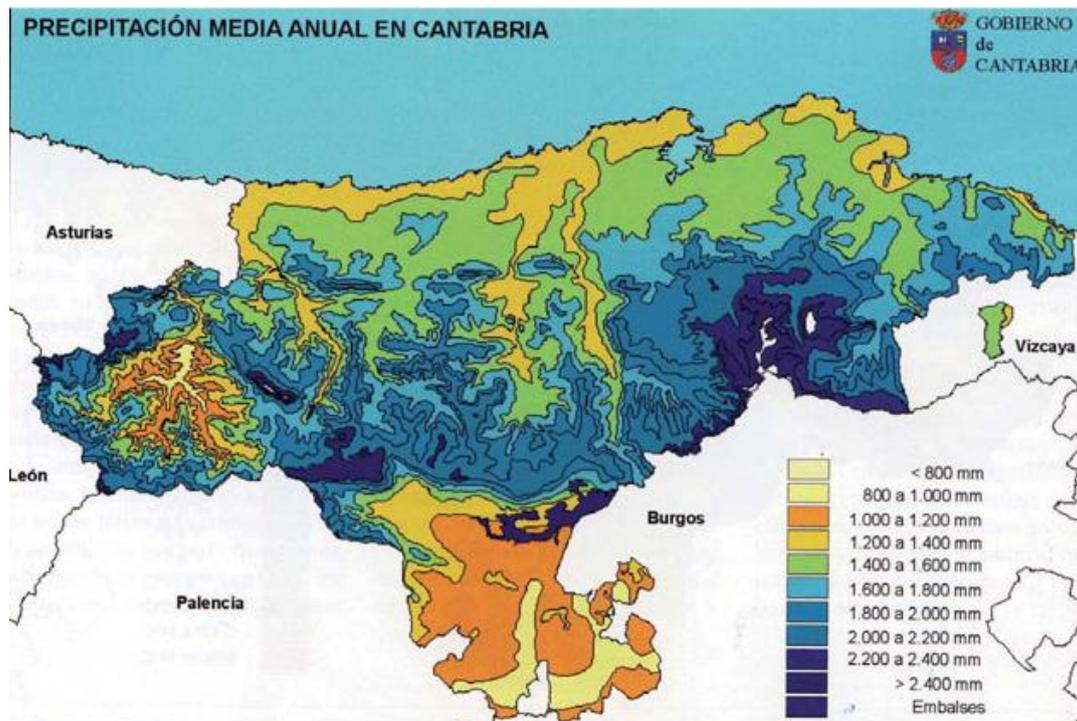
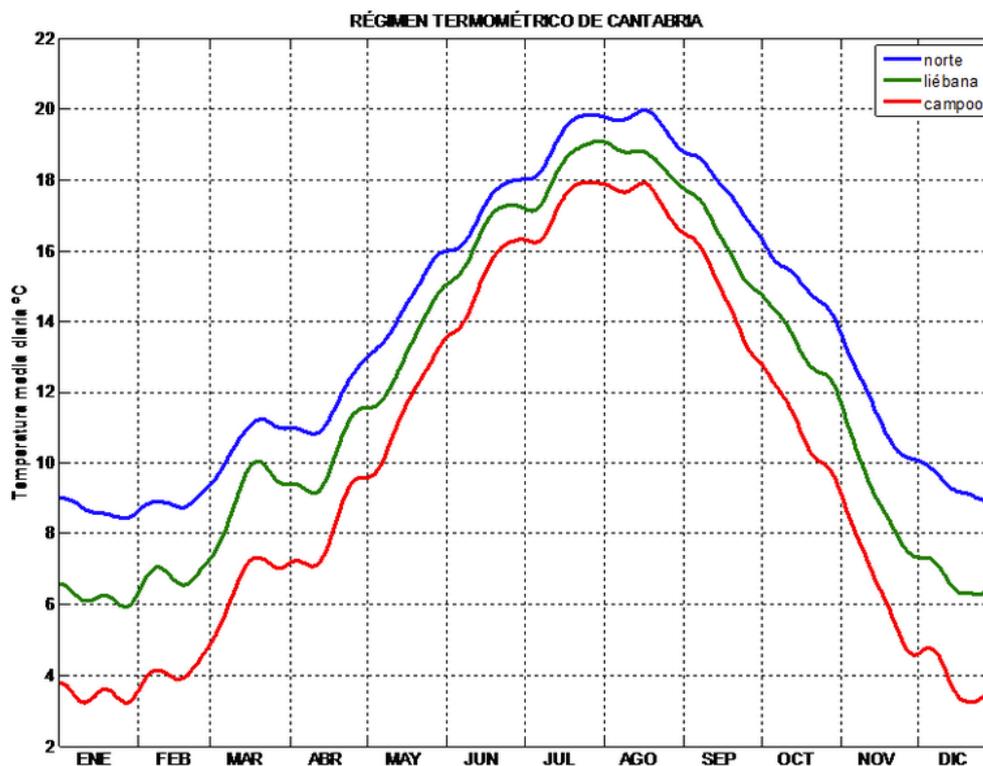


Ilustración 6.1. Obtenida de <http://www.climaynievepirineos.com/>

### 6.1.2.2. Régimen termométrico de Cantabria

Utilizando valores mensuales, el régimen termométrico anual es regular, con los valores medios más altos en agosto y los más bajos en enero, con un ligero desfase, estimado en unos 10 días, entre el litoral y el interior, debido a la inercia térmica del mar. Sin embargo, al igual que ocurre con la precipitación, la utilización de valores mensuales de temperaturas actúa como filtro para las oscilaciones de escalas de tiempo más pequeñas, por ello también se ha realizado una agregación semanal de la temperatura a partir del dato diario, para tres zonas diferentes de Cantabria. En la Figura se muestra el ciclo anual de temperaturas medias; por una parte se muestran las estaciones de la vertiente Norte (en azul) y por otra Liébana y Campoo en verde y rojo respectivamente.



Gráfica 6.2. Datos obtenidos de Meteocantabria

Como se puede apreciar en la figura, el régimen termométrico presenta por un lado temperaturas suaves todo el año en las regiones litorales, con una escasa oscilación anual, mientras que por otro lado en las zonas altas de las vertientes Ebro y Duero las temperaturas son más rigurosas, especialmente en invierno, presentando una oscilación anual propia del clima continental. Si nos fijamos en las fluctuaciones intra-estacionales, las conclusiones son prácticamente las mismas que con el régimen pluviométrico, es decir atribuibles a perturbaciones asociadas a grandes sistemas de presión; presentando además, una notable sincronización respecto a las pluviométricas.

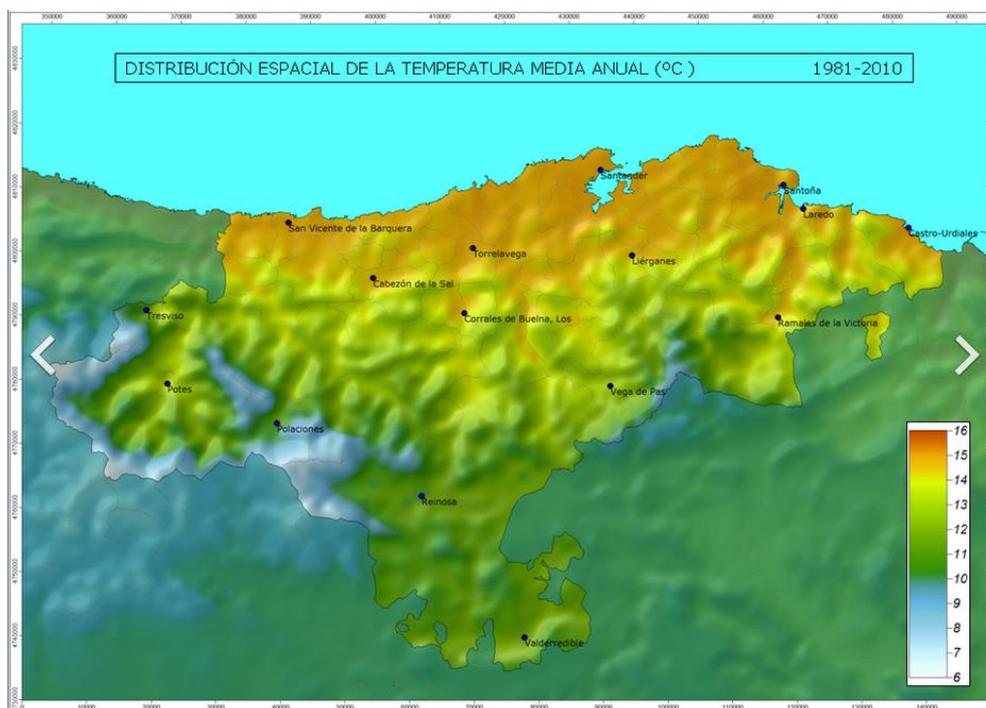


Ilustración 6.2. Datos obtenidos de <http://commons.wikimedia.org/>

Si se observa la distribución espacial de temperaturas, los valles cántabros más fríos son Polaciones, Hermandad de Campoo de Suso, Campoo de Yuso, Enmedio, Valdeolea, Valdeprado del Río y Valderredible con temperaturas medias claramente inferiores a 10°C y temperaturas mínimas absolutas anuales en torno a -15°C.

Las zonas más templadas, aparte de toda la franja litoral, son los valles del Besaya, Pas y Asón, así como el del Carranza entre Cantabria y Vizcaya, con medias ligeramente superiores a los 14°C y máximas absolutas anuales en torno a los 35°C.

Como norma general, válida para toda la región, se observa un descenso térmico con la altura de unos 0.5°C cada 100 metros. Este es un valor medio, que no se mantiene en el día a día; por ejemplo, en las mañanas anticiclónicas de los valles interiores, debido a que durante la noche el aire frío de las alturas se ha hundido al fondo de los valles por su mayor densidad, estos pueden ser tanto o más fríos que las cumbres.

### 6.1.2.3. Vientos

La destacable influencia de la geografía física de Cantabria, con su fuerte relieve, sobre su clima es la causa principal de fenómenos atmosféricos peculiares como son las llamadas *suradas*, propiciadas por el efecto Foehn. Este efecto consiste en que el viento del sur, impulsado normalmente por una borrasca, incide templado y húmedo sobre la fachada sur de la Cordillera Cantábrica, después en su ascenso por las empinadas laderas, se enfría y condensa produciendo lluvia y nieve sobre dicha fachada sur, quedando casi seco al rebasar las altas cumbres desde las que se precipita cual cascada, calentándose y acelerando en su caída por lo que llega con fuerza, seco y racheado, a las tierras bajas de La Marina de Cantabria. Son frecuentes los incendios causados por este viento, como el que arrasó la ciudad de Santander en el invierno de 1941. Condiciones que contrastan con las de la vertiente sur de la cordillera donde el viento es más fresco y húmedo y puede y suele estar lloviendo o nevando. El ábrego es más frecuente en otoño e invierno y suele ser el preludeo de un brusco cambio de tiempo ya que las borrascas que lo generan suelen desplazarse hacia el este empujando un frente frío que, cuando y donde llega, gira el viento rápidamente a noroeste, llamado en

Cantabria "gallego", trayendo nubes bajas, lluvia y una brusca caída de temperatura.

Otro viento muy conocido en La Marina de Cantabria es el nordeste, siempre asociado a tiempo anticiclónico, que despeja los cielos y hace bajar las temperaturas tanto en verano como en invierno. En verano está regulado por la circulación de brisa marina con un marcado ciclo diurno reforzándose a mediodía y por la tarde a medida que el sol va calentado y desapareciendo durante la noche y madrugada. Es muy típico de la segunda mitad de julio y se suele instalar de forma intermitente hasta finales de septiembre después de las morriñas de principio de verano. En invierno, el efecto de la brisa es despreciable y apenas modifica su comportamiento, por lo que el ciclo diurno es menos notorio. La única excepción a la relativa bonanza de este tipo de viento son las entradas de masas frías continentales del nordeste, conocidas como *siberianas*, que son las que pueden dejar nieve a nivel del mar.

Entre mayo y septiembre, bajo condiciones muy particulares, los vientos del noroeste aparecen de forma repentina y violenta después de un tiempo sin brisa, calmo y bochornoso, este fenómeno conocido como galerna en todo el litoral oriental del Cantábrico es posiblemente el más peligroso de cuantos acontecen por estas latitudes y cuenta con el historial más negro de las catástrofes meteorológicas en La Marina de Cantabria.

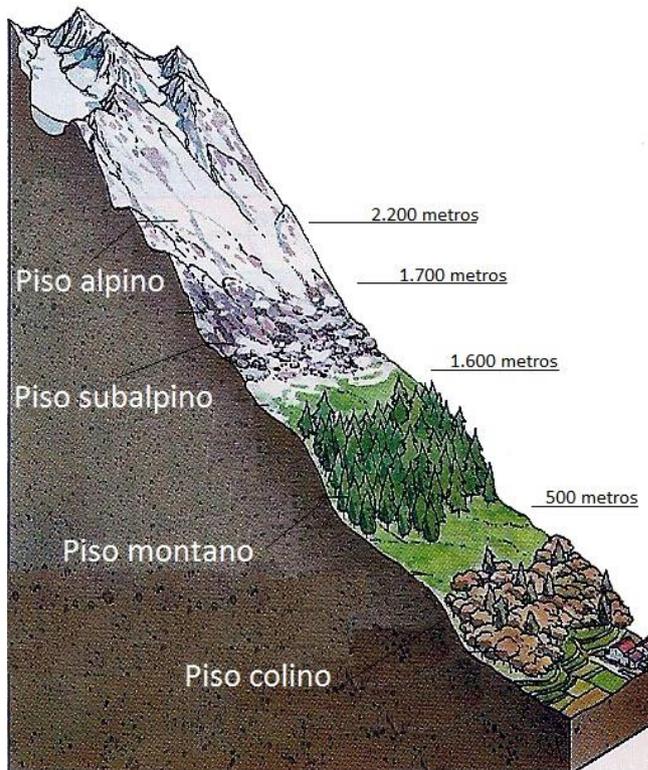
## 6.2. Descripción de las características de la flora del entorno

La flora de Cantabria es el resultado de tres factores determinantes: el clima, la composición del suelo, directamente dependiente de los tipos de rocas existentes, y la historia evolutiva de las distintas formaciones vegetales.

Desde el punto de vista de su flora, Cantabria se localiza entre dos regiones biogeográficas. La mayoría del territorio pertenece a la región Eurosiberiana, pero el extremo meridional forma parte de la región Mediterránea. Esta situación fronteriza tiene un efecto directo en las características del paisaje vegetal de la región, en el que se entremezclan especies mediterráneas y especies atlánticas, que enriquecen la composición botánica de los distintos ecosistemas existentes.

La vegetación de Cantabria está adaptada a dos tipos de sustrato. Por un lado se encuentran las rocas calizas, como en Peña Cabarga o en Picos de Europa, con escaso desarrollo de los suelos y gran cantidad de rocas aflorantes, que poseen una flora muy característica, adaptada a estos tipos de suelos, denominada flora calcícola, muy similar en toda la región, pero especialmente abundante en el sector oriental, donde predominan este tipo de sustratos. Por otro lado se encuentran las rocas de carácter ácido (areniscas, arcillas, limolitas,...), que suministran pocos nutrientes al suelo. Este tipo de materiales alberga una flora acidófila muy característica de las altas montañas de la Cordillera Cantábrica, y en general, dominante en la región.

El otro factor determinante de la composición del paisaje vegetal actual es la historia evolutiva de las diferentes comunidades florísticas presentes en la actualidad. Esta evolución obedece tanto a causas biogeográficas, como a la influencia que ha ejercido el hombre a lo largo de los siglos. Las glaciaciones cuaternarias, junto con los períodos interglaciares marcaron el devenir de las distintas fases de la flora de la región, que pasó por períodos de carácter muy frío, con una vegetación tipo tundra, con períodos más cálidos, en los que los bosques templados de frondosas caducifolias se extendían por todo el territorio.



*Ilustración 6.3. Datos obtenidos de [www.iesgrancapitan.org](http://www.iesgrancapitan.org)*

Se suele considerar los tres mil años antes del presente, como la fecha aproximada en la que la vegetación adquirió unas características similares a las actuales, es decir, dominada por los bosques de frondosas caducifolias, acompañados de formaciones boscosas de carácter mediterráneo, con especies perennifolias, cubriendo el territorio desde el nivel del mar hasta los 1700-1900 metros, considerado el techo de la vegetación

arbolada en Cantabria. De esta la vegetación potencial no subsiste hoy en día más que una pequeña parte inalterada en los lugares más inaccesibles de la región. En el resto del territorio la acción humana ha provocado la degeneración del bosque y la aparición de etapas de sustitución, constituidas por brezales y matorrales, y por último de pastizales y praderías, base de alimentación del ganado.

La manera más adecuada de describir el paisaje vegetal es referirse a sus pisos bioclimáticos, que se distribuyen de manera escalonada respecto de la altitud, pudiendo diferenciarse cuatro pisos u horizontes bioclimáticos en Cantabria: el colino, el montano, el subalpino y el alpino, restringido este último a las cumbres de los Picos de Europa.

### 6.2.1. Piso Colino

El piso colino, que de manera aproximada se distribuye desde el nivel del mar hasta los 500-600 metros de altitud, posee un paisaje vegetal dominado por la presencia de prados de siega, base de la alimentación del ganado vacuno de producción lechera, que han sido implantados por el hombre sustituyendo los antiguos bosques templados caducifolios que cubrían todo el territorio. Esta zona ha sido la más transformada por el desarrollo humano, ya que aquí se asienta la mayor cantidad de población y gran parte de las infraestructuras y explotaciones intensivas, por lo que sus ecosistemas presentan un grado de alteración importante.

Las comunidades vegetales de estos territorios costeros incluyen las propias del litoral (playas y dunas, acantilados, y marismas), los prados de siega, los bosques mixtos caducifolios, los encinares, los bosques de ribera y las plantaciones de eucalipto.

Las dunas costeras son uno de los ecosistemas en mayor peligro de desaparición en Cantabria. Sus especies, todas de porte herbáceo, son exclusivas de estos ecosistemas, por lo que su desaparición significaría la pérdida irreversible de plantas muy especializadas.

En la zona más cercana al mar, donde los granos de arena depositados por la marea son interceptados, ligeramente por encima de la pleamar viva media, comienza a asentarse la primera banda de vegetación pionera dunar representada en Cantabria fundamentalmente por la grama del norte (*Elymus farctus*), acompañada generalmente por el espinardo (*Salsola kali*), el rucamar (*Cakile maritima*) y la arenaria (*Honkenya pelopides*).

Donde la influencia marina es nula, los arenales se elevan y forman cordones en la parte interna de las grandes playas de Cantabria. Se produce en esta zona de crecimiento una cierta estabilización de la duna gracias al asentamiento de vegetación que reduce su movilidad, especialmente del barrón (*Ammophila arenaria*), que por su por su envergadura e intrincado

sistema radical es la principal planta fijadora de este medio. Otras especies características de esta zona son el cardo marino (*Eryngium maritimum*), el cárex de arena (*Cárex arenaria*) o la lechetrezna (*Euforbia paralias*).

Más hacia el interior, en las zonas más resguardadas de la playa, el sustrato arenoso se fija en extensas planicies cubiertas por vegetación menos especializada, en la que se mezclan especies propias de arenal con otras oportunistas. Son típicas las praderas de *Festuca rubra*, *Lolium perenne*, *Lagurus ovatus*, *Phleum arenarium* y *Briza maxima*. Aparecen también *Medicago marina* y *M. littoralis*, la linaria marítima (*Linaria maritima*), la clavelina (*Dianthus monspessulans*) y la algodonosa (*Otanthus maritimus*).

En Cantabria se localiza el mayor campo dunar del Cantábrico, las Dunas de Liencres, declarado Parque natural por el Decreto 101/1986, de 9 de diciembre de 1986, siendo el principal elemento natural que determinó la creación del Parque el sistema dunar situado en la margen derecha de la desembocadura del río Pas. El parque es una auténtica joya ecológica, por el enorme desarrollo de sus dunas y su aceptable grado de conservación, que se encuentra amenazado por los proyectos de desarrollo urbanístico actualmente existentes en su entorno, que superan con creces la capacidad de carga de este valioso ecosistema. También fue incluido en el Inventario Nacional de Puntos de Interés Geológico del IGME.

#### 6.2.1.1. Flora Litoral

Las costas acantiladas de Cantabria, de desarrollo vertical y altura variable, albergan comunidades, adaptadas, como en el caso de las dunas, a la cercanía al mar. Estas comunidades se desarrollan sobre dos tipos de sustratos, las calizas duras, dominantes superficialmente en la región, y las margas y areniscas, más deleznable, con mayor desarrollo de los suelos.

La primera cintura de vegetación, la más próxima al mar, se caracteriza por la presencia de especies de porte herbáceo creciendo en las fisuras de las rocas, como el hinojo de mar (*Chrithum maritimum*) o el llanten marino (*Plantago maritima*) y en fisuras más protegidas el helecho marino (*Asplenium marinum*).



Ilustración 6.4



Ilustración 6.5

Al ascender en el cantil la vegetación se hace más abundante apareciendo, además de las especies anteriores, la armenia (*Armenia maritima* y *A. pubigera ssp. depillata*) y el espliego marino (*Limonium lanceolatum*), al este de la ría de San Martín, en Suances. Las zonas en las que no es posible el arraigo de vegetación superior son colonizadas por líquenes, como *Xantoria parietina* o *Verrucaria maura*.



Ilustración 6.6



Ilustración 6.7



Ilustración 6.8



Ilustración 6.9

La aparición de zonas más tendidas en las que se asienta con más facilidad la vegetación posibilita la aparición de nuevas especies como la zanahoria silvestre (*Daucus carota ssp.gummifer*), la angélica (*Angelica pachycarpa*) o el mastuerzo (*Lobularia maritima*), acompañadas de pequeñas praderas de gramíneas donde domina la festuca (*Festuca rubra*).

Por último, ya en situaciones elevadas bastante alejadas del mar, crecen los matorrales de brezo (*Erica vagans*), genista (*Genista occidentalis*) y tojo (*Ulex europaeus*).

#### 6.2.1.2. Rías y marismas

Las marismas constituyen uno de los hábitats de mayor interés científico, ya que poseen la mayor biodiversidad de todos los ecosistemas existentes en Cantabria. En Cantabria, las comunidades marismeñas poseen un buen desarrollo, en el Parque natural de las Marismas de Santoña, Victoria y Joyel en la ría de La Rabia, en las dos Tinas, y como en el caso de las dunas, su conservación se encuentra amenazada por la presión urbanística existente en su entorno.

Estas comunidades forman un complejo de asociaciones florísticas con una distribución muy diversa, atomizada y variable en el espacio, respondiendo principalmente al grado de salinidad del medio.

Las marismas de Cantabria poseen, en las zonas más inundadas por el agua del mar, praderas de *Zostera marina* y *Zostera noltii*, ambas especies en peligro de extinción en el litoral atlántico europeo. Cerca del nivel inferior de las mareas aparece la espartina (*Spartina spp.*) y por detrás las salicornias (*Salicornia spp.*) o el limonio (*Limonium vulgare*). Finalmente, en las zonas más alejadas del mar con menor influencia del agua salada (desembocaduras de los ríos, orillas de canales, charcas...) aparecen los juncos y cañaverales de *Juncus spp.*, carrizo (*Phragmites comunis*) y *Scirpus spp.*

### 6.2.1.3. Prados de siega



Ilustración 6.10



Ilustración 6.11

Fuera del ámbito estrictamente litoral, el paisaje vegetal está caracterizado por la dominancia de los prados de siega de manejo intensivo, en los que aparecen gramíneas forrajeras como *Lolium perenne*, *Holcus lanatus*, *Anthoxanthum odoratum*, etc., entremezclados con leguminosas como los tréboles (*Trifolium pratense*, *Trifolium repens*...). Estos prados constituyen la formación vegetal que mayor superficie ocupa en la región, distribuidos en amplios espacios con muy escaso arbolado en sus márgenes y sin apenas setos vivos de separación entre las fincas.

#### 6.2.1.4. Bosques mixtos caducifolios

Repartidos en vaguadas y enclaves de difícil manejo por su excesiva pendiente, se localizan los escasos restos del tipo de bosque característico de este piso colino, el bosque mixto (caducifolio multiespecífico). Están constituidos por una mezcla de diversas especies entre las que domina el roble común o cajúga (*Quercus robur*), acompañado de fresno (*Fraxinus excelsior*), arce (*Acer pseudoplatanus*), abedul (*Betula celtiberica*), tilo (*Tilia spp.*), castaño (*Castanea sativa*) y gran cantidad de arbustos de alto porte como el avellano (*Corylus avellana*), el arraclán (*Frangula alnus*), el cornejo (*Cornus sanguinea*) o el laurel (*Laurus nobilis*), entremezclados con lianas y epífitas, matorrales y herbáceas.



Ilustración 6.12

Estos bosques, con una gran diversidad florística en su sotobosque, ocupaban los mejores suelos del territorio, por lo que han sido desplazados masivamente de su hábitat natural para implantar cultivos, constituyendo la masa forestal más transformada y por tanto la de mayor interés para su restauración.

### 6.2.1.5. Encinares

Dentro del piso colino de la región, sobre los afloramientos rocosos de calizas, y en general sobre rocas carbonatadas, se desarrolla una formación vegetal de sumo interés, denominada encinar cántabro. Este tipo de bosque está constituido por especies mediterráneas, entre las que domina la encina (*Quercus ilex*) acompañada de laurel (*Laurus nobilis*), madroño (*Arbutus unedo*), aladierno (*Rhamnus alaternus*), etc., todas ellas de hoja perenne, entremezcladas con especies atlánticas como el avellano (*Corylus avellana*), o espino albar (*Crataegus monogyna*). Estos encinares, localizados fuera de su óptimo climático, necesitan un sustrato con cierto grado de aridez, por lo que se refugian en los roquedos calizos debido a su alta permeabilidad. Los mejores encinares se localizan en el valle del Asón y en el Valle de Aras. En la franja costera destaca especialmente el encinar del Monte Buciero en Santoña, que debido a su extensión, su localización y su contacto con las formaciones vegetales de acantilado, es sin duda el encinar de mayor interés científico de todo el norte peninsular.



Ilustración 6.13

En el fondo de valles de acusada sequía estival, como los de Liébana, donde las características climáticas son más mediterráneas, aparece la carrasca (*Quercus ilex ssp. rotundifolia*) típica de zonas de bajas precipitaciones y que no presenta una acusada dependencia de las rocas calizas. Los carrascales aparecen en Valderredible, alrededor de Villaescusa de

Ebro, y en sobre todo en Liébana. Los cuatro valles lebaniegos poseen carrascales que acaban siendo la vegetación dominante en su confluencia en Potes. Especialmente destacables son los de Maredes y Valmeo, en el Valle de Cereceda (Vega de Liébana) y los de Aniezo en el de Valdeprado (Pesaguero).

#### 6.2.1.6. Bosques de ribera

Los bosques de ribera en Cantabria están formados fundamentalmente por alisos (*Alnus glutinosa*). Las alisedas son prácticamente los únicos bosques de ribera de Cantabria, al menos en las zonas bajas. En las zonas más elevadas donde el aliso no puede sobrevivir aparecen otras comunidades forestales asociadas a los cursos fluviales.

En las alisedas aparecen además un número considerable de árboles y arbustos con un rico sustrato herbáceo. El elemento principal es el aliso, junto al que aparecen olmos (*Ulmus glabra*) y fresnos (*Fraxinus excelsior*). Otros árboles frecuentes son los sauces (*Salix spp.*). También se localizan en ocasiones hayas y robles.

El sustrato arbustivo está dominado por los sauces (Salces o salgueras) de pequeño porte de los que en Cantabria contamos con un elevado número de



Ilustración 6.14

especies, entre las que destacan *S. atrocinerea*, *S. cantábrica* y *S. purpurea*. Otros arbustos comunes son el cornejo (*Cornus sanguinea*) o el bonetero (*Evonymus europaeus*) que junto con diversas zarzas (*Rubus sp.*) y lianas (*Hedera helix*, *Rubia peregrina*) contribuyen a caracterizar estas formaciones forestales.

En el estrato herbáceo destacan *Carex remota*, *C.pendula* *Bromus ramosus* junto con plantas de amplia distribución como la ortiga (*Urtica dioica*) que se ven favorecidas por los detritos que proporcionan las crecidas en estas zonas.

En Cantabria las alisedas se concentran en las zonas medias y bajas de los ríos de la vertiente cantábrica y en el Ebro. Sin embargo el Camesa, que vierte a la cuenca del Duero, carece de esta formación ribereña, debido probablemente a la altitud de las zonas por las que discurre. Cuando los valles son muy encajados se reduce la superficie que puede ocupar el bosque de ribera, llegando incluso a desaparecer y ser sustituido por robledales mixtos como sucede en el tramo medio del Miera en Mortesante o en el del Nansa, en la localidad de Rozadío en Rionansa.

Otra formación asociada a las riberas fluviales son las saucedas o salcedas arbustivas, formación pionera que se instala a modo de barrera entre el cauce del río y las alisedas. También tienen un papel como vegetación de sustitución cuando se elimina la aliseda, además de constituir la vegetación dominante de las riberas en aquellas zonas de montaña que carecen de alisedas debido a la altitud, generalmente por encima de los 1.000 metros. En ellas la vegetación dominante está constituida por varias especies del género *Salix*, (sauces, salces o salgueras), según las condiciones ambientales y geográficas. *S. cantabrica* y *S. atrocinerea* dominan las saucedas de la zona suroccidental de la región, que prefieren cauces que mantiene un nivel mínimo constante no excesivamente torrencial. Donde el nivel de torrencialidad es más acusado las saucedas se ven dominadas por *S. elaeagnos ssp. angustifolia*. En algunas zonas del curso bajo de nuestros ríos aparecen grupos de *Salix alba*, especialmente en el curso bajo del Deva en Molleda (Val de San Vicente). Son formaciones con un estrato arbóreo dominado por este sauce que se asientan sobre suelos muy arenosos.

### 6.2.1.7. *Eucaliptales*

En estos niveles bajos de la región, entre el nivel del mar y los 300 metros de altitud, se desarrolla la otra formación dominante en el paisaje vegetal de la costa de Cantabria, los eucaliptales. Estas masas monoespecíficas de *Eucalyptus globulus*, han sido plantadas para su aprovechamiento maderero en la producción de pasta de papel, constituyendo las repoblaciones existentes en Cantabria las mayores extensiones de esta especie en el continente europeo. La superficie repoblada con esta especie forestal ha alcanzado, sino sobrepasado, su umbral admisible, teniendo en cuenta la influencia que tiene sobre los suelos y los acuíferos, y sobre la homogeneización y pérdida de biodiversidad, especialmente en algunas zonas como Guriezo.



*Ilustración 6.15*

### 6.2.2. Piso montano

El piso montano en Cantabria se distribuye, aunque de manera variable, entre los 500 y los 1600 metros de altitud. A este nivel las especies más termófilas desaparecen por el efecto de las heladas y los bosques son más homogéneos y con menor diversidad florística.

El paisaje vegetal del piso montano difiere notablemente del colino, ya que se adentra en zonas más abruptas, donde los prados de siega se ven

notablemente reducidos y adquieren dominancia superficial los matorrales, vegetación regresiva de los antiguos bosques que cubrían antaño las laderas. Estos bosques permanecen en forma de manchas aisladas, generalmente en cabeceras de valle y zonas de fuerte pendiente, poco accesibles para el hombre, en contacto con los roquedos y pastizales de altura, ya en el límite superior del piso montano.

Las comunidades vegetales de este nivel incluyen los diferentes tipos de robledales, los hayedos, los abedulares, los alcornocales y los brezales originados como consecuencia de la degradación de cualquiera de las comunidades anteriores.

#### *6.2.2.1. Robledales de Quercus robur (Cajigales)*

El robledal de *Quercus robur*, (roble común o cajiga) se desarrolla en Cantabria hasta los 1000 m. de altitud. En estas formaciones aparecen además fresnos (*Fraxinus excelsior*), tilos (*Tilia* spp.) o castaños (*Castanea sativa*) y una gran cantidad de arbustos como el acebo (*Ilex aquifolium*), el endrino (*Prunus spinosa*) o el avellano (*Corylus avellana*). En el sotobosque son comunes diversas especies de helechos (*Dryopteris* spp., *Polystichum setiferum*) y numerosas especies herbáceas como el eléboro (*Helleborus viridis*) o la mercurial (*Mercurialis perennis*).



*Ilustración 6.16*

Este tipo de bosque ha sufrido una fuerte regresión como consecuencia de su explotación para la construcción naval durante los siglos XVI y XVII, y para su empleo como combustible en ferrerías y en las Real Fábrica de Artillería de La Cavada, por lo que su escasa y fragmentada distribución puede poner en peligro la persistencia y recuperación de esta especie, simbólica por excelencia para los pueblos prerromanos del norte de la Península ibérica. Los últimos cajigales de entidad que subsisten en Cantabria se encuentran localizados en el cordal que separa los valles del Saja y del Besaya, como los de Rucieza y Guzaporos en Cieza, Montequemau y Rodil en Iguña, Monte Aá en Ruento o el de Viaña en Cabuérniga.

#### 6.2.2.2. Robledales de roble albar (*Quercus petraea*)

El robledal de roble albar (*Quercus petraea*) sustituye a los cajigales en las cotas más elevadas, en territorios más interiores y aislados del mar, de carácter continental, aunque en ocasiones hibridados con los anteriores y se extienden hasta los 1700 metros de altitud aproximadamente, preferentemente en laderas de exposición soleada. Acompañando a la especie dominante aparecen también hayas (*Fagus sylvatica*) y serbales (*Sorbus aucuparia*). El

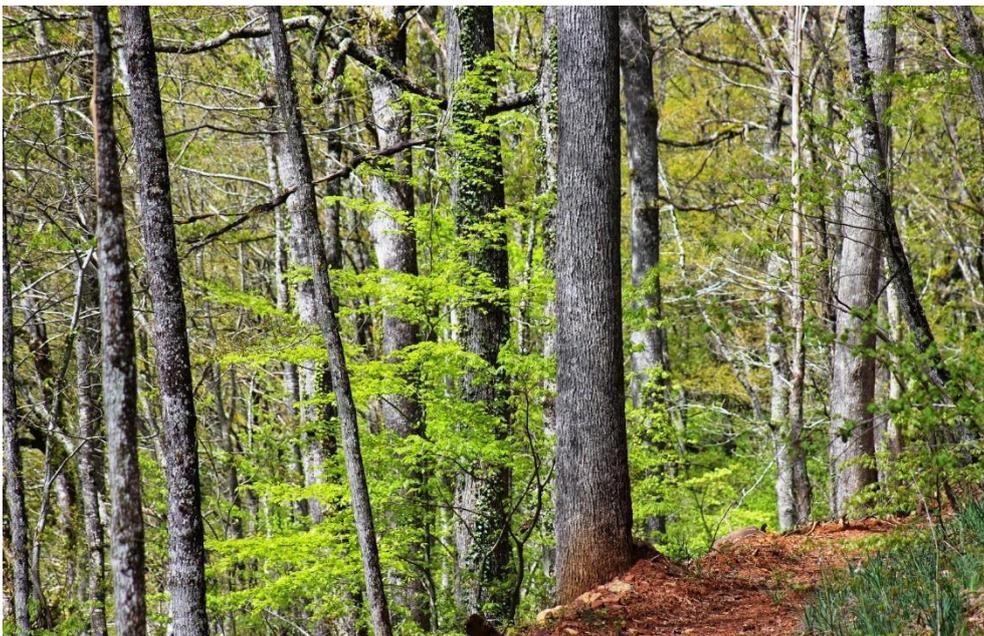


Ilustración 6.17

estrato arbustivo de estos medios está compuesto principalmente por brezos (*Erica arborea*) y escobas (*Cytisus cantabricus*), entremezclados con acebos (*Ilex aquifolium*) y avellanos (*Corylus avellana*). El sustrato herbáceo es similar al de los cajigales, apareciendo también la acederilla (*Oxalis acetosella*) o el martagón (*Lilium martagon*).

La distribución de este tipo de bosque en Cantabria comprende los valles interiores del sur y oeste de la región, desde Liébana y Polaciones hasta Campoo, la cuenca alta del Saja y Valderredible, donde se encuentra el ejemplo mejor conservado el Monte Hijedo.

### 6.2.2.3. Robledales de rebollo (*Quercus pyrenaica*)

Los robledales de rebollo o tocú (*Quercus pyrenaica*) son comunes en la vertiente norte de la Cordillera Cantábrica, especialmente en las zonas más secas de los valles donde los hayedos o los robledales de albar no pueden



Ilustración 6.18

desarrollarse debido a su mayor dependencia hídrica, distribuyéndose desde los 700 a los 1400 metros de altitud. Otras especies arbóreas acompañantes son el fresno (*Fraxinus excelsior*) o el arce (*Acer campestre*), mientras que el sustrato arbustivo está compuesto principalmente

por endrinos (*Prunus spinosa*), acebos (*Ilex aquifolium*) y escobas (*Cytisus cantabricus*). En el estrato herbáceo destacan especies como *Melampyrum pratense* o *Chamaespartium tridentatus*.

Aunque aparecen pequeños rodales de este bosque por toda la región, los mejores ejemplos se localizan en las laderas de Peña Sagra, destacando especialmente los de Valderrodies, en Aniezo y los de Bárago.

#### 6.2.2.4. Robledales de quejigo (*Quercus faginea*)

Los robledales de roble carraspizo o quejigo (*Quercus faginea*) son bosques típicamente mediterráneos y muy raros en la Cordillera Cantábrica. En Cantabria únicamente aparecen algunos bosques aislados en lugares con condiciones mesoclimáticas particulares, como es el caso de Liébana, o en los valles del Sur (Campoo, Valderredible y Valdeolea) en donde aparecen siempre sobre sustrato calizo en laderas de escasa pendiente y orientaciones solanas, entre 700 y 1000 metros de altitud. El estrato arbustivo de estas formaciones es muy diverso, destacando especies de ambientes secos como *Viburnum lantana* o *Rhamnus catharticus*. El estrato herbáceo presenta gran interés, destacando, junto a otras especies de más amplia distribución, otras muy raras en Cantabria, como *Artemisia alba*.



Ilustración 6.19

La mejor representación de este tipo de formación en Cantabria se encuentra en el monte La Robleda, en Villacantid (Hermandad de Campoo de Suso). Destacable es también los existentes alrededor de Arcera (Valdeprado del Río). En Liébana sólo persisten pequeños grupos dispersos.

#### 6.2.2.5. Hayedos

Los bosques de haya (*Fagus sylvatica*) constituyen el ecosistema forestal mejor conservado de Cantabria. Se desarrollan preferentemente entre los 800 y los 1600 metros de altitud, en zonas de nieblas frecuentes y alta pluviosidad. En Cantabria se distinguen tres tipos de hayedo, en función de las características del suelo sobre el que se desarrollan.

Por un lado están los hayedos oligótrofos que se asientan sobre suelos ácidos, en los que la etapa madura se corresponde con un bosque denso de hayas (*Fagus sylvatica*) que se vuelve prácticamente exclusiva, con un sotobosque herbáceo en el que se desarrollan las especies más acidófilas como *Deschampia flexuosa*, el arándano (*Vaccinium myrtillus*), *Luzula sylvatica subs. henriquesii*, etc.



Ilustración 6.20

En segundo lugar, en cuanto a su abundancia, se encuentran los hayedos umbrófilos y basófilos, es decir los hayedos de áreas con fuerte presencia de agua pero sobre suelos de carácter calizo. Estos hayedos son

especialmente abundantes en los grandes macizos calizos del sector más oriental de la comunidad autónoma.

Por último, los hayedos más escasos, situados sobre terrenos calizos pero en situaciones de fuerte pendiente y orientaciones más insoladas, son los denominados hayedos erófilos, localizados en los límites de distribución de esta especie, al sur de la región.

Los hayedos son bosques en los que la especie dominante deja muy pocas oportunidades a otras especies arbóreas y que por lo general carecen de estrato arbustivo propiamente dicho. El estrato herbáceo es homogéneo y poco desarrollado, debido a la escasa cantidad de luz que alcanza este nivel. Entre las especies más significativas se encuentran el ajo de oso (*Allium ursinum*) o la orquídea *Neottia nidos-avis*.

Los hayedos de mayor extensión en Cantabria se localizan en Campoo, las cabeceras del Nansa y Saja y, sobre todo, en Liébana, destacando los existentes entre Pido y Cosgaya (Camaleño) o los que descienden de Peña Sagra y Piedrasluengas hacia Liébana en Pesaguero. No obstante existen hayedos aislados y de menor entidad en el resto de la región, en las cabeceras del Besaya, Pas, Miera o Asón.

#### 6.2.2.6. Abedulares

Los abedulares se desarrollan entre los 1600 y los 2000 metros en la zona occidental de Cantabria, por encima del límite de distribución de los otros bosques caducifolios. Los bosques de abedul (*Betula celtiberica*) crecen en suelos ácidos muy pobres en zonas de elevada pluviosidad. Acompañan al abedul escasos ejemplares arbóreos entre los que se encuentran el serbal (*Sorbus aucuparia*) y algún ejemplar aislado de haya (*Fagus sylvatica*) estando ocupado su sotobosque por especies características de la alta montaña cantábrica como brezos (*Erica arborea*, *Calluna vulgaris*), escobales (*Genista spp.*) o arandaneras (*Vaccinium myrtillus*). En el

sustrato herbáceo predominan especies propias de suelos síliceos como *Deschampsia flexuosa*.



Ilustración 6.21

Los abedulares mejor conservados en Cantabria se encuentran en las cabeceras de la cuenca del Deva, Nansa, Saja e Híjar, destacando el de Ajotu en la cabecera del río Tanea (Lamasón).

#### 6.2.2.7. Alcornocales

A caballo entre el piso montano y el colino y siempre sobre suelos síliceos, aparecen los escasísimos alcornocales que existen en Cantabria, todos ellos en Liébana. Se trata de una especie típica de la región mediterránea que rehúye climas fríos y excesivamente secos y que aparece en Cantabria de manera relictas. La especie dominante, el alcornoque (*Quercus suber*), se ve acompañada por un rico sustrato arbustivo formado principalmente por madroños (*Arbutus unedo*), aladiernos (*Rhamnus alaternus*), endrinos (*Prunus spinosa*) o espinos (*Crataegus monogyna*), además de algunas escobas (*Cytisus cantabricus*, *Genista spp.*).

Los mejores alcornoques son los de Tolibes y Valmayor, en Valmeo (Vega de Liébana) y el que se extiende desde Frama hasta Cahecho (Cabezón de Liébana).



*Ilustración 6.22*

#### *6.2.2.8. Brezales*

Los brezales o landas son las formaciones mayoritarias en los paisajes montanos de la región. Aparecen como vegetación de sustitución tras la eliminación del bosque caducifolio para implantar pastos de diente, ya sea mediante cortas o, con mayor frecuencia, mediante incendios provocados.

Estas formaciones, que suelen estar dominados por diferentes especies de brezo, poseen una gran diversidad florística, con numerosos taxones de flora endémica, como *Erica mackaiana*, *Daboecia cantabrica*, *Calluna vulgaris* o *Genista obtusiramea* y se consideran hábitat de interés comunitario por la Directiva Hábitat de la Unión Europea.



*Ilustración 6.23*

### 6.2.3. Piso subalpino

El siguiente piso bioclimático, el subalpino, se localiza en Cantabria a partir de los 1600-1700 metros de altitud, aunque estas cotas pueden ser variables. Está plenamente presente en las cumbres de los Picos de Europa y en la parte occidental de la Cordillera Cantábrica, apareciendo también, aunque con una extensión muy reducida en el Castro Valnera. Las principales formaciones de este estrato en Cantabria son los pastizales, los diferentes tipos de matorrales de alta montaña y las turberas.

#### 6.2.3.1. Pastizales

Los pastizales de alta montaña, denominados brañas, constituyen la vegetación climática en las zonas más altas de Cantabria, que se encuentran adaptados a situaciones de innivación muy prolongadas, y cuya composición florística guarda una gran dependencia del sustrato. Cubren los puertos naturales que se forman entre las grandes masas de roca que ocupan el techo

altitudinal de la región. Generalmente van acompañados de matorrales arbustivos propios de la montaña cantábrica (brezos, tojos y retamas).

Existen diversos tipos de pastizales, en cuanto a su composición florística, en función del tipo de suelo sobre el que se asienten, con numerosos endemismos, como *Helianthemum urriense*, *Festuca burnatii*.

Los pastizales de altura son el alimento del ganado de nuestros puertos de montaña durante el verano (Puertos de Sejos, Áliva).

#### 6.2.3.2. Matorrales de alta montaña

En las montañas calizas, que a estas altitudes se reducen al macizo montañoso de los Picos de Europa, se desarrollan enebrales, dominados por el enebro rastrero (*Juniperus communis subsp. alpina*) acompañado de otras especies como la gayuba (*Arctostaphylos uva-ursi*) o el torvisco (*Daphne laureola*), que se refugia en los roquedos, espolones y cresterías pedregosas, en biotopos cubiertos poco tiempo por la nieve. En las zonas silíceas aparecen también especies acidófilas como arandaneras (*Vaccinium myrtillus*, *Vaccinium uliginosum*) o brezos (*Calluna vulgaris*). En estos paisajes subalpinos tiene un gran desarrollo los aulagares, comunidades dominadas por la aulaga (*Genista occidentalis*), acompañada de otro interesante endemismo orocantábrico, la *Genista legionensis*, que en escasas ocasiones desciende, incluso hasta el piso colino, siempre que existan las condiciones de sustrato adecuadas, como sucede en las cercanías de Carmona (Cabuérniga).

En la alta montaña de Cantabria se desarrollan dos tipos de brezales, los de brezo rojo (*Erica australis* Subs. *aragonensis*) y los de brecina (*Calluna vulgaris*), aunque en ocasiones ambas formaciones aparecen entremezcladas.

Por último, en las zonas de transición entre las formaciones boscosas y la alta montaña, se desarrollan los piornales formados por *Genista florida* o *Cytisus cantabricus*.

### 6.2.3.3. Turberas

En los territorios subalpinos silíceos con elevada humedad tienen un grado de presencia considerable las comunidades de turberas, consideradas de interés prioritario por la Directiva Hábitat, constituidas por diferentes especies de esfagnos (*Sphagnum spp.*) que crecen en terrenos encharcados formando masas abombadas. En estas turberas se localizan especies exclusivas de estos medios como *Carex nigra subsp. carpetana*, *Scirpus caespitosus subsp. germanicus*, o la carnívora *Drosera rotundifolia*. La extensión de las turberas en Cantabria es muy reducida, destacando por su interés las que se localizan en los Puertos de Río Frío (Vega de Liébana).

### 6.2.4. Piso alpino

El último piso bioclimático presente en Cantabria es el piso alpino, restringido solamente a las cumbres montañosas más elevadas de los Picos de Europa y Peña Prieta. En estos biotopos, situados a partir de los 2.200 metros de altitud, la abundante presencia de nieve y el abrupto relieve impiden el desarrollo del suelo. El resultado es la imposibilidad para que se desarrolle una vegetación de porte leñoso, por lo que el clímax ecológico en estos ambientes alpinos es un pastizal natural que varía mucho con las condiciones del sustrato. Sobre sustratos calizos, mayoritarios en Cantabria, aparece un pastizal denso, muy característico, con especies como *Elyna myosuroides* o *Salix breviserrata*. En sustratos largamente innivados, sobre suelos más ácidos, presentes únicamente en la cumbre de Peña Prieta, los pastizales están formados por especies como *Festuca eskia*, *Juncus trifidus* o *Luzula hispanica*.

Por último, ya sobre las mismas rocas de los paredones rocosos, aprovechando las grietas y pequeños rellanos en los que se acumula algo de suelo, se desarrollan especies de pequeño porte y de gran importancia ecológica. En estos ambientes destacan endemismos como *Aster alpinus*, *Sempervivum antabricum* o *Armeria cantabrica*.



*Ilustración 6.24*

#### 6.2.5. Especies de flora protegida

En Cantabria aún no se encuentra desarrollado el Catálogo Regional de Especies Amenazadas, tal y como recoge la Ley de Cantabria 4/2006, del 19 de mayo, de Conservación de la Naturaleza, que es de suponer que incluya especies de flora. Ello a pesar de que ya antes de la Ley española 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres se habían publicado en Cantabria abundantes disposiciones proteccionistas, una de ellas para la flora algal, Orden del 6 de febrero de 1984; BOC de 22 de febrero.

Cantabria fue la primera Comunidad Autónoma en desarrollar una Ley de protección legal de los árboles la Ley 6/1984, de 29 de octubre, de protección y fomento de las especies forestales autóctonas. En ella se establecen cuáles son las especies forestales autóctonas (roble común, roble albar, tocío, acebo, encina, quejigo, alcornoque,

haya, castaño, fresno, arce, tilo, olmo, abedul, aliso, tejo, pino silvestre, chopo temblón, mostajo) y la figura de Árbol Singular.

Una Orden de 4 de marzo de 1986 declara al Tejo (*Taxus baccata*) especie forestal protegida.

El Catálogo de Árboles Singulares de Cantabria, aprobado en orden del 28 de mayo de 1986 dando cumplimiento a lo dispuesto en la legislación autonómica citada, ha sido ampliado en sucesivas órdenes posteriores y representa la única protección específica de especies vegetales en Cantabria. Recoge y protege 214 ejemplares de árboles de valor excepcional ya sea por su belleza, porte, longevidad, especie o carácter simbólico de muchos de ellos.

Por otra parte la Directiva Hábitat recoge una serie de taxones de flora y fauna cuya conservación es prioritaria para la Unión Europea. Las especies de flora presentes en Cantabria que se encuentran incluidas en la Directiva Hábitat son las siguientes:

- *Drepanocladus vernicosus*
- *Sphagnumpylaisii*.
- *Culcita macrocarpa* Helecho real.
- *Trichomanes speciosum*.
- *Dryopteris corleyi* Helecho macho asturiano.
- *Woodwardia radicans*.
- *Rumex rupestris*.
- *Eryngium viviparum*.
- *Apium repens* Apio rastrero.
- *Soldanella villosa* Soldanela.
- *Limonium lanceolatum* Espliego marino.
- *Centaurium somedanum* Centaura.
- *Omphalodes littoralis*.
- *Veronica micrantha*.
- *Jasione lusitanica*.
- *Santolina semidentata*.

- *Centaurea borjæ*.
- *Aster pyrenaeus* Estrella de los Pirineos.
- *Luronium natans* Llantén de agua flotante.
- *Narcissus pseudonarcissus nobilis* Narciso.
- *Narcissus cyclamineus* Narciso.
- *Narcissus asturiensis* Narciso asturiano.
- *Festuca elegans* Cañuela elegante.
- *Festuca summilusitanica*.

### 6.3. Fauna

El embalse del Ebro es la mayor extensión de agua dulce de la región y zona de elevado valor ornitológico. Se trata de una zona húmeda de origen humano que ha adquirido una importancia considerable para todo tipo de aves acuáticas migratorias, especialmente las anátidas, así como para especies ribereñas. Merecen mención, entre otros, el pato colorado (*Netta Rufina*), escasísimo en la región o el Somormujo lavanco (*Podiceps cristaus*), por tener aquí esta especie su único lugar de reproducción en toda Cantabria.



Ilustración 6.25



Ilustración 6.26

La variedad de aves es extraordinaria. Pueden observarse aves de roquedo en los cañones del Ebro como son: el buitre leonado, el alimoche, águila real y halcón peregrino. En cultivos cerealistas son habituales las aves de tipo mediterráneo como el aguilucho cenizo, la calandria y la terrera, la tórtola común o el alcaraván. En las zonas de bosque se encuentran el pico mediano, el herrerillo capuchino, carbonero palustre, azor y cárabo entre las rapaces, becada, paloma torcaz,...



*Ilustración 6.27*



*Ilustración 6.28*



*Ilustración 6.29*



*Ilustración 6.30*

Por ser zona de transición biogeográfica de características ecológicas únicas, la fauna es extraordinariamente rica. Conviven en este entorno grandes mamíferos como el oso pardo, el lobo, el corzo, el venado y el jabalí; con otros de menor tamaño como la marta, gato montés, ardilla y lirón careto. En las zonas más altas se puede observar la perdiz pardilla y la liebre de piornal.

Surcan sus ríos el cangrejo común, la nutria (con una de las mejores poblaciones de la región), o el desmán. Estos ríos poseen especies que no

existen en ningún otro río de la región y que son propias de grandes cauces, como es el caso del barbo común, la boga, el bordillo, el barbo colirrojo, el gobio, el fraile y el bagre, la bermejuela y la lamprehuela. También podemos encontrar la lucioperca, el black bass, el siluro, la perca europea y la carpa.

La Unión Europea ha establecido Figuras de Protección de la Naturaleza como los LICs (Lugares de Interés Comunitario) y las ZEPAs (Zona de Especial Protección para las Aves). Este territorio alberga varios ejemplos de protección:

- ZEPA Sierra de Híjar
- ZEPA Sierra del Cordel y cabeceras del Nansa y Saja
- ZEPA Embalse del Ebro
- ZEPA Hoces del Ebro
- LIC valles altos del Nansa y Saja y Alto Campoo
- LIC Río y Embalse del Ebro
- LIC Río Camesa

## 6.4. Conclusiones

Según los datos mostrados en las tablas, se puede observar que el río Ebro tiene un régimen fluvial nival, esto nos garantiza que en los meses que se suele dar sequía en la mayoría de ríos, éste dispondrá de un caudal igual o superior a los meses más turbulentos.

Además de ese detalle, también hay que mencionar que aguas arriba de la zona de proyecto se encuentra el embalse del Ebro, que beneficia al aprovechamiento energético del río, ya que actúa como componente regulador, aportando siempre un régimen de caudal más o menos constante. Esto ayuda a que el río no rebaje su caudal en temporadas en las que las precipitaciones son escasas, y a que no se descontrole cuando éstas son abundantes.

En referencia a los LICs y ZEPA mencionados en el apartado anterior, es importante tener en cuenta que en este estudio no se va a cortar el flujo de caudal natural del río en ningún punto del mismo, lo que se pretende es regularlo, tomando el volumen mínimo suficiente para poder turbinarlo y disponer del aprovechamiento.

Esto se llevará a cabo mediante un pequeño canal de derivación, que desviaré el caudal necesario hacia las turbinas, para después devolverlo al cauce. Además, el canal de derivación a utilizar será recuperado de una obra anterior, no será necesaria la creación de un nuevo impacto para la construcción del mismo, lo que significa que el cauce del río no se verá modificado en ningún momento, ya que esa desviación ya existía antes de la realización del estudio.



## ANEJO 7. GEOMORFOLOGÍA

## ANEJO 7. Geomorfología

Los distintos cauces que forman la cuenca del Ebro en Cantabria muestran pendientes menos pronunciadas que la mayoría de cuencas Cantábricas, a excepción de la parte media-alta del río, la cual discurre por la sierra homónima salvando un desnivel de 1.100 m en los primeros 12 km de recorrido.

Aguas abajo del embalse del Ebro el desnivel es mucho menor y el río Ebro tan solo desciende unos 200 m desde la salida del embalse hasta el límite de Cantabria con Burgos (55 km).

Por lo tanto la mayor parte del río discurre por zonas de suave orografía lo que facilita la formación de meandros durante buena parte de su recorrido. En la imagen que se muestra a continuación, basada en la cartografía a escala 1:25.000 de todo el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria, se representa su topografía. En esta imagen se puede observar el carácter estepario de la zona descrita, caracterizado por la inexistencia de fuertes relieves orográficos en casi toda la cuenca, a excepción del extremo noroeste de la misma.



*Ilustración 7.1. Datos obtenidos de [www.chebro.es](http://www.chebro.es)*

En las figuras que se muestran a continuación se observa detalladamente la geomorfología perteneciente primero, a la comunidad autónoma donde tendrá lugar el desarrollo del proyecto, Cantabria, y luego más concretamente la perteneciente a la zona de afección, Valdeprado del Río.

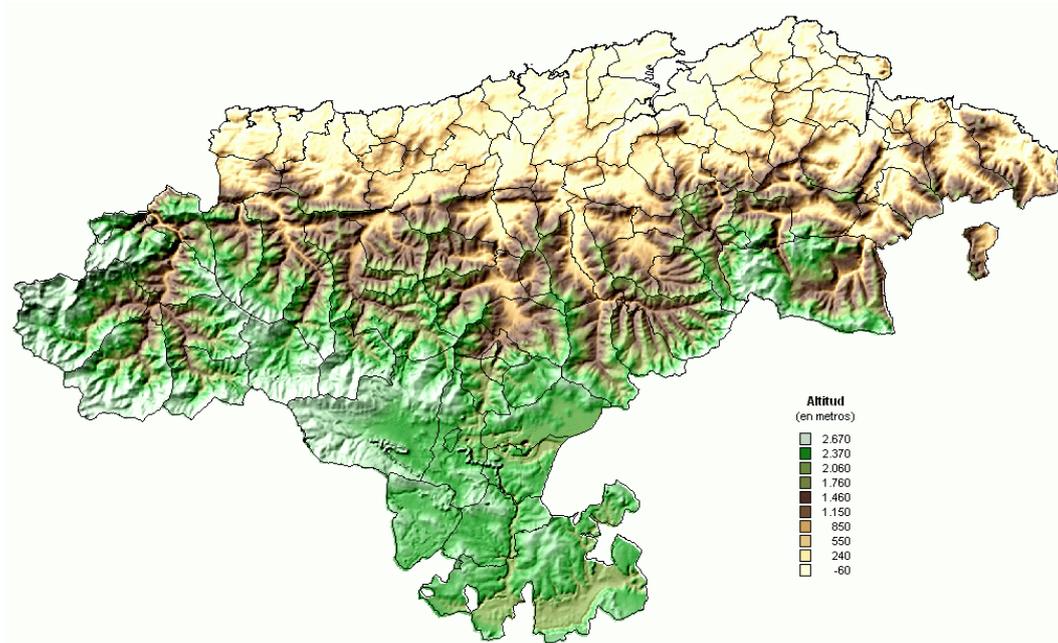


Ilustración 7.2. Datos obtenidos de <http://www.adevaherranz.es/>



Ilustración 7.3. Datos obtenidos de [www.entrecumbres.com](http://www.entrecumbres.com)

Como se puede apreciar en las imágenes, Cantabria es una comunidad con un relieve muy abrupto por su ecuador, y se va suavizando a medida que desciende hacia el sur, ganando en altitud.



