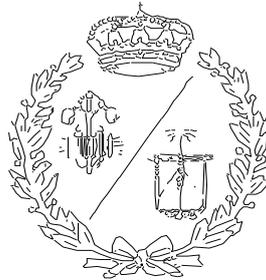


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Grado

**PANTANO Y CENTRAL HIDROEÓLICA DE
BUSNELA
(BUSNELA'S RESERVOIR AND
HYDROELECTRIC POWER STATION)**

Para acceder al Título de

GRADUADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Autor: Diego García Pérez

Junio-2017

ÍNDICE GENERAL

- 1. MEMORIA**
- 2. ANEXOS**
- 3. PLANOS**
- 4. PLIEGO DE CONDICIONES**
- 5. MEDICIONES**
- 6. PRESUPUESTO**

DOCUMENTO N° 1

MEMORIA

DOCUMENTO Nº1: MEMORIA

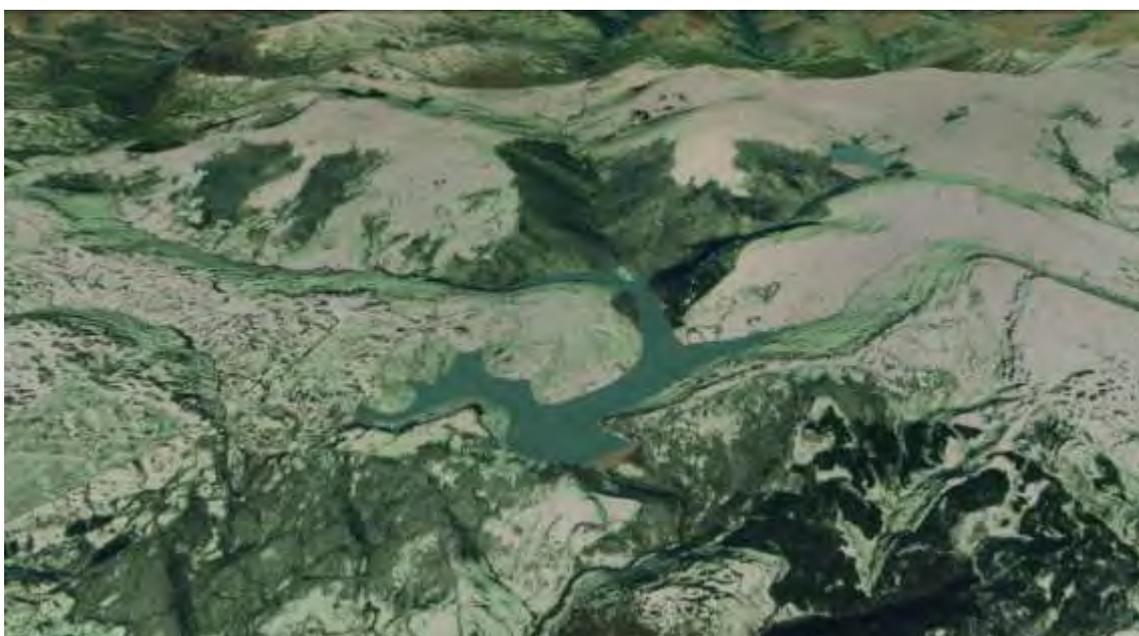
1	OBJETO	1
2	ALCANCE.....	4
3	ANTECEDENTES.....	6
3.1	SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA	6
3.2	SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA	8
4	NORMAS Y REFERENCIAS.....	9
4.1	NORMATIVA APLICADA.....	9
4.2	PROGRAMAS DE CÁLCULO.....	11
4.3	BIBLIOGRAFÍA.....	12
4.4	DEFINICIONES Y ABREVIATURAS.....	14
4.4.1	CONCEPTOS HIDROLÓGICOS E HIDRAÚLICOS	14
4.4.2	CONCEPTOS EÓLICOS	14
5	EMPLAZAMIENTO	16
6	REQUISITOS DE DISEÑO	17
6.1	LOCALIZACIÓN	17
6.1.1	IMPORTANCIA AMBIENTAL.....	17
6.1.2	JUSTIFICACIÓN TÉCNICA	18
6.1.3	JUSTIFICACIÓN CLIMÁTICA.....	19
6.2	RECURSOS HIDROLÓGICOS DE LA CUENCA.....	19
6.2.1	CÁLCULO Y AJUSTE DE LAS SERIES PLUVIOMÉTRICAS	19
6.2.2	CAUDAL MEDIO, ECOLÓGICO Y APORTACIÓN AL EMBALSE.....	24
6.3	ESTUDIO DE DISPONIBILIDAD DEL RECURSO EÓLICO.....	27
6.3.1	PARÁMETROS EÓLICOS: VELOCIDAD Y FRECUENCIA.	28
6.3.2	PRODUCCIÓN EÓLICA.	31
6.4	ENERGÍA EÓLICA DISPONIBLE PARA EL BOMBEO.	33
6.5	CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA Y EL SALTO	35
6.5.1	SALTO BRUTO Y SALTO NETO DISPONIBLE.....	37
7	ANÁLISIS DE SOLUCIONES.....	39
7.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS EMBALSES.	39
7.1.1	EMBALSE SUPERIOR.	39
7.1.2	EMBALSE INFERIOR.....	41
7.2	EQUIPOS HIDRAÚLICOS DE BOMBEO Y TURBINADO.....	42

7.2.1	CARACTERÍSTICAS DE LAS CONDUCCIONES FORZADAS.....	43
7.2.2	EQUIPOS DE BOMBEO	43
7.2.3	TURBINAS HIDRAÚLICAS.....	44
7.3	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	49
7.3.1	LÍNEAS ELÉCTRICAS PROYECTADAS	49
7.3.2	SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS	49
8	RESULTADOS FINALES.....	50
8.1	RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS FINALES	50
8.2	RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO.....	51
8.3	PRECIOS DE COMPRA VENTA DE LA ENERGÍA	53
8.3.1	AÑO 2016.....	53
8.3.2	AÑO 2017.....	53
8.3.3	COMPARATIVA DE LOS ESCENARIOS 2016/2017	54
8.4	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	55
9	RESUMEN DEL PRESUPUESTO	56

1 OBJETO

El presente proyecto “Pantano y central hidroeléctrica de Busnela” pretende unificar la generación eléctrica de carácter eólico de los parques de La peñuca (33 MW), La cotera (18 MW), Valdeporres (31,45 MW) y la Magdalena (23,8 MW) con una central hidroeléctrica de bombeo de 132 MW situada en las inmediaciones.

El objetivo es optimizar el potencial eólico de la zona y contribuir al aplanamiento de la curva de carga del sistema eléctrico mediante un funcionamiento basado en el bombeo hidroeléctrico. Respondiendo a su vez, a otras necesidades como la regulación de la cuenca del río Nela, la cual es deficitaria en los períodos de estiaje al no existir hasta ahora ningún embalse y/o balsa de regulación [1].



**Ilustración 1: Visión aérea de la central hidroeléctrica de bombeo de Busnela.
Elaboración propia.**

La central proyectada se ubica sobre el río Nela, en la comarca burgalesa de Las Merindades (Provincia de Burgos) y está dotada de un embalse superior de 1 Hm^3 de capacidad y un embalse inferior de $14,6 \text{ Hm}^3$.

La elección del emplazamiento se justifica en la notable presencia de parques eólicos en la zona, con una potencia instalada total de 106.250 MW y un potencial eólico muy superior a la media de la península. La zona se ha seleccionado en función de otros factores como la proximidad de la subestación eléctrica en la que derivan los 4 parques a la cuenca del

pantano proyectado y la idoneidad de la cuenca en términos hidrológicos y medioambientales, dado que se trata de una zona sin especial protección.

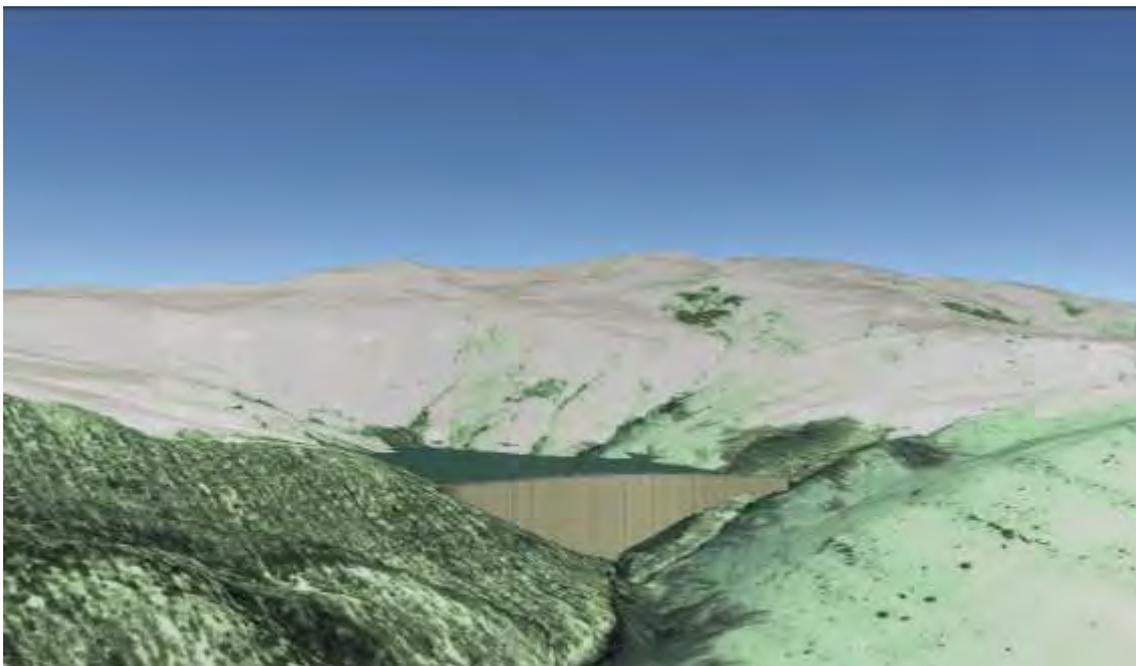


Ilustración 2: Modelo 3D del embalse superior. Elaboración propia.

En definitiva, La central hidroeléctrica de Busnela ha sido diseñada con el fin de satisfacer fines de carácter social, energético y de infraestructura. Todos ellos de igual relevancia, tanto a nivel autonómico como estatal:

1. Optimización de la generación de carácter eólico en la zona norte de Burgos y sur de Cantabria mediante la unificación de la producción energética de los parques de La Cotera, Valdeporres, Magdalena y Peñuca junto a una central hidroeléctrica de bombeo.
2. Incrementar los beneficios obtenidos durante la venta de energía de los parques eólicos turbinando la totalidad de la energía eólica producida en horas punta.
3. Evitar penalizaciones por desvíos y desconexiones a red absorbiendo la totalidad de la producción eólica.
4. Protección y conservación de las poblaciones que lindan con la cuenca del río Nela y sus afluentes ,ya que en épocas post-invernales están sometidas a riesgos elevados de inundaciones y daños en el cauce natural del río , llegando a multiplicar hasta por 100 su caudal medio anual.
5. Responder a la necesidad de ejecutar una "regulación en cabecera del Nela y afluentes" en el primer horizonte con una capacidad de regulación del orden de 40 hm³, con finalidad de atender las demandas propias del río Nela y los abastecimientos y regadíos de Castilla-León [1].

6. Garantizar un suministro seguro, eficaz y abundante de agua potable a los pueblos y núcleos urbanos de la zona. Así como preservar los caudales ecológicos del río Nela y sus afluentes dotando al río Ebro de un caudal suficiente.
7. Asegurar un abastecimiento energético seguro, limpio y sostenible en la zona norte de Burgos y sur de Cantabria.
8. Dotar de estabilidad al sistema energético tanto a nivel regional como estatal haciendo un uso estudiado de las horas de bombeo y turbinado según necesidades.

2 ALCANCE

El alcance del presente proyecto abarca el desarrollo del pantano y central hidroeléctrica de Busnela llevando a cabo un estudio de los siguientes puntos:

1. Localización de un emplazamiento adecuado en términos de cercanía a un conjunto de instalaciones eólicas con la potencia suficiente para llevar a cabo una central hidroeléctrica de bombeo.
2. Selección de una zona cuya denominación medioambiental no dificulte el desarrollo del presente proyecto. Evitando zonas ZEPA (Especial protección para las aves), zonas LIC (Lugares de interés comunitario), Redes natura 2000 y parques naturales.
3. Gestión y administración de los datos climatológicos, ajuste por regresión de las lagunas existentes en las series pluviométricas y estudio de semejanza entre estaciones meteorológicas durante el periodo 1950-2015.
4. Estudio hidrológico y climatológico completo. Partiendo de datos de precipitaciones cedidos por AEMET y realizando un estudio de las superficies de las cuencas alimentadoras, tipos de suelo y características geográficas.
5. Cálculo de caudales y aportaciones anuales mediante la norma 5.2 – IC de drenaje superficial.
6. Estudio eólico de la zona: Cálculo de la velocidad media del viento y frecuencia a través de los mapas eólicos desarrollados por METEOSIM / IDAE. Estimación de los nuevos parámetros de Weibull.
7. Localización y estudio técnico de los parques eólicos de La Cotera, La Peñuca, Valdeporres y la Magdalena. Incluyendo el cálculo de la potencia útil, horas de funcionamiento anuales, factor capacidad y energía generada.
8. Estudio de la zona para el desarrollo y diseño de los dos embalses que conforman la central hidroeléctrica de Busnela. Además de determinar la capacidad de almacenamiento hidráulico, áreas inundadas y profundidades.
9. Determinación de las dimensiones de la presa inferior y superior de acuerdo a las necesidades de almacenamiento y bombeo.
10. Análisis del volumen máximo de agua a bombear a partir de los datos de generación eólica. Así como de las fluctuaciones del volumen de agua bombeado de acuerdo a los factores de capacidad mensuales de los parques eólicos.

11. Determinación del salto del aprovechamiento hidroeléctrico a partir del estudio de las pérdidas de carga en las conducciones forzadas de aspiración y turbinado.
12. Selección de los equipos hidráulicos (Conducciones forzadas, azud, equipos de bombeo y turbinas), estudio de los caudales de bombeo y turbinado.
13. Selección de los equipos eléctricos.
14. Desarrollo de los esquemas de funcionamiento de la instalación completa, incluyendo los parques eólicos, subestaciones, líneas eléctricas, estaciones de bombeo, turbinado, y pantanos. Realizando un diseño de la disposición de las instalaciones y tensiones de las líneas eléctricas.
15. Elaboración del diagrama unifilar de los equipos de generación eléctrica.
16. Estudio económico de los precios de mercado para establecer un horario de bombeo y turbinado que optimice la rentabilidad de la central.
17. Estudio de viabilidad económica de la central
18. Estudio de impacto ambiental de todas las instalaciones de conforman la central hidroeólica. Incluyendo el proceso constructivo, fase de funcionamiento y desmantelamiento de las instalaciones.

Por el contrario, dentro del alcance del proyecto, no se contempla el estudio mecánico y estructural de las instalaciones de obra civil. Únicamente se detallan las dimensiones y se representan en los planos con el fin de estimar los volúmenes de almacenamiento de los pantanos. Información que resulta necesaria para el cálculo de los caudales de equipamiento, así como los volúmenes de agua a bombear y turbinar.

Del mismo modo, tampoco se ha llevado a cabo un cálculo de los parámetros mecánicos de las líneas de AT que conectan los parques eólicos con las subestaciones y los equipos de generación hidráulicos con el sistema. Ni se ha diseñado el sistema de control de la central.

El estudio del presente proyecto, parte de una labor de investigación de los recursos hídricos y eólicos, con el fin de unificar un conjunto de parques eólicos con una central de bombeo puro, realizando un somero diseño de sus instalaciones y completando lo que sería el anteproyecto de la futura central hidroeólica de Busnela.

3 ANTECEDENTES

3.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La energía hidroeléctrica en los últimos tiempos ha tenido que hacer frente a numerosos factores adversos. El ya evidente cambio climático ha propiciado sequías y comportamientos anómalos del clima afectando directamente a la producción en América y Sureste de Asia. Aún así, en el año 2016 se comisionó un nuevo dato de capacidad

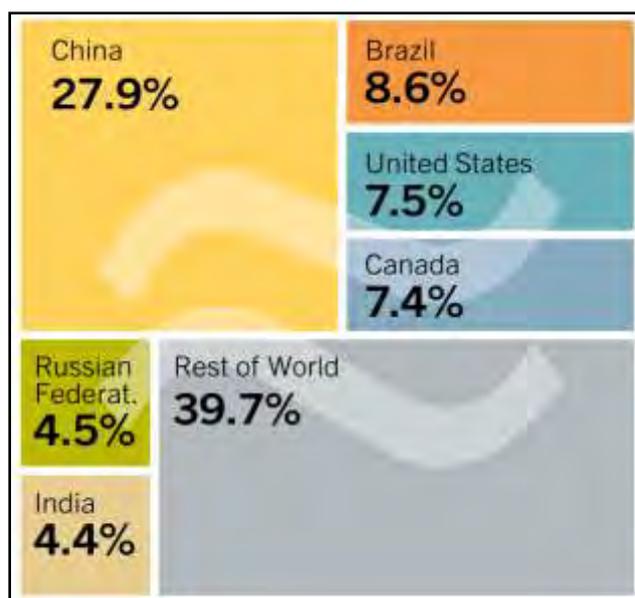


Ilustración 3: Capacidad hidroeléctrica mundial. Fuente: REN 21.

hidroeléctrica de 28 GW, incrementando la capacidad hidroeléctrica mundial a 1064 GW [2]. Las posibilidades de crecimiento se estiman en el 1,8% [3] durante el período 2003-2030. Siendo los países en vías de desarrollo los responsables de la mayor parte de este porcentaje.

El reequipamiento, modernización y ampliación de las instalaciones ya existentes han permitido mejorar el rendimiento y la eficiencia, repercutiendo positivamente en términos de flexibilidad

y robustez al sistema, siendo uno de los principales pilares de la regeneración hidroeléctrica las instalaciones de bombeo. Esta tipología de central, ya madurada en muchos países, está en alza en el continente Europeo ya que sus beneficios en términos de regulación eléctrica son incuestionables, destacando en modelos de generación conjunta, principalmente aquellos relacionados con la generación hidroeléctrica.

En lo referente a legislación y objetivos de generación renovable, la Unión Europea está basada en el “Libro blanco para una estrategia común y un plan de acción para las energías renovables¹” del que subyacen ideas como la irregularidad e insuficiencia del aprovechamiento de las fuentes energéticas renovables de la Unión, la necesidad de reducir la dependencia de las importaciones energéticas externas haciendo uso de los recursos autóctonos o la importancia de las energías renovables para la creación de empleo y riqueza.

¹ CE Libro Blanco para una estrategia y un plan de acción comunitarios.

A nivel Nacional, se han cumplido todos los objetivos establecidos por la Unión Europea, disponiendo de un gran porcentaje de generación de origen renovable capaz de ofrecer una cobertura del 42.8% en el año 2014 y 37.1% en 2015. Del montante total, 20.353 MW proceden de la generación de centrales Mini hidroeléctricas y de Hidroeléctricas convencionales [4].

Hidráulica	20.353	0,0	1	0,0	20.354	0,0
Nuclear	7.573	0,0	-	-	7.573	0,0
Carbón	9.536	-8,9	468	0,0	10.004	-8,5
Fuel/gas	0	-	2.490	0,0	2.490	0,0
Ciclo combinado	24.948	0,0	1.722	0,0	26.670	0,0
Hidroeólica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	22.864	0,0	156	0,0	23.020	0,0
Solar fotovoltaica	4.425	0,3	244	0,3	4.669	0,3
Solar térmica	2.300	0,0	-	-	2.300	0,0
Otras renovables (1)	743	0,0	5	0,0	748	0,0
Cogeneración	6.670	0,0	44	0,0	6.714	0,0
Residuos	677	0,0	77	0,0	754	0,0
Total	100.088	-0,9	5.220	0,0	105.308	-0,9

Tabla 1: Potencia instalada por tipología de generación. Fuente: REE.

De entre todas ellas destacan las Centrales de Aldeadávila con 1.243 MW , José María de Oriol, Alcántara con 957 MW , Central de Villarino con 857 MW , Cortes-La Muela con 630 MW , Saucelle con 520 MW y Cedillo con 500 MW , gestionadas todas ellas por Iberdrola.

Endesa también dispone de diversas instalaciones destacables a lo largo de la orografía nacional , entre ellas : Estany-Gento Sallente con 468 MW , Tajo de la Encantada con 360 MW y Mequinenza con 324 MW [5]. En la zona norte, concretamente en San Miguel de Aguayo (Cantabria), se ubica la central de bombeo de Aguayo, que con una potencia instalada de 360 MW aporta un 38 % de la capacidad de generación eléctrica de la provincia. Esta última gestionada por Viesgo quien ha proyectado con una partida de 600 millones de euros ampliación hasta los 1,014 MW-1,244 MW [6].

A pesar de los favorables datos, el cese de centrales nucleares y de carbón en el futuro más próximo obligará a incrementar la generación hidroeléctrica y eólica con el fin de no entrar en una etapa deficitaria en términos energéticos. Optando por vías sostenibles de generación a pesar de la falta de incentivos y la reducción en las primas (Real Decreto 413/2014, de 6 de junio).

3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica constituye una de las principales fuentes de generación de nuestro país. No obstante introduce en nuestro sistema eléctrico efectos negativos e inestabilidad debido a las continuas fluctuaciones y escasa gestión de su principal recurso: el viento. Por ello, la normativa energética española obliga a garantizar un suministro eléctrico seguro y de calidad a un coste reducido para los usuarios. Los requisitos principales son un abastecimiento continuo dotado de una tensión equilibrada con magnitud y frecuencia constante cuya onda sea puramente sinusoidal. En consecuencia, la generación de carácter eólico debería estar acompañada de otras tipologías de generación que permitieran su optimización y nivelado en términos de producción.

La situación eólica nacional ha estado marcada los últimos años por los efectos de la reforma energética, donde al 30 % de los parques presentes en nuestro territorio se les ha retirado los incentivos [7]. La otra parte de ellos, se ha visto afectada por los cambios en la normativa y en su rentabilidad, viendo sus ingresos mermados desde el año 2014.

A día de hoy, en España hay instalados cerca de 23.000 MW de potencia eólica, cifra suficiente para cubrir el 20 % de la demanda energética nacional. Según la *Planificación Energética 2020*, para cumplir los objetivos marcados por la Unión Europea, España debería alcanzar una potencia eólica instalada de 29.479 MW.

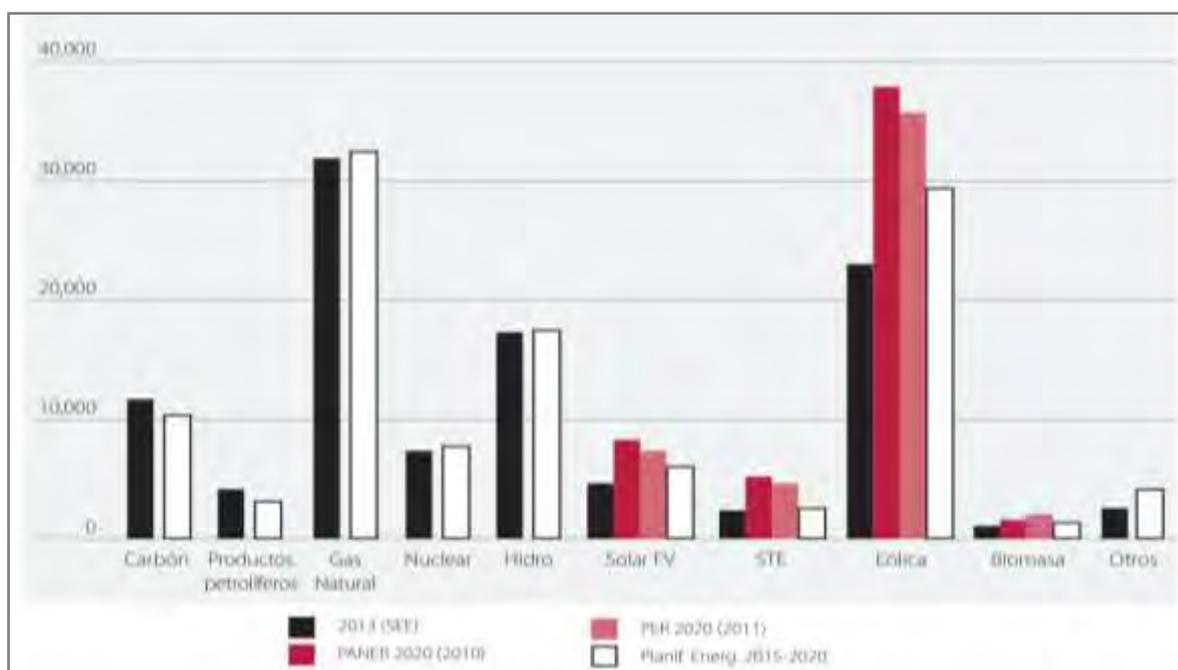


Ilustración 4: Evolución de los objetivos de potencia instalada para 2020 en la planificación española. Fuente: MINETUR y AEE [8].

4 NORMAS Y REFERENCIAS

4.1 NORMATIVA APLICADA

- AENOR. 2014. *UNE 157001:2014*. Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico. Madrid: AENOR.
- AENOR. 2014. *ITC-RAT 01 a 23*. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Madrid: AENOR.
- AENOR. 2002. *UNE 20460-4-41/1M:2003*. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 41: Protección contra los choques eléctricos. Madrid: AENOR
- AENOR. 2002. *UNE 20460-5-54:1990*. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Elección e instalación de los materiales eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección. Madrid: AENOR
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. 2014. *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23*. Madrid
- MINISTERIO DE FOMENTO. 2016. *Orden FOM/298/2016 de 15 de febrero*. Norma 5.2 – IC. Drenaje superficial. Madrid.
- C.T.E. 2006. *REAL DECRETO 314/2006*. Seguridad estructural y cimentaciones. Madrid: C.T.E.
- MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA. ALIMENTACIÓN Y MEDIOAMBIENTE. 2008. *Real Decreto 9/2008, de 11 de enero ley de aguas. Norma técnica de seguridad para la clasificación de presas y embalses*. Madrid.
- MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA. ALIMENTACIÓN Y MEDIOAMBIENTE. 2016 . *Real Decreto 638/2016 del reglamento de planificación hidrológica*. Gestión

de riesgos de inundación, caudales ecológicos, reservas hidrológicas y vertidos de aguas residuales. Madrid.

- JEFATURA DEL ESTADO. 2013 *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Madrid
- MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA. 2015. Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. 2011. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.
- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. 2014. 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.
- MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL. 2017. Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017
- JEFATURA DEL ESTADO. 2013. *Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental*. Madrid.
- Para el cálculo de los caudales que alimentan la cuenca se ha aplicado la norma 5.2-IC de drenaje superficial Orden FOM/298/2016, de 15 de febrero.
- Norma técnica de seguridad para la clasificación de presas y embalses Real Decreto 9/2008, de 11 de enero, cuya finalidad es establecer y determinar los requisitos y condiciones mínimas que deben de cumplir las construcciones hidráulicas en función de los daños potenciales ocasionados por roturas, funcionamientos incorrectos o averías graves.

4.2 PROGRAMAS DE CÁLCULO

A continuación se enumeran el software empleado para el estudio del proyecto realizado:

a) Microsoft EXCEL 2016

- Cálculo de los datos climatológicos
- Estimación de los datos eólicos y de producción eólica
- Cálculo de la energía generada por los parques eólicos
- Estudio de precios de mercado

b) AutoCAD 2017

- Ejecución de planos
- Medidas de las instalaciones

c) IBERPIX 4 (IGN)

- Visor de mapas
- Ortofotos y Cartografía

d) Civil 3D 2017

- Estudio de dimensiones y capacidad del embalse
- Desarrollo de planos
- Diseño de las instalaciones
- Desmontes, terraplenes e inundaciones
- Mapas topográficos

e) MATLAB

- Análisis económico
- Otros cálculos

f) HCANALES 3.0

- Análisis de los parámetros dimensionales en conducciones forzadas y canales
- Estudio del comportamiento de la lámina de agua en las conducciones y canales

g) CYPE

- Estudio de precios de materiales y mano de obra
- Pliego de condiciones

4.3 BIBLIOGRAFÍA

[1] CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL EBRO. 1998. *Sistema Nela: Anexo 8, Memoria del plan hidrológico de la cuenca*. Zaragoza: Chebro.

[2] REN21. 2016. *Renovables 2016: Global status report*. Paris: REN21. ISBN 978-3-9818107-0-7.

[3] MINETUR. 2011. *Anexo 8: Evaluación del potencial de las fuentes de energía renovables*. Madrid: Ministerio de industria, energía y turismo.

[4] REE. 2016. *Avance 2016: El sistema eléctrico español*. Madrid: Red eléctrica de España. M-42965-2016.

[5] REE. 2015. *Avance 2015: Mapa de centrales eléctricas*. Madrid: Red eléctrica de España.

[6] VIESGO. 2016. *Proyecto de ampliación de Aguayo: Aguayo II*. [Consulta: 3 de Diciembre 2016]. Disponible en: <https://www.viesgo.com/es/generacion/proyecto-ampliacion-de-aguayo/la-ampliacion-aguayo-ii>

[7] ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA. 2016. *Anuario eólica 2016*. Madrid: AEE.

[8] ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA. 2015. *Anuario eólica 2015*. Madrid: AEE.

[9] IDECYL. 2016. *Infraestructura de datos espaciales de Castilla y León, mapas de lugares con especial protección ambiental* [Consulta: 1 Julio 2016]. Disponible en: <http://www.cartografia.jcyl.es>.

[10] IBERPIX. 2017. Ortofotos y cartografía del IGN. [Última consulta: 1 de Junio de 2017]. Disponible en: <http://contenido.ign.es/iberpix2/visor/>.

[11] CEDEX. 2011. *Mapa de caudales máximos. Memoria técnica*. Madrid: Ministerio de agricultura, pesca, alimentación y medioambiente.

[12] CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL EBRO. 2013. *Proyecto del plan hidrológico de la cuenca del Ebro*. Zaragoza: CHEBRO.

[13] IDAE / METEOSIM. 2016. Atlas eólico de España. [Última consulta: 5 de Abril de 2017]. Disponible en: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>.

[14] THE WIND POWER. 2016. Parques eólicos, consulta en línea. [Última consulta 2 de Noviembre de 2016]. Disponible en: http://www.thewindpower.net/windfarms_list_es.php.

[15] ANDRITZ HYDRO. 2016. Bomba *multietapa de carcasa partida axialmente*. [20/5/2017], Disponible en: <https://www.andritz.com/hy-axially-split-multi-stage-pump-aspm-es.pdf>.

[16] JOSÉ RAMIREZ VÁZQUEZ. 1996. *Máquinas motrices generadoras de energía eléctrica*. Barcelona: CEAC. ISBN: 84-329-6005-5

[17] U.S.B.R. 1976. *Selecting Hydraulic Reaction Turbines*. United States Department of The Interior, Bureau of Reclamation, Denver, Co., USA.

[18] OMIE. 2016. *Informe de precios 2016*. Madrid: OMIE.

[19] OMIE. 2017. *Resultados de mercado. Precio horario del mercado diario*. [Consulta: 10 de Junio de 2017]. Disponible en: www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf

[20] COLEGIO ARQUITECTURA TÉCNICA CANTABRIA. 2017. *Bases de precio de la construcción en Cantabria 2016-2017*. Santander: COATCAN.

[21] EDUARDO SOTO SEPÚLVEDA. 2009. Estudio de viabilidad técnico-económica para la construcción de una central hidroeléctrica. Zaragoza: Universidad de Zaragoza

[22] INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA. 2017. Avance de la Estadística del Padrón Continuo 2017. Madrid: INE.

[23] IBERDROLA. 2007. Estudio de impacto ambiental de la Central de San Pedro, Provincia de Orense. Orense: DITE.GH13RT-ES-07.000330.00013

[24] CHAMPUTIZ TAPIA HUGO RODRIGO. 2013. Bases de diseño de escaleras para peces. Ecuador: Universidad Central de Ecuador.

[25] ÁLVAREZ CLEMENTE. 2006. *Energía eólica, Manual de energías renovables*, Madrid: IDAE.

4.4 DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

4.4.1 CONCEPTOS HIDROLÓGICOS E HIDRAÚLICOS

Presa: Estructura de contención de carácter artificial destinada al almacenamiento de agua dentro de un embalse. Lugar donde las aguas se encuentran contenidas o almacenadas

Embalse: Obra hidráulica consistente en un recinto artificial para el almacenamiento de agua limitado, en todo o en parte, por la presa; o bien, conjunto de terreno, presa y agua almacenada, junto con todas las estructuras auxiliares relacionadas con estos elementos y con su funcionalidad

Cota de coronación: Diferencia de cota entre la cimentación de la presa y su punto más alto. No se tienen en cuenta pantallas de impermeabilización, rastrillos, rellenos de grietas o fisuras y semejantes.

Cuenca hidrográfica: Conjunto de áreas superficiales y/o subterráneas que vierten a una red hidrográfica natural. Pueden desembocar en un río principal, un pantano, depósito o en el mar.

Cuenca hidrológica: Unidad de gestión realizada dentro de una cuenca hidrográfica

Caudal ecológico (CE): Caudal mínimo que garantiza la supervivencia del ecosistema en el cauce de un río determinado.

Caudal de equipamiento: Caudal turbinable máximo por los equipos hidráulicos de la instalación.

4.4.2 CONCEPTOS EÓLICOS

Potencia eólica extraída : Potencia aprovechada por la turbina eólica convertible a energía mecánica. El valor máximo de la conversión es 59.26% (Límite de Betz)

Curva de potencia del aerogenerador: Curva característica para cada modelo de turbina que define la potencia entregada en función de la velocidad de viento existente. También

define la velocidad de conexión del aerogenerador (Cut-in), la de corte (Cut-off) y la potencia nominal.

Velocidad de conexión: Velocidad mínima de viento, normalmente expresada en m/s, necesaria para que el aerogenerador comienza a producir energía.

Velocidad de corte : Velocidad establecida por el fabricante para la cual el aerogenerador se desconecta, en condiciones de seguridad, para evitar averías o daños en el conjunto.

Factor de carga (FC) : Se define como el cociente de la energía producida en un año(MWh/año) entre la potencia nominal (MW) por el número de horas de un año (8760 hrs)

$$FC = \frac{E}{Pn * 8760} \quad (1)$$

5 EMPLAZAMIENTO

La ubicación de las instalaciones del presente proyecto encuentra sobre el río Nela, en la comarca burgalesa de **Las Merindades de Valdeporres**. El emplazamiento se encuentra cerca del límite territorial entre las comunidades autónomas de Cantabria y Burgos, en la falda meridional de los Montes del Somo, aguas arriba de la pequeña localidad de Busnela.

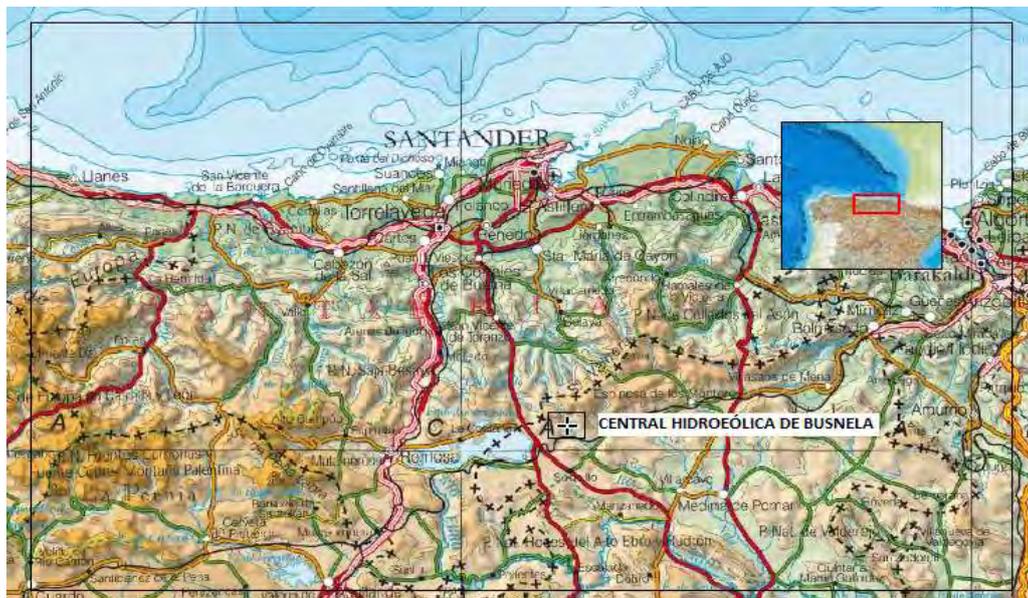


Ilustración 5: Mapa general del emplazamiento. IBERPIX

Casa de Máquinas	43° 2' 38,82" N 3° 47' 13,67" W
Embalse inferior	43° 1' 50,25" N 3° 46' 56,44" W
Embalse superior	43° 3' 56,86" N 3° 46' 42,67" W



Ilustración 6: Ubicación de la C.H.E Busnela en la cuenca del Ebro. Mapa: CHEBRO.

6 REQUISITOS DE DISEÑO

6.1 LOCALIZACIÓN

El emplazamiento del presente proyecto ha sido seleccionado teniendo en cuenta factores técnicos y ambientales, reduciendo al máximo el impacto paisajístico de las instalaciones y el daño a los espacios naturales colindantes. Por ello, se ha localizado el embalse superior e inferior y las líneas eléctricas fuera de los límites de espacios protegidos con alta importancia ambiental.

6.1.1 IMPORTANCIA AMBIENTAL

Puede observarse en el mapa que aparece a continuación, que en las vertientes norte, sur, este y oeste de las instalaciones comienzan los límites de las zonas con especial protección medioambiental, mientras que la zona afectada por el presente proyecto no entra dentro de ninguna zona con calificación medioambiental especial:

- Zonas ZEPA (Especial protección para aves) en las lindes del pantano del Ebro.
- Zonas LIC (Lugares de interés comunitario) en el tramo aguas abajo de la cabecera del río Nela, río Ebro, Engaña y Trema.
- Áreas NATURA 2000 en los montes de Somo y Valnera, así como en el parque de Ojo Guareña, embalse del Ebro y riberas del Nela.

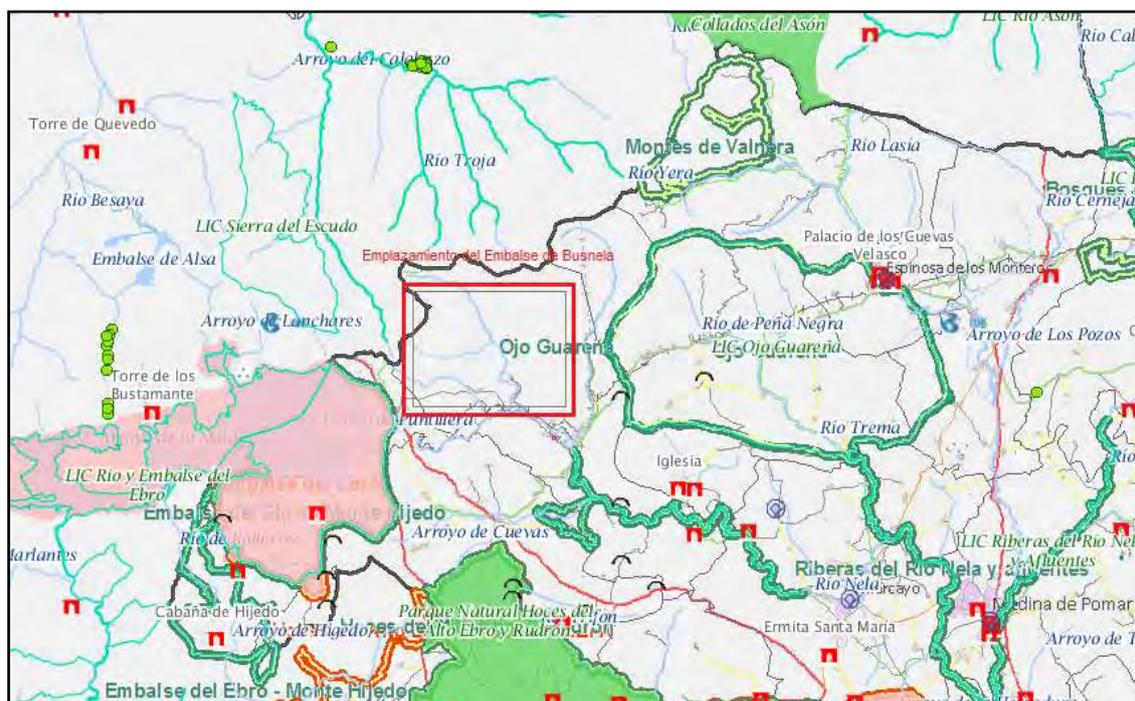


Ilustración 7: Mapa de zonas con protección ambiental. IDECYL [9].

6.1.2 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Desde el punto de vista técnico y económico, la elección de Busnela como foco de las obras se justifica en la cercanía a un gran núcleo de producción de carácter eólico formado por los parques de La Coterá, La Peñuca, La Magdalena y Valdeporres, donde la subestación en la que derivan los mencionados parques se encuentra a 4,18 km de la casa de máquinas, posibilitando una interconexión por medio de dos líneas de 12 kV Y 66 kV con unos reducidos costes de obra.



Ilustración 8: Mapa de distancias entre la subestación Iberdrola y la C.H.E Busnela. IBERPIX [10].

La orografía ha permitido el diseño de un embalse superior e inferior con 1 y 15 hectómetros de capacidad respectivamente, donde los cerramientos por medio de dos presas de arco gravedad (180 metros de longitud de coronación) y gravedad (230 metros de longitud de coronación) tienen costes de obra inferiores a los 15.000.000 millones de euros.

Como limitaciones técnicas, existe una línea de 66 kV que cruza el embalse a la altura de “Puente Picacho”, por ello, la altura de la lámina de agua del embalse deberá ser inferior a los 770 metros, teniendo en cuenta que los apoyos más próximos se encuentran a una cota de 785 metros a ambos lados del valle, siendo necesario respetar las distancias de seguridad presentes en el reglamento de alta tensión ITC-LAT 07.

6.1.3 JUSTIFICACIÓN CLIMÁTICA

El proyecto responde a necesidades de carácter climático donde otro de los motivos de haber ubicado el embalse en la cabecera del río Nela es llevar a cabo una regulación de la cabecera, evitando riadas, inundaciones y grandes avenidas en épocas de deshielo [11] en los poblados núcleos urbanos de Santelices, Puentevedy, Brizuela, Trespaderne y Villarcayo. Así como asegurar un caudal mínimo en periodos de estiaje, un suministro seguro de agua para regadíos y consumo humano y el desarrollo de sectores industriales como el piscícola.

6.2 RECURSOS HIDROLÓGICOS DE LA CUENCA

Los recursos hidrológicos existentes en la zona del presente proyecto han tenido que ser determinados mediante un extenso estudio hidrológico y climatológico presente en el ANEXO 2.1: "ESTUDIO HIDROLÓGICO Y CLIMATOLÓGICO".

La inexistencia de estaciones de aforo cercanas a la zona ha complicado la labor de determinar la cuantía absoluta de los recursos hídricos de las cuencas alimentadoras. Por ello, la metodología para determinar los caudales mínimos, medios y máximos, así como el caudal de equipamiento tan necesario para el diseño de las instalaciones y equipos hidráulicos (Tubería forzada, colector, turbina, equipos de aspiración, etc.) y la obra civil (Presa, desagües de fondo, aliviaderos, compuertas, etc.) han sido calculados siguiendo la siguiente metodología:

6.2.1 CÁLCULO Y AJUSTE DE LAS SERIES PLUVIOMÉTRICAS

La metodología empleada en el estudio y ajuste de las series pluviométricas ha partido de los datos de precipitaciones solicitados a la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) e IBERDUERO de las estaciones de Robredo-Ahedo, Cabañas de Virtus, Soba Alto Miera y Espinosa de los monteros.

Dicha información abarca periodos de 1973 a 1988 para el caso de la estación Robredo-Ahedo de Iberduero (a 2,5 km del emplazamiento), de 1928 a 1934 y de 1949 al año 2005 para el caso de la estación de Cabañas de Virtus (A 7 km del emplazamiento), de 2010 a 2016 en la estación de Espinosa de los monteros (a 20 km del emplazamiento) y de 1998 a 2016 para el caso de la estación de Soba-Alto Miera (a 18,8 km del emplazamiento).

A continuación, en la tabla 2, se detallan las especificaciones de las estaciones meteorológicas de las cuales se han obtenido las series pluviométricas:

CÓDIGO ESTACIÓN	NOMBRE	PERIODO DE ACTIVIDAD	PROVINCIA	ALTITUD
9008-X	Cabañas Virtus (AEMET)	1928-1935 / 1950-2005	Burgos	858 msnm
9039-I	Robredo-Ahedo (IBERDUERO)	1973-1988	Burgos	760 msnm
1102-D	Soba-Alto miera (AEMET)	1998-2016	Cantabria	700 msnm

Tabla 2: Estaciones meteorológicas empleadas en el estudio hidrológico.

Durante el periodo objeto de estudio, existen lagunas en diferentes periodos de tiempo, así como datos anómalos en las precipitaciones que han requerido un ajuste por regresión para determinar correctamente los historiales pluviométricos de las estaciones climatológicas.

El primer periodo sin datos es (1934-1949) debido a las dificultades que acontecían durante el estallido de la Guerra Civil Española (1936-1939) y posguerra (década de los 40), y la segunda laguna acontece del año 2006 al año 2010. En este caso, según preguntamos personalmente a AEMET, se debe a la automatización de las mediciones y digitalización de las bases de datos de la mayor parte de las estaciones con registros en medios físicos.

Ante esta problemática se ha optado por acotar el análisis de precipitaciones al periodo 1950-2016 y realizar un cálculo de las lagunas existentes mediante semejanza entre estaciones climatológicas de similares características. Por ello, al disponer de un total de 14 años registrados en una zona distante 2,5 km (Estación de Robredo-Ahedo) del emplazamiento de proyecto y a una altura semejante, estudiaremos la relación de semejanza (método de la razón (Mra)) en el periodo (74-88) de este emplazamiento con el de Cabañas de Virtus. Esta metodología se justifica dado que para cabañas de Virtus, como bien mencionábamos al inicio de la introducción, tenemos grandes periodos registrados por lo cual se puede seleccionar el periodo común de ambas estaciones para utilizar el método de la razón (Mra) y obtener un nuevo registro pluviométrico modificado en base al factor de semejanza obtenido.



Ilustración 9: Localización de las estaciones climatológicas empleadas en el estudio.

Tras determinar por semejanza las precipitaciones de Ahedo – Robredo hasta el año 2005, se estimaron siguiendo la misma metodología las de los años 2006 a 2015 a partir de las estaciones meteorológicas de Espinosa de Los Monteros y Soba Alto Miera.

A continuación se muestra la relación primera de semejanza entre Cabañas de Virtus y Robredo - Ahedo.