Ilustración 7.4. Datos obtenidos de <http://sigpac.mapa.es/>

La zona sometida a estudio se encuentra en el río Ebro, cuyo paso por el municipio de Valdeprado del Río discurre entre montañas y vaguadas por las que se unen a su cauce otros afluentes.

Por el Este de la zona se encuentra un pico con un máximo en altitud de 967 metros, que desciende hasta el río con una pendiente pronunciada, mientras que por el Oeste las pendientes son más suaves.



## **ANEJO 8. GEOLOGÍA**

## ANEJO 8. Geología

### 8.1. Introducción

Valdeprado del Río está situado en el borde occidental de la "Cuenca Cantábrica".

En el área de estudio se encuentra el embalse del Ebro, cuyas aguas invaden los valles de los ríos Ebro, La Virga y Nava. Esta zona se caracteriza por su abrupta topografía, de cotas comprendidas entre los 800 y 1.300 m.

Los elementos más importantes de la red hidrográfica son los ríos Ebro, Camesa y Panero, que siguen una dirección aproximada Norte-Sur. No existen importantes núcleos de población dentro del área que comprende el proyecto.

Aparte de los suelos cuaternarios aluviales que se sitúan en los valles de los ríos, el resto de la zona aparece ocupado por sedimentos mesozoicos, que afloran afectados por estructuras que se amoldan a las directrices hercínicas dominantes en el borde oriental del Macizo Asturiano.

Los sedimentos más antiguos que aparecen corresponden al Buntsandstein y ocupan, junto con los correspondientes al Keuper la parte occidental de la zona. A continuación y en forma de estrecha franja aparecen bien representados los sedimentos del Jurásico marino correspondientes al Lías y al Dogger.

Casi la totalidad del resto de la zona de estudio está ocupada por sedimentos de las facies Purbeck y Weald, que aparecen, junto con el resto de los sedimentos pertenecientes al Cretácico Inferior, formando una serie monoclinial muy monótona con buzamientos suaves en dirección NE.

El cretácico superior está bien representado, pudiéndose reconocer dentro de él sedimentos pertenecientes al Cenomaniense, Turioniense, Santoniense y Coniaciense más o menos afectados por lagunas estratigráficas.

Sus afloramientos son muy restringidos y aparecen al norte del pantano del Ebro y en el borde oriental de la zona de estudio.

Los sedimentos cuaternarios tienen poca representación dentro del área estudiada y se reducen a los aluviales de los ríos Ebro y Camesa, así como a las terrazas depositadas por los ríos Híjar y Ebro en el ángulo NO.

La tectónica que afecta a la región es relativamente sencilla, predominando las estructuras de plegamiento con dirección NO-SE, afectadas por fallas de dirección E-O y NO-SE, fundamentalmente.

Los recursos mineros son pobres y únicamente en la zona del pantano del Ebro se han explotado en otro tiempo los niveles de lignito intercalados entre los sedimentos detríticos de la base Albiense.

Las canteras están localizadas fundamentalmente en los afloramientos calizos del Jurásico y del Aptiense, así como en las ofitas que aparecen en el Keuper; el resto de las canteras se sitúan en las areniscas del Buntsandstein y de la facies weald, que son explotadas localmente en la extracción de bloques para pequeñas construcciones.

## 8.2. Estratigrafía

En la zona de Las Rozas afloran materiales pertenecientes al Triásico, Jurásico y Cretácico, existiendo también algunos recubrimientos cuaternarios.

El Trifásico aflora ampliamente en el borde occidental (parte oeste de la zona del Puerto de Pozazal), estando representados el Buntsandstein, Keuper y "Carniolas" (Rethiense).

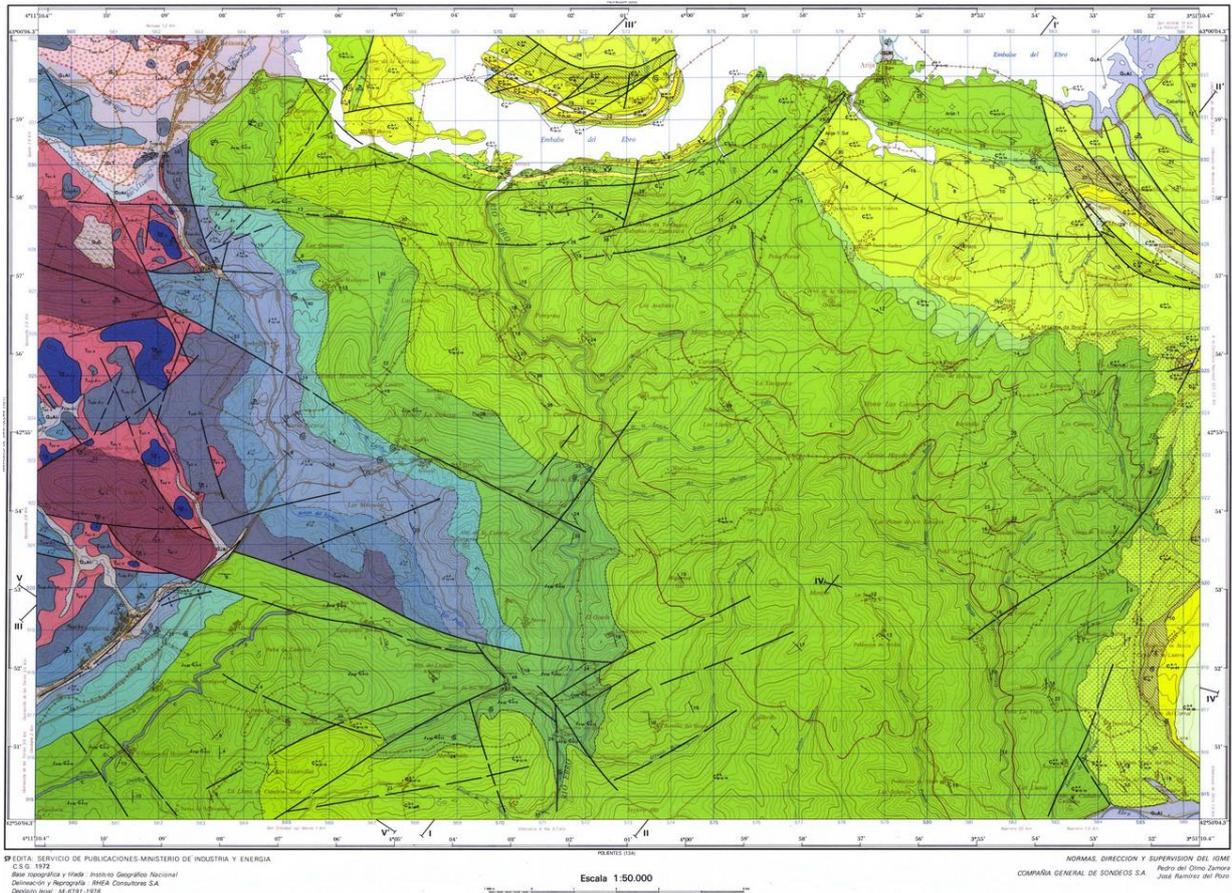
Los sedimentos pertenecientes al Jurásico marino se representan adosados a los del Triásico en la parte oriental de la zona tectonizada del Puerto de Pozazal. Incluyen Lías Inferior dolomítico (Hettangiense), Lías Inferior calizo (Sinemuriense Inferior a Medio), Lías Superior margoso (Sinemuriense Superior a Toarciense) y Dogger.

El Malm, junto al Cretácico Inferior (Berriasiense y Valanginiense), está representado por sedimentos de facies Purbeck. Se extienden a la mitad occidental de la zona, ocupando la mayor parte de las zonas central y oriental y presentándose adosado a los sedimentos de facies Purbeck, al este de éstos.

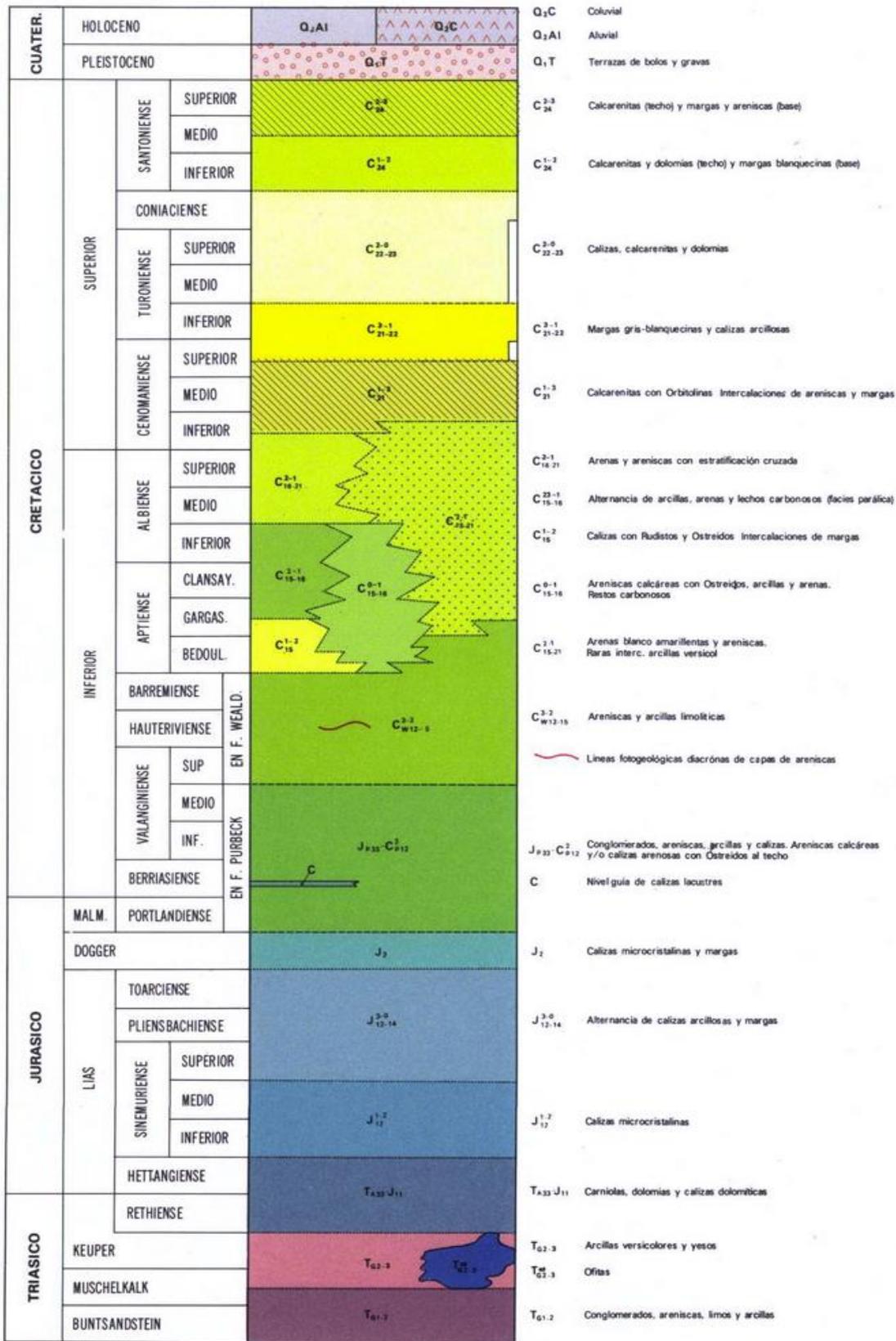
El Aptiense marino está representado por una estrecha franja localizada en la parte norte de la zona, mientras que en la sur-occidental pasa a sedimentos continentales incluidos en la facies Weald. Al sur del pantano del Ebro se encuentran series ligníferas atribuidas al Aptiense Superior y Albiense Inferior, que en el resto de la zona se incluyen en series terrígenas Aptienses y Albienses. El resto del Cretácico Inferior está constituido por series terrígenas, en parte correspondientes a la Fm. "Arenas de Utrillas", que pueden incluir también al Cenomaniense más inferior.

El Cretácico Superior está representado por el Cenomaniense, Turioniense, Coniaciense y Santoniense, aflorando al norte del pantano del Ebro, zona de Quintanilla de San Román y Santa María del Hito-Espinosa de Bricia.

Los recubrimientos cuaternarios son muy reducidos, presentándose en forma de manchas aisladas, lo que unido a la disposición estructural de la serie mesozoica favorece, en principio, el estudio estratigráfico y levantamiento de columnas de detalle.



*Ilustración 8.1. Datos obtenidos de IGME*



## 8.3. Tectónica

### 8.3.1. Tectónica regional

En líneas generales, se trata de una zona plegada y parcialmente fallada en las direcciones E-O y NO-SE, como resultado de la actuación de los movimientos alpinos.

Los primeros movimientos que quedan patentizados dentro de la zona estudiada corresponden al subciclo paleoalpino de la Orogenia Alpina y están representados por los impulsos de las fases Neociméricas. Estos impulsos, regionalmente, son los responsables de hiato Calloviense-Oxfordiense que aparece en las áreas de sedimentación marina del Jurásico Superior.

En la zona que nos ocupa, son los responsables de la discordancia existente entre los materiales que constituyen la facies Purbeck y los sedimentos correspondientes al Jurásico marino, así como de la discontinuidad que aparece entre los materiales de la facies Weald y la facies Purbeck. Respecto al primer hiato, su intensidad puede ser muy diferente dentro del ámbito que nos ocupa, como han puesto de manifiesto los sondeos perforados en el mismo. Así, en Arija-Sur los sedimentos de facies Purbeckescansan sobre materiales de Lías Superior (probablemente Toarciense), mientras que en Arija queda solamente un tramo de 68 m de "carniolas". Por el contrario, las fases Neociméricas son poco o nada patentes en el sondeo de Rozas.

Regionalmente, las fases Neociméricas no se han manifestado con la creación de estructuras de plegamiento, habiendo tenido únicamente repercusiones de índole paleogeográficas, siendo su única consecuencia dinámica patente la movilización local de las masas plásticas que constituyen el Keuper. También se detectan movimientos intra-weáldicos, intra-aptienses y albienses, que han quedado reflejados por cambios de facies y variaciones en las potencias de las series sedimentarias. Durante el Cretácico Superior se detectan algunos movimientos con consecuencias paleogeográficas que originan ligeras variaciones en las facies y condensaciones en las capas.

Estos movimientos, así como las diferencias de estructuras, regionalmente parecen estar ligados a deformaciones de las masas plásticas del Keuper, aunque se debe a la fase Pirenaica, y fundamentalmente a las Sávica y Estaírica, la creación de las estructuras fundamentales.

La rigidez de los materiales, que constituyen el borde oriental del Macizo Asturiano, afecta a la cobertera mesozoica con débiles ondulaciones y desgarres debidos a la acomodación de ésta a las rupturas del zócalo.

Los sistemas de fracturación dominantes son los NO-SE y E-O.

### 8.3.2. Descripción de las principales estructuras

Los principales accidentes tectónicos de la zona sometida a estudio tienen su origen en la acomodación de la cobertera mesozoica a las dislocaciones y compartimentos del zócalo paleozoico, aunque en el extremo más nororiental de la zona existe evidentemente un importante despegue entre la tectónica del zócalo (Paleozoico y Buntsandstein) y la de la cobertera mesozoica; este despegue se realiza a partir de los sedimentos del Keuper debido a su plasticidad y poca competencia frente a los esfuerzos originados en las fases nealpinas, que le han hecho penetrar diapíricamente en la serie sedimentarias suprayacente originando estructuras de fracturación en la cobertera mesozoica.

De las tres unidades tectónicas definidas, únicamente tiene representación dentro del área estudiada la denominada Franja cabalgante del Besaya, que penetra en la zona con ángulo NE, muy amortiguada por el Diapiro de La Población, dando lugar al cabalgamiento de los materiales del Cretácico Inferior sobre los del Cretácico Superior.

Por lo que respecta a las estructuras que se observan en la superficie, los pliegues tienen una orientación general E-O y entre las fallas destacan las de trazado circular con dirección predominante E-O y otras NO-SE.



---

Dentro de la zona sometida a estudio, pueden distinguirse cinco unidades tectónicas:

- Zona tectonizada del Puerto de Pozazal
- Zona hundida del Pantano del Ebro
- Sinclinatorio de Santa Gadea
- Sinclinal de Quintanilla de San Román
- Borde occidental del Sinclinatorio de las Loras

## 8.4. Historia geológica

Como el área que se está sometiendo a estudio es muy reducida para poder conocer, por medio de su estudio, la historia geológica y definir los principales rasgos paleogeográficos, se tendrán en cuenta los datos obtenidos sobre el estudio sobre toda la región, que comprende: Comillas, Torrelavega, Santander, Santoña, Cabezón de la Sal, Los Corrales de Buelna y Reinosa. Además, también se tomarán en cuenta Villacarriedo, Valmaseda, Espinosa de los Monteros y Villasana de Mena.

Aunque en la zona de Las Rozas no afloran materiales Paleozoicos pre y post-hercínicos, las observaciones realizadas en la región demuestran que fueron depositados y constituyen el sustrato de los sedimentos mesozoicos. Por ello se resume seguidamente los hechos geológicos y paleogeográficos más significativos en el desarrollo histórico de la región, que se han caracterizado en el estudio de las zonas situadas al Norte.

Las cuarcitas del Ordovícico, plegadas por la Orogenia Varíscica, afloran de un modo muy restringido y parecen corresponder a sedimentos de relativa poca profundidad, teniendo en cuenta las pistas que representan en algunos tramos.

El Carbonífero, aflorante en las regiones norte y oeste, está representado por un conjunto de sedimentos de facies marina, normalmente nerítica. El Viseiense y Namuriense se depositaron en una amplia cuenca que, desde Asturias, se extendía hacia el Este, cubriendo totalmente la actual "Franja Cabalgante". La profundidad varió bastante, como indican los Radiolarios y Braquiópodos existentes en algunos niveles, mientras que en otros las frecuentes Algas indican sedimentación nerítica o de plataforma.

Durante el Westfaliense la sedimentación es de tipo nerítico y no sobrepasa el área de depósito a las regiones occidentales de la zona. Así, en los Corrales de Buelna se encuentran los materiales de Pérmico y Buntsandstein directamente encima de la "caliza de montaña", por lo que nos encontramos

en el borde de la cuenca de sedimentación de Westfaliense. Las facies son arrecifales en la zona Norte, mientras que en las regiones Sur-occidentales y en general en casi todo dominio de Asturias las facies son de tipo parálisis, en las que el relleno por aportes terrígenos (pizarras, areniscas y conglomerados, así como restos vegetales carbonizados) se interrumpe por la llegada de aguas de salinidad marina, depositándose así las cuñas o intercalaciones de calizas marinas entre los sedimentos detrítico-terrígenos ("caliza masiva" y "productivo entre calizas").

Desde el final de la tectónica hercínica hasta la transgresión triásica, el área de la Cuenca Mesozoica, que se iba formando, se vio afectada por un relieve morfológico o estructural que no alcanzó completa peneplanización. Por tanto, la sedimentación paleozoica posthercínica (Pérmico) y, en parte, la del Buntsandstein, se depositó en zonas deprimidas, rellenándolas, siendo posteriormente solapada por la transgresión del Keuper arcilloso-evaporítico, cuya deposición fue simultánea con la efusión de materiales volcánicos de magmatismo básico (ofitas).

Entre los sedimentos continentales del Buntsandstein y los evaporíticos e hipersalinos del Keuper, no se han reconocido los de facies marina del Muschelkalk que se conocen en zonas muy próximas (zona de Cañeda, por ejemplo).

Al final de la sedimentación triásica se produce un pequeño hundimiento del fondo de la cuenca, que el mar aprovecha para invadir la región y depositar la serie de calizas y dolomías del Rethiense y Lías Inferior.

El ambiente de sedimentación, al principio del Jurásico (Hettangiense y Sinemuriense Inferior y Medio), fue de poca profundidad, de facies litoral en el Hettangiense y litoral a nerítica en el Sinemuriense. En la zona situada directamente al norte alcanzan gran desarrollo las brechas calizo-dolomíticas en el Hettangiense, lo que parece indicar que la pendiente de fondo de la cuenca era bastante acusada. En cambio, en el ámbito de Las Rozas, no se han

observado brechas o al menos tiene muy poca potencia, estando los niveles del Hettagiense representados por calizas microdolomíticas. Las "carniolas" tienen, en cambio, gran desarrollo, llegando a sobrepasar los 200 m. de espesor.

A partir de Sinemuriense Superior y durante todo el Lías Superior la profundidad de la cuenca se hace mayor, teniéndose una sedimentación de calizas arcillosas y margas, depositadas en una cuenca relativamente estable, con un régimen tranquilo (biomicritas) de facies nerítica correspondiente a la zona exterior de la plataforma o localmente interior. El medio ambiente es reductor, como parecen indicar las intercalaciones de arcillas y margas negras piritosas. Aunque los hiatos estratigráficos en el Lías Superior son de pequeña intensidad, parece, por el estudio detallado de los Ammonites, que tienen gran extensión regional, como es el caso de la base del Toarciense.

En el Dogger, sobre todo a partir del Bathoniense y Calloviense, comienza una fase regresiva que culmina con sedimentación nerítica a litoral, acentuándose ligeramente la inestabilidad del fondo de la cuenca, lo que motiva que la subsidencia varíe más que en el Lías Superior. El medio sigue siendo muy tranquilo, depositándose calizas arcillosas (biomicritas) con intercalaciones de margas. En el Calloviense Inferior la fase regresiva citada alcanza su culminación en toda la parte occidental de la Cuenca Cantábrica a causa de los movimientos neociméricos, que dieron lugar a la instauración del régimen de sedimentación no marino en facies Purbeck.

El espesor del Jurásico marino es de unos 900-950 m. donde se presenta la serie completa hasta el Calloviense Inferior, y sólo localmente puede observarse una ligera erosión de los niveles altos. En cambio, en la zona Norte (en el área costera) el espesor se reduce considerablemente, y la erosión posterior, que tiene un carácter diferencial, lo ha dejado reducido a los tramos basales del Lías en la zona de Comillas y a los del Lías Superior en las de Torrelavega y Santander.



Normalmente en toda la región faltan los sedimentos correspondientes al Oxfordiense-Kimmeridgiense, como consecuencia de las fases Neociméricas. Solamente en los sondeos de Castro Urdiales y Monillo, ubicados en el extremo oriental de la zona de Santoña, se han perforado niveles de esta edad. Se trata de una facies nerítica a litoral, parcialmente arrecifal en el Kimmeridgiense.

Durante el Malm se produce un importante cambio en el régimen de sedimentación. Debido a las fases Neociméricas se retira el mar y la cuenca se colmata durante el Malm Superior y Cretácico más Inferior. Se delimitan o independizan varias cuencas con características sedimentarias propias, quedando separadas dichas cuencas por umbrales en los que no hay casi sedimentación o incluso los fenómenos erosivos son muy importantes. Se erosionan las calizas del Jurásico marino, dando lugar a conglomerados de cantos calizos o los materiales del Macizo Asturiano que originan los conglomerados silíceos.

Una de las cuencas más importantes que quedan individualizadas es la situada al sur de Santander (cubeta Santanderina), que puede considerarse como un mar interior en el que la salinidad del medio es dulce o salobre por regla general, excepto en el Valanginiense Inferior-Medio, en que la facies es transicional a marina litoral. Los aportes de agua dulce de tipo fluvial son muy importantes, lo que motiva el tipo de salinidad del medio, extremadamente lluvioso y al propio tiempo cálido.

En el Malm y Berriasiense los aportes de material detrítico son importantes, dando lugar a la formación de conglomerados (calcáreos o silíceos) y de areniscas. En general, los aportes provenían del SO., por lo que, generalmente, hacia las zonas más septentrionales y orientales de la cubeta, los materiales terrígenos se hacen más finos. Se intercambian episodios calizos o margosos de facies lacustre, principalmente en el Berriasiense. En general son depósitos de ambiente reductor cuya salinidad aumenta hacia arriba, llegándose en el Berriasiense Superior a tener una salinidad polihalina a transicional, como

caracteriza la presencia de Macrodentita Glauconia, Tylostoma y anchispirocyclina.

En el Valanginiense Inferior y Medio, debido a un cese de los aportes de agua dulce, aumenta la salinidad del medio, teniéndose una sedimentación en facies marina o transicional. La distribución de los materiales terrígenos, dentro del Valanginiense, como en el Berriasiense, aunque en detalle es irregular, en conjunto parece que es más importante en las zonas próximas al Macizo Asturiano, mientras que en las regiones más apartadas los materiales son más finos y las intercalaciones de calizas, además de ser más importantes, tienen un carácter más claramente marino (lumaquelas de Ostreidos y Brizoarios). La profundidad del medio durante esta época fue muy reducida y los niveles de Ostreidos pueden indicarnos la proximidad de la línea de costa.

Durante la sedimentación del conjunto de facies Purbeck toda esta región del borde oriental del Macizo Asturiano era al tiempo el borde de una cuenca que se caracterizaba por tener una topografía del fondo con umbrales y pequeños surcos. Así la región costera (la zona situada al norte de "Franja Cabalgante del Escudo de Cabuérniga") constituyó un umbral, posiblemente emergido, siendo esta franja muy probablemente el borde norte de la cuenca de sedimentación. En esta franja no solo no hubo sedimentación de los materiales de facies Purbeck, sino que, además, se produjo una intensa erosión de los materiales del Jurásico marino. Solo excepcionalmente hay Valanginiense en los sondeos localizados al este de Santander.

La sedimentación del Purbeck salobre representa la fase que RAT (1959) denomina de emersión o de régimen salobre.

El ciclo de sedimentación de la serie arenoso-arcillosa de la facies Weald constituye la fase que RAT (1959) llama de sedimentación terrígena activa. Durante esta época el Macizo Asturiano y la Meseta Castellana debieron sufrir un rejuvenecimiento y erosionarse activamente para depositarse la potente serie de sedimentos detrítico-terrígenos, coincidente con una importante

variación climática, consistente en hacerse el clima mucho más lluvioso, con el consiguiente aumento de aportes de agua dulce del continente. Todo ello motivó que la salinidad del medio fuera muy baja (se pueden considerar a estos sedimentos de facies Weald como de agua dulce), lo que explica que la fauna sea tan escasa o incluso nula. A medida que se depositaba la serie de facies Weald, se producía la colmatación gradual de la cuenca.

Los tramos de areniscas representan depósitos de canales fluviales, siendo las superficies planas de estriague basal consecuencia de la migración lateral de los canales, mientras que las superficies cóncavas son el resultado de procesos erosivos dentro del canal. Las lutitas intercaladas corresponderían a depósitos de llanura de inundación.

En la zona costera, al norte de la "Franja Cabalgante del Escudo de Cabuérniga", las facies son terrígenas finas (arcillas y limos dominantes).

En las regiones occidentales, se van haciendo más gruesas, con intercalaciones importantes de areniscas, desde el borde oriental de la zona de Torrelavega hasta Santoña. En esta última zona, las litofacies son predominantemente de areniscas, las cuales alcanzan mayor desarrollo que las intercalaciones arcillosas y limoníticas. Esta distribución de facies está en relación con la existencia de un fuerte escarpe en la parte occidental de la ya citada "Franja Cabalgante", que permitiría el depósito de los sedimentos más finos, mientras que los terrígenos gruesos quedarían "representados" y relegados al sur y este de dicha franja. Como consecuencia del mencionado escarpe, las series son más incompletas y menos potentes en las zonas occidentales, mientras que en las orientales, donde incluso hay sedimentos del Valanginiense marino, la sedimentación de la facies Weald ha sido prácticamente continua. Localmente, en esta zona costera se pueden encontrar facies lacustres, que representan lagunas internas separadas del resto de la cuenca, donde existía sedimentación activa de materiales provenientes del continente.

Después del levantamiento o rejuvenecimiento del Macizo Asturiano y Meseta Castellana, y de la activa erosión de sus materiales, que dieron lugar al depósito de los sedimentos arenosos, limolíticos y arcillosos de facies Weald, al comienzo del Aptiense tiene lugar una disminución gradual del aporte continuo detrítico-terrágeno, permitiendo la entrada del mar en una amplia plataforma en que pueden desarrollarse los organismos constructores de arrecifes, produciéndose una sedimentación calcárea con irregulares aportes terrígenos.

En la zona de Las Rozas se localiza el cambio lateral de las facies marinas del Aptiense a las continentales. Así, en el borde norte de la zona tenemos sedimentos marinos representados por calizas con Ostreidos, Orbitolinas y Rudistos que representan facies neríticas a litorales, mientras que en la región SE. no se encuentran sedimentos, estando representados estos niveles por tramos de facies continental. El paso entre ambas facies se ubica en el Sinclinal de San Román, donde está representado por calizas arenosas y areniscas, así como calizas oolíticas, de elevado índice de energía, con intercalaciones de arcillas carbonosas. Los únicos tramos marinos corresponden al Aptiense Inferior y Medio, mientras que los del Aptiense Superior y Albiense Inferior de la zona septentrional están representados por facies parálicas, con sedimentación ciclotemática y presencia de lignitos.

En cambio, en las regiones situadas al norte y este de la zona, estos tramos del Aptiense y Albiense Inferior están representados por facies urgonianas, en las que se desarrollan activamente los arrecifes en una cuenca marina epicontinental con profundidad de unos 30 a 50 m. y condiciones ambientales para el desarrollo de los organismos constructores (Políperos, Rudistas, Algas,...). Los frecuentes Orbitolínidos observados en estos niveles nos definen un mar cálido-templado. A medida que estamos más en el borde de la cuenca los aportes terrígenos son más importantes, lo que en gran parte dificulta el desarrollo de los organismos constructores y, por tanto, de las facies arrecifales.

En el Albiense de la zona norte y en el Aptiense y Albiense de la suroriental de la zona, los aportes de material terrígeno son muy importantes. Los ríos



transportan grandes cantidades de arena y limo, lo que da lugar a la deposición de las areniscas con estratificación cruzada y arenas de la Fm. "Utrillas". Tanto por las figuras sedimentarias observadas como por el tipo de litología, se puede caracterizar el depósito como de tipo continental-fluvial. El paso a las facies marinas de la región situada al norte de la zona no puede observarse, pues faltan los afloramientos correspondientes. De todos modos debe tratarse de un depósito de tipo molásico, con sedimentación parálica y formación de lignitos.

Este tipo de sedimentación continental ("Fm. Arenas de Utrillas") se continúa durante el Cenomaniense Inferior en todo el dominio de la zona, siendo más moderno el techo de dicha formación en las regiones meridionales de la misma. A partir del Cenomaniense Inferior o Medio (según las zonas) se instaaura de nuevo un régimen marino, normalmente nerítico a litoral, caracterizado por calcarenitas, arenosas en algunos niveles, y micríticas o esparíticas en otros (bointramicritas o intrabiosparitas) con Orbitolínidos, Ostreidos y Praealveolinas.

En la zona sur y oriental hay un hiato del techo del Cenomaniense, que es característico de todas las áreas marginales de la cuenca. En cambio, en la zona norte (área del Pantano del Ebro), donde el Cenomaniense Superior se presenta en facies margosa o de alternancias de calizas y margas, este hiato es menos acusado. Estas zonas corresponden a las áreas de facies más profundas, caracterizadas por la presencia de algunos Foraminíferos planctónicos (Rotalipora), que se interpretan como de medio nerítico (zona exterior de la plataforma) y bajo índice de energía deposicional. Estas mismas facies del Cenomaniense Superior se continúan durante todo el Turoniense Inferior, momento en el que la cuenca, dentro de la zona sometida a estudio, alcanza los máximos de profundidad. Las facies del Coniaciense y Santoniense son neríticas (zona interior de la plataforma) a litorales, y la profundidad de la cuenca osciló entre los 15 y 30 m. Son facies muy pobres en Rudistas, caracterizadas, en cambio, por la presencia de Gasterópodos, Miliólidos y Foraminíferos bentónicos, principalmente de concha aglutinada.

Hay algunos hiatos estratigráficos en la serie del Cretácico Superior, principalmente en el Turoniense y Coniaciense, hiatos que se extienden también hacia las regiones septentrionales, aunque su distribución no siempre coinciden, lo que indica que la sedimentación ha tenido lugar en una cuenca con cierta inestabilidad.

Los fenómenos de dolomitización son, por otra parte, muy frecuentes en la serie del Cretácico Superior, como suele ocurrir en las facies neríticas o epicontinentales. Las facies del Cretácico Superior de la zona pueden compararse con los del sector norte de la provincia de Burgos, es decir, que corresponden a un dominio paleogeográfico distinto del de las regiones septentrionales ("Entrante de Cabuérniga" y "zona costera"), donde dominan las litofacies margosas de mayor profundidad y presencia de organismos pelágicos.

No parece muy probable que hubiera, en el dominio de la zona, sedimentación durante el Terciario, comportándose como un umbral durante este período, en el que tuvieron lugar las principales fases de la Orogenia Alpina, responsables del plegamiento y estructuración actual. Al faltar en la zona sedimentos superiores al Santoniense, basándose en datos de zonas próximas se puede afirmar que el plegamiento debe corresponde a las fases Pirenaica, Sávica y Estaírica, sin que pueda precisarse la importancia relativa de cada una de ellas.

El encajamiento de la red fluvial, con la formación de terrazas durante el Pleistoceno, dio lugar a la fisonomía morfológica actual.

## 8.5. Hidrogeología

Desde el punto de vista hidrogeológico no se puede hablar de acuíferos importantes dentro del área estudiada.

Los materiales triásicos que afloran en la zona, dada la escasa permeabilidad que presentan, nunca dan lugar a surgencias importantes de agua.

Los materiales calco-margosos de edad Jurásica, debido a la amplitud de sus afloramientos y a la estructura general que los afecta, constituye una importante zona de recarga que, en profundidad, puede dar lugar a acuíferos de interés, aunque si tenemos en cuenta la potencia de los sedimentos del Cretácico Inferior, que se sitúan por encima y que sobrepasa los 2000 m., hace que sea muy relativa la importancia de estos acuíferos localizables en el Jurásico infrayacente.

Los sedimentos pertenecientes al Cretácico Inferior, y que ocupan la mayor parte del área estudiada, son fundamentalmente terrígenos, alternando paquetes arcillosos y areniscas en forma irregular, lo que da lugar a la formación de pequeños acuíferos colgados de escasa importancia, que originan surgencias intermitentes de pequeño caudal.

Por lo que respecta a los materiales calizos y margosos que constituyen el Cretácico Superior, apenas tienen importancia desde el punto de vista hidrogeológico debido a su forma de afloramiento y a la poca extensión de los mismos; únicamente el afloramiento situado SE de la zona tiene continuación en la zona de Villarcayo (situada al este) y por lo tanto entra a formar parte del área de recarga a que dan lugar los amplios afloramientos calizos del Cretácico Superior que ocupan dicha zona.

## 8.6. Sismografía de Cantabria

En la comunidad autónoma de Cantabria existen varias fallas con actividad sísmica latente que cruzan el subsuelo, pero una cosa es señalar estas fallas geológicas y otra muy distinta es determinar cuáles de ellas pueden ser activas desde el punto de vista sísmico y provocar deslizamientos de tierra e incluso terremotos.

Un estudio sobre fallas, terremotos y radón realizado por la Universidad de Cantabria ha permitido dibujar el mapa de fallas del suelo de Cantabria e identificar aquellas fracturas que “juegan” desde el punto de vista sísmico y están latentes o con capacidad para reactivarse.

Unas de ellas, la principal, se extiende de Oeste a Este y corresponde a la sierra del Escudo, desde el área asturiana hasta Arredondo. Luego se bifurca en algunos ramales, uno de ellos una falla oblicua, en dirección Sur, hasta Selaya. También se han identificado otras en Tezanos o en la zona de Liébana.

Así pues, aunque pudiese parecer que Cantabria se halla sobre una zona considerada estable desde el punto de vista sísmico, hay evidencias de que en los últimos miles de años ha habido actividad sísmica.

La última actividad tuvo lugar hace unos 5.500 años, cuando se han datado “deslizamientos de tierra de origen sísmico” principalmente en zonas del Pas, Besaya, Miera y Saja. Se estima que algunas de esas fallas tienen actividad actual ya que desde hace una década se han estudiado distintas oleadas de rocas en la región. Hay varias opciones que pueden actuar como desencadenante, como pueden ser intensas precipitaciones, o bien desestabilizar una ladera por medios mecánicos o por sacudidas sísmicas.

Con la combinación de algunos de esos factores, una zona que resulta inestable puede convertirse en peligrosa y, aunque es complejo saber cuándo se producirá la actividad, sí es posible conocer dónde.

Aunque no es posible la contención de estas citadas oleadas mediante medios ingenieriles, sí que se pueden someter a un seguimiento para conocer su comportamiento.

A continuación se muestra el mapa que representa la zona sometida a estudio y las actividades que contiene.

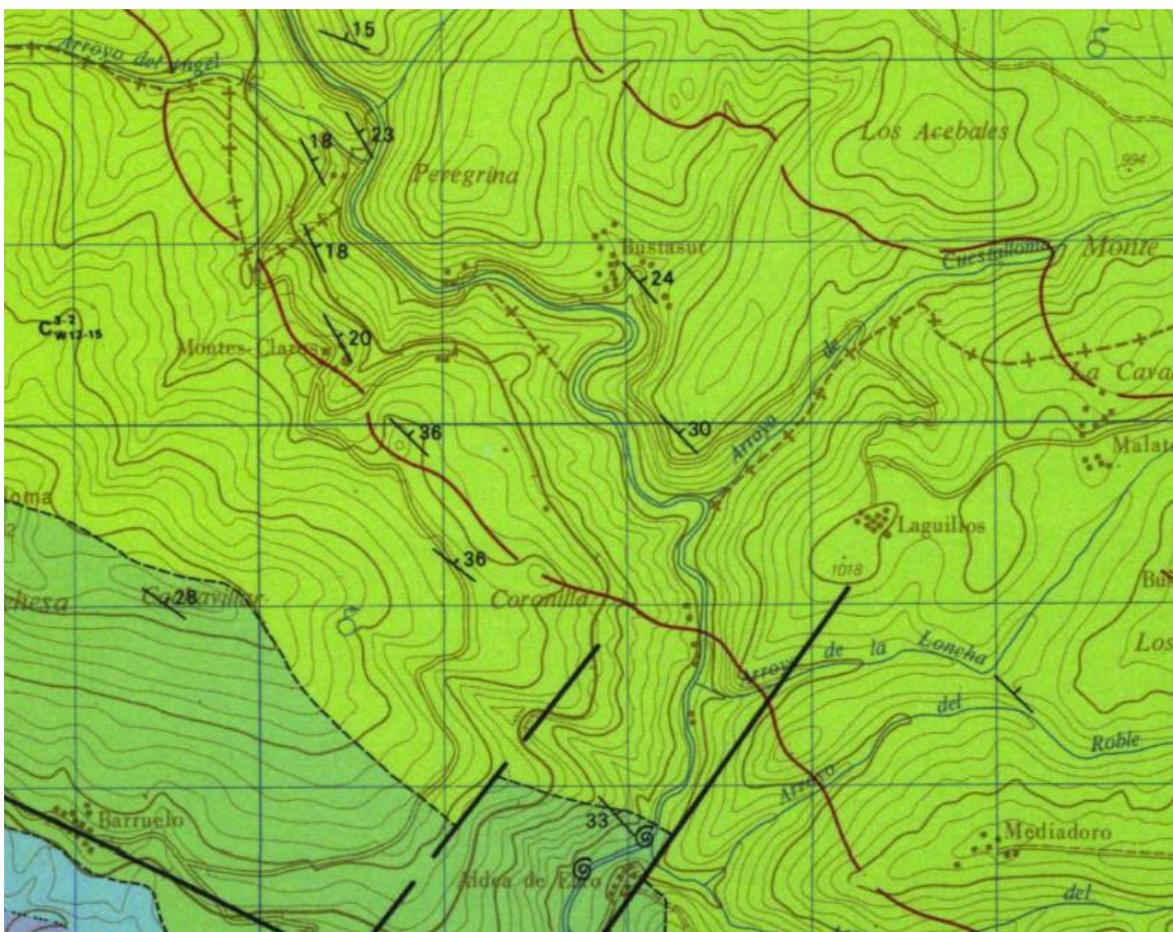


Ilustración 8.2. Datos obtenidos del IGME

**SIGNOS CONVENCIONALES**

	Anticlinal con sentido de buzamiento axial		Contacto por discordancia
	Sinclinal		Contacto por discordancia supuesto
	Sinclinal deducido		Dirección y buzamiento
	Sinclinal con sentido de buzamiento axial		Dirección y buzamiento aproximado (30°-60°)
	Falla		Dirección y buzamiento aproximado (0°-30°)
	Falla con indicación del hundimiento		Fósiles
	Falla inversa		Mina inactiva
	Falla supuesta		Sondeo
	Contacto normal o concordante		Cantera
	Contacto normal o concordante supuesto		Manantial
	Contacto mecánico		Borde de terraza



**ANEJO 9.  
HIDROGRAFÍA Y  
ESTUDIO  
HIDROLÓGICO**

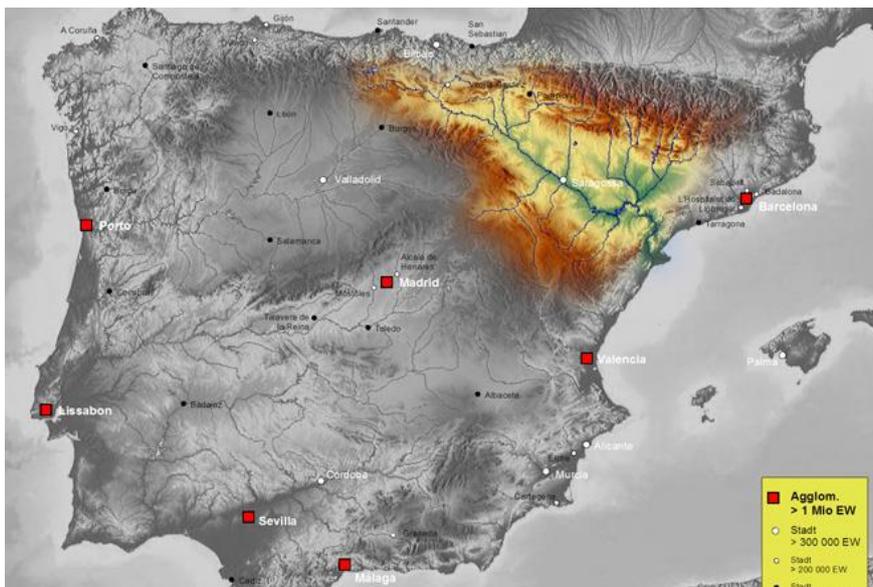
## ANEJO 9. Hidrografía y estudio hidrológico

### 9.1. El río Ebro

#### 9.1.1. Recorrido

El Ebro es el río más caudaloso de España después de Duero, además del segundo río más largo, por detrás del Tajo. De entre los ríos que desembocan en el mar Mediterráneo, es el segundo más largo tras el Nilo. El río tiene una longitud total de 930 km y su cuenca hidrográfica es la más extensa de España, con una superficie de 86.100 km<sup>2</sup>.

También es el río más largo e importante de la comunidad autónoma de Cantabria, además de ser el único perteneciente a ella que no desemboca en el mar Cantábrico, salvo el pequeño Camesa que a través del Pisuergra y el Duero, desemboca en el Atlántico. El Pico Tres Mares se encuentra en el origen de estas tres vertientes, donde nace realmente el Ebro, aunque de forma simbólica éste se localiza más abajo, en Fontibre (municipio de Campoo de Enmedio) a 6 km de Reinosa.



*Ilustración 9.1. Obtenida de es.wikipedia.org*

El Ebro atraviesa siete comunidades autónomas españolas: Cantabria, Castilla y León, La Rioja, País Vasco, Navarra, Aragón y Cataluña, donde desemboca. Además su cuenca hidrográfica también drena territorios de la Comunidad Valenciana y Castilla La Mancha. Pero es la parte perteneciente a Cantabria la que incumbe y por tanto se describirá en este proyecto.



Ilustración 9.2. Obtenida de [www.saihebro.com/](http://www.saihebro.com/)

Después de Fontibre, el río desciende atravesando los núcleos urbanos de Salces y Nestares hasta llegar a la ciudad de Reinosa, capital de todo Campoo. El río Híjar que desciende también desde Tres Mares y siguiendo por Alto Campoo para atravesar pequeños pueblos como Villacantid y Matamorosa también atraviesa la ciudad campurriana, donde se une al Ebro.

Tras salir de Reinosa atraviesa una vega llana surcada también por la carretera nacional, la Autovía y el Ferrocarril, que unen Cantabria y la Meseta. Dejando a un lado Bólmir, se va ensanchando por la cercanía del embalse, discurre cerca de las valiosas ruinas romanas de Julióbriga (en Retortillo) y se aproxima a Arroyo, donde se encuentra la presa que más contribuye a la

estabilidad de este gran Embalse del Ebro, el primero de los tres de su recorrido, uno de los más grandes de España y el mayor de Cantabria.

El embalse del Ebro se inauguró a mediados del pasado siglo. En las orillas de este gran lago de 22 km de largo (de oeste a este) viven bastantes pueblos sin demasiado desarrollo. Al norte está el municipio de Campoo de Yuso y al sur, los de Campoo de Enmedio y Las Rozas de Valdearroyo.

El Ebro abandona el Embalse en Arroyo y se dirige hacia el sur discurriendo por el municipio de Las Rozas de Valdearroyo; después de dejar a su izquierda a Bustasur, y dejando a la derecha y en lo alto, el Monasterio de Montesclaros, se adentra en un largo cañón, el Cañón de Valdeprado del Río, el nuevo municipio que atraviesa. Continúa su camino pasando por el pueblo de Aldea de Ebro hasta llegar al conjunto rural de Bárcena de Ebro, donde se le une el afluente Polla que baja de Pozazal, dejando molinos en sus orillas y el pueblo de Reocín de los Molinos.

Ancera y Aroco quedan arriba, en el cañón, en Valdeprado del Río, y tras pasarlo se adentra en el mayor municipio de Cantabria: Valderredible, valle por excelencia del Ebro, el cual recorrerá de oeste a este dividiéndolo en dos.

Al poco de dejar Cubillo de Ebro se le une el río Mardancho y toma dirección este, atravesando con acentuados meandros todo el sur de Valderredible. Al poco de pasar el pueblo de Villaescusa de Ebro, el Gran Río se encañona otra vez, con mayor estrechez y profundidad para mostrarnos, ya en Burgos, el impresionante paraje de los Cañones del Alto Ebro.

### 9.1.2. Régimen hidrológico

El Ebro es un río caudaloso, pero de carácter irregular. A finales del verano tiene fuertes estiajes en toda la cuenca llegando a llevar incluso una décima parte de su caudal medio.

La irregularidad del Ebro es tal que en Tortosa ha llegado a tener un caudal de 32 m<sup>3</sup>/s en periodo de sequía y se llegó a los 23.484 m<sup>3</sup>/s en la crecida del 23 de octubre de 1.907, cuando el río alcanzó los 9,95 m de altura, solamente superados por los 10,05 m de 1.787 (caudales hoy imposibles debido a la regulación que ejercen los embalses de Mequinenza y Ribarroja), el Ebro un mes puede aportar al mar 440 hm<sup>3</sup> y otro mes 2.896 hm<sup>3</sup> o en un año puede aportar 3.811 hm<sup>3</sup> y otro año puede aportar 26.134 hm<sup>3</sup>.

En su curso alto se han llegado a superar los 1.500 m<sup>3</sup>/s en Miranda de Ebro y en el curso medio destacan los aforos de Castejón con un máximo en 1.961 de 4.950 m<sup>3</sup>/s.

Durante el invierno presenta un estiaje secundario, producto de las nevadas en gran parte de su cuenca, ya que su régimen es pluvio-nival, acumulando grandes reservas hídricas en los Pirineos y, en menor medida, en la Cordillera Cantábrica y en el Sistema Ibérico.

El Ebro sufre sus crecidas más frecuentes en la estación fría, de octubre a marzo, aunque a veces se prolongan en el tramo final hasta mayo; las de estación fría suelen estar ligadas al régimen pluvial oceánico, mientras que las ocurridas en primavera son fruto de la fusión de la nieve de los Pirineos. Los estiajes se producen en verano: de julio a octubre, en Miranda de Ebro y de fines de agosto y primeros de septiembre en Tortosa.

En las crecidas tienen un papel más importante los afluentes de la margen izquierda, especialmente los ríos Zadorra, Ega, Arga y Aragón, por lo que las puntas de crecida más elevadas se dan en Castejón, en la ribera navarra, aunque también afectan con intensidad a las riberas de Zaragoza.

El curso bajo actualmente está regulado por los pantanos de Ribarroja y Mequinenza por lo que el régimen está alterado. No obstante, se pueden producir crecidas por el deshielo de los importantes afluentes pirenaicos, tales como el Segre, el Cinca, el Noguera Pallaresa y el Noguera Ribagorzana, o como consecuencia de la gota fría otoñal por la aportación de las ramblas y afluentes de su curso bajo.

En cualquier caso, el problema de las inundaciones y desbordamientos se ciñe hoy en día al tramo medio del Ebro, que ha sufrido las consecuencias de sus riadas incluso en el siglo XXI.

Las aguas del Ebro se aprovechan en numerosos puntos para el regadío, a través de diferentes canales, como el Imperial, el de Lodosa y el de Tauste. En el tramo final se encuentran los canales de la izquierda y de la derecha del Ebro que nacen en el Azud de Xerta y riegan huertas y los extensos arrozales del delta.

Su cauce está regulado por los embalses del Ebro, Sobrón, Mequinenza, Ribarroja y Flix. Estos embalses, especialmente Mequinenza, hacen que en la actualidad tanto el delta, como las playas de la costa levantina, sufran un fenómeno de regresión, ya que retienen los sedimentos que deberían llegar a la desembocadura.

9.1.3. Descripción de masas de agua de los ríos de la cuenca del Ebro

A continuación se incluye una imagen de las masas de agua delimitadas en la cuenca del Ebro.

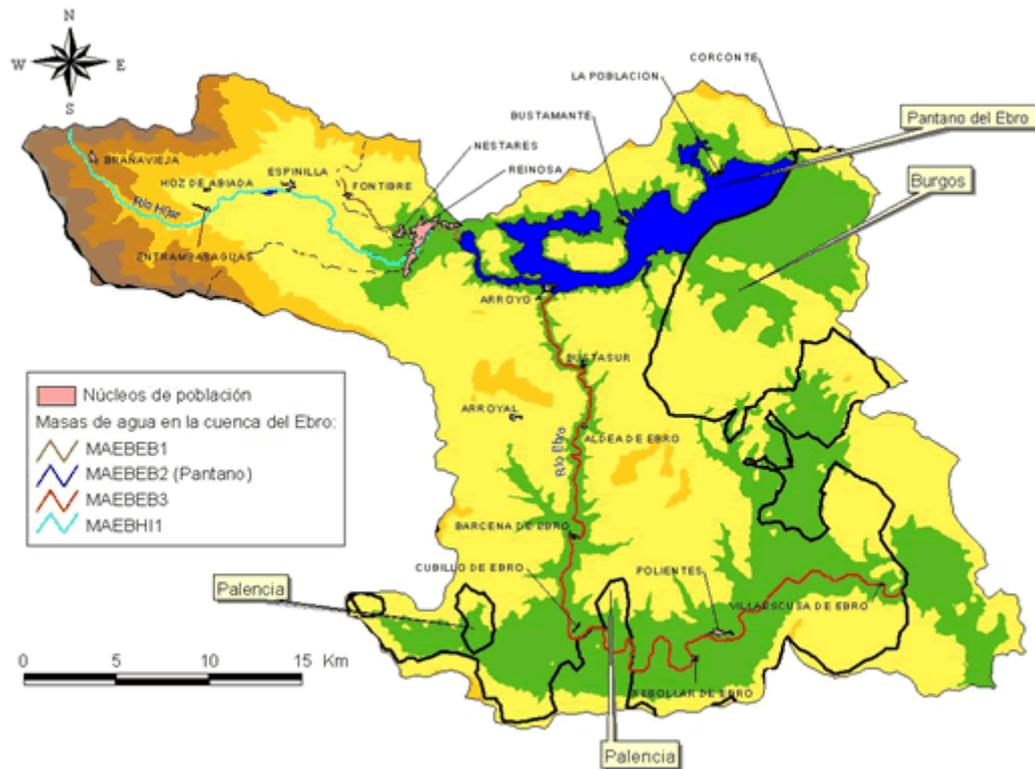


Ilustración 9.3. Obtenida de [dma.medioambientecantabria.es](http://dma.medioambientecantabria.es)

Descripción breve de las masas de agua que se aprecian en la imagen anterior:

**MAEBEB1:** se trata de una masa de agua que fluye desde el nacimiento del río Ebro en Fontibre hasta el comienzo del pantano aguas abajo de Reinoso. Se trata de una masa de agua que avanza por una llanura de inundación con numerosas poblaciones (p.e. Salces, Nestares, Reinoso) y el polígono industrial de Reinoso, por lo que las presiones son importantes.

**MAEBEB2:** esta masa de agua se corresponde con el pantano del Ebro.

**MAEBEB3:** comprende el transcurso del Ebro desde su salida del pantano hasta que el Ebro abandona el territorio de Cantabria más allá de Villaescusa de Ebro. Se trata de una zona de transición entre las regiones eurosiberiana y mediterránea. Es una masa de agua bastante grande que comienza con el río bastante encajado en el valle pero que al final termina por abrirse aun en territorio cántabro antes de comenzar las hoces del Ebro en territorio de Burgos. En general se trata de una zona en la que el bosque de ribera se encuentra bastante bien conservado.

**MAEBHI1:** incluye todo el río Híjar desde su nacimiento en el pico Tres Mares hasta que confluye con el Ebro cerca de Reinosa. Se trata de un río de alta montaña que al principio discurre encajado en el valle con forma de "V" y más adelante discurre por una llanura de inundación antes de llegar a las aguas del Ebro.

#### 9.1.4. Análisis de infraestructuras existentes en el medio

En el territorio de Cantabria por el que discurre el río Ebro, desde su nacimiento hasta una distancia de 70 km, se han inventariado 151 presiones, con una densidad de alteraciones por km recorrido inferior a la registrada en otros cauces. La mayoría de estas presiones se concentran desde su cabecera hasta la localidad de Reinosa, reduciéndose posteriormente los núcleos de población y con ellos las presiones asociadas.

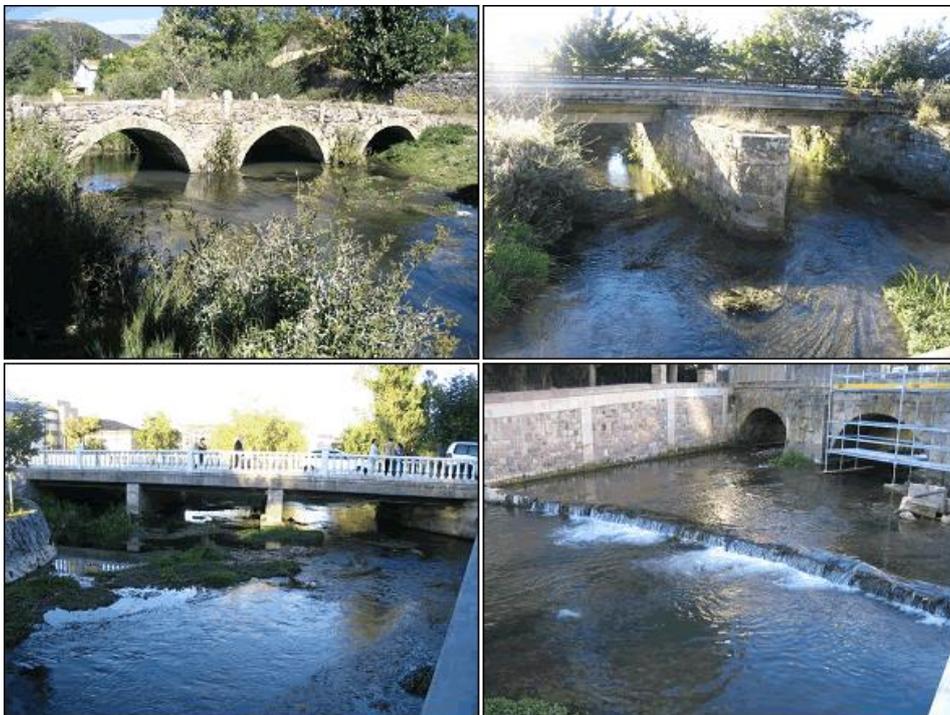
Síntesis de las alteraciones registradas en los diferentes tramos estudiados en el río Ebro:

Tabla 9.1. Datos obtenidos en <http://dma.medioambientecantabria.es/>

Masa de agua	Tramo	F.C.Puntual			F.C. Difusa		Continuidad						Hidrológico		Ocupación llanura	Cauce			Vegetación invasora	TOTAL
		A.R. Urbanas	A.R. Industriales	A.R. Pluviales	Act. Mineras	Vertederos	Azud	Estación aforo	Presa	Puente	Traviesas	Vado	Detracción	Retorno		Fijación del lecho	Fijación márgenes	Otros		
MAEBEB1	EBEB01	1	0	1	0	2	3	2	0	27	9	3	7	7	14	2	7	0	0	85
	EBEB02	1	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	1	0	4	0	0	11
<b>TOTAL MASA DE AGUA</b>		<b>2</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>32</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>15</b>	<b>2</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>96</b>
MAEBEB2	EBEB03	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
<b>TOTAL MASA DE AGUA</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3</b>
MAEBEB3	EBEB04	0	0	1	0	0	1	0	0	7	0	0	3	5	7	0	6	0	0	30
	EBEB05	0	0	0	0	1	1	0	0	10	0	0	2	3	4	0	1	0	0	22
	EBEB06	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
<b>TOTAL MASA DE AGUA</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>18</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>0</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>52</b>
<b>TOTAL RÍO</b>		<b>2</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>52</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>12</b>	<b>15</b>	<b>27</b>	<b>2</b>	<b>18</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>151</b>
<b>TOTAL CATEGORÍA</b>		<b>4</b>			<b>3</b>		<b>72</b>						<b>27</b>		<b>27</b>	<b>20</b>			<b>0</b>	<b>151</b>

\*Síntesis de presiones del río Ebro

En lo que respecta al tipo de alteraciones, como en otros casos destaca el elevado número de alteraciones de la continuidad registradas, especialmente en el primer tramo de recorrido, y correspondientes en su mayoría a puentes. Tras los ríos Pas y Besaya, el Ebro es el cauce donde más presiones de este tipo se han inventariado, aunque hay que tener en cuenta que su recorrido también es mayor.



Más significativo es la existencia de numerosas detracciones de caudal y canales de derivación, principalmente en su cuenca alta, que alimentan a la gran cantidad de molinos existentes, reflejo de la tradición cerealista de la zona. Resaltar de nuevo que, junto con el Besaya, es el río donde más detracciones de caudal se han registrado.



Asimismo, aproximadamente 4 km de sus márgenes están canalizados, destacando especialmente el encauzamiento de prácticamente todo el río a su paso por Reinoso. Asimismo, hay que mencionar la existencia de dos encauzamientos del lecho, uno de ellos en Fontibre de más de 100 m de longitud.





No obstante, sin lugar a dudas la presión más relevante y la de mayor trascendencia a la que se ve sometida la cuenca del Ebro a su paso por Cantabria es el Pantano del Ebro, generado por la presa existente en el núcleo de Arroyo y que alcanza una superficie de 39 Km<sup>2</sup>. La formación del embalse implica una modificación total en las condiciones hidromorfológicas del río y, consecuentemente, físico-químicas y biológicas, además de alterar por completo el régimen de caudales aguas abajo del mismo. Por ello, el tramo donde se localiza dicho embalse se ha propuesto como *"masa de agua muy modificada"*.



## 9.2. Determinación del año de referencia

Para la realización del estudio hidrológico, es necesario obtener la información correspondiente a las precipitaciones en la zona de estudio en función del año. El objetivo es obtener la información de una serie de años lo suficientemente grande que incluya años secos, húmedos y años de precipitaciones normales. Con esta serie, se realiza después una distribución estadística que tipifica los años en función de la aportación registrada.

En la tabla que se muestra a continuación aparecen los datos que representan las aportaciones mensuales de los últimos 22 años en la cuenca sometida a estudio.

Tabla 9.2. Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro.

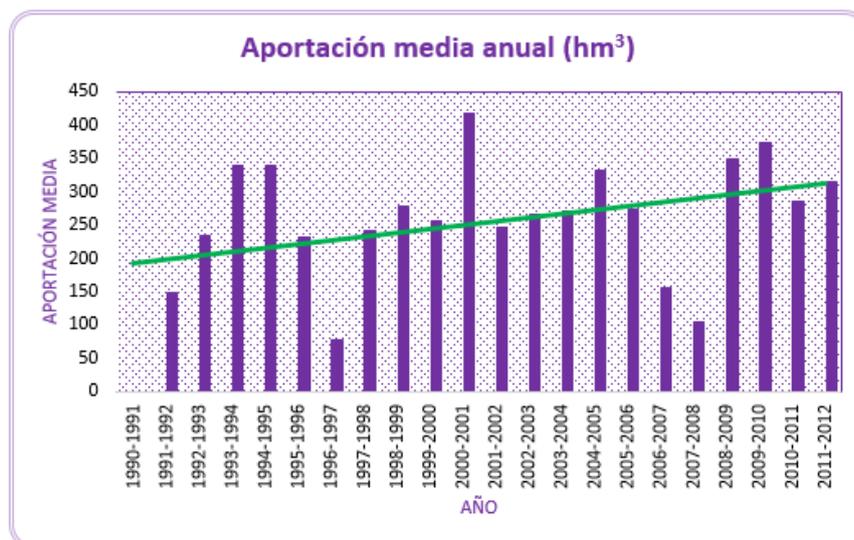
Datos de aportación mensual en hm <sup>3</sup> para estaciones de aforo													
Año	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Aportación anual
1990-1991	13,79	4,49	3,8	-	-	-	-	-	-	79,12	84,14	22,87	-
1991-1992	2,52	2,63	2,81	2,87	2,68	2,72	3,04	2,9	3,04	34,24	70,58	19,25	149,28
1992-1993	3,22	2,68	3,53	3,38	3,33	5,21	3,12	2,81	24,41	86,94	80,76	15,98	235,38
1993-1994	3,61	3,68	4,04	4,45	4,13	4,64	4,52	4,82	62,44	111,2	95,84	36,67	340,01
1994-1995	4	3,62	4	4,13	3,67	4,42	4,15	4,55	64,2	106,9	97,41	38,2	339,2
1995-1996	21,09	9,01	2,01	2,18	1,81	1,99	1,59	1,92	55	87,46	41,7	6,95	232,7
1996-1997	4,19	8,52	2,5	2,33	1,75	1,59	1,87	2,22	6,59	13,18	29,66	2,74	77,13
1997-1998	7,8	2,95	3,23	3,53	3,33	3,87	3,82	4,21	23,07	89,17	69,78	27,87	242,62
1998-1999	2,19	2,24	1,86	2,06	1,64	1,96	1,9	2,47	45,89	102,7	82,19	31,36	278,38
1999-2000	13,43	2,15	2,26	2,28	1,91	2,35	2,51	2,51	35,81	74,35	76,31	40,79	256,66
2000-2001	11,08	2,4	2,53	2,91	3	15,51	7,57	13,23	79,73	108,6	105,7	66,71	418,92
2001-2002	20,04	8,52	5,19	2,94	2,45	2,51	2,71	2,5	28,88	82,44	65,47	23,3	246,92
2002-2003	5,76	2,97	3,52	3,49	2,85	2,87	2,89	2,84	30,12	100,6	87,49	21,32	266,72
2003-2004	6,15	2,31	2,41	2,44	2,4	3,33	2,47	2,46	39,71	100,8	81,94	24,86	271,27
2004-2005	14,81	2,77	2,7	3,05	2,89	3,27	2,73	6,95	62,04	92,59	75,12	63,19	332,1
2005-2006	20,49	5,31	2,32	2,27	2,31	2,78	2,62	8,81	58,11	62,43	70,5	35,07	273,01
2006-2007	17,11	15,23	2,7	2,67	2,89	2,93	2,51	2,56	13,22	40,74	33,25	20,9	156,69
2007-2008	9,94	6,14	2,51	4,14	3,68	4,11	3,13	3,07	2,83	18,57	22,44	23,13	103,69
2008-2009	18,35	3,1	6,01	31,96	42,49	43,75	19,19	7,35	49,97	58,49	41,02	27,94	349,62
2009-2010	32,97	5,46	2,87	3,04	2,88	30,15	9,64	31,58	50,11	102,6	59,79	42,49	373,56
2010-2011	31,34	7,94	3,76	3,73	3,28	3,81	3,57	10,2	41,4	62,87	63,89	50,12	285,9
2011-2012	20,17	8,8	6,73	3,43	3,56	3,77	3,73	3,52	53,91	93,69	79,59	35,27	316,14

Una vez obtenidos los datos de las aportaciones anuales medias, se realiza una clasificación de los años, que los caracteriza como "húmedos" cuando el valor de su aportación media anual está muy por encima de la media, "secos" cuando está muy por debajo, o "medios" cuando se acercan a ella.



Tabla 9.3 Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro

Año	Aportación media	Clasificación
1990-1991	-	-
1991-1992	149,28	SECO
1992-1993	235,38	MEDIO
1993-1994	340,01	HUMEDO
1994-1995	339,2	HUMEDO
1995-1996	232,7	MEDIO
1996-1997	77,13	SECO
1997-1998	242,62	MEDIO
1998-1999	278,38	MEDIO
1999-2000	256,66	MEDIO
2000-2001	418,92	HUMEDO
2001-2002	246,92	MEDIO
2002-2003	266,72	MEDIO
2003-2004	271,27	MEDIO
2004-2005	332,1	HUMEDO
2005-2006	273,01	MEDIO
2006-2007	156,69	SECO
2007-2008	103,69	SECO
2008-2009	349,62	HUMEDO
2009-2010	373,56	HUMEDO
2010-2011	285,9	MEDIO
2011-2012	316,14	HUMEDO



Gráfica 9.1. Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro



Una vez que se tienen los años que se deben tomar como referencia, los clasificados como “medios”, se hace la media aritmética de sus precipitaciones, obteniendo así la aportación media que se tendrá en cuenta a la hora de realizar los cálculos.

*Tabla 9.4 Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro*

<b>Aportación media (en hm<sup>3</sup>) de los años con precipitaciones normales</b>	
<i>1992-1993</i>	235,38
<i>1995-1996</i>	232,7
<i>1997-1998</i>	242,62
<i>1998-1999</i>	278,38
<i>1999-2000</i>	256,66
<i>2001-2002</i>	246,92
<i>2002-2003</i>	266,72
<i>2003-2004</i>	271,27
<i>2005-2006</i>	273,01
<i>2010-2011</i>	285,9
<b><i>Aportación media</i></b>	<b>258,956</b>

Según los cálculos, la aportación media anual del histórico de precipitaciones obtenido de los últimos 22 años es de 258,956 hm<sup>3</sup>, según esto, el año 1999-2000 es el que más se aproxima a esta media con 256,66 hm<sup>3</sup>, por tanto ese será el año que se ha de tomar como referencia para el cálculo del caudal y el salto nominal de la turbina.



A continuación se desglosan los datos del histórico de precipitaciones mensuales del año 1999-2000:

*Tabla 9.5 Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro*

Año 1999-2000	
Mes	Aportación (hm <sup>3</sup> )
Enero	2,28
Febrero	1,91
Marzo	2,35
Abril	2,51
Mayo	2,51
Junio	35,81
Julio	74,35
Agosto	76,31
Septiembre	40,79
Octubre	13,43
Noviembre	2,15
Diciembre	2,26
<b>Aportación media</b>	<b>21,39</b>



### 9.3. Determinación del caudal de equipamiento

Conocido el año de referencia (1999-2000), se procede a realizar la curva de caudales clasificados, que representa el caudal considerado en función de los días del año que supera ese valor. El caudal que nos interesa estudiar es el que aprovechará la turbina que se quiere instalar. Este caudal se obtiene a partir de los datos mensuales del histórico en el año considerado, los cuales se operan para obtener un caudal medio, que será el que salga de la turbina a lo largo de todos los días del mes correspondiente.

Los caudales medios de cada mes del año considerado se muestran en la siguiente tabla:

*Tabla 9.6 Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro*

Año 1999 - 2000	
Mes	Caudal medio (m <sup>3</sup> /s)
Enero	5,01
Febrero	0,83
Marzo	0,84
Abril	0,85
Mayo	0,76
Junio	0,88
Julio	0,97
Agosto	0,94
Septiembre	13,81
Octubre	27,76
Noviembre	28,49
Diciembre	15,74
<b>Caudal medio anual</b>	<b>8,12</b>

Una vez que ha sido determinado el año al que se va a hacer referencia, se pueden calcular los caudales medios diarios, que son los que se especifican en la siguiente tabla:

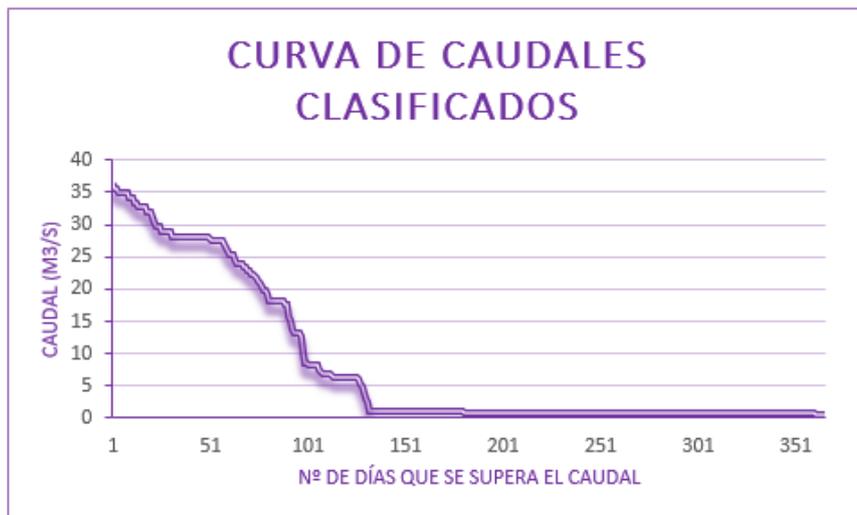


Tabla 9.7 Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro

Datos de caudales medios diarios (m <sup>3</sup> /s) en el año 1999 - 2000												
DIA	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP
1	7,40	0,84	0,84	0,84	0,90	0,78	1,00	0,84	0,84	28,20	35,60	15,77
2	7,00	0,84	0,84	0,84	0,84	0,78	1,00	0,84	0,90	28,20	35,60	18,09
3	7,00	0,84	0,84	0,84	0,84	0,78	1,10	0,84	0,90	28,20	33,38	18,09
4	7,00	0,78	0,84	0,84	0,78	0,78	1,00	0,84	1,00	28,94	34,86	18,09
5	7,00	0,78	0,84	0,84	0,78	0,72	1,00	0,84	1,00	28,94	34,86	21,06
6	7,00	0,78	0,84	0,84	0,78	0,72	1,10	0,90	1,00	28,20	34,86	24,04
7	6,52	0,78	0,84	0,84	0,78	0,72	1,10	0,90	1,00	33,38	31,90	23,44
8	6,29	0,78	0,84	0,84	0,72	0,72	1,00	0,90	1,00	36,34	28,20	24,04
9	6,29	0,78	0,84	0,84	0,72	0,72	1,00	1,00	0,90	32,64	27,61	23,44
10	6,29	0,78	0,84	0,84	0,78	0,78	1,10	1,00	0,90	32,64	31,16	22,25
11	6,29	0,78	0,84	0,84	0,84	0,84	1,19	1,00	0,90	29,68	32,64	21,66
12	6,29	0,78	0,84	0,84	0,84	0,84	1,00	1,00	0,84	27,61	34,12	20,47
13	6,29	0,78	0,78	0,84	0,84	0,84	0,90	1,00	0,84	27,61	34,12	18,09
14	6,29	0,78	0,90	0,84	0,84	0,84	1,10	1,00	0,84	24,63	30,42	18,09
15	6,29	0,78	0,84	0,84	0,78	0,78	0,90	1,00	1,00	22,85	28,20	17,49
16	6,29	0,78	0,84	0,84	0,78	0,72	0,90	1,00	3,00	22,85	25,82	19,28
17	6,05	0,78	0,84	0,84	0,78	0,72	0,90	1,00	13,12	19,87	21,06	18,09
18	6,29	1,00	0,84	0,84	0,78	0,72	0,90	0,84	22,25	19,87	18,09	15,24
19	6,29	1,00	0,84	0,84	0,78	0,78	0,90	0,84	25,23	27,61	18,09	13,12
20	6,29	1,00	0,90	0,84	0,78	0,90	0,90	0,90	28,20	28,20	27,01	13,12
21	6,29	0,90	0,84	0,84	0,78	0,90	0,90	0,90	27,61	27,61	32,64	12,59
22	5,33	0,84	0,84	0,84	0,78	0,90	0,90	1,00	28,94	28,20	28,20	10,20
23	4,86	0,84	0,90	0,84	0,78	1,10	0,90	1,19	31,90	28,20	28,20	8,20
24	2,44	0,84	0,84	0,84	0,66	1,19	0,90	1,00	34,86	28,20	28,20	8,20
25	1,00	0,84	0,84	0,84	0,66	1,10	0,90	1,00	34,86	28,20	28,20	8,20
26	0,90	0,84	0,84	0,84	0,66	1,10	0,90	1,00	34,12	25,23	29,68	8,60
27	0,84	0,84	0,84	1,00	0,60	1,10	1,10	1,00	31,90	24,04	28,94	8,60
28	0,84	0,84	0,78	0,90	0,60	1,10	0,90	0,90	28,20	28,94	26,42	8,20
29	0,84	0,84	0,78	0,90	0,66	1,19	0,90	0,90	28,20	29,68	24,04	8,20
30	0,84	0,84	0,90	0,90	-	1,00	0,84	0,84	28,20	27,61	17,49	8,20
31	0,84	-	0,84	0,90	-	1,00	-	0,84	-	28,20	13,65	-



A partir de estos caudales medios diarios, se construye La curva de caudales clasificados que se muestra a continuación se dibuja a partir de la tabla de caudales medios diarios mostrada anteriormente e indica el número de días del año en los que circula un caudal determinado por el río. En la siguiente figura, puede verse la curva de caudales clasificados medios diarios.



Gráfica 9.2. Datos obtenidos de la Confederación Hidrográfica del Ebro

De forma que la interpretación sea más exacta, a continuación se muestran los datos correspondientes a los cuantiles de la serie de caudales medios diarios.

Cuantiles de la serie de caudales medios diarios				
q5	q25	q50	q75	q95
35	29	28	21	13

\* Caudales en m<sup>3</sup>/s

A partir de ahí se observa que se podría obtener un caudal de 13 m<sup>3</sup>/s en 95 días del año tomado como referencia; un caudal de 21 m<sup>3</sup>/s se obtiene un máximo de 75 días; un caudal de 28 m<sup>3</sup>/s un máximo de 50 días al año; un caudal de 29 m<sup>3</sup>/s, 25 días al año; y por último un caudal de 35 m<sup>3</sup>/s tan solo se vería alcanzado durante 5 días del año.

El caudal de equipamiento de la central se establece a partir de la curva de caudales clasificados. En esta curva hay que descontar el caudal ecológico, que es el caudal que debe circular como mínimo por el río durante todo el año.

El caudal ecológico suele indicarlo el organismo de la Cuenca. En el caso de no ser así, una buena estimación es considerar el caudal ecológico igual al 10% del caudal medio interanual.

Para elegir el caudal de equipamiento se toma uno comprendido entre el  $Q_{80}$  y el  $Q_{100}$ , siendo el  $Q_{80}$  el caudal que circula por el río durante 80 días al año y el  $Q_{100}$  el que circula durante 100 días al año.

Para los posibles caudales comprendidos en este intervalo, se hace una estimación de las horas de funcionamiento de la central, siempre teniendo en cuenta el tipo de turbina que se vaya a instalar.

Una vez que se ha elegido el tipo de turbina, se estiman las producciones que se obtendrán para cada posible caudal de equipamiento.

No siempre se elige el caudal que proporciona mayor producción, ya que debe tenerse en cuenta también la inversión necesaria en cada caso. Puede ocurrir que la diferencia de kWh generados de una a otra variante no compense el incremento de inversión que hay que realizar.

En ocasiones, el caudal de equipamiento está condicionado por la infraestructura existente. Este sería el caso de las minicentrales que tienen un canal de derivación con una capacidad de transporte inferior al caudal de equipamiento deducido a partir de la curva de caudales clasificados. En este caso, la inversión necesaria para acondicionar el canal puede hacer inviable la reconstrucción de la minicentral y, por consiguiente, se opta por un caudal de equipamiento igual al caudal máximo que puede transportar el canal de derivación.



El caudal de equipamiento que se tomará en este caso será, como se ha dicho anteriormente, el comprendido entre el  $Q_{80}$  y el  $Q_{100}$ . Los datos de los cuantiles más próximos que se han tomado son de 75 y 95, por tanto se tomará el intermedio entre esos dos.

- $Q_{75}$ : 21  $m^3/s$
- $Q_{95}$ : 13  $m^3/s$

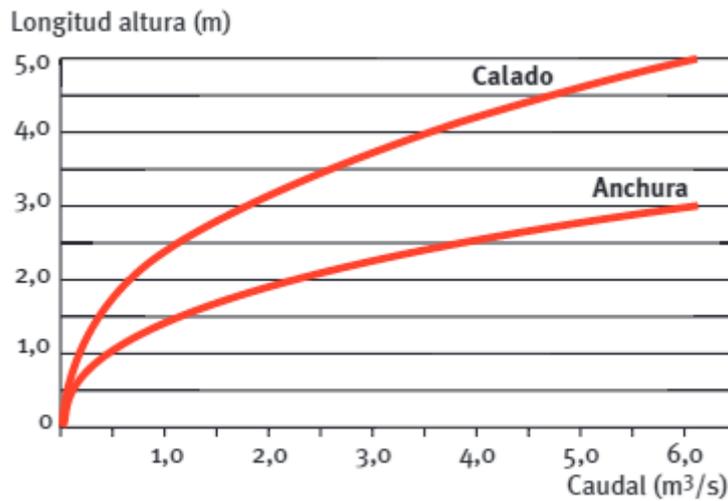
Estos caudales están tomados directamente sobre los datos de caudales medios diarios clasificados en el año de referencia, con lo que habrá que descontarle el 10% de caudal que será el ecológico del río.

- $Q_{75}$ : 21  $m^3/s \times 0,9 = 18,9 m^3/s$
- $Q_{95}$ : 13  $m^3/s \times 0,9 = 11,7 m^3/s$

Finalmente, el caudal de equipamiento ( $Q_e$ ) disponible para el aprovechamiento será igual a 15,3  $m^3/s$ .

No obstante, como en este estudio se va a disponer de un canal de derivación ya implantado, deben tenerse en cuenta sus medidas para ver qué volumen de agua puede recoger, ya que éste será inferior al calculado, así que no será necesario disponer de tanto caudal y se podrá dejar como caudal de equipamiento del río más del 10% establecido.

Este canal es superficial y dispone de poca pendiente, así el agua podrá fluir a velocidad baja, evitando al máximo las pérdidas de carga. Dispone de una pendiente del 0,5 por mil, y es un canal de forma rectangular cuyas dimensiones vienen dadas por el siguiente gráfico:



El canal dispone de una anchura de 2,4 metros y un calado (profundidad) de 3,6 metros, por lo que su caudal de recogida se limita a 3 m³/s.

Es decir, de los 15,3 m³/s de caudal disponibles para el aprovechamiento dejando tan solo un 10% de caudal ecológico en el río, tan solo se toman los 3m³/s que permite tomar el canal de derivación. Esto hace que aparte del 10% que ya iba destinado a formar parte del cauce normal, se destina también otro 20%, lo que hace un total de un 30% de caudal ecológico y un aprovechamiento del 70% del caudal.

$$Q_{\text{equipamiento}} = 3 \text{ m}^3/\text{s}$$



**ANEJO 10.  
JUSTIFICACIÓN  
DE LA SOLUCIÓN  
ADOPTADA**

## ANEJO 10. Justificación de la solución adoptada

### 10.1. Estudio de aprovechamiento de energía eólica

#### 10.1.1. Introducción

La destacable influencia de la geografía física de Cantabria, con su fuerte relieve, sobre su clima es la causa principal de fenómenos atmosféricos peculiares como son las llamadas *suradas*, propiciadas por el efecto Foehn. Este efecto consiste en que el viento del sur, impulsado normalmente por una borrasca, incide templado y húmedo sobre la fachada sur de la Cordillera Cantábrica, después en su ascenso por las empinadas laderas, se enfría y condensa produciendo lluvia y nieve sobre dicha fachada sur, quedando casi seco al rebasar las altas cumbres desde las que se precipita cual cascada, calentándose y acelerando en su caída por lo que llega con fuerza, seco y racheado, a las tierras bajas de La Marina de Cantabria.

En la vertiente sur de la cordillera el viento es más fresco y húmedo y suele llover o nevar de forma frecuente. El ábrego es más frecuente en otoño e invierno y suele ser el preludio de un brusco cambio de tiempo ya que las borrascas que lo generan suelen desplazarse hacia el este empujando un frente frío que, cuando y donde llega, gira el viento rápidamente a noroeste.

Otro viento muy conocido en Cantabria es el nordeste, siempre asociado a tiempo anticiclónico, que despeja los cielos y hace bajar las temperaturas tanto en verano como en invierno. En verano está regulado por la circulación de brisa marina con un marcado ciclo diurno reforzándose a mediodía y por la tarde a medida que el sol va calentado y desapareciendo durante la noche y madrugada. Es muy típico de la segunda mitad de julio y se suele instalar de forma intermitente hasta finales de septiembre después de las morriñas de principio de verano. En invierno, el efecto de la brisa es despreciable y apenas modifica su comportamiento, por lo que el ciclo diurno es menos notorio. La única excepción a la relativa bonanza de este tipo de viento son las entradas

de masas frías continentales del nordeste, conocidas como *siberianas*, que son las que pueden dejar nieve a nivel del mar.

Entre mayo y septiembre, bajo condiciones muy particulares, los vientos del noroeste aparecen de forma repentina y violenta después de un tiempo sin brisa, calmo y bochornoso, este fenómeno conocido como galerna en todo el litoral oriental del Cantábrico es posiblemente el más peligroso de cuantos acontecen por estas latitudes y cuenta con el historial más negro de las catástrofes meteorológicas en La Marina de Cantabria.

### 10.1.2. Análisis

A continuación se muestran las gráficas e imágenes que representan la dirección y velocidad del viento en los últimos años en la zona sometida a estudio.