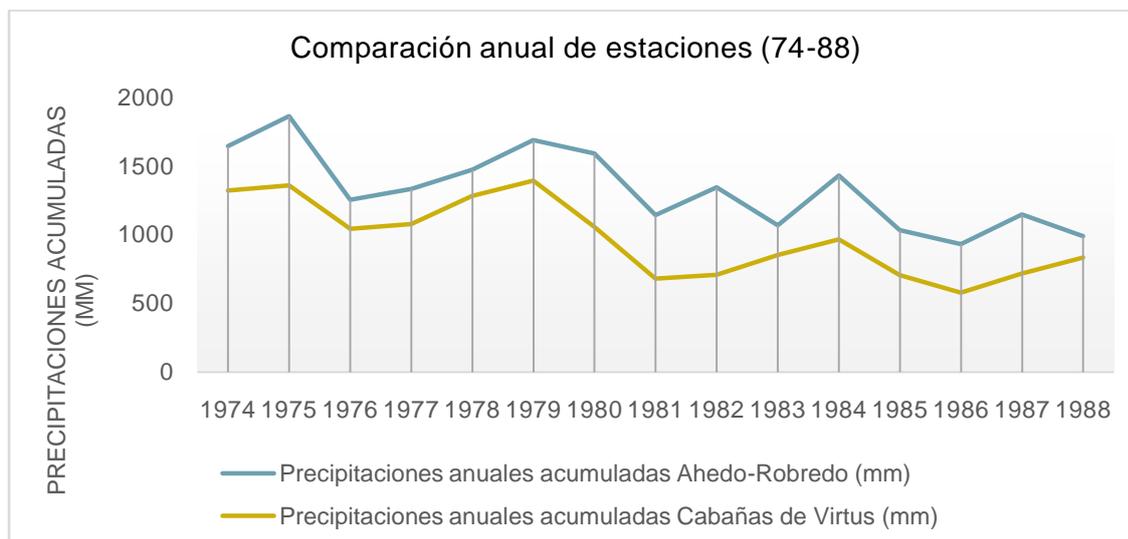


Ilustración 10: Relación de semejanza entre las estaciones climatológicas Ahedo - Robredo y Cabañas de Virtus. Elaboración propia a partir de datos de AEMET e IBERDUERO.

Se observa que la tendencia climatológica de ambas estaciones guarda una estrecha similitud. Donde la precipitación anual evoluciona del mismo modo y decrece significativamente en el periodo estudiado. Por ello, mediante el dato de semejanza

obtenido entre ambas estaciones (1,4) se ha extrapolado a los periodos anuales anteriores y posteriores, desde 1950 al año 2005.

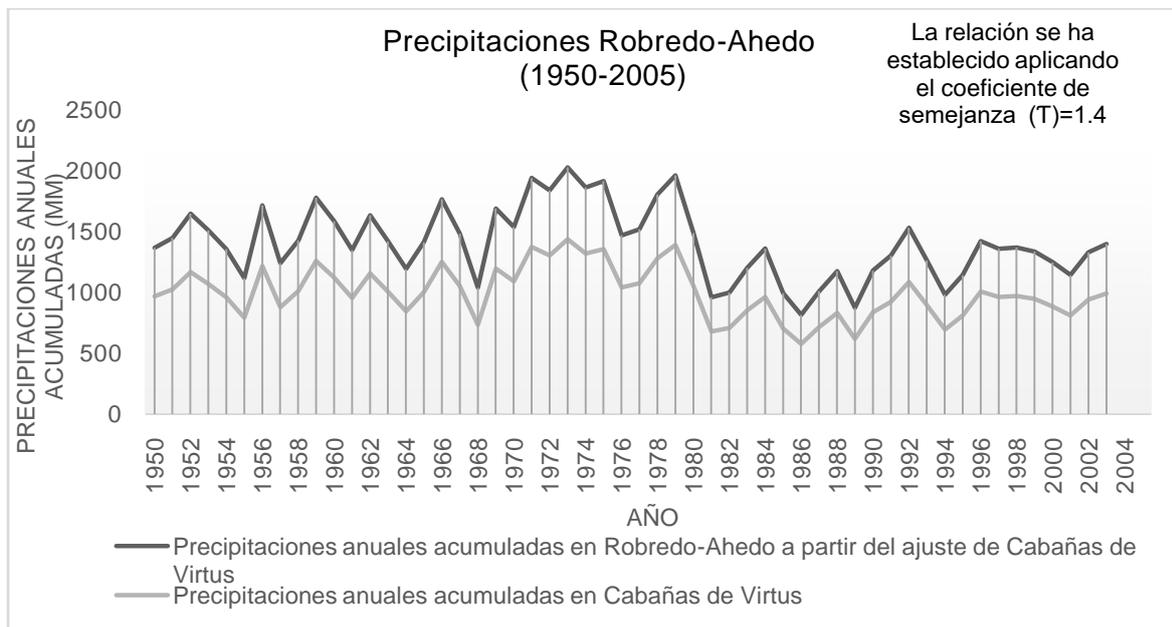


Ilustración 11: Precipitaciones estimadas en el estudio de semejanza para el periodo 1950 - 2015. Elaboración propia.

El periodo que hace referencia desde el año 2005 a la actualidad se ha determinado siguiendo la misma metodología, donde la relación de semejanza de las estaciones de Cabañas de Virtus y Soba alto miera se detalla en el siguiente gráfico:

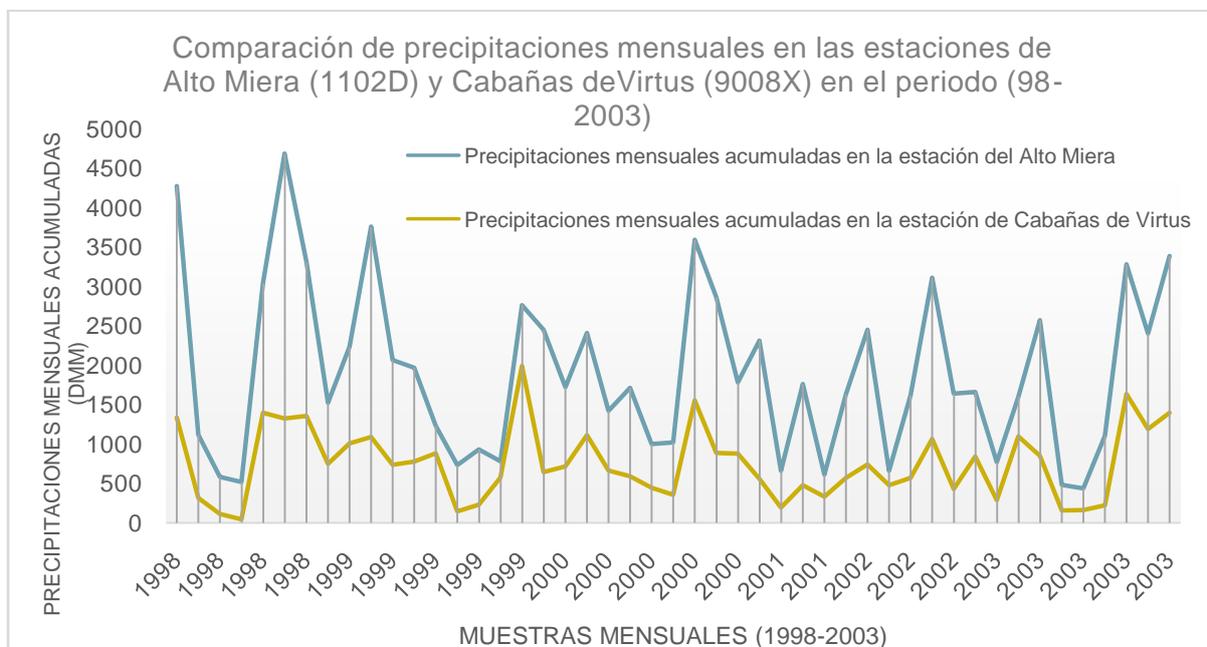


Ilustración 12: Relación de semejanza y comparativa pluviométrica de las estaciones Alto Miera y Cabañas de Virtus. Elaboración propia.

Finalmente, tras los cálculos de semejanza realizados entre estaciones y el ajuste de regresión de los datos pluviométricos no registrados (ANEXO 2.2) se han obtenido los siguientes resultados finales de precipitaciones en Robredo-Ahedo, emplazamiento situado en las cercanías del proyecto objeto, donde el dato final de precipitaciones medias en el periodo 1950 - 2015 es de **1340 mm (3.67mm/día)**.

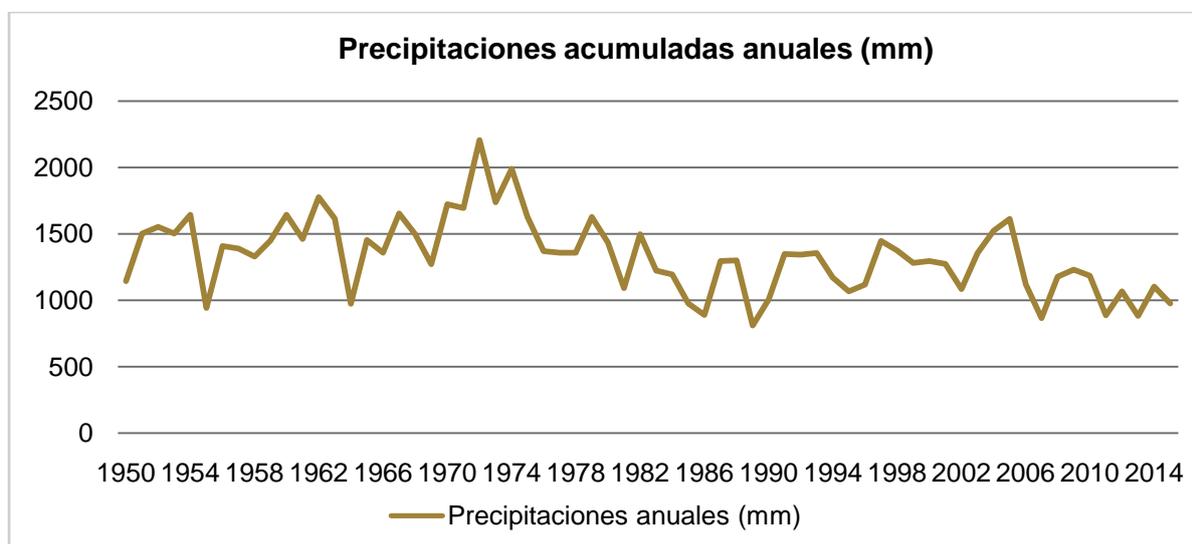


Ilustración 13: Precipitaciones acumuladas en Robredo-Ahedo. Elaboración propia.

AÑO HIDROLÓGICO	Ahedo (mm)						
1950	1144	1971	1694	1992	1344	2013	939
1951	1502	1972	2205	1993	1356	2014	940
1952	1552	1973	1738	1994	1170	2015	940
1953	1502	1974	1990	1995	1068		
1954	1644	1975	1626	1996	1118		
1955	942	1976	1370	1997	1446		
1956	1409	1977	1358	1998	1373		
1957	1388	1978	1357	1999	1281		
1958	1329	1979	1626	2000	1296		
1959	1448	1980	1433	2001	1273		
1960	1642	1981	1091	2002	1085		
1961	1461	1982	1497	2003	1356		
1962	1775	1983	1224	2004	1524		
1963	1614	1984	1194	2005	1613		
1964	973	1985	976	2006	1119		
1965	1453	1986	889	2007	864		
1966	1357	1987	1294	2008	1177		
1967	1654	1988	1301	2009	1231		
1968	1497	1989	810	2010	1185		
1969	1271	1990	1006	2011	887		
1970	1724	1991	1347	2012	1067		

Tabla 3: Precipitaciones en Robredo-Ahedo (2.5 km del emplazamiento proyecto). Elaboración propia.

6.2.2 CAUDAL MEDIO, ECOLÓGICO Y APORTACIÓN AL EMBALSE.

Para el estudio de los caudales medios se parte del dato obtenido a partir de los datos de precipitaciones calculados en el estudio hidrológico, en el cual obteníamos un dato de precipitaciones anuales medio durante el periodo (1950-2016) de **1340 mm (3.67mm/día)** a 2,5 km del emplazamiento de proyecto (Est. Robredo-Ahedo).

Siguiendo las directrices de la norma 5.2 IT y desarrollando una serie de tablas y funciones en diferentes y hojas de Excel hemos obtenido los nuevos parámetros para el cálculo de los caudales máximos y medios anuales durante el periodo estudiado.

Caudal máximo:

El sumatorio total de los caudales resultantes en el emplazamiento de la presa será el de todas las subcuencas confluyentes en ese punto. Obteniéndose como dato de caudal máximo para un periodo de retorno de 500 años $171 \frac{m^3}{s}$.

El resultado del caudal máximo resulta determinante a la hora de dimensionar los aliviaderos y desagües de fondo, los cuales deberán estar preparados para desembalsar el caudal de máxima avenida calculado anteriormente.

Caudal medio:

La metodología ha sido similar a la del cálculo del caudal máximo, pero partiendo de la precipitación media, tomándose los coeficientes de escorrentía calculados anteriormente en el estudio de caudales máximos. Llegando a un resultado para el caudal medio entrante al embalse por medio de precipitaciones de $3.47 \frac{m^3}{s}$ en el periodo 1950 - 2015.

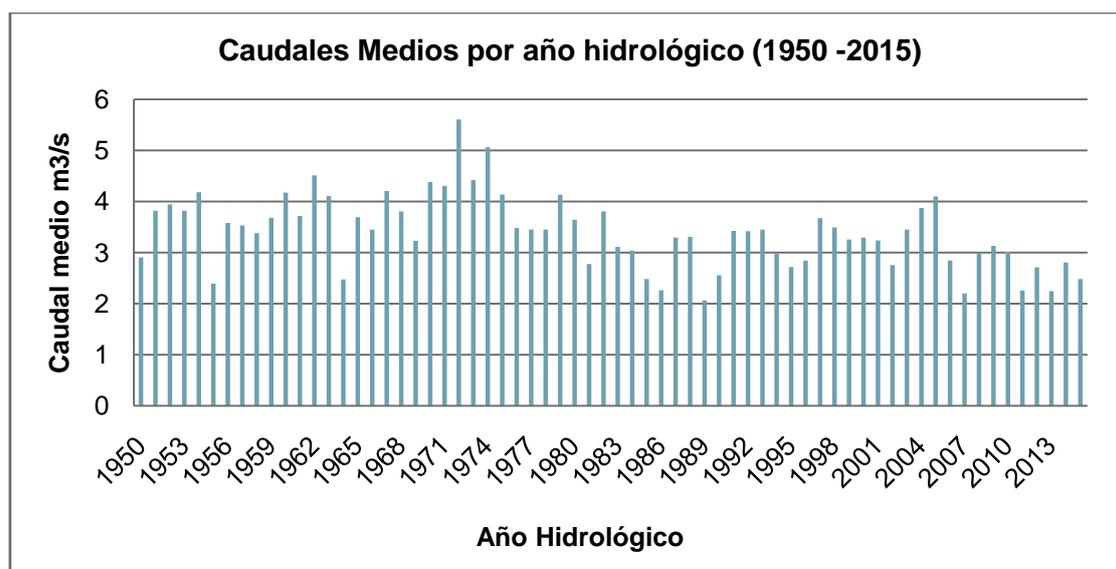


Tabla 4: Caudales medios anuales entrantes al embalse (Cabecera del Nela) en el periodo 1950 - 2015. Elaboración propia.

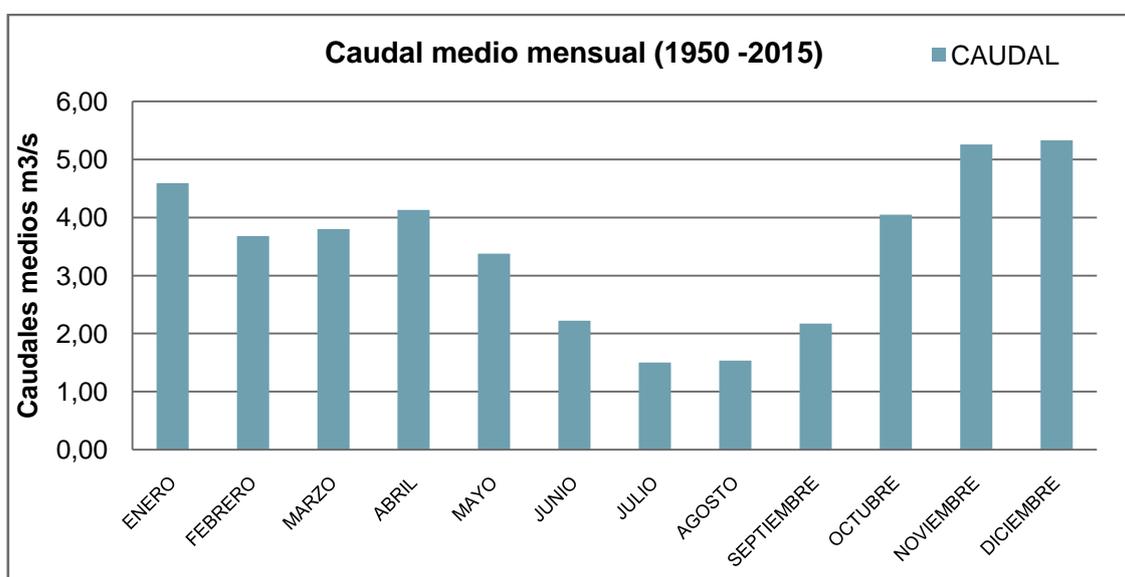


Tabla 5: Caudales medios mensuales entrantes al embalse (Cabecera del Nela) en el periodo 1950 - 2015. Elaboración propia.

Los datos calculados de caudales y aportaciones medios permiten clasificar los 65 años estudiados en años muy secos, secos, normales, húmedos y muy húmedos. Esta información sirve de referencia para conocer los recursos hídricos y volumen del embalse y posteriormente para estimar el año tipo y caudal ecológico. En lo referente al caudal de equipamiento de la central, como en este caso se trata de una central de bombeo reversible pura, no dependerá de forma tan estricta del caudal del año tipo como en una central de pie de presa o agua fluente. El caudal de equipamiento de la central, cuestión que se tratará más adelante, dependerá directamente del volumen del embalse superior y de la potencia y factor capacidad de los campos eólicos de la zona, ya que como el título del presente proyecto bien dice, se trata de una central hidroeléctrica.

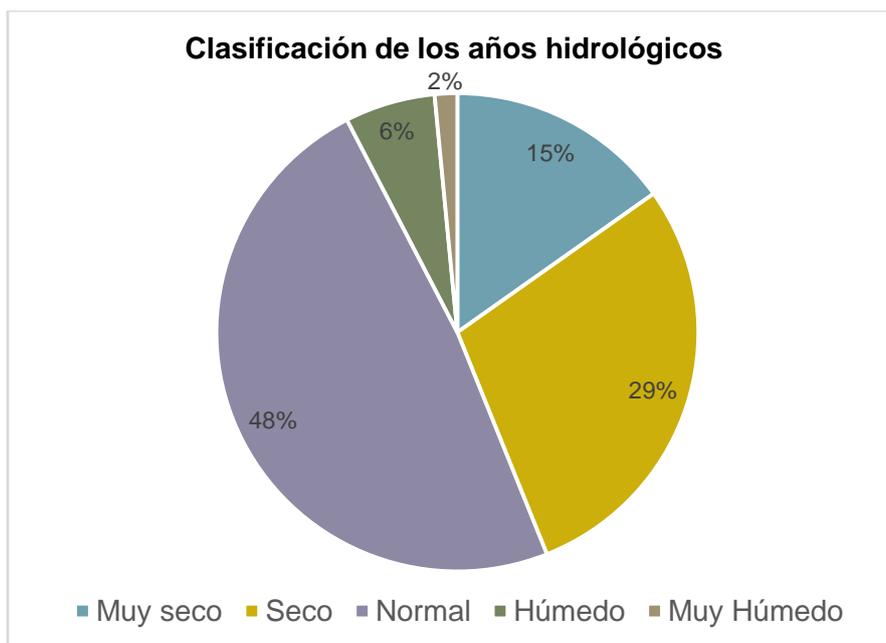


Ilustración 14: Clasificación de los años hidrológicos. Elaboración propia.

Caudal ecológico:

El caudal ecológico hace referencia al caudal mínimo necesario para mantener el medio animal y vegetal de carácter acuático que existiría de manera natural o pudiera existir en un medio fluvial [12].

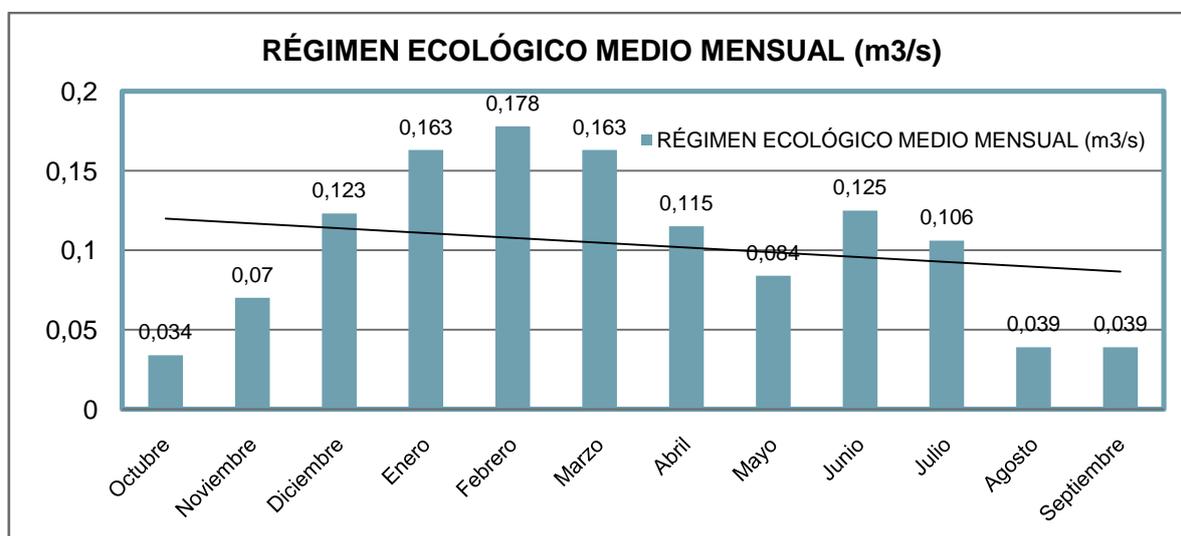


Ilustración 15: Caudal ecológico requerido en la cabecera del Nela. Elaboración propia a partir de datos de CHEBRO [12].

Aportación anual:

A partir de los datos de caudales anuales y mensuales se calcula la aportación media anual de las cuencas alimentadoras del embalse:

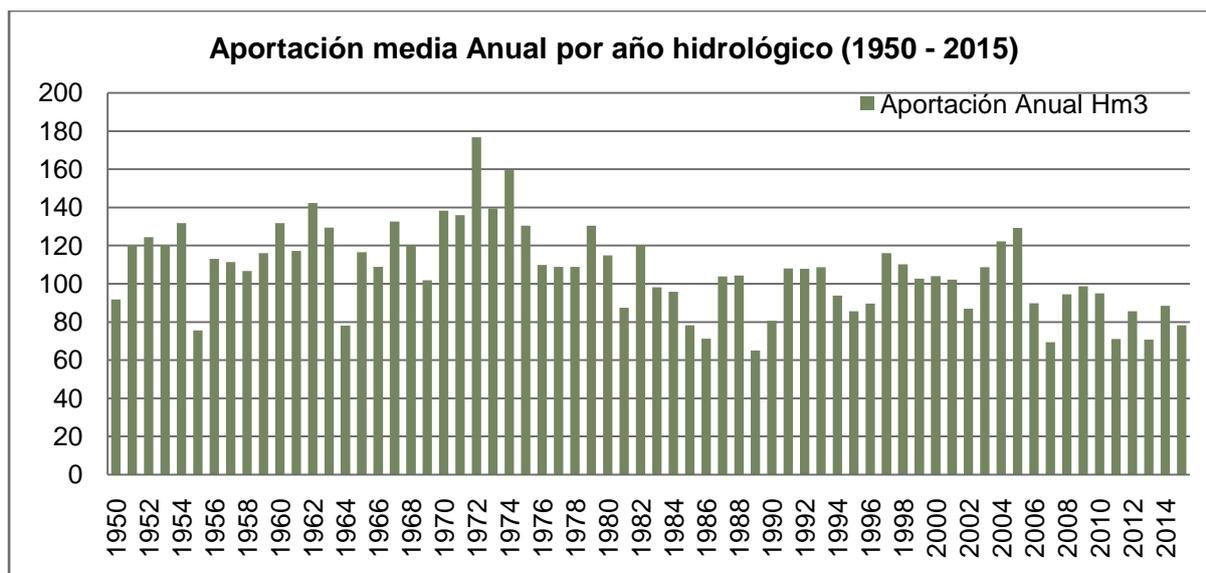


Tabla 6: Aportación hidrológica anual (1950 - 2015). Elaboración propia.

6.3 ESTUDIO DE DISPONIBILIDAD DEL RECURSO EÓLICO

La disponibilidad del recurso eólico y el funcionamiento de los parques que se unificarán para conformar la central hidroeólica de Busnela han determinado el diseño final de las instalaciones hidroeléctricas.

Inicialmente se ha determinado la ubicación exacta de los parques eólicos (P.E La Cotera, P.E La Peñuca, P.E La Magdalena y P.E Valdeporres) con el fin de obtener en la zona la dirección de viento dominante, su frecuencia, la velocidad media de viento y los parámetros de Weibull asociados a las coordenadas de cada parque. Una vez determinados los datos anteriores, se ha estudiado cada modelo de turbina eólica instalada en cada uno de los parques y se han calculado las horas de funcionamiento, la energía anual generada, el rendimiento eléctrico global, el factor de carga y las horas de funcionamiento equivalentes anuales.

Dado que las coordenadas proporcionadas por la *Asociación eólica española (AEE)* y la entidad *Thewindpower* no se corresponden con las coordenadas de localización reales de los campos se ha tenido que realizar un estudio previo para determinar la ubicación exacta de dichos parques eólicos con la ayuda de visores topográficos como *IBERPIX* (Instituto geográfico Nacional) e *IDECyl* (Infraestructuras de Castilla y León). Una vez determinadas las zonas de operación de cada parque eólico se han definido tres coordenadas principales que acotan los límites; una coordenada que define la zona central del parque eólico y los

extremos del mismo (A Este, Oeste, Norte o Sur). Dichas coordenadas se han comparado con los datos de velocidad de viento, potencia eólica, frecuencia y parámetros de Weibull de los registros de la página “Atlas eólico” perteneciente al Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE) y posteriormente se ha desarrollado el estudio técnico de los datos de funcionamiento de cada parque.

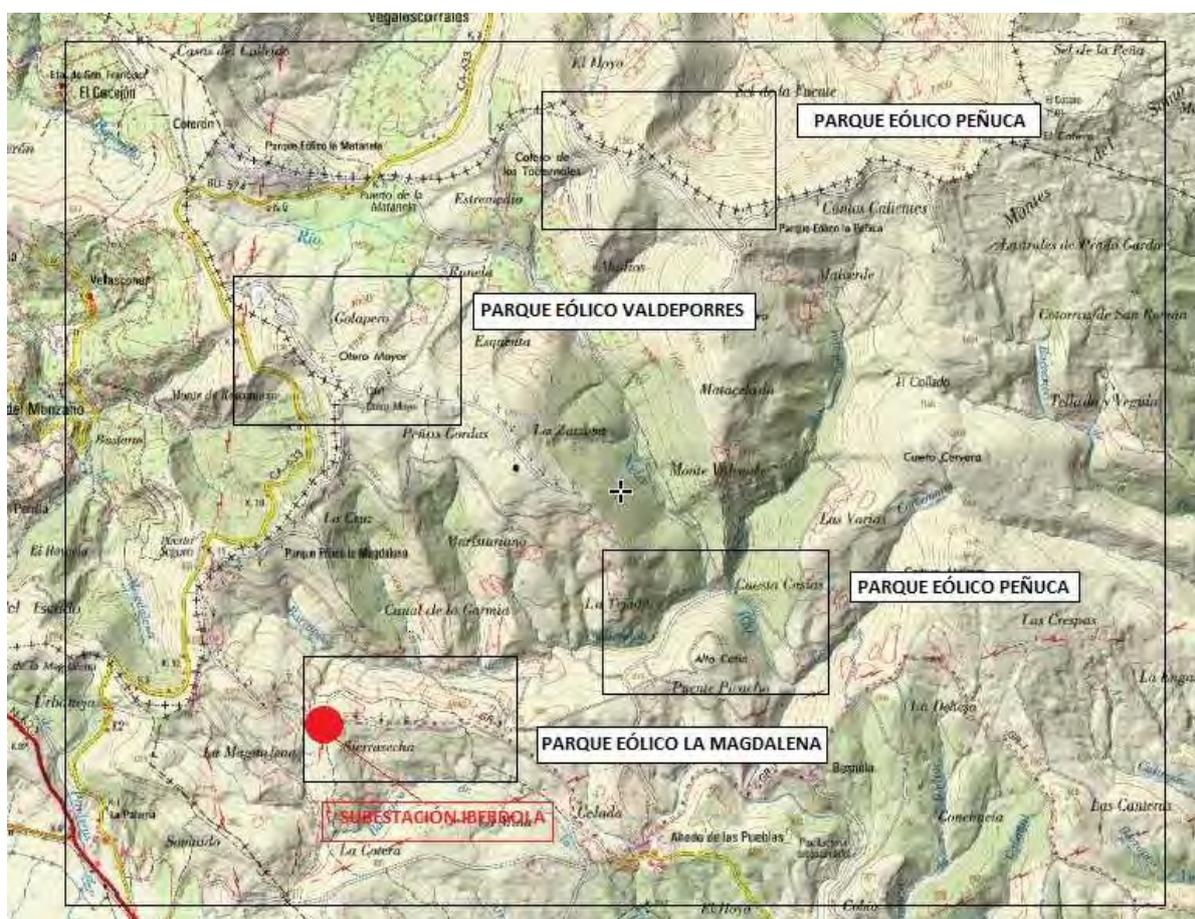


Ilustración 16: Localización de los parques eólicos de la central hidroeléctrica de Busnela.
Elaboración propia a partir de datos de IBERPIX (IGN)

6.3.1 PARÁMETROS EÓLICOS: VELOCIDAD Y FRECUENCIA.

Según los estudios realizados a partir de los datos eólicos elaborados por METEOSIM para el IDAE, la zona de las Merindades de Valdeporres dispone de un alto potencial eólico con velocidades medias de viento superiores a los 10 m/s [13].

Dichas velocidades, así como las frecuencias a la altura de las turbinas eólicas de cada parque han sido la base del cálculo de la energía generada, la potencia útil y las horas de funcionamiento de las instalaciones eólicas que integran la central hidroeléctrica.

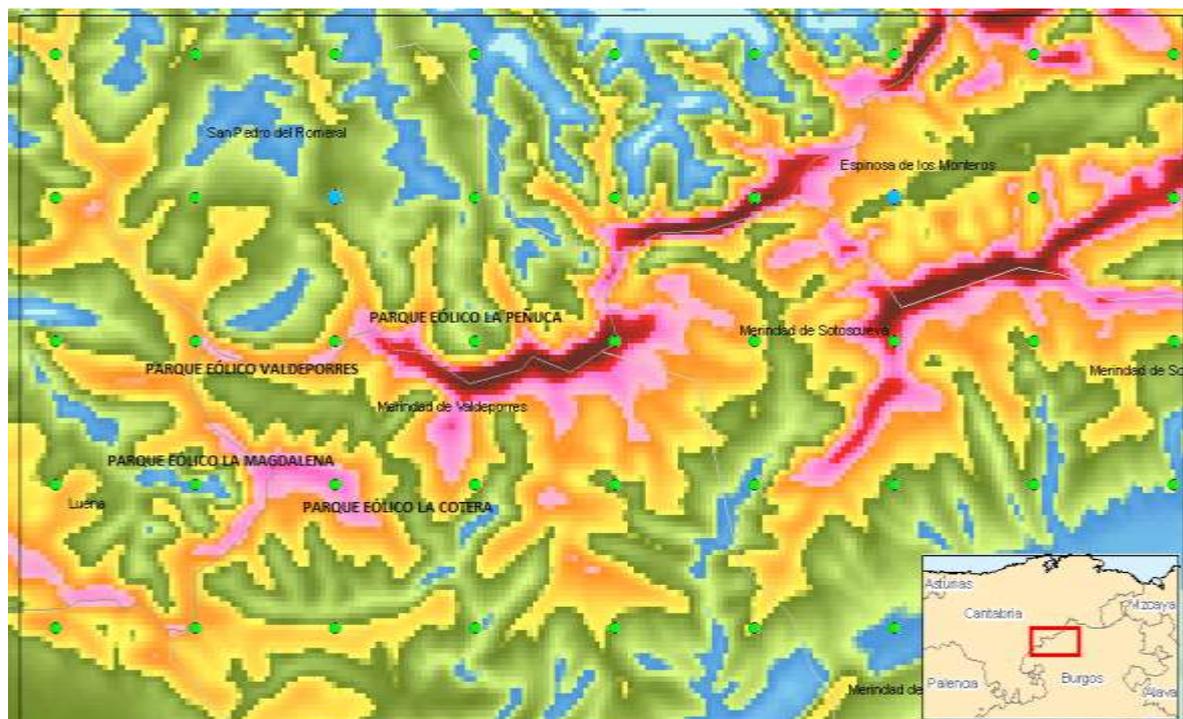


Ilustración 17: Potencial eólico de la zona estudiada. IDAE/METEOSIM [13].

A partir de los parámetros de Weibull proporcionados por el IDAE en las coordenadas de los emplazamientos de cada parque eólico se han llegado a los siguientes resultados de velocidad media para cada emplazamiento:

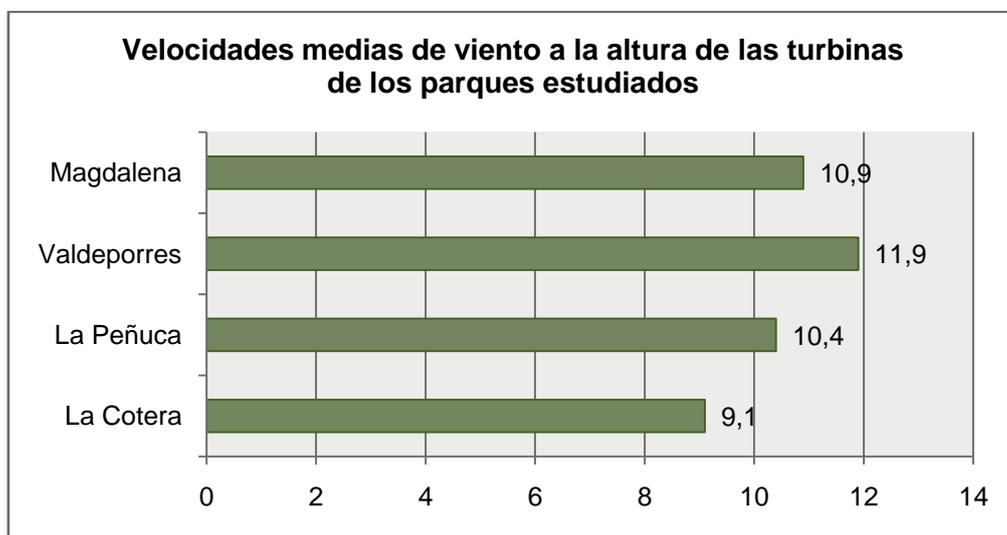
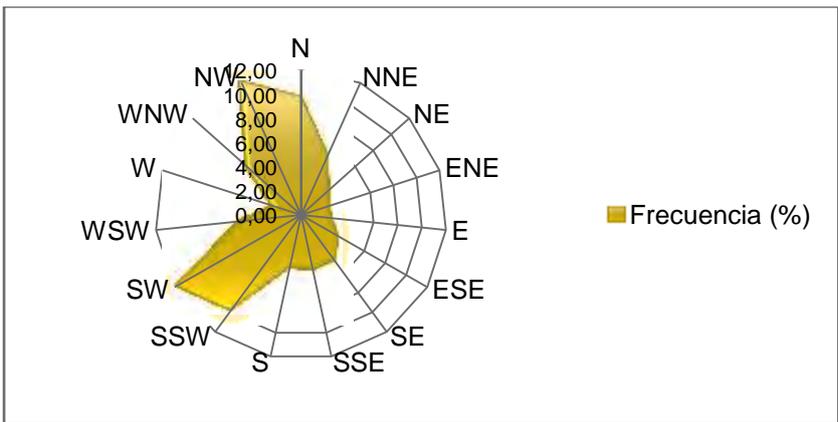


Ilustración 18: Estudio de las velocidades medias en los emplazamientos de los parques eólicos. Elaboración propia.

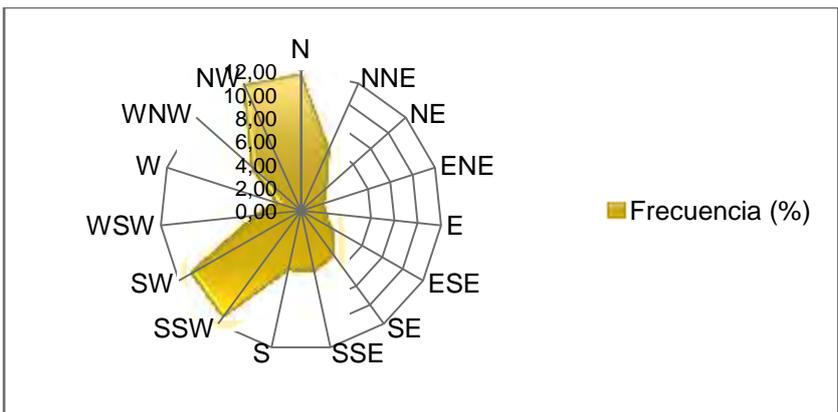
	La Cotera	La Peña	Valdeporres	Magdalena
Velocidad media de viento (m/s)	9,1	10,4	11,9	10,9
Dirección predominante	SW	SW	SSW	SW

Tabla 7: Resultados finales del estudio del potencial eólico para cada parque. Elaboración propia.



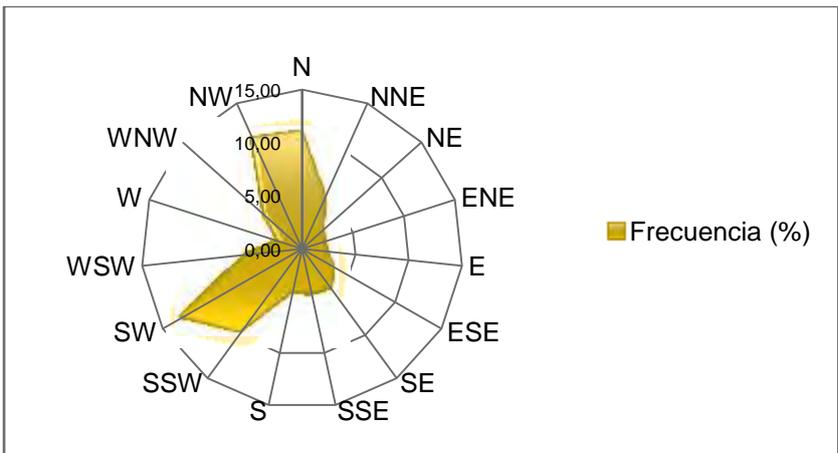
Rosa de los vientos en el emplazamiento donde se sitúa el parque eólico “La Peñuca”

Coordenadas
 UTM(m): 435946,4770768 HUSO 30 (80m)



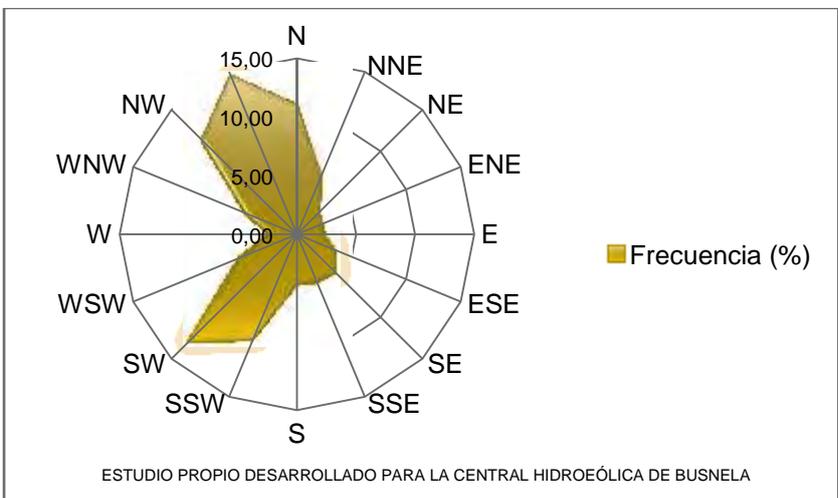
Rosa de los vientos en el emplazamiento donde se sitúa el parque eólico “Valdeporres”

Coordenadas
 UTM(m): 433445,4770768 HUSO 30 (80m)



Rosa de los vientos en el emplazamiento donde se sitúa el parque eólico “La Magdalena”

Coordenadas
 UTM(m): 430945,4765768 HUSO 30 (80m)



Rosa de los vientos en el emplazamiento donde se sitúa el parque eólico “La Cotera”

Coordenadas
 UTM(m): 433445,4768268 HUSO 30 (80m)

ESTUDIO PROPIO DESARROLLADO PARA LA CENTRAL HIDROEÓLICA DE BUSNELA

6.3.2 PRODUCCIÓN EÓLICA.

Para ejecutar un diseño adecuado de las instalaciones de la central es necesario conocer la potencia útil de los parques eólicos, su energía anual generada y las horas que estarán funcionando. Dicha información se empleará para el cálculo del volumen de agua máximo que podrá bombearse del embalse inferior al embalse superior para su posterior turbinado en horas punta.

	La Coterá	La Peñuca	Valdeporres	Magdalena
Nº de Turbinas eólicas	9	22	37	28
Potencia nominal (kW) [14]	18.000	33.000	31.450	23.800
Potencia útil (kW)	6674	9768	11886	9362
Energía anual generada (kWh/año)	6.495.804	3.889.430	2.814.138	2.929.079
Factor de carga	0,371	0,376	0,378	0,393
Horas de funcionamiento anuales	3248	2593	3311	3446

Tabla 8: Producción eólica y horas de funcionamiento equivalentes de los parques eólicos estudiados. Elaboración propia.

La energía Anual generada, la potencia nominal y las horas de funcionamiento estarán condicionadas por las turbinas eólicas equipadas en cada parque eólico. Cada modelo dispone de gráficas específicas donde se detalla la velocidad de arranque y corte de las turbinas, así como la potencia para cada velocidad de viento.

Turbinas eólicas instaladas	
P.E. La Coterá	Neg Micon NM72c/1500
P.E. La Peñuca	Gamesa G87/2000
P.E. Valdeporres	Gamesa G52/850
P.E. La Magdalena	Gamesa G52/850

Tabla 9: Modelos de turbina instalados en los parques estudiados.

A continuación se muestran los resultados del estudio eólico realizado en el ANEXO 2.3: ESTUDIO EÓLICO donde se compara la potencia instalada con la potencia útil de cada parque eólico. Así como las horas de funcionamiento anuales.

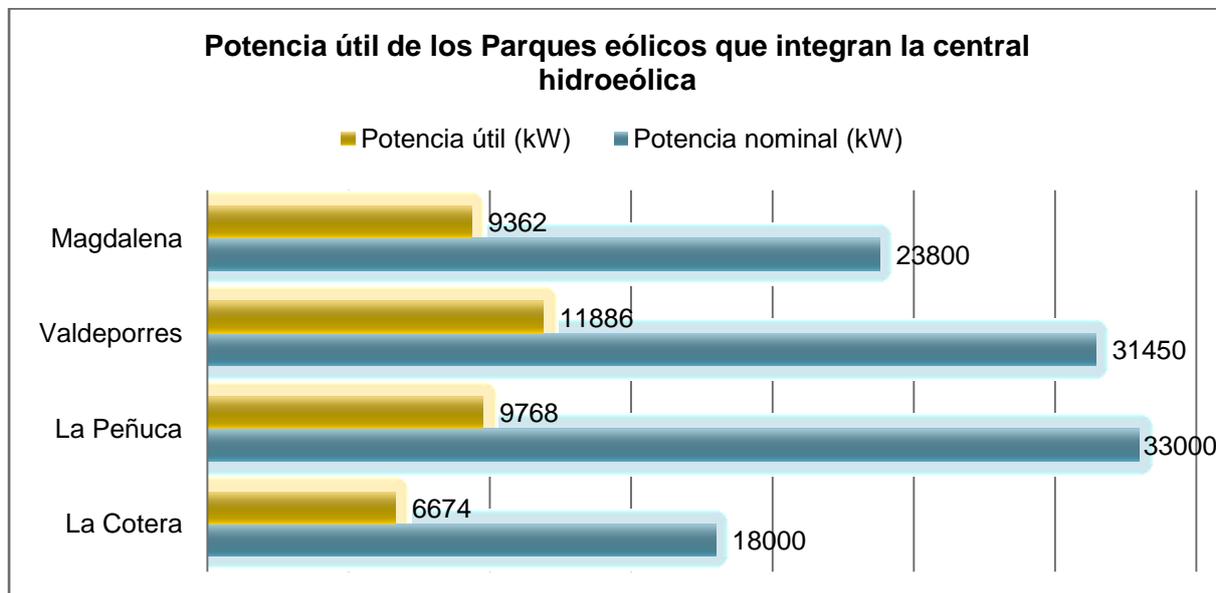


Ilustración 19: Comparativa de potencia útil y nominal de las instalaciones eólicas. Elaboración propia.

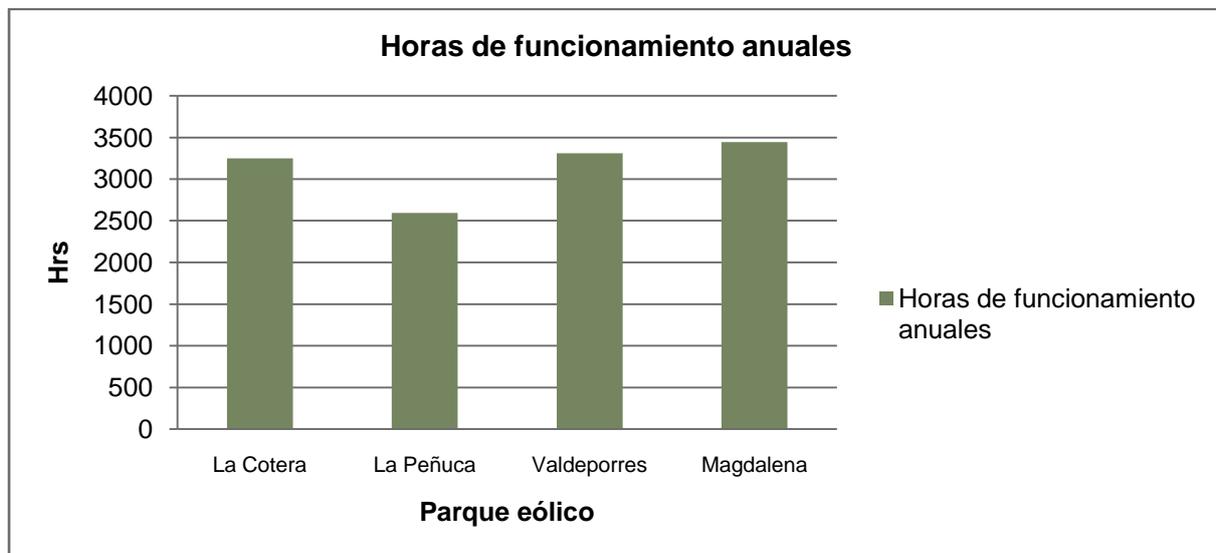


Ilustración 20: Estudio propio de horas de funcionamiento anuales de los parques eólicos.

Los cálculos realizados arrojan unos datos de potencial eólico de la zona moderadamente altos, con una media de horas de funcionamiento de 3149 horas. Los mapas de potencial eólico del IDAE empleados ratifican estos datos y refuerzan la idea de que la zona norte de Burgos y sur de Cantabria dispone una excelente potencial eólico.