10.1.2.1. Datos correspondientes al año 2.005

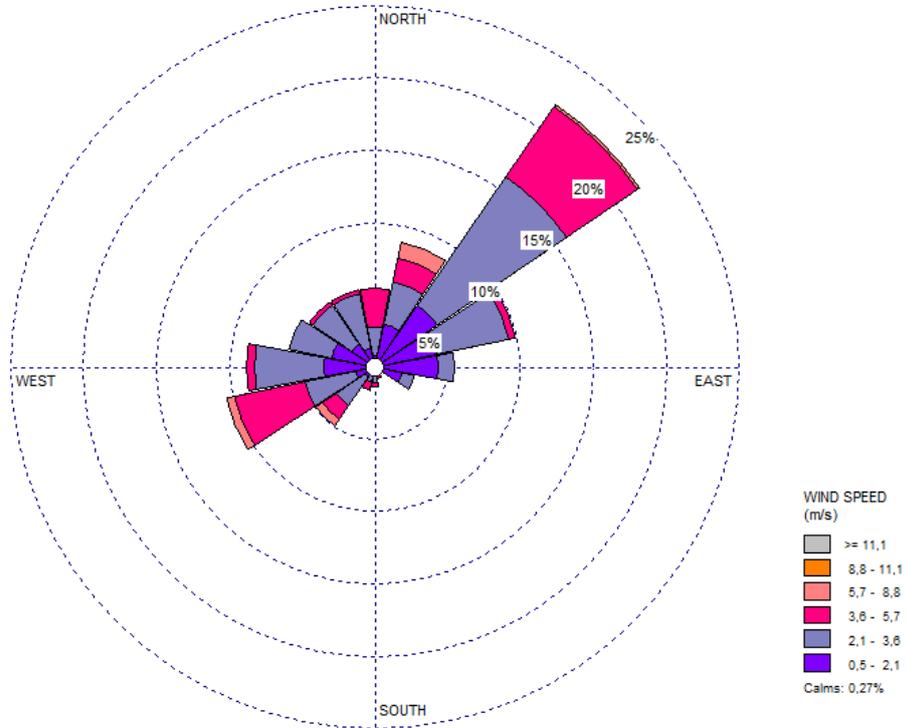


Ilustración 10.1

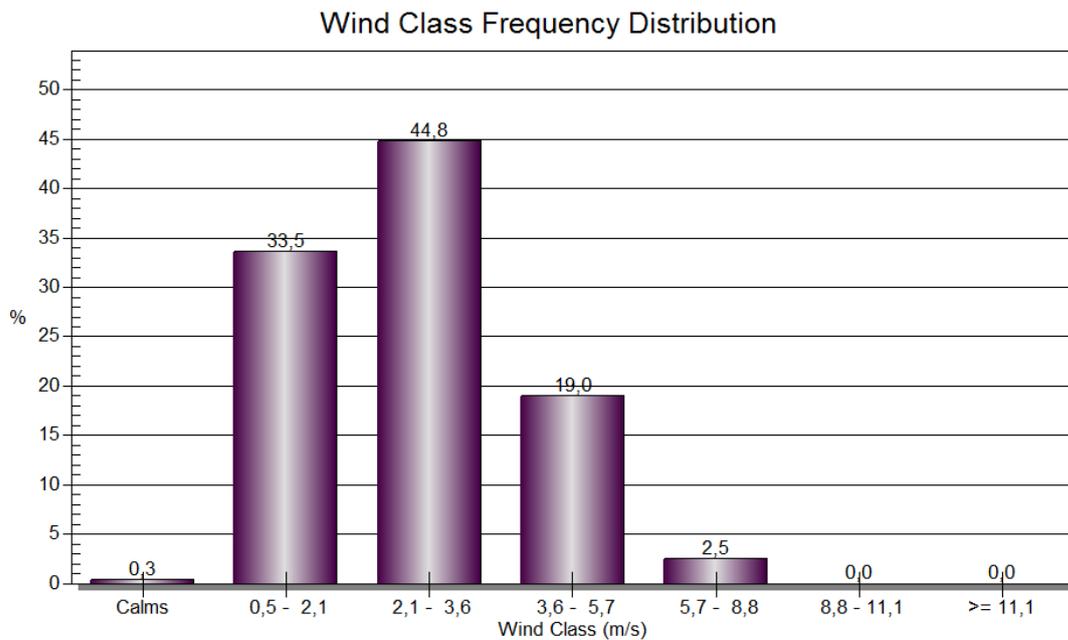


Ilustración 10.2

10.1.2.2. Datos correspondientes al año 2.006

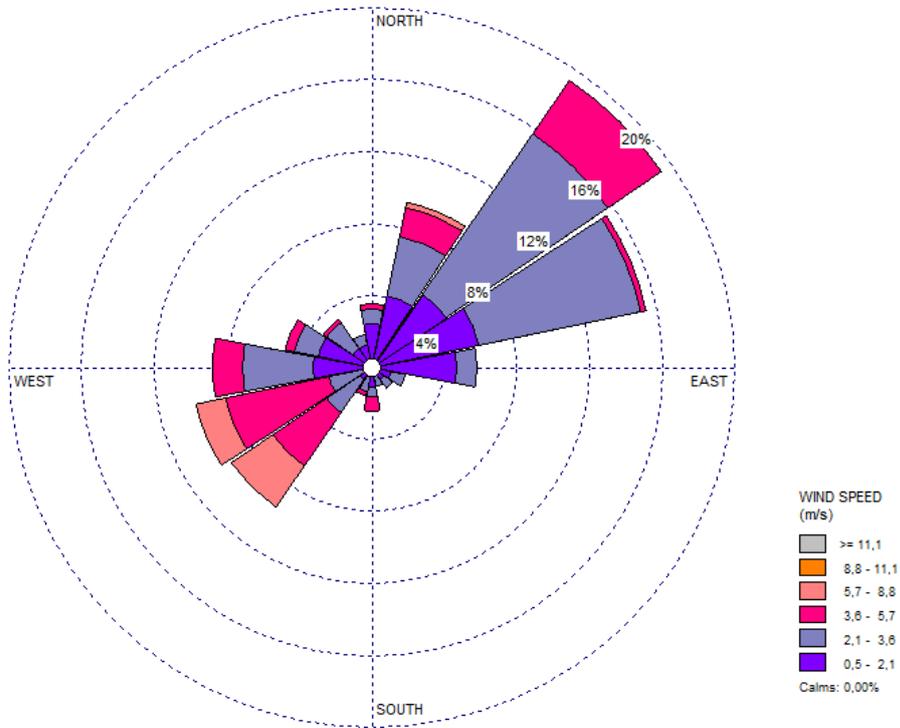


Ilustración 10.3

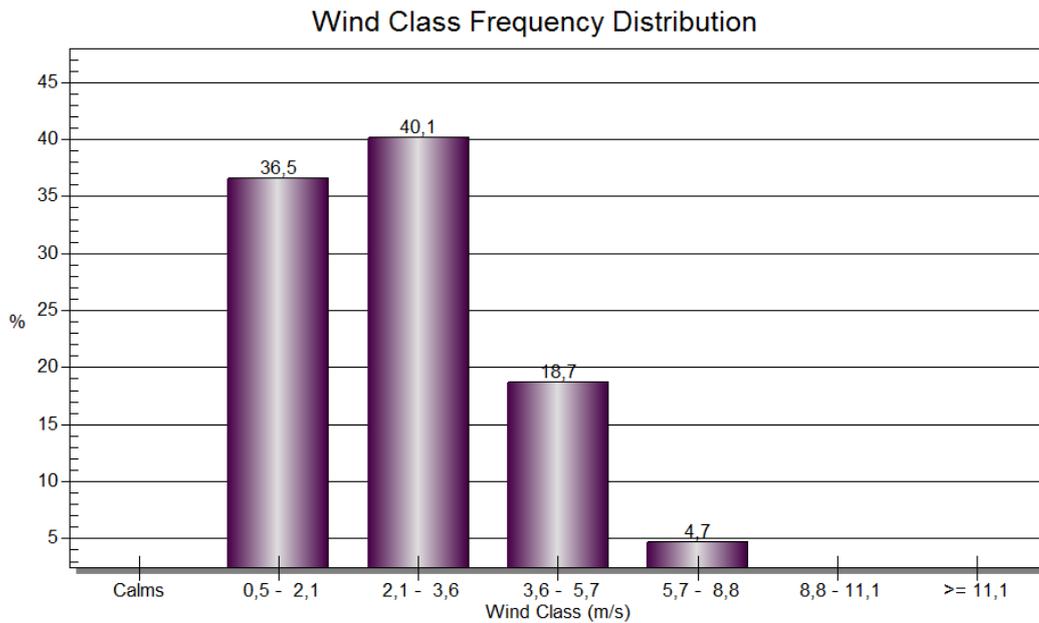


Ilustración 10.4

10.1.2.3. Datos correspondientes al año 2.007

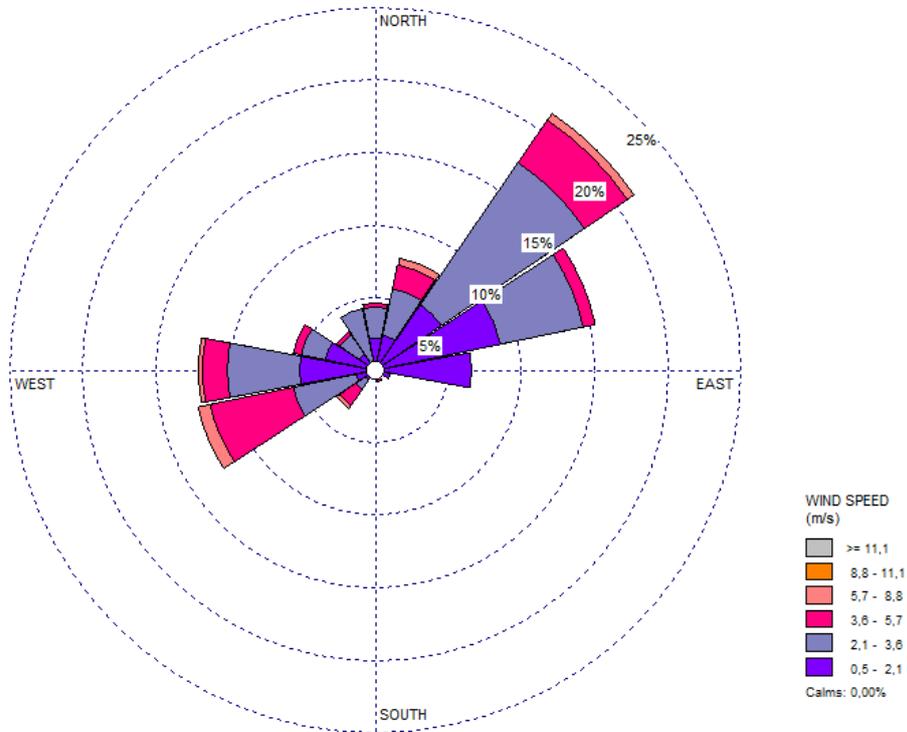


Ilustración 10.5

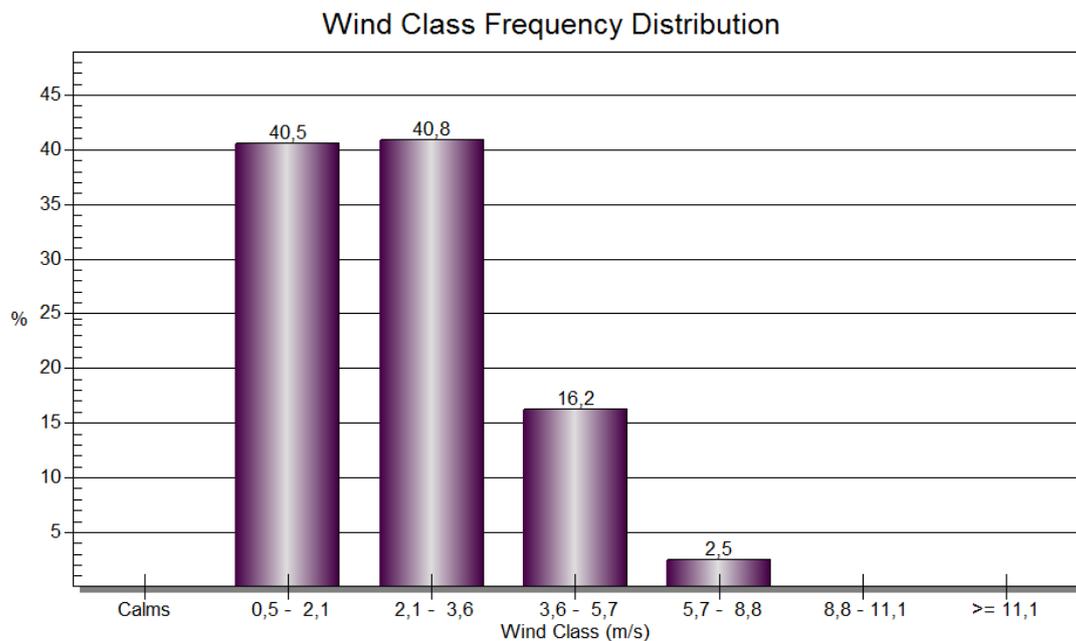


Ilustración 10.6

10.1.2.4. Datos correspondientes al año 2.008

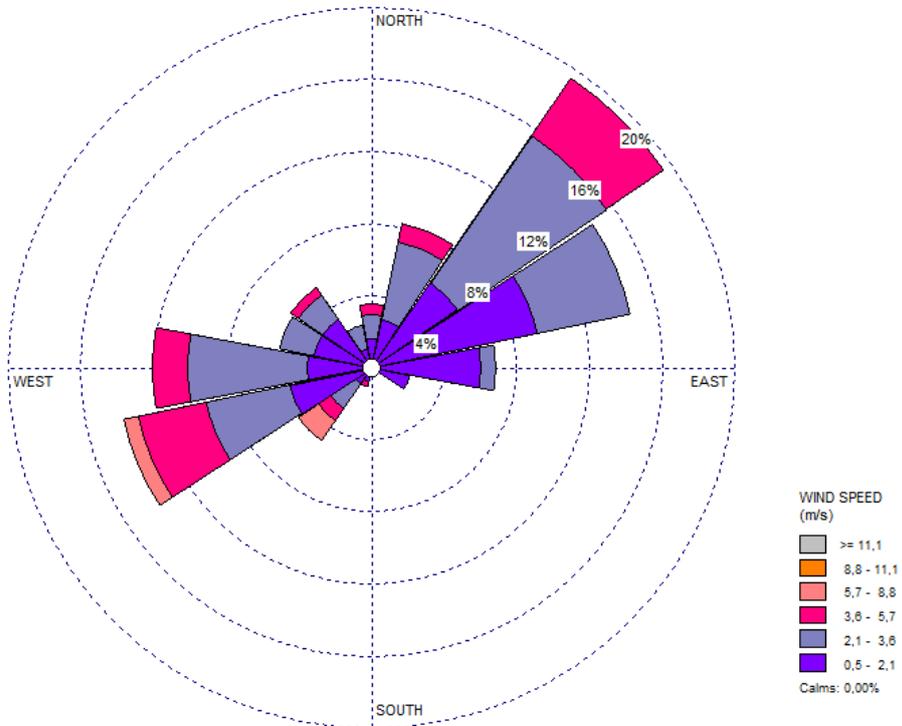


Ilustración 10.7

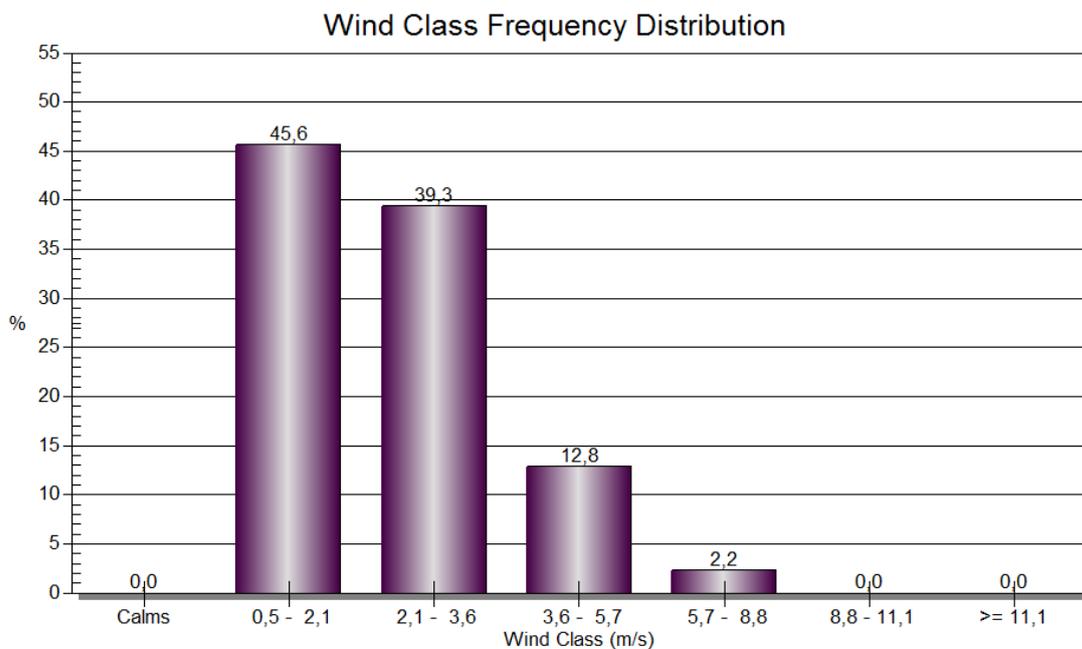


Ilustración 10.8

10.1.2.5. Datos correspondientes al año 2.009

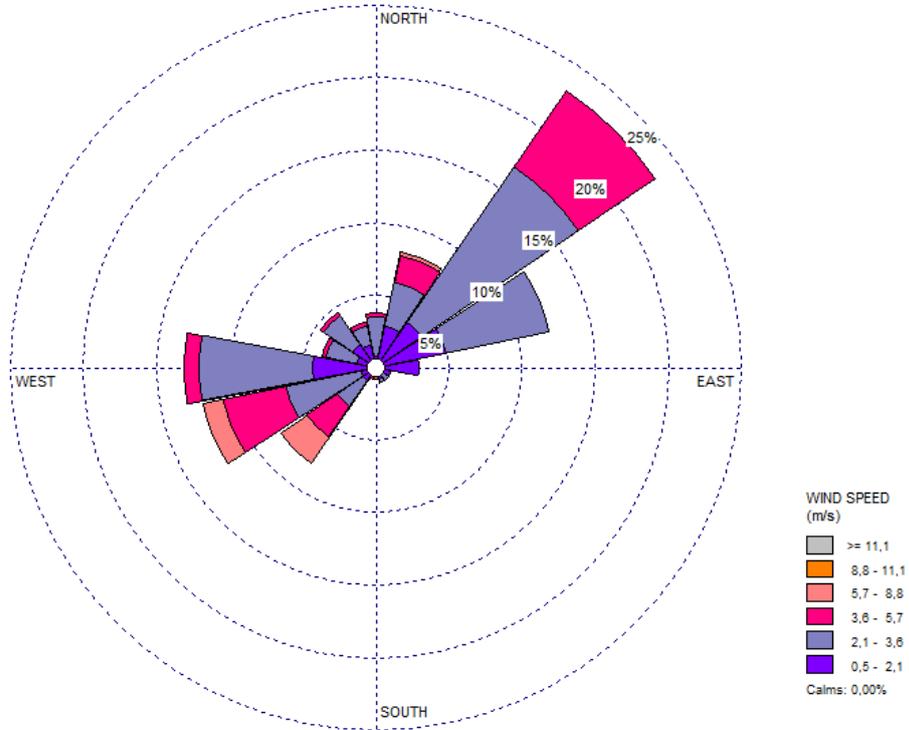


Ilustración 10.9

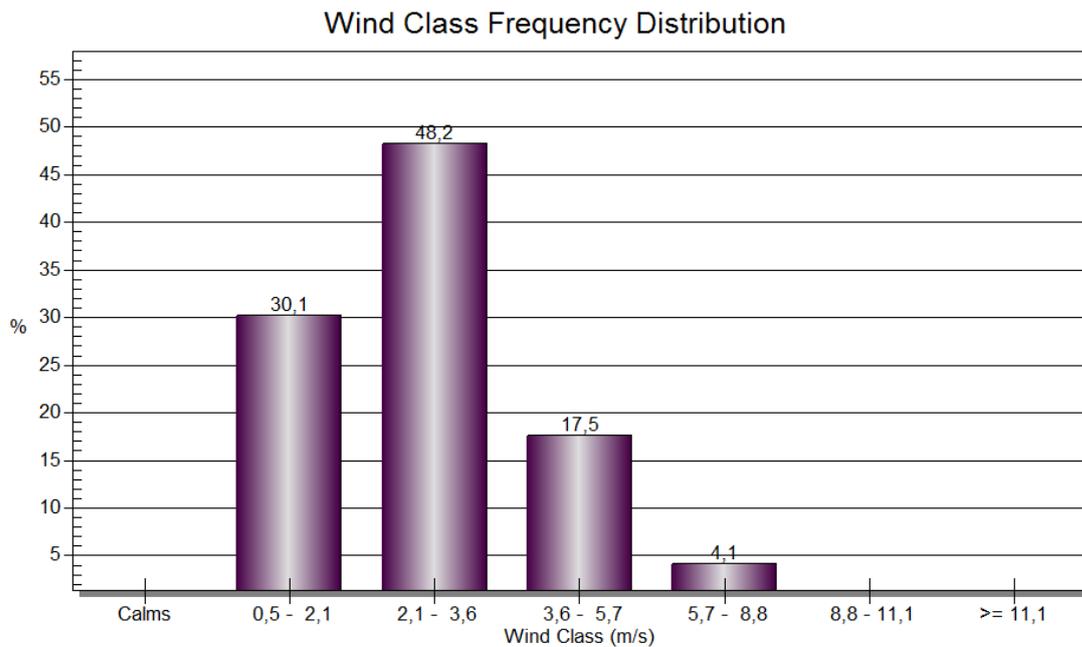


Ilustración 10.10

10.1.2.6. Datos correspondientes al año 2010

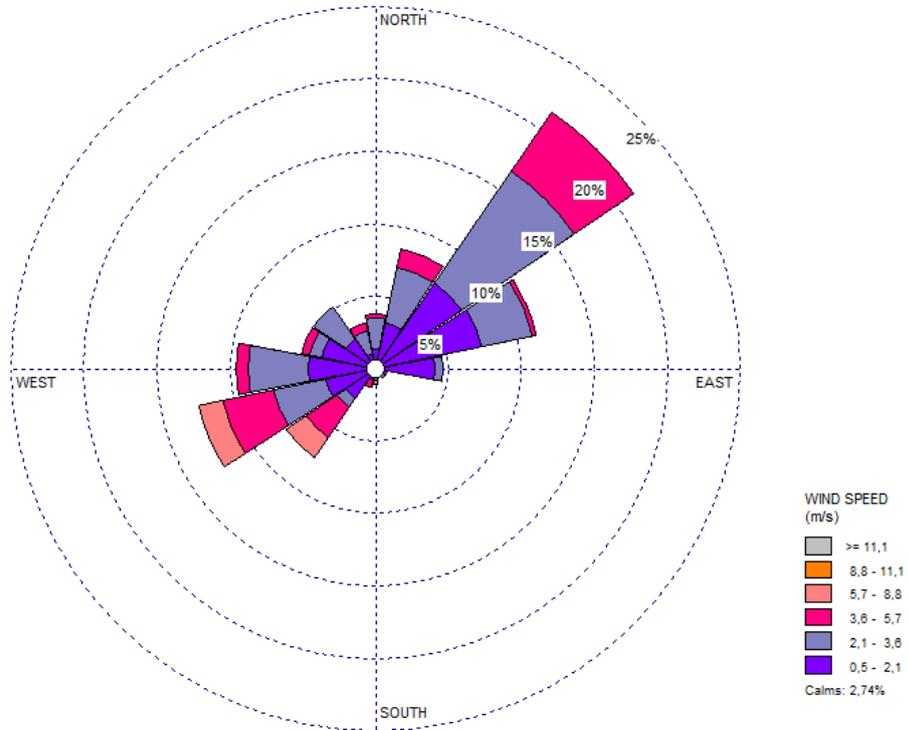


Ilustración 10.11

Wind Class Frequency Distribution

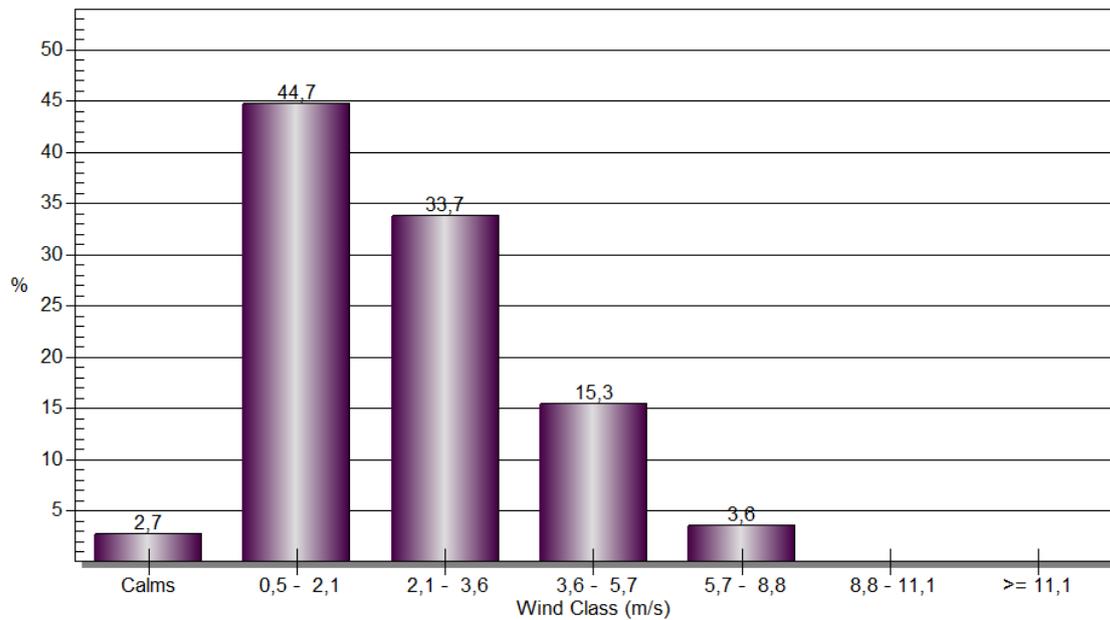


Ilustración 10.12

10.1.2.7. Datos correspondientes al año 2011

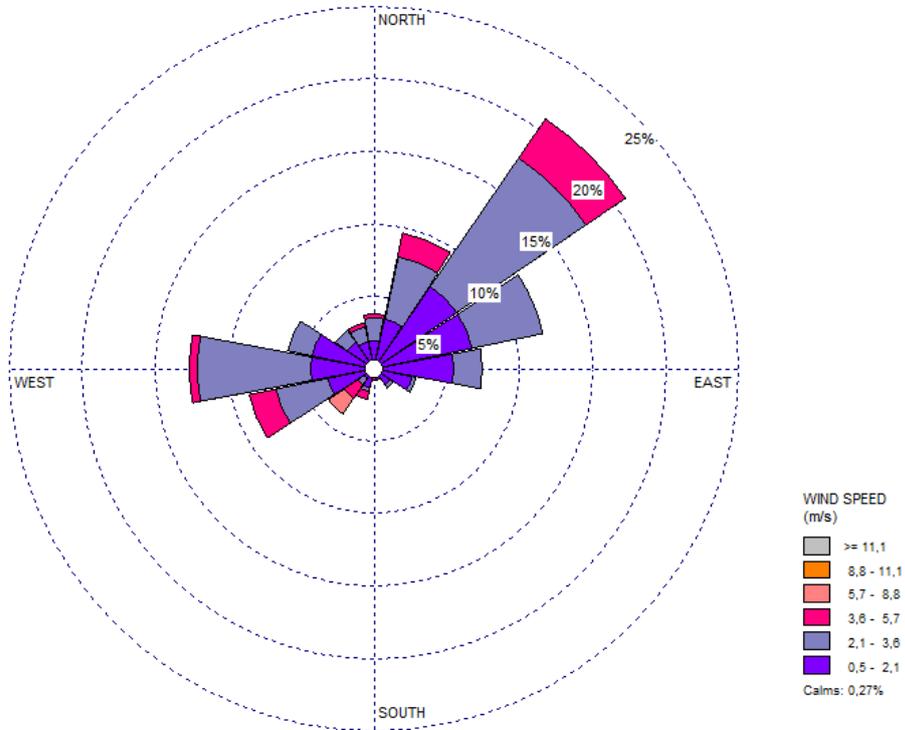


Ilustración 10.13

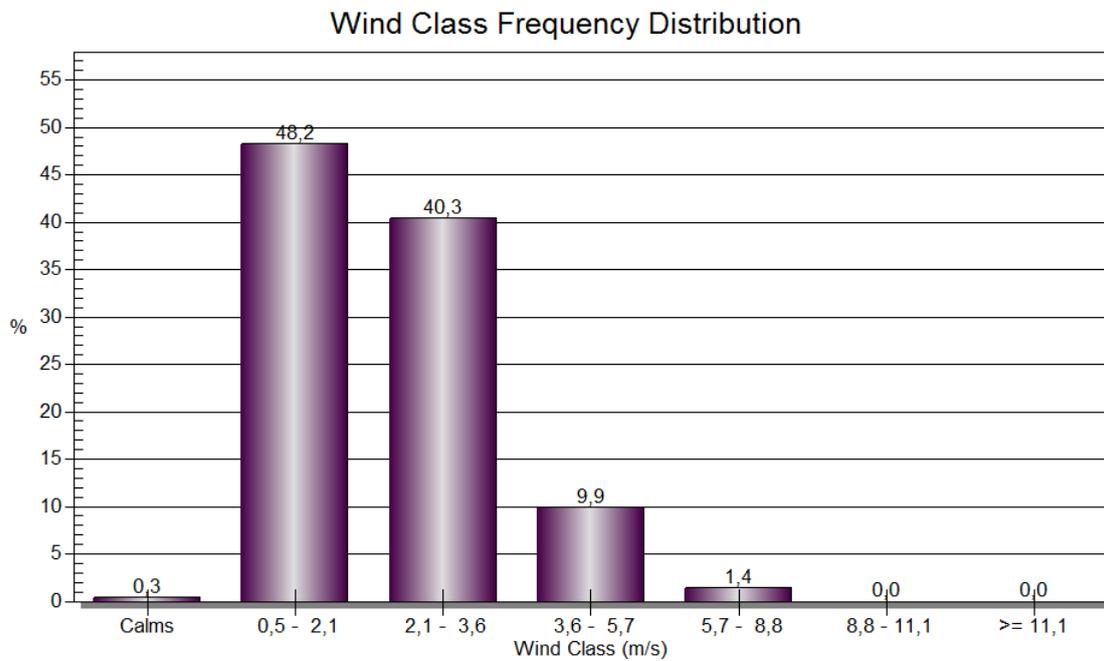


Ilustración 10.14

10.1.2.8. Datos correspondientes al año 2012

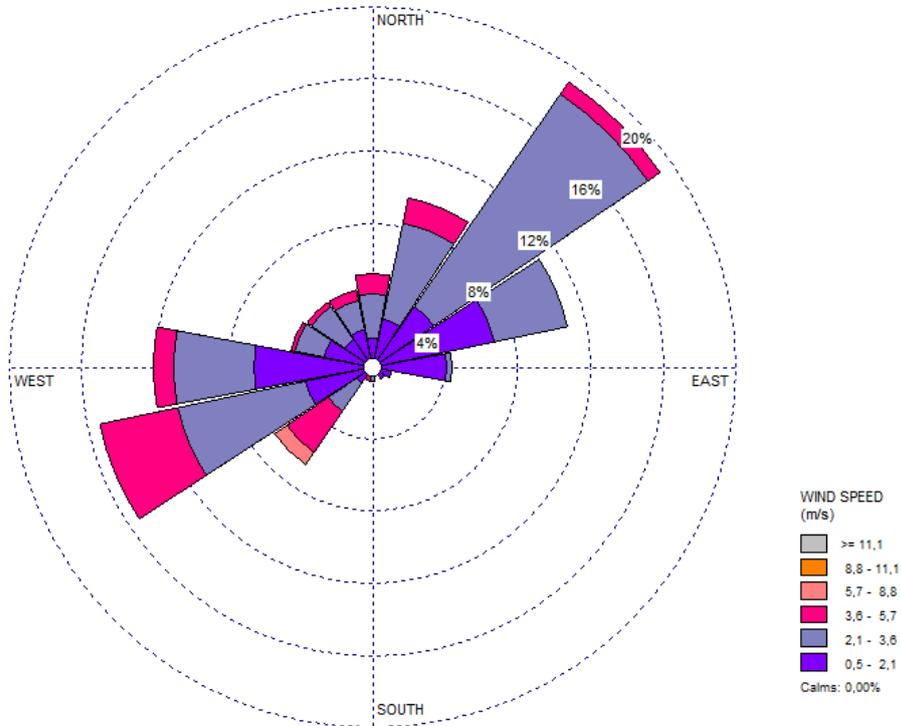


Ilustración 10.15

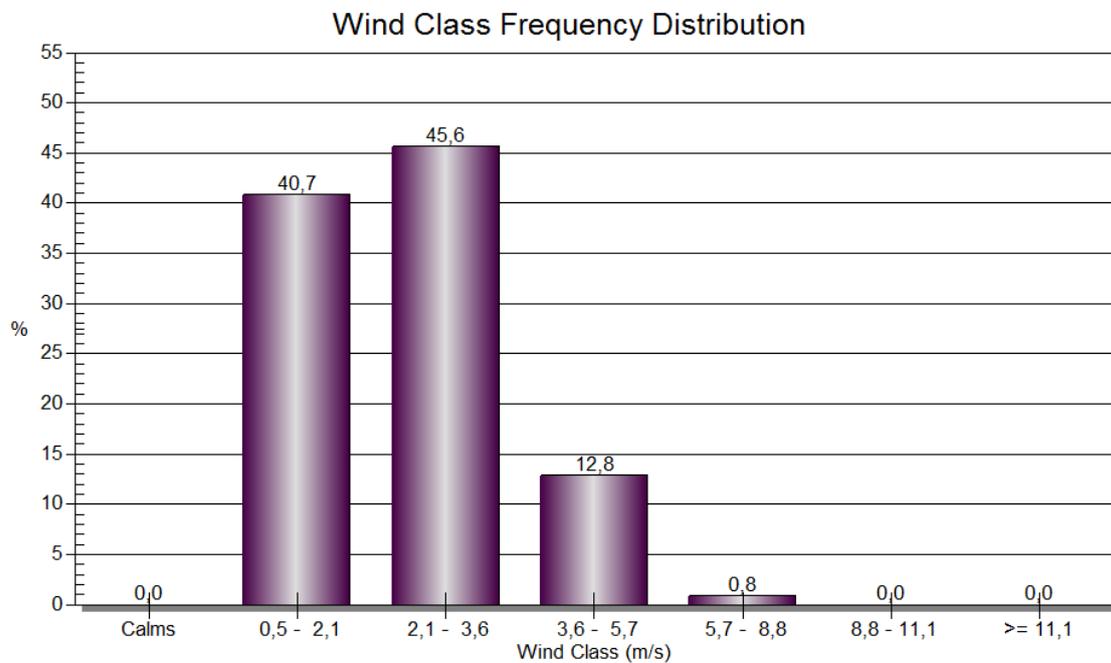


Ilustración 10.16

10.1.2.9. Datos correspondientes al año 2013

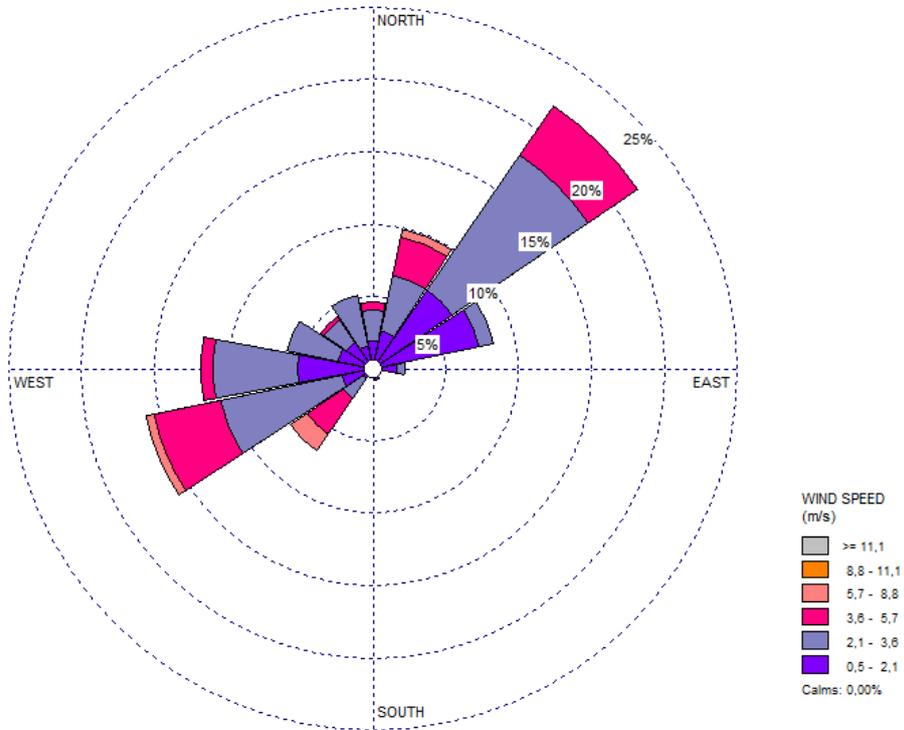


Ilustración 10.17

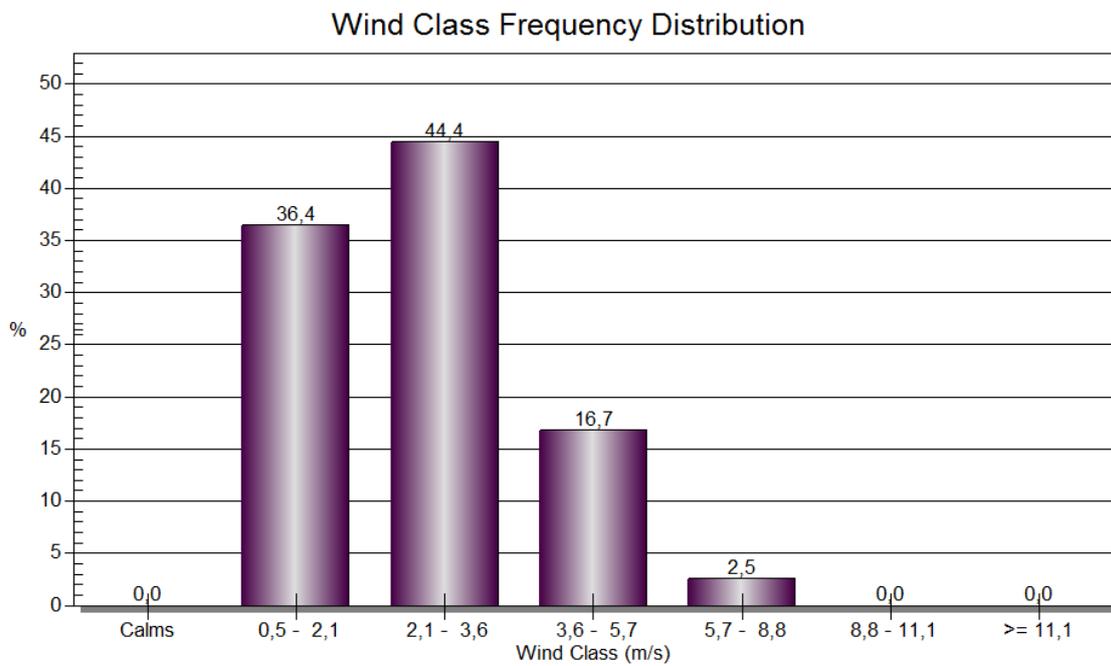


Ilustración 10.18

10.1.2.10. Datos correspondientes al año 2014

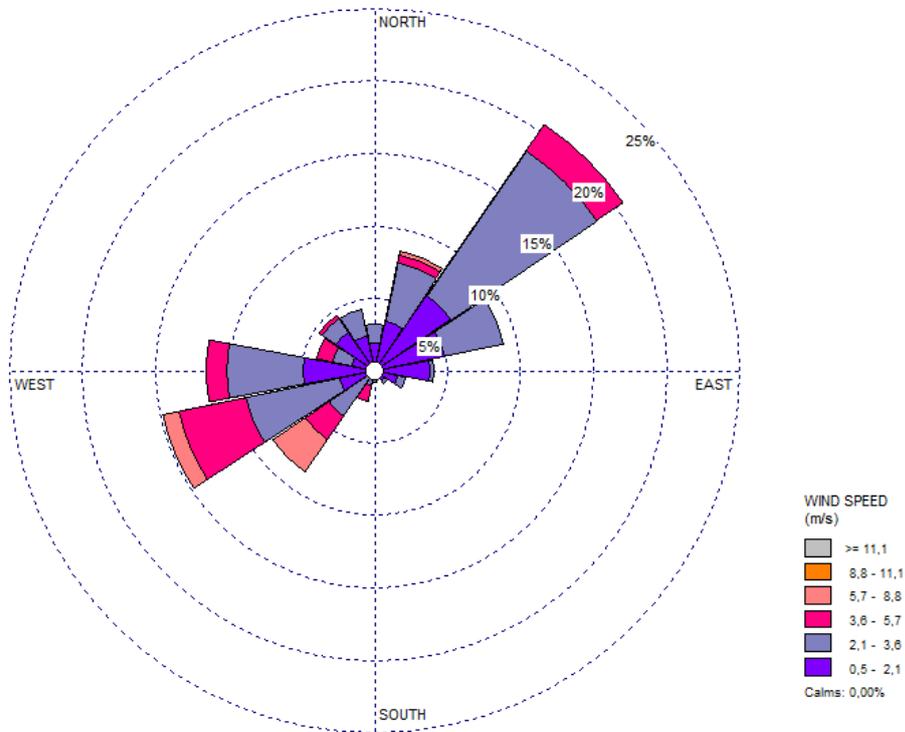


Ilustración 10.19

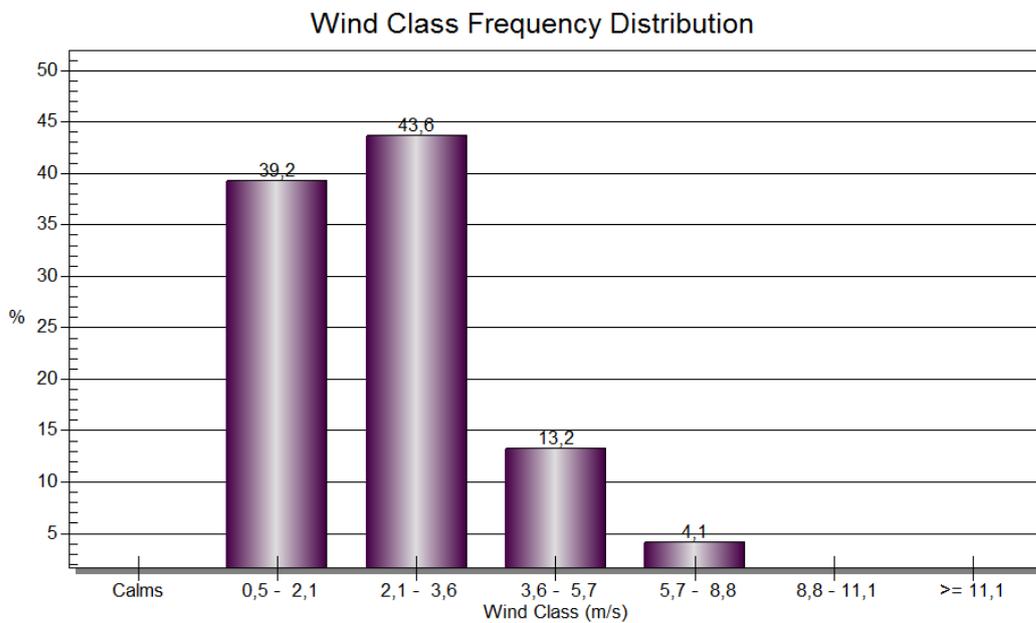


Ilustración 10.20

10.1.2.11. Datos correspondientes al año 2015

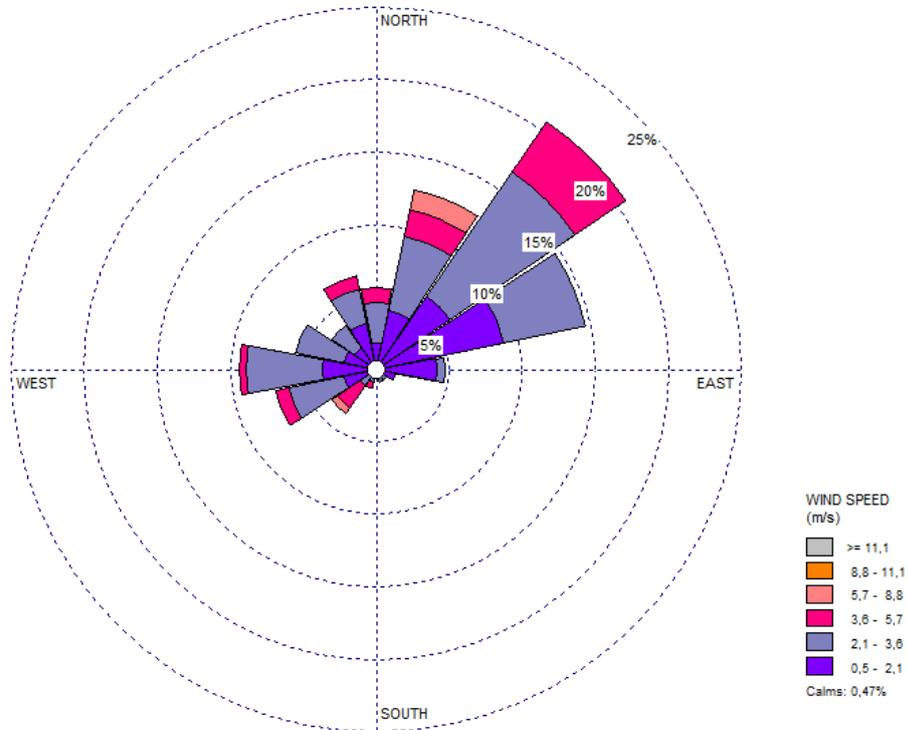


Ilustración 10.21

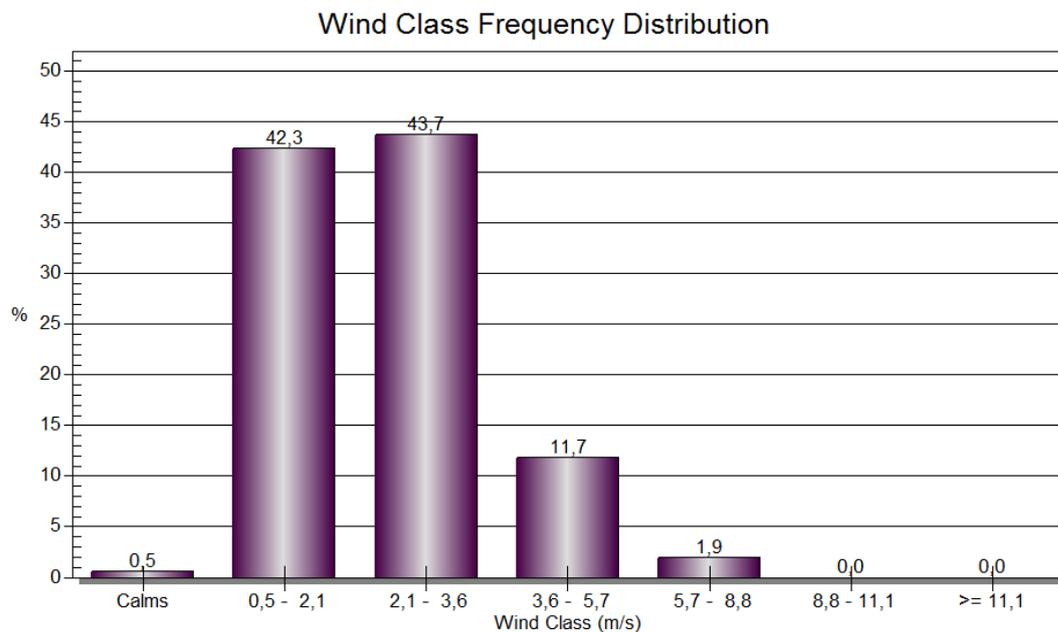


Ilustración 10.22



10.1.3. Interpretación de los datos

Para una mejor comprensión e interpretación de los datos mostrados en el apartado anterior se ha generado la siguiente tabla:

AÑO	RANGOS DE VELOCIDAD											
	0 (m/s)		0,5-2,1 (m/s)		2,1-3,6 (m/s)		3,6-5,7 (m/s)		5,7-8,8 (m/s)		8,8-11,1 (m/s)	
	%	Días	%	Días	%	Días	%	Días	%	Días	%	Días
2005	0,3%	1	33,5%	122	44,8%	164	19,0%	69	2,5%	9	-	-
2006	-	-	36,5%	133	40,1%	146	18,7%	68	4,7%	17	-	-
2007	-	-	40,5%	148	40,8%	149	16,2%	59	2,5%	9	-	-
2008	-	-	45,6%	166	39,3%	143	12,8%	47	2,2%	8	-	-
2009	-	-	30,1%	110	48,2%	176	17,5%	64	4,1%	15	-	-
2010	2,7%	10	44,7%	163	33,7%	123	15,3%	56	3,6%	13	-	-
2011	0,3%	1	48,2%	176	40,3%	147	9,9%	36	1,4%	5	-	-
2012	-	-	40,7%	149	45,6%	166	12,8%	47	0,8%	3	-	-
2013	-	-	36,5%	133	44,4%	162	16,7%	61	2,5%	9	-	-
2014	-	-	39,2%	143	43,6%	159	13,2%	48	4,1%	15	-	-
2015	0,5%	2	42,3%	154	43,7%	160	11,7%	43	1,9%	7	-	-

Tabla 10.1

En ella se muestran las velocidades del viento que se registran en la estación, así como el número de días al año que éstas son alcanzadas (tanto en porcentaje como en número de días), todo ello separado para cada año, obteniendo un histórico de 10 años.

La tabla anterior permite conocer la velocidad media del viento para cada año del histórico para, finalmente, conocer la velocidad promedio de todos los años sometidos a estudio, lo cual se representa a continuación:

Año	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Velocidad Media (m/s)	2,777	2,828	2,624	2,468	2,876	2,514	2,337	2,482	2,698	2,663	2,477
Velocidad Media TOTAL (m/s)	2,61 m/s										

Tabla 10.2



#### 10.1.4. Conclusiones

La función de los parques eólicos es la de evacuar la electricidad que se genera a partir de la energía cinética que se obtiene de las masas de aire en movimiento. Estas masas de aire mueven las palas del aerogenerador, que a su vez hacen girar el rotor de un generador para la producción de energía eléctrica.

No toda la energía que procede el viento es aprovechable, la energía eólica tan solo opera con corrientes horizontales, ya que las verticales no tienen la energía dinámica necesaria para su aprovechamiento. Además, aun disponiendo de corrientes horizontales, para que éstas sean susceptibles de ser aprovechadas por el aerogenerador para la producción de energía eléctrica, su velocidad debe ser superior a 3 m/s e inferior a 25 m/s.

En la siguiente tabla se muestran el número de días al año en los que la velocidad del viento es superior a los 3 m/s necesarios para su aprovechamiento. En este caso se descartan los datos del año 2.015 para obtener los datos de cada año en igualdad de proporción con respecto a los demás.

Días con $V \geq 3$ m/s	
Año	Nº de días
<b>2005</b>	126
<b>2006</b>	122
<b>2007</b>	109
<b>2008</b>	97
<b>2009</b>	127
<b>2010</b>	105
<b>2011</b>	70
<b>2012</b>	109
<b>2013</b>	115
<b>2014</b>	100
<b>Total</b>	<b>1080</b>

Tabla 10.3

Se obtienen un máximo de 1.080 días de posibilidad de aprovechamiento en el transcurso de los últimos 9 años (3.287 días), que equivalen a un 33%.

## 10.2. Estudio de aprovechamiento de energía solar

### 10.2.1. Introducción

La energía solar es la energía obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol.

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables, particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde. Si bien, al final de su vida útil, los paneles fotovoltaicos pueden suponer un residuo contaminante difícilmente reciclable al día de hoy.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m<sup>2</sup> en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones.

La irradiancia directa normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m<sup>2</sup> (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m<sup>2</sup> y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m<sup>2</sup>).

### 10.2.2. Análisis

Las tablas de datos que se muestran a continuación se corresponden con los datos de los 10 últimos años de temperaturas y radiación solar, además también se indica la HSP (Hora solar Pico) para cada mes del año, que se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiación solar constante de  $1.000\text{W/m}^2$ , que son las condiciones de ensayo de las placas solares.

Una **hora solar pico (HSP)** es el equivalente a  $3,6\text{ MJ/m}^2$  o, lo que es lo mismo, a  $1\text{ kWh/m}^2$ .

En otras palabras, con el objetivo de facilitar los cálculos, se considera el caso hipotético de un sol que logre una irradiación constante de  $1.000\text{ W/m}^2$  durante un periodo corto de tiempo, de tal modo que la energía total que incida sobre el metro cuadrado de superficie considerado, durante todo el día, fuera igual a la que produce el sol verdadero.

Si se representa en un gráfico la distribución horaria de la irradiación incidente sobre la superficie terrestre, se observa que los niveles de radiación varían a lo largo del día. Gráficamente, la hora solar pico se interpreta como una función de valor constante.

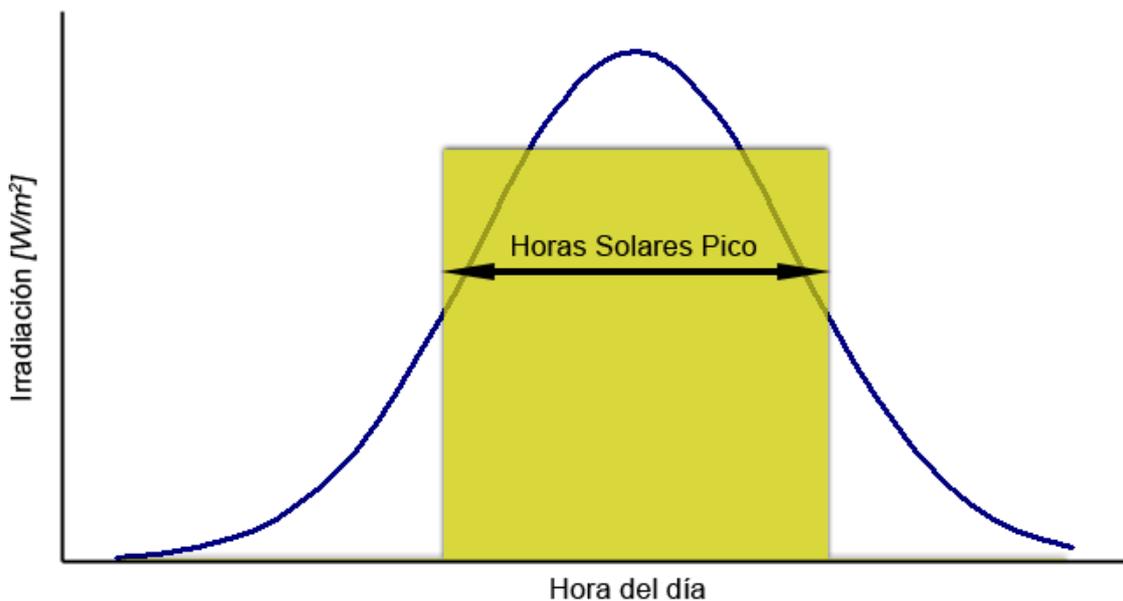


Ilustración 10.23



Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2005	Enero	1,11	11,58	-9,09	6,91	1919,444	1,92
2005	Febrero	-0,49	10,23	-12,96	9,75	2708,333	2,71
2005	Marzo	5,2	19,98	-9,91	16,24	4511,111	4,51
2005	Abril	8,14	25,24	-1,99	17,26	4794,444	4,79
2005	Mayo	11,97	29,88	0,99	22,56	6266,667	6,27
2005	Junio	17,41	32,9	5,24	27,43	7619,444	7,62
2005	Julio	17,44	34,11	5,86	27,5	7638,889	7,64
2005	Agosto	16,84	33,77	4,92	23,71	6586,111	6,59
2005	Septiembre	14,21	30,8	-0,7	17,97	4991,667	4,99
2005	Octubre	11,44	23,89	-1,31	11,12	3088,889	3,09
2005	Noviembre	4,91	14,01	-4,69	6,37	1769,444	1,77
2005	Diciembre	2,4	14,77	-7,75	5,11	1419,444	1,42

Tabla 10.4

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2006	Enero	1,19	10,1	-11,07	5,71	1586,111	1,59
2006	Febrero	1,38	13,87	-8,89	10,74	2983,333	2,98
2006	Marzo	6,59	19,72	-7,54	12,62	3505,556	3,51
2006	Abril	8,4	22,06	-2,53	18,51	5141,667	5,14
2006	Mayo	12,7	28,18	-0,44	23,97	6658,333	6,66
2006	Junio	16,74	31,5	3,08	25,87	7186,111	7,19
2006	Julio	19,46	35,46	8,22	24,48	6800,000	6,80
2006	Agosto	15,09	31,22	6,13	22,88	6355,556	6,36
2006	Septiembre	16,46	34,65	2,47	16,42	4561,111	4,56
2006	Octubre	12,79	25,45	2,88	10,34	2872,222	2,87
2006	Noviembre	8,24	18,85	-1,71	6,43	1786,111	1,79
2006	Diciembre	3,22	13,82	-6,05	5,07	1408,333	1,41

Tabla 10.5

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2007	Enero	2,52	14,35	-7,47	5,25	1458,333	1,46
2007	Febrero	5,2	14,27	-4,97	8,74	2427,778	2,43
2007	Marzo	4,45	16,76	-4,42	14,49	4025,000	4,03
2007	Abril	9,49	23,55	-4,15	17,53	4869,444	4,87
2007	Mayo	11,35	24,03	1,4	21,09	5858,333	5,86
2007	Junio	14,14	27,66	3,96	24,21	6725,000	6,73
2007	Julio	16,34	33,03	5,99	26,85	7458,333	7,46
2007	Agosto	15,76	34,04	5,65	21,46	5961,111	5,96
2007	Septiembre	13,27	26,51	-2,33	18,12	5033,333	5,03
2007	Octubre	10,17	20,19	-0,7	10,92	3033,333	3,03
2007	Noviembre	4,83	18,58	-8,89	8,61	2391,667	2,39
2007	Diciembre	2,17	12,14	-9,3	6,38	1772,222	1,77

Tabla 10.6

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2008	Enero	4,08	15,5	-7,13	6,7	1861,111	1,86
2008	Febrero	5,61	16,56	-2,52	9,43	2619,444	2,62
2008	Marzo	4,8	18,45	-3,67	14,12	3922,222	3,92
2008	Abril	7,69	24,3	-3,34	17,92	4977,778	4,98
2008	Mayo	10,51	23,02	0,58	17,65	4902,778	4,90
2008	Junio	13,73	29,62	5,04	24,15	6708,333	6,71
2008	Julio	16,18	33,43	0	26,74	7427,778	7,43
2008	Agosto	16,75	34,31	3,97	24,1	6694,444	6,69
2008	Septiembre	13,22	26,65	0,72	17,22	4783,333	4,78
2008	Octubre	9,45	21,67	-1,99	11,04	3066,667	3,07
2008	Noviembre	4,18	13,68	-3,95	5,52	1533,333	1,53
2008	Diciembre	2,9	16,94	-4,29	5,3	1472,222	1,47

Tabla 10.7

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2009	Enero	1,43	12,61	-9,57	6,07	1686,111	1,69
2009	Febrero	2,92	17,76	-5,02	11,12	3088,889	3,09
2009	Marzo	5,9	20,73	-4,22	17,44	4844,444	4,84
2009	Abril	6,61	23,01	-4,36	20,48	5688,889	5,69
2009	Mayo	12,49	27,73	0,04	25,56	7100,000	7,10
2009	Junio	15,54	30,35	4,58	24,52	6811,111	6,81
2009	Julio	17,23	32,77	3,49	27,92	7755,556	7,76
2009	Agosto	17,95	33,57	7,07	23,72	6588,889	6,59
2009	Septiembre	14,91	30,59	0	17,95	4986,111	4,99
2009	Octubre	12,5	24,98	-1,03	12,27	3408,333	3,41
2009	Noviembre	7,57	16,72	-1,58	7,15	1986,111	1,99
2009	Diciembre	2,8	14,02	-14,6	4,46	1238,889	1,24

Tabla 10.8

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2010	Enero	1,52	11,66	-15,6	5,44	1511,111	1,51
2010	Febrero	2,15	15,24	-6,11	7,52	2088,889	2,09
2010	Marzo	4,76	16,61	-5,16	12,16	3377,778	3,38
2010	Abril	9,4	25,18	-2,18	19,25	5347,222	5,35
2010	Mayo	9,7	25,58	-1,37	22,15	6152,778	6,15
2010	Junio	14,04	28,88	0	23,85	6625,000	6,63
2010	Julio	17,64	32,62	7,21	27,76	7711,111	7,71
2010	Agosto	17,1	32,69	6,06	23,79	6608,333	6,61
2010	Septiembre	14,11	30,01	0,04	16,61	4613,889	4,61
2010	Octubre	9,53	22,35	-4,62	10,67	2963,889	2,96
2010	Noviembre	4,41	18,19	-6,37	6,78	1883,333	1,88
2010	Diciembre	2,18	16,32	-6,79	5,01	1391,667	1,39

Tabla 10.9

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2011	Enero	2,65	11,32	-4,62	4,84	1344,444	1,34
2011	Febrero	4,34	19,25	-3,67	8,87	2463,889	2,46
2011	Marzo	5,65	19,32	-3,33	12,6	3500,000	3,50
2011	Abril	11,11	26,45	-1,03	19	5277,778	5,28
2011	Mayo	12,9	28,13	3,1	23,43	6508,333	6,51
2011	Junio	13,9	34	0	25,62	7116,667	7,12
2011	Julio	14,97	30,44	4,11	26,55	7375,000	7,38
2011	Agosto	17,75	35,53	3,36	23,31	6475,000	6,48
2011	Septiembre	16,55	30,75	2,28	19,41	5391,667	5,39
2011	Octubre	11,64	28,92	-1,99	13,82	3838,889	3,84
2011	Noviembre	7,48	19	-2,92	6,23	1730,556	1,73
2011	Diciembre	3,12	13,28	-4,83	5,81	1613,889	1,61

Tabla 10.10

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2012	Enero	3,08	14,02	-4,7	6,6	1833,333	1,83
2012	Febrero	1,47	17,97	-6,25	10,19	2830,556	2,83
2012	Marzo	7,16	21,34	-4,48	17,24	4788,889	4,79
2012	Abril	5,16	19,05	-2,38	14,03	3897,222	3,90
2012	Mayo	12,34	28,47	1,13	23,27	6463,889	6,46
2012	Junio	15,76	33,19	5,26	25,28	7022,222	7,02
2012	Julio	16,16	33,98	5,46	26,53	7369,444	7,37
2012	Agosto	18,78	36,14	7,08	23,65	6569,444	6,57
2012	Septiembre	14,87	30,89	2,76	15,91	4419,444	4,42
2012	Octubre	10,22	26,19	-3,88	9,96	2766,667	2,77
2012	Noviembre	5,82	16,58	-4,28	5,88	1633,333	1,63
2012	Diciembre	3,7	12,75	-5,37	4,23	1175,000	1,18

Tabla 10.11

Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m²)	Radiación (Wh/m²)	Horas de Funcionamiento
2013	Enero	3,43	15,72	-3,54	5,76	1600,000	1,60
2013	Febrero	1,92	12,14	-4,22	8,85	2458,333	2,46
2013	Marzo	4,95	13,21	-3,4	10,62	2950,000	2,95
2013	Abril	6,83	22,89	-3,2	17,08	4744,444	4,74
2013	Mayo	7,66	21,02	-2,59	20,62	5727,778	5,73
2013	Junio	12,87	27,95	2,83	24,32	6755,556	6,76
2013	Julio	19,19	32,58	8,98	26,89	7469,444	7,47
2013	Agosto	16,88	33,05	7,49	23,99	6663,889	6,66
2013	Septiembre	15,29	31,3	4,17	17,58	4883,333	4,88
2013	Octubre	11,29	20,88	-2,83	9,93	2758,333	2,76
2013	Noviembre	5,32	18,8	-3,67	5,42	1505,556	1,51
2013	Diciembre	3,31	12,41	-5,43	5,69	1580,556	1,58

Tabla 10.12



Año	Mes	Temp Media (°C)	Temp Max. (°C)	Temp Mín. (°C)	Radiación (MJ/m <sup>2</sup> )	Radiación (Wh/m <sup>2</sup> )	Horas de Funcionamiento
2014	Enero	4,26	13,09	-2,72	4,62	1283,333	1,28
2014	Febrero	3,28	12,22	-4,29	7,44	2066,667	2,07
2014	Marzo	6,59	21,08	-3,54	14,3	3972,222	3,97
2014	Abril	10,14	22,83	0,26	17,98	4994,444	4,99
2014	Mayo	10,05	23,3	0,6	21,75	6041,667	6,04
2014	Junio	14,89	29,64	3,17	24,19	6719,444	6,72
2014	Julio	16,18	33,32	6,35	23,6	6555,556	6,56
2014	Agosto	16,32	30,23	2,76	22,33	6202,778	6,20
2014	Septiembre	16,4	31,5	4,46	16,71	4641,667	4,64
2014	Octubre	13,92	25,57	3,34	11,82	3283,333	3,28
2014	Noviembre	7,42	17,6	-1,59	5,11	1419,444	1,42
2014	Diciembre	3,56	12,23	-4,64	4,74	1316,667	1,32

Tabla 10.13

Para potenciar la obtención de energía en invierno, lo que se hace es realizar el cálculo de la HSP con la media de la irradiancia de los tres peores meses del año, que para este caso son siempre los meses de Noviembre, Diciembre y Enero.

Al valor de la irradiancia (MJ/m<sup>2</sup>), se debe aplicar un factor de corrección atmosférico. Si la atmósfera suele estar limpia, como suele ser el caso de las zonas de montaña, la irradiancia se potencia, multiplicándola por 1,05. Si por el contrario abunda la calima, la contaminación,... la irradiancia se reducirá, multiplicándola por 0,95.

También debe tenerse en cuenta el "Factor k", que contempla la variación de la latitud del lugar, además de la inclinación de la instalación de los paneles solares y el mes. En el caso de este estudio, a Cantabria le corresponde una latitud de 43°, y se estimará una orientación de los paneles de 35° de inclinación con respecto a la horizontal. Como se están tomando de referencia los tres peores meses, se hace la media de los valores para obtener un único valor para el factor de corrección:



CANTABRIA		Latitud = 43°											
Inclinación	Valor del Coeficiente K												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
35°	1,41	1,31	1,2	1,09	1,01	0,98	1,01	1,1	1,25	1,42	1,52	1,5	
<i>K medio = 1,477</i>													

Tabla 10.14

Teniendo en cuenta todos los parámetros expuestos anteriormente, se obtienen los siguientes resultados de **Horas de Sol Pico (HSP)** para los tres meses con menos radiación solar (noviembre, diciembre y enero).

AÑO	H (MJ/m <sup>2</sup> )	Corrección Atmosférica	K	H Corregido (MJ/m <sup>2</sup> )	HSP
2005	6,13	1,05	1,477	6,44	2,641
2006	5,74	1,05	1,477	6,03	2,473
2007	6,75	1,05	1,477	7,09	2,908
2008	17,52	1,05	1,477	18,40	7,548
2009	5,89	1,05	1,477	6,18	2,538
2010	5,74	1,05	1,477	6,03	2,473
2011	5,63	1,05	1,477	5,91	2,426
2012	5,57	1,05	1,477	5,85	2,400
2013	5,62	1,05	1,477	5,90	2,421
2014	4,82	1,05	1,477	5,06	2,077

Tabla 10.15

### 10.3. Justificación de la solución adoptada

Para finalmente poder optar por el método de aprovechamiento más productivo y, sobre todo, que cumpla con los objetivos marcados por el planeamiento urbanístico del municipio, se procederá a la valoración de los distintos tipos de energía disponibles en la zona correspondiente al estudio.

En la tabla que se muestra a continuación aparece una valoración entre las energías de las que se dispone en la zona del estudio y de los criterios y objetivos que se espera satisfacer con el aprovechamiento energético a instalar. Para la valoración se asigna una puntuación que oscila de 0 – 5 puntos, siendo 0 la puntuación más baja y 5 que satisface el total de la necesidad.

ENERGÍAS DISPONIBLES	CRITERIOS Y OBJETIVOS			TOTAL
	Disponibilidad de recurso	No generar infraestructuras	Incremento del patrimonio	
<i>Biomasa</i>	5	1	2	<b>8</b>
<i>Solar</i>	3	0	0	<b>3</b>
<i>Eólica</i>	3	0	0	<b>3</b>
<i>Hidráulica</i>	5	4	5	<b>14</b>

Tabla 10.16

#### 10.3.1. Aprovechamiento de biomasa

Debido a la zona en la que se encuentra el estudio, se puede disponer de materia prima de forma continua, ya que es una zona con mucha vegetación y bosques.

Para que el proceso de producción no se vea interrumpido debe tenerse cierta acumulación de stock, lo que requiere de zonas que sirvan para el almacenaje de la materia prima, y así poder disponer de ella de forma continuada, sin necesidad de parar la producción, lo que provoca la discordancia con el planeamiento establecido de no generar infraestructuras.

Por otro lado, la elección de esta forma de aprovechamiento requeriría de mayor mano de obra y por lo tanto, la generación de puestos de empleo para dotar de mayor productividad a los bosques del territorio.

#### 10.3.2. Aprovechamiento de energía solar

Como se ha visto anteriormente, existe disponibilidad de este tipo de recurso aunque tiene ciertas limitaciones, ya que las horas de sol al día son limitadas, no se puede mantener una producción de forma continua.

También es necesario habilitar una zona para la instalación de los paneles de captación solar, la cual será más grande cuanta más potencia se necesite generar.

#### 10.3.3. Aprovechamiento de energía eólica

Para este tipo de captación de energía es necesaria la instalación de aerogeneradores lo cual, lejos de incrementar el valor patrimonial del territorio, generaría en él un gran impacto ambiental.

Como se ha mostrado en el estudio anterior, la cantidad de viento que sería aprovechable en esta zona está entorno al 33%, ya que deben descartarse las masas de aire que no superen los 3 m/s de velocidad.

#### 10.3.4. Aprovechamiento mediante minicentral hidroeléctrica

En este caso el recurso existe y brinda la posibilidad del aprovechamiento de forma continuada, ya que se aprovecha directamente una parte del caudal del río Ebro, que es regulado por el embalse que lleva su nombre, lo que permite mantener el aprovechamiento tanto en invierno como en época de estiaje.

Para este aprovechamiento existen instalaciones antiguas, ya obsoletas cuya recuperación o remodelación provocan un aumento del patrimonio sin generar nuevas infraestructuras, simplemente aprovechando las existentes y dotándolas de un valor sin necesidad de modificar su forma o estructura.



**ANEJO 11.  
ASPECTOS  
TÉCNICOS DE UNA  
MINICENTRAL  
HIDROELÉCTRICA**

## ANEJO 11. Aspectos técnicos de una minicentral hidroeléctrica

### 11.1. Tipos de centrales hidroeléctricas

#### 11.1.1. Centrales de agua fluyente

*Estas centrales no acumulan agua, sino que utilizan el caudal del río tal y como venga. El agua que no se emplee seguirá su curso, siendo evacuada por el aliviadero de la central.*

Las centrales de agua fluyente o a filo de agua son las más utilizadas en todo el mundo. Ellas aprovechan la energía de la corriente del río y normalmente sirven para cubrir la carga base. La velocidad de la corriente y el caudal de agua determinan su potencia.

La central hidroeléctrica de desviación es un tipo especial de central hidroeléctrica de agua fluyente. Aquí el agua es retenida gracias a una presa y se redirecciona a un canal diferente que acciona las turbinas. En una central hidroeléctrica convencional de agua fluyente existe una pequeña diferencia de altura entre los niveles altos y bajos de agua, pero en las centrales hidroeléctricas de desviación se aprovecha la diferencia de altura mayor creada por la desviación, lo que aumenta la potencia.

**CENTRAL DE PASADA**

El río es desviado en una zona alta mediante una presa y el agua se conduce a una pequeña cámara de carga desde donde se lanza hasta la turbina por una tubería forzada que aumenta su energía cinética y mantiene constante el caudal.

Una vez que el agua mueve la turbina es devuelta al cauce normal del río.



*Ilustración 11.1. Obtenida de [www.eumed.net](http://www.eumed.net)*

*Pueden situarse en el mismo cauce del río o en un canal hecho a tal efecto, y tendrán reserva o no en función de lo que se haya ensanchado el río en la zona de la central.*

### 11.1.2. Centrales de pie de presa

En las centrales a pie de presa, el agua se almacena en un lago natural o artificial y luego se suministra, a través de tuberías, a la estación eléctrica situada a menor altura. Ellas funcionan independientemente de las corrientes naturales del agua y son adecuadas principalmente para compensar las fluctuaciones en la generación y el consumo de energía eléctrica regional y nacional. Se utilizan para cubrir la energía mínima y para dar servicio en los picos de carga.

*Suelen emplearse embalses para acumular un considerable volumen de caudal y elevar el nivel del agua, de forma que se puede controlar la potencia que producen en cada momento.*

*Se situarán al pie de la presa o en una derivación del curso.*

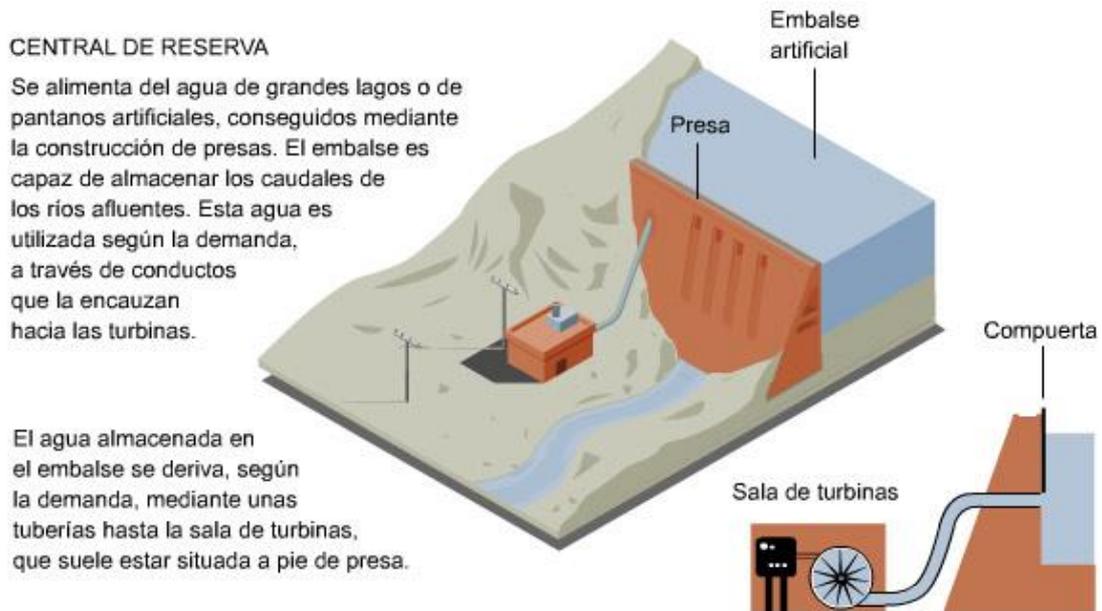


Ilustración 21.2. Obtenida de [www.eumed.net](http://www.eumed.net)

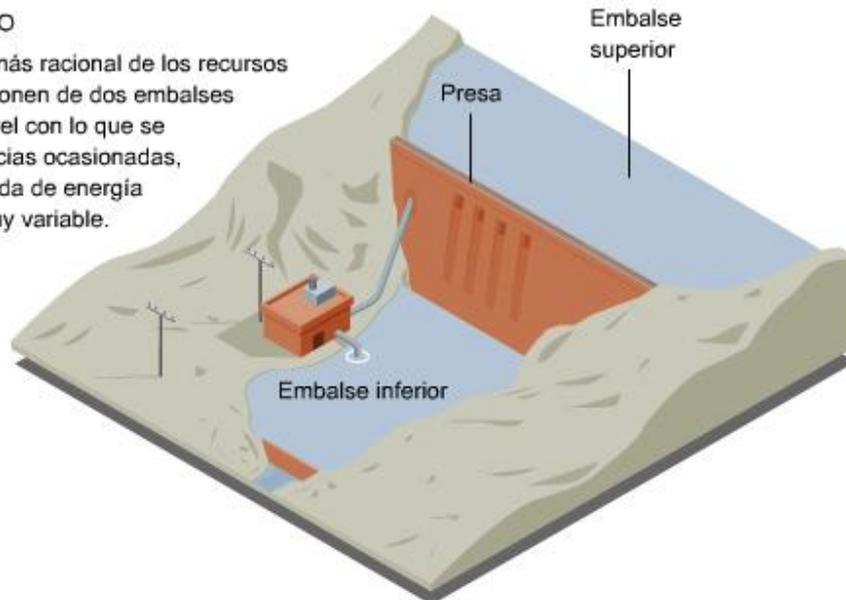
### 11.1.3. Centrales de bombeo

Las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo utilizan dos embalses para almacenar el agua, uno superior y uno inferior, con el propósito de que exista la máxima diferencia de altitud posible entre ambos. Cuando la demanda de electricidad es baja, por ejemplo durante la noche, o cuando aumenta el volumen de energía solar y eólica en la red eléctrica, el agua es bombeada del embalse situado más abajo al embalse situado más arriba. Allí está disponible para generar electricidad en períodos de mayor demanda de energía. El generador se acciona por medio de turbinas de impulsión (turbinas Pelton).

*Se tienen centrales en las que la máquina funciona como bomba y turbina o centrales en las que se tienen por separado ambas máquinas.*

#### CENTRAL DE BOMBEO

Posibilitan un empleo más racional de los recursos hidráulicos ya que disponen de dos embalses situados a diferente nivel con lo que se compensan las diferencias ocasionadas, debido a que la demanda de energía a lo largo del día es muy variable.



*Ilustración 11.3. Obtenida de [www.eumed.net](http://www.eumed.net)*

#### 11.1.4. Centrales que utilizan la energía mareomotriz

La energía cinética de las olas, las mareas y las corrientes puede aprovecharse para generar electricidad. Una ventaja de la utilización de la energía del mar es que siempre está disponible y, además, tiene un efecto compensador frente a las energías renovables combinadas. Mientras que las centrales eléctricas de mareas ya están técnicamente perfeccionadas, existen otras tecnologías que aún están en fase de desarrollo, como por ejemplo las centrales undimotrices que aprovechan la energía de las olas.

*La tendencia en las minicentrales hidroeléctricas es turbinar los caudales excedentes, los desembalsados o los ecológicos.*

## 11.2. Criterios de diseño de una central

Antes de proceder a la construcción de la central es necesario evaluar el recurso, para ver si es apropiado para una explotación hidráulica eficaz. Para ello, en primer lugar se realiza un estudio hidrológico, y después se evalúan las condiciones hidráulicas de operación, que son el caudal y el salto.

### 11.2.1. Estudio hidrológico

Este estudio es necesario para determinar la potencia que se debe instalar en la central. Los datos se obtendrán de las estaciones de aforo presentes en la demarcación escogida.

Se recopilarán datos de caudales relativos a una cantidad suficiente de años hidrológicos que servirán para hacer una clasificación en años muy húmedos, húmedos, normales o medios, secos y muy secos. De esta forma se podrá identificar cuál es el año medio y pasar a la siguiente fase del estudio hidrológico.

Con el año medio se construye una nueva curva a partir de los días en los que el caudal ha superado un determinado valor.

### 11.2.2. Caudal y salto

Una vez realizada la curva de caudales clasificados para el año de referencia, se procede a calcular el caudal nominal de la máquina. Las turbinas operan entre un caudal de equipamiento y un caudal mínimo técnico, que se obtiene aplicando un factor al caudal nominal que depende del tipo de turbina que se vaya a instalar.

$$Q_{mt} = K \cdot Q_e$$

<i>Tipo de turbina</i>	<i>Coefficiente K</i>
<i>Pelton</i>	<i>0,10</i>
<i>Kaplan</i>	<i>0,25</i>
<i>Semikaplan</i>	<i>0,40</i>
<i>Francis</i>	<i>0,40</i>

El caudal de equipamiento será el que maximice el volumen turbinado, es decir, el que junto con el caudal mínimo técnico encierre un mayor área de la curva de caudales clasificados.

La altura del salto viene determinada por las características de la presa y el lugar en el que se quiera instalar la central.

Con los datos de caudal y salto ya se puede calcular la potencia que es capaz de generar la central.

## 11.3. Partes que forman una central

### 11.3.1. Canal de derivación

Según el tipo de minicentral que se quiera construir, se necesita una red mayor o menor de conducciones. Las instalaciones situadas a pie de presa no disponen de cámara de carga (es el propio embalse), al contrario que las centrales en derivación, donde el agua tiene que hacer un recorrido más largo: primero desde la toma hasta la cámara de carga, y después hasta la turbina.

El primer tramo que recorre el agua se realiza a través de canales, túneles o tuberías. En el segundo tramo hasta la turbina, se utilizan siempre tuberías.

Los canales que transportan el agua de la toma a la cámara de carga pueden realizarse a cielo abierto, enterrados o en conducción a presión.

Las conducciones superficiales pueden realizarse excavando el terreno, sobre la propia ladera o mediante estructura de hormigón. Normalmente se construyen sobre la propia ladera, con muy poca pendiente, ya que el agua debe circular a baja velocidad para evitar al máximo las pérdidas de carga. Estas conducciones, que siguen las líneas de nivel, tienen una pendiente de aproximadamente el 0,5 por mil. Al realizar estos trazados hay que procurar que el movimiento de tierras sea el mínimo posible, adaptándose al terreno.

Los túneles son conducciones bajo tierra que se excavan en el terreno y aunque tienen un coste más elevado, se adaptan mejor a éste. El túnel suele ser de superficie libre y funciona como un canal abierto (es decir, el agua no circula en presión).

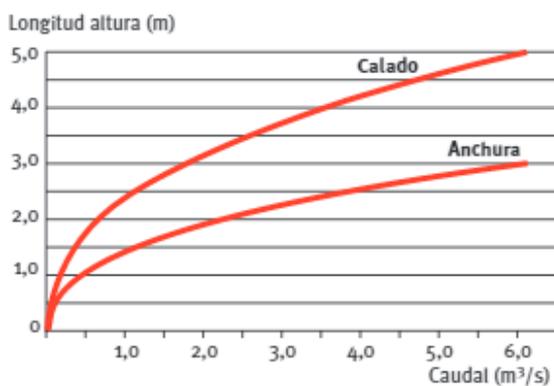
Las tuberías también se emplean en las conducciones bajo tierra, pero si son del tipo sin superficie libre, el fluido estará sometido a presión. Cuando la presión interna es muy alta, se incluye un armazón metálico como refuerzo.

La sección transversal a adoptar dependerá de la clase de terreno, habitualmente se utiliza la sección rectangular para canales en roca y la

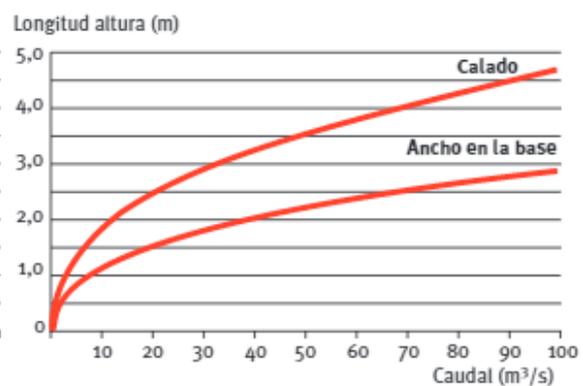
sección trapezoidal para canales en tierra. Para conducciones en lámina libre enterradas se suelen utilizar tuberías prefabricadas de hormigón.

Los siguientes gráficos dan una estimación del calado (altura de la lámina de agua) y del ancho de la solera del canal en función del caudal para canales rectangulares y trapezoidales, respectivamente. El otro gráfico que se muestra ofrece el diámetro de una conducción circular en lámina libre en función del caudal. Para la representación de estas curvas, se han fijado valores de taludes, pendientes y rugosidades habituales en este tipo de construcción.

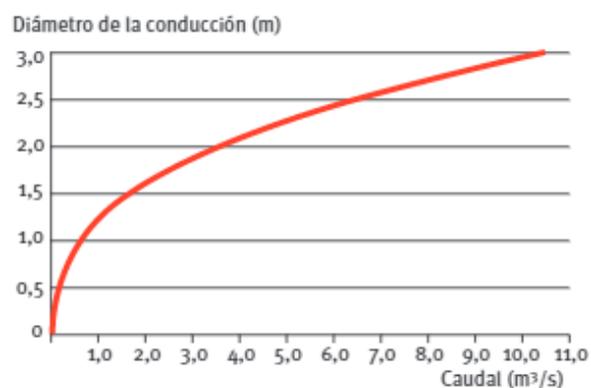
*Canal rectangular.  
Ancho y calado  
en función del caudal*



*Canal trapezoidal.  
Ancho de la base y calado  
en función del caudal*



*Diámetro de una conducción  
circular en lámina libre en  
función del caudal*



### 11.3.2. Cámara de carga

La cámara de carga es un depósito localizado al final del canal de derivación, del cual arranca la tubería forzada. En algunos casos se utiliza como depósito final de regulación, aunque normalmente tiene solo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias.

Cuando la conducción entre la toma de agua y la cámara de carga se realice en presión, esta última será cerrada y tendrá además una chimenea de equilibrio, cuya función es amortiguar las variaciones de presión y protegerla de los golpes de ariete.

Al diseñar la geometría de la cámara hay que evitar al máximo las pérdidas de carga y los remolinos que puedan producirse, tanto aguas arriba como en la propia cámara. Si la tubería forzada no está suficientemente sumergida, un flujo de este tipo puede provocar la formación de vórtices que arrastren aire hasta la turbina, produciendo una fuerte vibración que bajaría el rendimiento de la minicentral.

La cámara de carga debe contar además con un aliviadero, ya que en caso de parada de la central, el agua no turbinada se desagua hasta el río o arroyo más próximo. También es muy útil la instalación en la cámara de una reja con limpia-rejas y compuertas de desarenación y limpieza.

### 11.3.3. Tubería forzada

Se trata de la conducción que lleva el agua hasta la turbina, salvando la diferencia de alturas que se presente en cada recurso hidráulico. Debe ser capaz de soportar la presión del agua tanto en condiciones normales como de sobrepresión debida a transitorios, que pueden dar lugar a golpes de ariete, muy perjudiciales en las instalaciones.

Si se opta por instalar la tubería enterrada, deberá protegerse de la corrosión mediante pinturas adecuadas y recubrimientos de otras clases. Una buena protección evitará realizar un mantenimiento. Enterrar la tubería forzada lleva asociado un aumento de la sostenibilidad medioambiental de la instalación.



*Ilustración 11.4*

### 11.3.3.1. *Materiales empleados en la tubería forzada*

- Acero:

Se trata de una solución barata y eficaz, dado que se pueden conseguir tuberías forzadas de cualquier diámetro y espesor. El empleo de acero resistente a la corrosión evitará recubrimientos protectores cuando sea necesario y al mismo tiempo aumentará la resistencia a la rotura y la tenacidad.

Las tuberías forzadas de acero en general se construyen mediante tramos rectos, que van simplemente apoyados sobre pilares coincidiendo con los cambios de dirección. Entre dos anclajes consecutivos se intercala una junta de dilatación.

Las paredes deben resistir tensiones combinadas correspondientes a su trabajo como viga y a su condición de recipiente cilíndrico sometido a presión interna.

El momento flector será el correspondiente al de una viga continua. Las reacciones sobre los apoyos se transmiten por esfuerzo cortante entre la chapa y los anillos de soporte, que se diseñan basándose en el comportamiento elástico de los cilindros de débil espesor. Dichos anillos se sueldan a la chapa mediante soldaduras continuas y se rigidizan mediante diafragmas.

Los bloques de anclaje tienen que resistir la componente longitudinal del peso de la tubería llena de agua más las fuerzas de fricción correspondientes a los movimientos de expansión y contracción. Esto lleva a que se recomiende cimentarlos, en la medida de lo posible, sobre roca.

También pueden utilizarse tuberías de hormigón con revestimiento interior de chapa de acero, armadas si es necesario con redondos de acero, o incluso presentadas con alambres de alta resistencia y provistas de uniones de enchufe y cordón. Dado su elevado peso, resultan difíciles de transportar

y manejar en obra, pero en cambio no exigen ningún tratamiento de protección contra la corrosión.

- Polietileno:

El polietileno de baja y media densidad se aprovecha desde hace años en centrales con baja altura de salto. El polietileno de altas prestaciones, en cambio, puede utilizarse en saltos de hasta 160 m.

Este material es pesado pero muy robusto.

- PVC:

Este material resulta competitivo en alturas de salto que pueden llegar a los 200 m. Resulta más barato que el acero, su manipulación en obra es más sencilla y no requiere ninguna protección contra la corrosión.

Si se someten únicamente a esfuerzos longitudinales pueden soldarse empleando disolventes o también pueden unirse empleando conexiones mecánicas.

Como contrapartida, este material resulta sensible a la radiación ultravioleta, por lo que las tuberías deberán enterrarse o recubrirse con cinta. Además su coeficiente de dilatación y su fragilidad son mayores que en el acero. No son aptas para ser instaladas en terrenos rocosos.

- Aleaciones de plástico:

Recientemente ha salido al mercado una tubería fabricada con una mezcla de PVC y derivados acrílicos. Se puede utilizar en saltos de hasta 160 m, su espesor es menor que el de las tuberías equivalentes de PVC y sus propiedades mecánicas son similares a las del polietileno de altas prestaciones.

A diferencia del PVC, se comporta dúctilmente bajo carga, por lo que carece de sus problemas de rotura frágil.

- Refuerzos de fibra de vidrio:

Las tuberías forzadas de fibra de vidrio poseen una elevada resistencia, su peso es un 20% inferior al del acero y sus costos son competitivos.

- Polietileno de alta densidad:

Sólo se suministran para diámetros de hasta 300 mm. Pueden ser instaladas al aire libre y se pueden curvar del orden de cuarenta veces su diámetro (para curvas más pronunciadas se puede recurrir a elementos prefabricados). Soportan temperaturas menores de cero grados centígrados.

Su densidad menor que la del agua facilita su transporte al permitir arrastrar los tramos de tubería flotando y tirados por un cable.

Las uniones deben ser realizadas mediante soldadura de fusión.

- Madera:

Material empleado en los países en vías de desarrollo en los que abunda la madera y la mano de obra. Para diámetros de tubería de 1500 mm, puede ser instalada en alturas de salto de hasta 120 m.

Estas tuberías se construyen con dovelas de madera creosotada y zunchadas con flejes de acero, no necesitan juntas de dilatación ni soporte de anclaje y resisten a la corrosión. Sin embargo, sufren dilataciones y fugas, requieren que el tubo esté siempre lleno de agua y el mantenimiento debe ser frecuente.

### 11.3.3.2. Pérdidas de carga

La fricción del agua con las paredes y accesorios de la tubería forzada produce una serie de pérdidas que implican que en la turbina no se tenga la altura bruta del embalse.

Una de las fórmulas más exactas para cálculos hidráulicos es la de *Darcy-Weisbach*. Sin embargo, por su complejidad en el cálculo del coeficiente  $f$ , conocido como el factor de fricción, ha caído en desuso. Aun así, se puede utilizar para el cálculo de la pérdida de carga en tuberías de fundición. La fórmula original es la siguiente:

$$h = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g}$$

En función del caudal, la expresión queda de la siguiente forma:

$$h = 0.0826 \cdot f \cdot \left(\frac{Q^2}{D^5}\right) \cdot L$$

Donde  $h$  se refiere a la pérdida de carga o energía (m),  $f$  al coeficiente de fricción (adimensional),  $L$  a la longitud de la tubería,  $D$  es el diámetro interno de la tubería (m),  $V$  la velocidad media (m/s),  $g$  la aceleración de la gravedad ( $m/s^2$ ) y  $Q$  el caudal ( $m^3/s$ ).

El coeficiente de fricción  $f$  es función del número de *Reynolds* ( $Re$ ) y del coeficiente de rugosidad o rugosidad relativa de las paredes de la tubería ( $\varepsilon_r$ ):

$$Re = D \cdot V \cdot \frac{\rho}{\mu} ; \quad \varepsilon_r = \frac{\varepsilon}{D}$$

Donde  $\rho$  es la densidad del agua ( $kg/m^3$ ),  $\mu$  es la viscosidad del agua ( $N \cdot s/m^2$ ), y  $\varepsilon$  la rugosidad absoluta de la tubería (m).

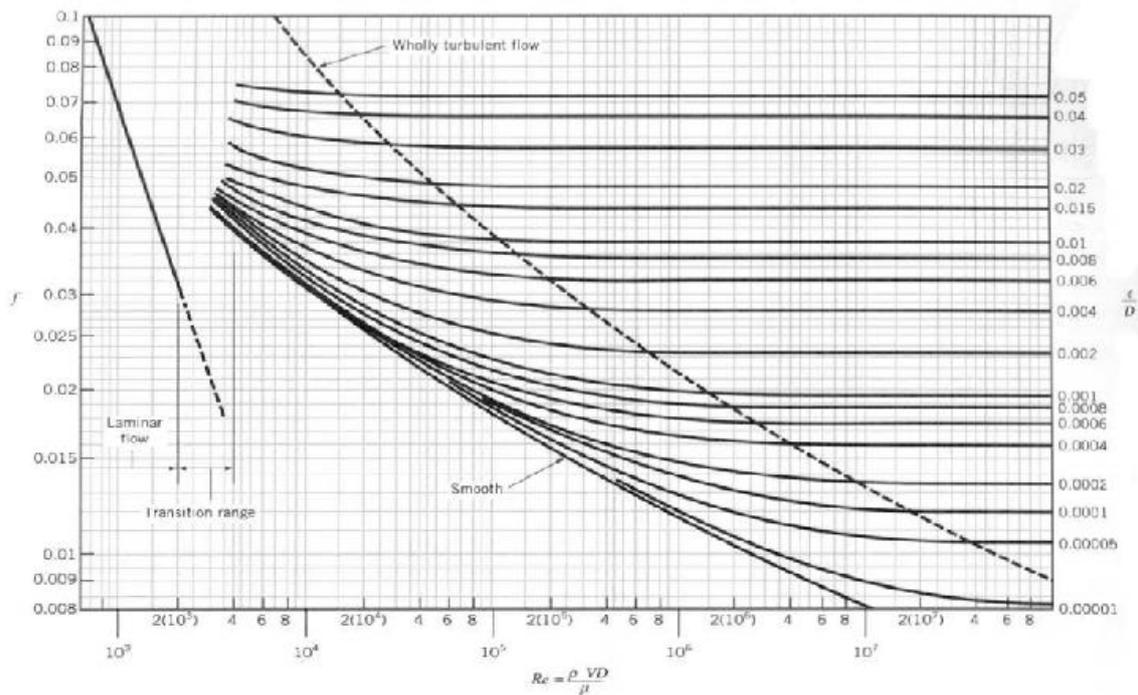
En la siguiente tabla se muestran algunos valores de la rugosidad absoluta para distintos materiales:



**RUGOSIDAD ABSOLUTA DE MATERIALES**

Material	$\epsilon$ (mm)
Plástico (PE, PVC)	0,0015
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0,01
Tubos estirados de acero	0,00
Tubos de latón o cobre	0,0015
Fundición revestida de cemento	0,00
Fundición con revestimiento bituminoso	0,00
Fundición centrifugada	0,00
Fundición asfaltada	0,06 - 0,18
Fundición	0,12 - 0,60
Acero comercial y soldado	0,03 - 0,09
Hierro forjado	0,03 - 0,09
Hierro galvanizado	0,06 - 0,24
Madera	0,18 - 0,90
Hormigón	0,3 - 3,0

Para el cálculo de  $f$  existen múltiples ecuaciones, entre algunas otras, también importantes, destaca la de Colebrook-White, cuya expresión fue representada por Moody en un ábaco de fácil manejo para calcular  $f$  en función del número de Reynolds ( $Re$ ) y actuando la rugosidad relativa ( $\epsilon$ ) como parámetro diferenciador de las curvas:



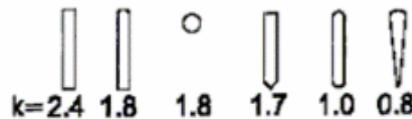
Además de estas pérdidas existen otras que se detallan a continuación:

- Rejilla:

La rejilla se coloca al principio de la tubería de cara a evitar que entre en ella elementos extraños que puedan quedar atrapados en su interior o llegar a la turbina. La turbulencia que produce lleva asociada una pérdida de carga que se calcula mediante la ecuación de Kirchner:

$$h_t = K_t \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^{\frac{4}{3}} \cdot \frac{V_0^2}{2g} \cdot \text{sen}\theta$$

Siendo  $h_t$  la pérdida de carga,  $t$  el espesor de la barra,  $b$  la separación entre las barras,  $V_0$  la velocidad del agua y  $\theta$  el ángulo de la rejilla.  $K_t$  depende de la forma de las barras según la siguiente figura:



Por otro lado, también se crea una pérdida de carga adicional si el flujo y la rejilla no están a  $90^\circ$ . Para calcular estas pérdidas se tiene la siguiente ecuación, en la que  $\beta$  es el ángulo entre la rejilla y la corriente:

$$h_\beta = \frac{V_0^2}{2g} \cdot \text{sen}\beta$$

- Pérdidas de carga por singularidades:

Además de las pérdidas de carga por rozamiento, también se producen otro tipo de pérdidas que se originan en puntos singulares de las tuberías (cambios de dirección, codos, juntas,...) y que se deben a fenómenos de turbulencia. La suma de estas pérdidas de carga accidentales o localizadas, más las pérdidas por rozamiento, dan las pérdidas de carga totales.



Salvo en casos excepcionales, las pérdidas de carga localizadas sólo se pueden determinar de forma experimental, y puesto que son debidas a una disipación de energía motivada por las turbulencias, pueden expresarse en función de la altura cinética corregida mediante un coeficiente empírico K:

$$h = K \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Donde h se refiere a la pérdida de carga o energía (m), K es el coeficiente empírico (adimensional), V la velocidad media del flujo (m/s) y g la aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>).

El coeficiente K depende del tipo de singularidad y de la velocidad media en el interior de la tubería. En la siguiente tabla se resumen los valores aproximados de K para cálculos rápidos:

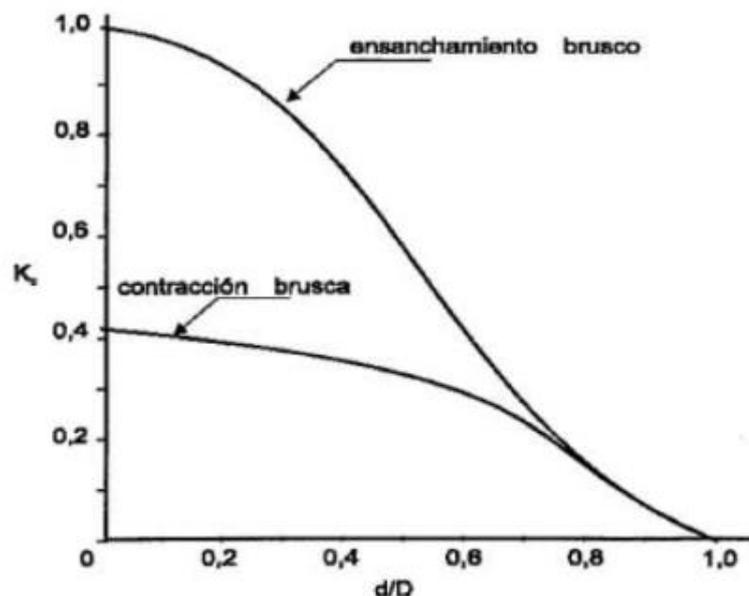
<b>VALORES DEL COEFICIENTE K EN PÉRDIDAS SINGULARES</b>		
<b>Accidente</b>	<b>K</b>	<b>L/D</b>
Válvula esférica (totalmente abierta)	10	350
Válvula en ángulo recto (totalmente abierta)	5	175
Válvula de seguridad (totalmente abierta)	2,50	-
Válvula de retención (totalmente abierta)	2	135
Válvula de compuerta (totalmente abierta)	0,20	13
Válvula de compuerta (abierta 3/4)	1,15	35
Válvula de compuerta (abierta 1/2)	5,60	160
Válvula de compuerta (abierta 1/4)	24	900
Válvula de mariposa (totalmente abierta)	-	40
T por salida lateral	1,80	67
Codo a 90° de radio corto (con bridas)	0,90	32
Codo a 90° de radio normal (con bridas)	0,75	27
Codo a 90° de radio grande (con bridas)	0,60	20
Codo a 45° de radio corto (con bridas)	0,45	-
Codo a 45° de radio normal (con bridas)	0,40	-
Codo a 45° de radio grande (con bridas)	0,35	-

Dada la dificultad de hacer que coincida el diámetro de la tubería forzada con el de la brida de entrada a la turbina, será necesario instalar un cambio de sección para poder unir los dos elementos. Hay que procurar que el cambio de sección sea lo más sutil posible, ya que cuanto menor sea, menores serán las pérdidas de carga producidas en él.

Si la relación entre los diámetros ( $D/d$ ) es menor que 0.76, el coeficiente  $K$  se podrá aproximar mediante la siguiente ecuación:

$$K = 0.42 \cdot \left(1 - \frac{d^2}{D^2}\right)$$

En el caso de que no se pudiese emplear la expresión anterior, se estaría hablando de una evolución de la sección del conducto bastante brusca. En cuyo caso lo que se hace para obtener el valor correspondiente a  $K$  es emplear el siguiente gráfico:





Si se habla de las válvulas existentes en las tuberías forzadas, estas se encuentran totalmente abiertas o totalmente cerradas, dado que la regulación del caudal es una tarea que corresponde al distribuidor.

Los valores aproximados del coeficiente K para los distintos tipos de válvula que se pueden emplear son los siguientes:

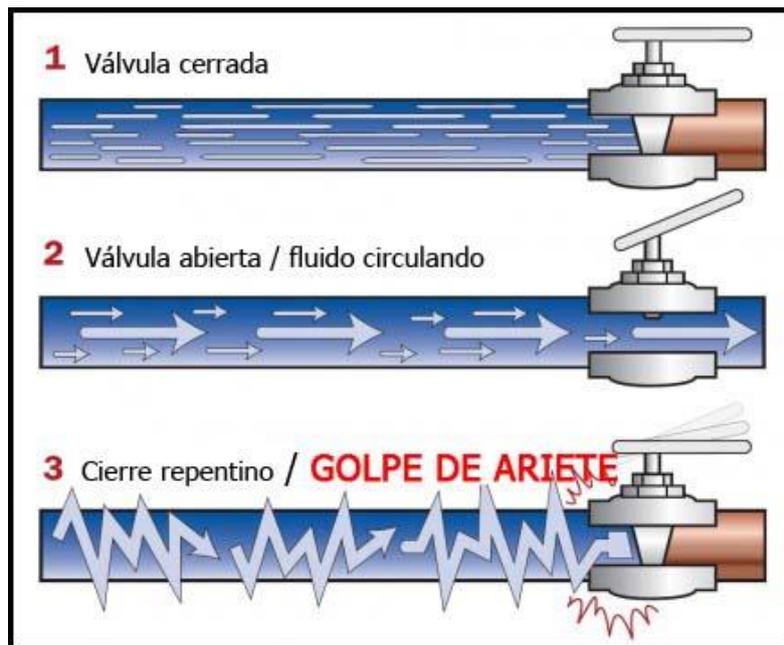
Tipo de válvula	K
Compuerta	0,2
Mariposa	0,6
Esférica	0,05
Excéntrica	1

#### 11.3.3.3. Golpe de ariete

El fenómeno del golpe de ariete consiste en la alternancia de depresiones y sobrepresiones debido al movimiento oscilatorio del agua en el interior de la tubería, es decir, básicamente es una variación de presión, y se puede producir tanto en impulsiones como en abastecimientos por gravedad.

El valor de la sobrepresión debe tenerse en cuenta a la hora de dimensionar las tuberías. Por lo general, el peligro de rotura de la tubería debido a la depresión no es importante, más aun si los diámetros son pequeños. No obstante, si el valor de la depresión iguala a la tensión de vapor del líquido, se producirá cavitación, y al llegar a la fase de sobrepresión estas cavidades de vapor se destruirán bruscamente, pudiendo darse el caso, no muy frecuente, de que el vapor de la sobrepresión rebase al de cálculo, con el consiguiente riesgo de rotura. Los elementos protectores en este caso serían las ventosas y los calderines.

Por tanto, el correcto estudio del golpe de ariete es fundamental cuando se pretende dimensionar una tubería, ya que un error de cálculo puede conducir a un sobredimensionamiento de las conducciones, con lo que la instalación se encarece de forma innecesaria, o bien dimensionar la tubería por defecto, con el consiguiente riesgo de que se produzca una rotura.



*Ilustración 11.5*

- Descripción del fenómeno en abastecimientos por gravedad

Si el agua se mueve por una tubería con una velocidad determinada y mediante una válvula se le corta el paso totalmente, el agua más próxima a la válvula se detendrá bruscamente y será empujada por la que viene detrás. Como el agua es un fluido compresible, comenzará a comprimirse en las proximidades de la válvula, y el resto del líquido comprimirá al que le precede, hasta que se anule la velocidad.

En definitiva, se forma una onda de máxima compresión que se inicia en las proximidades de la válvula y se traslada al origen. La energía cinética que lleva el agua se transforma en energía de compresión.



Cuando el agua se detiene, significa que ha agotado su energía cinética y es entonces cuando se inicia la descompresión en el origen de la conducción, trasladándose hacia la válvula y, por la ley pendular, esta descompresión no se detiene en el valor de equilibrio, sino que lo sobrepasa para repetir el ciclo. Esta descompresión supone una depresión, que retrocede hasta la válvula para volver a transformarse en compresión, repitiendo el ciclo y originando en el conducto unas variaciones ondulatorias de presión que constituyen el golpe de ariete.

En definitiva, se producen transformaciones sucesivas de energía cinética en energía de compresión, y viceversa, comportándose el agua como un resorte.

- Descripción del fenómeno en impulsiones:

En una impulsión, la parada brusca de motores produce el mismo fenómeno pero al contrario, es decir, se inicia una depresión aguas arriba de la bomba, que se traslada hacia el final para transformarse en compresión que retrocede a ella.

En efecto, cuando se produce la parada del grupo de bombeo, el fluido, inicialmente circulando con una velocidad, continuará en movimiento a lo largo de la tubería hasta que la depresión a la salida del grupo ocasionada por la ausencia de líquido (el que avanza no es repuesto y por tanto, tampoco es "empujado"), provoque su parada. En estas condiciones, una onda depresiva viaja hacia el depósito, que además va deteniendo el fluido, de tal manera que al cabo de cierto tiempo toda la tubería está bajo los efectos de una depresión y con el líquido en reposo. Ha concluido la primera etapa del golpe de ariete.

Como la presión en el depósito es siempre superior a la de la tubería, que se encuentra bajo los efectos de la depresión, se inicia un retroceso del fluido hacia la válvula de retención con cierta velocidad en sentido opuesto al de circulación. Con el agua a velocidad de régimen, pero en sentido contrario, nuevamente se tiene la presión de partida en la tubería, de forma que al cabo de cierto tiempo toda ella estará sometida a la presión inicial.



El inicio de la tercera fase es una consecuencia del choque del líquido contra la válvula de retención. El resultado es un brusco aumento de presión y una detención progresiva del fluido, de manera que todo el líquido acaba en reposo y la conducción sometida a una sobrepresión de la misma magnitud que la depresión inicial. Esta tercera fase del golpe de ariete en una impulsión es semejante a la primera fase en el caso de abastecimientos por gravedad.

En la cuarta fase comienza la descompresión, iniciándose de nuevo el movimiento, por lo que la situación es idéntica a la que teníamos al principio. Comienza un nuevo ciclo.

Tanto en abastecimientos por gravedad como en impulsiones, la duración de cada una de estas fases es  $L/a$ , siendo  $L$  la longitud de la tubería y  $a$  la celeridad.

- Celeridad:

La celeridad ( $a$ ) es la velocidad de propagación de la onda de presión a través del agua contenida en la tubería. Su valor se determina a partir de la ecuación de continuidad y depende fundamentalmente de las características geométricas y mecánicas de la conducción, así como de la compresibilidad del agua.

La ecuación de Allievi permite una evaluación rápida del valor de la celeridad:

$$a = \frac{9900}{\sqrt{48.3 + K \cdot \frac{D}{e}}}$$

Siendo  $K$  el coeficiente del módulo de elasticidad del material constitutivo de la tubería, cuyo valor es:  $K = \frac{10^{10}}{\varepsilon}$ ,  $D$  el diámetro interior de la tubería, y  $e$  el espesor de la misma.



VALORES DE K PARA HALLAR LA CELERIDAD		
Material de la tubería	$\epsilon$ (kg/m <sup>2</sup> )	K
Palastros de hierro y acero	$2 \cdot 10^{10}$	0,5
Fundición	$1 \cdot 10^{10}$	1
Hormigón (sin armar)	$2 \cdot 10^9$	5
Fibrocemento	$1,85 \cdot 10^9$	5,5
PVC	$3 \cdot 10^8$	33,33
PE baja densidad	$2 \cdot 10^7$	500
PE alta densidad	$9 \cdot 10^7$	111,11

- Tiempo de cierre de la válvula y tiempo de parada de bombas: cierre lento y cierre rápido

Este tiempo es el intervalo entre el inicio y el término de la maniobra, sea cierre o apertura, total o parcial, ya que durante este tiempo se produce la modificación del régimen de movimiento del fluido. Este concepto es aplicable tanto a conducciones por gravedad como a impulsiones, conociéndose en el primer caso como tiempo de cierre de la válvula y como tiempo de parada en el segundo.

El tiempo de cierre de una válvula puede medirse con un cronómetro, es un tiempo físico y real, fácilmente modificable. Por el contrario, en el caso de las bombas, el tiempo de para no puede medirse directamente y es más difícil de controlar.

En resumen, en las conducciones por gravedad, el cierre de la válvula se puede efectuar a diferente ritmo, y por tanto, el tiempo T es una variable sobre la que se puede actuar, pero en las impulsiones el tiempo de parada viene impuesto y no es posible actuar sobre él, salvo adicionando un volante al grupo motobomba o un sistema similar.

Mendilunce propone la siguiente expresión para el cálculo del tiempo de parada:



$$T = C + \frac{K \cdot L \cdot V}{g \cdot H_m}$$

Siendo  $L$  la longitud de la conducción,  $V$  la velocidad del fluido,  $g$  la aceleración de la gravedad y  $H_m$  la altura manométrica proporcionada por el grupo de bombeo.  $C$  y  $K$  son coeficientes de ajuste empíricos.

$$H_m = H_g + h_t = \Delta z + \frac{P}{\gamma} + h_T$$

La altura geométrica se mide siempre inmediatamente aguas arriba de la bomba, por lo que la profundidad del agua en el pozo debe tenerse en cuenta en el caso de bombas sumergidas.

El coeficiente  $C$  es función de la pendiente hidráulica. Toma el valor  $C=1$  para pendientes hidráulicas crecientes hasta el 20%, y se reduce progresivamente a partir de este valor hasta hacerse cero para pendientes del 40%. Pendientes superiores al 50% implican paradas muy rápidas.

Puesto que  $L$  es la longitud de la tubería y la celeridad es la velocidad de propagación de la onda de presión,  $\frac{2 \cdot L}{a}$  será el tiempo que tarda la onda de presión en dar una oscilación completa.

Por lo tanto, si  $T < \frac{2 \cdot L}{a}$ , la maniobra ya habrá concluido cuando se produzca el retorno de la onda de presión y el resultado será un cierre rápido, alcanzándose la sobrepresión máxima en algún punto de la tubería.

Sin embargo, si  $T > \frac{2 \cdot L}{a}$ , es un cierre lento y ningún punto alcanzará la sobrepresión máxima, ya que la primera onda positiva reflejada regresa antes de que se genere la última negativa.

El caso más desfavorable para la conducción (máximo golpe de ariete) es el cierre instantáneo. En la práctica esto sólo ocurre en impulsiones de gran pendiente hidráulica, no siendo lo habitual.

Como a mayor tiempo T menor sobrepresión, si se puede controlar T se puede limitar en gran medida los problemas en tuberías, siendo éste el caso de los abastecimientos por gravedad.

Una vez conocido el valor del tiempo y determinado el caso en el que se encuentra (cierre rápido o lento), el cálculo del golpe de ariete se realizará de la siguiente forma.

En el caso de cierre lento, la máxima sobrepresión ( $\Delta H$ ) se calcula mediante la fórmula de Michaud:

$$\Delta H = \frac{2 \cdot L \cdot V}{g \cdot T}$$

En el caso de cierre rápido, la máxima sobrepresión se calcula mediante la fórmula de Allievi:

$$\Delta H = \frac{a \cdot V}{g}$$

- Métodos para reducir el efecto del golpe de ariete:

1. Volante de inercia: Consiste en incorporar a la parte rotatoria del grupo de impulsión un volante cuya inercia retarde la pérdida de revoluciones del motor y en consecuencia, aumente el tiempo de parada de la bomba, con la consiguiente minoración de las sobrepresiones.
2. Chimenea de equilibrio: Consiste en una tubería de diámetro superior a la de la conducción, colocada verticalmente y abierta en su extremo superior a la atmósfera, de tal forma que su altura sea siempre superior a la presión de la tubería en el punto donde se instala en régimen permanente.
3. Calderín: Es un recipiente metálico parcialmente lleno de aire que se encuentra comprimido a la presión manométrica. Lo que hace es amortiguar las variaciones de presión debidas a la expansión cuasi adiabática del aire al producirse una depresión en la tubería

- y posteriormente compresión, al producirse una sobrepresión en el ciclo de parada y puesta en marcha de una bomba.
4. Válvulas de alivio rápido: Son dispositivos que permiten, de forma automática y casi instantánea, la salida de la cantidad necesaria de fluido para que la presión máxima en el interior de la tubería no exceda un valor límite prefijado. Suelen proteger una longitud máxima de impulsión del orden de 2km.
  5. Válvulas de anticipadoras de onda: Estas válvulas están diseñadas para que se produzca su apertura en el momento de parada de la bomba y cuando produce la depresión inicial, de tal forma que cuando vuelva a la válvula la onda de sobrepresión, ésta se encuentre totalmente abierta, minimizando al máximo las sobrepresiones que el transitorio puede originar.
  6. Ventosas: Permiten la eliminación del aire acumulado en el interior de la tubería, admisión de aire cuando la presión en el interior es menor que la atmosférica y la eliminación del aire que circula en suspensión en el flujo bajo presión.
  7. Válvulas de retención: Estas válvulas funcionan de manera que sólo permiten el flujo de agua en un sentido (también llamadas válvulas antirretorno).

#### 11.3.3.4. Válvulas

La misión que tienen las válvulas puede ser diferente en cada caso, dependiendo del tipo de válvula que se utilice pueden servir para la explotación del sistema, para aislar tramos de conducción, para la regulación del caudal o de las presiones, o bien para proteger a la instalación de sobrepresiones y depresiones.

Existen varios métodos de clasificación de las válvulas, se pueden clasificar según su forma de cierre (guillotina, giro, asiento o diafragma), según su tipo de accionamiento (manual, motorizada, hidráulica, neumática o

electrónica), o bien por la función que desempeñan (válvulas de control, de regulación, de protección o de operación).

Esencialmente, se pueden encontrar cuatro tipos principales de válvulas:

- Válvula de compuerta
- Válvula de mariposa
- Válvula esférica
- Válvula de asiento plano

La misma válvula puede tener diferentes funciones: operación, protección, control,...).

- Válvulas de compuerta:

Se recomienda su uso sobre todo en fluidos limpios. Dado que el área máxima del flujo es el diámetro nominal de la válvula, se recomienda que operen en posiciones extremas, es decir, completamente abiertas o completamente cerradas, de forma que las pérdidas de carga sean mínimas.



*Ilustración 11.6*

Suelen estar equipadas con una válvula de by-pass para facilitar las maniobras. Su capacidad de regulación es superior a la de las válvulas de mariposa.

Los diferentes tipos de válvulas de compuerta dependen de cómo sea el tipo de disco empleado para el cierre. Se tienen los siguientes tipos: de compuerta tipo cuña sólida, cuña flexible, abierta, válvulas de guillotina y válvulas de cierre rápido.

- Válvulas de mariposa:

Se utilizan en centrales de relativamente poco caudal, como es el caso de este estudio. Su lugar se encuentra al final de la tubería forzada.



*Ilustración 11.7*

Este tipo de válvulas consisten en un disco de sección lenticular alojado en un eje excéntrico que permite o impide el paso del agua. Dada la baja cualificación para regular caudales, únicamente funcionan completamente abiertas o completamente cerradas.

Al estar el eje prácticamente en el centro de la válvula, existe una presión muy similar a ambos lados de él, por lo que las válvulas de mariposa se pueden abrir empleando un esfuerzo relativamente bajo.

Su accionamiento es hidráulico y llevan un contrapeso para que cierre la válvula en caso de un corte en el suministro eléctrico.

Se conectan al tronco de conexión y a la tubería forzada mediante bridas.

Dada la geometría en este tipo de válvulas, es difícil que se acumulen sólidos en suspensión que entorpezcan su funcionamiento. Se limpian por si solas y carecen de válvula de by-pass.

Sus ventajas frente a los demás tipos de válvula son su ligereza, su bajo costo, su bajo número de piezas móviles, el escaso mantenimiento que requieren y la ausencia de bolas o cavidades.

En la siguiente tabla se indica el tiempo de maniobra en las válvulas de mariposa motorizadas con desmultiplicador:

Diámetro (mm)	TIPO DE ACCIONAMIENTO	
	Motor eléctrico	Manual
	Tiempo de cierre	Número de vueltas
250 - 400	30 s - 2 min	30 - 35
500 - 600	45 s - 3 min	50 - 55
700 - 800	60 s - 4 min	60 - 65
900 - 1000	60 s - 9 min	75 - 80

- Válvulas esféricas:



Ilustración 11.8

Estas válvulas tienen una esfera hueca que puede girar sobre sí misma.

Permiten un buen cierre, pero no regulan muy bien el caudal. Pueden ser rápidas o lentas.

Trabajan bien ante fluidos con sólidos en suspensión, suelen tener una válvula de bypass y sus pérdidas son reducidas si están completamente abiertas.

#### 11.3.4. Turbina

##### 11.3.4.1. Introducción

La función de una planta hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica. Este proceso toma en consideración varios factores entre los cuales uno de los más importantes es la caída de agua. Este factor es decisivo al momento de escoger el tipo de turbina hidráulica que se instala en la planta.

La turbina hidráulica es la encargada de transformar la energía mecánica en energía eléctrica, por esto es de vital importancia saber elegir la turbina adecuada para cada sistema hidroeléctrico.

Las turbinas se pueden clasificar de varias maneras, una de ellas es según la dirección de entrada del agua:

- Turbinas axiales: el agua entra al rodete en la dirección del eje.
- Turbinas radiales: el agua entra en sentido radial, no obstante el agua puede salir en cualquier dirección.

De acuerdo al modo de obrar el agua:

- Turbinas de chorro o de acción simple o directa
- Turbinas de sobrepresión o de reacción

Según la dirección de su eje:

- Horizontales
- Verticales

Aunque hay muchas turbinas que entran en estas clasificaciones las más importantes son las turbinas Pelton, Francis y Kaplan.

Una caída alta (entre 240 y 600 metros) requiere una turbina para alta presión, de impulsión o tipo Pelton. Si la caída es intermedia (entre 60 y 240 metros),

entonces se escoge una turbina de reacción tipo Francis. Para caídas bajas (menores de 60 metros) se utiliza un tipo de turbina de reacción tipo Kaplan.

- Turbinas de impulsión:

Estas fueron las primeras turbinas que se utilizaron, sin embargo su desarrollo y empleo no empieza hasta la mitad del siglo XIX, primero se empleó la denominada rueda tangencial, introducida por el ingeniero suizo *Zuppinger* en 1846, que bajo las formas modificadas de hoy se conoce como rueda Pelton, es importante anotar que son muy eficientes, el rendimiento de las ruedas tangenciales ha llegado hasta 95%.

En la turbina Pelton, el agua tiene una presión muy alta. La válvula de aguja, que se usa para controlar el flujo de agua, deja pasar un chorro de agua que choca con los álabes de la turbina transfiriéndole su energía y haciendo girar la turbina. Esta, a su vez, hace girar un generador que está acoplado al eje de la turbina para producir energía eléctrica, como medida de seguridad se usa una válvula esférica.

- Turbinas de reacción:

Las turbinas de reacción son de dos tipos: Francis y Kaplan. En ellas ocurre un proceso similar, excepto que la presión es más baja, la entrada a la turbina ocurre simultáneamente por múltiples compuertas de admisión, dispuestas alrededor de la rueda de álabes, y el trabajo se ejerce sobre todos los álabes simultáneamente para hacer girar la turbina y el generador.

El grado de reacción para una turbina se define como la razón entre la altura de presión absorbida por el rodete y la altura total absorbida por el rodete

### 11.3.4.2. Tipos de turbinas

#### 11.3.4.2.1. Turbinas Pelton

El principio de funcionamiento es relativamente simple, ya que constituye una evolución lógica de la antigua rueda hidráulica. Posee las mejores características para grandes alturas, y desde luego es la única máquina capaz de funcionar con alturas superiores a 1.700 m. Son notables su suavidad de giro y su buen funcionamiento a carga parcial.

La tobera lanza a la atmósfera un chorro de alta velocidad que incide sobre una serie de cucharas o álabes montados en la periferia de una rueda. El par ejercido por el impacto y la desviación del chorro provoca el giro de la rueda. Una vez transmitida su energía a la rueda, el agua sale de los álabes a velocidad relativamente baja y es dirigida hacia el canal de desagüe. Por tanto, la turbina ha de estar colocada a suficiente altura sobre el nivel máximo de crecida para asegurar el derrame libre.

En la turbina Pelton actual, la energía cinética del agua, en forma de chorro libre, se genera en una tobera colocada al final de la tubería a presión. La tobera está provista de una aguja de cierre para regular el gasto, constituyendo en conjunto, el órgano de alimentación y de regulación de la turbina. La turbina Pelton es ideal para aquellos aprovechamientos hidráulicos donde la ponderación de la carga es importante respecto al caudal. La velocidad específica es baja, entre 10 y 60 en el sistema métrico y entre 2 y 12 en el sistema inglés aproximadamente, siendo preferibles valores centrales entre estos límites por razones del rendimiento, el cual es del orden del 90% y se conserva bastante bien a carga parcial.

Una instalación típica de turbinas Pelton consta de los siguientes elementos:

- Codo de entrada
- Inyector
- Tobera
- Válvula de aguja
- Servomotor
- Regulador
- Mando del deflector
- Deflector
- Rodete
- Álabes o cucharas
- Freno de la turbina
- Blindaje
- Destructor de energía

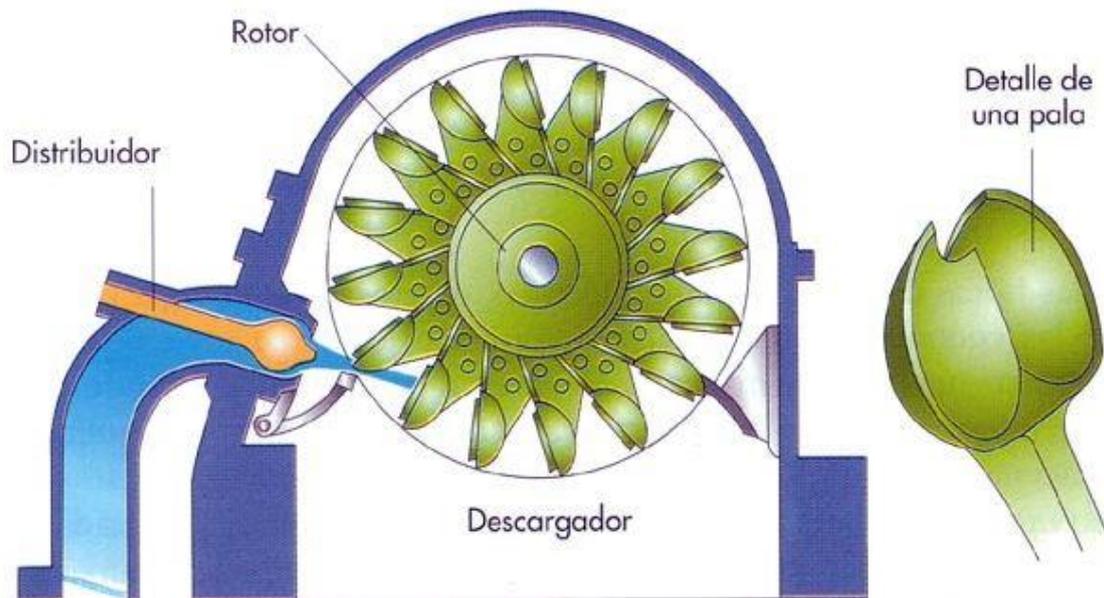


Diagrama de funcionamiento de una Turbina Pelton.

© Editorial Anaya

*Ilustración 11.9*



#### 11.3.4.2.2. Turbinas Francis

La turbina Francis, como todas las turbinas de reacción, es de admisión total, el agua entra por toda la periferia del rodete. En consecuencia, un mismo caudal así repartido requiere un rodete que puede resultar mucho menor que el de una rueda Pelton equivalente.

Este tipo de turbina fue diseñada por el ingeniero inglés James B. Francis (1815-1892). Era una turbina totalmente centrípeta y totalmente radial. Se pueden observar dos partes, el distribuidor que es una parte fija, a través de la cual se admite el agua en el rodete, que es la segunda parte, que es móvil y solidario al eje.

- Distribuidor:

El agua procedente del embalse entra en una cámara espiral que se encarga de hacer uniforme la velocidad del agua por toda la periferia del distribuidor. Para alturas importantes esta caja espiral es metálica, mientras para pequeñas alturas (de grandes secciones) se construyen de hormigón.

El distribuidor de la turbina Francis, y en general de todas las turbinas de reacción, está formado por aletas de guía pivotadas. El agua es acelerada a una velocidad  $V_1'$ . Las aletas de guía giran sobre sus pivotes, para modificar la sección transversal de los canales y así ajustar en todo momento el caudal a la carga de la central. El movimiento de las aletas guía o parlas directrices, se consigue con la acción de sus correspondientes bielas, unidas todas a un anillo. Este anillo gira ligeramente, por la acción de uno o dos brazos de un servomotor.

Al girar las aletas forman un ángulo  $\alpha_1$  con la dirección tangencial del rodete. Con  $\alpha_1=0^\circ$  se considera para un caudal nulo y con  $\alpha_1=15^\circ$  a  $\alpha_1=40^\circ$  según la velocidad específica de la turbina para el caudal máximo.

- Rodete:

El agua sale del distribuidor y gira como un vórtice libre en el espacio comprendido entre éste y los bordes de entrada de los álabes del rodete. La velocidad  $V_1'$  de salida del distribuidor no corresponde con la velocidad de entrada en el rodete  $c_1$ .

Con mayores caudales y menores alturas, la forma del rodete va evolucionando a mayores secciones de entrada y flujo más axial. Las potencias unitarias máximas instaladas son mayores que las Pelton, hasta aproximadamente 500.000 CV. Las alturas máximas son de unos 520 m, valores antes reservados a las Pelton y que ahora se solapan.

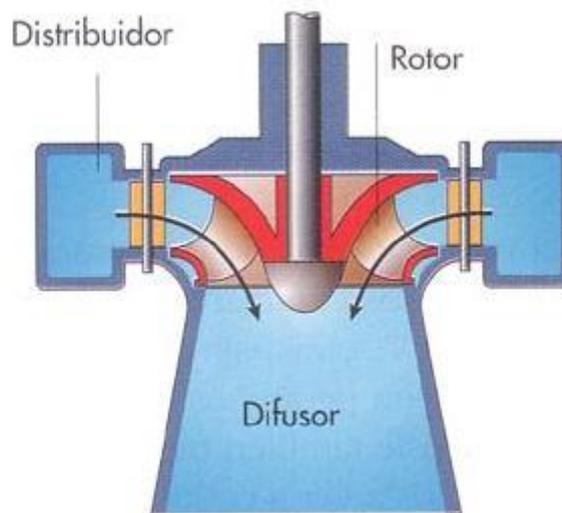


Diagrama de funcionamiento de una Turbina Francis. © Editorial Anaya

*Ilustración 11.10*

11.3.4.2.3. Turbinas Kaplan

Entre 1910 y 1918 el ingeniero austríaco Kaplan desarrolla una turbina hélice con los álabes de rodete orientables, y que lleva su nombre. Al poder variar la posición de los álabes, puede buscarse que su inclinación coincida en cualquier punto de funcionamiento con la dirección del flujo a la entrada del rodete, por lo que se adapta bien a cualquier carga.

Al ser un desarrollo de las turbina hélice, podemos decir que el paso de flujo es totalmente axial, es decir, paralelo al eje de giro del rodete. Son el paso siguiente a las Francis, es decir su campo de aplicación va desde  $n_s=450$  a un  $n_s=900$ , aunque podemos forzarla y llevarlas a trabajar solapando parte del campo de las Francis hasta  $n_s=300$ .

Las turbinas hélice tienen un buen rendimiento a carga normal, es decir mayor del 90% del caudal de diseño, después decaen fuertemente. Con las Kaplan, gracias a su sistema de variación de posición de los álabes, aprovechamos un mayor rango de caudales manteniendo el rendimiento.

El cambio de posición de los álabes del rodete se realiza mediante un servomotor colocado preferentemente en el interior del cubo de dicho rodete.

Como las turbinas Kaplan han evolucionado en el sentido de grandes potencias con un máximo campo de aplicación. Existen algunas de hasta 550  $m^3/s$  y alturas de hasta 60,5 metros.

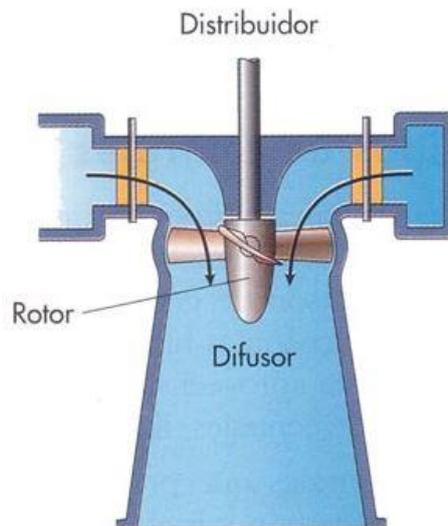


Diagrama de funcionamiento de una Turbina Kaplan. © Editorial Anaya

*Ilustración 11.11*



**ANEJO 12.  
DESCRIPCIÓN DE  
LA SOLUCIÓN  
ADOPTADA**

## ANEJO 12. Descripción de la solución adoptada

### 12.1. Descripción de los elementos que forman la minicentral

#### 12.1.1. Componentes estructurales

La minicentral hidroeléctrica constará de las siguientes partes:

-  Canal de derivación
-  Casa de máquinas
-  Cámara de carga
-  Tubería forzada
-  Turbina

El método resumido de funcionamiento será el siguiente:

El caudal destinado al aprovechamiento entrará a la minicentral siguiendo el recorrido marcado por el canal de derivación, el cual irá a parar a la cámara de carga, que se encuentra en el interior del edificio de la minicentral, y de ahí se dirigirá al salto hasta la turbina por la tubería forzada. Una vez la masa de agua haya pasado por los álabes de la turbina, será reconducida hacia el cauce del río.

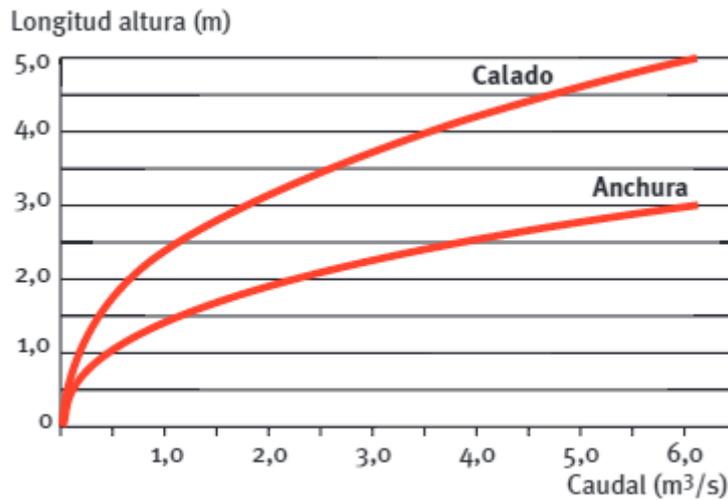
##### 12.1.1.1. Canal de derivación

No será necesaria la construcción de un canal de derivación que conduzca el agua hasta la cámara de carga, ya que se reutilizará uno ya existente en la zona donde se plantea el estudio, evitando realizar cambios en el medio.

Se trata de un canal de derivación de forma rectangular, construido en hormigón, cuyas dimensiones son:

- Ancho: 2,4 m
- Calado: 3,6 m

Las dimensiones de este canal, aunque su construcción ha sido previa al estudio, se corresponden con el siguiente gráfico, del cual se puede obtener también el caudal máximo que puede recoger (3 m<sup>3</sup>/s).



#### 12.1.1.2. Casa de máquinas

La casa de máquinas también será aprovechada de una construcción anterior, puesto que lo que se pretende con este estudio es la recuperación de patrimonio del municipio, así que las dimensiones de ésta se conocen previamente al desarrollo del estudio.

La estructura se corresponde con un antiguo molino que consta de dos plantas, con una superficie útil en cada una de 20 m<sup>2</sup>. El interior del edificio se dispondrán la cámara de carga, la tubería forzada, la turbina y el generador.

El canal de derivación terminará su recorrido al entrar en la cámara de carga, situada en la segunda planta de la edificación. Después el agua continuará su recorrido por la tubería forzada, que estará acoplada en su inicio a la cámara de carga y terminará a la entrada de la turbina, en la planta baja de la estructura. Tras pasar por la turbina, la masa de agua abandonará la casa de máquinas mediante un canal de salida hacia su curso natural en el río.

La minicentral estará interconectada con la red de la compañía suministradora, quien marcará los parámetros de tensión y frecuencia. Desde el punto de vista económico, interesa suministrar a la red la máxima potencia instantánea posible.

#### *12.1.1.2.1. Generador*

El generador y el rodete comparten el mismo eje, situándose el generador justo delante de él, dentro de una cavidad herméticamente sellada para evitar que el agua penetre en su interior.

El generador a instalar será de tipo asíncrono, dada su simplicidad, robustez y bajo costo en comparación con los síncronos, además son los más recomendados para este tipo de centrales.

Este tipo de generadores son motores de inducción con rotor de jaula de ardilla o bobinado que giran a una velocidad dependiente de la que se dé en la red a la que estén conectados, es decir, siempre está en sincronismo con la red a la que se conecta, con independencia de la velocidad que le imprima la turbina. No tienen la posibilidad de regulación de tensión.

Estos generadores son utilizados para potencias inferiores a 500 kVA. Su funcionamiento es estable, por lo que no requiere de un regulador de velocidad en la turbina.

La potencia del generador debe ser ligeramente superior a la de la turbina, de modo que se pueda facturar la máxima potencia que el salto permita.

La potencia mecánica producida por la turbina es de 142,143 kW, por tanto, la potencia a instalar será de 160 kW (250 kVA), ya que habrá que instalar un valor estandarizado de potencia inmediatamente superior a la que realmente se puede proporcionar.

Las características del generador serán las recogidas en la tabla que se muestra a continuación:

<b>TIPO</b>	Asíncrono
<b>POTENCIA</b>	160 kW
<b>TENSIÓN DE GENERACIÓN</b>	400 V
<b>VELOCIDAD SINCRONA</b>	375 rpm
<b>POTENCIA APARENTE</b>	250 KVA
<b>INTENSIDAD NOMINAL</b>	289A
<b>FACTOR DE POTENCIA</b>	0,8
<b>FRECUENCIA</b>	50 Hz
<b>RENDIMIENTO</b>	0,8

#### 12.1.1.2.2. Sistema de acoplamiento

Pueden plantearse dos opciones, una de ellas es que la turbina gire al mismo número de revoluciones por minuto que el alternador y conectarla a éste de forma directa, la otra opción es hacerla girar a un número de revoluciones diferente y acoplarla al alternador mediante un multiplicador. En este caso, lo que se hará es elegir la primera opción.

La instalación se realizará en una cabina metálica prefabricada, lo que permite ahorrar espacio y obtener un uso más cómodo, además de realizar el montaje más rápidamente.

#### 12.1.1.2.3. Transformador de potencia

Es el encargado de transformar la corriente que sale del alternador hasta la tensión de transporte.

El alternador produce corriente a 400 V, mientras que la línea de transporte está a 12 kV, por lo tanto se dispondrá de un transformador trifásico con las características que se indican en la tabla que se presenta a continuación:

<b>TENSIONES</b>	0,4 / 12 kV
<b>POTENCIA</b>	250 KVA
<b>PROTECCIÓN</b>	IP 31
<b>TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO</b>	6 %
<b>REFRIGERACIÓN</b>	Natural al aire tipo AN
<b>TIPO</b>	Con envolvente metálica

#### *12.1.1.2.4. Línea de interconexión*

La línea de interconexión con la red de la compañía suministradora será de tipo aéreo montada sobre apoyos de hormigón armado o similar.

La instalación hasta la interconexión será objeto de proyecto específico para su legalización ante los organismos competentes.

La conexión de los arranques de la línea aérea a la toma se hace mediante cables de cobre con aislamiento de polietileno reticulado 12/20 kV de 1 x 35 mm<sup>2</sup> tendidos sobre bandejas metálicas situadas en zanjas en el exterior del edificio.

Cuando llegue al primer apoyo de la línea, el cable ascenderá por éste hasta una altura conveniente, donde se instalará la correspondiente caja terminal. Por encima de ésta irá montado un seccionador de intemperie con puesta a tierra en el lado de la línea.

La conexión a tierra se hará mediante descargadores así como el hilo de tierra se hará de acuerdo con lo prescrito en la MIE-RAT 13.

Se hará por medio de un sistema de tierra de tipo radial, de alta capacidad de evacuación.

En su descenso por el poste, y hasta unos 3 metros de altura sobre el suelo, el cable se protegerá por medio de tubo de acero galvanizado de 3".

En su trayectoria por el suelo, el conductor se protegerá con tubo de PVC de 15 mm de diámetro e irá introducido en el mismo a 0,90 m como mínimo, hasta llegar hasta las botellas terminales situadas en la celda nº1.

En este estudio se considera la interconexión entre el último apoyo de la línea de la compañía suministradora y la celda nº1.

#### 12.1.1.3. Cámara de carga

Se situará, como se ha explicado anteriormente, en la planta superior de la edificación a aprovechar. Será donde se almacene el agua, antes de su paso por la turbina, de forma que sea capaz de suministrar el volumen necesario de agua para que el arranque de la turbina se produzca sin intermitencias.

Ésta cámara será abierta, de forma que se trabaja sin presión y, por consiguiente, no es necesario el empleo de una chimenea de equilibrio.

La cámara de carga tendrá unas dimensiones de 3x3x4 metros (largo por ancho por alto), pudiendo abarcar un volumen total de agua de 36 m<sup>3</sup>.

El canal de derivación estará acoplado a la parte superior de esta cámara, vertiendo el agua en su interior, al contrario que la tubería forzada, que arranca desde la parte más baja posible de la cámara (por el lado opuesto al del canal de derivación), de forma que quede lo suficientemente sumergida para no producir vórtices y no provocar así la entrada de aire en la turbina.

Constará de dos válvulas esféricas, una a la entrada del agua desde el canal de derivación, y otra a la salida del agua hacia la tubería forzada.

#### 12.1.1.4. Tubería forzada

La tubería forzada será la responsable de dirigir el agua desde la salida de la cámara de carga hasta la entrada de la turbina.

Las dimensiones de la tubería son la distancia del salto que deberá hacer el agua, que son 7 metros, y tendrá un diámetro de 750 mm.

El material utilizado en su construcción será chapa de acero con soldadura helicoidal. Este tipo de soldadura ofrece mejor tolerancia en los espesores y abarca un mayor rango de diámetros, además no requiere ningún tratamiento térmico y al evitar la coincidencia con la generatriz, evita líneas críticas en caso de sobrepresión.

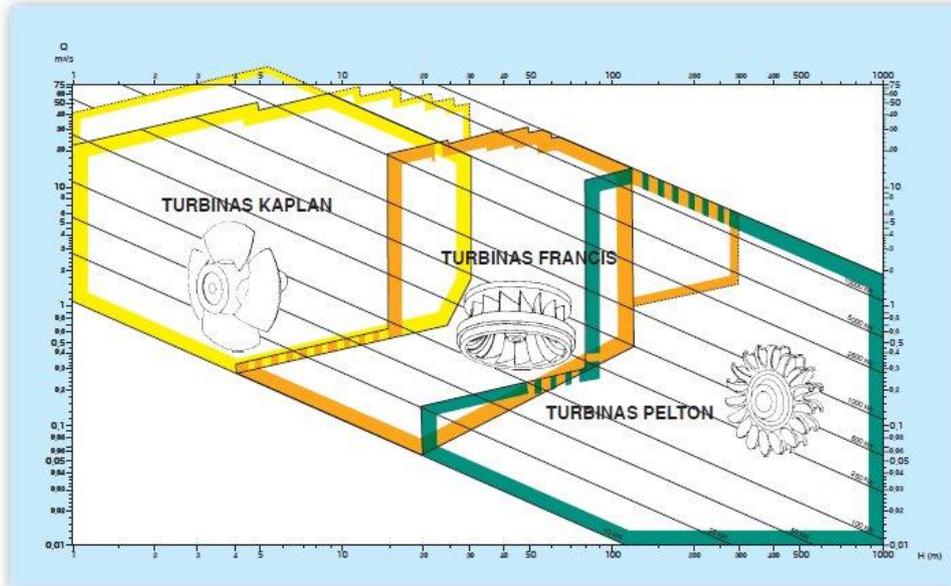
#### 12.1.1.5. Turbina

##### 12.1.1.5.1. Elección del tipo de turbina

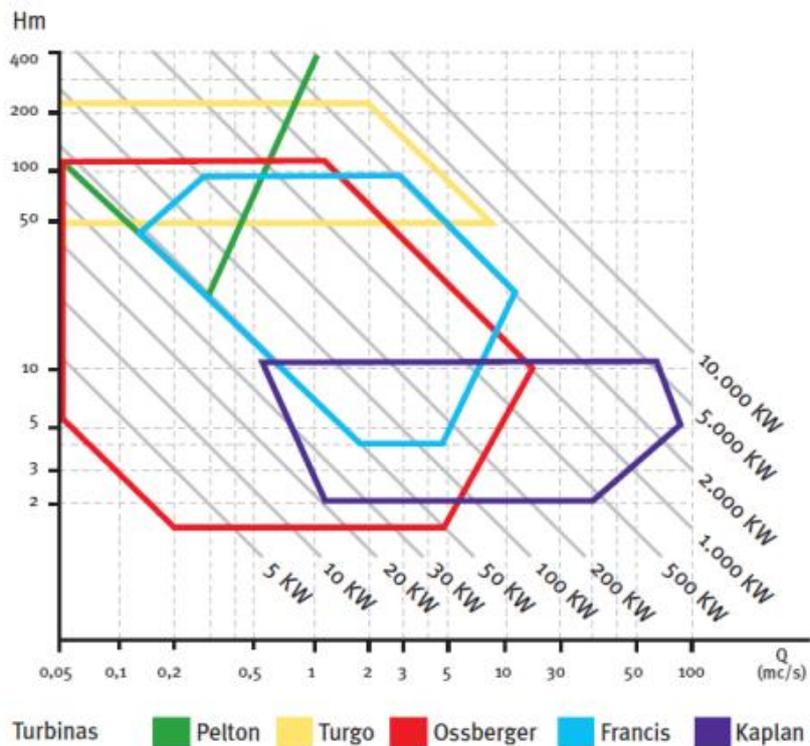
La elección de la turbina para este estudio se ha realizado atendiendo a los siguientes datos:

- Caudal nominal: el caudal con el que la turbina va a trabajar y cuya concesión se ha obtenido es de 3m<sup>3</sup>/s.
- Salto: se dispondrá de un salto de agua de 7 metros, que es la diferencia de cota entre la entrada de la tubería forzada y la turbina.