El factor de capacidad medio de los parques eólicos de Valdeporres, Magdalena, Cotera y Peñuca es de 0,36, un 47% superior a la media del territorio nacional.

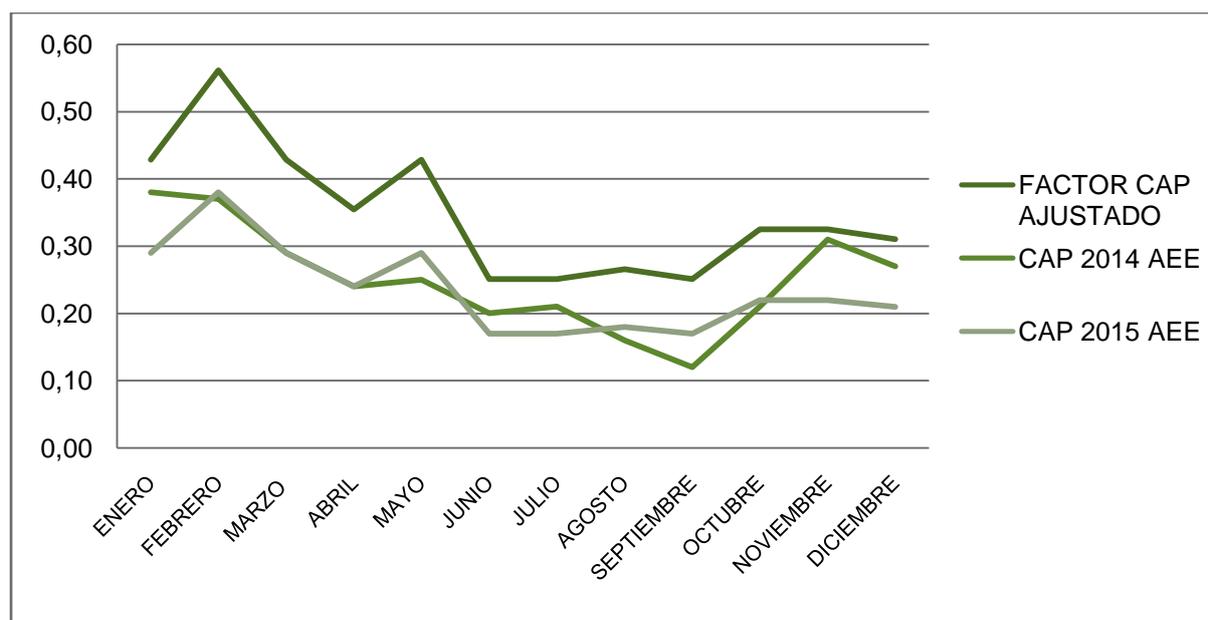


Ilustración 21: Factores de capacidad medios anuales. El factor de capacidad ajustado corresponde al de los parques eólicos estudiados. Elaboración propia.

6.4 ENERGÍA EÓLICA DISPONIBLE PARA EL BOMBEO.

Dado que la media de horas anuales de funcionamiento de los parques es de 3190 horas, la potencia útil total 37,7 MW y la energía eólica disponible 330.170 MWh/año es posible elevar un volumen medio de agua de 500.000 m^3 /día.

Mes del año	Factor capacidad eólico	Horas mensuales bombeo	Horas diarias bombeo	Volumen bombeado diario (hm^3)	Caudal Bombeo (m^3/s)
Enero	0,43	312,78	10,09	0,55	15,10
Febrero	0,56	409,85	14,64	0,80	15,10
Marzo	0,43	312,78	10,09	0,55	15,10
Abril	0,35	258,85	8,63	0,47	15,10
Mayo	0,43	312,78	10,09	0,55	15,10
Junio	0,25	183,36	6,11	0,33	15,10
Julio	0,25	183,36	5,91	0,32	15,10
Agosto	0,27	194,14	6,26	0,34	15,10
Septiembre	0,25	183,36	6,11	0,33	15,10
Octubre	0,33	237,28	7,65	0,42	15,10
Noviembre	0,33	237,28	7,91	0,43	15,10
Diciembre	0,31	226,50	7,31	0,40	15,10

Tabla 10: Volumen y horas de bombeo diarias y mensuales para un caudal nominal de 15 m³/s. Elaboración propia.



Ilustración 22: Horas diarias de bombeo según potencial eólico. Elaboración propia.

El volumen bombeado diario procedente de la producción eólica será inferior en todos los meses a la capacidad de diseño del embalse superior (1 Hm³). Cuyas características se detallarán más adelante. Por ello, la capacidad sobrante del mismo, se empleará para llevar a cabo un bombeo convencional.

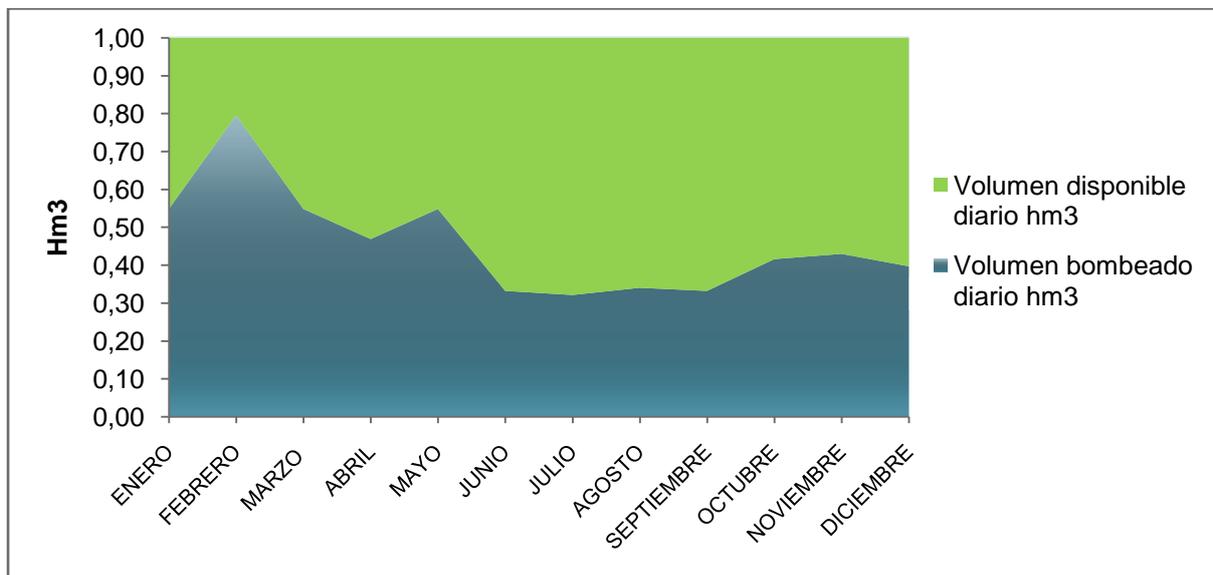


Ilustración 23: Volumen bombeado y disponible de la presa superior según el mes del año. Elaboración propia.

El volumen disponible diario (verde) hace referencia a la capacidad disponible que será empleada para llevar a cabo el bombeo convencional. Es decir, empleando la energía de la red en las horas valle hasta llenar la capacidad restante del embalse que no ha podido ser cubierta por la generación eólica. La masa total de agua del embalse será turbinada durante

las horas punta siguiendo una metodología de funcionamiento que será detallada en los siguientes apartados.

6.5 CARACTERÍSTICAS DE LA CUENCA Y EL SALTO

La cabecera del río Nela discurre por la sierra del Escudo y los montes de Somo, siendo sus principales aportaciones el barranco del Sollondón, Lanosa, Cortemoro, y el arroyo de los Cobatos. Aguas abajo de Busnela, existe un valle cuya orografía resulta idónea para la construcción de un pantano cuyas características han sido analizadas a partir de mapas topográficos proporcionados por *IDECyI* y el programa de cálculo *CIVIL 3D*.



**Ilustración 24: Cuenca destinada a la realización del embalse de Busnela.
Elaboración propia.**

Según los estudios realizados, la capacidad máxima de agua almacenable en el pantano inferior está limitada por la presencia de una línea eléctrica de 66 kV cuyos apoyos están cimentados a una altura de 785 metros. Así como por los costes económicos de la obra. Por ello a partir del estudio realizado se han obtenido las capacidades máximas almacenables dentro de los límites de viabilidad técnica y económica.

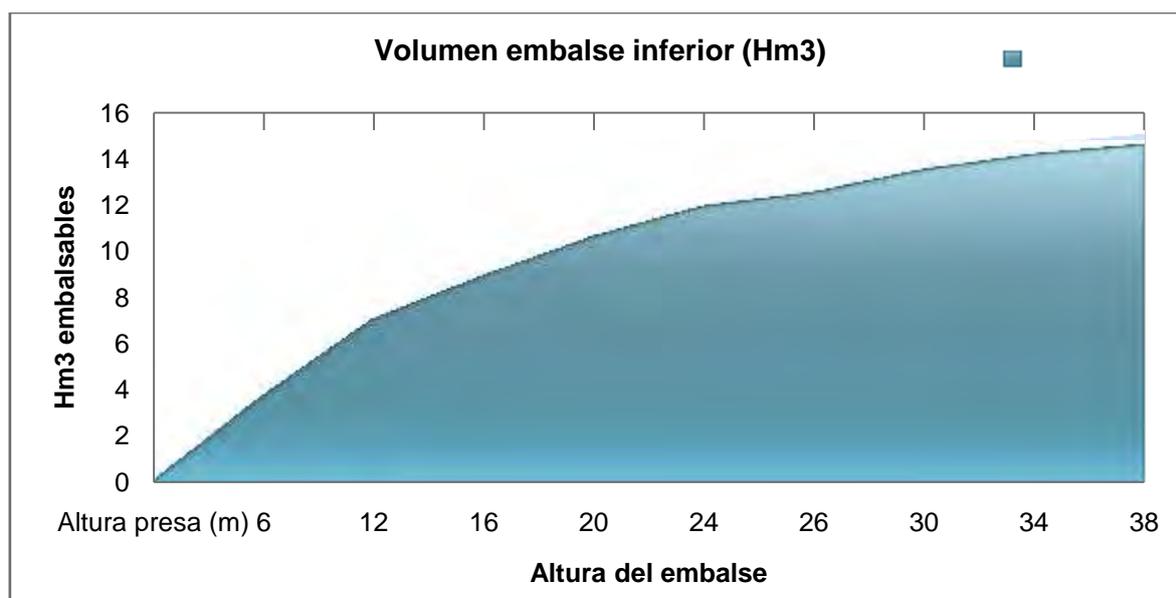


Ilustración 25: Volumen del embalse para una cota máxima de coronación de 40 m. Elaboración propia.

Por otro lado, el volumen mínimo necesario para el embalse superior corresponde a la máxima capacidad de bombeo de los parques eólicos. Dicha capacidad de bombeo se detalla en apartados posteriores.

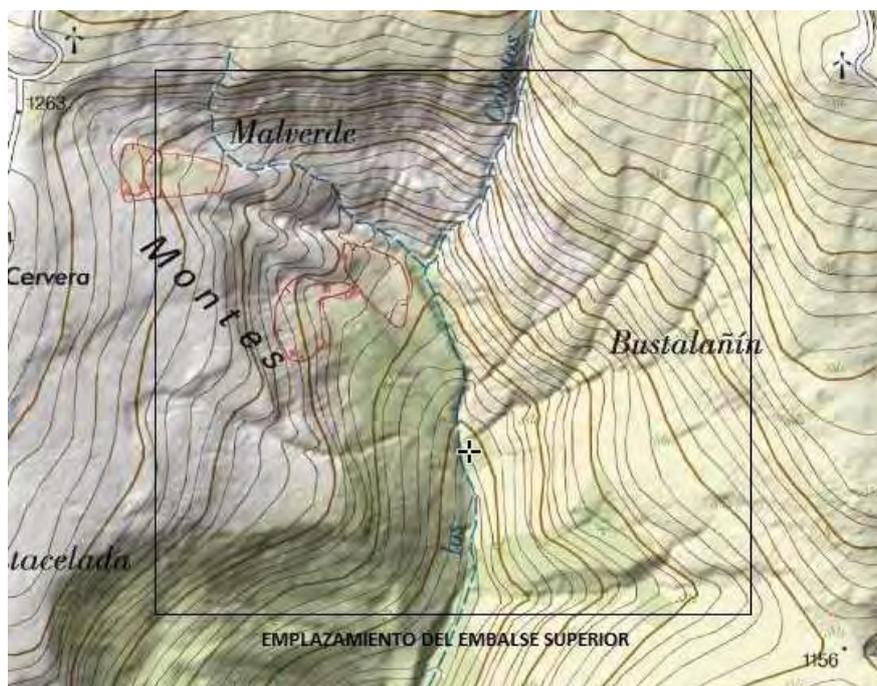


Ilustración 26: Topografía del arroyo de los Cobatos. IBERPIX (IGN).

Según los cálculos realizados, la zona más adecuada para la construcción de la presa superior es el arroyo de los Cobatos. Como se observa en la Ilustración 18, existe un estrechamiento donde la construcción de una presa resultaría más viable en términos económicos y técnicos que en cualquier otro tramo de la cuenca.

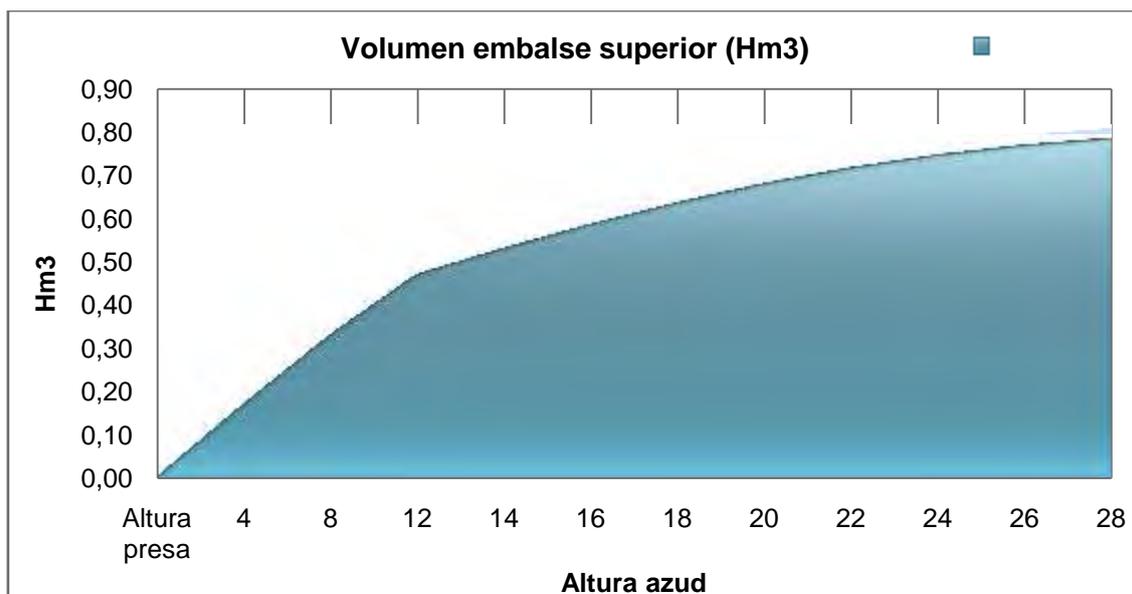


Ilustración 27: Volumen almacenable en el embalse superior para una cota máxima de coronación de 30 metros. Elaboración propia con CIVIL 3D.

6.5.1 SALTO BRUTO Y SALTO NETO DISPONIBLE

Según los estudios realizados del terreno con mapas topográficos y la ayuda de *CIVIL 3D* se ha estimado que el salto bruto existente entre los dos pantanos (Cabecera de los Cobatos y Busnela) es de 245 metros, y la distancia que separa el embalse superior del inferior 2450 metros con un desnivel medio del 10% y uno máximo en la conducción forzada del 49%.

El salto neto se ha estimado restando las pérdidas existentes en las conducciones forzadas al salto bruto. Donde la metodología empleada ha sido fijar unas pérdidas predeterminadas inferiores al 10% y definir un diámetro de la tubería que cumpliera la expresión de *Manning*, empleándose para ello la función "Solver" de *Excel*.

Pérdidas de carga en la conducción forzada de impulsión	
Salto Bruto Hb (m)	245
Longitud conducción (m)	2450
Caudal bombeo máximo (m ³ /s)	50,9
Diámetro interno (m)	3
Número de tuberías	1
Coficiente rugosidad Manning (n)	0,01
Pérdidas de carga (m)	18,74 (7,65%)

Tabla 11: Características y pérdidas de carga de la conducción forzada de impulsión. Elaboración propia.

Con un diámetro interno de tubería para la conducción de impulsión de 3 metros se obtienen unas pérdidas del 7,65%, y para el caso de la tubería de turbinado unas pérdidas del 9,26% con un diámetro interno del 3,2 metros.

Pérdidas de carga en la conducción forzada de turbinado	
Salto Bruto Hb (m)	245
Longitud conducción (m)	2450
Caudal bombeo máximo (m ³ /s)	66,5
Diámetro interno (m)	3,2
Número de tuberías	1
Coefficiente rugosidad <i>Manning</i> (n)	0,01
Pérdidas de carga (m)	22,68 (9,26%)

Tabla 12: Pérdidas de carga en la conducción forzada de turbinado. Elaboración propia.

En base a las pérdidas estimadas, se obtiene un salto neto de **223,9 metros**.

7 ANÁLISIS DE SOLUCIONES

De acuerdo a los estudios previos realizados, los resultados hidrológicos obtenidos, la producción eólica y la orografía del terreno, se ha valorado la construcción de una central hidroeólica con dos embalses: uno superior y otro inferior. Así como el diseño de dos líneas eléctricas de 12 kV y 66 kV que unan los parques eólicos con las instalaciones hidroeléctricas proyectadas. La construcción de dos líneas de estas características ha obligado a proyectar dos subestaciones que adecuen los parámetros eléctricos de tensión y potencia a los requerimientos del sistema y la central.

7.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS EMBALSES.

7.1.1 EMBALSE SUPERIOR.

El Embalse superior dispondrá de una capacidad de 1 Hm^3 y estará delimitado por una presa de arco gravedad de 180 metros de longitud y una altura de 30 metros sobre cimentaciones. Según la producción eólica estimada, cerca del 50%² de la capacidad del embalse estará cubierta por el bombeo eólico, siendo la capacidad restante empleada para realizar un bombeo convencional.

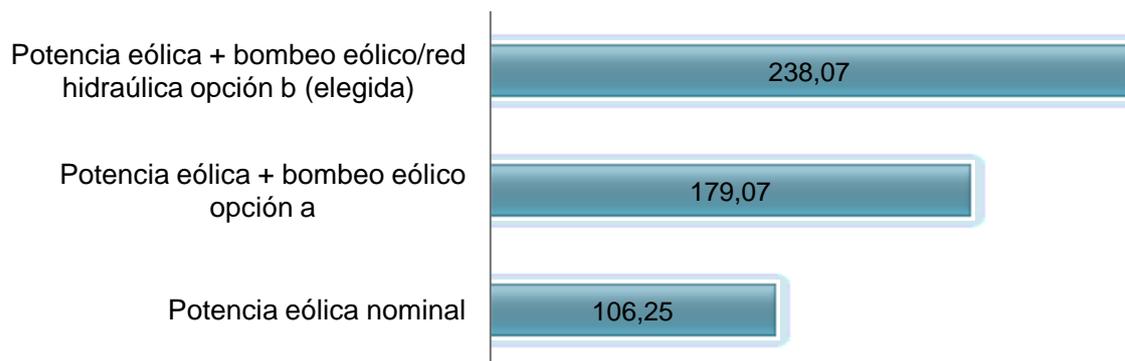
Inicialmente se plantearon dos opciones:

- a) Implantar un embalse de 790.000 m^3 de capacidad, destinado exclusivamente al almacenamiento del volumen de agua bombeado por los parques eólicos en horas valle. Lo que generaría unos ingresos anuales de 5,3 Millones de euros por venta de energía en hora punta.
- b) Realizar un dragado de fondo en el embalse superior para alcanzar un volumen total de 1.000.000 m^3 y aprovechar el volumen sobrante para llevar a cabo un bombeo convencional basado en la compra de energía al sistema y la venta en horas punta, además del bombeo eólico.

Esta última opción permitiría incrementar la potencia instalada de la central en 59 MW hasta los 238 MW y almacenar cerca de 210.000 m^3 en forma de energía potencial. El sistema contribuiría de forma activa en el aplanamiento de la curva de carga, generando unos beneficios adicionales de 400.000 €/año.

² Porcentaje medio anual del volumen embalsado mediante producción eólica.

Potencia instalada según soluciones planteadas



EMBALSE SUPERIOR						
Cota (msnm)	Area parcial (m2)	Area acumulada (m2)	Volumen parcial (m3)	Volumen acumulado (m3)	Volumen (Hm3)	Altura presa
980	3581,39	3581	167816	167816	0,17	4
984	2354,95	5936	159612	327428	0,33	8
988	7395,6	13332	139479	466907	0,47	12
992	2398,88	15731	60190	527097	0,53	14
994	2591,18	18322	55202	582298	0,58	16
996	2779,44	21101	49831	632129	0,63	18
998	3879,33	24981	43465	675595	0,68	20
1000	3181,74	28163	36103	711697	0,71	22
1002	3330,27	31493	29599	741296	0,74	24
1004	3511,22	35004	22757	764053	0,76	26
1006	3688,04	38692	15556	779609	0,78	28
1008	5918,46	44611	7994	787603	0,79	30
1008	Con dragado de fondo*				1	30

Tabla 13: Características técnicas del embalse superior. Elaboración propia.

Además, la elección de proyectar una presa de arco gravedad se justifica en los menores volúmenes de hormigón que se requieren para llevar a cabo el cerramiento. Así como en las características del emplazamiento, estimándose unos costes de obra cercanos a los 3.500.000 €.



Ilustración 28: Modelo 3D del embalse superior (1Hm3). Elaboración propia.

7.1.2 EMBALSE INFERIOR.

El embalse inferior ha sido proyectado teniendo en cuenta diferentes factores técnicos, económicos y climatológicos. Por ello, con el fin de almacenar el máximo volumen de agua, se ha proyectado la presa aguas abajo de la población de Busnela, lo que permite embalsar un volumen en su máxima capacidad de 15 Hm³.

El tipo de presa seleccionado ha sido de gravedad, debido principalmente a que el valle no es lo suficientemente angosto para la construcción de una presa de arco, como por su sencillez constructiva. En un primer estudio se planteó la opción de construir una presa de materiales sueltos con un revestimiento vegetal en el talud aguas abajo, pero se descartó por el gran volumen de material que requería su construcción y el impacto ambiental que generarían sus más de 900.000 m³ de tierra y escollera.

A continuación se presentan los resultados de áreas inundadas y volúmenes de la presa según el nivel que alcance el agua del embalsamiento:

EMBALSE INFERIOR						
Cota (msnm)	Area parcial (m2)	Area acumulada (m2)	Volumen parcial (m3)	Volumen acumulado (m3)	Volumen (Hm3)	Altura presa (m)
710-716	110912	110912	3690339	3690339	3,69	6
716-722	102540	213452	3301223	6991561	6,99	12
722-726	41390	254842	1868532	8860093	8,86	16
726-730	90045	344887	1695268	10555362	10,56	20
730-734	55257	400144	1308619	11863981	11,86	24
734-736	26308	426452	589517	12453498	12,45	26
736-740	78296	504748	981059	13434557	13,43	30
740-744	60258	565006	662959	14097516	14,10	34
744-748	59692	624698	425687	14523204	14,52	38
748-750	76464	701162	114888	14638089	14,64	40

Tabla 14: Características principales del embalse inferior. Elaboración propia.

Como se observa en la tabla 12, la altura máxima de la presa inferior es de 40 metros, Donde el embalse, a su máxima capacidad, inunda una superficie máxima de 700.000 m²

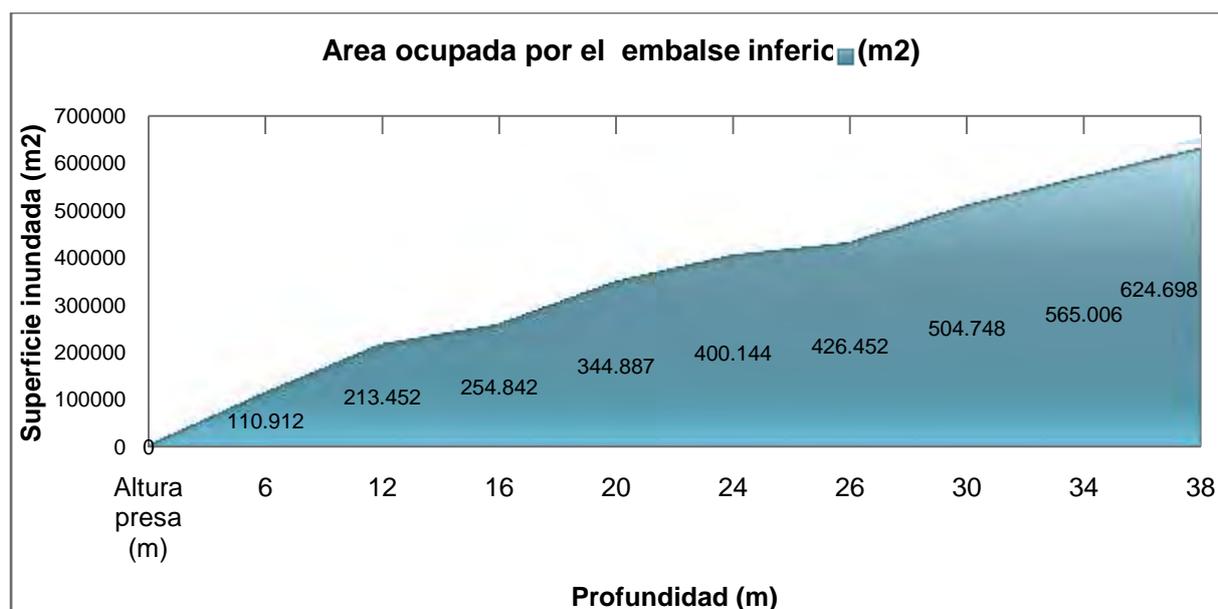


Ilustración 29: Gráfico detalle del área ocupada por el embalse inferior. Elaboración propia.

7.2 EQUIPOS HIDRÁULICOS DE BOMBEO Y TURBINADO

Los equipos hidráulicos se han dimensionado y seleccionado de acuerdo al volumen de agua a bombear, el caudal óptimo y el salto neto existente.

El volumen medio diario de agua bombeable por los parques eólicos es de $500.000 \text{ m}^3/\text{día}$ y el máximo, que corresponde al mes de febrero, $800.000 \text{ m}^3/\text{día}$. Dado que la capacidad del embalse es de 1 Hm^3 , el volumen restante se bombeará con energía absorbida de la red.

MES	Volumen bombeado diario procedente de eólica (Hm ³)	Volumen disponible para el bombeo convencional (Hm ³)	Volumen de seguridad (m ³) ³
ENERO	0,55	0,45	22579
FEBRERO	0,80	0,20	10219
MARZO	0,55	0,45	22579
ABRIL	0,47	0,53	26550
MAYO	0,55	0,45	22579
JUNIO	0,33	0,67	33390
JULIO	0,32	0,68	33926
AGOSTO	0,34	0,66	32980
SEPTIEMBRE	0,33	0,67	33390
OCTUBRE	0,42	0,58	29198
NOVIEMBRE	0,43	0,57	28504
DICIEMBRE	7,31	0,60	30143

Tabla 15: Volumen de agua a bombeable a partir de eólica y a partir de energía absorbida a la red.

³ El volumen de seguridad es un 5% del disponible, que quedará como reserva diaria en el embalse superior.

De acuerdo a los volúmenes de agua disponibles y la capacidad del embalse superior, se han definido unos caudales de bombeo y turbinado que permiten llenar y vaciar el embalse en las horas valle y punta⁴.

Caudales de funcionamiento de la central hidroeléctrica (m ³ /s)	
Caudal de bombeo	51
Caudal de equipamiento turbinas	66

Tabla 16: Caudales de bombeo y turbinado calculados.

7.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS CONDUCCIONES FORZADAS

A partir de los cálculos y mediciones realizados, se requieren dos conducciones forzadas de acero galvanizado que conecten el embalse inferior y el embalse superior. Dichas tuberías tienen una longitud de 2450 metros y un diámetro de 3 metros para la de turbinado y 3,2 para la de impulsión.

7.2.2 EQUIPOS DE BOMBEO

Los equipos seleccionados para elevar los volúmenes de agua calculados son un conjunto de 10 bombas multietapa de carcasa partida axialmente cuyas especificaciones se detallan a continuación.

Bomba multietapa de carcasa partida axialmente	
Diámetro nominal (DN) (m)	1,6
Caudal máximo (m ³ /s) (m ³ /s)	36.000
Altura de bombeo máxima (m)	800
Potencia	Hasta 20 MW (13,26 MW)
Eficiencia (%)	Hasta 91 %

Tabla 17: Especificaciones técnicas de las bombas empleadas [15]

La potencia máxima absorbida por las bombas es de 132,6 MW, lo que permite elevar del embalse inferior al superior el volumen de agua requerido a un caudal máximo de 51 m³/s.

Bomba multietapa de carcasa partida axialmente	
P(MW)	13,26
Q240 (m ³ /s)	5,6
Caudal bombeo máximo requerido	51
Nº Bombas necesarias	10
Eficiencia	0,88 (máx 0,91)

⁴ En el ANEXO N°7: "RENTABILIDAD ECONÓMICA Y ESTUDIO DE PRECIOS" se justifican las horas estipuladas para el bombeo y el turbinado.

Tabla 18: Estimación de la potencia, caudal y número de equipos de bombeo requeridos.

7.2.3 TURBINAS HIDRAÚLICAS

Las turbinas hidráulicas se han seleccionado teniendo en cuenta factores técnicos y económicos, de los cuales los más determinantes han sido el salto disponible, el caudal máximo a turbinar, las características del generador y el coste de los equipos.

Como se detalla en apartados anteriores, el salto bruto disponible es de 245 metros, y el caudal máximo turbinable $66 \text{ m}^3/\text{s}$. Por ello, a partir de estos parámetros y las especificaciones del gráfico 30, se ha seleccionado una turbina tipo Francis.

Velocidad específica ns (rpm)	Tipo de Turbina	Altura del salto (m)
Hasta 18	Pelton 1 Tobera	Hasta 800
18 - 25	Pelton 1 Tobera	800 - 400
26 - 35	Pelton 1 Tobera	400 - 100
26 - 35	Pelton 2 Toberas	800 - 400
36 - 20	Pelton 2 Toberas	400 - 100
51 - 72	Pelton 4 Toberas	400 - 100
55 - 70	Francis muy lenta + cámara forzada espiral	400 - 200
70 - 120	Francis lenta + cámara forzada espiral	200 - 100
120 - 200	Francis media + cámara forzada espiral	100 - 50
200 - 300	Francis rápida + cámara cerrada	50 - 25
300 - 450	Francis ultrarrápida + cámara abierta	25 - 15
400 - 500	Hélice ultrarrápida	Hasta 15
270 - 500	Kaplan lenta	50 - 15
500 - 800	Kaplan rápida	15 - 5
800 - 1100	Kaplan ultrarrápida	Menos 5

Tabla 19: Clasificaciones de turbinas según salto y velocidad específica. Fuente [16].

Las turbinas Francis tienen un funcionamiento eficaz con caudales superiores a $1 \text{ m}^3/\text{s}$ y saltos mayores de 15 metros. Del mismo modo, su rendimiento se encuentra por encima del 85 % si su nivel de carga hidráulica se encuentra por encima del 70%.

En el caso particular del presente proyecto, se aseguran niveles de carga en la turbina superiores al 90 %, ya que el volumen de agua del embalse estará programado diariamente y se ha diseñado para funcionar a su régimen más alto, es decir, con volúmenes de agua superiores a 500.000 m^3 diarios y caudales medios de entre 50 y $66 \text{ m}^3/\text{s}$.

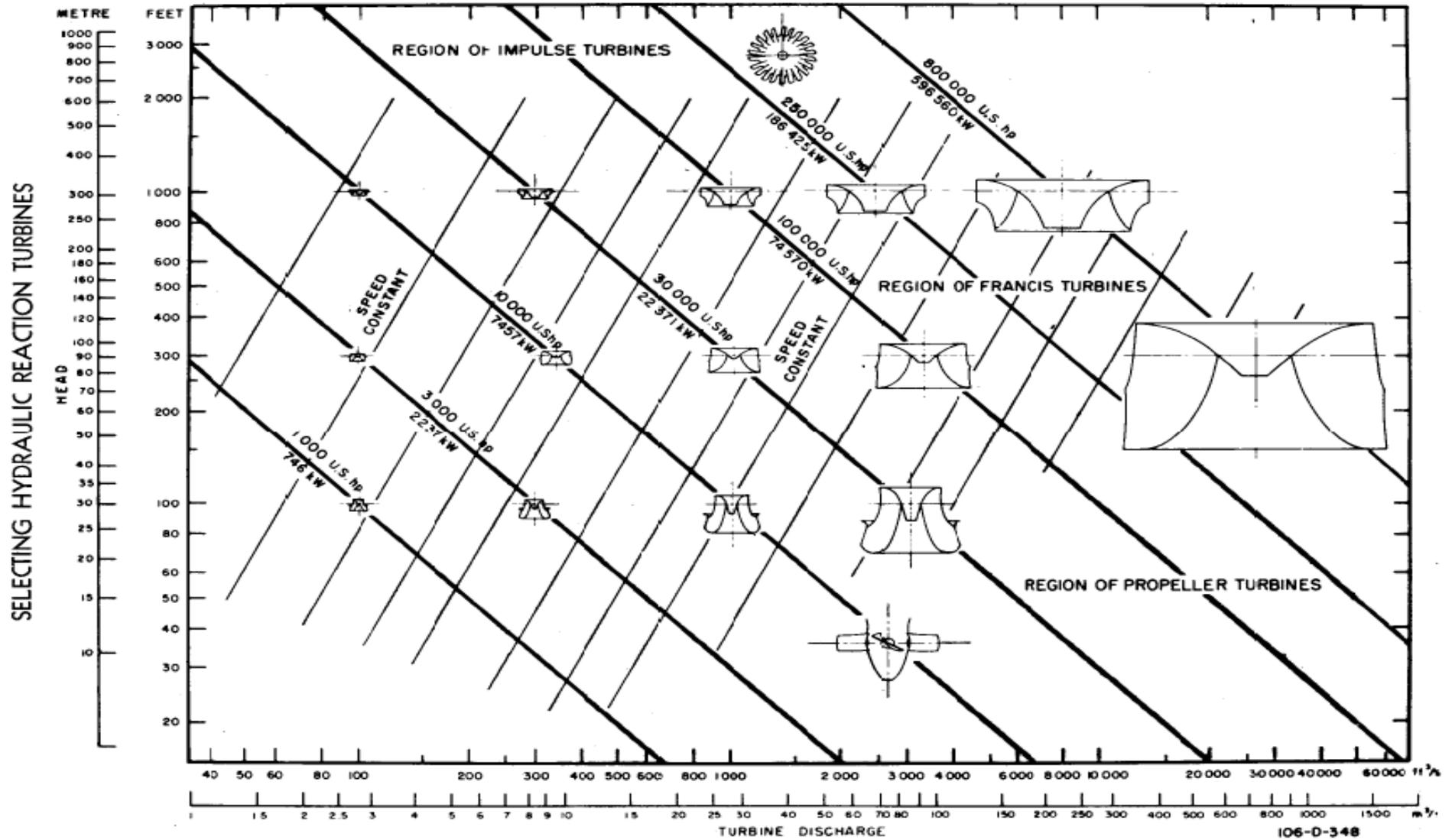


Ilustración 30: Clasificación de turbinas hidráulicas. Fuente [17]

La velocidad específica de una turbina hidráulica depende de la velocidad de la velocidad de sincronismo del generador (n), de la potencia en el eje (P_g) y el salto neto (H_n). Mientras que la velocidad del generador es función del número de pares de polos y de la frecuencia de la red.

La velocidad específica se ha empleado en la elección de la turbina más adecuada a las características del presente proyecto:

$$n = \frac{60f}{p} \quad (2)$$

Donde f es la frecuencia de la red y p el número de pares de polos.

$$ns = \frac{n * P_g^{0.5}}{H_n^{5/4}} \quad (3)$$

Donde H_n es la altura neta en metros y P_g la potencia en C.V

De acuerdo a las condiciones de diseño, los resultados obtenidos y tipología de turbina seleccionada, las especificaciones finales son las siguientes:

Frecuencia red (Hz)	50
Nº de pares de polos	10
Velocidad de sincronismo (r.p.m)	300
Salto Neto (m)	223,9
Potencia por generador (MW)	65 MW
Velocidad específica (Ns)	103,64
Número de turbinas	2
Tipo de turbina	FRANCIS LENTA

Tabla 20: Tipo de turbina seleccionada. Elaboración propia.

7.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

7.3.1 LÍNEAS ELÉCTRICAS PROYECTADAS

La central hidroeléctrica proyectada requiere que la casa de máquinas, donde se encuentra todo el equipamiento hidráulico, esté conectada a las fuentes de energía que alimentan los equipos de bombeo. Tales fuentes de energía son:

Los Parques eólicos (Valdeporres, Magdalena, Coterá y Peñuca)	37.700 / 33.200 ⁵
La red eléctrica	99.400

Tabla 21: Potencia útil entregada para el bombeo hidráulico (MW).

Para ello, se han proyectado dos líneas eléctricas de 3^o y 2^o categoría (*Real decreto 223/2008*):

- 1) Línea de 12 kV cuya finalidad es interconectar los parques eólicos con la estación de bombeo situada en la casa de máquinas (4,16 km). Se ha asignado una tensión a la línea de 12 kV debido a que los motores acoplados a las bombas pueden funcionar a la misma tensión, existiendo un ahorro en transformadores y dispositivos eléctricos. Del mismo modo, los costes asociados a una línea de dicha tensión, son reducidos en comparación con tensiones superiores.
- 2) Línea de 66 kV destinada a conectar los generadores acoplados a las turbinas a la línea de distribución existente. Establecer una tensión de línea de 66 kV se justifica en la existencia, a menos de 1 km, de la línea original de distribución de los parques eólicos. Con lo que existe un ahorro en términos de infraestructura.

Se estima que incluso en el caso más desfavorable (en términos de sobrecarga de la línea de distribución de 66 kV), que acontece cuando la central opera en horas punta y existe recurso eólico disponible, por lo que los parques eólicos volcarían la energía generada en la línea de 66 kV de forma simultánea a las turbinas de la central, la línea estaría en disposición de transportar toda la energía en condiciones adecuadas de seguridad dentro de un rango de pérdidas admisible (Ilustración 31).

Dado que lo mencionado anteriormente no ha podido demostrarse de forma matemática, existe la posibilidad de conectarse a otra línea existente a una distancia de 3 km al sur de Ahedo de las pueblas, la cual tiene una tensión de línea de 400 kV. No obstante se ha descartado esa posibilidad por los costes que implicaría la construcción de una subestación transformadora de 12/400 kV (Ilustración 32).

⁵ Potencia útil generada por los parques eólicos teniendo en cuenta el rendimiento de los equipos de bombeo (0,88)



Ilustración 31: Esquema de las líneas proyectadas: (12kV interconexión parques eólicos) y (66 kV de subestación a punto de conexión) y existentes: (66 kV distribución).

Como se menciona anteriormente, la opción elegida es la de conectarse a la línea de 66 kV. Dicha línea se encuentra a menos de 1 km de la subestación proyectada situada en las inmediaciones de la casa de máquinas. Además, la línea que emplearemos como punto de conexión deriva en la subestación de cabañas de Virtus a 6,4 km. Existiendo unas pérdidas reducidas debido a la escasa distancia existente entre ambos puntos.



Ilustración 32: Mapa de líneas eléctricas de 1º categoría existentes en la zona. Fuente: REE.

7.3.2 SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS

A día de hoy, el conjunto de los parques eólicos derivan en la subestación transformadora de IBERDROLA, situada en las inmediaciones del Puerto de la Magdalena (BU – 574). Esta subestación se encarga de elevar la tensión a 66 kV y de adecuar los parámetros eléctricos a los requeridos por el sistema. La línea de salida se trata de una línea de distribución que deriva en la subestación de cabañas de Virtus, a 4 km de distancia dirección sur.

Para poder llevar a cabo las conexiones requeridas son necesarias dos subestaciones transformadoras adicional que permitan adecuar los parámetros de tensión y potencia a las necesidades del conjunto de la central hidroeléctrica:

1) SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 690V / 12 kV:

Se ha proyectado una subestación transformadora cuya finalidad es elevar la tensión de salida de los parques eólicos y compensar la potencia reactiva del conjunto. Dicha subestación estará interconectada mediante una línea de 12 kV a la casa de máquinas de la central hidroeléctrica, donde se encuentran los equipos de bombeo.

2) SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12 kV / 66 kV:

La segunda subestación requerida tiene como objetivo elevar la tensión de salida de los generadores acoplados a las turbinas hidráulicas (12 kV) a la de la línea de distribución presente en las inmediaciones (66 kV).

Ambas subestaciones dispondrán de los sistemas de protección necesarios para salvaguardar la integridad de todos los componentes y equipos eléctricos de la central, incluyendo seccionadores, interruptores de vacío y SF6, elementos electrónicos de control, etc.

8 RESULTADOS FINALES

8.1 RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS FINALES

- La central hidroeléctrica de Busnela está formada por dos embalses destinados a funcionar en un régimen de bombeo puro, cuyas capacidades son de $1Hm^3$ para el embalse superior y $14,6 Hm^3$ para el inferior.
- Se ha seleccionado una presa de tipo arco gravedad para el embalse superior, cuya longitud de coronación es de 180 metros y la altura 30 metros.
- El embalse inferior dispone de una presa de gravedad de 230 metros de longitud de coronación y una altura desde cimentaciones de 40 metros.
- El bombeo se realizará a partir de 10 bombas multietapa cuya potencia total asciende a 132,6 MW, lo que posibilita realizar un llenado del pantano superior elevando un volumen máximo de $1.000.000 m^3$.
- Las Conducciones forzadas diseñadas para el presente proyecto, hacen referencia a dos grandes tuberías de acero galvanizado de 2450 metros de longitud y 3 / 3,2 metros de diámetro.
- Las turbinas seleccionadas de acuerdo al salto disponible, el caudal de equipamiento y las características del generador han sido dos turbinas Francis lentas cuya potencia aparente del generador asciende a $2 \times 82,5 MVA$.
- Las instalaciones eléctricas están interconectadas a dos subestaciones transformadoras de 690 V / 12kV y 12kV / 66 kV que permiten la inyección de energía desde los parques eólicos estudiados y desde el sistema.
- Las interconexiones se han realizado a partir de dos líneas eléctricas de 2º y 3º categoría cuyas tensiones de línea son 12 y 66 kV.

8.2 RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO

De acuerdo a las características de los equipos mencionados, la disponibilidad eólica y el precio de la energía en las horas valle y punta, la central funcionará siguiendo la siguiente metodología:

- a) Cuando los parques eólicos se encuentren generando y no exista demanda energética (horas valle)⁶ se conectarán los parques a la subestación transformadora de 12 kV, con el fin de emplear dicha energía en bombear agua desde el embalse inferior al embalse superior. A su vez, se absorberá energía de la red para bombear agua hasta la capacidad máxima de 1.000.000 m³.

Durante las horas punta se turbinará todo el volumen de agua dejando un 5% del total como reserva de seguridad.

- b) Si los parques eólicos están funcionando durante el periodo de horas punta, se conectarán a la subestación ya construida para la venta directa de energía.

De forma simultánea se turbinará el volumen de agua que haya sido embalsado.

Hora	1-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-00
PARQUES EÓLICOS	B	B	B	B	VD	VD	VD	B	B	VD	VD	B
SISTEMA	C	C	C	-	V	V	-	-	-	V	V	C
BOMBAS	O	O	O	O								O
TURBINAS HIDRÁULICAS						O ⁷	O				O	O

Tabla 22: Régimen de funcionamiento de la central hidroeléctrica. Bombeo (B), Venta directa (VD), Compra (C), Venta (V), En operación (O)

Horas de compra/venta de la C.H.E Busnela	
Horas compra energía a red	1:00 - 6:00 hrs (5 horas)
Horas venta energía a red (Turbinado Hidráulico)	09:00 - 11:00 / 19:00 - 23:00 hrs (6 horas)

Tabla 23: Horas de compra y venta de energía al sistema para el bombeo convencional.

⁶ En el estudio de rentabilidad económica se detallan los criterios de selección de horas de bombeo y turbinado y el precio de la energía.

⁷ La venta de energía por turbinado según tabla 23.

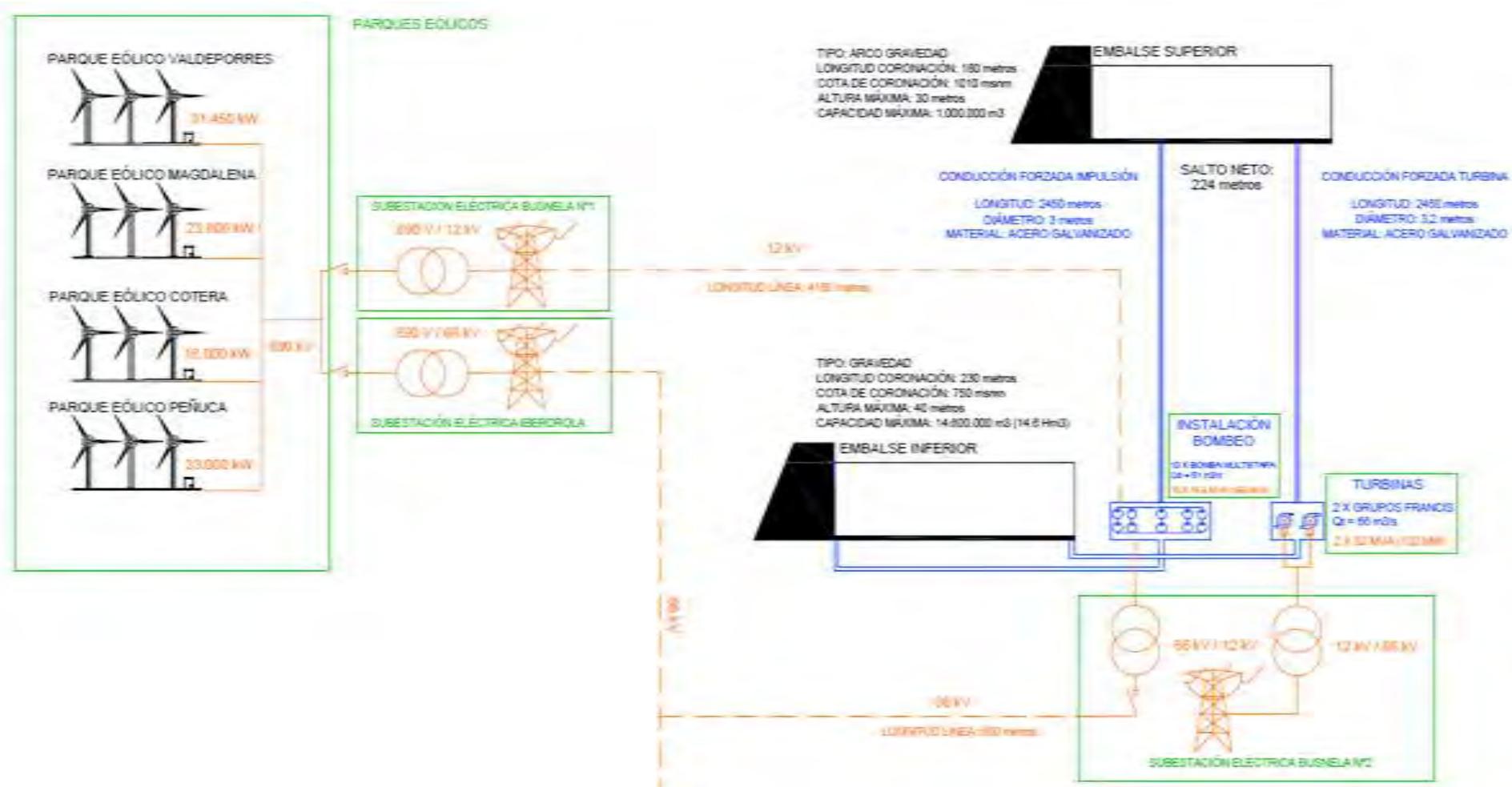


Ilustración 33: Esquema final de las instalaciones (C.H.E BUSNELA). Elaboración propia.

8.3 PRECIOS DE COMPRA VENTA DE LA ENERGÍA

Los horarios de funcionamiento se han establecido según el precio horario del MWh⁸. Para ello, se han estudiado los precios horarios de los años 2016 y 2017 (ANEXO 3.1: “RENTABILIDAD ECONÓMICA Y ESTUDIO DE PRECIOS”)

8.3.1 AÑO 2016

El precio del MWh en el año 2016 se ha establecido en **34,2 € para las horas valle** y en **46 € para las horas punta**.

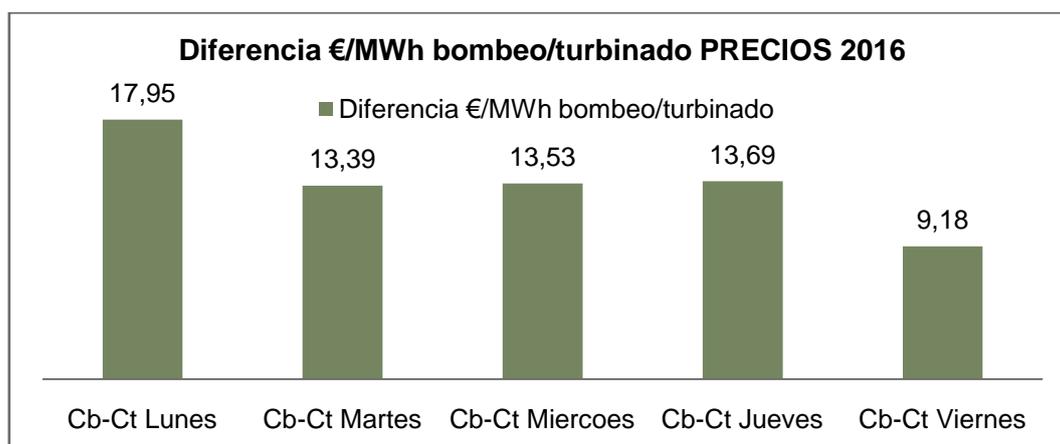


Ilustración 34: Diferencia de precios del MWh entre las horas punta y valle.

8.3.2 AÑO 2017

En el año 2017 (Primer semestre) el precio del MWh se ha establecido en **42,5 € para las horas valle** y en **58,8 € para las horas punta**. Dado que se trata de la información más actualizada, el estudio de rentabilidad económica y los ingresos finales se han calculado para este marco.

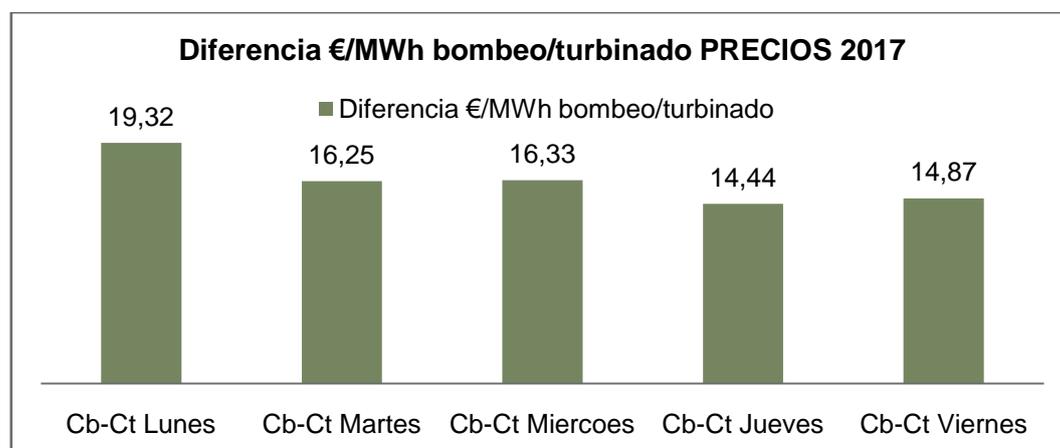


Ilustración 35: Diferencia de precios del MWh entre las horas punta y valle. Comparativa semanal.

⁸ Precios reales de la base de datos del OMIE.

8.3.3 COMPARATIVA DE LOS ESCENARIOS 2016/2017

Como se observa en la Ilustración 36, el año 2017 fue mucho más ventajoso en términos económicos debido a la tendencia al alza de los precios en la energía. Se prevé que el crecimiento en los precios se mantenga en la segunda mitad de 2017 y años consecutivos.

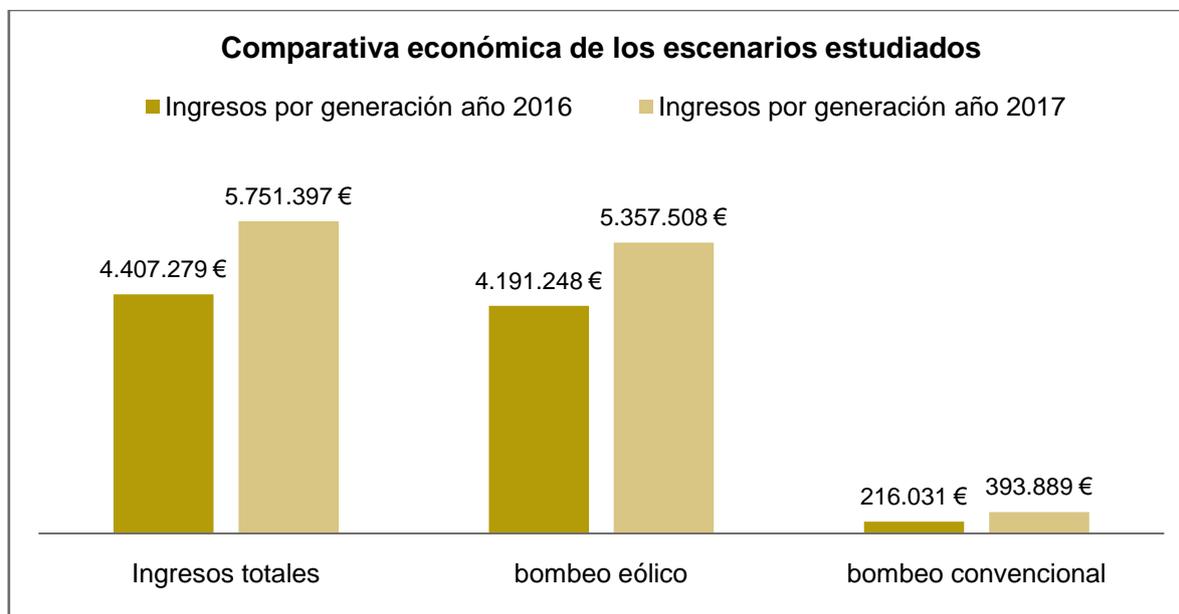


Ilustración 36: Comparativa económica de los ingresos de la central en base a los precios de la energía para los años 2016-2016. Elaboración propia.

8.4 PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

Las horas de funcionamiento de la central se han estimado en 2190. Correspondientes a sumatorio de las horas punta del año⁹ y la producción anual en 265.000 MWh

Potencia eólica instalada (MW)	106,25
Potencia hidroeléctrica instalada (MW)	132
Caudal de equipamiento	66
Horas de funcionamiento	2190
Producción anual (MWh)	264.965,60

Tabla 24: Detalles de la producción anual de energía MWh. C.H.E Busnela.

El cálculo se ha realizado en la situación que pudiera resultar más desfavorable, aquella en la que la energía eólica tuviera que bombearse en su totalidad¹⁰, teniendo en cuenta que toda la producción se vería afectada por el rendimiento de los equipos de bombeo y turbinado.

⁹ Se han tenido en cuenta paradas por mantenimiento.

¹⁰ Supuesto de no existir generación eólica en horas punta

9 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

A lo largo del presente proyecto se han estimado los costes de las instalaciones y los equipos a partir de precios reales. Para ello, se han empleado bases de datos referentes a precios de materiales y servicios [20], programas de cálculo (CYPE), y métodos de estimación económica para equipos hidráulicos [21]. En el DOCUMENTO N°6 “PRESUPUESTO” se detallan los precios unitarios, descompuestos y parciales. Así como un estudio de precios horarios del MWh.

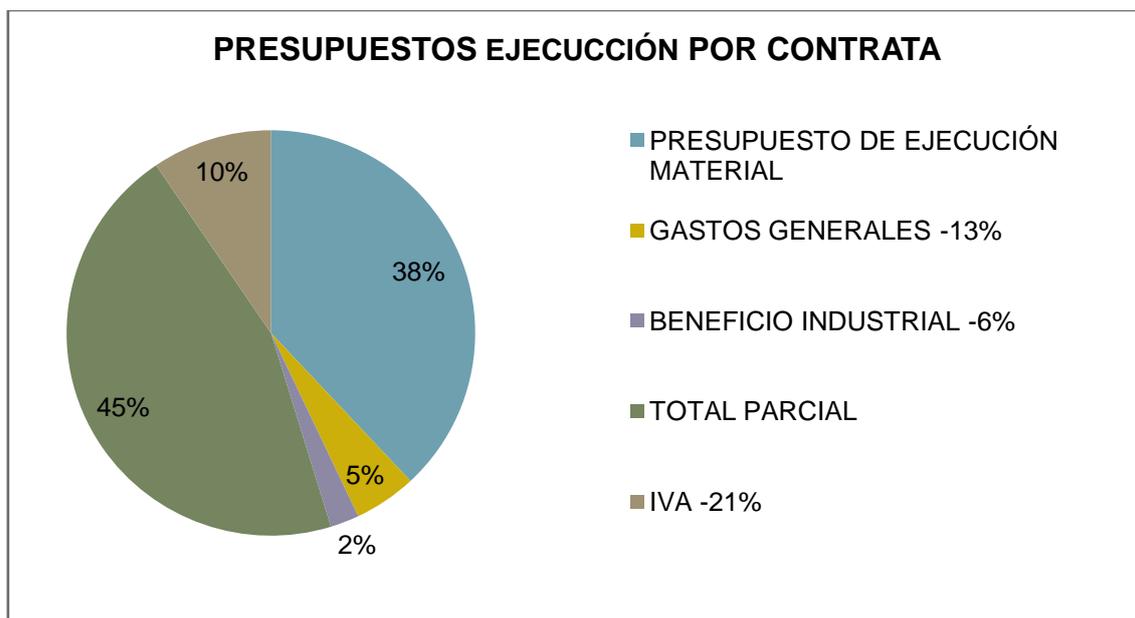


Ilustración 37: Distribución porcentual de los presupuestos de ejecución por contrata.

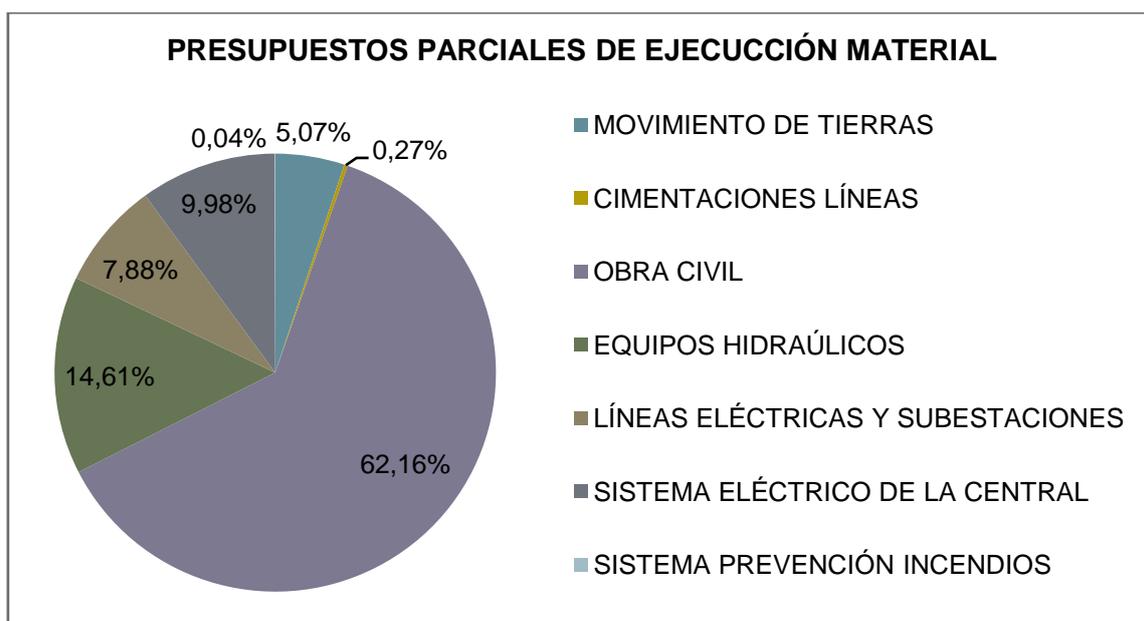


Ilustración 38: Presupuesto parcial de ejecución material. Elaboración propia.

Para el presupuesto final se han tenido en cuenta un 13% de gastos generales, un 6% de beneficio industrial y el 21 % de IVA, detallándose a continuación la cantidad final del mismo:

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		27.477.458,06 €
GASTOS GENERALES	(13%)	3.572.069,55 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	(6%)	1.648.647,48 €
<i>TOTAL PARCIAL</i>		32.698.175,09 €
IVA	(21%)	6.866.616,77 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		39.564.791,85 €

Tabla 25: Presupuesto de ejecución por contrata. Elaboración propia.

Por ello, presupuesto de ejecución por contrata del presente proyecto asciende a un total de **39.564.791,00 €** (TREINTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL SETECIENTOS NOVENTA Y UN EUROS).

Firmado, El Ingeniero/a:

Diego García Pérez

DOCUMENTO N° 2
ANEXOS

ÍNDICE ANEXOS

ANEXO 1: DOCUMENTACIÓN DE PARTIDA

ANEXO 1.1: DATOS PLUVIOMÉTRICOS AEMET/IBERDUERO

ANEXO 2: CÁLCULOS

ANEXO 2.1: HIDROLOGÍA Y CLIMATOLOGÍA

ANEXO 2.2: ESTUDIO EÓLICO

ANEXO 2.3: SALTO NETO Y PÉRDIDAS

ANEXO 2.4: EQUIPOS DE BOMBEO

ANEXO 2.5: EMBALSES Y PRESAS

ANEXO 3: ESTUDIO ECONÓMICO

ANEXO 3.1: ESTUDIO DE PRECIOS Y RENTABILIDAD ECONÓMICA

ANEXO 4: ESTUDIOS CON ENTIDAD PROPIA

ANEXO 4.1: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

ANEXO 5: OTROS

ANEXO 5.1: CARACTERÍSTICAS GENERALES

ANEXO 1

DOCUMENTACIÓN DE

PARTIDA

ANEXO 1.1

DATOS

PLUVIOMÉTRICOS

AEMET / IBERDUERO



Diego García Pérez

C/ Monterrey 7
39600 MURIEDAS
Cantabria

N/Ref: 390160145

S/Ref:

Santander, 21 de octubre de 2016

En relación con su petición Nº 390160145 de fecha 20 de octubre de 2016, le comunico que, de acuerdo con la Resolución de 30 de diciembre de 2015, de la Agencia Estatal de Meteorología, por la que se establecen los precios públicos que han de regir la prestación de servicios meteorológicos y climatológicos (BOE Núm. 4 de 5 de enero de 2016), la valoración de su petición es de 16,94 euros euros.

De acuerdo con el apartado c) del Anexo III de dicha Resolución, donde se establece que "quedan excluidos de la aplicación de los precios públicos los Centros de Enseñanza, Universidades y organismos de investigación que soliciten servicios con fines docentes, hasta un máximo de 100 € y a partir de esa cantidad se aplicará un 50 % de descuento a las tarifas incluyendo los costes de gestión", su petición está **EXENTA de pago**, por lo que le remitimos la información meteorológica solicitada.

Atentamente,

Jefe de la Sección de Relaciones con Usuarios

Fdo: Aurora Ortega González



CORREO ELECTRÓNICO:

usuariosctb@aemet.es

C/ Ricardo Lorenzo s/n
DELEGACIÓN EN CANTABRIA
39071 Santander
060
FAX: FAX: 942391656

ANEXO 2

CÁLCULOS

ANEXO 2.1

HIDROLOGÍA Y

CLIMATOLOGÍA

ANEXO 2.1: ESTUDIO HIDROLÓGICO Y CLIMATOLÓGICO

1	PRÓLOGO.....	1
2	SUBCUENCAS ALIMENTADORAS DEL PANTANO.....	2
3	ESTUDIO CLIMATOLÓGICO.	3
3.1	METODOLOGÍA.....	3
3.2	EMPLAZAMIENTO DE LAS ESTACIONES DE MEDIDA.	4
3.3	AJUSTE DE LAS SERIES	6
3.3.1	AJUSTE DE LAS SERIES ROBREDO-AHEDO (74-88).	6
3.3.2	COMPARATIVA ROBREDO-AHEDO Y CABAÑAS DE VIRTUS (1950-2005).....	12
3.3.3	AJUSTE DE LAS SERIES SOBA-ALTO MIERA (2005-2016).....	15
3.3.4	COMPARATIVA A. MIERA Y CABAÑAS DE VIRTUS (2005-2016).....	22
3.3.5	RESULTADOS FINALES PRECIPITACIONES (1950-2015)	25
4	ESTUDIO HIDROLÓGICO.....	26
4.1	HIDROLOGÍA SUPERFICIAL.....	26
4.1.1	INTRODUCCIÓN Y METODOLOGÍA.....	26
4.1.2	PRECIPITACIONES MÁXIMAS.....	28
4.1.3	CAUDALES Y MÁXIMAS AVENIDAS.....	31
4.1.4	CAUDALES MEDIOS Y APORTACIONES ANUALES (1950-2016).....	38
4.1.5	CAUDALES MEDIOS Y APORTACIONES MENSUALES (1950-2016)	44
4.1.6	CAUDAL DEL AÑO TIPO.....	45
4.1.7	CAUDAL ECOLÓGICO.....	50

1 PRÓLOGO.

La capacidad máxima del embalse estará acotada por la cuantía absoluta de los recursos hídricos de la cuenca alimentadora. Tales recursos no se presentan como una amenaza para poblados e industrias cercanas, de hecho, la población de Busnela a día de hoy se encuentra en proceso de abandono (0 hab./km^2) [22] y su principal motor económico, la



Ilustración 1: Nela a su paso por Busnela. Fotografía propia.

piscifactoría de Busnela, en cese de actividad desde hace al menos 10 años.

A día de hoy Busnela no dispone de ningún tipo de actividad industrial [1] y la población más cercana, Ahedo de las Pueblas, se encuentra 2,5 km, al otro lado de los montes de Las Cotorras, El Pico y La Celada.

Al carecer completamente de datos hidrológicos en el emplazamiento del embalse proyectado y la no existencia de estaciones de aforo aguas arriba de la población de Villarcayo, la relevancia de este estudio alcanza magnitudes decisivas a la hora de estimar los caudales entrantes y salientes del embalsamiento. Las aportaciones hídricas serán un dato de destacada importancia a la hora de dimensionar la presa inferior y posteriormente uno de los factores principales en las tareas de regulación.

La metodología de estos estudios previos será estimar a partir de las precipitaciones de Robredo-Ahedo (Fase I del estudio hidrológico) junto con un análisis de la superficie y características geográficas y geológicas de las subcuencas, los caudales entrantes y salientes que aportarán el grueso del volumen de agua embalsada. Siendo el fin último estudiar la viabilidad técnica y económica de la Central Hidroeléctrica de Busnela sin dejar de lado el caudal mínimo que se deberá aportar a la cuenca del Nela para su supervivencia como medio natural.

Finalmente se dará un balance hidrológico, con las aportaciones y regulaciones de la masa de agua embalsada, definiendo un caudal ecológico y de regulación.

2 SUBCUENCAS ALIMENTADORAS DEL PANTANO.

El embalse proyectado, localizado aguas arriba de la población de Busnela, regula la cuenca del Nela en su primer tramo. Las subcuencas de los Barranco de Cortemoro y Sollondón, los arroyos de los Cóbatos y Bernía junto con el propio nacimiento y alto Nela, constituyendo las principales vías de alimentación del embalse de Busnela.



Ilustración 2: Emplazamientos generales. Edición propia a partir de mapas de IDECYL.

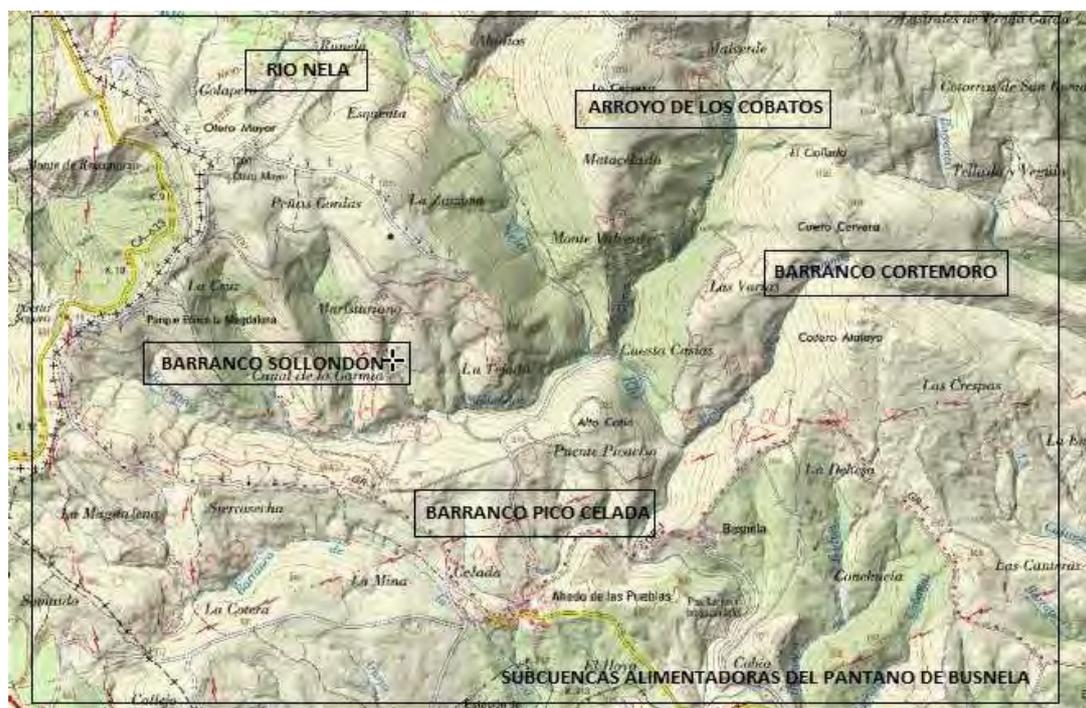


Ilustración 3: Subcuencas alimentadoras del pantano de Busnela. Mapa: IBERPIX (IGN)

3 ESTUDIO CLIMATOLÓGICO.

3.1 METODOLOGÍA.

El presente estudio climatológico, enfocado en las precipitaciones que afectan al emplazamiento del proyecto, responde a la necesidad de estimar las aportaciones hídricas de las diferentes cuencas alimentadoras del Embalse de Busnela.

El análisis climatológico en este tipo de proyectos adquiere una relevancia incuestionable para el dimensionamiento de los equipos hidráulicos (Tubería forzada, colector, turbina, equipos de aspiración, etc.) y la obra civil (Presa, desagües de fondo, aliviaderos, compuertas, etc.). Del mismo modo, unas series climatológicas pluviométricas de calidad permiten estimar los caudales máximos, medios y de equipamiento de la central con el fin de cuantificar los beneficios que obtendremos en un posterior estudio técnico-económico.

Los datos de partida empleados para la realización de históricos y climogramas pertenecen a documentación solicitada a la Agencia Estatal de Meteorología. Dicha información abarca periodos de 1973 a 1988 para el caso de la estación Robredo-Ahedo de Iberduero (a 2,5 km del emplazamiento), de 1928 a 1934 y de 1949 al año 2005 para el caso de la estación de Cabañas de Virtus (A 7 km del emplazamiento), de 2011 a 2016 para el caso de Santa Gadea de Alfoz (a 16,5 km del emplazamiento), de 2010 a 2016 en la estación de Espinosa de los monteros (a 20 km del emplazamiento) y de 1998 a 2016 para el caso de la estación de Soba-Alto Miera (a 18,8 km del emplazamiento).

Durante el periodo objeto de estudio existen lagunas en diferentes periodos de tiempo.

El primer periodo sin datos es (1934-1949). Esto es debido a las dificultades que acontecían durante el estallido de la Guerra Civil Española (1936-1939) y posguerra (década de los 40), y la segunda laguna acontece del año 2006 al año 2010. En este caso, según preguntamos personalmente a AEMET, se debe a la automatización de las mediciones y digitalización de las bases de datos de la mayor parte de las estaciones con registros en medios físicos.

Ante esta problemática se ha optado por acotar el análisis de precipitaciones al periodo 1950-2016 y realizar un cálculo de las lagunas existentes mediante semejanza entre estaciones climatológicas de similares características. Por ello, al disponer de un total de 14 años registrados en una zona distante 2,5 km (Estación de Robredo-Ahedo) del emplazamiento de proyecto y a una altura semejante, estudiaremos la relación de semejanza (método de la razón (Mra)) en el periodo (74-88) de este emplazamiento con el de Cabañas de Virtus. Esta metodología se justifica dado que para cabañas de Virtus, como bien mencionábamos al inicio de la introducción, tenemos grandes periodos registrados por

lo cual se puede seleccionar el periodo común de ambas estaciones para utilizar el método de la razón (Mra) y obtener un nuevo registro pluviométrico modificado en base al factor de semejanza obtenido.

3.2 EMPLAZAMIENTO DE LAS ESTACIONES DE MEDIDA.

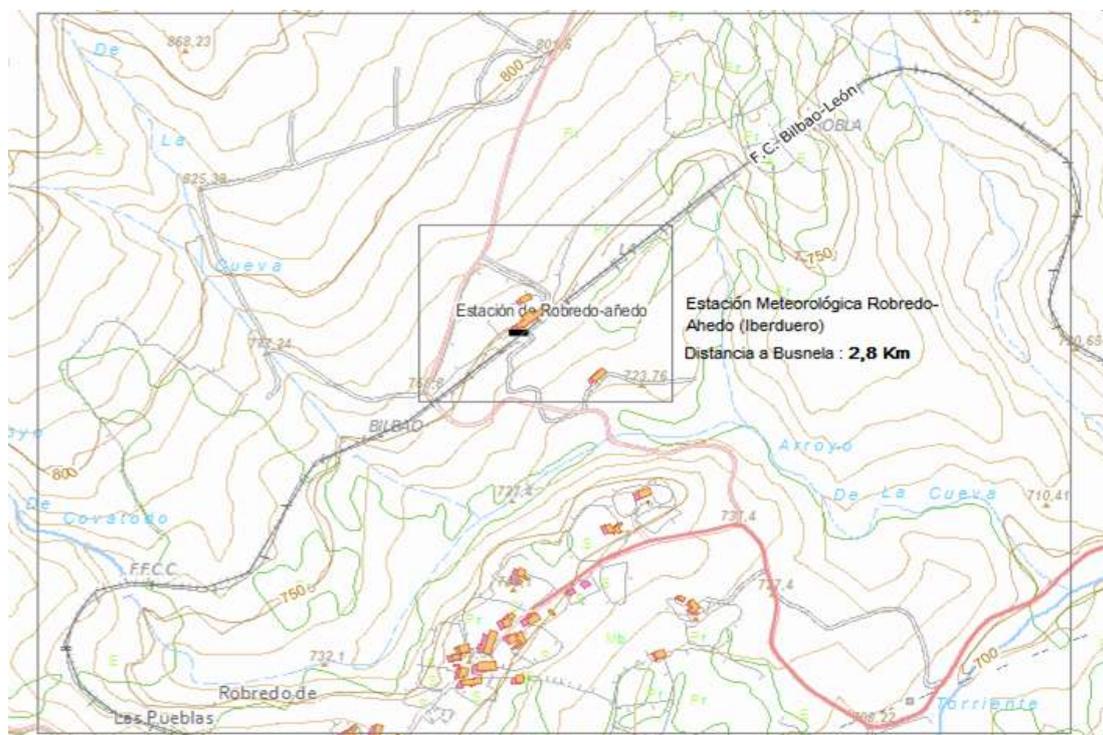


Ilustración 4: Localización de la Estación meteorológica de Iberduero (Robredo-Ahedo). Edición propia a partir de gráficos de IDECYL.

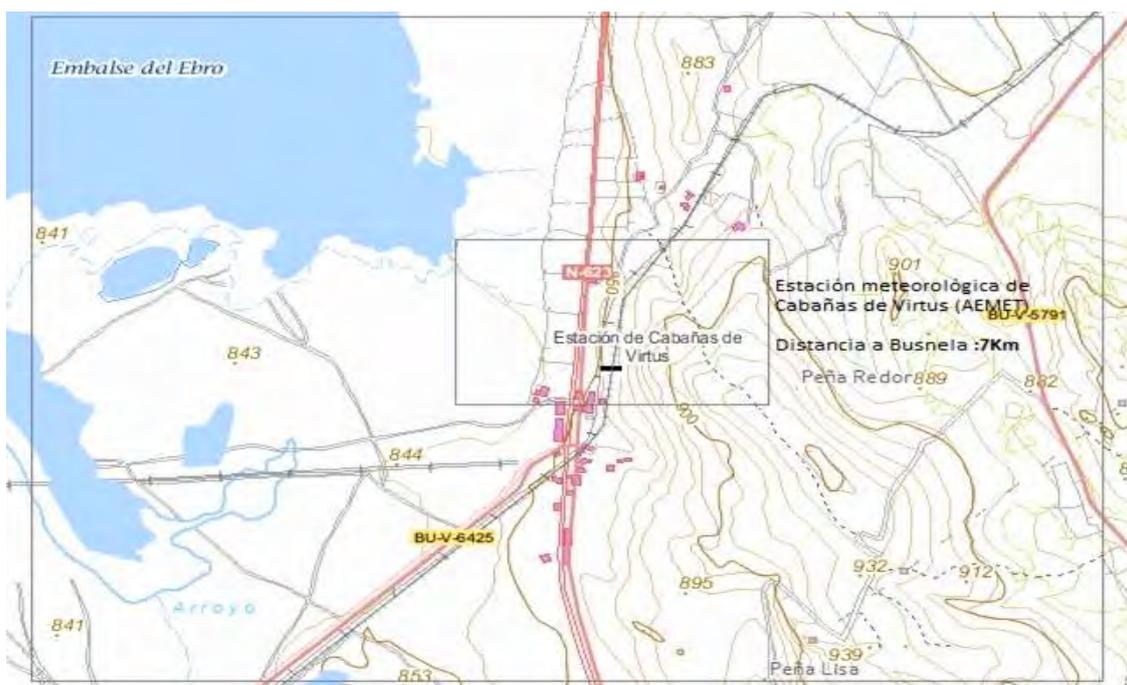


Ilustración 5: Localización de la Estación meteorológica de Virtus (AEMET). Edición propia a partir de gráficos de IDECYL.

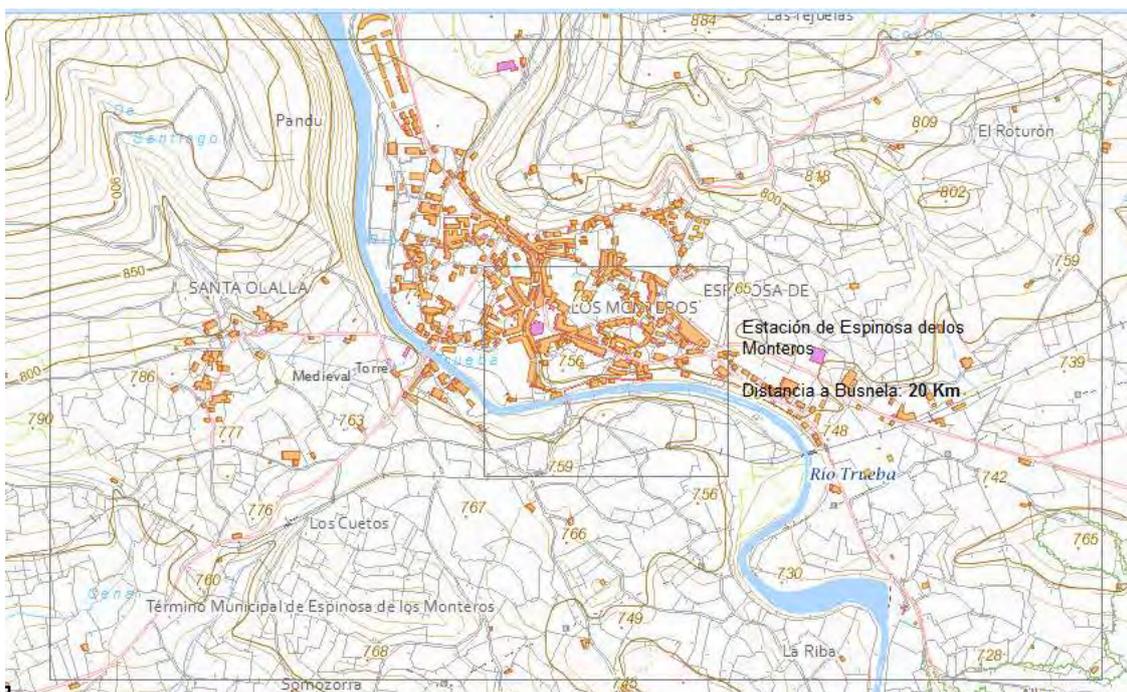


Ilustración 6: : Localización de la Estación meteorológica de Espinosa de los Monteros (AEMET). Edición propia a partir de gráficos de IDECYL.

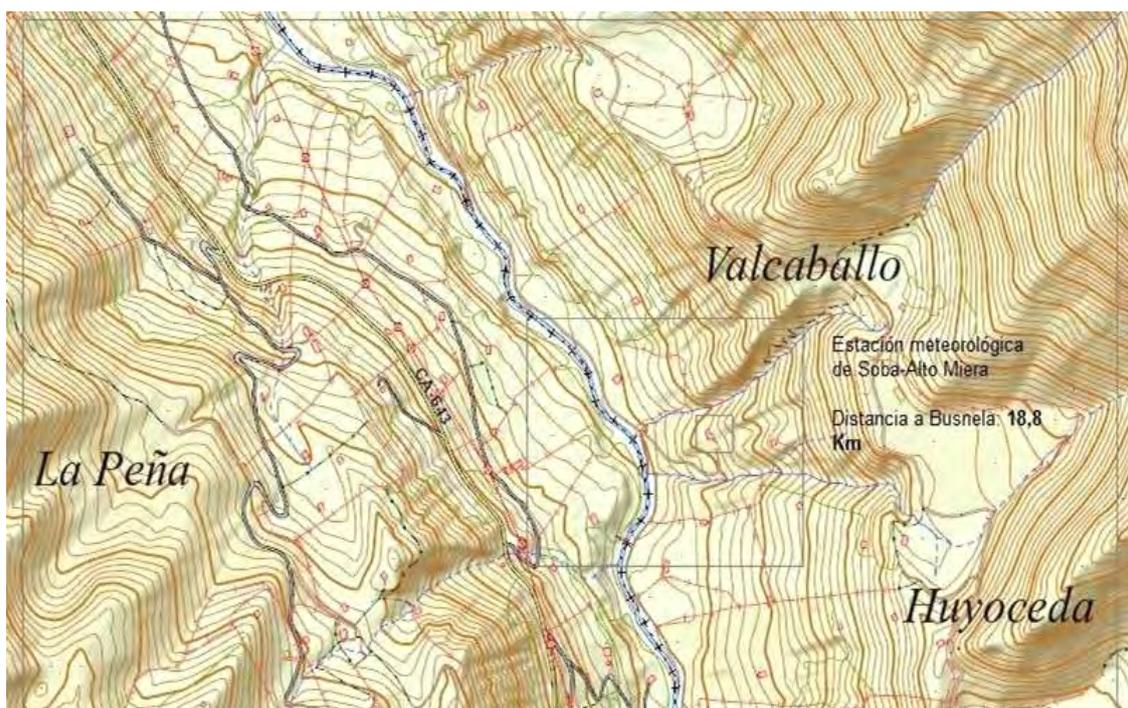


Ilustración 7: Localización de la Estación meteorológica de Soba-Alto Miera (AEMET). Edición propia a partir de gráficos de Mapas Cantabria.

3.3 AJUSTE DE LAS SERIES

3.3.1 AJUSTE DE LAS SERIES ROBREDO-AHEDO (74-88).

Los datos pluviométricos de la estación de Robredo-Ahedo provienen de la gestión realizada por Iberduero durante los años 1974 a 1988. Estos datos nos han sido facilitados por la delegación territorial de AEMET en Santander tras remitir una solicitud de petición de datos climatológicos.

La serie 1974-1988 no estaba completa en todos sus años. Existían meses no documentados que han tenido que ser ajustados mediante semejanza con la estación de cabañas de virtud, la cual disponía de un largo periodo con documentación (1928 a 1934 y 1949 a 2005). Para ello, se han seleccionado los meses de ambas estaciones y en el mismo año se ha obtenido una relación de semejanza media que ha sido usada para estimar las precipitaciones de la estación de Ahedo-Robredo. Esta aproximación consiste en obtener la razón de semejanza media de todos los meses comunes entre ambas estaciones para posteriormente, en el caso de carecer de la información mensual de alguna de las dos estaciones, multiplicar o dividir por el factor obtenido.

A continuación, se expone un extracto de los meses sin registros con su correspondiente ajuste. Donde los datos en negrita hacen referencia a los meses ajustado, en este caso: Enero, febrero, Abril, Junio, Agosto y Septiembre.

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C.VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1974	ENERO	779	712	1,09
1975	ENERO	1261	1073	1,18
1976	ENERO	1282	1312	0,98
1977	ENERO	700	445	1,57
1978	ENERO	2519	1872	1,35
1979	ENERO	2429	1603	1,52
1980	ENERO	1334	844	1,58
1981	ENERO	1834	1296	1,41
1982	ENERO	1323	663	2,00
1983	ENERO	366	1770	0,21
1984	ENERO	2316	1272	1,82
1985	ENERO	1398	676	2,07
1986	ENERO	2719	1785	1,52
1987	ENERO	1735	1251	1,39
1988	ENERO	1186	768	1,54
Razón de semejanza media (T)				1,41

Tabla 1: Ajuste de los meses de enero (74-88) por semejanza. Elaboración propia.

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1974	FEBRERO	2398	2000	1,20
1975	FEBRERO	668	469	1,42
1976	FEBRERO	1223	745	1,64
1977	FEBRERO	443	279	1,59
1978	FEBRERO	1155	1114	1,04
1979	FEBRERO	1609	1748	0,92
1980	FEBRERO	312	311	1,00
1981	FEBRERO	1161	575	2,02
1982	FEBRERO	1440	707	2,04
1983	FEBRERO	587	1167	0,50
1984	FEBRERO	2378	1578	1,51
1985	FEBRERO	397	461	0,86
1986	FEBRERO	1031	287	3,59
1987	FEBRERO	1657	1114	1,49
1988	FEBRERO	1173	789	1,49
Razón de semejanza media (T)				1,49

Tabla 2: Ajuste de los meses de Febrero (74-88) por semejanza. Elaboración propia.

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1974	ABRIL	1030	865	1,19
1975	ABRIL	2518	1397	2,91
1976	ABRIL	2279	2321	1,63
1977	ABRIL	1526	1087	0,66
1978	ABRIL	2058	2599	0,79
1979	ABRIL	2269	1655	1,37
1980	ABRIL	2990	1826	1,64
1981	ABRIL	759	533	1,42
1982	ABRIL	1310	920	1,42
1983	ABRIL	1731	1286	1,35
1984	ABRIL	681	427	1,59
1985	ABRIL	793	871	0,91
1986	ABRIL	962	612	1,57
1987	ABRIL	563	295	1,91
1988	ABRIL	1517	1545	0,98
Razón de semejanza media (T)				1,42

Ilustración 8: Ajuste de los meses de Abril (74-88) por semejanza. Elaboración propia.

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1974	JUNIO	302	313	0,96
1975	JUNIO	802	619	1,30
1976	JUNIO	781	896	1,26
1977	JUNIO	2161	1850	2,41
1978	JUNIO	679	499	1,36

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1979	JUNIO	252	406	0,62
1980	JUNIO	467	617	0,76
1981	JUNIO	90	90	1,00
1982	JUNIO	1310	487	2,69
1983	JUNIO	111	148	0,75
1984	JUNIO	627	379	1,65
1985	JUNIO	210	168	1,25
1986	JUNIO	300	147	2,04
1987	JUNIO	854	652	1,31
1988	JUNIO	787	673	1,17
Razón de semejanza media (T)				1,30

Ilustración 9: Ajuste de los meses de Abril (74-88) por semejanza. Elaboración propia

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1974	AGOSTO	287	283	1,01
1975	AGOSTO	1519	1293	1,17
1976	AGOSTO	790	745	1,06
1977	AGOSTO	376	371	1,01
1978	AGOSTO	237	499	0,47
1979	AGOSTO	572	386	1,48
1980	AGOSTO	151	221	0,68
1981	AGOSTO	324	710	0,46
1982	AGOSTO	744	323	2,30
1983	AGOSTO	2261	1943	1,16
1984	AGOSTO	430	584	0,74
1985	AGOSTO	149	105	1,42
1986	AGOSTO	59	87	0,68
1987	AGOSTO	328	224	1,46
1988	AGOSTO	350	450	0,78
Razón de semejanza media (T)				1,06

Ilustración 10: Ajuste de los meses de Agosto (74-88) por semejanza. Elaboración propia.

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1974	SEPTIEMBRE	347	289	1,20
1975	SEPTIEMBRE	394	669	0,59
1976	SEPTIEMBRE	847	994	1,06
1977	SEPTIEMBRE	85	51	1,67
1978	SEPTIEMBRE	501	393	1,27
1979	SEPTIEMBRE	880	580	1,52
1980	SEPTIEMBRE	127	121	1,05
1981	SEPTIEMBRE	394	158	2,49
1982	SEPTIEMBRE	449	263	1,71
1983	SEPTIEMBRE	310	51	6,08
1984	SEPTIEMBRE	861	621	1,39
1985	SEPTIEMBRE	36	22	1,65

Año	MES	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	RAZÓN S.(T)
1986	SEPTIEMBRE	989	836	1,18
1987	SEPTIEMBRE	315	291	1,08
1988	SEPTIEMBRE	541	656	0,82
Razón de semejanza media (T)				1,65

Ilustración 11: Ajuste de los meses de Septiembre (74-88) por semejanza. Elaboración propia.

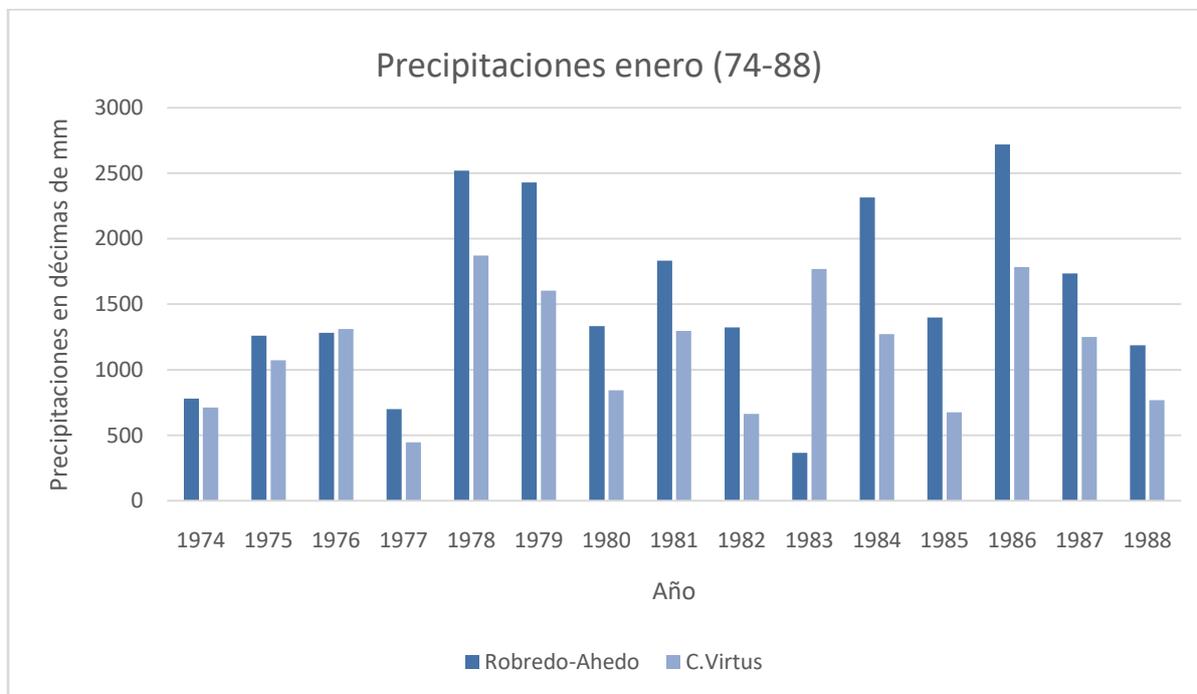


Ilustración 12: Semejanza climatológica enero. Elaboración propia.

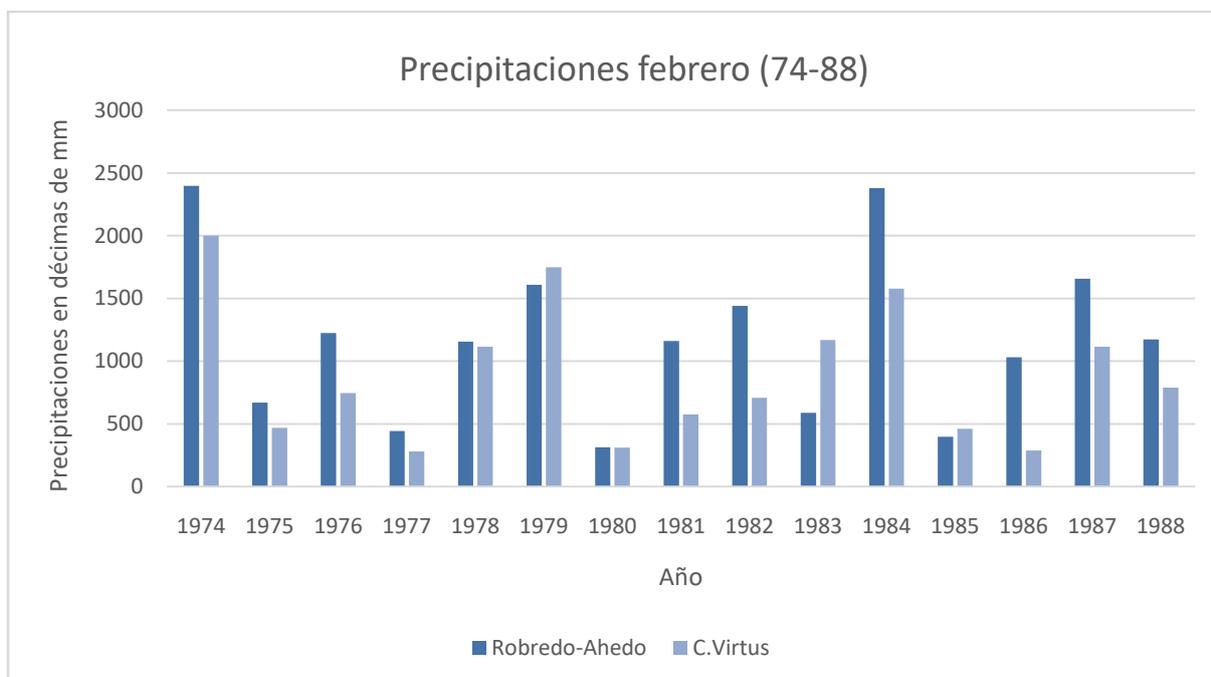


Ilustración 13: Semejanza climatológica Febrero. Elaboración propia.