En la siguiente imagen se muestra una relación entre caudal y salto para los diferentes tipos de turbina, en la que se puede apreciar que para esos mismos datos disponibles en este estudio, el empleo de una turbina Kaplan es el más adecuado.



También se puede obtener el tipo de turbina que más interese o mejor se amolde a los requisitos con la gráfica que se muestra a continuación:

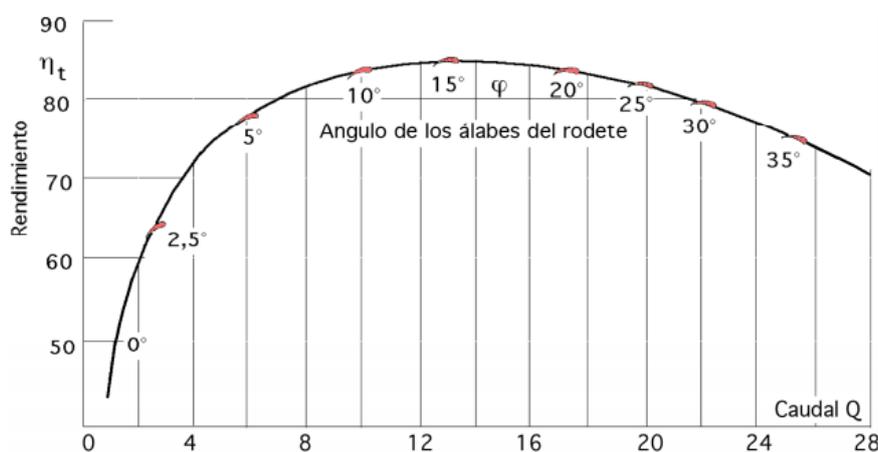


Por tanto, la turbina a instalar en este estudio será del tipo KAPLAN, debido, como se ha explicado antes, a que el salto de agua del que se dispone es de 7 metros y también a que el caudal de equipamiento es reducido, pues el canal de derivación debe desviar el mínimo agua posible del cauce principal del río.

Las turbinas Kaplan son idóneas para saltos de agua pequeños, por eso son empleadas en minicentrales hidráulicas. La tendencia es la construcción de turbinas cada vez más rápidas, para velocidades específicas superiores de 450 rpm se recomiendan las turbinas de hélice y Kaplan, ya que pueden guiar y conducir con precisión el agua.

El rodete está compuesto por pocas palas que le confieren forma de hélice de barco y, aunque solo giran en un único sentido, pues son turbinas irreversibles, estas palas sí que son orientables.

A este tipo de turbinas se las regula mediante álabes móviles en el distribuidor, lo que permite mejorar la regulación, ya que al cambiar la inclinación de los álabes del rodete se consigue mantener bastante elevado el rendimiento para un extenso margen del grado de apertura del distribuidor.



*Fig V.6.- Curva de rendimiento de una turbina Kaplan*

#### 12.1.1.5.2. Especificaciones de la turbina

La turbina Kaplan que se ha elegido está constituida por los siguientes elementos:

- Distribuidor
- Tubo de aspiración
- Eje
- Equipo de sellado del eje de la turbina
- Cojinete guía de la turbina
- Cojinete de empuje

Debido a la complejidad de la máquina, se concretarán sus características con el fabricante, siendo las especificaciones del rodete las que se indican a continuación:

- Estará formado por 4 palas y construido de acero inoxidable.
- Álabes perfilados y orientables.
- Diámetro de la turbina de 1.100 mm
- El núcleo de la turbina será un 30-40% del diámetro total.
- Velocidad de giro de 375 rpm
- Velocidad específica de 820 rpm
- Turbina de eje vertical, con acoplamiento directo con el generador.
- La regulación vendrá dada por un servomotor que orienta los álabes.
- Velocidad de embalamiento de 2,2 a 2,4 veces la nominal.

### *12.1.1.5.3. Regulación de la turbina*

Las turbinas Kaplan tienen una doble regulación, la de los álabes del distribuidor y la de los álabes del rodete, que se hace a través de un servomotor que mueve los distintos álabes a través de levas calculadas hidráulicamente.

Los álabes del distribuidor regulan la carga de la turbina al abrirse y cerrarse, mientras que los álabes del rodete actúan para que ésta funciones siempre con máximo rendimiento.

Si la carga de la turbina disminuye, la velocidad tiende a aumentar, por lo que el servomotor entra en funcionamiento, cerrando el distribuidor y orientando de forma precisa los álabes del rodete.

## 12.2. Cálculos justificativos

### 12.2.1. Cálculos hidráulicos

#### 12.2.2. Tubería forzada

En este estudio, se ha optado para el transporte de la masa de agua hasta la turbina mediante una tubería de 750 mm de diámetro nominal, con un espesor de 5 mm. La distancia total de la tubería será de 7 metros.

Se realiza el cálculo para conocer la sección de la que dispondrá la tubería, ya que es conocido que su diámetro es de 750 mm.

$$Sección = \pi \cdot r^2$$

- $\pi$  equivale a 3'1416
- $r$  equivale a la mitad del diámetro: 0,375 mm

$$Sección = \pi \cdot 0,375^2 = 0,4417 \text{ m}^2$$

Los materiales que se emplean normalmente en su construcción son el acero, la fundición, el fibrocemento y el plástico reforzado con fibra de vidrio. En este caso, el material elegido que mejor se ajusta a nuestras características será el de chapa de acero soldado helicoidalmente.

Resumiendo, la tubería forzada a instalar en este estudio, tendrá las características que se especifican a continuación:

- Diámetro: 750 mm
- Sección: 0,4417 m<sup>2</sup>
- Longitud: 7 metros.
- Material: chapa de acero con soldadura helicoidal.



### 12.2.2.1. Peso del agua

El peso del agua contenida en la tubería por unidad de longitud será el producto de su sección por el peso específico del agua:

$$P_w = \gamma \cdot S = 1 \cdot 0,4417$$

$$P_w = 0,4417 \text{ T/m}$$

### 12.2.2.2. Peso de la tubería

De igual forma, debe calcularse el peso propio de la tubería de acero:

$$P_t = \pi \cdot D_i \cdot e \cdot \rho$$

Siendo  $D_i$  el diámetro interior de la tubería (0,750 m),  $\rho$  la densidad del acero (7.850 kg/m<sup>3</sup>) y  $e$  el espesor de la tubería (5 mm).

$$P_t = \pi \cdot 0,750 \cdot 0,005 \cdot 7,850$$

$$P_t = 0,092 \text{ T/m}$$

### 12.2.3. Caudal

El caudal que se va a utilizar, que se ha deducido a partir de un histórico facilitado por la Confederación Hidrográfica del Ebro, será de 3 m<sup>3</sup>/s, respetando con él el flujo normal del río, no privando a éste de demasiado caudal en ningún momento del año.

#### 12.2.3.1. Caudal de turbinado

En este caso, el tiempo de turbinado será de 24 horas al día durante los 365 días del año, ya que el caudal que se ha escogido respeta siempre, e incluso supera, el porcentaje establecido como caudal ecológico.

$$Q_T = 3 \text{ m}^3/\text{s}$$

Con estas condiciones, la velocidad que adquirirá el fluido dentro de la tubería será:



$$V = \frac{Q_T}{S} = \frac{3 \text{ m}^3/\text{s}}{0,4417 \text{ m}^2}$$

$$V = 6,79 \text{ m/s}$$

Además, también es importante tener en cuenta el caudal mínimo técnico ( $Q_{mt}$ ), por debajo del cual no se puede turbinar. Este caudal es el resultado de multiplicar el caudal de equipamiento por un coeficiente K, cuyos valores dependen del modelo de turbina que se vaya a emplear, en este caso una turbina Kaplan, y se especifican a continuación:

<i>Tipo de turbina</i>	<i>Coeficiente K</i>
<i>Pelton</i>	<i>0,10</i>
<i>Kaplan</i>	<i>0,25</i>
<i>Semikaplan</i>	<i>0,40</i>
<i>Francis</i>	<i>0,40</i>

$$Q_{MT} = K \cdot Q_e = 0,25 \cdot 3$$

$$Q_{MT} = 0,75 \text{ m}^3/\text{s}$$



#### 12.2.4. Alturas

La única altura que forma parte de esta minicentral es el salto que existe entre la entrada de la tubería forzada y la turbina Kaplan, que es de 7 metros brutos, de los cuales deben restarse las pérdidas producidas en la tubería (0,331 metros) además de las pérdidas por accesorios (0,35 metros) para obtener el salto neto, que es la altura a tener en cuenta para la realización de los cálculos hidráulicos.

##### 12.2.4.1. Pérdidas de carga en la tubería

Para proceder al cálculo de las pérdidas de carga en la tubería forzada, se seguirá la fórmula de Darcy-Weisbach.

$$h = f \cdot \left(\frac{L}{D}\right) \cdot \left(\frac{v^2}{2 \cdot g}\right)$$

Que en función del caudal, queda de la siguiente forma:

$$h = 0,0826 \cdot f \cdot \left(\frac{Q^2}{D^5}\right) \cdot L$$

Donde **h** es la pérdida de carga (m), **f** es el coeficiente de fricción (adimensional), **L** es la longitud de la tubería (m), **D** el diámetro interno de ésta (m), **v** la velocidad media (m/s), **g** es la aceleración de la gravedad (m/s<sup>2</sup>) y **Q** el caudal (m<sup>3</sup>/s).

El coeficiente de fricción **f** es función del número de Reynolds (*Re*) y del coeficiente de rugosidad relativa de las paredes de la tubería ( $\epsilon_r$ ):

$$Re = v \cdot \frac{D}{\nu} \quad ; \quad \epsilon_r = \frac{K}{D}$$

Donde **ν** es la viscosidad del agua (m<sup>2</sup>/s) y **K** la rugosidad absoluta de la tubería (m).

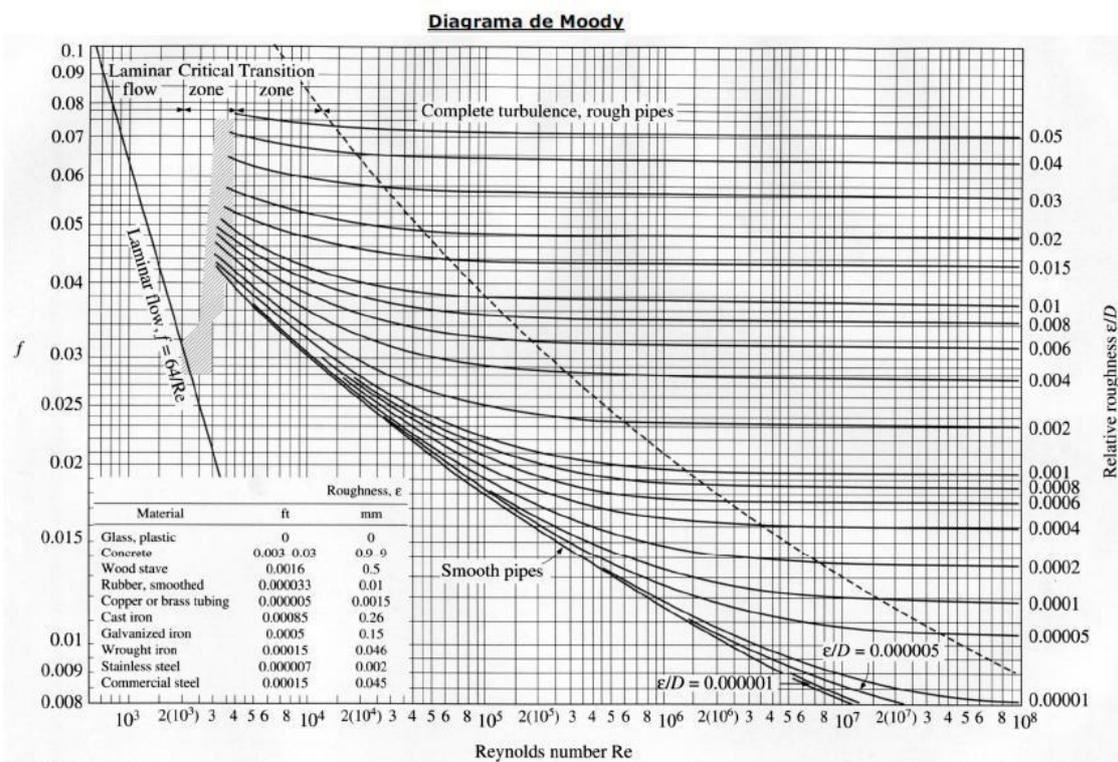
El valor de rugosidad absoluta que corresponde a la tubería en función del material utilizado es de:  $\epsilon = 0,07$  mm. Con lo cual, ya se puede obtener el



valor de rugosidad relativa y del número de *Reynolds* para, gráficamente en el *Diagrama de Moody*, sacar el valor del coeficiente de fricción *f*.

$$Re = 6,79 \cdot \frac{0,750}{1,519 \cdot 10^{-6}} = 3.352.534,56 = \mathbf{3,35 \cdot 10^6}$$

$$\epsilon_r = \frac{0,00007}{0,750} = \mathbf{0,00009 \sim 0,0001}$$



Con los datos anteriores del número de Reynolds (*Re*) y la rugosidad relativa ( $\epsilon_r$ ), se obtiene de la gráfica anterior un coeficiente de fricción:

$$f = 0,0151$$

Con todos los datos necesarios obtenidos, ya es posible proceder al cálculo de las pérdidas de carga:

$$h = 0,0826 \cdot 0,0151 \cdot \left( \frac{3^2}{0,750^5} \right) \cdot 7$$

$$h = 0,331 \text{ m}$$

#### 12.2.4.2. Turbina

Otras pérdidas de carga, como pueden ser las asociadas a piezas especiales (bifurcación a la entrada del canal de derivación, rejillas, válvulas...) se estiman un 5% de la longitud total, quedando de la siguiente manera:

$$h_{\text{secundarias}} = 0,05 \cdot 7 = 0,35 \text{ m}$$

$$h_{\text{secundarias}} = 0,35 \text{ m}$$

El salto existente o diferencia de cota entre tubería forzada y la turbina Kaplan es de 7 metros, si a eso se le restan las pérdidas en la tubería que, como se ha especificado anteriormente, son de 0,331 metros, y las pérdidas por accesorios, de 0,35 metros, se obtiene que el salto neto disponible en la minicentral hidroeléctrica es de 6,32 metros.

$$H_n = 6,32 \text{ metros}$$

#### 12.2.5. Potencia

Una vez ya es conocido tanto el caudal (3m<sup>3</sup>/s) como la altura neta (6,32 metros), se pueden calcular las siguientes potencias:

##### 12.2.5.1. Potencia hidráulica

La fórmula correspondiente a la potencia hidráulica en turbinas es la siguiente:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q_T \cdot H_n$$

$$P = 1000 \cdot 9,8 \cdot 3 \cdot 6,32$$

$$P_{\text{Hidr.}} = 185,808 \text{ kW} = 253 \text{ CV}$$

### 12.2.5.2. Potencia mecánica

Utilizando la fórmula de potencia mecánica en turbinas se obtiene lo siguiente:

$$P = 9,8 \cdot Q_T \cdot H_n \cdot \eta_{turbina}$$

Donde  $Q_T$  es el caudal que pasa por la turbina,  $H_N$  es el salto neto y  $\eta$  turbina es el rendimiento correspondiente a la turbina, lo que supone una potencia mecánica en el eje ( $\Omega \times M$ ) de 157,93 kW.

$$P = 9,8 \cdot 3 \cdot 6,32 \cdot 0,85 = 157,937 \text{ kW}$$

$$P_{mec.} = 157,937 \text{ kW}$$

### 12.2.5.3. Potencia eléctrica

Utilizando la fórmula de potencia eléctrica en turbinas se obtiene lo siguiente:

$$P = \eta_{eléctrico} \cdot \eta_{mecánico} \cdot P_{Hidráulica}$$

$$P = 0,9 \cdot 0,85 \cdot 185,808$$

$$P_{eléct.} = 142,143 \text{ kW}$$

### 12.2.6. Velocidad específica

La velocidad específica (Ns) es aquella velocidad a la cual gira un modelo geoméricamente semejante a la turbina real o prototipo, bajo una altura de un metro para producir una potencia de 1 kW.

Esta velocidad específica, rige el estudio comparativo de la velocidad de las turbinas y es la base para su clasificación. Esta velocidad viene dada por la siguiente fórmula:



$$N_s = n \cdot \frac{\sqrt{P}}{\sqrt[4]{H_n^5}}$$

Siendo **Ns** la velocidad específica de la turbina (rpm), **n** la velocidad de giro de la turbina (rpm), **P** la potencia hidráulica del salto (CV) y **Hn** la altura neta de diseño (m).

Según el valor de la velocidad específica, se puede establecer el siguiente criterio de clasificación:

<b>Ns (rpm)</b>	<b>Tipo de turbina</b>	<b>Hn</b>
Hasta 18	Pelton de un inyector	800
18 - 25	Pelton de un inyector	800 - 400
26 - 35	Pelton de un inyector	400 - 100
26 - 35	Pelton de dos inyectores	800 - 400
36 - 50	Pelton de dos inyectores	400 - 100
51 - 72	Peltos de cuatro inyectores	400 - 100
55 - 70	Francis muy lenta	400 - 200
70 - 120	Francis lenta	200 - 100
120 - 200	Francis normal	100 - 50
200 - 300	Francis rápida	50 - 25
300 - 450	Francis extrarrápida	25 - 15
400 - 500	Hélice extrarrápida	15
270 - 500	Kaplan lenta	50 - 15
500 - 800	Kaplan rápida	15 - 5
800 - 1100	Kaplan extrarrápida	Menos de 5

Dependiendo del número de revoluciones específico, se necesitará una Kaplan lenta, rápida o extra rápida.

Suponiendo que el número de revoluciones reales de la turbina es de 375 rpm, siendo la potencia en caballos del salto 253 CV y la altura neta de 6,32 metros, la velocidad específica es la siguiente:

$$N_s = 375 \cdot \frac{\sqrt{253}}{\sqrt[4]{6,32^5}}$$

$$N_s = 595,24 \text{ rpm}$$

Con este dato, el tipo de turbina que se obtiene es una Kaplan rápida.

## 12.2.2. Cálculos eléctricos

### 12.2.2.1. Definición del centro de transformación

Para poder evacuar la energía generada en la minicentral a la red de distribución, se colocará un Centro de Transformación.

Su misión será la de elevar la tensión de generación a un valor normalizado y adecuado para el acoplamiento con la red.

El transformador elevador de la minicentral debe corresponder a las características del generador, 0,4 kV, y a las de la red, 12 kV.

El neutro del transformador (en el lado de la red) tendrá la misma situación (aislado) que el de la red de 12 kV de VIESGO.

Una vez instalado el transformador será convenientemente anclado y cada uno de sus elementos estarán conectados a tierra.

Dicho centro de transformación se dispondrá en el exterior del edificio de la minicentral. Se trata de un centro prefabricado y su dimensionamiento, protecciones e instalaciones de tierra vienen definidos por el fabricante y se encuentran instalados en la caseta perteneciente al transformador.

### 12.2.2.1.1. Dimensionamiento del centro de transformación

Por medio de la fórmula que aparece a continuación y en función de la potencia total generada en la turbina hidráulica y del factor de potencia de la instalación, se realiza el cálculo de la potencia aparente del Centro de Transformación.

$$S_{transf.} = \frac{P_{eléctrica}}{\cos \varphi}$$

De dicha fórmula se obtiene una potencia aparente de 177,68KVA

$$S_{transf.} = \frac{142,143}{0,8} = 177,68 \text{ KVA}$$

A la hora de elegir el transformador, se elegirá uno con una potencia aparente normalizada inmediatamente superior, de 250 KVA, cuyas características se definirán en el siguiente apartado.

### 12.2.2.1.2. Características del centro de transformación seleccionado

Las características que definen el centro de transformación elegido para las características de la minicentral hidroeléctricas son las que se especifican a continuación:

- Potencia nominal: 250 KVA
- Tensión nominal primaria: 0,4 kV
- Regulación en alta, en vacío:  $\pm 2,5\%$ , +5%, + 7,5%
- Tensión nominal secundaria: 12 kV
- Tensión de cortocircuito: 4%.
- Grupo de conexión: Dyn II.
- Pérdidas en vacío: 1300 W.
- Pérdidas en carga: 6500 W.
- Nivel de aislamiento:
- Tensión de ensayo a onda de choque 1,2/50 ps...125 Kv.
- Tensión de ensayo a 50 H7 1 min..... 50 Kv.
- Protección por DGPT2.

### 12.2.2.1.3. Cálculo de las intensidades que intervienen en el proceso de transformación

#### 12.2.2.1.3.1. Intensidad nominal en el lado de generación (BT)

En todo sistema trifásico, la intensidad primaria  $I_p$  viene dada por la siguiente expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_p}$$

Donde  $S$  es la potencia del transformador (250 kVA),  $V_p$  es la tensión compuesta primaria (0,4 kV) e  $I_p$  es la intensidad primaria en amperios.

De esa expresión se obtiene una intensidad en el primario de **360,84 A**.

#### 12.2.2.1.3.2. Intensidad nominal en el lado de distribución (AT)

Del mismo modo, se calcula la intensidad en el secundario:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_s}$$

Donde  $S$  es la potencia del transformador (250 kVA),  $V_s$  es la tensión compuesta secundaria (12 kV) e  $I_s$  es la intensidad secundaria en amperios.

Se obtiene finalmente una intensidad para el secundario de **12,03 A**.

#### 12.2.2.1.4. Ensayos

El transformador será sometido antes de su instalación a los ensayos que se detallan a continuación:

- Tensión aplicada a frecuencia industrial.
- Tensión inducida a frecuencia elevada.
- Relación de transformación en todas las tomas
- Resistencia de los arrollamientos.
- Pérdidas en el hierro y corrientes en vacío.
- Pérdidas en el cobre y tensión en cortocircuito a 75°C.

#### 12.2.2.2. Características de la línea de distribución

La línea de media tensión a la que se realizará el enganche desde el centro de transformador perteneciente a la minicentral, procede de una subestación localizada en la localidad de Valdeolea, a 8 km de distancia del punto de estudio.

El enganche del centro de transformación a la red se realizará en una de las torres que marca el recorrido de la línea de media tensión, que dista 50 metros al punto objeto del estudio.

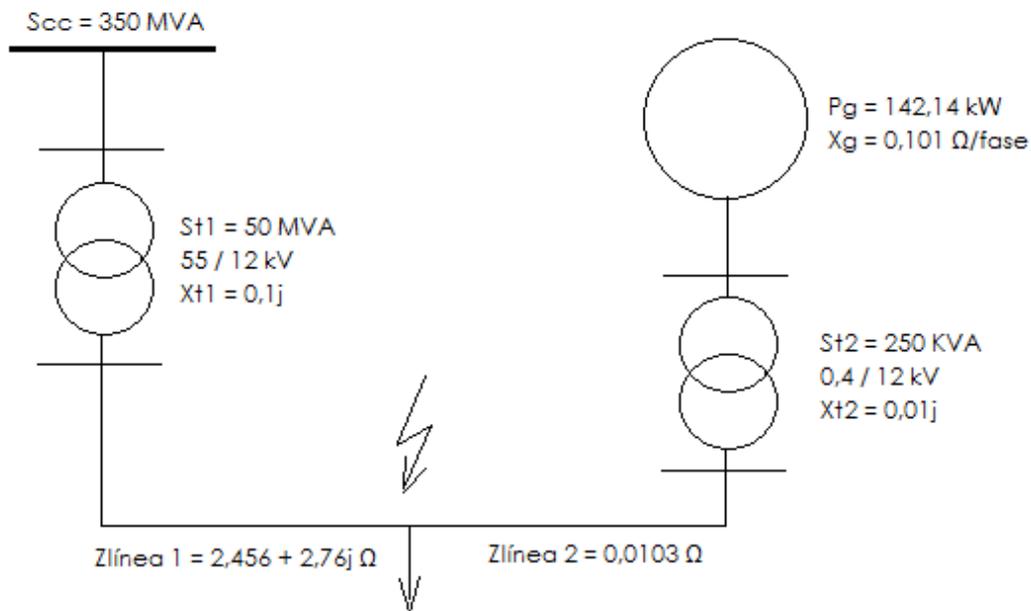
Antes de comenzar, es necesario conocer la potencia de cortocircuito de la red a la que vamos a enganchar la minicentral, y las características de la línea, provistas por la empresa distribuidora que, en este caso, es Viesgo.

Los datos correspondientes a la potencia de cortocircuito de la subestación de Valdeolea en 55kV es de 350MVA (16kA), y la distancia existente entre la subestación y la minicentral es de 8 Km.

A continuación se muestra un esquema unifilar simplificado de la línea que une la subestación citada anteriormente con la minicentral objeto de este estudio.

Fijadas las distancias, se establecen el tipo de conductor empleado y sus características, la tensión de transporte utilizada y la resistencia del cable conductor, siendo posible obtener la impedancia de la línea de transporte. Se muestran a continuación:

- Distancia: 8 Km
- Tipo de conductor: LA-110
- Resistencia del conductor: 0,307  $\Omega$ /Km
- Tensión de transporte: 12kV
- Distancias entre fase: 1100-1100-2000 mm



Enunciados los datos anteriores, se pretende calcular la intensidad de cortocircuito de la línea, para lo que es necesario, en primer lugar, obtener las impedancias de dicha línea para, a continuación, representar el circuito en "pu" de las líneas que componen este sistema.

#### 12.2.2.2.1. Cálculo de impedancias de la línea

Lo primero será obtener la inductancia de la línea, para después poder calcular la reactancia y finalmente, la impedancia total de la línea.

- Inductancia de la línea:  $\mathcal{L} = \left(0,5 + 4,6 \cdot \lg \frac{D}{r}\right) \cdot 10^{-7} \frac{H}{Km}$

Siendo en dicha fórmula el diámetro medio:

$$D = \sqrt[3]{1100 \cdot 1100 \cdot 2000} = 1.342,57 \text{ mm}$$

$$r = 7 \text{ mm}$$

De este modo, se obtiene una inductancia de la línea de 0,0011 H/Km, que en su longitud total supone 0,0088 Henrios.



- La inductancia de la línea de 8 km obtenida a partir del dato anterior sería la siguiente:

$$\mathcal{L} = 0,0011 \frac{H}{Km} \cdot 8 Km = 0,0088 H$$

- La reactancia de la línea es:  $X = \mathcal{L} \cdot \omega = 0,0088 \cdot 2\pi \cdot 50$   
 $X = 2,76 \Omega$

- La resistencia de línea es un dato conocido:

$$R = 8 Km \cdot 0,307 \frac{\Omega}{Km} = 2,456 \Omega$$

- Finalmente, es posible obtener la impedancia de la línea:

$$Z = \sqrt{X^2 + R^2} = \sqrt{2,76^2 + 2,456^2}$$

$$Z = 3,7 \Omega$$

Para el cálculo de la impedancia de la línea subterránea que une el centro de transformación con la torre de conexión (de 50 m de longitud), se toman como referencia los datos de la norma técnica particular de líneas subterráneas de media tensión de Viesgo.

Se selecciona para ello la menor de las secciones disponibles en la norma, cumpliéndose la condición de intensidad máxima admisible en servicio permanente y con corriente alterna, siendo de 150 mm<sup>2</sup>. Según las tablas, mostradas a continuación, a esta sección le corresponde una resistencia máxima de 0,206 Ω/km.

*Tabla 12.2.2.01. Características principales de los conductores de cables de MT*

Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Número mínimo de alambres de conductor	Diámetro del conductor (mm)		Resistencia máxima del conductor a 20°C (Ω/km)
		Mínimo	Máximo	
150	18	13,7	14,9	0,206
240	30	17,8	19,2	0,125
400	53	22,9	24,5	0,0778



Tabla 12.2.2.2. Intensidad máxima admisible, en A, en servicio permanente y con corriente alterna

Sección nominal de los conductores (mm <sup>2</sup> )	Instalación al aire	Instalación enterrada
	Cable aislado con XLPE	Cable aislado con XLPE
150	320	315
240	435	415
400	580	530
Temperatura máxima en el conductor: 90°C	Temperatura del aire: 40°C Terna de cables unipolares en contacto mutuo Disposición que permita una eficaz renovación del aire	Temperatura del terreno: 25°C 3 cables unipolares en trébol Profundidad de instalación: 1K·m/W

- La resistencia de línea queda:

$$R = 0,05 \text{ Km} \cdot 0,206 \frac{\Omega}{\text{Km}} = 0,0103 \Omega$$

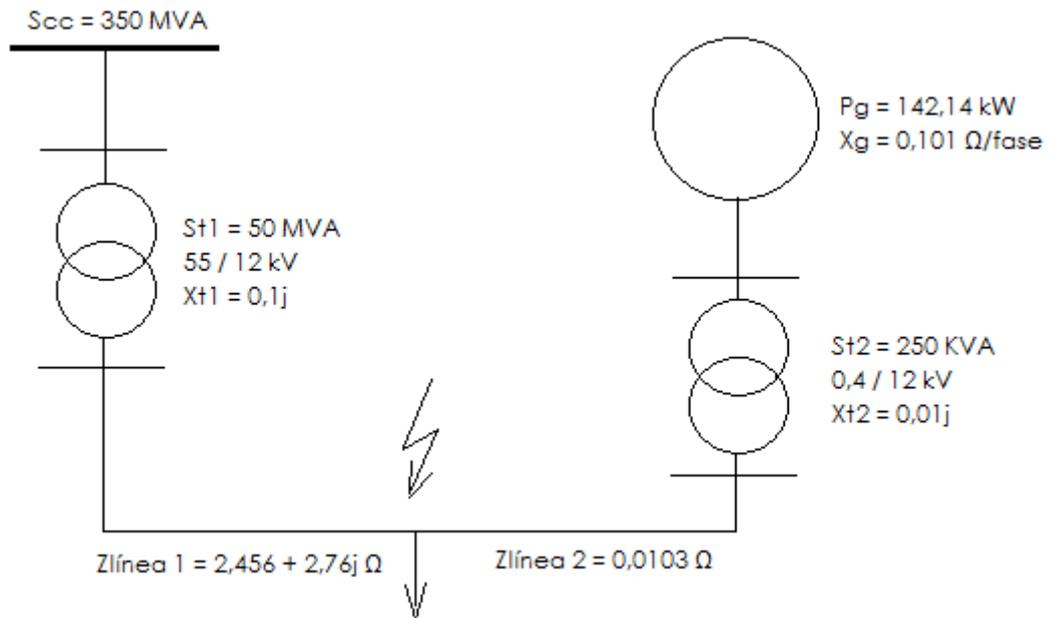
A continuación se procede a realizar una equivalencia entre la subestación y un generador junto con su impedancia.

Dicho generador, situado en el lado de alta del transformador debe generar una tensión de 55 kV. Aplicando este dato junto con su potencia aparente se calcula la intensidad de cortocircuito de la instalación equivalente.

$$I_{cc} = \frac{350 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 55000 \text{ V}} = 3674,05 \text{ A}$$

Una vez conocida la intensidad de cortocircuito, junto con el voltaje se obtiene la impedancia equivalente del generador, siendo:

$$X_{g_{t1}} = \frac{55000 \text{ V}}{\sqrt{3} \cdot 3674,05} = 8,6 \Omega$$



#### 12.2.2.2.2. Equivalencia en sistema pu

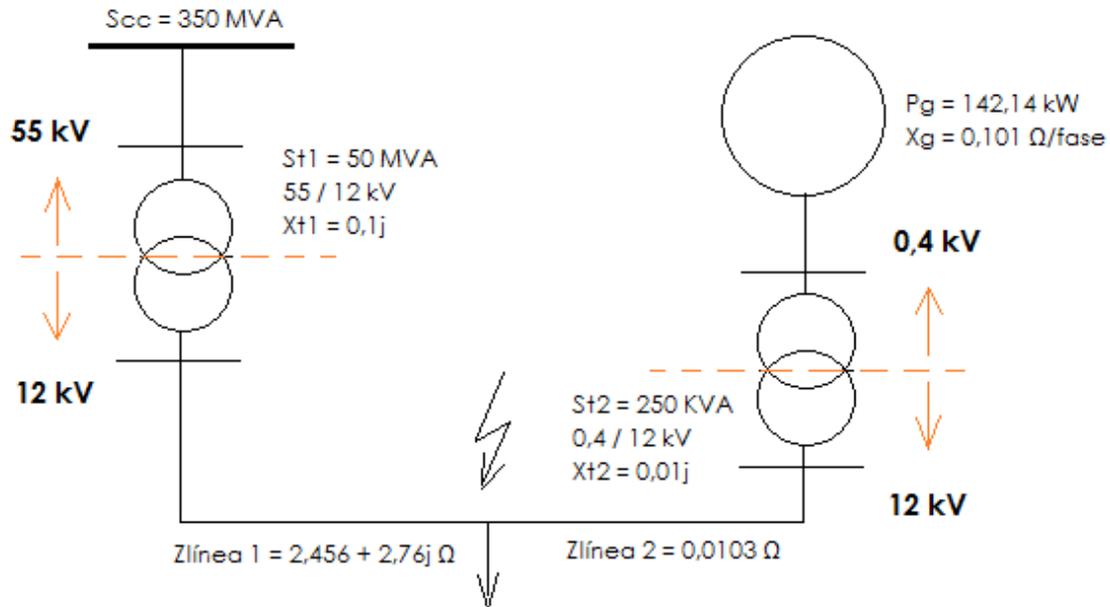
El estudio de las potencias de cortocircuito se ha realizado a través de unidades "pu".

Los valores base del circuito son los siguientes:

- Potencia base:  $S_B = 50 \text{ kVA}$
- Tensiones base:  $V_{B1} = 55 \text{ kV}$  ;  $V_{B2} = 12 \text{ kV}$  ;  $V_{B3} = 0,4 \text{ kV}$
- Impedancias base:

$$X_{B2} = \frac{(V_{B2})^2}{S_B} = 2.880 \Omega ; X_{B1} = \frac{(V_{B1})^2}{S_B} = 60.500 \Omega ; X_{B3} = \frac{(V_{B3})^2}{S_B} = 3,2 \Omega$$

A continuación, se reducen todas las impedancias del circuito al sistema "pu" correspondiente.



	Lado AT (1)	Lado MT (2)	Lado BT (3)
<b>Potencia base (<math>S_B</math>)</b>	50 kVA		
<b>Tension base (<math>V_B</math>)</b>	55 kV	12 kV	0,4 kV
<b>Impedancia base (<math>X_B</math>)</b>	2880 Ω	60500 Ω	3,2 Ω

$$Xg_{t1 pu} = \frac{Xg_{t1}}{X_{B1}} = \frac{8,6 \Omega}{60500 \Omega} = 1,42 \cdot 10^{-4} j pu$$

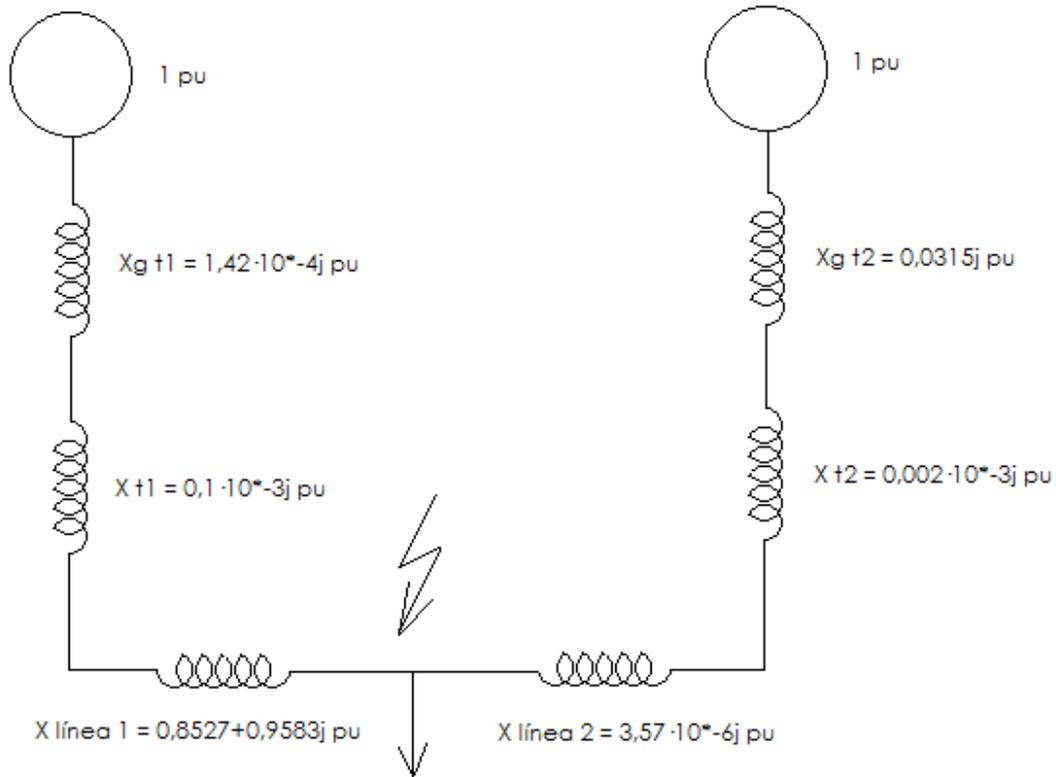
$$Xg_{t2 pu} = \frac{Xg_{t2}}{X_{B3}} = \frac{0,101 \Omega}{3,2 \Omega} = 0,0315 j pu$$

$$Xt_{1 pu} = Xt_1 \cdot \frac{S_B}{St_1} \cdot \left(\frac{Vt_1}{V_{B2}}\right)^2 = 0,1j \cdot \frac{50 kVA}{50 MVA} \cdot \left(\frac{12 kV}{12 kV}\right)^2 = 0,1 \cdot 10^{-3} j pu$$

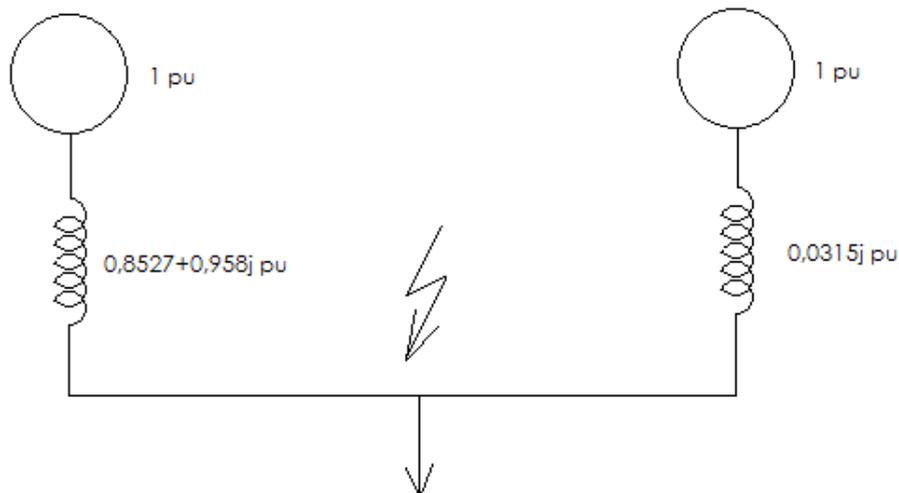
$$Xt_{2 pu} = Xt_2 \cdot \frac{S_B}{St_2} \cdot \left(\frac{Vt_2}{V_{B2}}\right)^2 = 0,01j \cdot \frac{50 kVA}{250 kVA} \cdot \left(\frac{12 kV}{12 kV}\right)^2 = 0,002 \cdot 10^{-3} j pu$$

$$X_{L1 pu} = X_{L1} \cdot \frac{S_B}{(V_{B2})^2} = (2,456 + 2,76j) \cdot \frac{50 kVA}{(12 kV)^2} = (0,8527 + 0,9583j) pu$$

$$X_{L2 pu} = X_{L2} \cdot \frac{S_B}{(V_{B2})^2} = (0,0103) \cdot \frac{50 kVA}{(12 kV)^2} = (3,57 \cdot 10^{-6}) pu$$



Una vez que se ha reducido el circuito eléctrico al de dos generadores conectados en paralelo, con sus correspondientes impedancias, bastará con tomar una de las impedancias equivalentes como referencia, obteniendo finalmente el generador equivalente de la instalación:





Para el cálculo de la potencia parente de cortocircuito, se tendrá en cuenta la potencia del generador equivalente y la impedancia de la línea, en pu.

$$X_{equivalente} = X_{gt_1} + X_{t1} + X_{L1} = 0,143j + 1 \cdot 10^{-3}j + 0,0053 + 0,006j$$

$$X_{equivalente} = 5,3 \cdot 10^{-3} + 0,15j = 0,150 \text{ pu}$$

$$S_{cc} = \frac{50 \text{ MVA}}{0,150} = 333,33 \text{ MVA}$$

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot V \cdot I_{cc}$$

$$I_{cc} = \frac{333,33 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 12 \text{ kV}} = 16,03 \text{ kA}$$

Con los cálculos anteriores se observa que la intensidad de cortocircuito para la que ha de diseñarse la instalación es de **16,03 kA**.



### 12.2.2.3. Línea de conexión entre el generador y el transformador de potencia

Para determinar la sección del cable de conexión entre el transformador y el generador se realizan los cálculos correspondientes para conocer la caída de tensión del cable instalado y también, para conocer la densidad de corriente por intensidad admisible o por calentamiento.

Para ello, se parten de las siguientes características eléctricas, tanto de la instalación como del cable previsto a utilizar:

- Potencia calculada: 142,143 kW
- Rendimiento de la instalación: 100%
- Coeficiente de utilización: 0,8
- Longitud del cable (m): 20 m
- Material a utilizar: Cobre
- Tipo de aislamiento: PVC
- Designación del cable: RV – 0,6/1 kV
- Tensión nominal: 400V

#### 12.2.2.3.1. Sección por densidad de corriente, por intensidad admisible o por calentamiento

Teniendo en cuenta los datos anteriores, se puede determinar la intensidad que circula a través del cable mediante la siguiente fórmula:

$$I_L = \frac{P_{calculada} \cdot K}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{142.143 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,8} = 205,16A$$

Al tratarse de un conductor con nivel de aislamiento 0,6/1kV, dispuesto enterrado bajo tubo, se utilizarán las tablas de intensidad máxima admisible expuestas en el Reglamento Electrotécnico de BT, en la ITC 07.



SECCIÓN NOMINAL mm <sup>2</sup>	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	-	-	-
630	690	680	600	-	-	-

El cable elegido tendrá una sección nominal de **95 mm<sup>2</sup>** por fase, cuya intensidad máxima admisible según tablas es de 225 A.

A partir de esto, se comprueba la validez de la sección en función del factor de carga,  $f_c$ , y de la intensidad de corriente a la que se encuentra sometida.

$$f_c = \frac{I_{calc}}{I_{adm}} = \frac{205,16}{225} = 0,912 = 91,18\%$$

$$\delta_c = \frac{I_{calc}}{S} = \frac{205,16}{95} = 2,16 \text{ A/mm}^2$$

$$\delta_{max} = \frac{I_{adm}}{S} = \frac{225}{95} = 2,37 \text{ A/mm}^2$$

Una vez comprobado que  $\delta < \delta_{m\acute{a}x}$ , se puede afirmar que la sección provisional elegida para los conductores de fase del circuito es de **95 mm<sup>2</sup>**.

### 12.2.2.3.2. Sección por caída de tensión

$$e_r(V) = \frac{P \cdot L}{\rho \cdot S \cdot V} = \frac{142.143 \cdot 20}{\left(\frac{56}{1,2}\right) \cdot 95 \cdot 400} = 1,6 V$$

$$e_r(\%) = \frac{e_r(V)}{V} \cdot 100 = \frac{1,6}{400} \cdot 100 = 0,4 \% < 5\%$$

### 12.2.2.4. Sección de los conductores de los equipos de medida.

#### 12.2.2.4.1. Cable de conexión al transformador de medida de tensión

Las condiciones generales para la conexión son las que se especifican a continuación:

- Tensión del secundario del valor de 110V.
- Las cargas y el factor de potencia sobre el transformador, a efectos de este cálculo, se han de considerar iguales.
- Ya que los servicios atendidos por estos cables serán prestados con corrientes débiles, la determinación de las secciones necesarias se basará en la caída de tensión admisible, no en la carga.
- Los conductores serán de cobre recocido con aislamiento V-750.
- Los conductores de paso de los conductores serán de acero flexible con recubrimiento de PVC, curvable en caliente y sin solución de continuidad entre los transformadores y el equipo al que vaya conectado.
- Cada tubo de acero flexible contendrá solo los cuatro conductores del circuito del transformador de tensión.
- La caída de tensión de los conductores debe ser inferior al error de los aparatos de medida y contaje, expresado por sí "clase".



Para el cálculo de la sección de los conductores se han de tener en cuenta los siguientes datos:

- Longitud máxima estimada de la línea: 5m
- Potencia a transportar en VA.
- Tensión simple: 110V
- Caída de tensión máxima: 3%
- Conductibilidad del cobre: 56

$$S = \frac{1}{\varphi} \cdot \frac{L \cdot P}{c.d.t. \cdot V}$$

Siendo además la potencia consumida por el cable en %:

$$p = 100 \cdot \frac{L \cdot P}{\varphi \cdot S \cdot V^2}$$

De este modo, para un trafo de medida de 60VA y clase 0,5, será necesaria una sección mínima del cable tal que:

$$S = \frac{5 \cdot 60}{\left(\frac{56}{1,2}\right) \cdot 3 \cdot 110} = 0,0195 \text{ mm}^2$$

Así, eligiendo la sección comercial inmediatamente superior, se optará por un cable para la conexión de los trafos de medida de tensión de 4 mm<sup>2</sup> de sección, cuyas pérdidas ascienden a un valor de 0,21% de la potencia total, siendo por ello la potencia de pérdidas de 0,16 VA.

#### 12.2.2.4.2. Cable de conexión al transformador de medida de intensidad

Al igual que en el caso anterior, primeramente deben exponerse unas condiciones generales para su instalación:

- Intensidad secundaria del trafo de intensidad de valor de 5 A.
- Los conductores serán de cobre recocido con aislamiento V-750.
- Conexión de los transformadores en estrella.
- Los conductores de paso de los conductores serán de acero flexible con recubrimiento de PVC, de las mismas características que los empleados para los transformadores de tensión.
- Cada tubo de acero flexible contendrá sólo los cuatro conductores del circuito del transformador de intensidad.
- El consumo de los conductores, añadido al de los elementos de medida, no debe superar la potencia nominal de los transformadores a los que van conectados.

Operando del mismo modo que en el apartado anterior, aunque esta vez teniendo en cuenta que por el circuito circula una intensidad nominal de 5A, se obtendrá que:

$$P_{pérdidas} = \frac{I^2 \cdot L}{C \cdot S} = \frac{5^2 \cdot 5}{56 \cdot S}$$

Así, para los trafos de 25 VA, con una sección de 4 mm<sup>2</sup>, obtendremos una potencia de pérdidas de 0,55 VA.



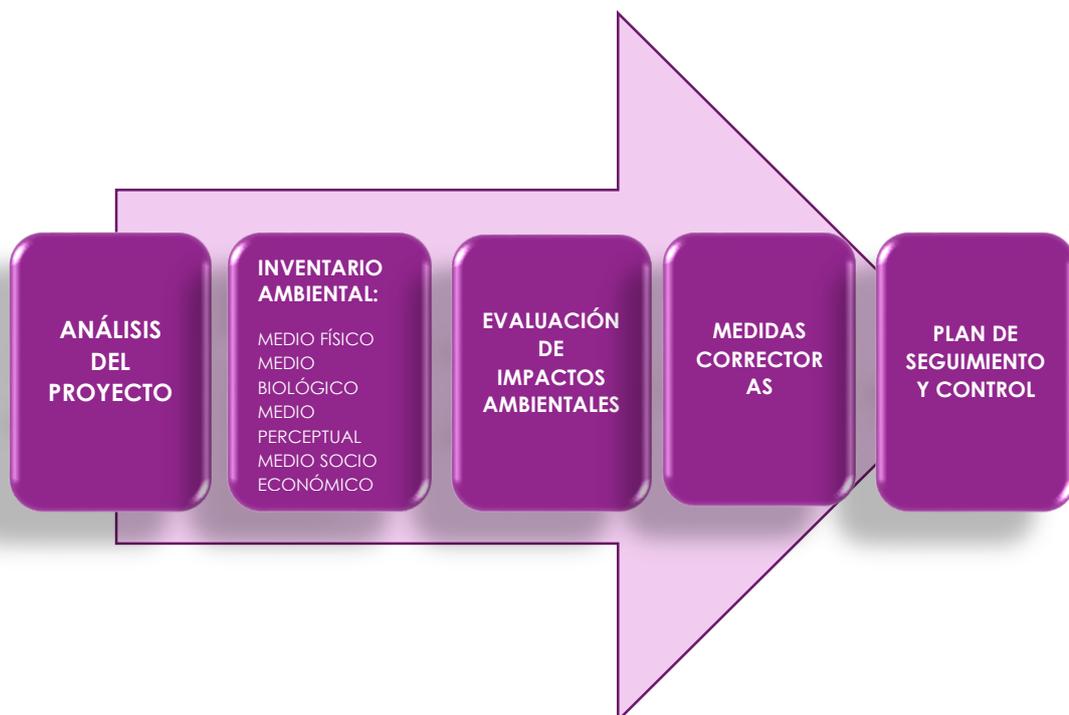
**ANEJO 13.  
ESTUDIO DE  
IMPACTO  
AMBIENTAL**

## ANEJO 13. Estudio de impacto ambiental

### 13.1. Objetivos del estudio de impacto ambiental

El proceso de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es un procedimiento administrativo científico-técnico que permite identificar y predecir qué efectos ejercerá sobre el ambiente, una actividad, obra o proyecto, cuantificándolos y ponderándolos para conducir a la toma de decisiones.

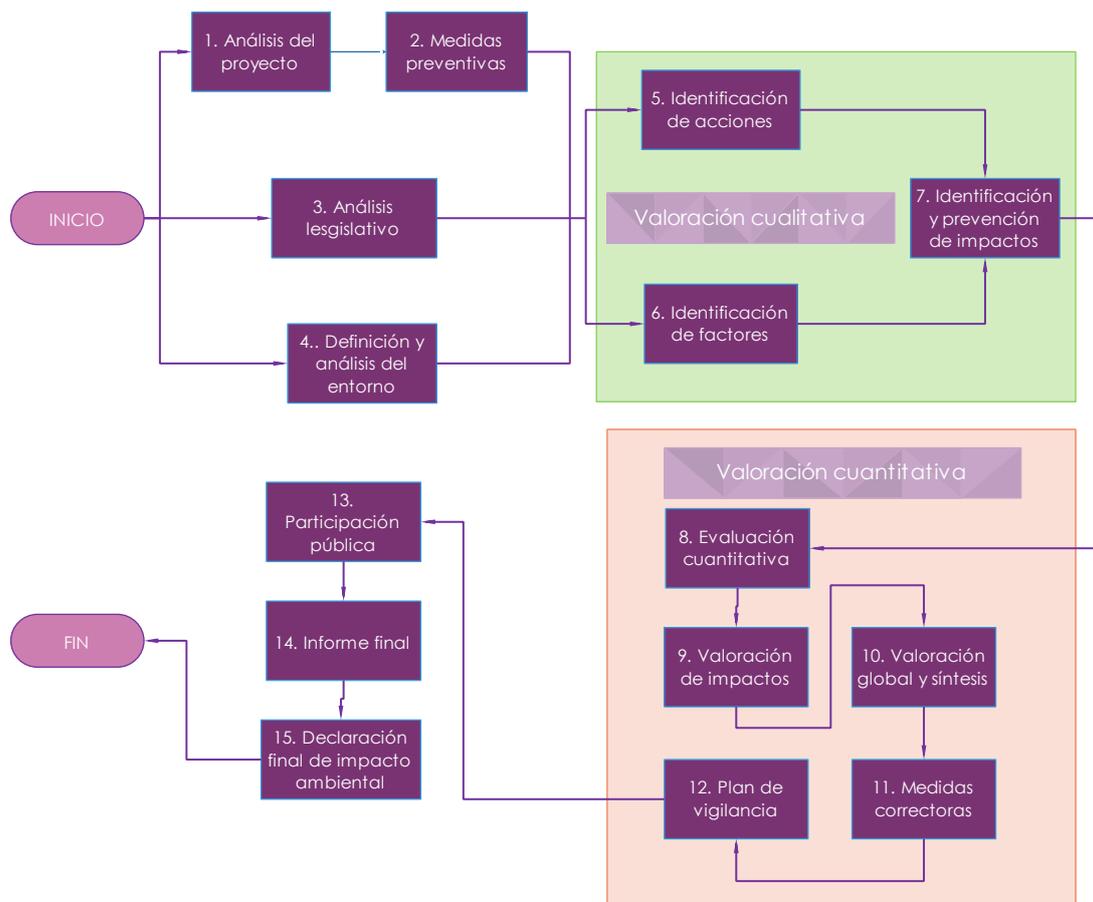
El objetivo de este estudio, es identificar y valorar los efectos que previsiblemente puede generar la implantación de una minicentral hidroeléctrica en el municipio de Valdeprado del Río y proponer las medidas protectoras y correctoras que deben considerarse para evitar o reducir dichos efectos.



*Ilustración 13.1.1. Haydée Quevedo*

Entre los objetivos del estudio de impacto ambiental, están los siguientes:

- Verificar que se cumple la normativa ambiental vigente.
- Definir, analizar y valorar, desde el punto de vista ambiental, la zona de implementación del proyecto.
- Identificar la naturaleza y magnitud de los efectos derivados de la implantación del estudio.
- Establecer medidas para conseguir evitar o minimizar los impactos ambientales negativos generados.
- Diseñar un programa de vigilancia que permita realizar un seguimiento y control de la componente ambiental.



*Ilustración 13.2. Haydée Quevedo*

## 13.2. Identificación de impactos

La identificación de los impactos ambientales es consecuencia de la información de las distintas actividades que se desarrollan en cada fase del estudio.

La identificación representa una actividad importante en la Evaluación de los Impactos, ya que la interacción entre el Estudio y el Entorno es la que finalmente determina los impactos ambientales.

## 13.3. Metodología de identificación de impactos

La función de la identificación de impactos es la de establecer cualquier interacción existente entre las actividades que se llevan a cabo en el Estudio y los componentes del medio ambiente que se ven afectados, tanto positiva como negativamente. Esto proporciona información cualitativa sobre los elementos impactados y también sobre las principales acciones que generan impactos.

Para la identificación de impactos se utilizan las siguientes herramientas:

- Lista de control o “*check list*”.
- Matriz interactiva de identificación de efectos.

### 13.3.1. Lista de control (check list)

Este método se utiliza de forma inicial para la identificación de los impactos y factores ambientales que deben tenerse en cuenta en el estudio.

De esta forma, es posible elaborar listados de todas las fuentes potenciales de impactos del Estudio, y también de los posibles afectados en el medio ambiente.

Para elaborar una lista inicial de los factores ambientales de potencial relevancia del Estudio deben tenerse en cuenta:

- Los reglamentos de la Ley de Medio Ambiente y reglamentos sectoriales pertinentes.
- Impactos previstos de proyectos similares.
- Factores presentes en diferentes metodologías de EIAs.
- Opiniones públicas por parte de la población a fin de establecer la aceptación y/o conflictividad social generada por el Estudio.

Una vez que se tiene el listado de fuentes potenciales de impacto y de los receptores de dicho impacto, se puede elaborar el listado de actividades del Estudio y de los factores del medio que pueden verse afectados. De esta manera, puede tenerse una idea de aquellos afectos que pueden considerarse importantes para su evaluación.

Las actividades y factores que no tienen relevancia ambiental, serán descartados y, por tanto, no se los tendrá en cuenta en la Matriz de identificación de Efectos.