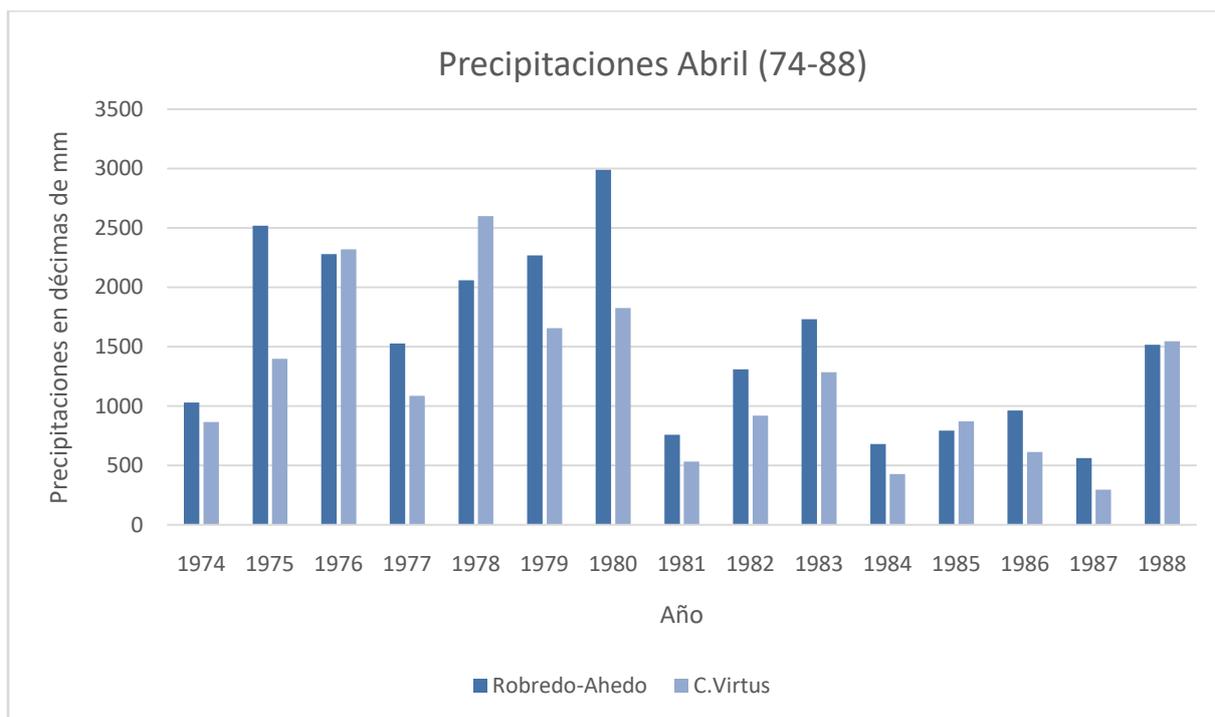


Ilustración 14: Semejanza climatológica Abril. Elaboración propia.

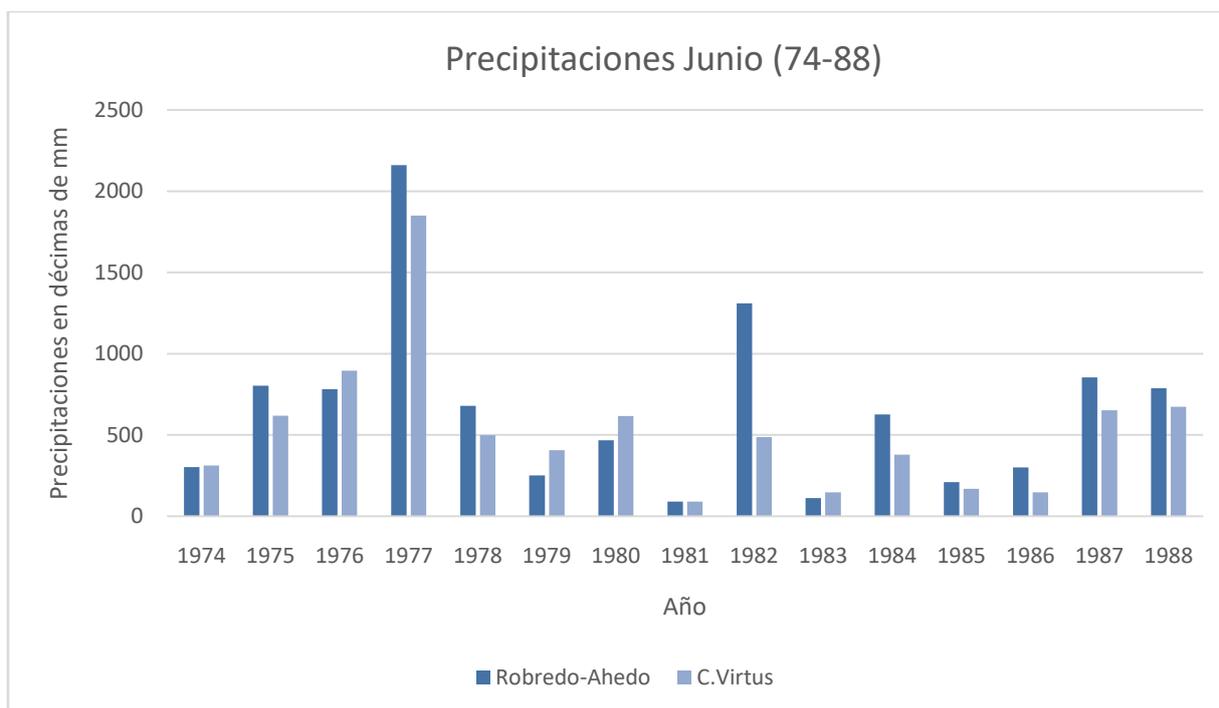


Ilustración 15: Semejanza climatológica Junio. Elaboración propia.

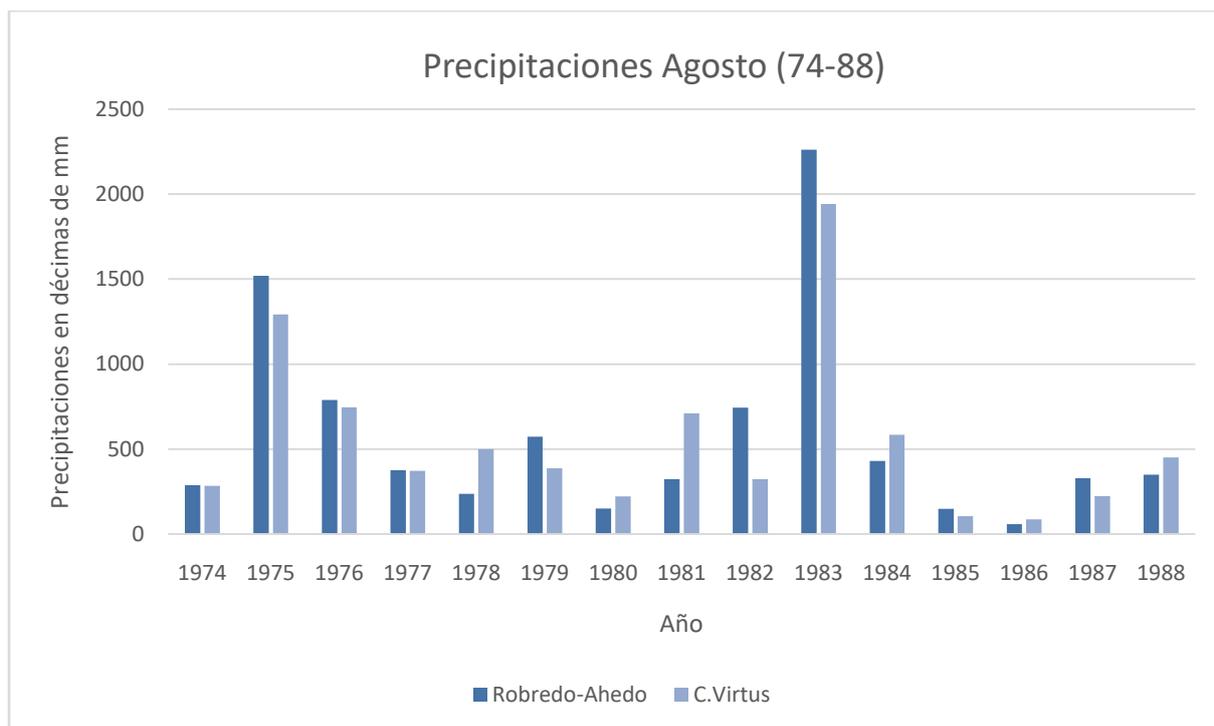


Ilustración 16: Semejanza climatológica Agosto. Elaboración propia.

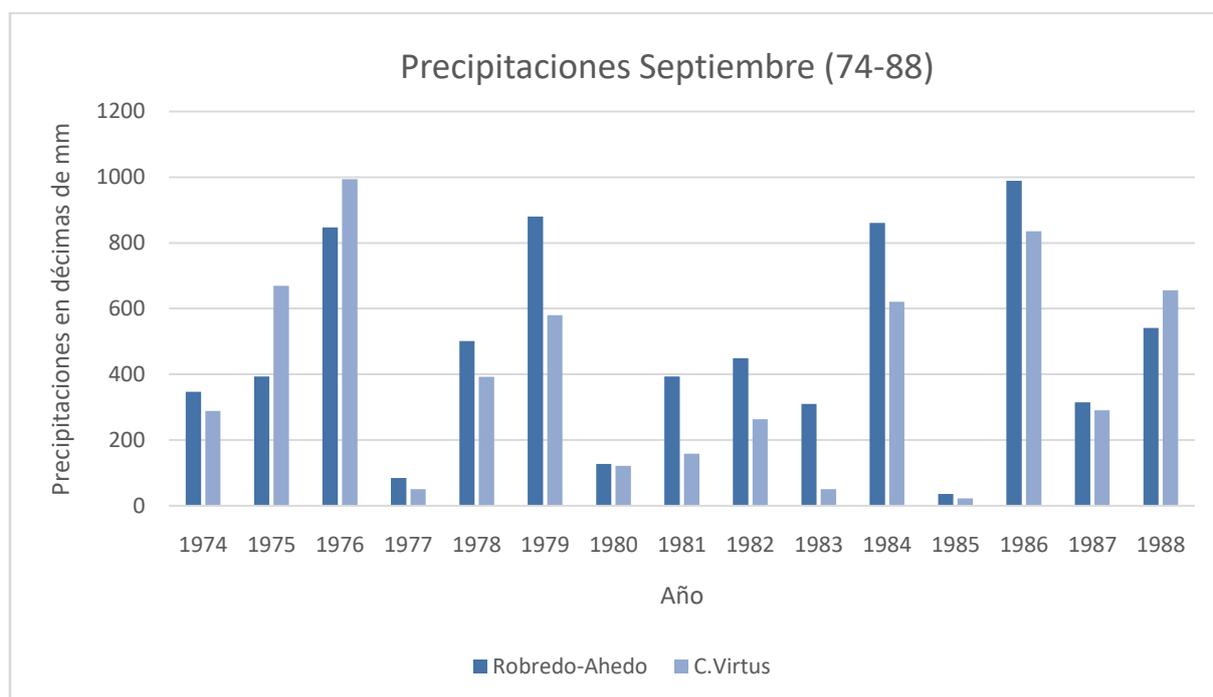


Ilustración 17: Semejanza climatológica Septiembre. Elaboración propia.

3.3.2 COMPARATIVA ROBREDO-AHEDO Y CABAÑAS DE VIRTUS (1950-2005)

La comparativa de estaciones meteorológicas de Robredo-Ahedo con Cabañas de Virtus parte de la relación de semejanza existente en el periodo común (74-88) para estimar los periodos que abarcan desde 1950 a 1974 y de 1988 al año 2005. Se ha considerado oportuno llevar a cabo esta metodología ya que ambas estaciones distan entre sí una distancia de 5 km variando únicamente la cota y la orografía.

En este apartado se establece una comparación anual (Tabla 3) con el fin de extrapolar la relación de semejanza media a las series de cabañas de Virtus anteriores y posteriores al periodo 1974-1988. Esto nos permite calcular las precipitaciones aproximadas de Ahedo-Robredo en los años no documentados multiplicando la relación de semejanza media en los años comunes (74-88) por los datos de precipitación de Cabañas de Virtus en los periodos estudiados.

Los cálculos definen que las precipitaciones en Ahedo-Robredo son 1,4 veces mayores que en Cabañas de virtus en el periodo (74-88) por ello definiremos esa tendencia para los datos de precipitación de Cabañas de virtus desde 1950 a 1974 y de 1988 al año 2005.

COMPARACIÓN ANUAL DE ESTACIONES (74-88)			
AÑO	PRECIPITACION ANUAL ACUMULADA (mm)		RAZÓN S. (T)
	E. ROB-AHED	E. C. VIRTUS	
1974	1641	1320	1,24
1975	1860	1357	1,37
1976	1253	1041	1,20
1977	1332	1076	1,24
1978	1471	1279	1,15
1979	1686	1391	1,21
1980	1588	1055	1,51
1981	1140	680	1,68
1982	1343	708	1,90
1983	1067	852	1,25
1984	1429	964	1,48
1985	1031	705	1,46
1986	930	578	1,61
1987	1146	716	1,60
1988	987	833	1,18
Razón de semejanza media (T)			1,4

Tabla 3: Comparación de las estaciones de Robredo-Ahedo y Virtus (74-88). Elaboración propia.

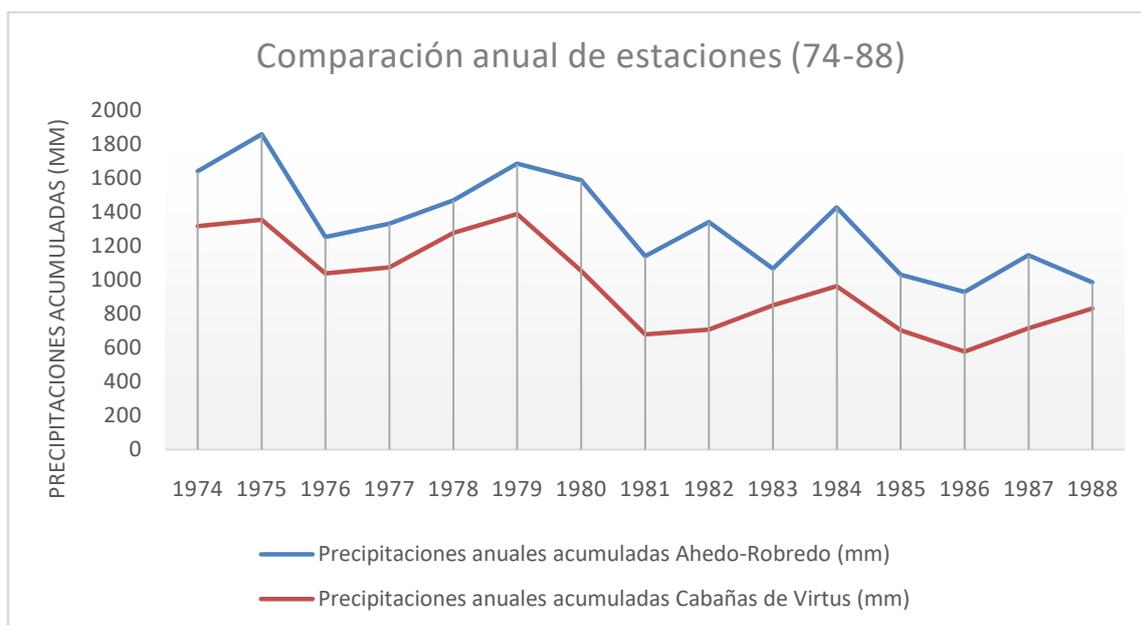


Ilustración 18: Comparación de las estaciones de Robredo-Ahedo y Virtus (74-88). Elaboración propia.

Se observa que la tendencia climatológica de ambas estaciones guarda una estrecha similitud (Ilustración 18). La precipitación anual evoluciona del mismo modo y decrece significativamente en el periodo estudiado. Por ello, mediante el dato de semejanza obtenido entre ambas estaciones (Tabla 3: Comparación de las estaciones de Robredo-Ahedo y Virtus (74-88). Elaboración propia. Se ha extrapolado a los periodos anuales anteriores y posteriores, desde 1950 al año 2005.

A continuación, se especifica el ajuste completo y una gráfica representativa de los datos calculados donde:

$$P. Ajustada (Robredo) = P. Real(Virtus) * 1,4 \quad (1)$$

AJUSTE DE LOS DATOS DE VIRTUS A AHEDO-ROBREDO					
PRECIPITACION ANUAL REAL Y AJUSTADA (mm)			PRECIPITACION ANUAL REAL Y AJUSTADA (mm)		
AÑO	P. REAL ¹ (mm)	P. AJUSTADA ² (mm)x(T)	AÑO	P. REAL (mm)	P. AJUSTADA (mm)x(T)
1950	969	1366	1978	1279	1803
1951	1027	1448	1979	1391	1961
1952	1167	1645	1980	1055	1488
1953	1071	1510	1981	680	959
1954	961	1355	1982	708	998
1955	792	1117	1983	852	1201
1956	1216	1715	1984	964	1359
1957	880	1241	1985	705	994
1958	1012	1427	1986	578	815
1959	1260	1777	1987	716	1010
1960	1124	1585	1988	833	1175
1961	956	1348	1989	619	873
1962	1158	1633	1990	836	1179
1963	1006	1418	1991	923	1301
1964	845	1191	1992	1085	1530
1965	1001	1411	1993	894	1261
1966	1251	1764	1994	696	981
1967	1051	1482	1995	810	1142
1968	736	1038	1996	1008	1421
1969	1197	1688	1997	963	1358
1970	1090	1537	1998	970	1368
1971	1375	1939	1999	946	1334
1972	1304	1839	2000	884	1246
1973	1437	2026	2001	810	1142
1974	1320	1861	2002	942	1328
1975	1357	1913	2003	991	1397
1976	1041	1468	2004	1155	1629
1977	1076	1517	2005	899	1268

Tabla 4: Ajuste de Cabañas de Virtus a Ahedo-Robredo (1950-2005). Elaboración Propia.

¹ Precipitación acumulada anual en la estación de Cabañas de Virtus.

² Precipitación acumulada anual en Ahedo-Robredo a partir del Ajuste por semejanza.

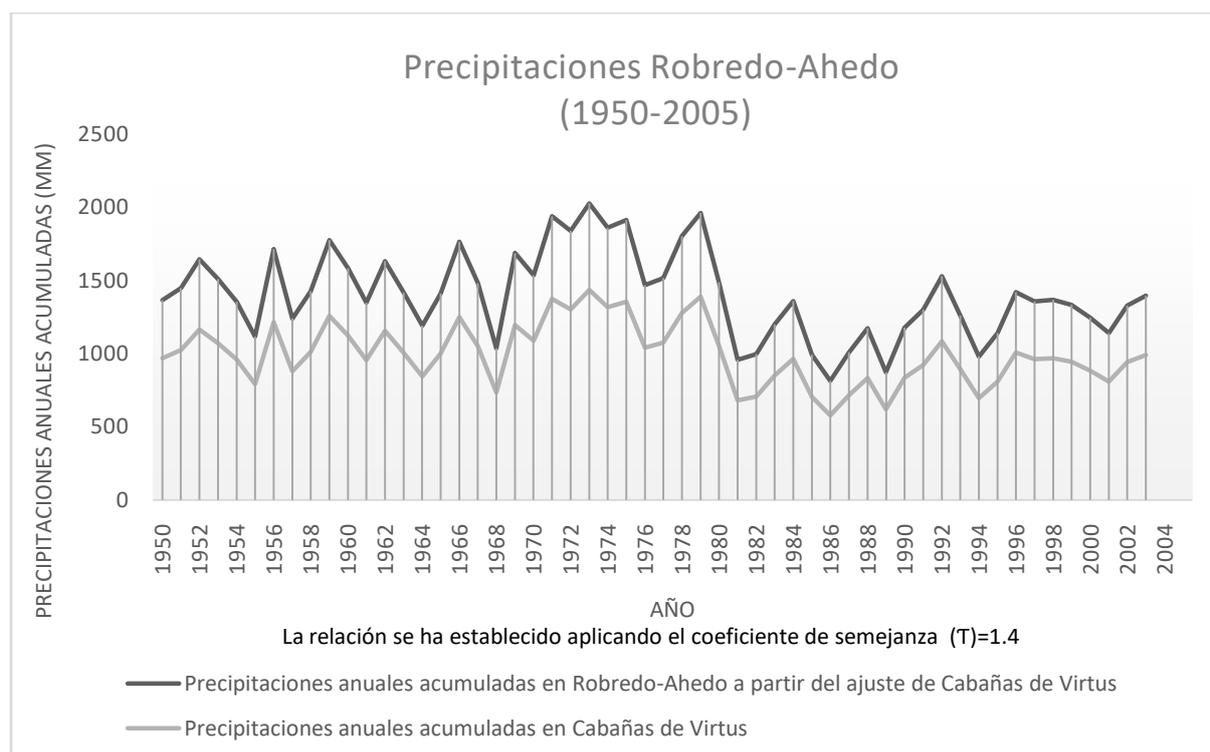


Ilustración 19: Comparación de las estaciones de Robredo-Ahedo y Virtus (1950-2005). Elaboración propia

3.3.3 AJUSTE DE LAS SERIES SOBA-ALTO MIERA (2005-2016)

Antes de llevar a cabo un estudio de semejanza entre las estaciones de Soba-Alto Miera y Cabañas de Virtus, es preciso estimar las lagunas existentes en los registros de precipitaciones mensuales de la estación meteorológica de Soba-Alto Miera, ya que es la estación más cercana con datos climatológicos durante el periodo 2005-2016.

Para ello llevaremos a cabo un ajuste por regresión polinómica de los meses sin registros a partir de los meses documentados. Tales cálculos no pretenden sobre ajustar la curva de regresión a los datos existentes ya que las precipitaciones son una variable con una componente alta de aleatoriedad. Por ello, el grado de regresión máximo empleado será un grado 4. Si la estimación se ejecutase con un grado superior, determinados datos mensuales serían negativos debido al sobre ajuste mencionado anteriormente, alejándonos del objetivo principal de esta parte del estudio, que es una aproximación y un análisis de la tendencia mensual de las lluvias,

A continuación, se muestran las gráficas donde aparecen los meses ajustados a lo largo del periodo 2005-2016 con su correspondiente curva de regresión. Dicha curva se ha generado a partir de las opciones de línea de tendencia de Excel, junto a la ecuación de regresión correspondiente y el coeficiente R^2 .

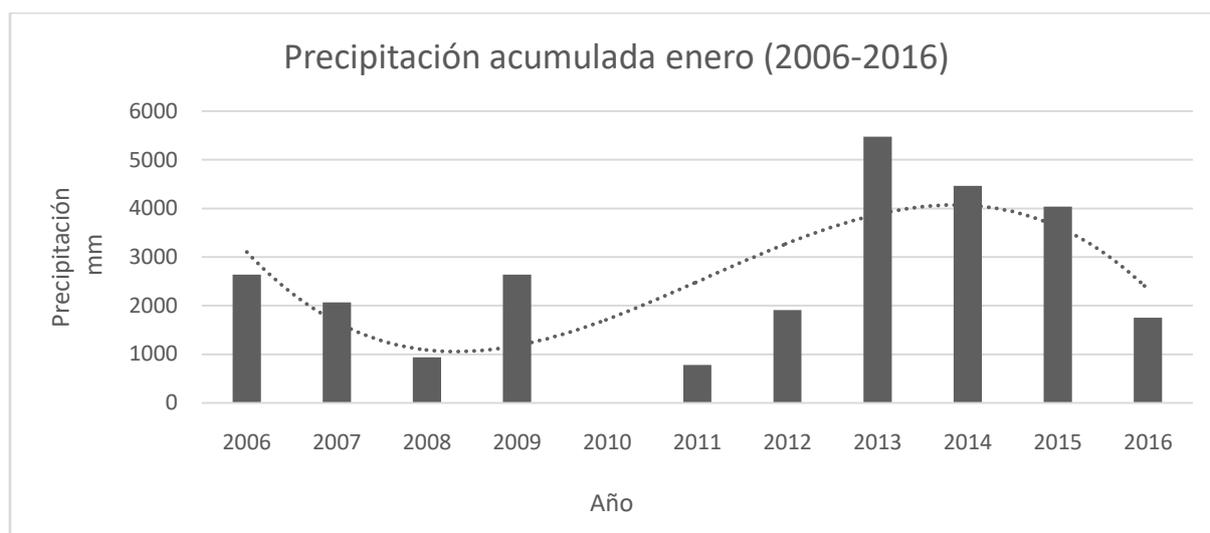


Ilustración 20: Ajuste de regresión grado 3 para los meses de enero del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Enero - 2010	$y = -35,724x^3 + 652,2x^2 - 3151,7x + 5639$	1724

Tabla 5: Ecuación de regresión para los meses de enero no datados. Elaboración propia.

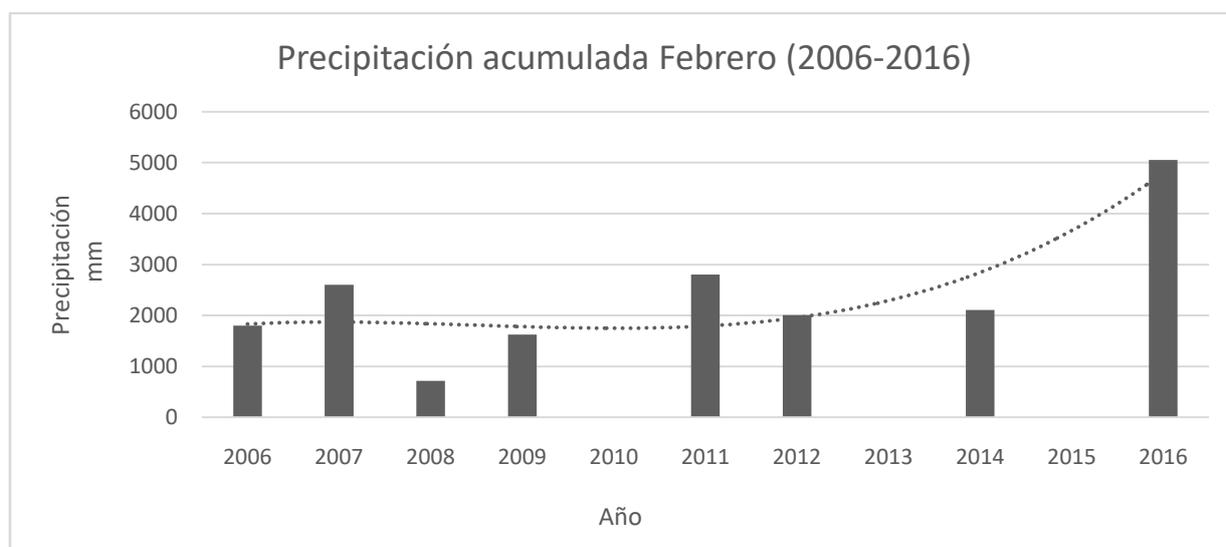


Ilustración 21: Ajuste de regresión grado 3 para los meses de febrero del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Febrero - 2010	$y = 8,0593x^3 - 84,074x^2 + 234,11x + 1672$	1748
Febrero - 2013	$y = 8,0593x^3 - 84,074x^2 + 234,11x + 1672$	2291
Febrero - 2015	$y = 8,0593x^3 - 84,074x^2 + 234,11x + 1672$	3665

Tabla 6: Ecuaciones de regresión para los meses de febrero no datados. Elaboración propia.

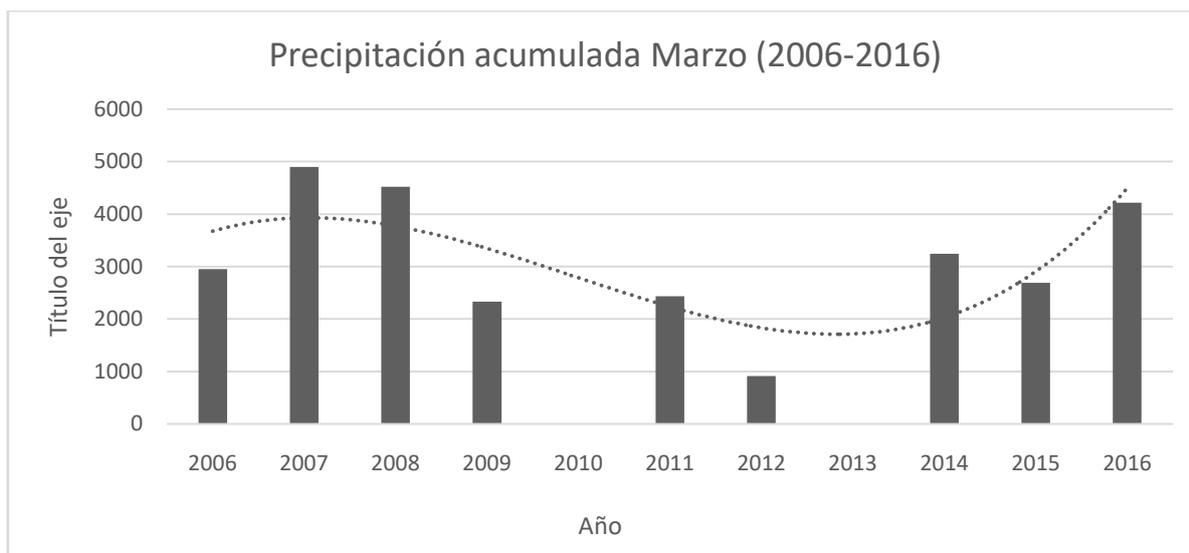


Ilustración 22: Ajuste de regresión grado 3 para los meses de marzo del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Marzo - 2010	$y = 23,273x^3 - 345,01x^2 + 1126,5x + 2868,6$	2782
Marzo - 2013	$y = 23,273x^3 - 345,01x^2 + 1126,5x + 2868,6$	1710

Tabla 7: Ecuaciones de regresión para los meses de Marzo no datados. Elaboración propia.

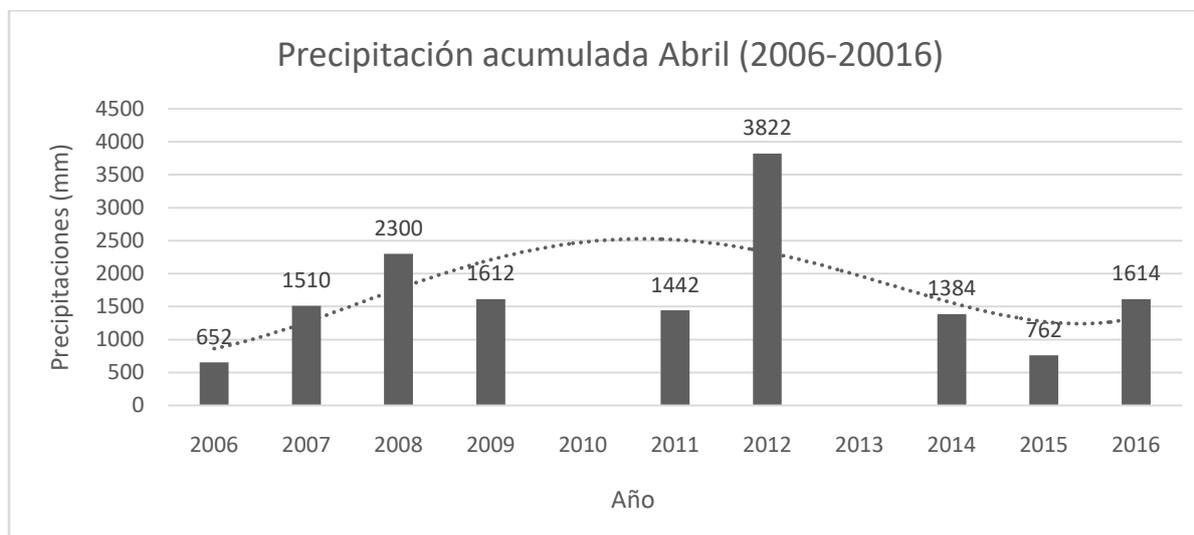


Ilustración 23: Ajuste de regresión grado 4 para los meses de abril del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Abril - 2010	$y = 2,3683x^4 - 51,69x^3 + 302,96x^2 - 180,71x + 787,19$	2782
Abril - 2013	$y = 2,3683x^4 - 51,69x^3 + 302,96x^2 - 180,71x + 787,19$	1710

Tabla 8: Ecuaciones de regresión para los meses de Abril no datados. Elaboración propia.

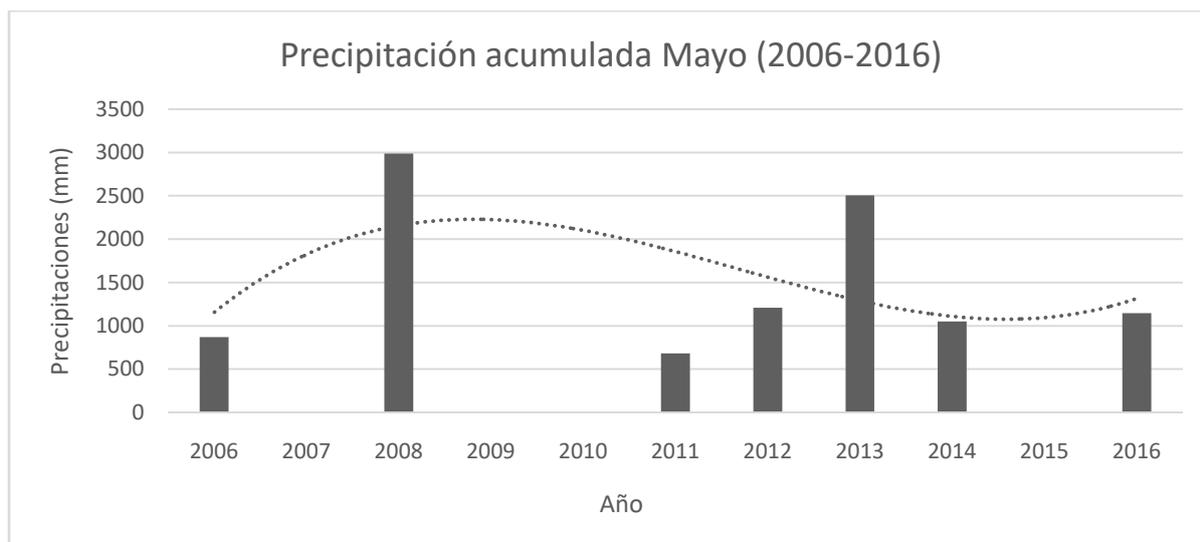


Ilustración 24: Ajuste de regresión grado 3 para los meses de mayo del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Mayo - 2007	$y = 11,93x^3 - 239,7x^2 + 1305x + 78,33$	2612
Mayo - 2009	$y = 11,93x^3 - 239,7x^2 + 1305x + 78,33$	2326
Mayo -2010	$y = 11,93x^3 - 239,7x^2 + 1305x + 78,33$	1670
Mayo - 2015	$y = 11,93x^3 - 239,7x^2 + 1305x + 78,33$	1927

Tabla 9: Ecuaciones de regresión para los meses de Mayo no datados. Elaboración propia.

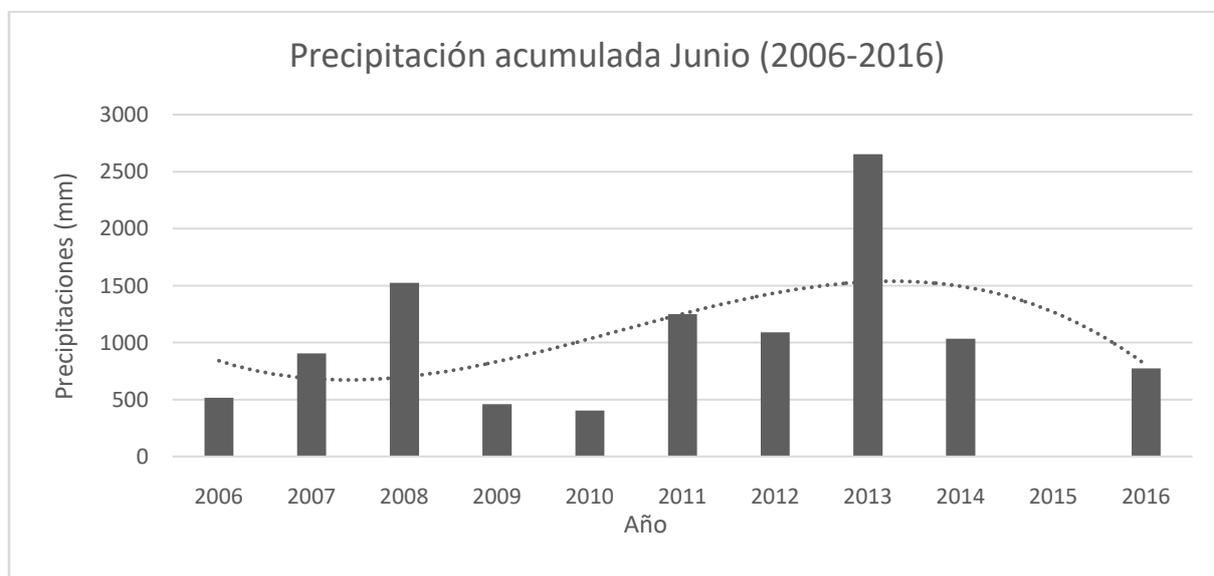


Ilustración 25: Ajuste de regresión grado 3 para los meses de junio del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Junio - 2015	$y = -8,507x^3 + 135,9x^2 - 503,4x + 1215,$	1645

Tabla 10: Ecuaciones de regresión para los meses de Junio no datados. Elaboración propia.

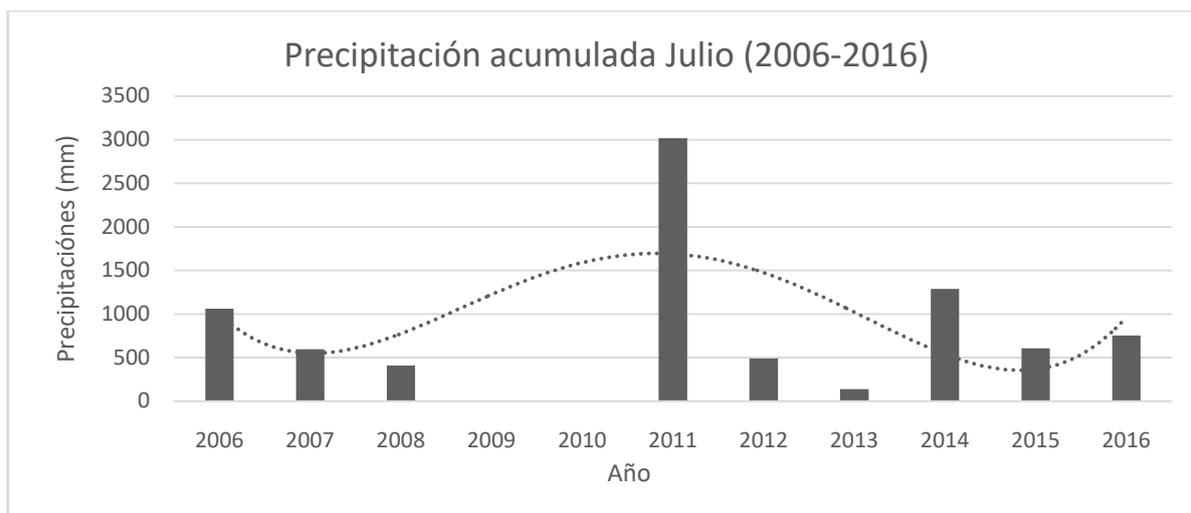


Ilustración 26:Ajuste de regresión grado 4 para los meses de Julio del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Julio – 2009	$y = 5,397x^4 - 127,2x^3 + 961,8x^2 - 2519,x + 2673,$	1227
Julio - 2010	$y = 5,397x^4 - 127,2x^3 + 961,8x^2 - 2519,x + 2673,$	1596

Tabla 11: Ecuaciones de regresión para los meses de Julio no datados. Elaboración propia.

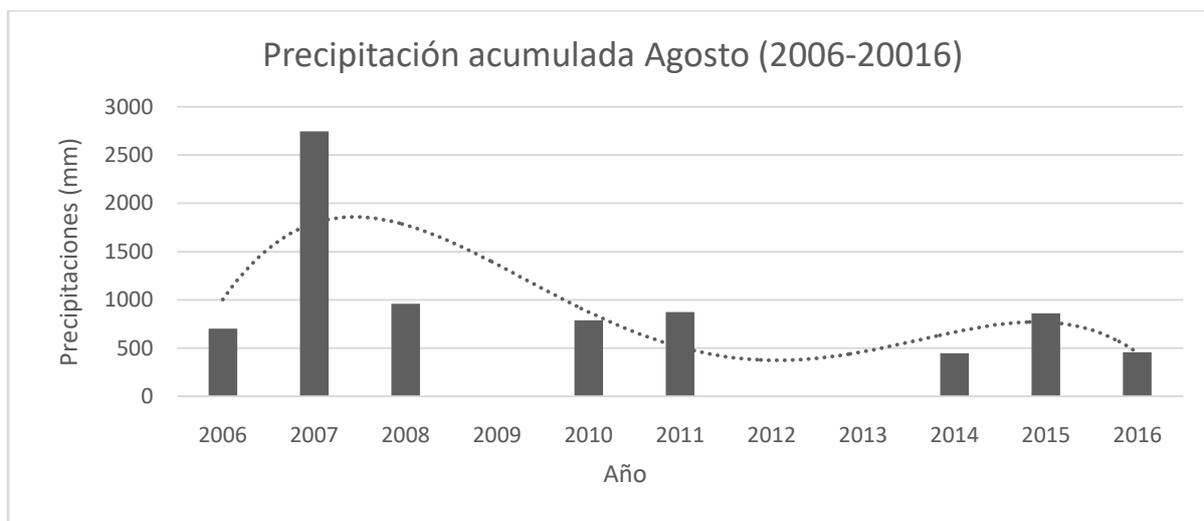


Ilustración 27:Ajuste de regresión grado 4 para los meses de agosto del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Agosto – 2009	$y = -4,396x^4 + 113,6x^3 - 977,5x^2 + 2995,x - 1126$	1359
Agosto – 2012	$y = -4,396x^4 + 113,6x^3 - 977,5x^2 + 2995,x - 1126$	352
Agosto - 2013	$y = -4,396x^4 + 113,6x^3 - 977,5x^2 + 2995,x - 1126$	431

Tabla 12: Ecuaciones de regresión para los meses de Agosto no datados. Elaboración propia.

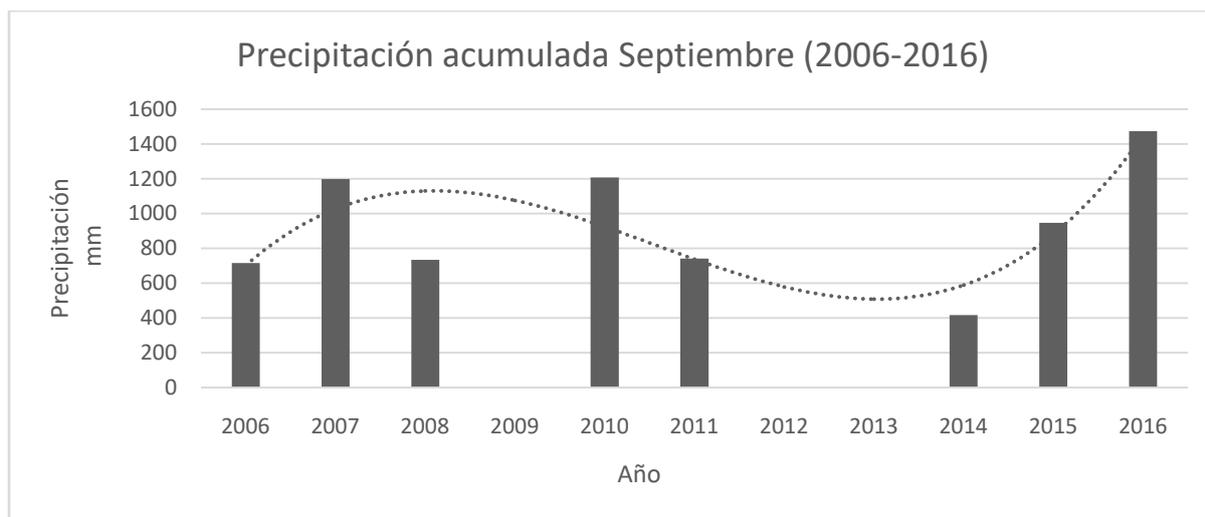


Ilustración 28: Ajuste de regresión grado 4 para los meses de septiembre del periodo 2006-2016. **Elaboración propia.**

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Septiembre – 2009	$y = 10,31x^3 - 172,2x^2 + 769,3x + 92,86$	1075
Septiembre – 2012	$y = 10,31x^3 - 172,2x^2 + 769,3x + 92,86$	576
Septiembre - 2013	$y = 10,31x^3 - 172,2x^2 + 769,3x + 92,86$	505

Tabla 13: Ecuaciones de regresión para los meses de Septiembre no datados. **Elaboración propia.**

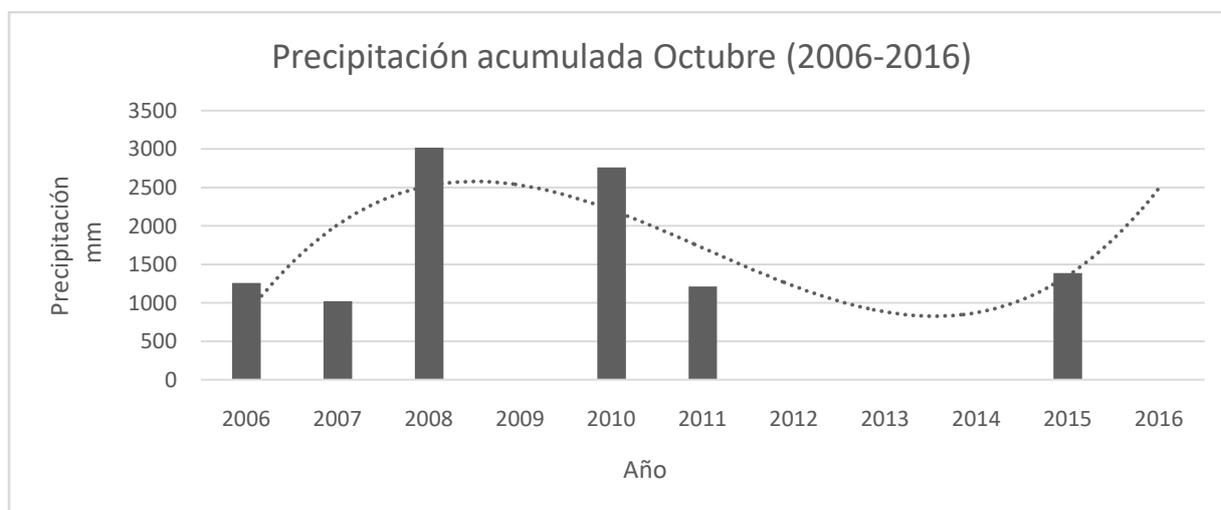


Ilustración 29: Ajuste de regresión grado 3 para los meses de octubre del periodo 2006-2016. **Elaboración propia.**

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Octubre – 2009	$y = 27,50x^3 - 496,9x^2 + 2469,x - 1155$	2531
Octubre – 2012	$y = 27,50x^3 - 496,9x^2 + 2469,x - 1155$	1212
Octubre - 2013	$y = 27,50x^3 - 496,9x^2 + 2469,x - 1155$	875
Octubre - 2014	$y = 27,50x^3 - 496,9x^2 + 2469,x - 1155$	865
Octubre - 2016	$y = 27,50x^3 - 496,9x^2 + 2469,x - 1155$	2482

Tabla 14: Ecuaciones de regresión para los meses de Octubre no datados. **Elaboración propia.**

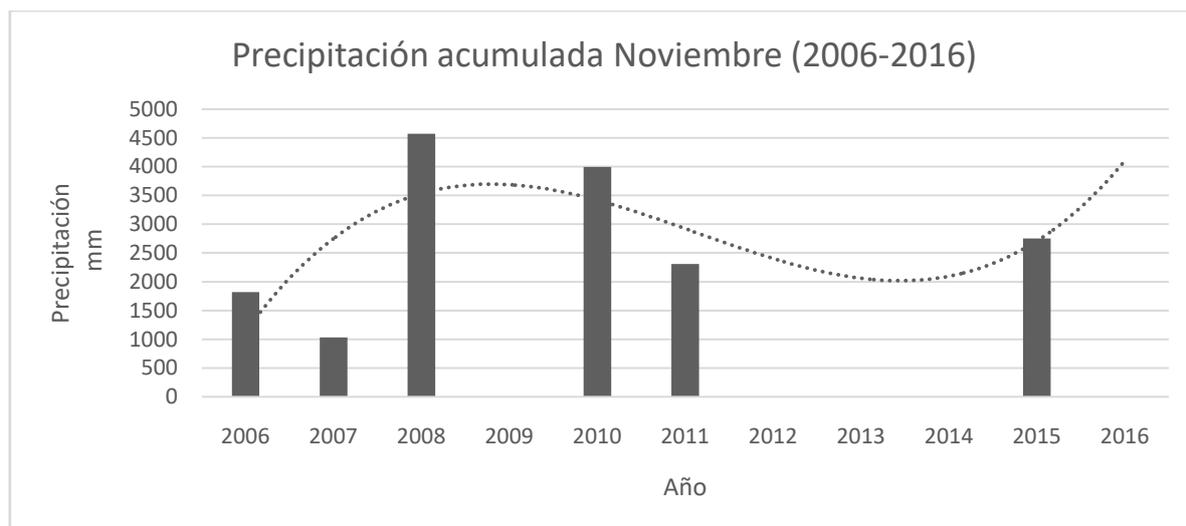


Ilustración 30: Ajuste de regresión grado 3 para los meses de Noviembre del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Noviembre – 2009	$y = 33,50x^3 - 615,0x^2 + 3221,x - 1497$	3691
Noviembre – 2012	$y = 33,50x^3 - 615,0x^2 + 3221,x - 1497$	2406
Noviembre - 2013	$y = 33,50x^3 - 615,0x^2 + 3221,x - 1497$	2063
Noviembre - 2014	$y = 33,50x^3 - 615,0x^2 + 3221,x - 1497$	2099
Noviembre - 2016	$y = 33,50x^3 - 615,0x^2 + 3221,x - 1497$	4108

Tabla 15: Ecuaciones de regresión para los meses de Noviembre no datados. Elaboración propia.

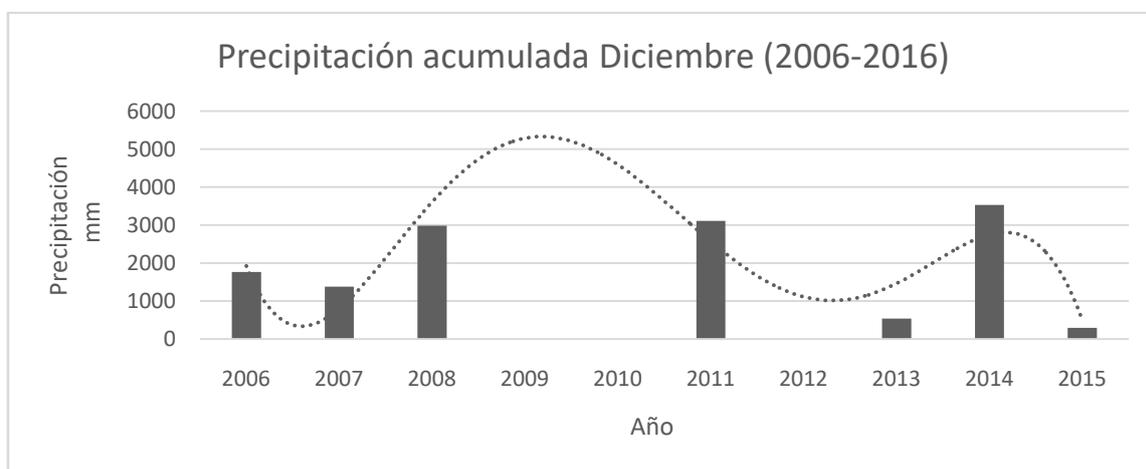


Ilustración 31: Ajuste de regresión grado 5 para los meses de Diciembre del periodo 2006-2016. Elaboración propia.

Mes	Ecuación de regresión	Precipitaciones
Diciembre – 2009	$y = -12,32x^5 + 342,8x^4 - 3469,x^3 + 15318x^2 - 27552x + 17295$	5300
Diciembre – 2012	$y = -12,32x^5 + 342,8x^4 - 3469,x^3 + 15318x^2 - 27552x + 17295$	4610
Diciembre - 2013	$y = -12,32x^5 + 342,8x^4 - 3469,x^3 + 15318x^2 - 27552x + 17295$	1147

Tabla 16: Ecuaciones de regresión para los meses de Diciembre no datados. Elaboración propia.

3.3.4 COMPARATIVA A. MIERA Y CABAÑAS DE VIRTUS (2005-2016).

La siguiente fase del estudio nace de la necesidad de documentar las precipitaciones acontecidas en la zona del embalse proyectado desde el año 2005 a 2016. Para ello, como sólo existen registros de Cabañas de Virtus hasta 2005 será necesario llevar a cabo la metodología del anterior apartado para calcular una relación de semejanza entre dos estaciones y posteriormente extrapolar a años posteriores.

Las estaciones que serán objeto de estudio en este periodo son la estación de Cabañas de Virtus y la Estación de Soba Alto Miera. Como ambas tienen mediciones en periodos comunes (1998-2003) se establecerá una relación de semejanza (Método de la razón Mra) que a su vez será multiplicada por la relación de semejanza de la comparativa Virtus-Robredo (1,4).

COMPARACIÓN MENSUAL DE ESTACIONES SOBA/A.MIERA - C. VIRTUS				
AÑO	MES	PMES S-A.M	PMES C. V	T
1998	4	4269	1339	3,2
1998	6	1117	318	3,5
1998	7	582	115	5,1
1998	8	519	46	11,3
1998	9	3038	1398	2,2
1998	10	4684	1325	3,5
1998	11	3310	1357	2,4

Tabla 17: Comparación mensual de Soba-Alto Miera y Cabañas de Virtus, donde $T=PMES\ S-A.M / PMES\ C.V$ (Semejanza) . Elaboración Propia.

COMPARACIÓN MENSUAL DE ESTACIONES SOBA/A.MIERA - C. VIRTUS				
AÑO	MES	PMES S-A.M	PMES C. V	T
1998	12	1523	749	2,0
1999	1	2232	1009	2,2
1999	2	3755	1091	3,4
1999	3	2064	737	2,8
1999	4	1967	778	2,5
1999	5	1229	884	1,4
1999	6	730	147	5,0
1999	7	930	234	4,0
1999	10	781	576	1,4
1999	12	2760	1993	1,4
2000	2	2450	644	3,8
2000	3	1720	716	2,4
2000	4	2410	1114	2,2
2000	5	1420	664	2,1
2000	7	1710	591	2,9
2000	8	1000	447	2,2
2000	9	1020	358	2,8

Tabla 18: Comparación mensual de Soba-Alto Miera y Cabañas de Virtus (2). Elaboración Propia.

COMPARACIÓN MENSUAL DE ESTACIONES SOBA/A.MIERA - C. VIRTUS				
AÑO	MES	PMES S-A.M	PMES C. V	T
2000	10	3590	1555	2,3
2000	11	2860	886	3,2
2000	12	1780	881	2,0
2001	4	2310	562	4,1
2001	6	660	196	3,4
2001	7	1760	480	3,7
2001	9	610	333	1,8
2002	1	1630	571	2,9
2002	2	2450	744	3,3
2002	3	660	478	1,4
2002	4	1620	572	2,8
2002	5	3110	1067	2,9
2002	6	1640	431	3,8
2003	2	1660	842	2,0
2003	3	770	287	2,7
2003	4	1600	1098	1,5
2003	5	2570	850	3,0
2003	6	480	159	3,0

Tabla 19: Comparación mensual de Soba-Alto Miera y Cabañas de Virtus (3). Elaboración Propia.

COMPARACIÓN MENSUAL DE ESTACIONES SOBA/A.MIERA - C. VIRTUS				
AÑO	MES	PMES S-A.M	PMES C. V	T
2003	6	480	159	3,0
2003	8	436	163	2,7
2003	9	1104	223	5,0
2003	10	3278	1636	2,0
2003	11	2400	1192	2,0
2003	12	3386	1397	2,4
Razón de semejanza media (T)				3

Tabla 20: Comparación mensual de Soba-Alto Miera y Cabañas de Virtus (4). Elaboración Propia

A continuación, se muestra la información obtenida (Tabla 20) en un gráfico ilustrativo donde se observan los registros climatológicos de ambas estaciones en un total de 47 meses documentados durante 5 años, de donde se obtiene una relación de semejanza de 3 a 1. Es decir, los datos pluviométricos de Soba-Alto Miera superan en 3 veces los registros de Cabañas de Virtus. Siendo esta relación el factor mediante el cual extrapolaremos los datos de los años 2005 a 2016.

Además, como el registro de Soba-Alto miera en ese periodo manifiesta lagunas mensuales ha sido necesario calcular los meses no datados mediante regresión polinómica.

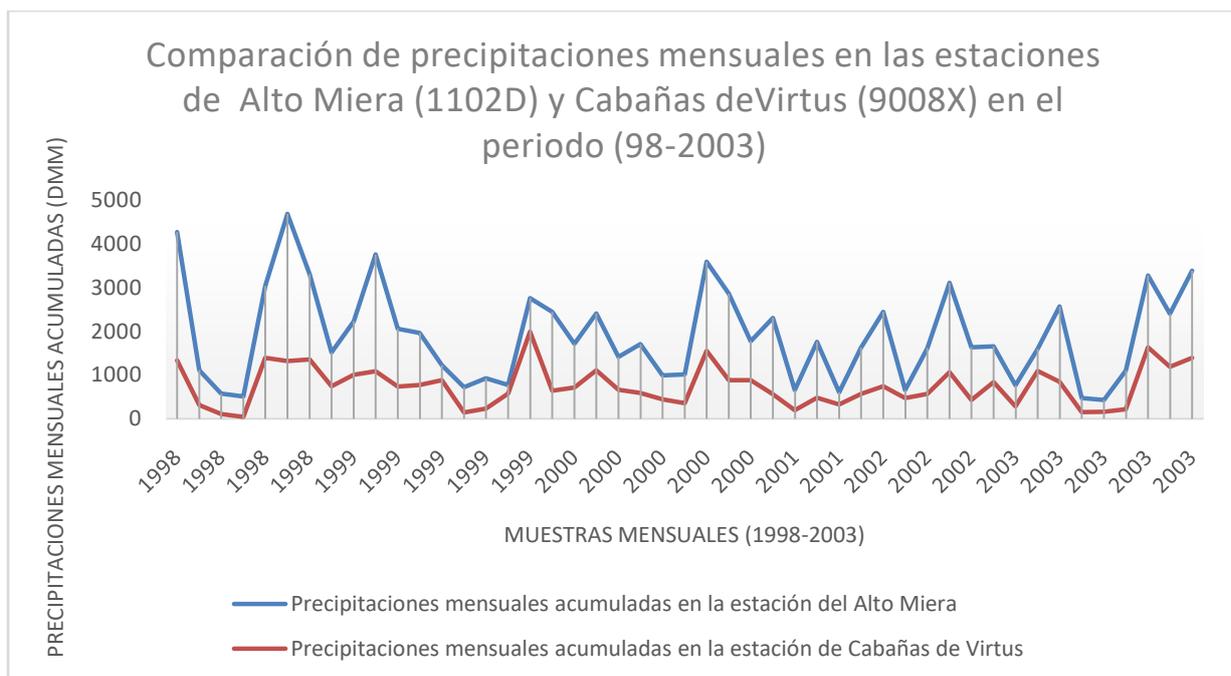
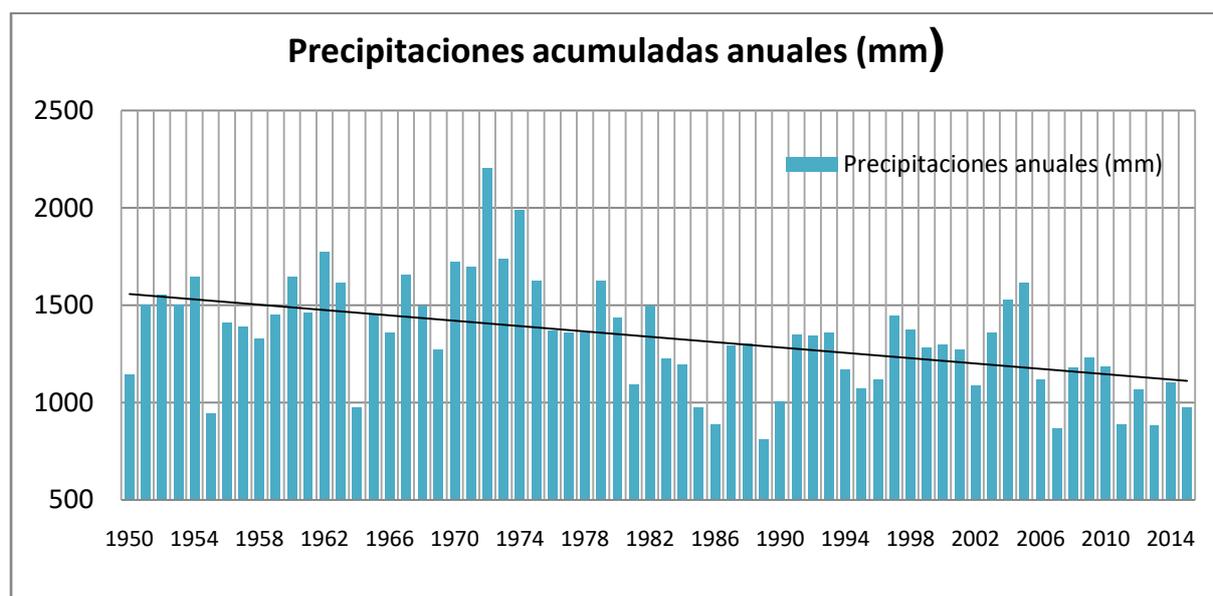


Ilustración 32: Comparación de datos pluviométricos en las estaciones de Soba y Virtus (98-2003). Elaboración propia.

3.3.5 RESULTADOS FINALES PRECIPITACIONES (1950-2015)

AÑO HIDROLÓGICO	Ahedo (mm)						
1950	1144	1971	1694	1992	1344	2013	939
1951	1502	1972	2205	1993	1356	2014	940
1952	1552	1973	1738	1994	1170	2015	940
1953	1502	1974	1990	1995	1068		
1954	1644	1975	1626	1996	1118		
1955	942	1976	1370	1997	1446		
1956	1409	1977	1358	1998	1373		
1957	1388	1978	1357	1999	1281		
1958	1329	1979	1626	2000	1296		
1959	1448	1980	1433	2001	1273		
1960	1642	1981	1091	2002	1085		
1961	1461	1982	1497	2003	1356		
1962	1775	1983	1224	2004	1524		
1963	1614	1984	1194	2005	1613		
1964	973	1985	976	2006	1119		
1965	1453	1986	889	2007	864		
1966	1357	1987	1294	2008	1177		
1967	1654	1988	1301	2009	1231		
1968	1497	1989	810	2010	1185		
1969	1271	1990	1006	2011	887		
1970	1724	1991	1347	2012	1067		

Tabla 21: Precipitaciones calculadas en Ahedo - Robredo. Datos tomados como datos de emplazamiento proyecto. Elaboración propia.



4 ESTUDIO HIDROLÓGICO.

4.1 HIDROLOGÍA SUPERFICIAL.

4.1.1 INTRODUCCIÓN Y METODOLOGÍA.

Antes de comenzar a desarrollar el proceso llevado a cabo en este apartado resultará de vital importancia conocer algunas definiciones básicas.

La escorrentía es una componente principal en el ciclo del agua y se define como la lámina de agua que circula sobre un terreno o cuenca de drenaje. También podríamos referirnos a la escorrentía como la parte de las precipitaciones que tiene capacidad para alimentar corrientes superficiales, continuas o discontinuas de una cuenca.

Existen tres tipos de escorrentía:

- La superficial o directa, que es aquella que no se infiltra en el suelo y se mueve libremente por el terreno por la acción de la gravedad escapando de los fenómenos de evapotranspiración.
- La escorrentía subsuperficial, que es la que penetra en el suelo moviéndose de forma subhorizontal hasta la red de drenaje.
- La escorrentía subterránea, que es la que se filtra hasta el nivel freático para circular lentamente hasta la red de drenaje.

En este estudio nos centraremos en los caudales que provienen de la escorrentía superficial y que alimentarán a nuestra presa. Derivando el estudio en dos partes:

- Estudio de las precipitaciones máximas
- Estudio de caudales y máximas avenidas
- Estudio de caudales medios anuales

A la hora de calcular los caudales de cada cuenca y realizar la suma de todos aplicaremos el método racional según la norma 5.2-IC³ del Ministerio de Fomento. El objetivo de la metodología es calcular el caudal del proyecto y estimar factores constructivos de las obras, por ello un dato de partida para el estudio de los caudales máximos será el periodo de retorno. Para el caso de grandes presas y embalses el tiempo de retorno será de al menos 500 años. Siendo el orden del cálculo el siguiente:

³Esta norma es válida para cuencas con una superficie no superior a 50 km².

- | | |
|---------------------------------------|-------------------------------|
| 1. Calculo precipitaciones máximas | 6. Evaluación del umbral de |
| 2. Corrección precipitación diaria | escorrentía |
| 3. Intensidad media diaria | 7. Cálculo del coeficiente de |
| 4. Tiempo de concentración | escorrentía |
| 5. Intensidad para un tiempo igual al | 8. Calculo del caudal |
| de concentración | |

Los datos de precipitaciones máximas los tomaremos de los mapas aportados por el Ministerio de fomento (2016) que definen los criterios para el cálculo de máximos caudales siguiendo la norma anteriormente mencionada: 52-IT Drenaje superficial (act. 2016)

Por el contrario, para el estudio de viabilidad técnica y económica, se usarán los datos calculados en la primera parte del estudio hidrológico (Fase I) . Estos datos determinan los caudales medios que podrían acontecer a partir de las precipitaciones reales⁴durante el periodo estudiado (1950-2016)

⁴ Datos solicitados expresamente a la Agencia Estatal de Meteorología para el presente estudio de proyecto.

4.1.2 PRECIPITACIONES MÁXIMAS.

En un principio es necesario conocer la precipitación máxima diaria para el periodo de retorno de 500 años. La información previa se ha obtenido de las series monográficas del ministerio de fomento.

El cálculo de la precipitación máxima requiere localizar en el plano guía de *coordenadas UTM referidas al uso 30* el punto geográfico del emplazamiento:

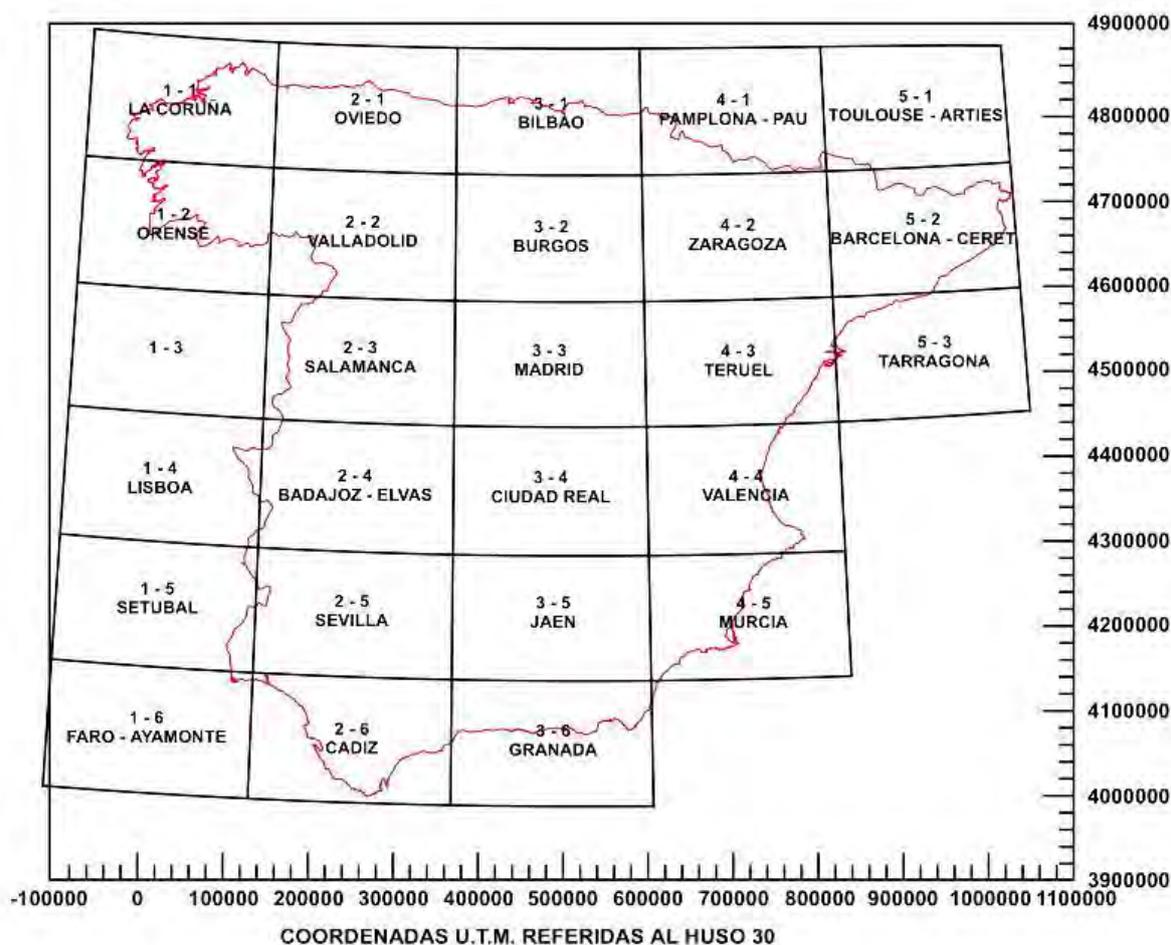


Ilustración 34 : COORDENADAS U.T.M REFERIDAS AL USO 30. FUENTE: MINISTERIO DE FOMENTO (1999)

Las coordenadas de la población de Busnela se encuentran en el sector 3-1 Bilbao. Con esto mediante las isolíneas del siguiente mapa se ha estimado el coeficiente de variación C_v y el valor medio \bar{P} de la máxima precipitación diaria

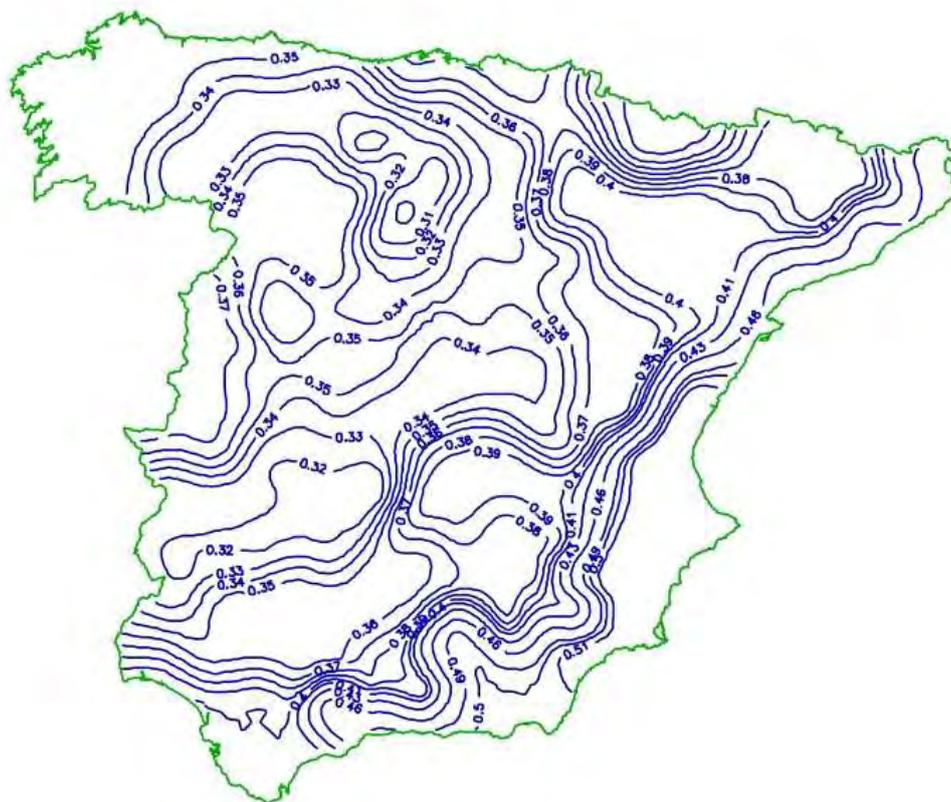


Ilustración 35 : ISOLINEAS DEL VALOR REGIONAL DEL COEFICIENTE DE VARIACIÓN CV. FUENTE: MINISTERIO DE FOMENTO (1999)

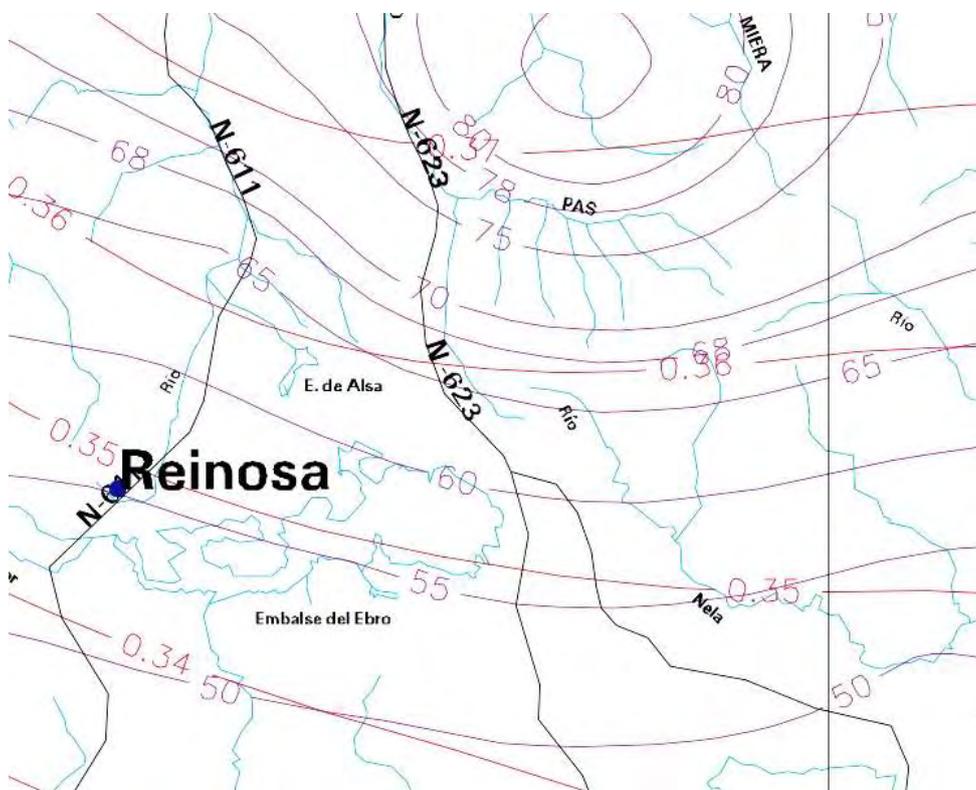


Ilustración 36 : HOJA 3-1BILBAO.COEFICIENTES CV.FUENTE: MINISTERIO DE FOMENTO (1999)

Emplazamiento del embalse	Huso U.T.M 30 (Coordenadas)	Coficiente Cv (Curvas rojas)	valor medio \bar{P} de la máxima precipitación diaria (Curvas moradas)
Población de Busnela	3-1 Bilbao	0,355	62,5

Tabla 22 : RESUMEN DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LOS MAPAS (APLICADA AL PROYECTO). ELABORACIÓN PROPIA.

Para el periodo de retorno $T = 500$ y el valor de $C = 0,355$, se obtiene el factor de ampliación Kt mediante el uso de la *tabla Kt* . Como puede observarse no hay datos para nuestro factor C , siendo necesario obtenerlo por interpolación:

$$\frac{0,36 - 0,355}{0,36 - 0,35} = \frac{2,982 - kt'}{2,982 - 2,831} \quad (2)$$

(Donde $kt' = 2,9065$ es nuestro valor calculado)

Cv	PERIODO DE RETORNO EN AÑOS (T)							
	2	5	10	25	50	100	200	500
0,34	0,924	1,213	1,423	1,717	1,930	2,172	2,434	2,785
0,35	0,921	1,217	1,438	1,732	1,961	2,220	2,480	2,831
0,355	0,920	1,221	1,442	1,740	1,976	2,236	2,503	2,907
0,36	0,919	1,225	1,446	1,747	1,991	2,251	2,525	2,982
0,37	0,917	1,232	1,461	1,778	2,022	2,281	2,571	2,953

Tabla 23 : FACTORES DE AMPLIACIÓN kt' . ELABORACIÓN PROPIA A PARTIR DE DATOS DEL MINISTERIO DE FOMENTO.

Finalmente realizando el producto del factor de ampliación kt' obtenido por interpolación con el valor medio \bar{P} de la máxima precipitación diaria anual, se obtiene la precipitación diaria máxima para el periodo de 500 años en la zona del proyecto.

$$p_{500} = kt' * \bar{P}; \quad 2,9065 * 62,5 = 181,656 \text{ mm/día} \quad (3)$$

4.1.3 CAUDALES Y MÁXIMAS AVENIDAS.

A partir de del dato de precipitación máxima diaria para el periodo de 500 años se establece una **corrección**(Ka) para cuencas de más de más de $1km^2$ presente en la norma 5.2-IC de drenaje superficial:

$$Ka = 1 - \frac{\log(\text{Superficie } km^2)}{15} \quad (4)$$

$$Pdc = Ka * p500; \quad (5)$$

(Donde Pdc es la precipitación corregida)

La **intensidad media diaria** está definida por la expresión:

$$Id = \frac{Pdc}{24}; \text{Donde : } Id = \text{Intensidad diaria (mm/h)} \quad (6)$$

El **tiempo de concentración** (tc) es el tiempo mínimo necesario para que todos los puntos de la superficie de la cuenca contribuyan simultáneamente al caudal de salida, o bien el tiempo requerido para que el caudal de salida sea homogéneo y estable.

Para estimar su valor desarrollaremos la fórmula de la Instrucción de carreteras 5.2-IC (2016):

$$tc = 0,3 \times \frac{L^{0,76}}{Jc^{0,19}} (\text{Horas}) \quad (7)$$

(Siendo L : Longitud del cauce en Km y Jc la pendiente media (adimensional))

Cuando las dimensiones de la cuenca son amplias, los tiempos de concentración serán altos , resultando difícil que la intensidad de precipitación se mantenga homogénea a lo largo de del tiempo de concentración. Para ello se establece el siguiente **coeficiente de uniformidad** ⁵ :

$$Kt = 1 + \frac{tc^{1,25}}{tc^{1,25} + 14} \quad (8)$$

⁵ Coeficiente de uniformidad temporal.

(Donde t_c es el tiempo de concentración definido anteriormente y K_t el coeficiente de uniformidad)

Una vez calculada la intensidad media diaria, la norma 5.2-IC establece la siguiente expresión para el cálculo de la **intensidad para un tiempo igual al de concentración**(t_c):

$$I_t = I_d * \left(\frac{I_1}{I_d} \right)^{3,5287 - 2,5287t^{0,1}} \left(\frac{mm}{h} \right) \quad (9)$$

$$I_t = \text{Intensidad media del periodo } t \left(\frac{mm}{h} \right)$$

$$I_d = \text{Intensidad media diaria} \left(\frac{mm}{h} \right)$$

$$I_1 = \text{Intensidad de la hora más lluviosa de ese día} \left(\frac{mm}{h} \right)$$

$$t = \text{periodo de tiempo en horas objeto del estudio}(h)$$

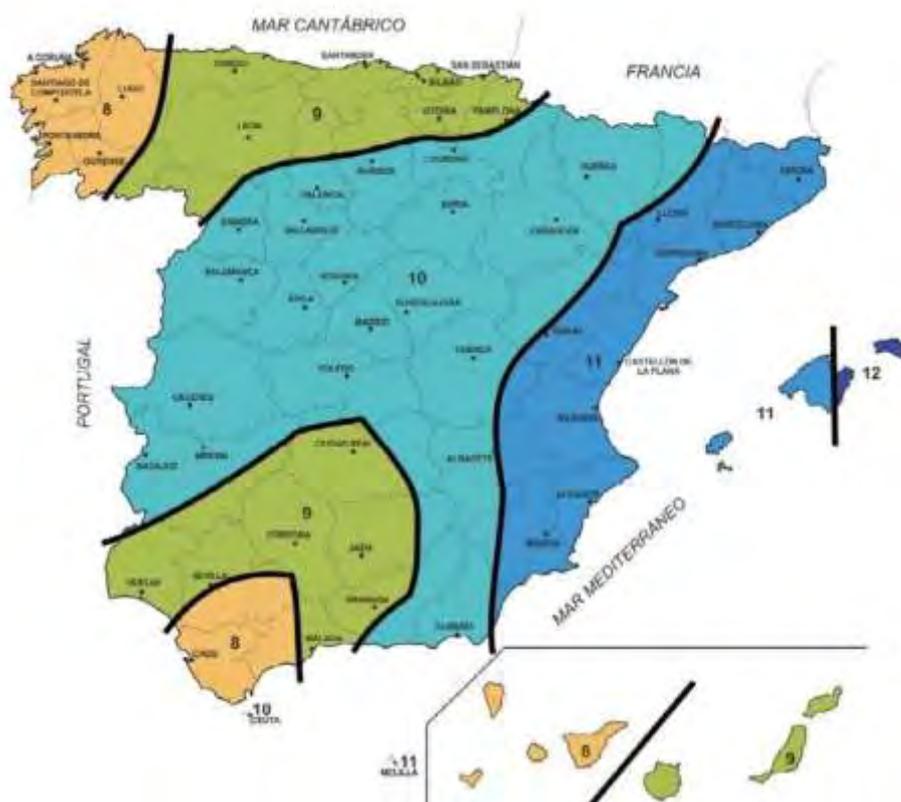


Ilustración 37 : Mapa que proporciona el coeficiente que relaciona $\frac{I_1}{I_d}$. FUENTE: MINISTERIO DE FOMENTO (2016)

Para el cálculo es necesario utilizar el tiempo de concentración t_c dado que es aquel que nos proporciona el caudal mayor. Con un $t < t_c$ la cuenca no contribuirá al caudal y con $t > t_c$ la intensidad máxima será menor.

El **umbral de escorrentía P_o** determina la precipitación mínima que debe caer sobre la cuenca para que se inicie el fenómeno de escorrentía. La expresión correspondiente es la siguiente:

$$P_o = P_o \text{ inicial} * \beta \text{ (coeficiente corrector)} \quad (10)$$

Donde el valor P_o (sin corregir) se extrae de la tabla 2.3

En nuestro caso, al existir diferentes subcuencas alimentadoras, cada una dispondrá de un diferente uso del suelo que se especificará más adelante. La clasificación se establece según el tipo de suelo, pendiente y uso.

Código	Uso de suelo	Práctica de cultivo	Pendiente (%)	Grupo de suelo			
				A	B	C	D
31150	Bosques de ribera			76	34	22	16
31160	Laurisilva macaronésica			90	47	31	23
31200	Bosques de coníferas			90	47	31	23
31210	Bosques de coníferas de hojas aciculares			90	47	31	23
31220	Bosques de coníferas de hojas tipo cupresáceo			90	47	31	23
31300	Bosque mixto			90	47	31	23
32100	Pastizales naturales		≥ 3	53	23	14	9
32100	Pastizales naturales		< 3	80	35	17	10
32100	Prados alpinos		≥ 3	70	33	18	13
32100	Prados alpinos		< 3	120	55	22	14

Ilustración 38: Tipologías y usos de suelo. FUENTE: BOE-A-2016-2405.Núm. 60 jueves 10 de marzo de 2016Sec. I. Pág. 18909

Los tipos de suelo se clasifican en A, B, C y D, caracterizando la velocidad de infiltración del mismo (Rápida, media, lenta y muy lenta). Como dato, concretar que la velocidad de infiltración está intrínsecamente relacionada con la composición arenosa o arcillosa del suelo.

Grupo	Infiltración (cuando están muy húmedos)	Potencia	Textura	Drenaje
A	Rápida	Grande	Arenosa Areno-limosa	Perfecto
B	Moderada	Media a grande	Franco-arenosa Franco-arcillosa-arenosa Franco-limosa	Bueno a moderado
C	Lenta	Media a pequeña	Franco-arcillosa Franco-arcillo-limosa Arcillo-arenosa	Imperfecto
D	Muy lenta	Pequeño (litosuelo) u horizontes de arcilla	Arcillosa	Pobre o muy pobre

Ilustración 39 : Grupos hidrológicos de suelo. FUENTE: BOE-A-2016-2405. Núm. 60 jueves 10 de marzo de 2016 Sec. I. Pág. 18911

Las letras R, N ó R/N hacen referencia a la dirección de los surcos, según sean perpendiculares o paralelos a las curvas de nivel. Siendo la escorrentía notablemente mayor si los surcos son perpendiculares a la pendiente máxima del terreno. Este factor se tiene en cuenta para cultivos con un desnivel superior al 3% [3].

El **coeficiente corrector β** viene determinado por la región y el periodo de retorno (500 años). A continuación, el sector del mapa ampliado donde se localiza el embalse proyectado (zona 91) y con cuya numeración entraremos en la tabla de Caracterización estadística de los valores del coeficiente corrector β para la región 91. (Anexos)

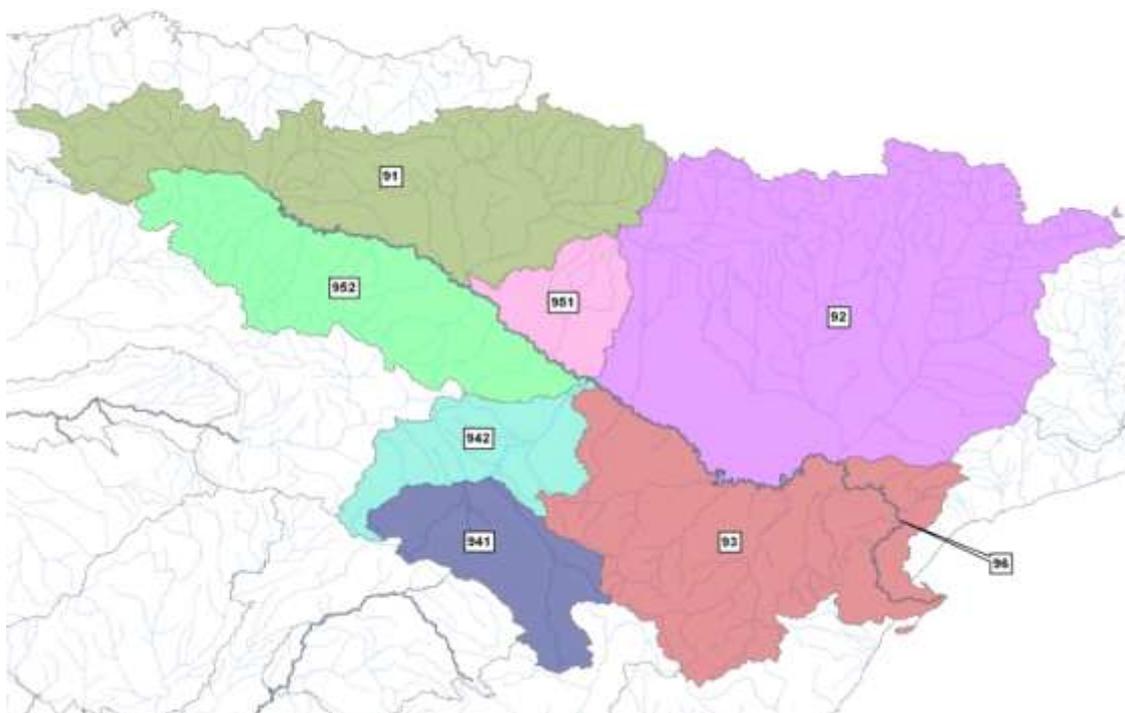


Ilustración 40: Subdivisión de las regiones para el cálculo del coeficiente corrector. FUENTE: CEDEX (2001)

Fragmento de la tabla de Caracterización estadística de los valores del coeficiente corrector β referida para la región 91:

Región	Valor medio	Desviación respecto al valor medio		
	β_m	Intervalo confianza 50% $\Delta 50$	Intervalo confianza 67% $\Delta 67$	Intervalo confianza 90% $\Delta 90$
91	0.85	0.15	0.25	0.40

Ilustración 41 :Caracterización estadística de los valores del coeficiente corrector β . Elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Fomento (2016)

Periodo de retorno T (Años) , (FT)				
2	5	25	100	500
0,72	0,88	1,19	1,52	1,95

Ilustración 42 : Tabla de coeficientes FT para un periodo de retorno en años T. Fragmento de tabla de elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Fomento (2016)

Considerando nuestro muro de presa como obra de drenaje transversal utilizaremos la siguiente expresión[3]:

$$\beta = (\beta_m - \Delta 50) * FT = (0,85 - 0,15) * 1,95 = 1,365 \quad (11)$$

$$Po = Po_{inicial} * \beta \text{ (coeficiente corrector)}[3]$$

Subcuenca	Uso de suelo	Grupo de suelo	$Po_{inicial}$	Po
Barranco Cortemoro	Prados y praderas	B	55	91,2
Barranco Sollondón	Prados y praderas	C	22	36,5
Arroyo Cobatos	Matorral frondoso	C	22	36,5
Nacimiento Nela y Bernía	Prados y praderas	C	22	36,5
Barranco Lanosa	Prados y praderas	C	22	55,2

Tabla 24 : Resumen de los umbrales de escorrentía de las cuencas alimentadoras estudiadas. Elaboración propia

Finalmente, con los datos calculados en los procedimientos anteriores podemos calcular el Coeficiente de escorrentía C , el de uniformidad Kt y los caudales máximos.

$$C = \frac{\left(\frac{Pdc}{Po} - 1\right) * \left(\frac{Pdc}{Po} + 23\right)}{\left(\frac{Pdc}{Po} + 11\right)^2} \quad (12)$$

(Expresión para el cálculo del coeficiente de escorrentía)[3]

$$Kt = 1 + \left(\frac{tc^{1,25}}{tc^{1,25} + 14}\right) \quad (13)$$

(Expresión para el cálculo del “Coeficiente de uniformidad”)

$$Q = \frac{C * It * A * Kt}{3,6} \quad (14)$$

Donde C = Coeficiente de escorrentía

A = Area de cada subcuenca (Km^2)

It = Intensidad para el tiempo de concentración tc calculado

Kt = Coeficiente de uniformidad

(Expresión para el cálculo del Caudal)

Subcuenca	Superficie (Km2)	Longitud (Km)	Longitud del cauce (Km)	Cota Máxima (m)	Cota mínima (m)	pendiente (%)
Barranco de Cortemoro	2,20	2,95	2,79	1211	716	0,17
Barranco Sollondón	8,69	5,35	5,00	1200	739	0,09
Arroyo de los Cobatos	5,90	3,91	4,55	1470	730	0,19
Nac. Nela y Bernía	10,00	6,95	6,88	1300	740	0,08
Barranco Lanosa	2,10	1,5	1,6	850	700	0,09

Tabla 25: Resultados del estudio hidrológico (Características de las subcuencas alimentadoras).

Elaboración propia.

Subcuenca	Tc (hrs)	Kd	Ka	Pd (mm)	Pdc (mm)	Id (mm/h)
Barranco de Cortemoro	0,92	1,06	0,98	181,66	177,51	7,40
Barranco Sollondón	1,62	1,12	0,94	181,66	170,28	7,10
Arroyo de los Cobatos	1,30	1,09	0,95	181,66	172,32	7,18
Nac. Nela y Bernía	2,10	1,15	0,93	181,66	169,55	7,06
Barranco Lanosa	0,64	1,04	0,98	181,66	177,75	7,41

Tabla 26: Resultados del estudio hidrológico (Parámetros para el cálculo de la escorrentía).

Elaboración propia.

Subcuenca	It (mm)	Valor medio (βm)	Periodo de retorno en años (Ft)	Coefficiente corrector (β)	Grupo de suelo	Uso de Suelo
Barranco de Cortemoro	69,77	0,85	1,95	1,66	B	Prados y praderas
Barranco Sollondón	48,45	0,85	1,95	1,66	C	Prados y praderas
Arroyo de los Cobatos	55,70	0,85	1,95	1,66	C	Matorral Boscoso
Nac. Nela y Bernía	41,49	0,85	1,95	1,66	C	Prados y praderas
Barranco Lanosa	84,94	0,85	2,95	2,51	C	Prados y praderas

Tabla 27: Resultados del estudio hidrológico (Parámetros para el cálculo de la escorrentía).

Elaboración propia.

Subcuenca	Umbral escorrentía inicial (Poi)	Umbral escorrentía corregido (Po)	Pdc/Po	Coefficiente de escorrentía (C)	Coefficiente de uniformidad (Kt)	Caudal Q(máximo) m ³ /s
Barranco de Cortemoro	55,00	91,16	1,95	0,14	1,06	6,37
Barranco Sollondón	22,00	36,47	4,67	0,41	1,12	53,97
Arroyo de los Cobatos	22,00	36,47	4,73	0,42	1,09	41,58
Nac. Nela y Bernía	22,00	36,47	4,65	0,41	1,15	54,73
Barranco Lanosa	22,00	55,17	3,22	0,29	1,04	14,84

Tabla 28: Resultados del estudio hidrológico (Parámetros para el cálculo de la escorrentía).