#### 13.3.1.1. Listado de Actividades

Entre las actividades susceptibles de producir impactos se considerarán las siguientes:

Tabla 13.1. Listado de actividades

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD			
FASE DE CONSTRUCCIÓN			
<i>Actividad</i>	<i>Receptor</i>	<i>Impacto</i>	<i>Importancia</i>
Construcción de caminos y tráfico rodado	Población	Ruidos	Baja
		Accidentes	Baja
		Emisiones	Baja
	Atmósfera	Emisiones	Baja
	Cambio climático	Emisiones	Baja
	Animales	Ruidos	Baja
		Accidentes por colisión	Media
	Bosque	Mejor acceso	Media
		Pérdida de producción futura	Baja
FASE DE EXPLOTACIÓN			
<i>Actividad</i>	<i>Receptor</i>	<i>Impacto</i>	<i>Importancia</i>
Funcionamiento	Trabajadores	Ruidos	Media
	Habitantes	Ruidos	Media
	Peces	Mortalidad en turbinas	Media



Tabla 13.2. Listado de actividades

<b>TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD</b>			
<b>FASE DE CONSTRUCCIÓN</b>			
<i>Actividad</i>	<i>Receptor</i>	<i>Impacto</i>	<i>Importancia</i>
Instalación	Trabajadores	Accidentes leves	Media
		Accidentes graves	Alta
		Accidentes mortales	Alta
Aumento Ingresos	Público general	Creación de empleo	Alta
<b>FASE DE EXPLOTACIÓN</b>			
<i>Actividad</i>	<i>Receptor</i>	<i>Impacto</i>	<i>Importancia</i>
Presencia física	Forestal	Pérdida de producción futura	Media
	Público general	Intrusión visual	Media
	Aves	Heridas y muertes	Media
Campos electromagnéticos	Público general	Cáncer	Inexistente
Accidentes	Público general	Accidentes leves	Insignificante
		Accidentes graves	Insignificante
		Accidentes mortales	Insignificante
Accidentes en mantenimiento	Trabajadores	Accidentes leves	Insignificante
		Accidentes graves	Insignificante
		Accidentes mortales	Insignificante
Creación de empleo	Público general	Creación de empleo	Alta

### *13.3.1.2. Impactos en la fase de construcción*

Generalmente, los impactos que se producen durante la construcción de un aprovechamiento de agua fluyente son semejantes a los impactos generados en la construcción de cualquier tipo de infraestructuras: ruidos que alteran la vida tanto de animales como de seres humanos; erosión debida a la pérdida de cobertura asociada a los movimientos de tierra, lo que provoca turbidez de las aguas y la precipitación, aguas abajo, de sedimentos que pueden modificar el hábitat de los peces, etc.

En el caso de este Estudio, estos impactos son mínimos o inexistentes, ya que se plantea el aprovechamiento de una edificación de existencia previa, y los ruidos u obras que se puedan generar derivarían, si fuese necesario, del acondicionamiento de esa estructura.

Para paliar este tipo de impactos, por mínimos que sean, es recomendable que las obras se lleven a cabo durante épocas de escasa pluviosidad, y que los trabajos de revegetación se lleven a cabo inmediatamente después de terminada la construcción. Estos impactos presentan un carácter transitorio, y no suelen constituir un obstáculo para la concesión de la autorización.

La vegetación de las orillas es muy importante pues ejerce un carácter protector frente a la erosión de los márgenes. Cabe destacar la conveniencia de revegetar con especies autóctonas pues presentan una mejor adaptación a las condiciones locales, lo que obliga a plantearse el abastecimiento de las mismas desde los inicios del proyecto.

Dentro de la evaluación de impactos, hay que tener en cuenta los vertidos al cauce e incluso el hecho de que, durante la fase de construcción, exista una colonia humana, en este caso en la localidad de Valdeprado del Río, una zona escasamente habitada. Este impacto resulta en general positivo al aumentar, durante la fase anteriormente nombrada, el nivel de actividad de la zona.

Las emisiones de polvo, gases de combustión e incluso de ruidos, pueden generar problemas debido al alto grado de sensibilidad ecológica de la zona en que se plantea la implantación de la minicentral.

Para disminuir el impacto de las emisiones de los vehículos y, al mismo tiempo, reducir los costes de transporte es conveniente planificar bien los movimientos, y evitar recorridos innecesarios.

En el lado positivo hay que subrayar la incidencia de la utilización de mano de obra local, e incluso de pequeños subcontratistas, durante todo el periodo de construcción del aprovechamiento hidráulico.

### *13.3.1.3. Impactos en la fase de explotación*

#### - Impacto sónico

El nivel de ruido permitido dependerá de los núcleos de población o viviendas aisladas localizadas en el entorno, y del existente antes de realizar el proyecto.

Los ruidos proceden fundamentalmente de la turbina. Hoy en día es posible reducir el nivel de ruido en el interior de la casa de máquinas hasta situarlo en el orden de los 80 dB y limitarlo en el exterior a límites tan bajos que resulte prácticamente imperceptible.

Para mitigar dichos sonidos, en ocasiones se utilizan mantas aislantes sobre la envolvente de las turbinas o se opta por refrigeración por agua en vez de por aire. Desde el punto de vista constructivo, los aislantes térmicos del edificio pueden complementarse con aislantes sónicos, es decir, con el empleo de materiales absorbentes en las paredes, suelo y techo del edificio.

#### - Impacto paisajístico

El público general tiende a rechazar cualquier cambio, por pequeño que sea, en el paisaje que le rodea aunque en muchos aspectos, incluso el paisajístico, mejoren las condiciones del entorno. El problema se acrecienta en aquellos aprovechamientos hidráulicos ubicados en una zona de montaña media o alta, ambientalmente sensitiva, o en una zona urbana de carácter histórico. Cada uno de los componentes que forma parte del aprovechamiento

posee potencial para producir cambios significativos en el paisaje. El diseño y la ubicación poco afortunada de uno solo de los componentes pueden afectar decisivamente a la aceptación del proyecto por parte del público. En las minicentrales construidas recientemente resulta difícil identificar sus componentes pues se encuentran integrados en el paisaje para minimizar su percepción, a diferencia de aquellas centrales en las que se exhibían las tuberías forzadas.

Es por esto por lo que resulta necesario tomar conciencia de la problemática paisajística, y por lo que se ha buscado y adoptado una solución que provoque el mínimo rechazo.

La adaptación de una edificación antigua para el aprovechamiento energético hace que no sea necesario realizar ningún cambio ni modificación en el entorno del estudio, provocando así la aceptación pública, ya que se trata de un proyecto de rehabilitación de una estructura en fase de abandono.

Además, dicha estructura consta también de un pequeño canal, lo que facilita aún más la aceptación, ya que tampoco será necesaria la construcción de un nuevo canal de derivación que lleve el agua hacia el edificio, permitiendo que las condiciones paisajísticas anteriores al Estudio no se vean afectadas después de éste.

- Impacto biológico en el cauce del río

En los aprovechamientos de agua fluyente con canal de derivación hay un tramo del cauce, el ubicado entre la toma aguas arriba de la central y el canal de desagüe a la salida de las turbinas, que queda cortocircuitado.

En este caso, que la derivación ya existe previamente a la implantación de la minicentral, se considera que dicha derivación ya forma parte del caudal natural del río, puesto que lleva años siguiendo ese mismo recorrido sin problemas de que cualquiera de los dos tramos quede seco en la época de estiaje.

- Caudal ecológico

Aunque, como se ha dicho anteriormente, el canal de derivación existe previamente a la realización del Estudio, se ha comprobado que el agua que éste recoge no deja sin el caudal necesario para el mantenimiento del buen estado y del hábitat del cauce principal del mismo.

A este caudal que contribuye a alcanzar el buen estado o buen potencial ecológico en los ríos o agua de transición y mantiene, como mínimo, la vida piscícola que de manera natural habita o pudiese habitar el río, así como su vegetación, se le conoce como caudal ecológico, reservado, residual o de compensación del río.

El caudal ecológico viene determinado por un porcentaje del caudal medio interanual (10%).

- Pasos descendentes

Una gran parte de los peces migratorios en su viaje aguas abajo y muchos de los peces residentes que son arrastrados por la corriente pasarán por las turbinas si no se toman las debidas precauciones. Los peces, al pasar por las turbinas, están sujetos a choques con los componentes fijos y móviles de las mismas, a aceleraciones y deceleraciones, a variaciones bruscas de presión y a cavitación.

Hoy en día existe una amplia variedad de dispositivos para evitar la entrada de los peces en la turbina. Estos dispositivos pueden clasificarse en tres categorías:

 *Sistemas de barrera física:*

La solución para evitar la mortalidad consiste en impedir su entrada utilizando rejillas, con espaciado suficientemente pequeño para que no puedan atravesarlas los peces. Estas rejillas trabajan enviando el rechazo a un paso alternativo, lo que se consigue con mayor eficacia colocando las rejillas inclinadas, con el canal alternativo situado aguas debajo de la rejilla.

Además, la rejilla debe tener una superficie lo suficientemente amplia como para reducir la velocidad con la que llega la corriente, de modo que los peces puedan escapar nadando sin chocar en ella.

✚ *Sistemas de guía por comportamiento.*

El guiado por comportamiento está basado en la respuesta de los peces a determinados estímulos, ya sean de repulsión o de atracción: o bien se repele a los peces para que no entren en la toma de agua o se los atrae hacia un punto situado fuera de ella. En los últimos años se han ensayado gran número de estímulos: campos eléctricos, lámparas de mercurio y estroboscópicas, sonidos, chorros de agua, y cortinas de burbujas de aire. Obteniéndose como resultado que los estímulos acústicos son los más eficaces. Para que un pez sea repelido por un sonido es necesario que este sea lo suficientemente fuerte como para destacar sobre el ruido de fondo, sobre todo si la barrera se sitúa en las cercanías de máquinas como turbinas o bombas.

✚ *Sistemas de recogida y liberación.*

El método que se utiliza es el de recoger los peces antes de que alcancen la toma de agua para, posteriormente, ser transportados por camión o sistema equivalente. La labor de recogida resulta complicada, ya que hay que emplear mallas muy finas de monofilamento, como si fuesen redes de pesca. Los peces recogidos muestran síntomas de estrés y heridas superficiales, por lo que el sistema no es muy recomendable. Estos sistemas son los únicos que garantizan la exclusión de huevos y larvas, aunque se ha demostrado que, con turbinas de reacción los huevos y las larvas no resultan prácticamente dañados.

#### 13.3.1.4. Impacto de las líneas eléctricas de transmisión

- Impacto visual

Las líneas eléctricas y los corredores correspondientes, tienen un impacto estético negativo sobre el paisaje. Estos impactos pueden mitigarse adaptando la línea al paisaje, o en casos extremos, enterrándola.

La solución óptima de una línea eléctrica, estudiada desde una óptica técnica y financiera, es en general la que producirá los impactos más negativos.

Efectivamente, para conseguir una mayor separación, los pilones se ubican en lo alto de las colinas, con lo que la línea se convierte en un elemento dominante del paisaje. Aunque a priori no puede decirse que una línea quebrada se comporta mejor desde el punto de vista visual que una línea recta, en general estas últimas resultan más impactantes.

- Impacto sobre la salud

Además del impacto visual provocado por las líneas eléctricas, hay un aspecto que preocupa aún más a los residentes en las cercanías de la línea, esto es, los riesgos sobre la salud de las radiaciones electromagnéticas.

Tras varios años de informes contradictorios, los expertos aseguran ahora que residir en áreas cercanas a líneas eléctricas no incrementa el riesgo de cáncer. Dada la tensión empleada en las minicentrales, en general menor de 66 kV, los campos electromagnéticos generados son inferiores a los generados por algún electrodoméstico.

- Impacto sobre las aves

Aunque las aves están adaptadas morfológica y aerodinámicamente para moverse en el aire, existen límites en lo que respecta a su habilidad para salvar obstáculos artificiales.

Las líneas eléctricas que pasen cerca de áreas claves desde el punto de vista ornitológico, deberán ubicarse cerca de la base de los riscos, o próximas a las pantallas de árboles, para que obliguen a las aves a volar por encima de los cables.



El peligro de electrocución (para electrocutarse un ave tiene que tocar simultáneamente dos fases o una fase y un neutro) es prácticamente nulo para líneas a más de 130 kV, y muy bajo para el resto si se utilizan aisladores suspendidos en lugar de rígidos.

### 13.3.2. Matriz de identificación de efectos

Aquí se aplicará el método de matriz interactiva, que está compuesta por una serie de actividades generadoras de impacto contrapuestas a diversas características del medio ambiente susceptibles de alterarse.

#### 13.3.2.1. Fase de operación

Tabla 13.3. Impactos negativos en fase de operación

IMPACTOS NEGATIVOS				
IMPACTO	FACTOR	ACTIVIDAD	LOCALIZACIÓN	VALOR
Emisión de ruido	Socio-económico  Fauna	Operación de generador y turbina	Sala de máquinas y alrededores	Medio
				Reversible
				Directo
				Permanente
				Localizado

Tabla 13.4. Impactos positivos en fase de operación

IMPACTOS POSITIVOS				
IMPACTO	FACTOR	ACTIVIDAD	LOCALIZACIÓN	VALOR
Generación de empleo	Socio-económico	Disponibilidad de energía eléctrica	Poblaciones vecinas, regiones del territorio nacional	Directo Permanente
Necesidad nacional	Socio-económico	Disponibilidad de energía eléctrica	Poblaciones vecinas, regiones del territorio nacional	Directo Permanente

### 13.3.2.2. Fase de mantenimiento

Tabla 13.5. Impactos negativos en fase de mantenimiento

IMPACTOS NEGATIVOS				
IMPACTO	FACTOR	ACTIVIDAD	LOCALIZACIÓN	VALOR
Contaminación del suelo	Suelo	Uso de materiales	Área del Estudio	Bajo Localizado Temporal Irreversible
Vegetación	Vegetación	Desbroce, limpieza	Área del Estudio	Bajo Localizado Temporal Irreversible
Contaminación con material particulado	Aire	Actividades de mantenimiento	Área del Estudio	Bajo Directo Localizado Temporal Reversible
Emisión de gases de combustión	Aire	Funcionamiento de equipos y vehículos	Área del Estudio	Bajo Directo Localizado Temporal Reversible
Emisión de ruido	Aire	Funcionamiento de equipos y vehículos	Área del Estudio	Bajo Directo Localizado Temporal Reversible

Tabla 13.6. Impactos positivos en fase de mantenimiento

IMPACTOS POSITIVOS				
IMPACTO	FACTOR	ACTIVIDAD	LOCALIZACIÓN	VALOR
Generación de empleo	Socio-económico	Asegurar la disponibilidad de energía eléctrica	Poblaciones vecinas, regiones del territorio nacional	Directo Permanente
Necesidad nacional	Socio-económico	Asegurar la disponibilidad de energía eléctrica	Poblaciones vecinas, regiones del territorio nacional	Directo Permanente



### 13.3.2.3. Fase de abandono

Tabla 13.7. Impactos negativos en fase de abandono

IMPACTOS NEGATIVOS				
IMPACTO	FACTOR	ACTIVIDAD	LOCALIZACIÓN	VALOR
Contaminación con material particulado	Atmósfera	Acción manual y de equipos, desmantelamiento y restauración	Área del Estudio	Bajo Directo Localizado Temporal Reversible
Emisión de gases de combustión	Atmósfera	Acción manual y de equipos, desmantelamiento y restauración	Área del Estudio	Bajo Directo Temporal Reversible
Emisión de ruido	Atmósfera	Acción manual y de equipos, desmantelamiento y restauración	Área del Estudio	Bajo Directo Localizado Temporal Reversible

Tabla 13.7. Impactos positivos en fase de abandono

IMPACTOS POSITIVOS				
IMPACTO	FACTOR	ACTIVIDAD	LOCALIZACIÓN	VALOR
Generación de empleo	Socio-económico	Desmantelamiento y restauración	Poblaciones vecinas y municipio	Bajo Directo Indirecto Extensivo Temporal

### 13.4. Evaluación de impactos ambientales identificados

La evaluación de los impactos potenciales consiste en la comparación de la magnitud de los impactos, inicialmente identificados, con criterios de calidad ambiental o normas técnicas ambientales.

Esta evaluación es necesaria para determinar su importancia y en su caso determinar la necesidad de aplicar medidas de prevención y/o mitigación.

En la evaluación de los impactos debe tenerse en cuenta la predicción en el tiempo y espacio de los mismos.

### 13.5. Criterios de evaluación adoptados

La evaluación de impactos se basa en la utilización de criterios de calidad ambiental a los factores ambientales afectados.

Existen diversos criterios para la evaluación de impactos potenciales, entre los que destacan:

- **Variabilidad de Factores Ambientales.** Consiste en considerar la magnitud de los cambios anticipados una vez ejecutado el Estudio, en relación a la variabilidad de los factores ambientales que se estima cambiarán naturalmente.
- **Magnitud del cambio esperado.** Considera los cambios de la magnitud en un tiempo determinado.
- **Juicio profesional.** Aplicar un juicio profesional con relación al impacto en cuestión, tomando en cuenta un enfoque interdisciplinario.
- **Naturaleza del impacto.** Probabilidad de ocurrencia y área del ambiente afectado.
- **Severidad.** Extensión geográfica, duración y magnitud.
- **Potencial de prevención y mitigación.** Reversibilidad, disponibilidad técnica y económica, capacidad institucional.

### 13.4. Definición de indicadores de impacto

Se determinaron los siguientes criterios de ponderación y valores de magnitud para cada indicador de impacto.

#### ✚ Impactos negativos ( - )

- **Impacto bajo (-1):** Expresa temporalidad, incidencia localizada y reversibilidad natural a corto plazo.
- **Impacto moderado (-2):** Efectos medios, reversibilidad natural a medio plazo e incidencia extensiva en el área.
- **Impacto alto (-3):** Para impactos irreversibles de carácter extensivo. El impacto exige la aplicación de medidas correctivas.

#### ✚ Impactos positivos (+)

- **Bajo (+1), Moderado (+2), Alto (+3).**
- Por el tipo de acción o actividad.
  - **Directo (D):** sus efectos son directos en el ser humano, animal, vegetal o en los ecosistemas.
  - **Indirecto (IND):** efectos causados por la acción que se manifiestan tardíamente o alejados del sitio donde se generan.
- Por su área de influencia.
  - **Localizados (L),** el efecto es claramente localizado.
  - **Extensivos (E),** se manifiesta en un área extensa.
- Por su permanencia.
  - **Permanentes (P),** los efectos son permanentes.
  - **Temporales (TP),** están presentes en algunas etapas del proyecto, duran un cierto tiempo y luego cesan.
- Por su potencial de mitigación.
  - **Reversible (RV):** Efectos sobre el ambiente que pueden restablecerse de forma natural, de tal forma que se

alcancen condiciones similares a las que caracterizaban al ambiente antes de implementarse el estudio.

- **Irreversible (IV)**: Efectos sobre el ambiente en los que los procesos naturales no permiten que las condiciones ambientales se restablezcan.
- Con intervención humana.
  - **Recuperables (RE)**: Si se pueden realizar acciones o medidas correctivas viables que aminoren, anulen o reviertan los efectos.
  - **Irrecuperables (IR)**: Cuando no es posible la práctica de ninguna medida correctiva de mitigación o mejora.
- Otros.
  - **Acumulativos (A)**: Efectos sobre el ambiente como resultado del impacto de dos o más impactos de baja magnitud o cuando se asocia con otras acciones pasadas, presentes o previstas de implementarse en el futuro.
  - **Sinérgicos (S)**: Cuando la acción de dos o más impactos diferentes de baja magnitud adquieren relevancia al presentarse simultáneamente.

### 13.5. Matriz de evaluación de impactos

El resultado de la evaluación o ponderación de impactos es una Matriz de Valoración de Impactos, con las siguientes características:

En las filas se determina el factor ambiental con mayor incidencia (impacto negativo y/o positivo), en las columnas se identifican actividades de las fases del Estudio que inciden en mayor magnitud sobre el factor ambiental considerado.

La valoración de cada una de las casillas donde se evalúa la relación causa efecto, conduce a los siguientes resultados.

Los factores más afectados negativamente ( - ) son:

### 13.5.1. Atmósfera

De estudios y mediciones en Estudios similares, el nivel sonoro promedio en la Fase de Rehabilitación y de Operación es de 60dB y 70dB respectivamente.

Para el presente estudio, considerando el relativo corto tiempo de duración de la Fase de Rehabilitación, en comparación con la Fase de Operación, se asume un valor inferior a 65 dB para los niveles de presión sonora (ruido ambiental).

En la Fase de Operación, la emisión de ruido será más elevada y continua.

La contaminación atmosférica del área de Estudio, por las actividades que se desarrollan principalmente en la Fase de Rehabilitación, se valorará por la calidad del aire a través de las concentraciones de gases de combustión (CO, SOx y NOx), y de material particulado (PTS).

En la Fase de Rehabilitación, la emisión de material particulado (polvo) se genera debido a las emisiones de los vehículos de transporte (de materiales, herramienta,...).

La emisión de ruidos estará presente durante las Fases de Rehabilitación, Mantenimiento y Abandono, debido al uso de herramientas, movimiento de personal y vehículos de transporte, al igual que la generación y difusión de gases de combustión.

Estos impactos negativos sobre la calidad del aire se pueden considerar, en general, como un impacto ambiental bajo, directo, reversible, temporal y localizado.

### 13.5.2. El Suelo

Los atributos del factor suelo más afectados negativamente se deben al tránsito de equipos pesados, vehículos y materiales en áreas frágiles, los cuales provocarán su erosión y compactación.

En la Fase de Mantenimiento causarán impacto sobre el suelo las excavaciones y reparaciones necesarias; de igual manera que en la Fase de Abandono.

No hay que olvidarse de la disposición de residuos sólidos industriales (restos de ferretería, envases, embalajes, cartones, combustibles, aceites,...) durante la Fase de Rehabilitación y Mantenimiento, en la que el suelo es objeto de un impacto temporal, de corta duración y reversible.

Estos impactos negativos se los califica como localizados, directos y, en algunos casos, permanentes (erosión, compactación y estabilidad del suelo).

### 13.5.3. Fauna

El ruido provocado en la fase de funcionamiento de la minicentral hará que los animales se mantengan alejados del área de afección.

También se considera perjudicial la colocación de obstáculos aéreos, donde pueden colisionar las aves, como pueden ser las líneas aéreas o las torres de tensión.

La fauna acuática se verá también afectada debido a la instalación de turbinas y rejillas, así como por la limpieza de la vegetación que obstruye el canal de derivación.

Se adoptarán medidas de disminución de ruido mediante insonorización, en la medida de lo posible, del edificio de la minicentral. También se colocarán elementos que aumenten la visibilidad de las líneas aéreas existentes en el territorio sometido a estudio para evitar el impacto de las aves.

Con respecto a la fauna acuática, la limpieza es una tarea inevitable para el funcionamiento de la central, pero es un impacto reversible, ya que una vez la actividad cese, la vegetación volverá a su estado inicial.

#### 13.5.4. Vegetación

El despeje de vegetación potencia los efectos erosivos. Este impacto se puede clasificar como de intensidad medio, pero en un área de influencia lineal y recuperable.

Los procesos de compactación y erosión del suelo se presentan como un efecto secundario y terciario de la pérdida de vegetación, escorrentía superficial y finalmente pérdida de suelo.

Con relación al desbroce selectivo, se utilizarán medios manuales, por tanto no se precisan de prácticas protectoras o correctoras. Solo se adoptarán medidas de prevención específicas a fin de favorecer la recuperación de la vegetación a las condiciones iniciales en forma natural.

#### 13.5.5. Socioeconómico

El factor más positivamente afectado es el socioeconómico.

El estudio de la minicentral situado en Valdeprado del Río tendrá un impacto positivo en los aspectos socioeconómicos, como por ejemplo el ser la generación de empleo directo e indirecto, un incremento del sector público por concepto de impuestos, una mejor calidad de vida de la población al utilizar un recurso energético renovable.

Se satisfará, además de la necesidad nacional de contar con una fuente de generación eléctrica renovable, las necesidades que plantea el municipio de Valdeprado del Río.

La implementación del presente Estudio permitirá beneficiarse a la propiedad privada (domicilios y comercios), con un servicio seguro de energía eléctrica, por tanto serán objeto de mejor valoración.



Estos impactos positivos son calificados como directos, indirectos, localizados, extensivos y permanentes (temporales en algunos casos del empleo).

### 13.6. Valoración global de los impactos

Una vez determinados los factores y las acciones, se procede a identificar los impactos que éstas últimas tienen sobre los primeros. Debe determinarse la importancia de cada efecto, siguiendo la metodología de la *Matriz de Importancia* del Estudio.

La “importancia” de un impacto es una medida cualitativa del mismo, que se obtiene a partir del grado de incidencia (intensidad) de la alteración producida, y de una caracterización del efecto.

La importancia de los impactos se obtiene aplicando la siguiente expresión:

$$I_{ij} = NA_{ij} \cdot (3 \cdot IN_{ij} + 2EX_{ij} + MO_{ij} + PE_{ij} + RV_{ij} + SI_{ij} + AC_{ij} + EF_{ij} + PR_{ij} + MC_{ij})$$

Los valores numéricos que deben asignarse a las variables según la valoración cualitativa correspondiente son los siguientes:

Tabla 13.8. Caracterización cualitativa de los efectos

<p><b>NA: NATURALEZA</b></p> <p>(+) Beneficioso <b>+1</b>  (-) Perjudicial <b>-1</b></p>	<p><b>IN: INTENSIDAD</b></p> <p>(B) Baja <b>1</b>  (M) Media <b>2</b>  (A) Alta <b>4</b>  (MA) Muy alta <b>8</b>  (T) Total <b>12</b></p>
<p><b>EX: EXTENSIÓN</b></p> <p>(PU) Puntual <b>1</b>  (PA) Parcial <b>2</b>  (E) Extenso <b>4</b>  (T) Total <b>8</b>  (C) Crítico <b>+4</b></p>	<p><b>MO: MOMENTO</b></p> <p>(L) Largo plazo <b>1</b>  (M) Medio plazo <b>2</b>  (I) Inmediato <b>4</b>  (C) Crítico <b>+4</b></p>
<p><b>PE: PERSISTENCIA</b></p> <p>(F) Fugaz <b>1</b>  (T) Temporal <b>2</b>  (P) Permanente <b>4</b></p>	<p><b>RV: REVERSIBILIDAD</b></p> <p>(C) Corto plazo <b>1</b>  (M) Medio plazo <b>2</b>  (I) Irreversible <b>4</b></p>
<p><b>SI: SINERGISMO</b></p> <p>(SS) Sin sinergismo <b>1</b>  (S) Sinérgico <b>2</b>  (MS) Muy sinérgico <b>4</b></p>	<p><b>AC: ACUMULACIÓN</b></p> <p>(S) Simple <b>1</b>  (A) Acumulativo <b>4</b></p>
<p><b>EF: REL. CAUSA-EFECTO</b></p> <p>(I) Indirecto (secundario) <b>1</b>  (D) Directo (primario) <b>4</b></p>	<p><b>PR: PERIODICIDAD</b></p> <p>(I) Irregular y discontinuo <b>1</b>  (P) Periódico <b>2</b>  (C) Continuo <b>4</b></p>
<p><b>MC: RECUPERABILIDAD</b></p> <p>(IN) Inmediata <b>1</b>  (MP) A medio plazo <b>2</b>  (M) Mitigable <b>4</b>  (I) Irrecuperable <b>8</b></p>	<p><b>I: IMPORTANCIA</b></p> <p>Irrelevante  Moderado  Severo  Crítico</p>

### Naturaleza (NA)

Hace referencia al carácter beneficioso o perjudicial de Impacto.

### Intensidad (IN)

Expresa el grado de incidencia de la acción sobre el factor, que puede considerarse desde una afección mínima hasta la destrucción total del factor.

### Extensión (EX)

Representa el área de influencia esperada en relación con el entorno del proyecto, que puede ser expresada en términos porcentuales. Si el área está muy localizada, el impacto será *puntual*, mientras que si el área corresponde a todo el entorno, el impacto será *total*.

### Momento (MO)

Se refiere al tiempo que transcurre entre el inicio de la acción y el inicio del efecto que ésta produce. Puede expresarse en unidades de tiempo, generalmente años, y suele considerarse que el *Corto Plazo* corresponde a menos de un año, el *Medio Plazo* entre uno y cinco años, y el *Largo Plazo* a más de cinco años.

### Persistencia (PE)

Se refiere al tiempo que se espera que permanezca el efecto desde su aparición. Puede expresarse en unidades de tiempo, generalmente años, y suele considerarse que es *Fugaz* si permanece menos de un año, *Temporal* si lo hace entre uno y diez años, y *Permanente* si supera los diez años.

La persistencia no es igual que la reversibilidad ni que la recuperabilidad, aunque son conceptos asociados: los efectos fugaces o temporales siempre son reversibles o recuperables; los efectos permanentes pueden ser reversibles o irreversibles, recuperables o irrecuperables.

### Reversibilidad (RV)

Se refiere a la posibilidad de reconstruir el factor afectado por medios naturales y, en caso de que sea posible, al intervalo de tiempo que se tardaría en lograrlo. Si es de menos de un año se considera el *Corto Plazo*; entre uno y diez años se considera el *Medio Plazo*, y si se superan los diez años se considera *Irreversible*.

### Sinergia (SI)

Se dice que dos efectos son sinérgicos si su manifestación conjunta es superior a la suma de las manifestaciones que se obtendrían si cada uno de ellos actuase por separado. Puede visualizarse como el reforzamiento de dos efectos simples; si en lugar de reforzarse los efectos, se debilitan, la valoración de la sinergia debe ser negativa.

### Acumulación (AC)

Si la presencia continuada de la acción produce un efecto que crece con el tiempo, se dice que el efecto es acumulativo.

### Relación Causa-Efecto (EF)

La relación causa-efecto puede ser directa o indirecta. Es *Directa* si es la acción misma la que origina el efecto, mientras que es *Indirecta* si es otro efecto el que lo origina, generalmente por la interdependencia de un factor sobre otro.

### Periodicidad (PR)

Se refiere a la regularidad de la manifestación del efecto, pudiendo ser periódico, continuo o irregular.

### Recuperabilidad (MC)

Se refiere a la posibilidad de reconstruir el factor afectado por medio de la intervención humana (la reversibilidad se refiere a la reconstrucción por medios naturales).

Tabla 13.9. Matriz de evaluación de impactos

IMPACTOS \ CARACTERIZACIÓN	NATURALEZA	INTENSIDAD	EXTENSIÓN	MOMENTO	PERSISTENCIA	REVERSIBILIDAD	SINERGISMO	ACUMULACIÓN	CAUSA - EFECTO	PERIODICIDAD	RECUPERABILIDAD	TOTAL
	<b>FASE DE OPERACIÓN</b>											
<i>Emisión de ruido</i>	-1	2	2	4	4	1	2	1	4	4	1	<b>-31</b>
<i>Generación de empleo</i>	1	2	2	4	4	1	2	1	4	4	1	<b>31</b>
<i>Necesidad nacional</i>	1	1	2	4	4	1	2	1	4	4	1	<b>28</b>
<b>FASE DE MANTENIMIENTO</b>												
<i>Contaminación del suelo</i>	-1	1	1	4	2	1	2	4	4	1	2	<b>-25</b>
<i>Vegetación</i>	-1	1	1	4	4	1	2	1	4	4	2	<b>-27</b>
<i>Contaminación por material particulado</i>	-1	1	1	2	2	1	1	4	4	1	2	<b>-22</b>
<i>Gases de combustión</i>	-1	1	2	4	2	2	2	4	4	2	2	<b>-29</b>
<i>Ruido</i>	-1	2	1	4	2	1	2	1	4	1	1	<b>-24</b>
<i>Generación de empleo</i>	1	2	2	4	4	1	2	1	4	4	1	<b>31</b>
<i>Necesidad nacional</i>	1	1	2	4	4	1	2	1	4	4	1	<b>28</b>
<b>FASE DE ABANDONO</b>												
<i>Contaminación por material particulado</i>	-1	1	1	2	2	1	1	4	4	1	2	<b>-22</b>
<i>Gases de combustión</i>	-1	1	2	4	2	2	2	4	4	2	2	<b>-29</b>
<i>Ruido</i>	-1	2	1	4	2	1	2	1	4	1	1	<b>-24</b>
<i>Generación de empleo</i>	1	2	2	4	4	1	2	1	4	4	1	<b>31</b>

Cada impacto podrá clasificarse de acuerdo a su importancia "I" como:

- Irrelevante o Compatible:  $0 \leq I \leq 25$
- Moderado:  $25 \leq I \leq 50$
- Severo:  $50 \leq I \leq 75$
- Crítico:  $75 \leq I$

Con los datos obtenidos de las evaluaciones realizadas y las consideraciones expuestas a lo largo del estudio, no existe ningún impacto que llegue a ser catalogado como severo o crítico.

Los factores ambientales más afectados por el Estudio de la minicentral sobre los que se producen impactos son:

- Suelo (Erosión y compactación)
- Ruido
- Vegetación
- Atmósfera (material particulado)
- Medio socio-económico

Estos impactos son evaluados como Impactos Compatibles, y su recuperación es inmediata tras el cese de la actividad. Además no precisa de prácticas protectoras o correctoras.

## 13.7. Conclusiones finales

### 13.7.1. Sistema acuático

- Efectos:

El agua es el factor más importante y su principal característica es que constituye un ecosistema extremadamente frágil, por eso es de vital importancia evitar la alteración del caudal.

Es importante también evitar la interrupción de la corriente de agua. Esta interrupción se traduce en una alteración directa sobre la población piscícola, disminuyendo además la capacidad de autodepuración del cauce en el tramo en que se vea interrumpido.

- Aguas arriba existirá una disminución de la velocidad del caudal, provocando la deposición de materiales transportados en suspensión, pudiendo afectar incluso al nivel de la capa freática.
- Aguas abajo, el curso de agua tendrá una mayor capacidad erosiva.
- En el tramo donde tienen lugar las obras, los efectos son de menor importancia pero alteran igualmente el ecosistema.

Existirá una pérdida de calidad de las aguas a consecuencia de vertidos accidentales al río, como consecuencia de las labores de rehabilitación.

- Medidas correctoras:

Se mantendrá en todo momento, como mínimo, el caudal ecológico y de servidumbre del río.

El agua utilizada para el aprovechamiento hidroeléctrico será restituida al cauce principal del río tras su paso por la turbina.

Se impedirá que se produzcan vertidos al río, extremando las precauciones en las labores de limpieza y rehabilitación.

### 13.7.2. Pérdida de suelo y erosión

Estos impactos se tomarían en cuenta en el caso de la construcción de una nueva edificación para el aprovechamiento hidroeléctrico.

En el caso de este Estudio, en el que se rehabilita una estructura ya existente, no es necesario alterar el terreno para levantar las instalaciones necesarias ni realizar movimiento de tierras.

Por lo tanto, el terreno se queda en las condiciones iniciales tras la instalación de la minicentral.

### 13.7.3. Destrucción de la vegetación

No existe pérdida de cobertura vegetal por movimientos de tierra, ya que no se llevan a cabo obras de construcción ni tampoco la inundación de márgenes por la construcción de presas y azudes.

### 13.7.4. Alteraciones de la fauna

- Efectos:

La fauna piscícola es la más afectada por el funcionamiento de la minicentral, ya que algunos de sus elementos representan cambios significativos en su hábitat. El efecto barrera es importante en aquellas especies con carácter migratorio.

También existe un aumento de la mortandad de las aves en la zona debido al tendido eléctrico conectado a la central.

Deben tenerse en cuenta los desplazamientos de especies sensibles al ruido, tanto en la fase de construcción como en la de funcionamiento.

- Medidas correctoras:

Se evitará al máximo la pérdida de calidad de las aguas y se dispondrán y se evitará la entrada de peces en el canal de derivación mediante rejillas, haciendo que sigan el curso natural del río aguas abajo, con el objetivo de que especies como el salmón, la trucha o anguilas puedan completar su ciclo reproductor.

Respecto al tendido eléctrico, se diseñarán apoyos y se instalarán "salvapájaros" para disminuir así su índice de mortandad.

Para minimizar la generación de ruidos y evitar que algunas especies sensibles a ellos tengan que desplazarse de la zona, se procederá a la insonorización del edificio y de la turbina.

#### 13.7.5. Alteraciones en la atmósfera

- Efectos:

Partículas en suspensión y polvo durante la fase de rehabilitación del edificio de la minicentral.

- Medidas correctoras:

El foco contaminante de las partículas en suspensión terminará cuando finalice la tarea de rehabilitación.

Para minimizar los efectos durante la ejecución, se regarán de forma periódica los caminos de tierra de acceso para evitar el levantamiento de polvo y partículas al paso de los vehículos.



ANEJO 14.  
ESTUDIO  
ECONÓMICO  
O DE  
VIABILIDAD

## ANEJO 14. Estudio económico o de viabilidad

### 14.1. Descripción de la explotación del mercado eléctrico

#### 14.1.1. Los agentes del sistema eléctrico

El agente de mercado es una entidad que puede acudir como participante en el mercado eléctrico español, tanto para compra como venta de energía. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países, que tengan la habilitación de agentes externos.

Los agentes que intervienen en las *actividades reguladas* destinadas al suministro energético son los siguientes:

- Transportistas: Su objetivo es transmitir la electricidad por las redes de transporte. Gestionan, mantienen y reparan las infraestructuras en **Alta Tensión** (más de 220 kV, no apta para el consumo). Únicamente existe una empresa en España encargada de este transporte y es **REE**, Red Eléctrica de España.
- Distribuidora: Su objetivo es transportar la energía de Media y Baja tensión que llega a los consumidores finales (menos de 220 kV). Además, gestiona, mantiene y repara las infraestructuras utilizadas para asegurar un suministro sin cortes y de calidad. Es la responsable de llevar cabo la lectura de los contadores. Son ejemplos de distribuidoras Iberdrola o Endesa.

Los agentes que intervienen en las *actividades no reguladas* destinadas al suministro energético son los siguientes:

- Productor / Generador: Su objetivo principal es el de la **productor de la energía**, como ya sabremos las principales compañías son varias: Eon, Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP Energía, etc. **Generan la electricidad a través de las centrales nucleares**, plantas de producción,

- e inyectan esa energía a las redes de transporte disponibles. Las plantas de producción pueden ser de varios tipos: centrales de gas (ciclo combinado), centrales nucleares, centrales de energía alternativa, etc.
- Comercializadoras: Son las encargadas de **comprar la energía que se ofrece en el pool**, mercado mayorista eléctrico, y venderla a los clientes finales. Las tarifas a las que pagaremos la luz la fijan estas compañías. Cada comercializadora utiliza las líneas eléctricas de las distribuidoras, por ello, los consumidores no podemos elegir qué distribuidora queremos, se nos asigna con la comercializadora que contratemos. La comercializadora paga a la distribuidora un precio regulado por la Administración, conocido como peaje.

#### 14.1.2. Pago de ATRs

Dependiendo del tipo de compra que se haya hecho, las comercializadoras de electricidad deben pagar la energía adquirida para abastecer a sus consumidores a diferentes tipos de operadores o agentes del mercado.

Se considera agente del mercado a toda persona física o jurídica que intervenga en las transacciones económicas que tengan lugar en el mercado de producción de energía eléctrica, ya sea comprando o vendiendo electricidad.

Existe una diferencia entre el Operador del Mercado y el Operador del Sistema. Ambos son sociedades mercantiles que intervienen en las transacciones económicas del mercado. Como Operador del Mercado, el OMIE es el responsable de la gestión económica del sistema, mientras que REE (Red Eléctrica de España, S.A.), como Operador del Sistema, es la responsable de la gestión técnica de la misma.

Además de éstos, también existen otros pagos que deben realizarse al comprar electricidad, a continuación se describen brevemente:

**OMIE:** Es un Operador de Mercado al que la comercializadora deberá pagar la cantidad de energía que haya comprado en los diferentes mercados, teniendo en cuenta que estas cantidades han sido fruto de estimaciones, por tanto se ajustarán más o menos al consumo real. Además también debe pagarse un coste fijo en concepto de gestión (0,024706 €/MWh y mes).

**REE:** En este caso se paga el importe perteneciente a la diferencia que existe entre la cantidad de energía prevista en OMIE y lo que realmente se ha consumido. Este consumo real es facilitado por las compañías distribuidoras a la Red Eléctrica Española.

Estas regularizaciones se llevan a lo largo de un año, en ellas también se tendrán en cuenta los gastos extras del sistema eléctrico español:

- ✚ Pagos por capacidad: Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.
- ✚ Servicio de interrumpibilidad: Es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema, a aquel consumidor que sea proveedor de este servicio. La prestación de este servicio y su retribución se realiza conforme a los términos establecidos en la legislación vigente y en el contrato firmado por ambas partes.
- ✚ Servicios complementarios: Servicios que resultan necesarios para asegurar el suministro de energía en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Incluyen: regulación primaria, secundaria y terciaria, además de control de tensión de la red de transporte.
- ✚ Tasas: Existen dos tipos, tasa de disponibilidad de la red de transporte y tasa de indisponibilidad.

La primera, indica el porcentaje de tiempo medio en que cada elemento de la red de transporte ha estado disponible para el servicio, una vez descontadas las indisponibilidades por motivos de mantenimiento preventivo y correctivo, indisponibilidad fortuita u otras causas (como construcción de nuevas instalaciones, renovación y mejora).

La segunda, indica el porcentaje de tiempo durante el que las líneas de transporte no han estado disponibles para el servicio.

En este caso también se paga al operador del sistema en concepto de gastos de gestión (0,1087 €/MWh y mes).

**Compañías distribuidoras:** A estas compañías se les pagan conceptos denominados "peajes". Estos peajes incluyen el término de potencia, término de energía, excesos de reactiva, excesos de potencia y el alquiler de los equipos de medida.

El precio de estos peajes están fijados previamente en el BOE y su importe depende del tipo de tarifa de acceso de cada cliente. También se encuentran publicados en el BOE las fórmulas para la facturación de los excesos de potencia y de reactiva.

**Municipio:** Además de todo lo anterior, también debe pagarse el impuesto municipal que corresponda.

## 14.2. Características del mercado eléctrico

### 14.2.1. Mercado de producción

El mercado de producción engloba el conjunto de mecanismos que permiten conciliar la libre competencia en la generación de electricidad con la exigencia de disponer de un suministro que cumpla con los criterios de calidad y seguridad requeridos.

Las transacciones de energía que los agentes negocian en el mercado de producción responden a sus previsiones de demanda, de capacidad de generación de los grupos y de disponibilidad de la red de transporte.

Este mercado está basado en varios procesos interrelacionados:

#### 14.3.1.1. Mercado eléctrico

Su objetivo es llevar a cabo las transacciones de energía para el día siguiente. El Operador del Sistema comunica a los agentes a las 8:30 horas su previsión de demanda, las indisponibilidades de generación y la situación de la red de transporte.

Los agentes que desean participar en el mercado diario presentan al Operador del Mercado entre las 8:30 y las 10:00 horas sus ofertas de compra o venta de energía, procediendo éste a la casación de dichas ofertas, determinándose de esta forma el precio marginal y el volumen de energía que se acepta para cada unidad de compra y venta en cada periodo horario.

Las transacciones, asignadas o casadas, de compraventa de energía dan lugar al Programa Base de casación.

Una vez analizado este programa desde el punto de vista de seguridad del suministro por el Operador del Sistema y resueltas las restricciones técnicas, mediante la reasignación de los grupos generadores ante desviaciones de la demanda, se obtiene el Programa Diario Viable Definitivo.

#### 14.3.1.2. Mercado intradiario

Está gestionado por el Operador de Mercado, es un mercado de ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se pueden producir con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo.

Este mercado está organizado en seis sesiones, y pueden presentar ofertas de compra o venta de energía aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario.

El programa de transacciones resultante de cada mercado intradiario debe ser analizado por Red Eléctrica (REE) para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, tras lo cual se obtiene el Programa Horario Final.

#### 14.3.1.3. Mercados de operación

Están gestionados por REE, este mercado está constituido por los procesos mediante los que se resuelven los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda. Agrupan a un conjunto de mecanismos de carácter competitivo que complementan el mercado de producción.

Aquí se identifican y resuelven las incompatibilidades que aparecen entre las transacciones de energía acordadas en el mercado de producción y la gestión de su transporte.

Para su resolución parte de los resultados del mercado diario e intradiario, de las ventas en régimen especial y de los contratos bilaterales físicos y reasigna algunas producciones para asegurar la viabilidad del resto.

- Regularización secundaria:

Su objetivo es mantener la capacidad de restablecer los desequilibrios entre generación y demanda en un plazo de 30 segundos hasta 15 minutos. El producto que se negocia es la capacidad de subir o bajar generación, y es retribuido por dos conceptos, disponibilidad y utilización.

- Regularización terciaria:

Lo que hace es restituir la reserva de regulación secundaria cuando haya sido utilizada. El producto que se negocia es la variación de potencia que es posible conseguir en un tiempo máximo de 15 minutos y que puede ser mantenido, al menos, durante 2 horas consecutivas.

- Gestión de desvíos:

Tiene como objetivo resolver los desvíos entre la generación (por averías en los grupos) y el consumo si la demanda casada no coincide con la prevista en el plazo que transcurre entre el cierre de cada sesión del mercado intradiario y el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

#### 14.2.2. Mercado a tarifa regulada

Es el mercado regulado en el que el suministro de energía a los consumidores está garantizado y donde las condiciones y precios máximos están fijados por la autoridad reguladora.

El producto que ofrece el distribuidor es la energía entregada bajo unos estándares de calidad en la instalación del consumidor.

Los agentes responsables de esta regulación son los que se nombran a continuación (ya explicados anteriormente):

-  Operador del Mercado (OMIE)
-  Operador del Sistema (REE)
-  Comisión del Sistema Eléctrico
-  Ministerio de Industria y Energía
-  Comunidades autónomas
-  Unión Europea (normativa)

### 14.3. Demanda de energía eléctrica en el año 2.014

La demanda peninsular de energía eléctrica durante el 2014, una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, ha descendido un 0,2%, lo que supone una caída sensiblemente menor que la registrada el pasado año, que descendió un 2,2%. La demanda bruta fue de 243.486 GWh, un 1,2% inferior a la del 2013.

Red Eléctrica publica estos datos en el *Avance del informe del sistema eléctrico español del 2014* que adelanta el resultado anual del comportamiento del sistema eléctrico.

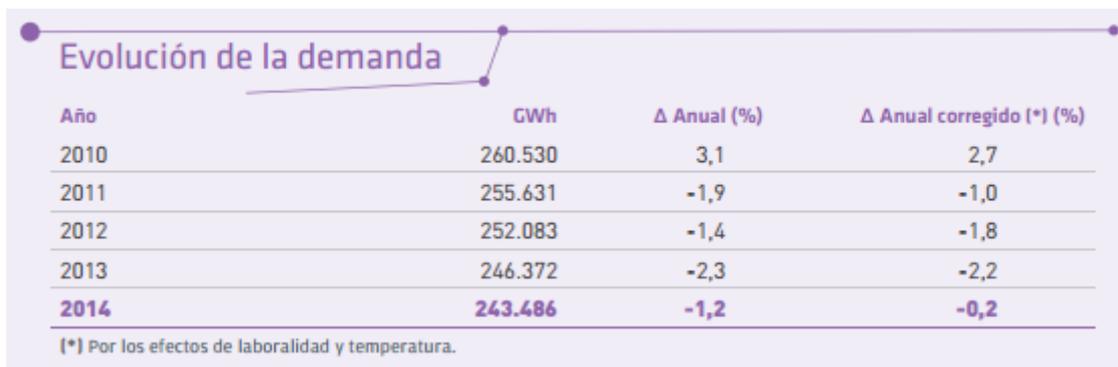


Ilustración 14.1. Evolución anual de la demanda eléctrica peninsular (Fuente REE)

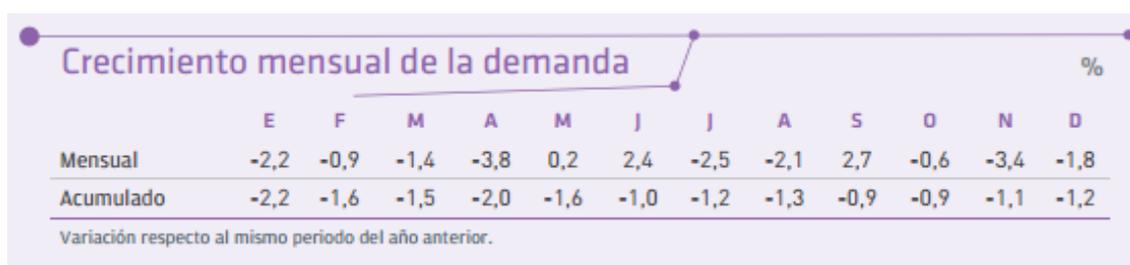


Ilustración 14.2. Evolución anual de la demanda eléctrica peninsular (Fuente REE)

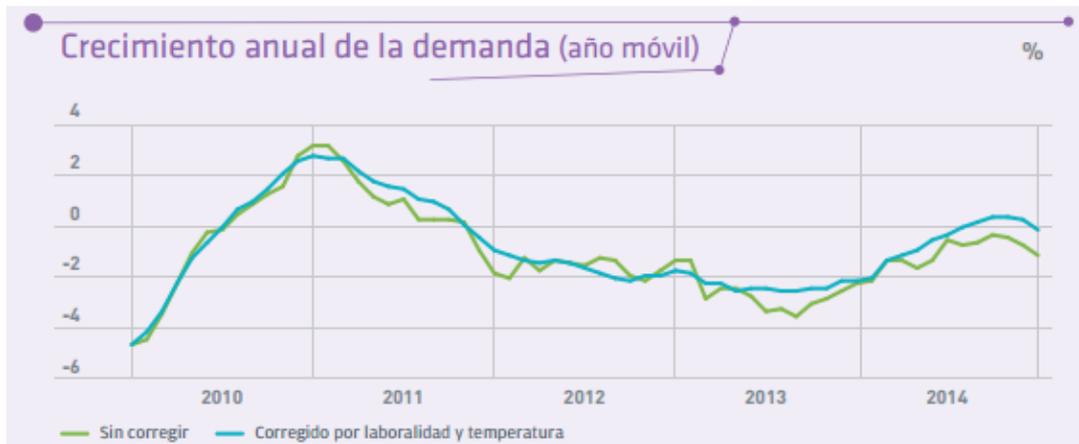


Ilustración 14.3. Evolución mensual de la demanda eléctrica peninsular (Fuente REE)

El 4 de febrero, se alcanzaron los valores máximos de potencia instantánea, con 39.948 MW a las 20.18 horas, y de demanda horaria, con 38.666 MWh entre las 20.00 y las 21.00 horas.

Además, el máximo de demanda de energía eléctrica diaria se registró el 11 de febrero con 798 GWh.

Las energías renovables han mantenido un papel destacado en la producción global de energía de este año cubriendo el 42,8% de la producción total (un 42,2% en el 2013).

En términos absolutos, la generación renovable ha descendido un 1% respecto al año anterior, debido principalmente a la caída de la producción eólica en un 6,1%. Sin embargo, la energía eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción total en el sistema eléctrico peninsular en los meses de enero, febrero y noviembre.

El producible hidráulico se situó en 32.655 GWh, un 18% superior al valor medio histórico y prácticamente igual al del 2013.

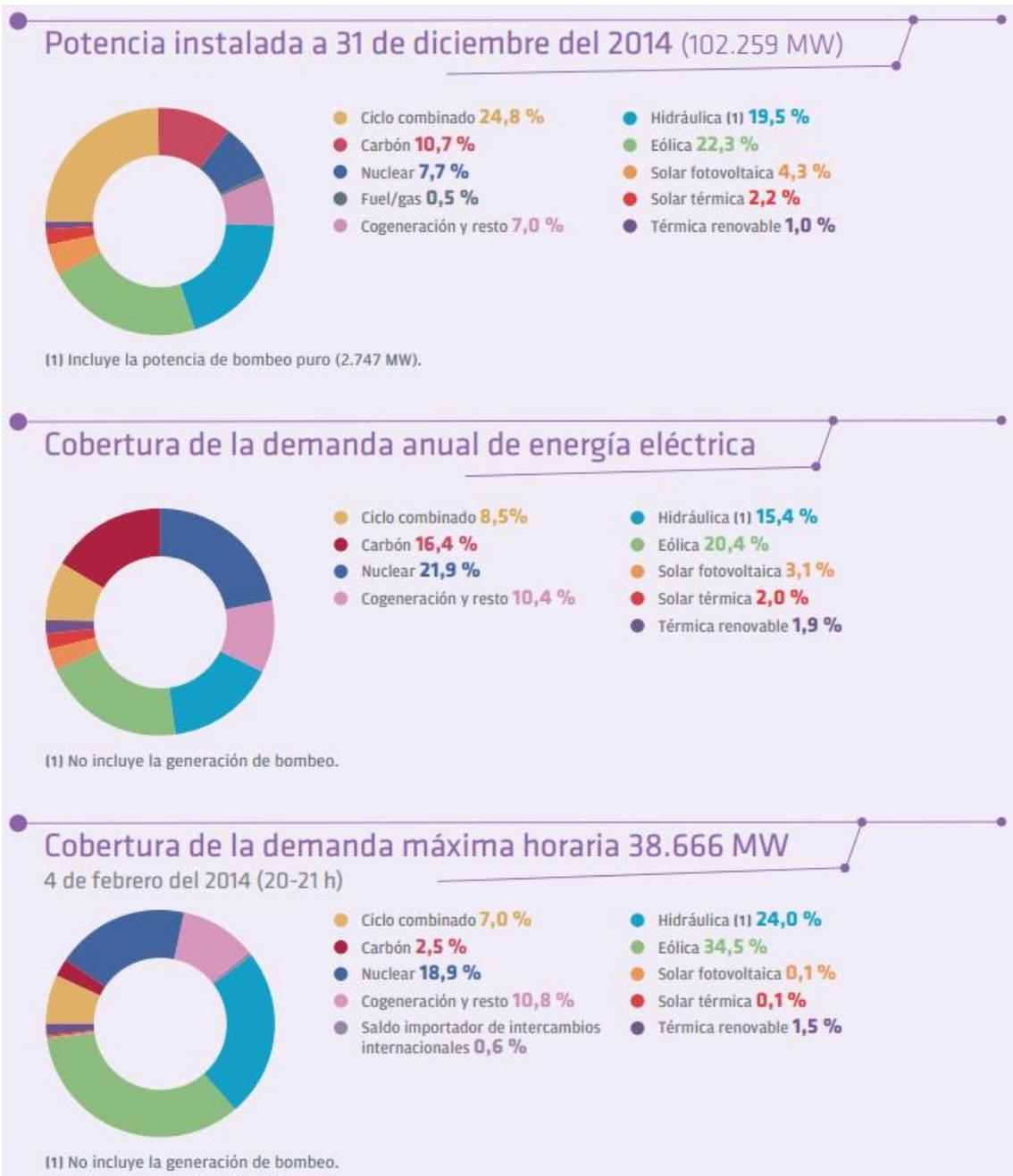


Ilustración 14.4. Cobertura de la demanda eléctrica peninsular (Fuente REE)



En cuanto a la cobertura de la demanda, la nuclear cubrió el 21,9%, la eólica el 20,4%, el carbón el 16,4%, la hidráulica el 15,4% y la cogeneración el 10,4%. Por debajo del 10% se han situado los ciclos combinados, con una participación del 8,5%, y las tecnologías solares y la térmica renovable, que conjuntamente han cubierto el 7% de la demanda anual, aportación similar a la del 2013.

Respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico peninsular, el aumento de producción con carbón se ha compensado con la generación de energía renovable, lo que produce un saldo de emisiones de 60,4 millones de toneladas en el 2014, valor similar al del 2013.



Ilustración 14.5. Fuente REE

#### 14.3.1. Integración de energías renovables

En línea con los años anteriores, el objetivo principal de la operación del sistema eléctrico a lo largo del año 2014 ha sido conseguir la máxima integración de energías renovables en el sistema, garantizando la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Para ello, resulta fundamental la figura del CECRE (Centro de Control de Energías Renovables), centro pionero y de referencia mundial en la supervisión y control de las energías renovables. Su labor ha hecho posible que en 2014 se hayan registrado nuevos máximos históricos en la producción eólica diaria y mensual, alcanzando respectivamente los 352.087 MWh, el 25 de marzo de 2014 y los 6.626 GWh, en enero de 2014.

En 2014, la producción de energía en el sistema eléctrico peninsular a partir de fuentes renovables ha representado un 43% del total generado.

En cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico peninsular, el aumento de generación con carbón se ha compensado con la generación de fuentes renovables, situando el nivel de emisiones en 2014 en 60,4 millones de toneladas, valor similar a los 60,1 millones de toneladas en 2013.