Elaboración propia.

El sumatorio total de los caudales resultantes en el emplazamiento de la presa será el de todas las subcuencas confluyentes en ese punto. Obteniéndose como dato:

$$171,48 \frac{m^3}{s} \approx 171 \frac{m^3}{s}$$

4.1.4 CUDALES MEDIOS Y APORTACIONES ANUALES (1950-2016)

Para el estudio de los caudales medios partiremos del dato obtenido a partir de los datos de precipitaciones calculados en ese estudio, en el cual obteníamos un dato de precipitaciones anuales medio durante el periodo (1950-2016) de **1340 mm (3.67mm/día)** a 2,5 km del emplazamiento de proyecto (Est. Robredo-Ahedo).

Siguiendo las directrices de la norma 5.2 IT y desarrollando una serie de tablas y funciones en diferentes y hojas de Excel hemos obtenido los nuevos parámetros para el cálculo de los caudales medios anuales durante el periodo estudiado.

La metodología ha sido similar a la del cálculo del caudal máximo, pero partiendo de la precipitación media. Además se han tomado los coeficientes de escorrentía calculados anteriormente en el estudio de caudales máximos.

Intensidad media periodo t (lt)	Coefficiente de escorrentía (C)	Superficie (Km2)	Coefficiente de uniformidad (Kt)	Caudal Medio por Subcuenca 1950-2016 (m ³ /s)	Caudal medio total 1950-2016 (m ³ /s)
1,42	0,14	2,2	1,06	0,13	3.47
0,99	0,41	8,69	1,12	1,09	
1,13	0,42	5,9	1,09	0,84	
0,84	0,41	10	1,15	1,11	
1,73	0,29	2,1	1,04	0,30	

Tabla 29: Cálculo del caudal medio 1950-2016. Elaboración propia.

Tomando la expresión de caudal que aparece a continuación y los coeficientes de la Tabla 8 se obtiene un caudal medio entrante al embalse por medio de precipitaciones de $3.47 \frac{m^3}{s}$

$$Q (\text{medio anual}) = \frac{C * It * A * Kt}{3,6} \quad (15)$$

(Expresión para el cálculo del Caudal) [3]

Del caudal medio obtenido en el periodo estudiado podemos también estimar la aportación anual media al embalse:

$$3.47 \frac{m^3}{s} * 3600s * 24 * 365 = 109429920 \frac{m^3}{\text{anuales}}$$

$$\approx 109,43 Hm^3 / \text{año.}$$

Además del caudal y aportación media durante los años 1950 a 2016 se ha estudiado cada año de forma independiente con cada caudal y aportación anual. Para ello, con intención de simplificar los cálculos se han evaluado los resultados teniendo en cuenta la cuenca alimentadora en su conjunto. Es decir, realizando la media ponderada de cada parámetro de las subcuencas de Cortemoro, Sollondón, Cobatos y Nela de acuerdo a la superficie de cada una y el peso de sus características topográficas y geológicas

Coeficiente de Escorrentía Ponderada	Superficie de la Cuenca %	Intensidad media de precipitación Ponderada	Coeficiente de uniformidad Kt Ponderado
0,391	0,082 (Cortemoro)	1,002	1,119
	0,324 (Sollondón)		
	0,220 (Cobatos)		
	0,373 (Nela y Bernía)		

Tabla 30: Coeficientes ponderados para el cálculo del caudal anual. Estudio propio.

Año Hidrológico	Precipitación acumulada (mm)	Caudal medio Año natural (m^3/s)	Caudal medio Año hidrológico (m^3/s)	Aportación Año natural (Hm^3)	Aportación Año hidrológico (Hm^3)
1950-1951	1366	3,47	3,82	109,57	120,48
1951-1952	1448	3,68	3,95	116,13	124,47
1952-1953	1645	4,18	3,82	131,96	120,45
1953-1954	1510	3,84	4,18	121,10	131,85
1954-1955	1355	3,45	2,40	108,67	75,56
1955-1956	1117	2,84	3,58	89,56	112,98
1956-1957	1715	4,36	3,53	137,50	111,31
1957-1958	1241	3,16	3,38	99,51	106,61
1958-1959	1427	3,63	3,68	114,43	116,12
1959-1960	1777	4,52	4,18	142,47	131,72
1960-1961	1585	4,03	3,72	127,10	117,20

Año Hidrológico	Precipitación acumulada (mm)	Caudal medio Año natural (m^3/s)	Caudal medio Año hidrológico (m^3/s)	Aportación Año natural (Hm^3)	Aportación Año hidrológico (Hm^3)
1961-1962	1348	3,43	4,51	108,10	142,31
1962-1963	1633	4,15	4,10	130,94	129,45
1963-1964	1418	3,61	2,47	113,75	78,03
1964-1965	1191	3,03	3,69	95,55	116,52

Tabla 31: Caudal y aportación de cada año hidrológico (1950-1965). Estudio propio.

Año Hidrológico	Precipitación acumulada (mm)	Caudal medio Año natural (m^3/s)	Caudal medio Año hidrológico (m^3/s)	Aportación Año natural (Hm^3)	Aportación Año hidrológico (Hm^3)
1965-1966	1411	3,32	3,45	104,78	108,80
1966-1967	1764	4,15	4,21	130,94	132,63
1967-1968	1482	3,49	3,81	110,01	120,08
1968-1969	1038	2,44	3,23	77,04	101,90
1969-1970	1688	3,97	4,38	125,29	138,22
1970-1971	1537	3,62	4,31	114,09	135,87
1971-1972	1939	4,56	5,61	143,92	176,83
1972-1973	1839	4,33	4,42	136,49	139,39
1973-1974	2026	4,77	4,06	150,41	128,09
1974-1975	1861	4,38	5,06	159,59	166,21
1975-1976	1913	4,50	4,14	130,42	150,30
1976-1977	1468	3,46	3,48	109,85	111,88
1977-1978	1517	3,57	3,45	108,86	141,31
1978-1979	1803	4,25	3,45	108,83	139,72
1979-1980	1961	4,62	4,13	130,37	122,40

Tabla 32: Caudal y aportación de cada año hidrológico (1965-1980). Estudio propio.

Año Hidrológico	Precipitación acumulada (mm)	Caudal medio Año natural (m^3/s)	Caudal medio Año hidrológico (m^3/s)	Aportación Año natural (Hm^3)	Aportación Año hidrológico (Hm^3)
1980-1981	1488	3,78	2,77	119,29	87,48
1981-1982	959	2,44	3,81	76,89	120,03
1982-1983	998	2,54	3,11	80,06	98,19
1983-1984	1201	3,05	3,04	96,34	95,78
1984-1985	1359	3,46	2,48	109,00	78,27
1985-1986	994	2,53	2,26	79,72	71,29

Año Hidrológico	Precipitación acumulada (mm)	Caudal medio Año natural (m^3/s)	Caudal medio Año hidrológico (m^3/s)	Aportación Año natural (Hm^3)	Aportación Año hidrológico (Hm^3)
1986-1987	815	2,07	3,29	65,36	103,80
1987-1988	1010	2,57	3,31	80,96	104,35
1988-1989	1175	2,99	2,06	94,19	64,98
1989-1990	873	2,22	2,56	69,99	80,68
1990-1991	1179	3,00	3,43	94,53	108,03
1991-1992	1301	3,31	3,42	104,37	107,79
1992-1993	1530	3,89	3,45	122,69	108,77
1993-1994	1261	3,21	2,98	101,09	93,83
1994-1995	981	2,50	2,72	78,70	85,68

Tabla 33: Caudal y aportación de cada año hidrológico (1980-1995). Estudio propio.

Año Hidrológico	Precipitación acumulada (mm)	Caudal medio Año natural (m^3/s)	Caudal medio Año hidrológico (m^3/s)	Aportación Año natural (Hm^3)	Aportación Año hidrológico (Hm^3)
1995-1996	1142	2,90	2,84	91,59	89,66
1996-1997	1421	3,61	3,68	113,98	115,98
1997-1998	1358	3,45	3,49	108,89	110,13
1998-1999	1368	3,48	3,26	109,68	102,72
1999-2000	1334	3,39	3,30	106,97	103,95
2000-2001	1246	3,17	3,24	99,96	102,10
2001-2002	1142	2,90	2,76	91,59	87,01
2002-2003	1328	3,38	3,45	106,52	108,76
2003-2004	1397	3,55	3,88	112,06	122,25
2004-2005	1629	4,14	4,10	130,60	129,33
2005-2006	1268	3,22	4,10	101,65	129,33
2006-2007	782	1,99	2,85	62,69	89,74
2007-2008	1053	2,68	2,20	84,45	69,32
2008-2009	1198	3,05	2,99	96,05	94,42
2009-2010	1222	3,11	3,13	97,96	98,73

Tabla 34: Caudal y aportación de cada año natural e hidrológico (1995-2010). Estudio propio.

Año Hidrológico	Precipitación acumulada (mm)	Caudal medio Año natural (m ³ /s)	Caudal medio Año hidrológico (m ³ /s)	Aportación Año natural (Hm ³)	Aportación Año hidrológico (Hm ³)
2010-2011	1224	3,11	3,01	98,16	95,00
2011-2012	964	2,45	2,25	77,28	71,11
2012-2013	799	2,03	2,71	64,11	85,54
2013-2014	1006	2,56	2,24	80,70	70,76
2014-2015	1023	2,60	2,80	82,06	88,42
2015-2016	1007	2,56	2,48	80,75	78,18

Tabla 35: Caudal y aportación de cada año natural e hidrológico (2010-2016). Estudio propio.

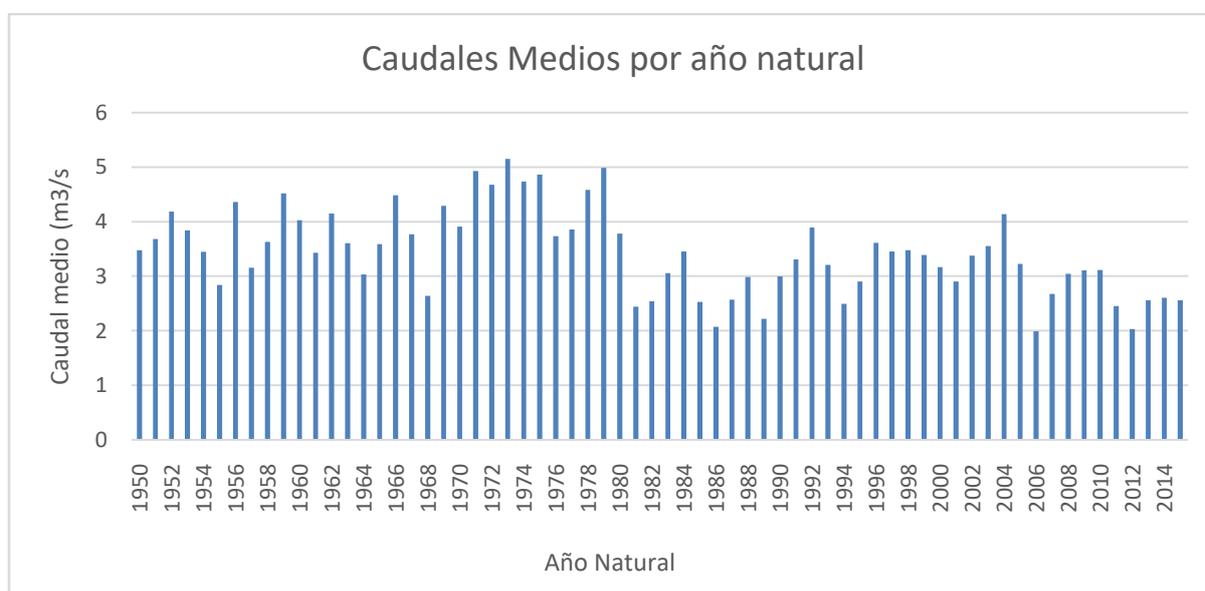


Ilustración 43: Caudales alimentadores del embalse 1950-2016 (año natural). Estudio propio.

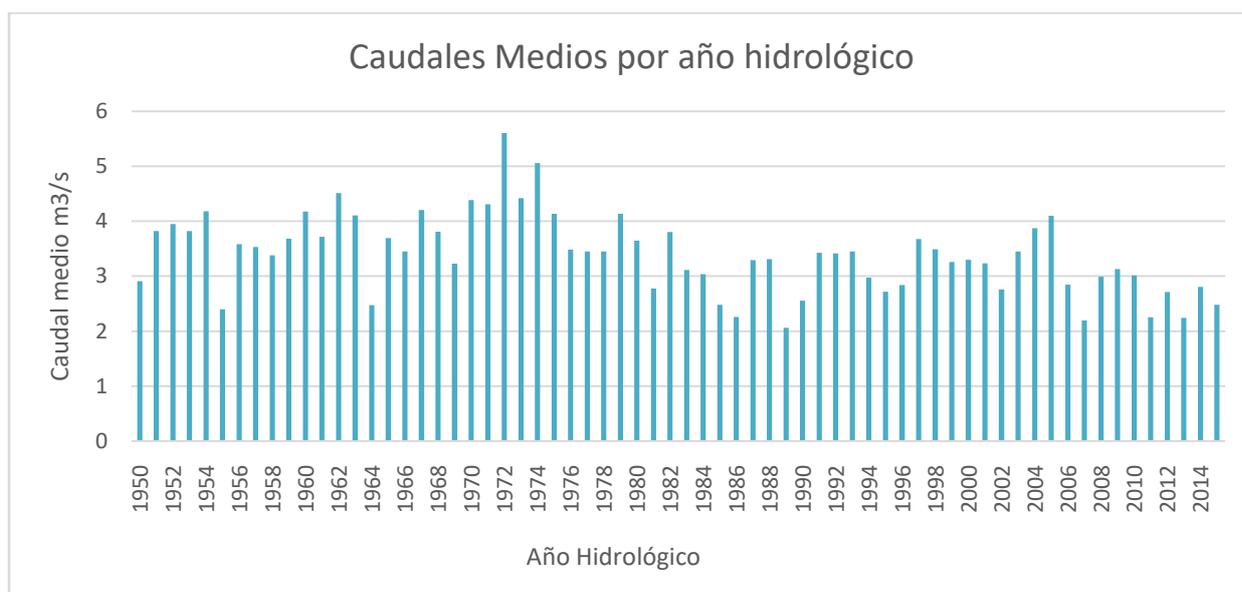


Ilustración 44: Caudales alimentadores del embalse 1950-2016 (año hidrológico). Estudio propio.

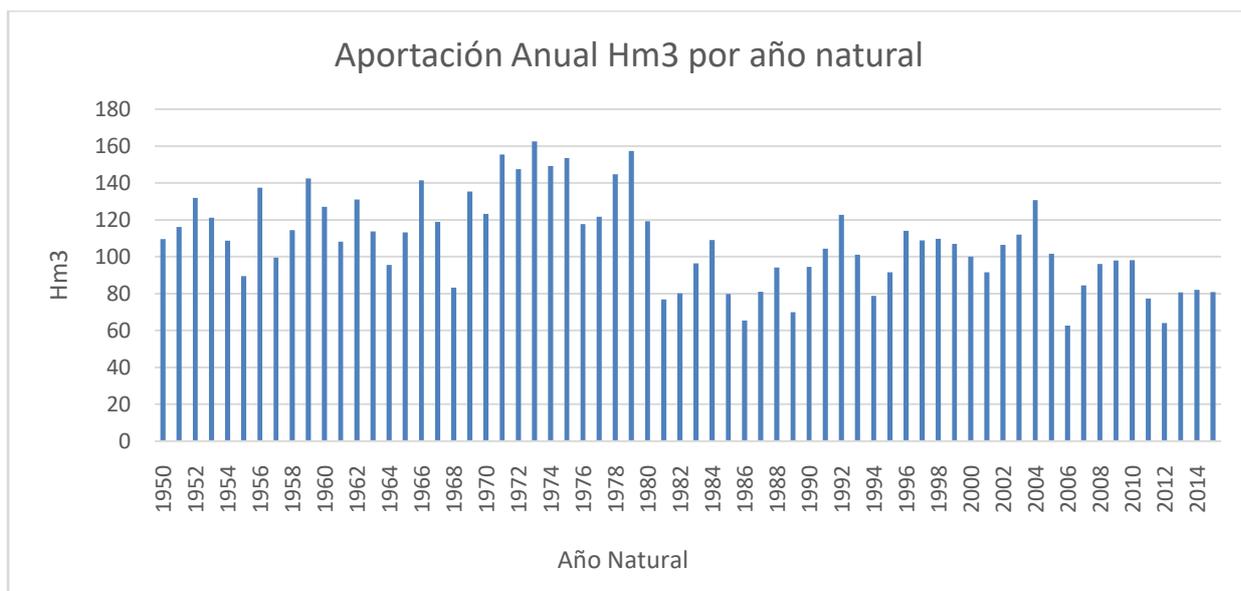


Ilustración 45: Aportación anual de los caudales al embalse 1950-2016 (año natural). Estudio propio.

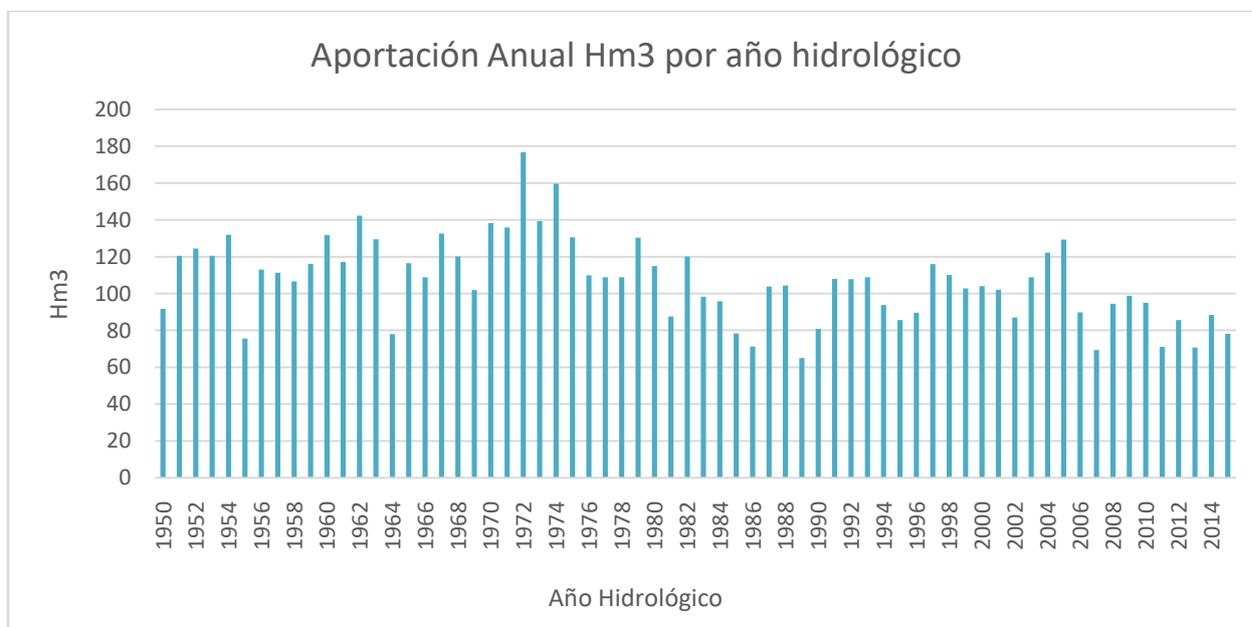


Ilustración 46: Aportación anual de los caudales al embalse 1950-2016 (año hidrológico) . Estudio propio.

4.1.5 CAUDALES MEDIOS Y APORTACIONES MENSUALES (1950-2016)

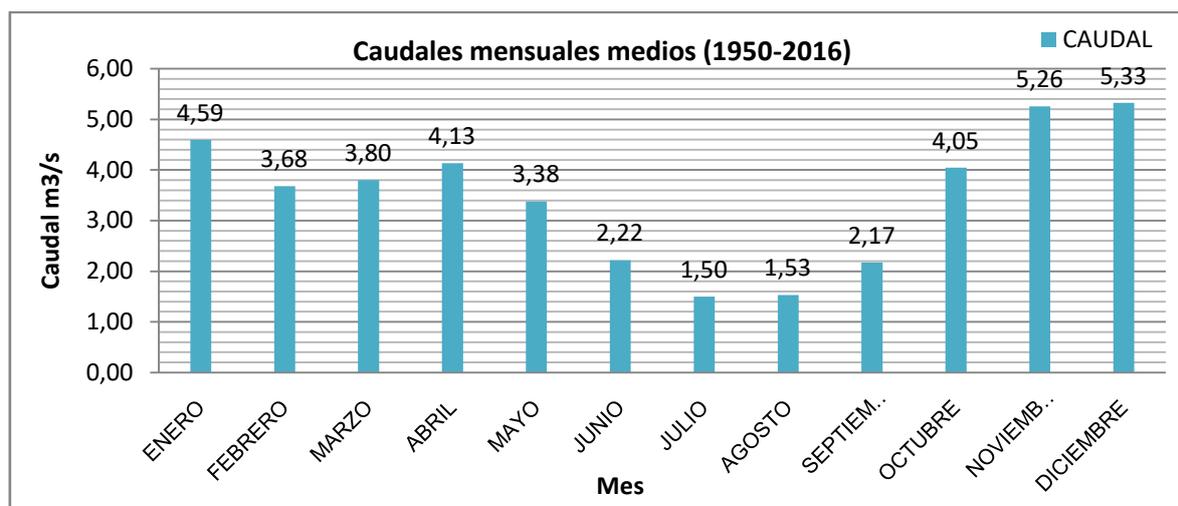


Ilustración 47: Caudales medios mensuales del río Nela a su paso por Busnela. Elaboración propia.

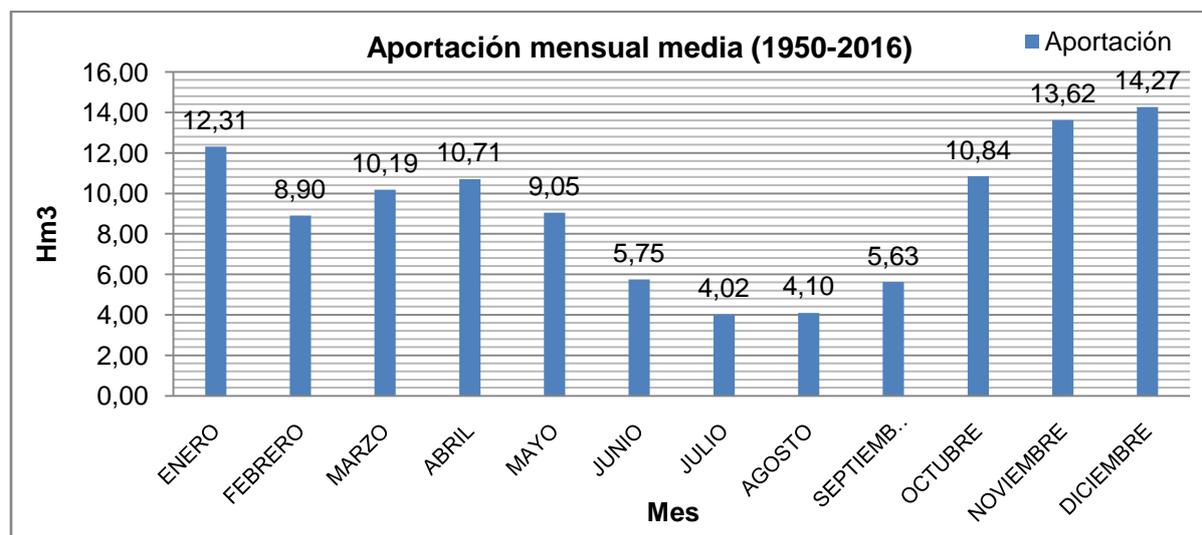


Ilustración 48: Aportación media mensual del río Nela y confluencias a su paso por Busnela. Elaboración propia.

MES	Precipitación	Caudal	Aportación
ENERO	147,94	4,59	12,31
FEBRERO	118,49	3,68	8,90
MARZO	122,45	3,80	10,19
ABRIL	133,04	4,13	10,71
MAYO	108,79	3,38	9,05
JUNIO	71,45	2,22	5,75
JULIO	48,33	1,50	4,02
AGOSTO	49,32	1,53	4,10
SEPTIEMBRE	69,92	2,17	5,63
OCTUBRE	130,29	4,05	10,84
NOVIEMBRE	169,23	5,26	13,62
DICIEMBRE	171,50	5,33	14,27

4.1.6 CAUDAL DEL AÑO TIPO.

Los datos calculados de caudales y aportaciones medios en el anterior apartado permiten clasificar los 65 años estudiados en años muy secos, secos, normales, húmedos y muy húmedos. Esta información sirve de referencia para conocer los recursos hídricos y volumen del embalse y posteriormente para estimar el año tipo y caudal ecológico. En lo referente al caudal de equipamiento de la central, como en este caso se trata de una central de bombeo reversible pura, no dependerá de forma tan estricta del caudal del año tipo como en una central de pie de presa o agua fluyente. El caudal de equipamiento de la central, cuestión que se tratará más adelante, dependerá directamente del volumen del embalse superior y de la potencia y factor capacidad de los campos eólicos de la zona, ya que como el título del presente proyecto bien dice, se trata de una central hidroeléctrica.

Aportación anual Hm ³		
Máxima	Mínima	Rango
176,83	64,98	111,85

Tabla 36: Aportaciones anuales. Elaboración propia.

A partir del rango obtenido (Tabla 35) se puede elaborar una clasificación de los años según su nivel de humedad:

Aportación límite (Hm ³)	Tipo de año	Número de años
Rango 15%	Muy seco	10
Rango 35%	Seco	19
Rango 65%	Normal	32
Rango 85%	Húmedo	4
Rango 100%	Muy Húmedo	1

Tabla 37: Clasificación de los años por tipología. Elaboración propia.

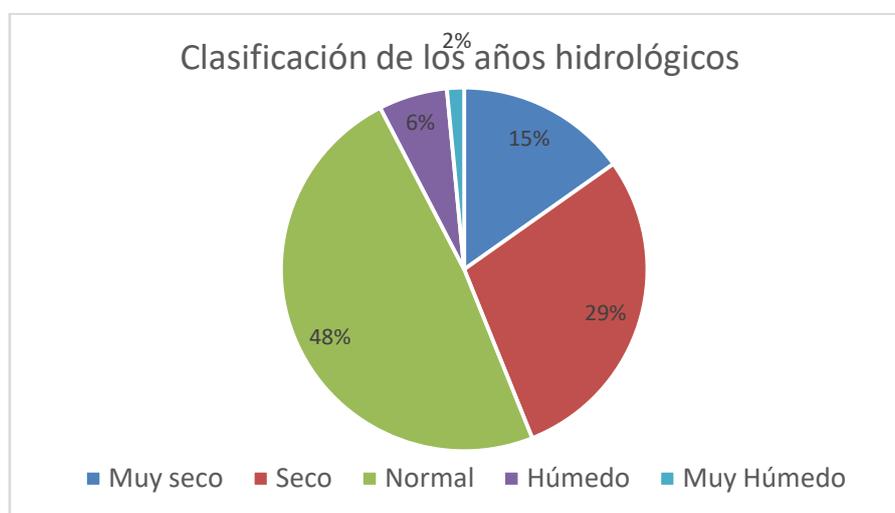


Ilustración 49: Tipología de los años según su aportación. Elaboración propia.

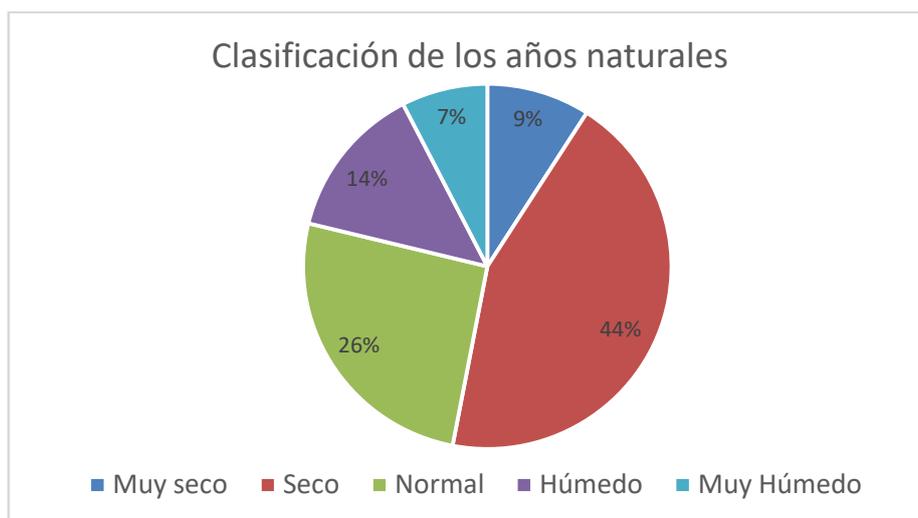


Ilustración 50: Tipología de los años según su aportación. Elaboración propia.

Comparación de años hidrológicos frente a años naturales

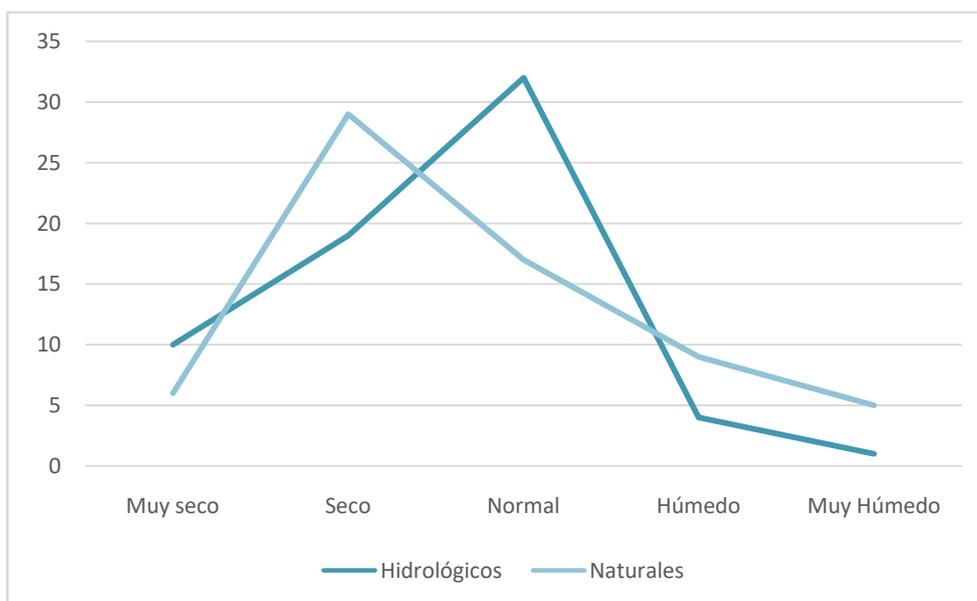


Ilustración 51: Comparativa de años naturales e hidrológicos. Elaboración propia.

A continuación (Tabla 38) se muestra el número de años clasificados como “muy secos”, su caudal y aportación por año hidrológico⁶. Como se observa (Ilustración 49: Tipología de los años según su aportación. Elaboración propia. Ilustración 49) el porcentaje de estos años sobre los 66 estudiados es del 15% con 10 años con esta denominación.

⁶ El año hidrológico para el hemisferio norte español es considerado desde el primer día de octubre del año en cuestión hasta finales de septiembre del año siguiente.

AÑOS MUY SECOS		
Año hidrológico	Caudal (m^3/s)	Aportación (Hm^3)
1955	2,40	75,56
1964	2,47	78,03
1985	2,48	78,27
1986	2,26	71,29
1989	2,06	64,98
1990	2,56	80,68
2007	2,20	69,32
2011	2,25	71,11
2013	2,24	70,76
2015	2,48	78,18

Tabla 38: Años muy secos. Elaboración propia.

AÑOS SECOS		
Año hidrológico	Caudal (m^3/s)	Aportación (Hm^3)
1950	2,91	91,73
1969	3,23	101,90
1981	2,77	87,48
1983	3,11	98,19
1984	3,04	95,78
1987	3,29	103,80
1994	2,98	93,83
1995	2,72	85,68
1996	2,84	89,66
1999	3,26	102,72
2000	3,30	103,95
2001	3,24	102,10
2002	2,76	87,01
2006	2,85	89,74
2008	2,99	94,42
2009	3,13	98,73
2010	3,01	95,00
2012	2,71	85,54
2014	2,80	88,42

Tabla 39: Años secos. Elaboración propia.

AÑO NORMAL		
Año hidrológico	Caudal (m^3/s)	Aportación (Hm^3)
1951	3,82	120,48
1952	3,95	124,47

AÑO NORMAL		
Año hidrológico	Caudal (m^3/s)	Aportación (Hm^3)
1953	3,82	120,45
1954	4,18	131,85
1956	3,58	112,98
1957	3,53	111,31
1958	3,38	106,61
1959	3,68	116,12
1960	4,18	131,72
1961	3,72	117,20
1963	4,10	129,45
1965	3,69	116,52
1966	3,45	108,80
1967	4,21	132,63
1968	3,81	120,08
1971	4,31	135,87
1975	4,14	130,42
1976	3,48	109,85
1977	3,45	108,86
1978	3,45	108,83
1979	4,13	130,37
1980	3,64	114,94
1982	3,81	120,03
1988	3,31	104,35
1991	3,43	108,03
1992	3,42	107,79
1993	3,45	108,77
1997	3,68	115,98
1998	3,49	110,13
2003	3,45	108,76
2004	3,88	122,25
2005	4,10	129,33

Tabla 40: Años normales. Elaboración propia.

AÑO HUMEDO		
Año hidrológico	Caudal (m^3/s)	Aportación (Hm^3)
1962	4,51	142,31
1970	4,38	138,22
1973	4,42	139,39
1974	5,06	159,59

Tabla 41: Años húmedos. Elaboración propia.

AÑO MUY HUMEDO		
Año hidrológico	Caudal (m^3/s)	Aportación (Hm^3)
1972	5,61	176,83

3Tabla 42: Años muy húmedos. Elaboración propia.

4.1.7 CAUDAL ECOLÓGICO.

Los caudales ecológicos hacen referencia a aquellos que mantienen como mínimo la vida piscícola que de manera natural existiría o pudiera existir en un medio fluvial junto a su vegetación ribereña [11].



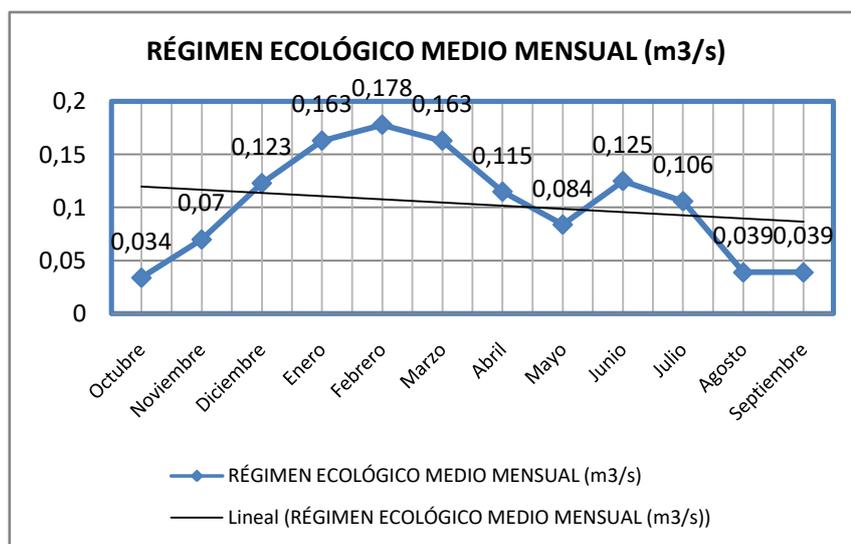
Ilustración 52: Estaciones de aforo con régimen de caudales ecológicos mínimos en la Demarcación del Ebro. Fuente: CHEBRO.

Nombre masa de agua	Aforo de referencia	Serie SIMPA utilizada	Hidrorregión	Inicio estudio	Fin estudio
Río Nela desde el río Trueba hasta su desembocadura en el río Ebro	92	232	22243	1987	2006

Tabla 43: Datos del río en el tramo estudiado. Fuente: CHEBRO [12].

Tabla 44: Régimen ecológico del Río Nela. Fuente: CHEBRO[12].

Régimen ecológico medio mensual (m3/s)	
Octubre	0,034
Noviembre	0,07
Diciembre	0,123
Enero	0,163
Febrero	0,178
Marzo	0,163
Abril	0,115
Mayo	0,084
Junio	0,125
Julio	0,106
Agosto	0,039
Septiembre	0,039



ANEXO 2.2

ESTUDIO EÓLICO

ANEXO 2.2: ESTUDIO EÓLICO

1	OBJETO	1
2	UBICACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS	2
2.1	PARQUE EÓLICO LA PEÑUCA	2
2.2	PARQUE EÓLICO LA MAGDALENA.....	3
2.3	PARQUE EÓLICO VALDEPORRES.....	3
2.4	PARQUE EÓLICO LA COTERA	4
3	CALCULO DE LOS DATOS EÓLICOS	5
3.1	PARQUE EÓLICO LA PEÑUCA	8
3.1.1	POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO	8
3.1.2	PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE	8
3.2	PARQUE EÓLICO VALDEPORRES.....	16
3.2.1	POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO	16
3.2.2	PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE	16
3.3	PARQUE EÓLICO MAGDALENA	18
3.3.1	POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO	18
3.3.2	PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE	18
3.4	PARQUE EÓLICO LA COTERA	24
3.4.1	POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO	24
3.4.2	PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE	24
4	FACTOR CAPACIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS.....	30
5	PRODUCCIÓN Y POTENCIA ANUAL DE LOS PARQUES	31

1 OBJETO

El propósito principal de este estudio es determinar la ubicación exacta de los parques eólicos que forman parte de la Central hidroeólica de Busnela (P.E La Cotera, P.E La Peñuca, P.E La Magdalena y P.E Valdeporres) con el fin de obtener en la zona la dirección de viento dominante, su frecuencia, la velocidad media de viento y los parámetros de Weibull asociados a las coordenadas de cada parque eólico. Una vez determinados los datos anteriores se ha estudiado cada modelo de turbina eólica instalada en cada uno de los parques y se han calculado las horas de funcionamiento, la energía anual generada, el rendimiento eléctrico global, el factor de carga y las horas de funcionamiento equivalentes anuales.

Dado que las coordenadas proporcionadas por la *Asociación eólica española (AEE)* y la entidad *Thewindpower* no se corresponden con las coordenadas de localización reales de los campos se ha tenido que realizar un estudio previo para determinar la ubicación exacta de dichos parques eólicos con la ayuda de visores topográficos como IBERPIX (Instituto geográfico Nacional) e IDECyl (Infraestructuras de Castilla y León). Una vez determinadas las zonas de operación de cada parque eólico se han definido tres coordenadas principales que acotan los límites; una coordenada que define la zona central del parque eólico y los extremos del mismo (A Este, Oeste, Norte o Sur). Dichas coordenadas se han comparado con los datos de velocidad de viento, potencia eólica, frecuencia y parámetros de Weibull de los registros de la página “Atlas eólico” perteneciente al Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE) y posteriormente se ha desarrollado el estudio técnico de los datos de funcionamiento de cada parque.



Ilustración 1: Mapa eólico de España. FUENTE: Meteosim.

2 UBICACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS

Durante el estudio previo de localización de las infraestructuras eólicas se ha llegado a la determinación de que las coordenadas facilitadas por la Asociación Eólica Española y TheWindPower no se corresponden con la ubicación de los parques estudiados, por ello se ha recurrido en primer lugar a IBERPIX, el visor del Instituto Geográfico Nacional para localizar de acuerdo al número de turbinas instaladas, cada uno de los parques eólicos. Los parques eólicos se encuentran definidos por 3 coordenadas seleccionadas mediante el visor IBERPIX referentes a la Latitud y longitud de la zona central del parque y sus extremos.

2.1 PARQUE EÓLICO LA PEÑUCA

Latitud (Zona central)	Longitud (Zona central)	Sistema geodésico	Altura del emplazamiento (m)
43° 4' 38.12"	3° 47' 22.59"	ETRS89	1314.1
Coordenada X	Coordenada Y		
435720.75	4769700.67		

Tabla 1: Elaboración propia a partir de datos de IBERPIX (Instituto geográfico nacional).



Tabla 2: Localización del parque eólico "La Peñuca". Visor IBERPIX (Instituto geográfico Nacional) [10].

2.2 PARQUE EÓLICO LA MAGDALENA

Latitud (Zona central)	Longitud (Zona central)	Sistema geodésico	Altura del emplazamiento (m)
43° 2' 31.18"	3° 50' 47.14"	ETRS89	1020
Coordenada X	Coordenada Y		
431056.00	4765825.78		

Tabla 3: Elaboración propia a partir de datos de IBERPIX (Instituto geográfico nacional).



Tabla 4: Localización del parque eólico "La Magdalena". Visor IBERPIX (Instituto geográfico Nacional) [10].

2.3 PARQUE EÓLICO VALDEPORRES

Latitud (Zona central)	Longitud (Zona central)	Sistema geodésico	Altura del emplazamiento (m)
43° 2' 31.18"	3° 50' 47.14"	ETRS89	1196.7
Coordenada X	Coordenada Y		
432318.87	4768332.18		

Tabla 5: Elaboración propia a partir de datos de IBERPIX (Instituto geográfico nacional).



Tabla 6: Localización del parque eólico "Valdeporres". Visor IBERPIX (Instituto geográfico Nacional) [10].

2.4 PARQUE EÓLICO LA COTERA

Latitud (Zona central)	Longitud (Zona central)	Sistema geodésico	Altura del emplazamiento (m)
43° 2' 24.39"	3° 48' 8.33"	ETRS89	873
Coordenada X	Coordenada Y		
434647.07	4765581.15		

Tabla 7:Elaboración propia a partir de datos de IBERPIX (Instituto geográfico nacional).



Tabla 8: Localización del parque eólico "La Cotera". Visor IBERPIX (Instituto geográfico Nacional) [10].

3 CALCULO DE LOS DATOS EÓLICOS

Para el cálculo de los parámetros que definen los datos eólicos en los emplazamientos de cada parque eólico estudiado se ha recurrido a la información de los registros climatológicos del *Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía* (IDAE). A través de la tecnología y los estudios que *Meteosim True Wind* llevó a cabo para el IDAE es posible conocer datos de diferentes coordenadas relacionados con la dirección dominante del viento, su frecuencia, la velocidad media¹ y los parámetros de Weibull que definen la probabilidad de ocurrencia de los vientos. Tales registros están realizados a 80 metros sobre el suelo, por ello es necesario ajustar los datos a la altura de las diferentes turbinas eólicas instaladas en cada parque mediante las siguientes expresiones [25]:

$$k' = k * \left(\frac{1 - 0.088 * \ln\left(\frac{z}{10}\right)}{1 - 0.088 * \ln\left(\frac{z'}{10}\right)} \right) \quad (1)$$

Donde “k” es el parámetro “k” de Weibull ajustado a la altura de la turbina eólica instalada “z” y “z” es la altura de referencia (80 metros).

$$c' = c * \left(\frac{z'}{z} \right)^\beta \quad (2)$$

Donde “c” es el parámetro “c” de Weibull ajustado a la altura de la turbina eólica instalada y β es un coeficiente que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\beta = \frac{0.37 - 0.088 * \ln(c)}{1 - 0.088 * \ln\left(\frac{z}{10}\right)} \quad (3)$$

Una vez calculados los parámetros de Weibull a la altura de la turbina eólica, se realiza una media de los datos de las coordenadas empleadas en el estudio para posteriormente, a partir de los datos presentes en los catálogos de cada modelo de turbina, estimar la potencia aprovechable de cada campo eólico (kW), la energía anual generada (kWh/año), el rendimiento eléctrico global anual, el factor de carga y las horas de funcionamiento del parque. Para ello se emplean las expresiones siguientes, las cuales hacen referencia a la energía producida por el aerogenerador a partir de la función $p(v)$ (función densidad de

¹ Medida a 80 metros sobre el terreno.

probabilidad de velocidad) y $P(v)$ (potencia aerogenerador-velocidad viento a partir de la curva potencia) correspondiente a un periodo “t”.

$$E = t * \int_0^{\infty} p(v) * P(v)dv \quad (4)$$

Donde “E” es la energía producida por aerogenerador (kWh),

$$\bar{P}(\text{Potencia media kW}) = \frac{E}{t} = \int_0^{\infty} p(v) * P(v)dv = \int_{VA}^{VD} p(v) * P(v)dv \quad (5)$$

Donde “VA” es la velocidad de arranque del aerogenerador, “VD” la velocidad de desconexión y “VN” la velocidad nominal (Datos de su ficha técnica).

$$\bar{P}(\text{Potencia media kW}) \approx \sum_i p_i * P_i(v) \Delta v_i \quad (6)$$

$$\bar{P}(\text{Potencia media kW}) = \int_{VA}^{VN} p(v) * P(v)dv + PN * \int_{VN}^{VD} p(v) * P(v)dv = A + B \quad (7)$$

$$\int_{VN}^{VD} p(v)dv = F(Vd) - F(Vn) = e^{-\left(\frac{Vn}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{Vd}{c}\right)^k} \quad (8)$$

$F(v)$: función distribución de probabilidad acumulada que representa la probabilidad que la velocidad del viento sea menor o igual a un determinado valor v (m/s).

Por otro lado, para el cálculo de los factores correctores de energía (Densidad “Kd”, comportamiento “Kc”, interferencias por obstáculos “Ki”, disponibilidad “Ka”, pérdidas de interconexión “kp” y factor de utilización “Ku”) se precisa conocer la T^a media de la zona de los parques eólicos y su altura, así como la separación entre los eólos de cada parque eólico.

Para ello emplearemos las siguientes expresiones:

$$\text{Factor densidad (Kd)} = \left(\frac{288}{T} + 273\right) * e^{-\frac{h}{8435}} \quad (9)$$

Donde “h” es la altura media del parque eólico y “T” la temperatura de la zona.

La temperatura media de la zona se ha estimado a partir de un mapa climatológico elaborado por el Instituto Nacional de Meteorología que aparece a continuación:

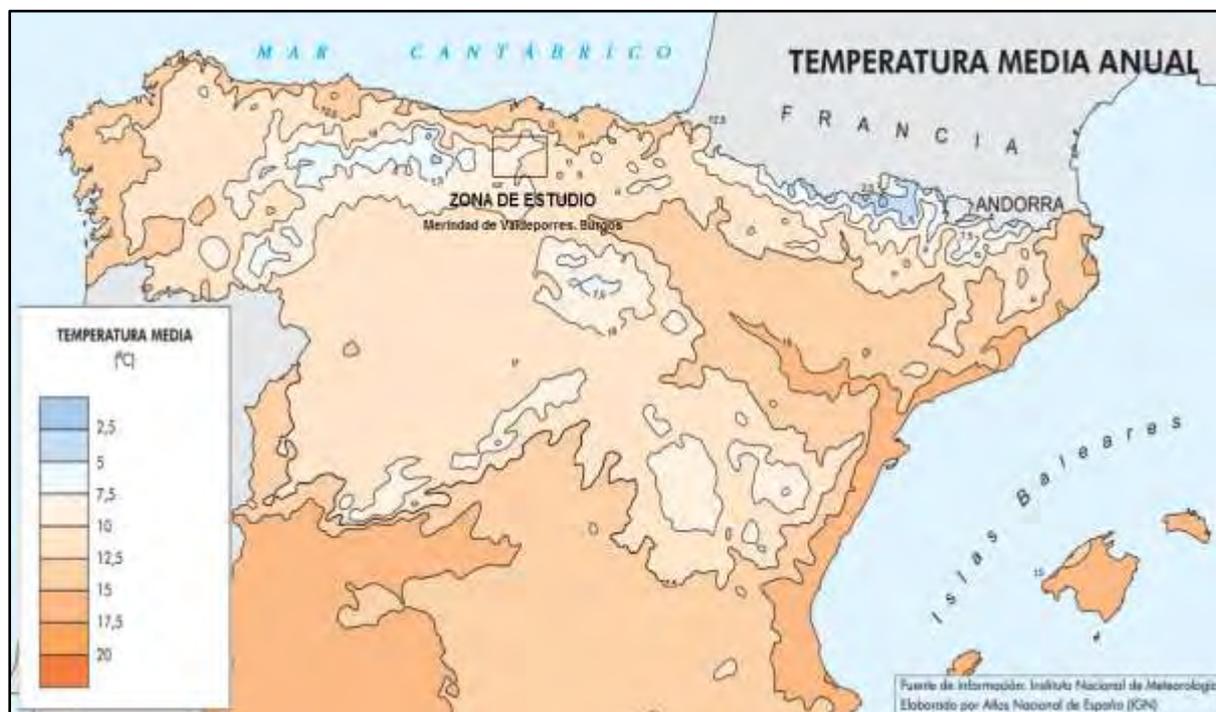


Ilustración 2: Temperatura media anual. Fuente: Instituto Geográfico Nacional.