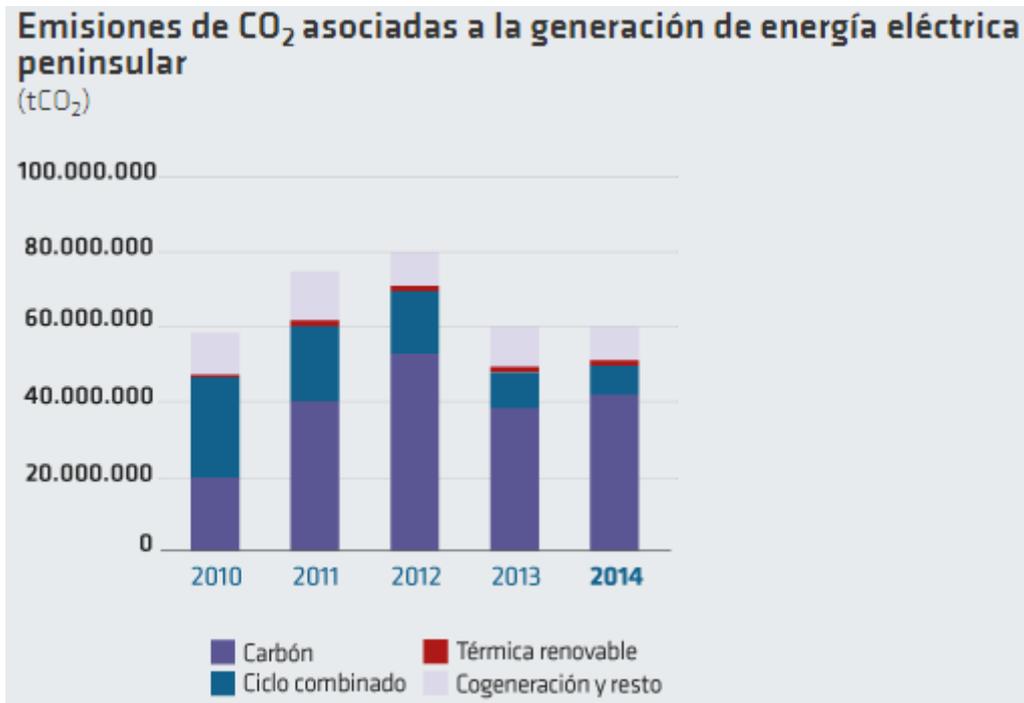


Ilustración 14.6. Fuente REE



Ilustración 14.7. Fuente REE

En los gráficos que se muestran a continuación se expone la participación que han tenido las energías renovables en la cobertura de la demanda y su comparación con respecto a las energía de origen no renovable:

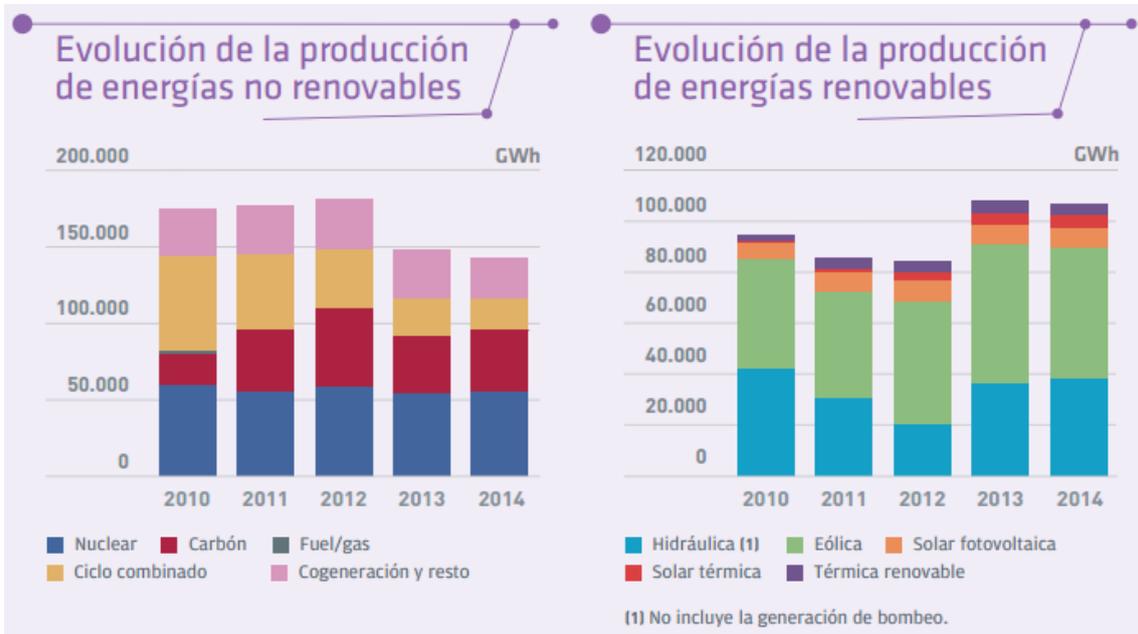


Ilustración 14.8. Fuente REE

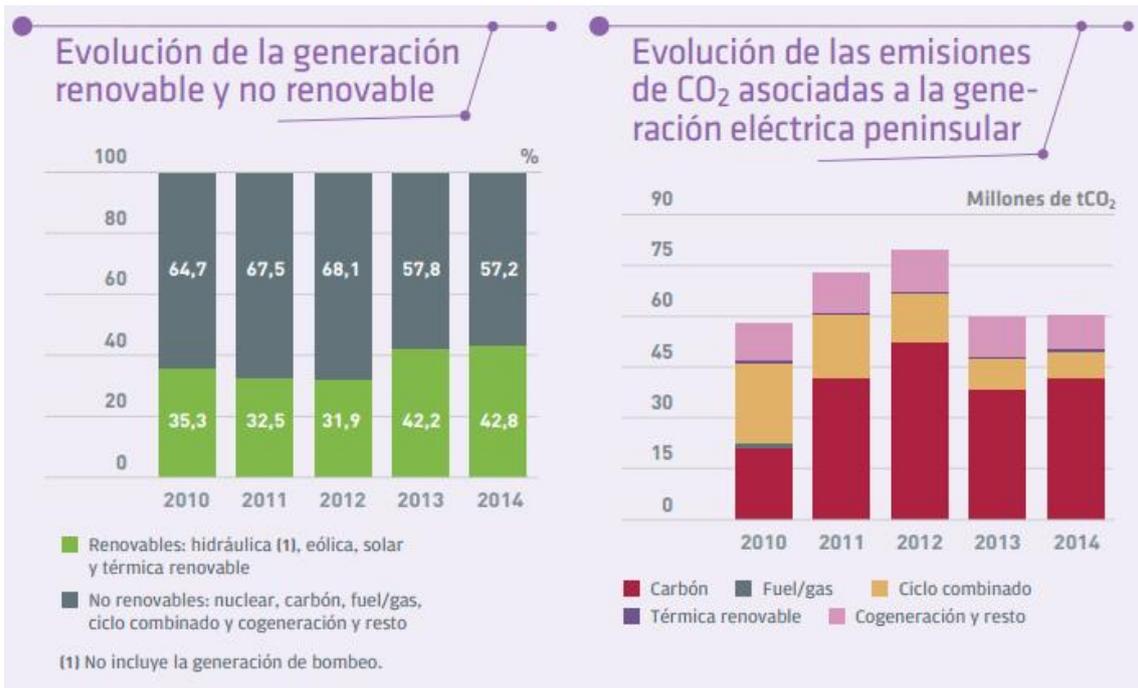


Ilustración 14.8. Fuente REE

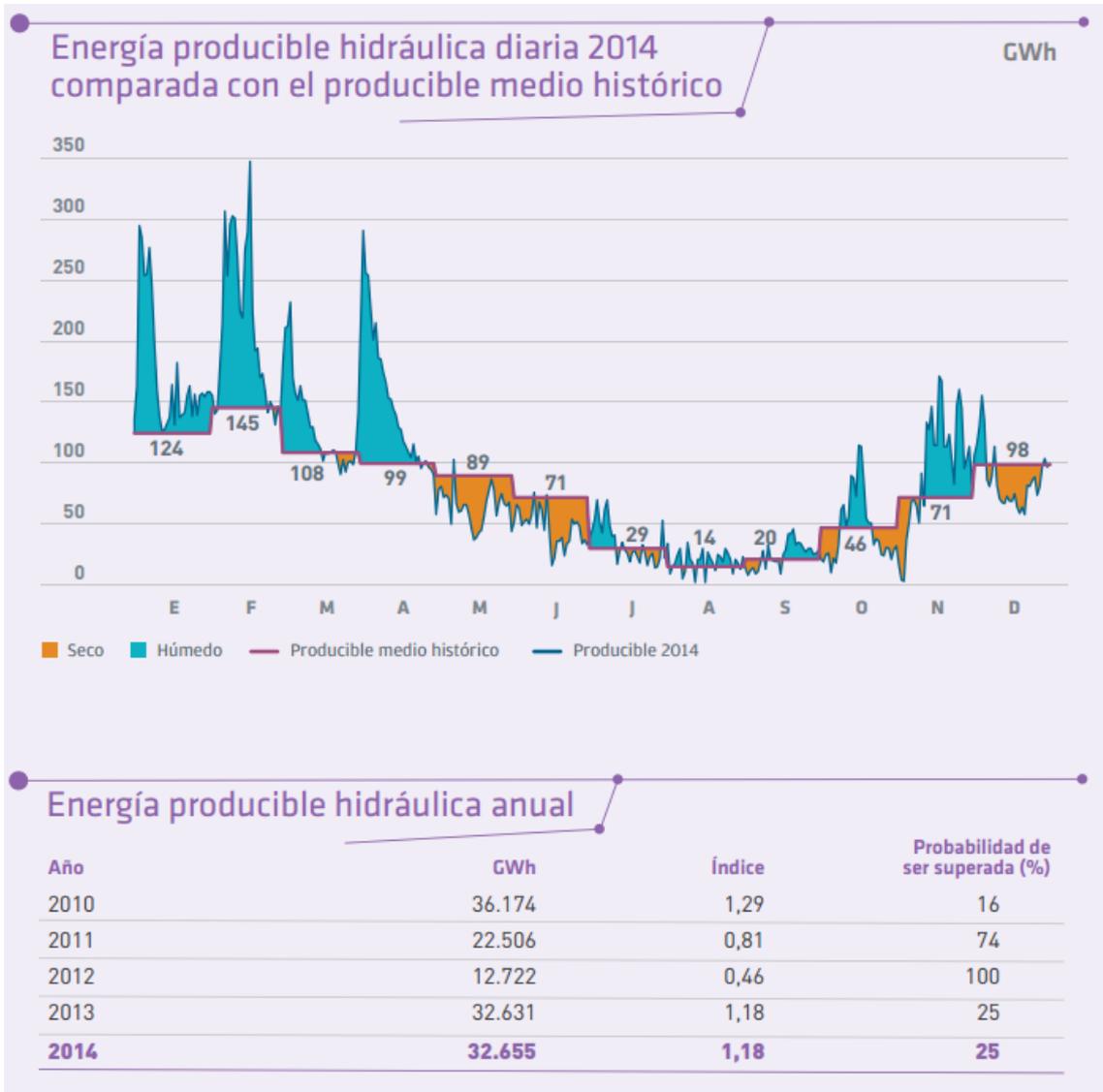


Ilustración 14.9. Fuente REE

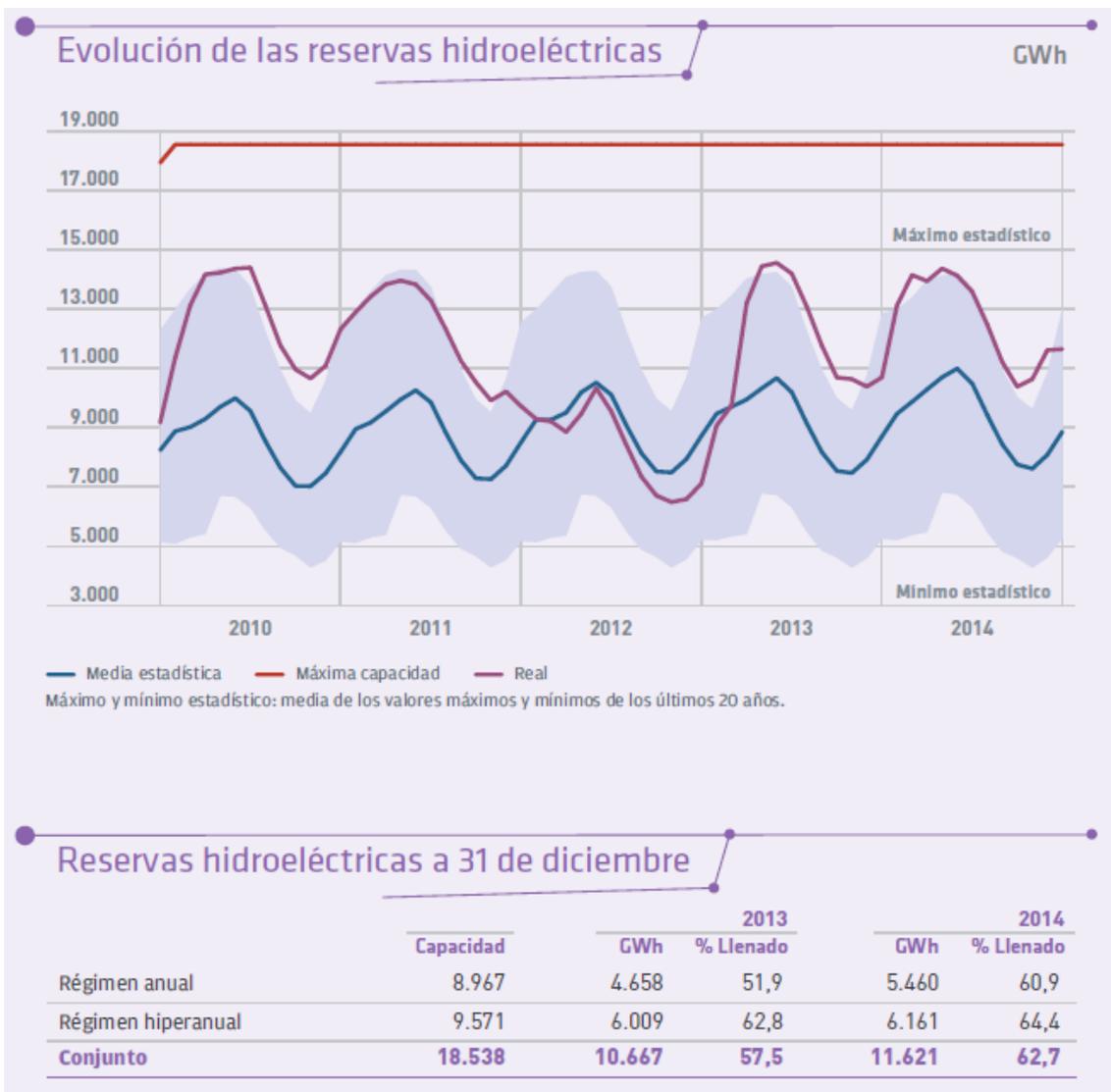


Ilustración 14.10. Fuente REE

## 14.4. Evolución del mercado de Energía Eléctrica

### 14.4.1. Evolución de la energía y precios correspondientes a los procesos de operación técnica del sistema

El volumen de energía gestionado por el operador del sistema español en el mes de mayo mediante estos procedimientos ha sido de 918 GWh, un 0,1% superior al del mes anterior. La asignación media de banda de potencia por regulación secundaria ha sido a subir de 666 MW y 503 MW de banda de regulación secundaria a bajar y la reserva media de potencia adicional a subir ha sido de 89 MW. El coste para los consumidores es de 42.607 kEUR, un 2,9% superior al del mes anterior de 41.398kEUR.

Este resultado en el sistema eléctrico español atendiendo a los distintos procesos ha sido el siguiente:

Tabla 13.1. Fuente OMIE

PROCESOS DE OPERACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA		
	ENERGÍA O POTENCIA A SUBIR	ENERGÍA O POTENCIA A BAJAR
Reserva de potencia media a subir (MW)	89	
Banda horaria media de regulación secundaria (MW)	666	503
Gestión de desvíos (GWh)	114	35
Energía de regulación secundaria (GWh)	138	83
Energía de regulación terciaria (GWh)	236	115
Procedimientos especiales y de emergencia (GWh)	45	150
Total Energía (GWh)	534	384
Neto de Energía (GWh)	150	
Valor económico (kEUR)	32.287	10.320

Tabla 14.2. Fuente OMIE

REPERCUSIÓN DE LOS PROCESOS DE OPERACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA EN EL PRECIO FINAL		
	MES ACTUAL	MES ANTERIOR
Reserva de potencia a subir (EUR/MWh)	0,08	0,05
Banda de regulacion secundaria (EUR/MWh)	1,08	1,20
Coste de los desvíos (EUR/MWh)	0,15	0,24
Coste del control de factor de potencia (EUR/MWh)	0,00	-0,06
<b>TOTAL</b>	<b>1,31</b>	<b>1,43</b>
<b>% sobre PFM</b>	<b>2,25%</b>	<b>2,40%</b>

El coste medio derivado de los procesos de operación español en el mes de mayo se detalla a continuación:

Los precios medios correspondientes a estos procesos han sido los siguientes:

Tabla 14.3. Fuente OMIE

PRECIO DE LOS PROCESOS DE OPERACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA		
	PRECIO MEDIO A SUBIR	PRECIO MEDIO A BAJAR
Reserva de potencia media a subir (EUR/MW)	25,94	
Banda horaria media de regulación secundaria (EUR/MW)	22,40	
Gestión de desvíos (EUR/MWh)	54,81	30,17
Energía de regulación secundaria (EUR/MWh)	52,54	30,42
Energía de regulación terciaria (EUR/MWh)	59,62	20,93
Energía de solución de restricciones técnicas en tiempo real (EUR/MWh)	104,02	28,73

#### 14.4.2. Pago por capacidad y servicio de interrumpibilidad

En el mes de mayo los pagos por capacidad en el sistema eléctrico español han tenido las siguientes características:

Tabla 14.4. Fuente OMIE

PAGO POR CAPACIDAD MAYO 2015			
	CONJUNTO DEL MERCADO	COMERCIALIZADORES Y CONS. DIRECTOS	COMERCIALIZADORES DE REFERENCIA
COSTE UNITARIO (EUR/MWh)	5,07	4,49	9,27
COMPRAS (GWh)	19.782	17.362	2.421
COSTE TOTAL (KEUR)	100.392	77.944	22.448

En el mes de mayo el servicio de interrumpibilidad ha tenido las siguientes características:

Tabla 14.5. Fuente OMIE

SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD MAYO 2015			
	CONJUNTO DEL MERCADO	COMERCIALIZADORES Y CONS. DIRECTOS	COMERCIALIZADORES DE REFERENCIA
COSTE UNITARIO (EUR/MWh)	2,14	2,14	2,14
COMPRAS (GWh)	19.782	17.362	2.421
COSTE TOTAL(KEUR)	42.322	37.143	5.178

#### 14.4.3. Evolución del Mercado de Electricidad

##### 14.4.3.1. Precios y energías finales en el sistema eléctrico español

El precio horario final medio durante el mes ha sido, en promedio ponderado, de 58,31EUR/MWh y en promedio sin ponderar de 57,58 EUR/MWh, siendo ambos inferiores a los registrados en el mes anterior de 59,71 EUR/MWh (precio medio ponderado) y 58,58 EUR/MWh (precio medio sin ponderar).

El precio horario final ha aumentado respecto del mismo mes del año anterior para el conjunto de compradores en un 9,6% y para los consumidores directos y comercializadores en un 9,8%.

Durante el mes de mayo el precio horario final máximo ha sido de 81,85 EUR/MWh en la hora 22 del día 6 y el mínimo ha sido de 28,59 EUR/MWh en la hora 4 del día 5. La relación entre el máximo y el mínimo es 2,86.

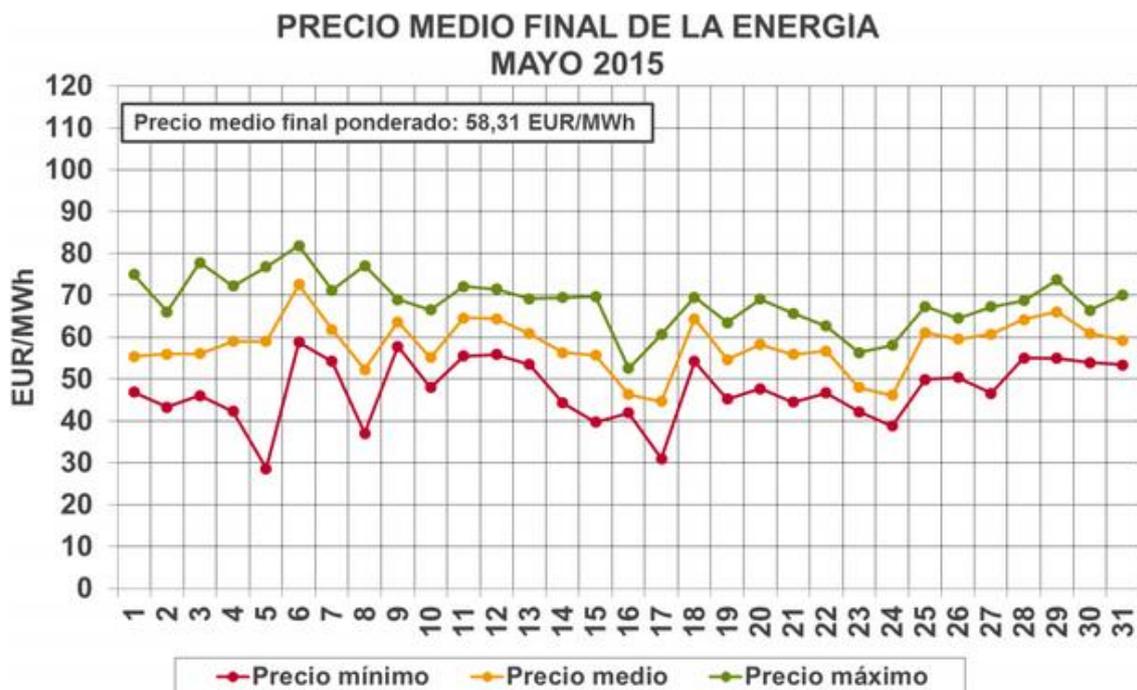


Ilustración 14.17. Fuente OMIE

Las diferencias entre el valor del precio horario final máximo y mínimo de cada día han sido superiores a 30 EUR/MWh en 3 días del mes, siendo la máxima diferencia de 48,24 EUR/MWh y la mínima diferencia de 10,64 EUR/MWh.

En las horas de valle (entre 1 y 7 de la mañana) la franja de precios está comprendida entre 28,59 y 68,84 EUR/MWh. En el resto de las horas los precios se sitúan en una franja entre 33,84 y 81,85 EUR/MWh.

Tabla 14.6. Fuente OMIE

PRECIO HORARIO FINAL								
FECHA	ENERGÍA (MWh)	PRECIO MEDIO (EUR/MWh)	PRECIO MÁXIMO (EUR/MWh)	PRECIO MÍNIMO (EUR/MWh)	DIFERENCIA MAX-MÍN (EUR/MWh)	ENERGÍA MÁXIMA (MWh)	ENERGÍA MÍNIMA (MWh)	COSTE TOTAL (kEUR)
01-may-15	542.728	55,39	74,99	46,85	28,14	25.430	19.646	30.062
02-may-15	563.137	55,98	66,04	43,32	22,72	26.872	18.893	31.523
03-may-15	544.255	56,05	77,81	46,07	31,74	26.955	19.057	30.505
04-may-15	656.913	59,03	72,21	42,26	29,95	32.000	20.252	38.777
05-may-15	671.811	58,98	76,83	28,59	48,24	32.147	22.012	39.624
06-may-15	668.416	72,62	81,85	58,86	22,99	31.613	22.197	48.540
07-may-15	669.225	61,81	71,22	54,23	16,99	31.899	21.950	41.364
08-may-15	672.461	52,33	77,12	37,10	40,02	32.133	22.233	35.190
09-may-15	606.697	63,66	69,05	57,81	11,24	28.596	21.574	38.621
10-may-15	556.586	55,19	66,54	48,01	18,53	27.155	19.549	30.720
11-may-15	666.939	64,63	72,11	55,51	16,60	32.305	20.807	43.101
12-may-15	691.102	64,41	71,48	55,86	15,62	33.125	22.541	44.512
13-may-15	701.266	60,81	69,22	53,50	15,72	33.482	22.784	42.643
14-may-15	715.478	56,32	69,49	44,34	25,15	34.592	23.232	40.294
15-may-15	672.376	55,67	69,74	39,76	29,98	31.778	23.061	37.431
16-may-15	609.016	46,32	52,57	41,93	10,64	28.830	21.824	28.210
17-may-15	559.730	44,64	60,65	30,97	29,68	27.362	19.640	24.987
18-may-15	671.305	64,41	69,53	54,22	15,31	32.685	20.939	43.238
19-may-15	683.693	54,68	63,54	45,22	18,32	32.569	22.898	37.386
20-may-15	668.258	58,26	69,06	47,72	21,34	31.744	22.433	38.936
21-may-15	663.249	55,88	65,74	44,54	21,20	31.399	22.201	37.062
22-may-15	662.763	56,71	62,66	46,73	15,93	31.713	22.333	37.586
23-may-15	599.842	47,99	56,30	42,19	14,11	28.197	21.588	28.786
24-may-15	544.708	46,13	58,11	38,77	19,34	26.539	19.449	25.126
25-may-15	649.895	61,09	67,40	49,92	17,48	31.322	20.463	39.703
26-may-15	669.575	59,59	64,50	50,36	14,14	31.802	22.216	39.903
27-may-15	676.048	60,76	67,26	46,60	20,66	32.111	22.544	41.077
28-may-15	685.055	64,20	68,77	55,06	13,71	32.696	22.678	43.983
29-may-15	676.697	66,09	73,71	55,00	18,71	32.540	22.835	44.722
30-may-15	606.978	60,89	66,46	53,94	12,52	28.589	21.720	36.961
31-may-15	556.138	59,25	70,12	53,43	16,69	27.078	19.539	32.953

El volumen de energía correspondiente al mes de mayo ha ascendido a 19.782 GWh y el volumen económico a 1.153.525 kEUR, superior al registrado en el mes anterior que fue de 1.120.871 kEUR para un volumen de energía de 18.773 GWh.

#### 14.4.3.2. Componentes del precio final

Los componentes del precio horario medio final para la demanda nacional que figuran a continuación se han determinado para el mes de mayo con la mejor previsión de medida de la que se dispone, incorporando la diferenciación entre comercializadores de referencia y el conjunto de comercializadores y consumidores directos.

Tabla 14.7. Fuente OMIE

PRECIO HORARIO FINAL MEDIO MAYO 2015						
	COMERCIALIZADOR DE REFERENCIA		COMERCIALIZADOR, CONSUMIDOR DIRECTO		DEMANDA NACIONAL	
	EUR/MWh	%	EUR/MWh	%	EUR/MWh	%
<b>Mercado diario</b>	46,03	73,51	45,89	79,52	45,91	78,73
<b>Mercado intradiario</b>	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>Restricciones</b>	3,84	6,13	3,86	6,70	3,86	6,62
<b>Reserva potencia subir</b>	0,09	0,15	0,08	0,14	0,08	0,14
<b>Asig. Secundaria</b>	1,08	1,73	1,08	1,88	1,08	1,86
<b>Otros procesos</b>	0,15	0,24	0,15	0,27	0,15	0,26
<b>Pago por capacidad</b>	9,27	14,81	4,49	7,78	5,07	8,70
<b>Servicio de interrumpibilidad</b>	2,14	3,42	2,14	3,71	2,14	3,67
<b>TOTAL</b>	<b>62,62</b>	<b>100,00</b>	<b>57,71</b>	<b>100,00</b>	<b>58,31</b>	<b>100,00</b>

#### 14.4.4. Precios actuales de venta en comercializadoras

##### 14.4.4.1. Baja tensión

Precios de los términos de potencia y términos de energía activa de los peajes de acceso de baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10kW, denominadas tarifas 2.0A (sin discriminación horaria), 2.0DHA (con discriminación horaria) y 2.0DHS (con discriminación horaria supervalle):

Tarifa	Potencia	Energía		
		P1	P2	P3
2.0 A	38,043426	0,044027		
2.0 DHA		0,062012	0,002215	
2.0 DHS		0,062012	0,002879	0,000886

\*Potencia en €/kW y año, energía en €/kWh

Precios de los términos de potencia y términos de energía, activa y reactiva, de los peajes de acceso de baja tensión (denominadas tarifas 2.1A, 2.1DHA, 2.1DHS y 3.0A), con potencia contratada mayor a 10kW:

Tarifa	Potencia	Energía		
		P1	P2	P3
2.1 A	44,44471	0,05736		
2.1 DHA		0,074568	0,013192	
2.1 DHS		0,074568	0,017809	0,006596

\*Potencia en €/kW y año, energía en €/kWh

3.0 A	P1	P2	P3
<b>Potencia</b>	40,728885	24,43733	16,291555
<b>Energía</b>	0,018762	0,012575	0,00467

\*Potencia en €/kW y año, energía en €/kWh

14.4.4.2. Alta tensión

Precios de los términos de potencia y energía activa de los peajes de acceso de alta tensión:

3.1 A	P1	P2	P3
<b>Potencia</b>	59,173468	36,490689	8,367731
<b>Energía</b>	0,014335	0,012754	0,007805

\*Potencia en €/kW y año, energía en €/kWh

Término de Potencia						
Peaje	P1	P2	P3	P4	P5	P6
<b>6.1</b>	39,139427	19,586654	14,334188	14,334188	14,334188	6,540177
<b>6.2</b>	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
<b>6.3</b>	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	6,92775	3,160887
<b>6.4</b>	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
<b>6.5</b>	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

\*Potencia en €/kW y año

Término de Energía						
Peaje	P1	P2	P3	P4	P5	P6
<b>6.1</b>	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
<b>6.2</b>	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
<b>6.3</b>	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
<b>6.4</b>	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
<b>6.5</b>	0,008565	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001081

\*Energía en €/kWh

## 14.5. Presupuesto

El presupuesto sobre este estudio se realizará analizando proyectos de similar envergadura y características, ya que, como se indica, este documento es un estudio de diseño de una minicentral y únicamente se limitará a la definición técnica de las partes que la componen, no abarcará la técnica de ejecución de las obras pertinentes ni el seguimiento posterior a su implantación.

Es por eso que tras analizar varios documentos de aprovechamiento similares al que se detalla en este estudio, es posible llegar a una cantidad monetaria sobre la que se puede trabajar, teniendo en cuenta siempre que ésta será una estimación y no fruto de cálculos minuciosos sobre la implantación de este estudio.

Como referencia se toman proyectos que tienen como objeto la rehabilitación de un molino o alguna otra edificación que ya existe previamente, de modo que su construcción no encarezca el presupuesto y tener así una referencia que sirva como guía para este documento.

No se detallarán precios de mano de obra, materiales o elementos de seguridad de forma minuciosa, simplemente se mencionarán los costes de los elementos más importantes que forman parte del estudio.

### EQUIPAMIENTO MECÁNICO – HIDRÁULICO

#### **Tubería de presión.**

Definida por un diámetro exterior de 750 mm y un espesor de 5 mm, con una presión de prueba hidrostática de 40 bares y unas tensiones admisibles de entre 32 y 37 kg/cm<sup>2</sup>.

800,00 €

#### **Ud. Turbina Kaplan.**

Turbina Kaplan, prevista para un caudal aspirado de 3 m<sup>3</sup>/s, una altura neta de 6,32 metros y una potencia en el eje de 253 C.V. con una velocidad de 600 rpm.

275.000,00 €

#### **Ud. Regulación.**

Definida por la rehabilitación del canal de derivación existente y por la construcción de la cámara de carga.

75.000,00 €

### EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

#### **Generador asíncrono trifásico, preparado para servicio interior.**

17.000,00 €

#### **Transformador trifásico tipo seco en capsulado.**

10.500,00 €

### MANO DE OBRA

#### **Mano de obra**

Coste de la mano de obra y protecciones necesarias para los trabajadores.

548.000 €

## MATERIALES

### **Materiales construcción**

Variedad de materiales necesarios para llevar a cabo la rehabilitación de la minicentral.

**274.000 €**

Los datos anteriores se corresponden con los principales elementos básicos necesarios para el funcionamiento de una minicentral, como se ha mencionado antes, las obras de recuperación, las obras necesarias para la implantación de los elementos, los precios de los materiales, de las protecciones y elementos de seguridad, se analizarán con proyectos similares.

El precio medio de implantación de una minicentral hidroeléctrica que ya dispone de casa de máquinas y canal de derivación antes de la ejecución del proyecto se estima en UN MILLÓN DOSCIENTOS MIL EUROS.

*PRESUPUESTO TOTAL ESTIMADO*

**1.200.000 €**

## 14.6. VAN, TIR y Periodo de Retorno (PR)

### 14.6.1. Determinación del precio de la electricidad

Para la determinación del coste de venta de la electricidad, se ha de tener en cuenta la legislación publicada en el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El presente estudio estaría localizado en el Grupo b.4.2, el cual se corresponde con centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW y que hayan sido construidas en infraestructuras existentes (presas, canales o conducciones) o dedicadas a otros usos distintos al hidroeléctrico.

Para este grupo, el coste de venta del kWh será el siguiente:

Tabla 14.8. Fuente BOE

Dos opciones de venta de electricidad:				Opción a)	Opción b) Venta en el mercado organizado de la electricidad		
Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Precio fijo = Tarifa regulada	Prima de referencia	Límite máximo	Límite mínimo
				c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh	c€/kWh
b.4 Hidroeléctrica		P<10MW	25 años	11,6541	0	-	-
			Después	9,7887	0	-	-
b.5 Hidroeléctrica		10MW < P < 50MW	25 años	**	0	-	-
			Después	***	0	-	-

#### 14.6.2. Definición de los conceptos VAN, TIR y Periodo de Retorno

Para poder determinar la viabilidad del presente estudio, se utilizarán una serie de métodos de evaluación económica que pueden servir como aproximación para la aceptación de la viabilidad de un proyecto. Estos métodos son el VAN, el TIR y también se determinará el Periodo de Retorno.

El **VAN** (Valor Actual Neto), se encarga de medir la rentabilidad del proyecto en valores monetarios deducidos de la inversión, actualizando a una determinada tasa de descuento y de los flujos futuros. Este indicador permite seleccionar la mejor alternativa de la inversión.

El **TIR** (Tasa Interna de Retorno), mide la rentabilidad como un porcentaje calculado sobre los saldos no recuperados en cada periodo además, también muestra el porcentaje de rentabilidad promedio por periodo, definida como la tasa que hace que el VAN sea igual a cero.

El **periodo de retorno** sirve para determinar el momento en el que toda la inversión inicial ha sido amortizada y el proyecto comienza a generar beneficios.

### 14.6.3. Viabilidad del proyecto

#### 14.6.3.1. Venta de la energía generada sin subvenciones

Se determinará la viabilidad del estudio sin la aplicación de ningún tipo de subvención, así se podrán observar los valores reales del proyecto sin ninguna ayuda por parte del gobierno.

Para realizar los cálculos, deben tenerse en cuenta los siguientes valores iniciales de producción de energía eléctrica y los costes de venta de la electricidad.

*Tabla 14.9.*

<i>Potencia (kW)</i>	142,14 kW
<i>Horas funcionamiento diarias</i>	24 horas
<i>Rendimiento operativo del equipo</i>	90 %
<i>Producción diaria (kWh)</i>	3.070,29 kWh
<i>Producción mensual (kWh)</i>	92.108,66 kWh
<i>Producción anual (kWh)</i>	1.105.303,97 kWh
<i>Precio kWh (€/kWh)</i>	0,1165 €/kWh
<i>Ingresos anuales (€/año)</i>	128.767,91 €/año
<i>Inversión (€)</i>	1.200.000,00 €
<i>Costes mantenimiento (5 años)</i>	108.000,00 €/5 años
<i>Coste operario</i>	12.000,00 €/año
<i>Coste ingeniero</i>	24.000,00 €/año
<i>Coste amortización(€/año)</i>	15.000,00 €/año
<i>Ingresos anuales (€/año)</i>	56.167,91 €/año
<i>Tasa interés</i>	4,50 %

Como se indica en la tabla anterior, la potencia que se genera en la minicentral es de 142,143 kW y está en funcionamiento las 24 horas del día durante los 365 días del año, ya que el recurso lo permite.

Se estima un rendimiento operativo del equipo de un 90%. Esto establece que el 10% restante será el tiempo que se utilizará para realizar paradas sistemáticas de la central, bien por mantenimiento, bien por reparaciones o por medidas de control.



Este periodo de generación aporta unos ingresos anuales de 128.767,91€/año, de los cuales deben descontarse los gastos de mantenimiento de la minicentral, que inicialmente se harán cada 5 años y se estiman alrededor de un 9% del valor de la inversión inicial: 108.000 € cada 5 años, es decir: 21.600€ anuales.

A su vez, de estos ingresos anuales brutos, hay que descontar el sueldo de los operarios e ingenieros responsables y el coste destinado a la amortización de los equipos.

Una vez se han descontados los costes generados anualmente a los ingresos obtenidos por la venta de la electricidad generada, se obtendrá el beneficio total anual del que se dispone, que será de 56.167,91 €/año.

La tasa de interés que se ha tomado, y para la que debe tenerse en cuenta el cálculo de la amortización del préstamo, es de un 4,5%.

Los datos que se obtienen simulando un préstamo en el que conceden el total de la inversión a 5 años, quedaría de la siguiente forma:

Tabla 14.10.

PRÉSTAMO	1.200.000,00 € a 5 años	AÑOS					TOTAL	
		1	2	3	4	5		
PARTE SUBVENCIONADA	0%	Capital	240.000,00	240.000,00	240.000,00	240.000,00	240.000,00	1.200.000,00 €
		Interés	54.000,00	43.200,00	32.400,00	21.600,00	10.800,00	162.000,00 €
		Cuotas	294.000,00	283.200,00	272.400,00	261.600,00	250.800,00	1.362.000,00 €

Ya obtenidos los ingresos anuales totales y las cuotas de los intereses, es posible determinar el periodo de retorno. En la tabla que se muestra a continuación aparecen los valores representativos del cálculo:

Tabla 14.11.

Sin subvenciones	Inversión (€)	Cash Flow (€)
<b>Valores iniciales</b>	-1.200.000,00	-1.200.000,00
Año 1		-237.832,09
Año 2		-464.864,18
Año 3		-681.096,26
Año 4		-886.528,35
Año 5		-1.081.160,44
Año 6		-1.024.992,53
Año 7		-968.824,61
Año 8		-912.656,70
Año 9		-856.488,79
Año 10		-800.320,88
Año 11		-744.152,97
Año 12		-687.985,05
Año 13		-631.817,14
Año 14		-575.649,23
Año 15		-519.481,32
Año 16		-463.313,40
Año 17		-407.145,49
Año 18		-350.977,58
Año 19		-294.809,67
Año 20		-238.641,75
Año 21		-182.473,84
Año 22		-126.305,93
Año 23		-70.138,02
Año 24		-13.970,11
Año 25		42.197,81
Año 26		98.365,72

Para determinar la aceptación del proyecto, se harán los cálculos correspondientes al VAN y el TIR, cuyos valores no son excluyentes para la aceptación o rechazo de un proyecto, pero ayudan a la toma de decisiones.

<b>VAN</b>	-4.033.257,28
<b>TIR</b>	4%

*14.6.3.2. Venta de la energía generada con subvención del 25% de la inversión inicial*

En este caso, se determinará la viabilidad del estudio con la aplicación de una subvención por parte del gobierno en la que se cubre el 25% de la inversión inicial.

Por tanto, si se concede la ayuda mencionada anteriormente, la inversión es del 75% del total inicial, es decir, de 900.000€.

Los datos que se obtienen simulando un préstamo en el que conceden el total de la inversión a 5 años, quedaría de la siguiente forma:

*Tabla 14.12.*

PRÉSTAMO	900.000,00 € a 5 años	AÑOS					TOTAL	
		1	2	3	4	5		
PARTE SUBVENCIONADA	25%	Capital	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	180.000,00	900.000,00 €
		Interés	40.500,00	32.400,00	24.300,00	16.200,00	-10.800,00	102.600,00 €
		Cuotas	220.500,00	212.400,00	204.300,00	196.200,00	169.200,00	1.002.600,00 €

Ya obtenidos los ingresos anuales totales y las cuotas de los intereses, es posible determinar el periodo de retorno. En la tabla que se muestra a continuación aparecen los valores representativos del cálculo:



Tabla 14.13.

Con subvención del 25%	Inversión (€)	Cash Flow (€)
<b>Valores iniciales</b>	-900.000,00	-900.000,00
Año 1		-164.332,09
Año 2		-320.564,18
Año 3		-468.696,26
Año 4		-608.728,35
Año 5		-721.760,44
Año 6		-665.592,53
Año 7		-609.424,61
Año 8		-553.256,70
Año 9		-497.088,79
Año 10		-440.920,88
Año 11		-384.752,97
Año 12		-328.585,05
Año 13		-272.417,14
Año 14		-216.249,23
Año 15		-160.081,32
Año 16		-103.913,40
Año 17		-47.745,49
Año 18		8.422,42
Año 19		64.590,33
Año 20		120.758,25
Año 21		176.926,16
Año 22		233.094,07
Año 23		289.261,98
Año 24		345.429,89
Año 25		401.597,81
Año 26		457.765,72

<b>VAN</b>	3.218.977,49
<b>TIR</b>	6%



*14.6.3.3. Venta de la energía generada con subvención del 50% de la inversión inicial*

En este caso, se determinará la viabilidad del estudio con la aplicación de una subvención por parte del gobierno en la que se cubre el 50% de la inversión inicial.

Por tanto, si se concede la ayuda mencionada anteriormente, la inversión es del 50% del total inicial, es decir, de 600.000€.

Los datos que se obtienen simulando un préstamo en el que conceden el total de la inversión a 5 años, quedaría de la siguiente forma:

*Tabla 14.14*

PRÉSTAMO	600.000,00 € a 5 años	AÑOS					TOTAL	
		1	2	3	4	5		
PARTE SUBVENCIONADA	50%	Capital	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	600.000,00 €
		Interés	27.000,00	21.600,00	16.200,00	10.800,00	5.400,00	81.000,00 €
		Cuotas	147.000,00	141.600,00	136.200,00	130.800,00	125.400,00	681.000,00 €

Ya obtenidos los ingresos anuales totales y las cuotas de los intereses, es posible determinar el periodo de retorno. En la tabla que se muestra a continuación aparecen los valores representativos del cálculo:

Tabla 14.15.

Con subvención del 50%	Inversión (€)	Cash Flow (€)
<b>Valores iniciales</b>	-600.000,00	-600.000,00
Año 1		-90.832,09
Año 2		-176.264,18
Año 3		-256.296,26
Año 4		-330.928,35
Año 5		-400.160,44
Año 6		-343.992,53
Año 7		-287.824,61
Año 8		-231.656,70
Año 9		-175.488,79
Año 10		-119.320,88
Año 11		-63.152,97
Año 12		-6.985,05
Año 13		49.182,86
Año 14		105.350,77
Año 15		161.518,68
Año 16		217.686,60
Año 17		273.854,51
Año 18		330.022,42
Año 19		386.190,33
Año 20		442.358,25
Año 21		498.526,16
Año 22		554.694,07
Año 23		610.861,98
Año 24		667.029,89
Año 25		723.197,81
Año 26		779.365,72

VAN	9.805.380,91
TIR	10%

*14.6.3.4. Venta de la energía generada con subvención del 75% de la inversión inicial*

En este caso, se determinará la viabilidad del estudio con la aplicación de una subvención por parte del gobierno en la que se cubre el 75% de la inversión inicial.

Por tanto, si se concede la ayuda mencionada anteriormente, la inversión es del 25% del total inicial, es decir, de 300.000€.

Los datos que se obtienen simulando un préstamo en el que conceden el total de la inversión a 5 años, quedaría de la siguiente forma:

*Tabla 14.16.*

PRÉSTAMO	300.000,00 € a 5 años	AÑOS					TOTAL	
		1	2	3	4	5		
PARTE SUBVENCIONADA	75%	Capital	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	60.000,00	300.000,00 €
		Interés	27.000,00	24.300,00	21.600,00	18.900,00	16.200,00	108.000,00 €
		Cuotas	87.000,00	84.300,00	81.600,00	78.900,00	76.200,00	408.000,00 €

Ya obtenidos los ingresos anuales totales y las cuotas de los intereses, es posible determinar el periodo de retorno. En la tabla que se muestra a continuación aparecen los valores representativos del cálculo:



Tabla 214.17.

Con subvención del 75%	Inversión (€)	Cash Flow (€)
<b>Valores iniciales</b>	-300.000,00	-300.000,00
Año 1		-30.832,09
Año 2		-58.964,18
Año 3		-84.396,26
Año 4		-107.128,35
Año 5		-127.160,44
Año 6		-70.992,53
Año 7		-14.824,61
Año 8		41.343,30
Año 9		97.511,21
Año 10		153.679,12
Año 11		209.847,03
Año 12		266.014,95
Año 13		322.182,86
Año 14		378.350,77
Año 15		434.518,68
Año 16		490.686,60
Año 17		546.854,51
Año 18		603.022,42
Año 19		659.190,33
Año 20		715.358,25
Año 21		771.526,16
Año 22		827.694,07
Año 23		883.861,98
Año 24		940.029,89
Año 25		996.197,81
Año 26		1.052.365,72

VAN	15.417.299,74
TIR	19%

#### 14.6.4. Conclusiones

Después de calcular los posibles escenarios que se pueden plantear en la forma de la amortización de la inversión, es posible analizar los resultados para poder elegir entre las diferentes opciones.

Los valores recomendados para el VAN y el TIR en la aprobación de un proyecto son los siguientes:

$$\mathbf{VAN > 0}$$

$$\mathbf{TIR > 10 \%}$$

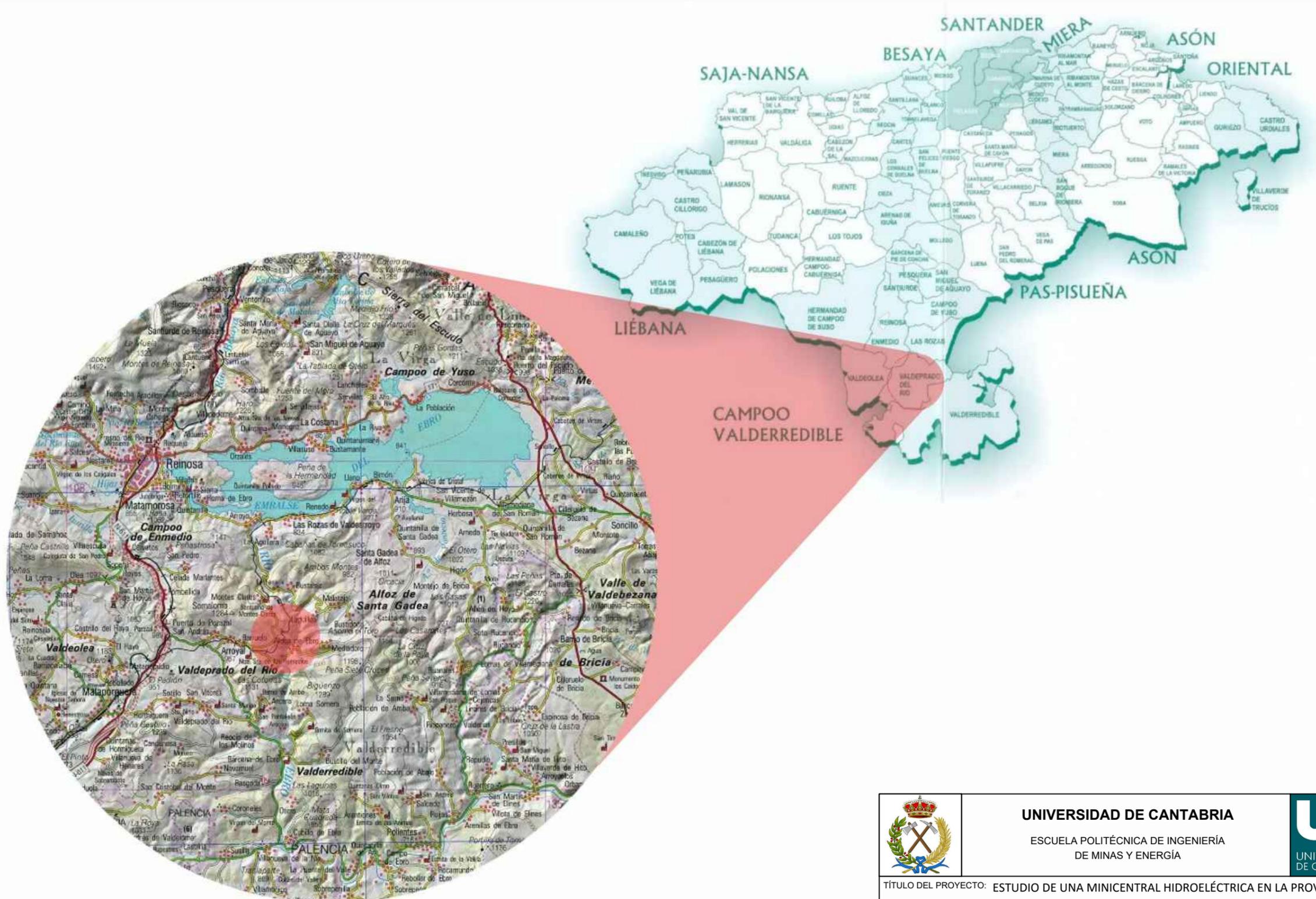
En el caso de la aprobación del proyecto sin ninguna subvención, llevar a cabo el Estudio no sería viable económicamente, ya que el VAN es un valor negativo y el TIR es un valor demasiado bajo, más incluso que la tasa de interés para la que se han realizado los cálculos.

Planteando una ayuda por parte del gobierno en la que se cubre el 25% de la inversión inicial, las condiciones mejoran, ya que el VAN se hace positivo y el TIR adquiere un valor razonable, aunque fácilmente superable en la evolución del valor del mercado.

En cambio, si se tienen en cuenta unas subvenciones del 50 o 75%, el proyecto sería viable económicamente ya que en instalaciones de aprovechamiento de energías renovables suelen darse subvenciones por encima del 50% de la inversión inicial.

Además, en estos casos, el flujo de negocio se calificaría como rentable a partir del año 12 y del año 7 respectivamente, por lo tanto cualquiera de los dos escenarios es viable económicamente, ya que el VAN es positivo y el valor de mercado se establece, en el mejor de los casos en un 18%, valor difícilmente alcanzable en el mercado.

# DOCUMENTO II. PLANOS

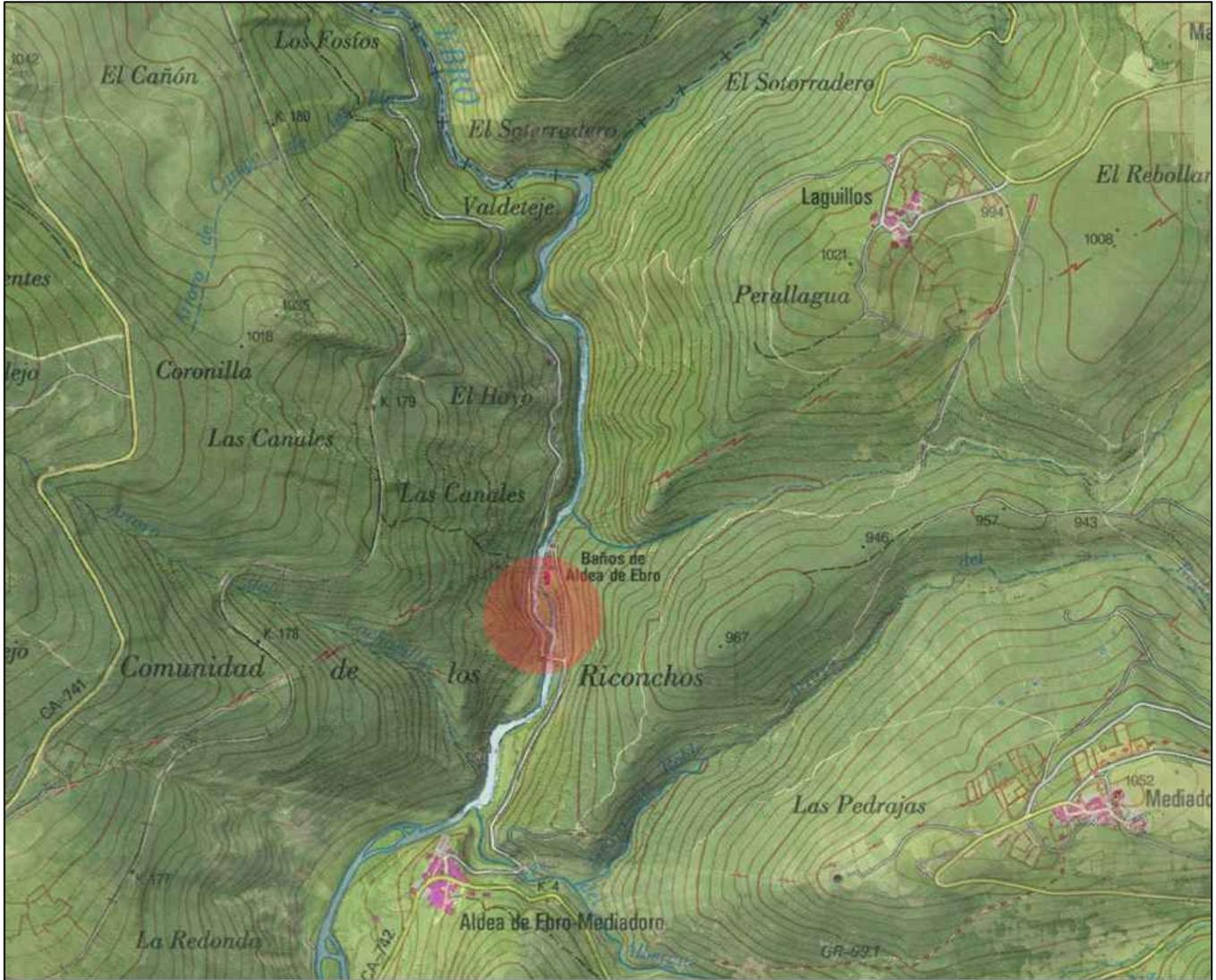


**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**  
 ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA  
 DE MINAS Y ENERGÍA



TÍTULO DEL PROYECTO: ESTUDIO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE CANTABRIA, DISPUESTA EN EL MUNICIPIO DE VALDEPRADO DEL RÍO

Nº DE PLANO: 1	TÍTULO DEL PLANO: PLANO SITUACIÓN	REVISIÓN: 001
ESCALA: -	AUTOR: HAYDÉE QUEVEDO CALDERÓN	FECHA: SEPTIEMBRE 2015
	TUTOR: RAMÓN LECUNA TOLOSA	FIRMA:



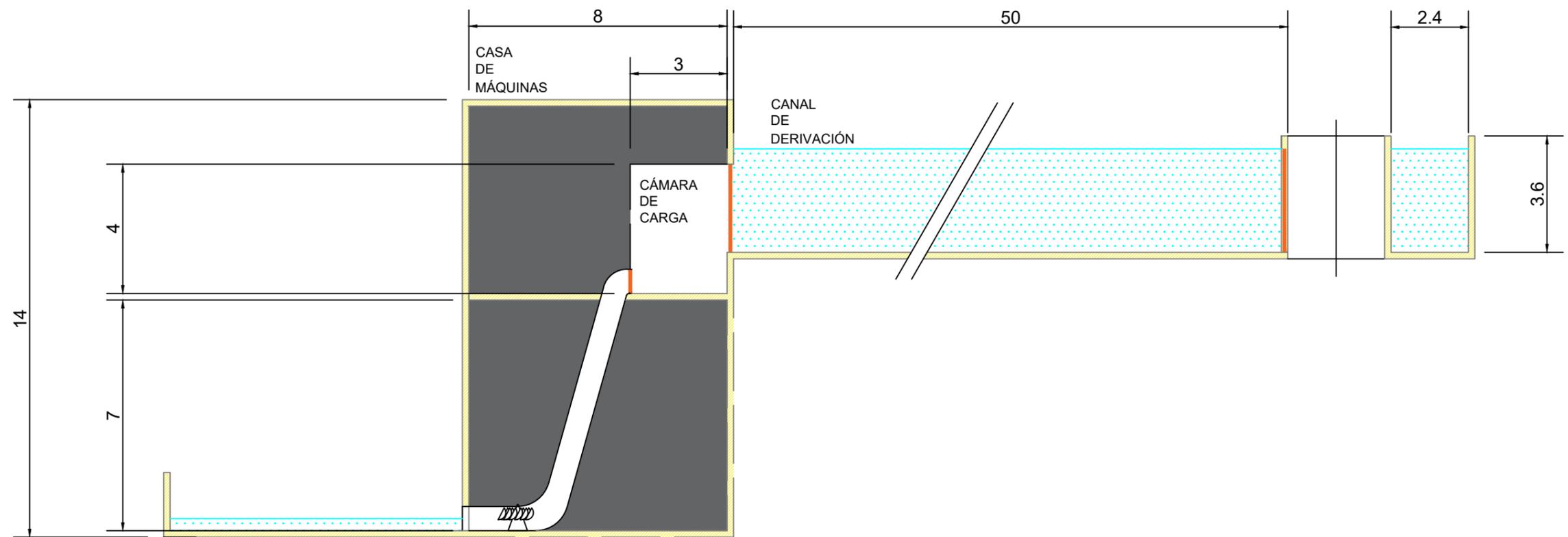
**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA  
DE MINAS Y ENERGÍA



TÍTULO DEL PROYECTO: ESTUDIO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE CANTABRIA, DISPUESTA EN EL MUNICIPIO DE VALDEPRADO DEL RÍO

Nº DE PLANO: 2	TÍTULO DEL PLANO: PLANO EMPLAZAMIENTO	REVISIÓN: 001
ESCALA: -	AUTOR: HAYDÉE QUEVEDO CALDERÓN	FECHA: SEPTIEMBRE 2015
	TUTOR: RAMÓN LECUNA TOLOSA	FIRMA:



	<b>UNIVERSIDAD DE CANTABRIA</b> ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA		
	TÍTULO DEL PROYECTO: ESTUDIO DE UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DE CANTABRIA, DISPUESTA EN EL MUNICIPIO DE VALDEPRADO DEL RÍO		
Nº DE PLANO: 3	TÍTULO DEL PLANO: CROQUIS APROVECHAMIENTO	REVISIÓN: 001	
ESCALA: 1/150	AUTOR: HAYDÉE QUEVEDO CALDERÓN	FECHA: SEPTIEMBRE 2015	
	TUTOR: RAMÓN LECUNA TOLOSA	FIRMA:	