Dado que las instalaciones eólicas estudiadas se encuentran en la zona norte de la provincia de Burgos, concretamente en las Merindades de Valdeporres, la Tª media del lugar se encuentra en un rango de entre 7,5°C y 10°C. Por ello se ha utilizado el dato de 9°C (Media aproximada).

Se tendrá en consideración el factor Kd (densidad) para cada parque en función de la cota del emplazamiento.

El resto de factores correctores se considerarán del siguiente modo:

$$Kc * Ki * Ka * Kp * Ku = 0,9.$$

3.1 PARQUE EÓLICO LA PEÑUCA

3.1.1 POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO

A continuación, se muestra un mapa desarrollado por Meteosim que representa el potencial eólico en la ubicación del parque eólico de la Peñuca. Dado que el parque eólico abarca una extensión amplia (Cuadro negro) se han empleado los datos registrados de 4 coordenadas cercanas a las instalaciones.

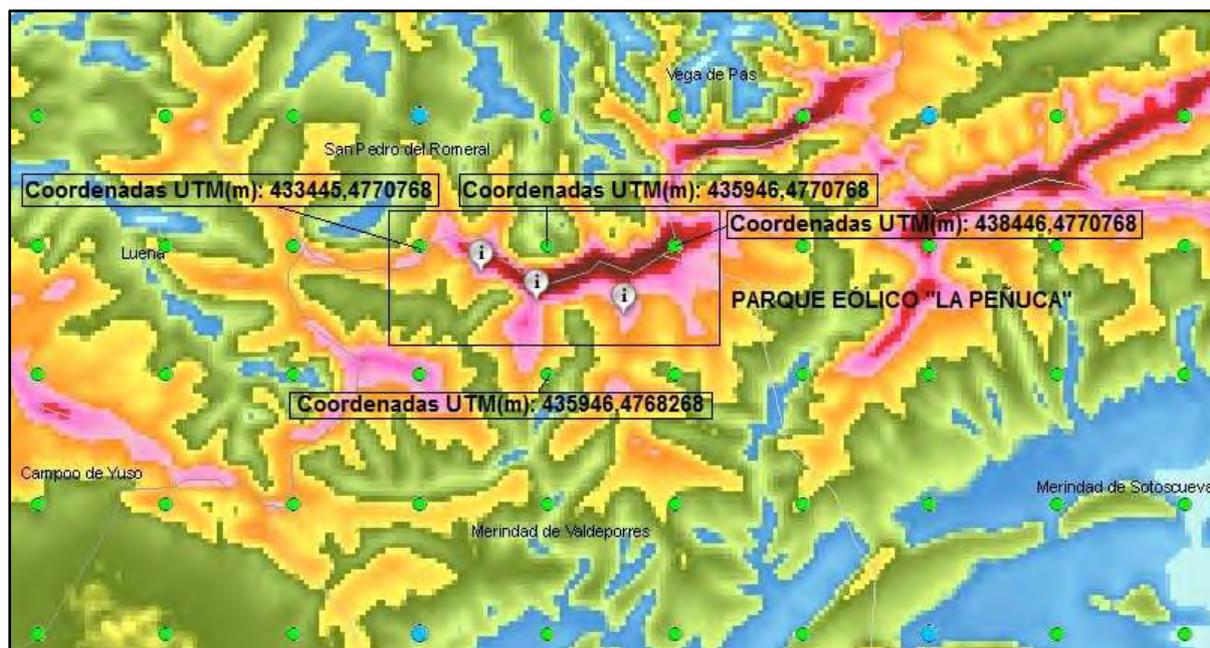


Ilustración 3: Coordenadas UTM de las zonas con registros eólicos. FUENTE: [13].

Los datos aportados por Meteosim en la página "Atlaseólico" del IDAE hacen referencia a parámetros eólicos medidos a 80 metros sobre el suelo, por ello para el cálculo de unos parámetros eólicos más aproximados ajustaremos la altura de 80 metros a la altura de la turbina instalada en cada campo, en este caso la altura de las turbinas NegMicon NM72c/1500 (64 metros) [14].

3.1.2 PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE

A continuación, se presentarán los datos de los parámetros eólicos de las 4 coordenadas estudiadas y su correspondiente ajuste. Dichos cálculos se han realizado a partir de tablas aportadas por Meteosim exportadas a Excel y las expresiones de los parámetros de Weibull para cada altura de turbina del parque eólico "La peñuca".

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kW)	Potencia total instalada (kW)
22	Neg Micon NM72c/1500	1500	33000

Tabla 9: Características de las turbinas instaladas en el parque eólico. Fuente: [14].

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 64 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (435946,4770768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 435946,4770768 HUSO 30 (80m)														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	9,64	3,928	2,780	4,542	2,590	2,529	0,385	4,168	1,395	2,186	0,888	1,094	3,699	1,564
NNE	5,41	3,522	1,140	3,998	2,331	2,276	0,404	3,654	1,439	2,318	0,886	1,179	3,236	1,697
NE	3,00	2,911	0,380	3,356	2,316	2,262	0,429	3,050	1,442	2,326	0,886	1,186	2,701	1,706
ENE	2,35	2,927	0,270	3,275	2,349	2,294	0,432	2,974	1,436	2,308	0,886	1,172	2,634	1,686
E	2,37	3,441	0,510	3,900	2,100	2,051	0,407	3,561	1,488	2,463	0,886	1,296	3,155	1,863
ESE	3,39	4,355	1,440	4,827	2,002	1,955	0,377	4,438	1,512	2,535	0,887	1,362	3,935	1,955
SE	4,63	5,464	4,100	6,217	2,057	2,009	0,341	5,762	1,498	2,493	0,886	1,323	5,106	1,902
SSE	4,82	5,816	5,220	6,606	2,014	1,967	0,332	6,135	1,508	2,525	0,887	1,353	5,438	1,943
S	4,62	6,735	7,440	7,533	2,013	1,966	0,313	7,025	1,509	2,526	0,887	1,354	6,228	1,944
SSW	10,01	7,769	24,710	8,912	2,179	2,128	0,289	8,356	1,470	2,410	0,886	1,250	7,400	1,800
SW	11,01	7,666	24,210	8,714	2,311	2,257	0,292	8,164	1,443	2,329	0,886	1,188	7,231	1,709
WSW	4,48	5,767	4,580	6,495	2,028	1,980	0,334	6,028	1,505	2,515	0,886	1,343	5,343	1,929
W	2,30	3,533	0,610	4,147	2,047	1,999	0,398	3,794	1,500	2,501	0,886	1,330	3,363	1,911
WNW	6,41	5,643	6,070	6,353	2,050	2,002	0,337	5,892	1,500	2,499	0,886	1,328	5,222	1,908
NW	12,21	5,350	9,250	6,137	2,352	2,297	0,342	5,686	1,435	2,306	0,886	1,171	5,037	1,684
NNW	13,35	4,750	7,300	5,562	2,453	2,395	0,356	5,137	1,417	2,252	0,886	1,135	4,553	1,629

Tabla 10: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 64 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (438446,4770768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 438446,4770768 (PEÑUCA)														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	8,15	7,134	2,320	8,330	2,725	2,674	0,299	7,900	1,374	2,122	0,889	1,058	7,023	1,506
NNE	5,27	6,547	1,160	7,431	2,383	2,338	0,315	7,027	1,428	2,283	0,886	1,155	6,227	1,660
NE	3,20	5,522	0,440	6,373	2,411	2,366	0,337	6,003	1,423	2,268	0,886	1,145	5,321	1,645
ENE	2,57	5,502	0,340	6,191	2,308	2,265	0,341	5,828	1,442	2,325	0,886	1,184	5,162	1,704
E	2,58	6,696	0,650	7,579	2,157	2,117	0,312	7,171	1,472	2,417	0,886	1,256	6,351	1,809
ESE	3,62	8,239	1,670	9,127	2,064	2,025	0,286	8,676	1,494	2,481	0,886	1,312	7,688	1,886
SE	4,60	10,239	4,330	11,653	2,103	2,064	0,251	11,147	1,485	2,454	0,886	1,288	9,874	1,852
SSE	4,67	10,865	5,270	12,325	2,073	2,034	0,242	11,806	1,492	2,475	0,886	1,306	10,460	1,878
S	4,43	12,248	7,100	13,713	2,011	1,973	0,227	13,171	1,507	2,520	0,886	1,349	11,676	1,936
SSW	9,51	14,089	22,700	16,171	2,229	2,187	0,204	15,598	1,457	2,372	0,886	1,220	13,813	1,756
SW	10,90	14,049	24,010	16,023	2,383	2,338	0,205	15,451	1,428	2,283	0,886	1,155	13,691	1,660
WSW	4,66	10,617	4,800	11,903	2,053	2,015	0,247	11,392	1,496	2,489	0,886	1,319	10,095	1,896
W	2,50	6,676	0,750	7,943	2,093	2,054	0,305	7,524	1,487	2,461	0,886	1,294	6,666	1,861
WNW	7,67	10,607	7,690	11,938	2,124	2,084	0,247	11,426	1,480	2,439	0,886	1,275	10,121	1,835
NW	12,86	9,721	9,540	11,198	2,432	2,386	0,256	10,701	1,419	2,257	0,886	1,138	9,485	1,634
NNW	12,83	8,716	7,220	10,208	2,428	2,382	0,269	9,732	1,420	2,259	0,886	1,139	8,626	1,636

Tabla 11: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 64 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (435946,4770768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 435946,4770768 HUSO 30 (80m)														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	11,50	5,693	3,190	6,547	2,486	2,428	0,333	6,078	1,412	0,887	0,887	1,080	5,389	1,549
NNE	5,67	5,036	1,120	5,718	2,258	2,205	0,352	5,285	1,454	0,886	0,886	1,080	4,681	1,555
NE	2,77	3,957	0,290	4,585	2,203	2,151	0,384	4,208	1,465	0,886	0,886	1,081	3,727	1,556
ENE	1,99	4,027	0,180	4,478	2,352	2,297	0,387	4,107	1,435	0,886	0,886	1,080	3,638	1,554
E	1,99	4,442	0,310	5,067	1,986	1,939	0,370	4,666	1,516	0,887	0,887	1,079	4,138	1,548
ESE	3,03	6,068	1,150	6,726	1,916	1,871	0,329	6,250	1,534	0,888	0,888	1,079	5,549	1,541
SE	4,68	8,016	4,310	9,098	1,947	1,901	0,286	8,536	1,526	0,887	0,887	1,079	7,574	1,544
SSE	5,25	8,602	5,970	9,732	1,934	1,889	0,276	9,150	1,529	0,888	0,888	1,079	8,121	1,543
S	5,11	10,205	8,960	11,418	2,016	1,969	0,253	10,790	1,508	0,887	0,887	1,080	9,566	1,550
SSW	11,04	11,566	28,860	13,264	2,122	2,072	0,232	12,595	1,483	0,886	0,886	1,080	11,156	1,554
SW	10,52	11,112	22,350	12,533	2,211	2,159	0,240	11,879	1,463	0,886	0,886	1,081	10,520	1,556
WSW	3,70	7,836	3,210	8,875	1,921	1,876	0,290	8,320	1,533	0,888	0,888	1,079	7,386	1,542
W	2,02	4,629	0,370	5,343	1,951	1,905	0,362	4,928	1,525	0,887	0,887	1,079	4,373	1,545
WNW	5,40	7,781	4,470	8,768	1,944	1,898	0,291	8,216	1,527	0,887	0,887	1,079	7,291	1,544
NW	11,59	7,656	8,320	8,751	2,234	2,182	0,292	8,200	1,458	0,886	0,886	1,081	7,262	1,556

Tabla 12: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. [Elaboración propia].

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 64 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (435946,4770768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 435946,4770768 HUSO 30 (80m)														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	9,71	5,107	2,970	5,909	2,566	2,506	0,348	5,468	1,399	0,887	0,887	1,079	4,852	1,545
NNE	5,35	4,498	1,130	5,118	2,340	2,285	0,368	4,714	1,438	0,886	0,886	1,080	4,176	1,554
NE	2,98	3,730	0,380	4,295	2,289	2,235	0,393	3,934	1,447	0,886	0,886	1,080	3,484	1,555
ENE	2,41	3,744	0,280	4,192	2,401	2,345	0,397	3,837	1,427	0,886	0,886	1,080	3,400	1,552
E	2,48	4,387	0,520	4,960	2,113	2,063	0,373	4,564	1,485	0,886	0,886	1,080	4,043	1,554
ESE	3,46	5,494	1,440	6,099	1,993	1,946	0,343	5,649	1,514	0,887	0,887	1,080	5,010	1,548
SE	4,62	6,740	3,630	7,689	2,105	2,056	0,310	7,175	1,486	0,886	0,886	1,080	6,356	1,554
SSE	4,59	7,135	4,490	8,163	2,026	1,978	0,301	7,632	1,505	0,886	0,886	1,080	6,765	1,550
S	4,40	8,325	6,470	9,326	2,012	1,965	0,282	8,756	1,509	0,887	0,887	1,080	7,763	1,550
SSW	9,67	9,847	23,360	11,295	2,181	2,130	0,255	10,670	1,470	0,886	0,886	1,081	9,450	1,555
SW	11,61	98,260	26,100	11,208	2,314	2,260	0,256	10,585	1,443	0,886	0,886	1,080	9,376	1,555
WSW	4,97	7,640	5,570	8,606	2,073	2,024	0,294	8,060	1,494	0,886	0,886	1,080	7,141	1,553
W	2,33	4,657	0,660	5,434	2,066	2,018	0,360	5,015	1,496	0,886	0,886	1,080	4,444	1,552
WNW	5,84	7,162	5,520	8,068	2,025	1,977	0,303	7,540	1,506	0,886	0,886	1,080	6,684	1,550
NW	12,00	7,003	9,740	8,013	2,353	2,298	0,304	7,487	1,435	0,886	0,886	1,080	6,633	1,554

Tabla 13: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se han establecido unos parámetros de Weibull promedio de las coordenadas estudiadas, así como una velocidad media promedio:

Velocidad eólica media dominante según frecuencia y dirección, Promedio de las 4 medidas realizadas (m/s)	10,406
Parámetro de Weibull C	11,747
Parámetro de Weibull K	2,200
Clase del aerogenerador recomendada	CLASE I

Tabla 14: Parámetros de Weibull y velocidades promedio de las 4 coordenadas que definen el parque. Elaboración propia.

Una vez determinados los parámetros de Weibull y la velocidad promedio de los puntos estudiados se desarrolla una tabla de potencia y energía generada por cada turbina eólica en base a sus datos de funcionamiento

NEG Micon NM 72C/1500				
Potencia Nominal (kW)	Cut-in (m/s)	Cut-off (m/s)	Ratedwindspeed (m/s)	Rotor diameter (m)
1500	3	20	13	72

Tabla 15: Especificaciones de la turbina eólica instalada. Fuente: NegMicon.

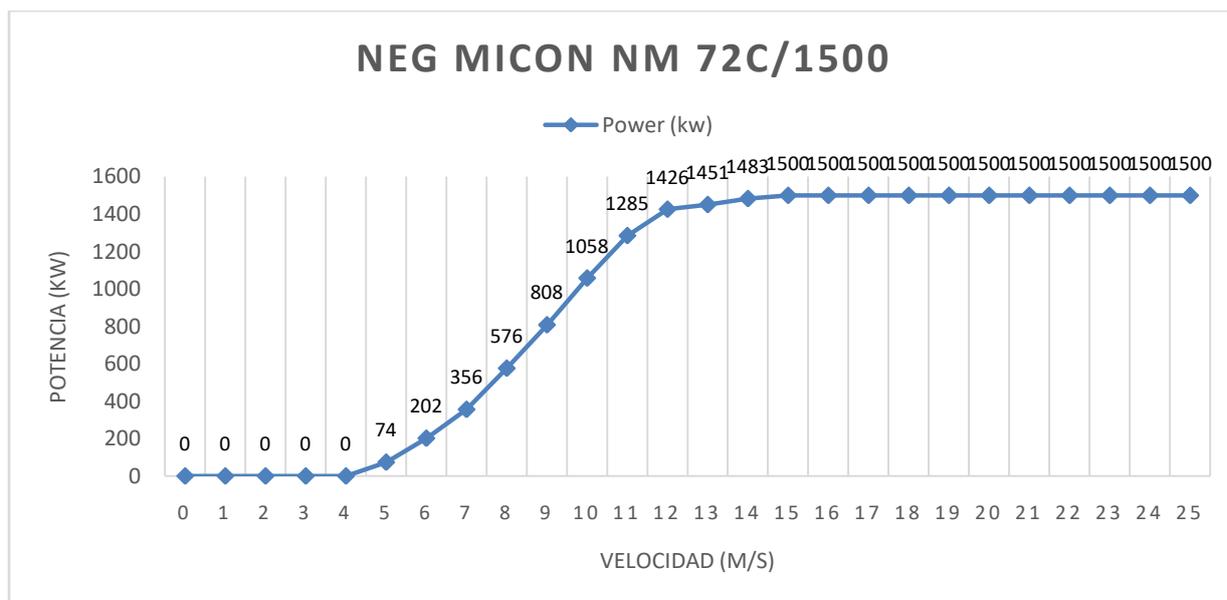


Ilustración 4: Curva Potencia (kW) - velocidad de viento (m/s) del aerogenerador NegMicon NM 72C/1500. Fuente: NegMicon.

Speed (m/s)	Power (kw)	probabilidad p(v)	dv	p(v)P(v)dv
0,00	0,00	0,00	1,00	0,00
1,00	0,00	0,01	1,00	0,00
2,00	0,00	0,02	1,00	0,00
3,00	0,00	0,03	1,00	0,00
4,00	0,00	0,05	1,00	0,00
5,00	74,00	0,06	1,00	4,27
6,00	202,00	0,07	1,00	13,45
7,00	356,00	0,07	1,00	26,01
8,00	576,00	0,08	1,00	44,27
9,00	808,00	0,08	1,00	63,00
10,00	1058,00	0,08	1,00	80,95
11,00	1285,00	0,07	1,00	93,59
12,00	1426,00	0,07	1,00	96,05
13,00	1451,00	0,06	1,00	87,93
14,00	1483,00	0,05	1,00	
15,00	1500,00	0,05	1,00	
16,00	1500,00	0,04	1,00	
17,00	1500,00	0,03	1,00	
18,00	1500,00	0,02	1,00	
19,00	1500,00	0,02	1,00	
20,00	1500,00	0,01	1,00	
21,00	1500,00	0,01	1,00	
22,00	1500,00	0,01	1,00	
23,00	1500,00	0,01	1,00	
24,00	1500,00	0,00	1,00	
25,00	1500,00	0,00	1,00	
(A) = Sumatorio p(v)P(v)dv				509,51
(B)				54,97
(A) + (B) = Potencia (kw)				564,48
Potencia corregida (Kw)				444,00
Energía Anual (kwh/año)				3889430
Rendimiento eléctrico global medio anual				0,16
Factor de carga				0,38
Horas equivalentes anuales				2592,95

Tabla 16: Potencia, Energía y horas equivalentes de funcionamiento del parque eólico la Peñuca.
Elaboración propia.

Donde la potencia corregida se obtiene de la siguiente expresión:

$$Potencia (kW) * K_d * K_c * K_i * K_a * K_p * K_u = 564.48 * 0.874 * 0.9 = 444.00 \text{ kW} \quad (10)$$

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kW)	Potencia total instalada (kw)	Energía Total Anual producida (MWh/año)
22	NegMicon NM72c/1500	1500	33000	85567

Tabla 17: Resumen de datos del parque eólico. Elaboración propia.

3.2 PARQUE EÓLICO VALDEPORRES

3.2.1 POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO

A continuación, se muestra un mapa desarrollado por Meteosim que representa el potencial eólico en la ubicación del parque eólico de la Peñuca. Dado que el parque eólico abarca una extensión amplia (Cuadro negro) se han empleado los datos registrados de 4 coordenadas cercanas a las instalaciones.

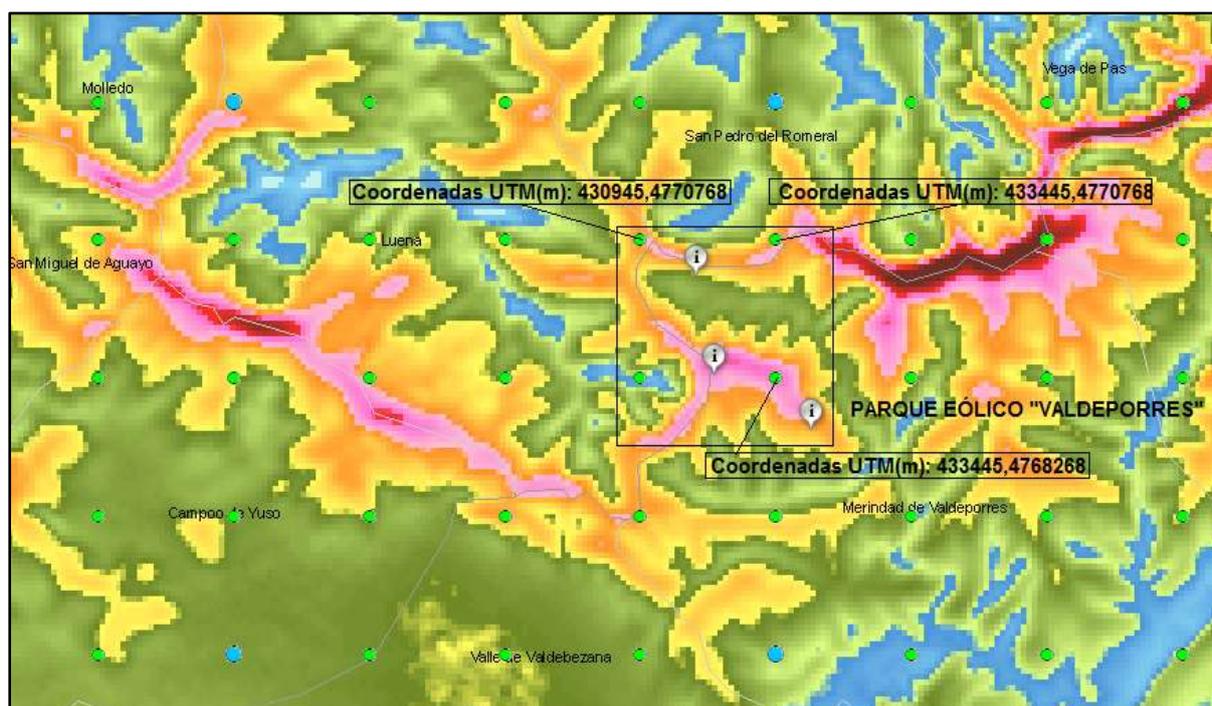


Tabla 18: Coordenadas UTM de las zonas con registros eólicos cercanas al parque eólico Valdeporres. FUENTE:[13].

3.2.2 PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE

A continuación, se presentarán los datos de los parámetros eólicos de las 4 coordenadas estudiadas y su correspondiente ajuste. Dichos cálculos se han realizado a partir de tablas aportadas por Meteosim exportadas a Excel y las expresiones de los parámetros de Weibull para cada altura de turbina del parque eólico "Valdeporres".

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kw)	Potencia total instalada (kw)
37	Gamesa G52/850	850	31450

Tabla 19: Características de las turbinas instaladas en el parque eólico. Fuente: [14].

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 65 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (433445,4770768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 433445,4770768														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	11,500	5,693	3,190	6,547	2,486	2,432	0,101	6,411	1,411	2,234	0,887	1,123	5,685	1,610
NNE	5,670	5,036	1,120	5,718	2,258	2,209	0,120	5,577	1,453	2,358	0,886	1,209	4,939	1,741
NE	2,770	3,957	0,290	4,585	2,203	2,155	0,152	4,443	1,464	2,392	0,886	1,236	3,934	1,779
ENE	1,990	4,027	0,180	4,478	2,352	2,301	0,155	4,336	1,435	2,304	0,886	1,170	3,841	1,682
E	1,990	4,442	0,310	5,067	1,986	1,943	0,138	4,924	1,515	2,544	0,887	1,372	4,367	1,968
ESE	3,030	6,068	1,150	6,726	1,916	1,874	0,097	6,592	1,534	2,601	0,888	1,430	5,852	2,044
SE	4,680	8,016	4,310	9,098	1,947	1,904	0,054	8,997	1,525	2,575	0,887	1,404	7,983	2,009
SSE	5,250	8,602	5,970	9,732	1,934	1,892	0,044	9,643	1,529	2,586	0,887	1,415	8,558	2,024
S	5,110	10,205	8,960	11,418	2,016	1,972	0,021	11,368	1,507	2,521	0,886	1,350	10,077	1,937
SSW	11,040	11,566	28,860	13,264	2,122	2,076	0,000	13,265	1,482	2,445	0,886	1,280	11,750	1,842
SW	10,520	11,112	22,350	12,533	2,211	2,163	0,008	12,513	1,462	2,387	0,886	1,232	11,081	1,774
WSW	3,700	7,836	3,210	8,875	1,921	1,879	0,057	8,770	1,532	2,597	0,888	1,426	7,785	2,039
W	2,020	4,629	0,370	5,343	1,951	1,908	0,130	5,201	1,524	2,572	0,887	1,400	4,614	2,005
WNW	5,400	7,781	4,470	8,768	1,944	1,901	0,059	8,661	1,526	2,578	0,887	1,406	7,685	2,012
NW	11,590	7,656	8,320	8,751	2,234	2,185	0,059	8,644	1,458	2,373	0,886	1,221	7,655	1,757

Tabla 20: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 65 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (430945,4770768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 430945,4770768														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	12,53	5,750	3,31	6,594	2,447	2,393	0,332	6,155	1,418	2,253	0,886	1,135	5,456	1,630
NNE	5,85	5,085	1,11	5,755	2,211	2,163	0,352	5,350	1,462	2,387	0,886	1,232	4,738	1,774
NE	2,66	3,833	0,24	4,465	2,149	2,102	0,388	4,119	1,476	2,427	0,886	1,265	3,649	1,820
ENE	1,76	3,905	0,13	4,312	2,336	2,285	0,393	3,974	1,438	2,313	0,886	1,176	3,521	1,692
E	1,73	4,023	0,2	4,618	1,887	1,846	0,383	4,265	1,542	2,625	0,888	1,457	3,788	2,079
ESE	2,77	5,995	0,97	6,639	1,856	1,815	0,331	6,198	1,551	2,653	0,889	1,488	5,510	2,119
SE	4,71	8,332	4,7	9,435	1,863	1,822	0,281	8,901	1,549	2,646	0,889	1,481	7,911	2,109
SSE	5,62	8,989	6,83	10,129	1,890	1,849	0,271	9,576	1,541	2,623	0,888	1,454	8,505	2,075
S	5,51	10,755	10,39	12,015	2,019	1,975	0,246	11,416	1,506	2,519	0,886	1,347	10,120	1,934
SSW	11,81	11,975	32,01	13,710	2,088	2,042	0,227	13,078	1,490	2,469	0,886	1,301	11,586	1,871
SW	9,86	11,215	19,98	12,538	2,139	2,092	0,240	11,928	1,478	2,434	0,886	1,270	10,565	1,828
WSW	3,04	7,160	2,05	8,154	1,794	1,755	0,302	7,659	1,570	2,710	0,890	1,557	6,820	2,205
W	1,83	4,190	0,23	4,763	1,872	1,831	0,379	4,403	1,546	2,638	0,889	1,472	3,912	2,098
WNW	5,08	7,627	3,8	8,605	1,882	1,841	0,294	8,096	1,543	2,630	0,888	1,462	7,192	2,085
NW	11,35	7,611	7,57	8,677	2,158	2,111	0,293	8,165	1,474	2,421	0,886	1,260	7,232	1,813

Tabla 21: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 65 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (433445,4768268) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 433445,4768268														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	10,98	6,556	3,30	7,550	2,500	2,445	0,313	7,075	1,409	2,227	0,887	1,118	6,275	1,603
NNE	5,50	5,715	1,12	6,507	2,297	2,247	0,334	6,071	1,445	2,335	0,886	1,192	5,377	1,716
NE	2,77	4,589	0,31	5,283	2,206	2,158	0,364	4,899	1,463	2,390	0,886	1,234	4,338	1,777
ENE	2,16	4,616	0,21	5,141	2,380	2,328	0,368	4,763	1,430	2,289	0,886	1,159	4,220	1,666
E	2,18	5,263	0,38	5,971	2,039	1,994	0,346	5,557	1,501	2,504	0,886	1,333	4,925	1,915
ESE	3,23	6,893	1,25	7,651	1,946	1,903	0,311	7,173	1,525	2,576	0,887	1,404	6,365	2,010
SE	4,65	8,727	3,77	9,928	2,030	1,986	0,273	9,380	1,504	2,511	0,886	1,340	8,314	1,924
SSE	4,85	9,259	4,88	10,565	1,970	1,927	0,265	10,000	1,519	2,557	0,887	1,385	8,870	1,984
S	4,69	10,995	7,34	12,326	2,010	1,966	0,242	11,721	1,509	2,526	0,887	1,354	10,391	1,943
SSW	10,32	12,856	25,88	14,745	2,153	2,106	0,217	14,096	1,475	2,425	0,886	1,262	12,484	1,817
SW	11,47	12,634	25,52	14,360	2,254	2,205	0,221	13,717	1,454	2,361	0,886	1,211	12,148	1,744
WSW	4,40	9,462	4,52	10,697	2,006	1,962	0,263	10,129	1,510	2,529	0,887	1,357	8,980	1,947
W	2,14	5,670	0,51	6,558	2,002	1,958	0,333	6,120	1,511	2,532	0,887	1,360	5,426	1,951
WNW	5,20	8,851	4,43	9,968	1,958	1,915	0,273	9,419	1,522	2,566	0,887	1,394	8,356	1,997
NW	11,52	8,904	9,02	10,171	2,282	2,232	0,270	9,616	1,448	2,344	0,886	1,199	8,517	1,725

Tabla 22: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se han establecido unos parámetros de Weibull promedio de las coordenadas estudiadas, así como una velocidad media promedio:

Velocidad eólica media dominante según frecuencia y dirección, Promedio de las 4 medidas realizadas (m/s)	11,94
Parámetro de Weibull C	13,480
Parámetro de Weibull K	2,075
Clase del aerogenerador recomendada	CLASE I

Tabla 23: Parámetros de Weibull y velocidades promedio de las 4 coordenadas que definen el parque. Elaboración propia

Una vez determinados los parámetros de Weibull y la velocidad promedio de los puntos estudiados se desarrolla una tabla de potencia y energía generada por cada turbina eólica en base a sus datos de funcionamiento

Gamesa G52-850kW				
Potencia Nominal (kw)	Cut-in (m/s)	Cut-off (m/s)	Ratedwindspeed (m/s)	rotor diameter (m)
850	4	25	16	54

Tabla 24: Especificaciones de la turbina eólica instalada. Fuente: GAMESA.

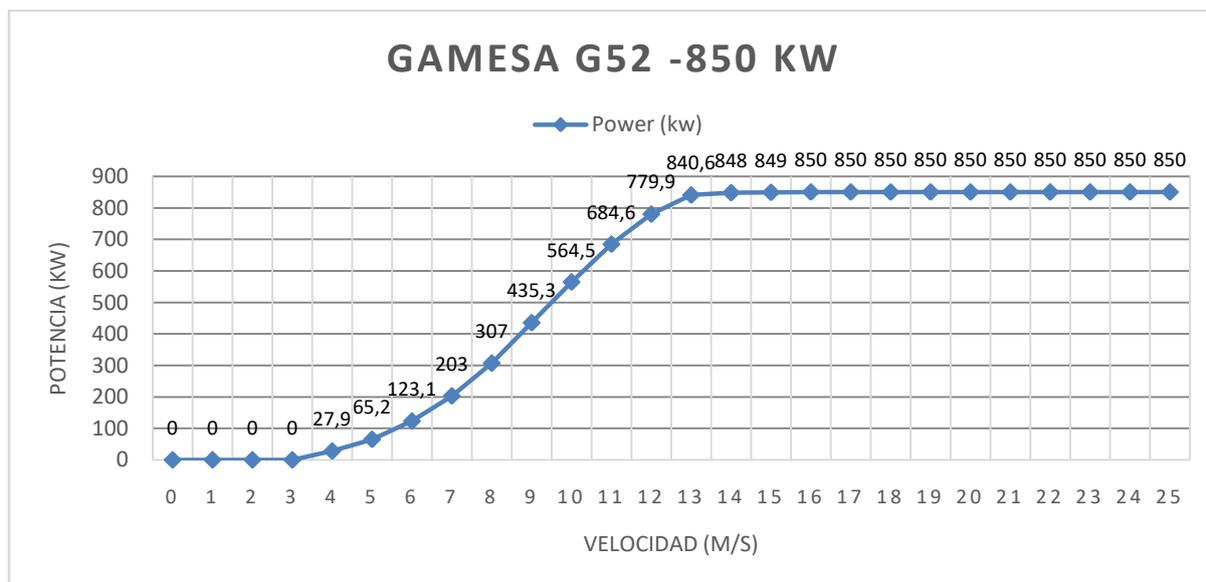


Ilustración 5: : Curva Potencia (kW) - velocidad de viento (m/s) del aerogenerador Gamesa G52/850. Fuente: GAMESA.

Speed (m/s)	Power (kw)	probabilidad p(v)	dv	p(v)P(v)dv
0	0,00	0,00	1	0,00
1	0,00	0,01	1	0,00
2	0,00	0,02	1	0,00
3	0,00	0,03	1	0,00
4	27,90	0,04	1	1,07
5	65,20	0,05	1	3,04
6	123,10	0,05	1	6,59
7	203,00	0,06	1	11,95
8	307,00	0,06	1	19,22
9	435,30	0,06	1	28,16
10	564,50	0,07	1	36,80
11	684,60	0,06	1	43,95
12	779,90	0,06	1	48,29
13	840,60	0,06	1	49,21
14	848,00	0,05	1	46,08
15	849,00	0,05	1	42,07
16	850,00	0,04	1	37,75
17	850,00	0,04	1	
18	850,00	0,03	1	
19	850,00	0,03	1	
20	850,00	0,02	1	
21	850,00	0,02	1	
22	850,00	0,02	1	
23	850,00	0,01	1	
24	850,00	0,01	1	
25	850,00	0,01	1	
(A) = Sumatorio p(v)P(v)dv				336,44
(B)				66,36
(A) + (B) = Potencia (kW)				402,80
Potencia corregida (kW)				321,25
Energía Anual (kwh/año)				2814137,80
Rendimiento eléctrico global medio anual				0,20
Factor de carga				0,38
Horas equivalentes anuales				3310,75

Tabla 25: Potencia, Energía y horas equivalentes de funcionamiento del parque eólico Valdeporres. Elaboración propia

Donde la potencia corregida se obtiene de la siguiente expresión:

$$Potencia (kW) * Kd * Kc * Ki * Ka * Kp * Ku = 402.80 * 0.886 * 0.9 = 321.25 \text{ kW} \quad (11)$$

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kW)	Potencia total instalada (kw)	Energía Total Anual producida (MWh/año)
37	Gamesa G52/850	850	31450	104.123

Tabla 26: Resumen de datos del parque eólico. Elaboración propia.

3.3 PARQUE EÓLICO MAGDALENA

3.3.1 POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO

A continuación, se muestra un mapa desarrollado por Meteosim que representa el potencial eólico en la ubicación del parque eólico de la Magdalena. Dado que el parque eólico abarca una extensión amplia (Cuadro negro) se han empleado los datos registrados de 3 coordenadas cercanas a las instalaciones.

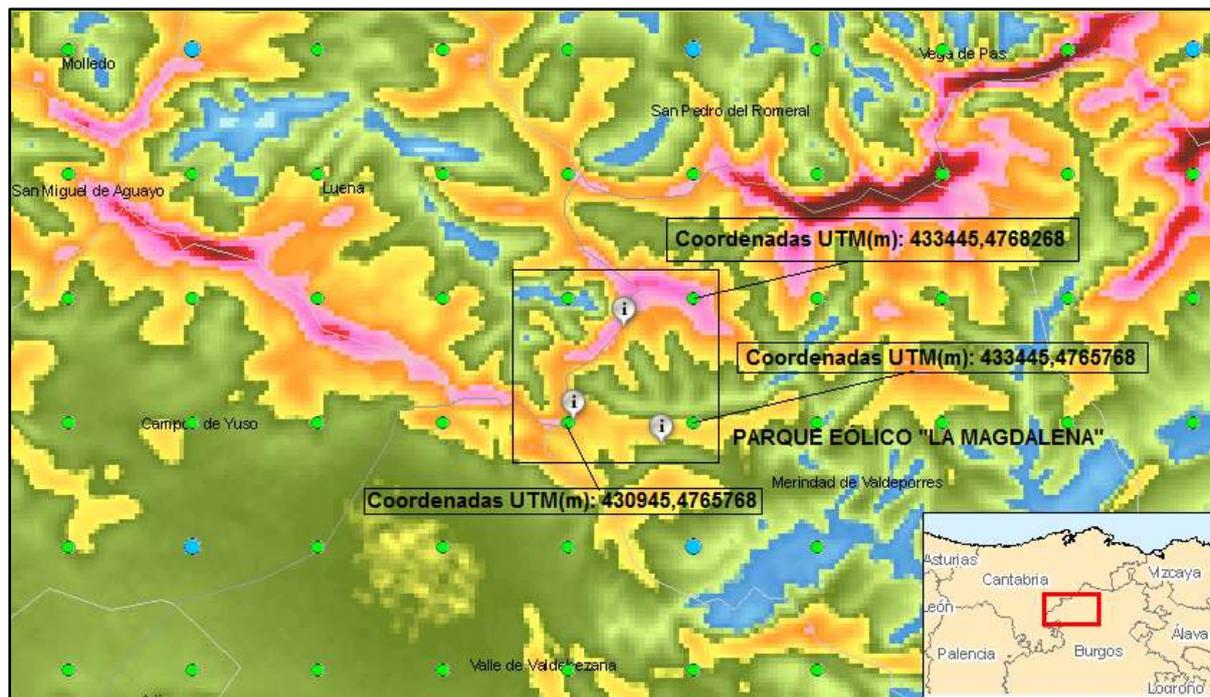


Ilustración 6: Coordenadas UTM de las zonas con registros eólicos cercanas al parque eólico La Magdalena. FUENTE: [13].

3.3.2 PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE

A continuación, se presentarán los datos de los parámetros eólicos de las 3 coordenadas estudiadas y su correspondiente ajuste. Dichos cálculos se han realizado a partir de tablas aportadas por Meteosim exportadas a Excel y las expresiones de los parámetros de Weibull para cada altura de turbina del parque eólico "La Magdalena".

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kW)	Potencia total instalada (kw)
28	Gamesa G52/850	850	23800

Tabla 27: Características de las turbinas instaladas en el parque eólico "La Magdalena". Fuente: [14].

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 64 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (433445,4768268) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 433445,4768268														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	10,98	6,556	3,300	7,550	2,500	2,445	0,080	7,425	1,409	2,227	0,887	1,118	6,585	1,603
NNE	5,5	5,715	1,120	6,507	2,297	2,247	0,102	6,371	1,445	2,335	0,886	1,192	5,643	1,716
NE	2,77	4,589	0,310	5,283	2,206	2,158	0,132	5,141	1,463	2,390	0,886	1,234	4,553	1,777
ENE	2,16	4,616	0,210	5,141	2,380	2,328	0,135	4,998	1,430	2,289	0,886	1,159	4,429	1,666
E	2,18	5,263	0,380	5,971	2,039	1,994	0,114	5,831	1,501	2,504	0,886	1,333	5,168	1,915
ESE	3,23	6,893	1,250	7,651	1,946	1,903	0,079	7,527	1,525	2,576	0,887	1,404	6,679	2,010
SE	4,65	8,727	3,770	9,928	2,030	1,986	0,041	9,843	1,504	2,511	0,886	1,340	8,725	1,924
SSE	4,85	9,259	4,880	10,565	1,970	1,927	0,032	10,494	1,519	2,557	0,887	1,385	9,308	1,984
S	4,69	10,995	7,340	12,326	2,010	1,966	0,010	12,300	1,509	2,526	0,887	1,354	10,904	1,943
SSW	10,32	12,856	25,880	14,745	2,153	2,106	-0,015	14,792	1,475	2,425	0,886	1,262	13,101	1,817
SW	11,47	12,634	25,520	14,360	2,254	2,205	-0,012	14,395	1,454	2,361	0,886	1,211	12,748	1,744
WSW	4,4	9,462	4,520	10,697	2,006	1,962	0,031	10,629	1,510	2,529	0,887	1,357	9,424	1,947
W	2,14	5,670	0,510	6,558	2,002	1,958	0,101	6,422	1,511	2,532	0,887	1,360	5,694	1,951
WNW	5,2	8,851	4,430	9,968	1,958	1,915	0,041	9,884	1,522	2,566	0,887	1,394	8,769	1,997
NW	11,52	8,904	9,020	10,171	2,282	2,232	0,038	10,092	1,448	2,344	0,886	1,199	8,938	1,725

Tabla 28: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 64 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (430945,4765768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 430945,4765768														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	11,53	5,845	3,890	6,708	2,467	2,409	0,330	6,232	1,415	0,887	0,887	1,080	5,525	1,550
NNE	5,35	4,876	1,090	5,594	2,333	2,278	0,356	5,167	1,439	0,886	0,886	1,080	4,577	1,554
NE	2,49	3,876	0,270	4,420	2,087	2,038	0,389	4,052	1,491	0,886	0,886	1,080	3,590	1,553
ENE	2,16	3,777	0,180	4,185	2,363	2,308	0,397	3,830	1,433	0,886	0,886	1,080	3,393	1,553
E	2,14	4,433	0,360	5,020	2,021	1,974	0,371	4,621	1,507	0,886	0,886	1,080	4,096	1,550
ESE	3,34	5,822	1,230	6,438	1,947	1,901	0,335	5,974	1,526	0,887	0,887	1,079	5,301	1,544
SE	4,63	7,088	3,090	8,056	2,091	2,042	0,303	7,529	1,490	0,886	0,886	1,080	6,670	1,553
SSE	4,38	7,226	3,430	8,343	1,986	1,939	0,298	7,806	1,516	0,887	0,887	1,079	6,922	1,548
S	4,27	8,805	5,490	9,857	1,993	1,946	0,274	9,271	1,514	0,887	0,887	1,080	8,221	1,548
SSW	9,76	10,903	23,110	12,476	2,201	2,149	0,241	11,823	1,465	0,886	0,886	1,081	10,471	1,556
SW	13,18	10,964	30,820	12,511	2,259	2,206	0,240	11,858	1,453	0,886	0,886	1,080	10,502	1,555
WSW	4,92	8,370	5,460	9,439	2,028	1,980	0,281	8,866	1,505	0,886	0,886	1,080	7,859	1,551
W	2,16	5,150	0,600	5,907	2,001	1,954	0,348	5,466	1,512	0,887	0,887	1,080	4,846	1,549
WNW	4,16	7,248	3,160	8,117	1,899	1,854	0,302	7,588	1,539	0,888	0,888	1,078	6,739	1,539
NW	10,77	7,943	9,320	9,022	2,295	2,241	0,287	8,462	1,446	0,886	0,886	1,080	7,495	1,555

Tabla 29: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 64 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (430945,4765768) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 430945,4765768														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	10,86	5,068	3,620	5,829	2,493	2,434	0,350	5,391	1,411	0,887	0,887	1,080	4,781	1,548
NNE	5,33	4,282	1,100	4,901	2,339	2,284	0,375	4,508	1,438	0,886	0,886	1,080	3,993	1,554
NE	2,67	3,477	0,320	3,980	2,162	2,111	0,404	3,637	1,474	0,886	0,886	1,080	3,221	1,555
ENE	2,28	3,430	0,220	3,820	2,400	2,344	0,410	3,486	1,427	0,886	0,886	1,080	3,089	1,552
E	2,32	4,016	0,430	4,543	2,066	2,018	0,385	4,169	1,496	0,886	0,886	1,080	3,694	1,552
ESE	3,41	5,135	1,300	5,692	1,962	1,916	0,353	5,261	1,522	0,887	0,887	1,079	4,667	1,546
SE	4,62	6,200	3,130	7,077	2,116	2,066	0,322	6,586	1,484	0,886	0,886	1,080	5,834	1,554
SSE	4,38	6,394	3,550	7,389	2,007	1,960	0,316	6,886	1,510	0,887	0,887	1,080	6,105	1,549
S	4,23	7,692	5,490	8,622	2,000	1,953	0,294	8,075	1,512	0,887	0,887	1,080	7,160	1,549
SSW	9,59	9,464	22,660	10,852	2,194	2,143	0,261	10,239	1,467	0,886	0,886	1,081	9,068	1,556
SW	12,81	9,537	29,740	10,898	2,280	2,226	0,260	10,283	1,449	0,886	0,886	1,080	9,108	1,555
WSW	5,14	7,419	5,910	8,371	2,063	2,015	0,298	7,833	1,496	0,886	0,886	1,080	6,941	1,552
W	2,24	4,549	0,640	5,243	2,035	1,987	0,365	4,833	1,503	0,886	0,886	1,080	4,284	1,551
WNW	4,58	6,547	3,830	7,359	1,940	1,894	0,316	6,857	1,528	0,887	0,887	1,079	6,086	1,544
NW	11,17	6,920	9,680	7,884	2,319	2,265	0,306	7,363	1,442	0,886	0,886	1,080	6,522	1,555

Tabla 30: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se han establecido unos parámetros de Weibull promedio de las coordenadas estudiadas, así como una velocidad media promedio:

Velocidad eólica media dominante según frecuencia y dirección, Promedio de las 3 medidas realizadas (m/s)	10,904
Parámetro de Weibull C	12,311
Parámetro de Weibull K	2,179
Clase del aerogenerador recomendada	CLASE I

Tabla 31: Parámetros de Weibull y velocidades promedio de las 4 coordenadas que definen el parque. Elaboración propia

Una vez determinados los parámetros de Weibull y la velocidad promedio de los puntos estudiados se desarrolla una tabla de potencia y energía generada por cada turbina eólica en base a sus datos de funcionamiento

Gamesa G52-850kW				
Potencia Nominal (kw)	Cut-in (m/s)	Cut-off (m/s)	Ratedwindspeed (m/s)	rotor diameter (m)
850	4	25	16	54

Ilustración 7: Datos de funcionamiento de la turbina Gamesa G52/850. Fuente: GAMESA.

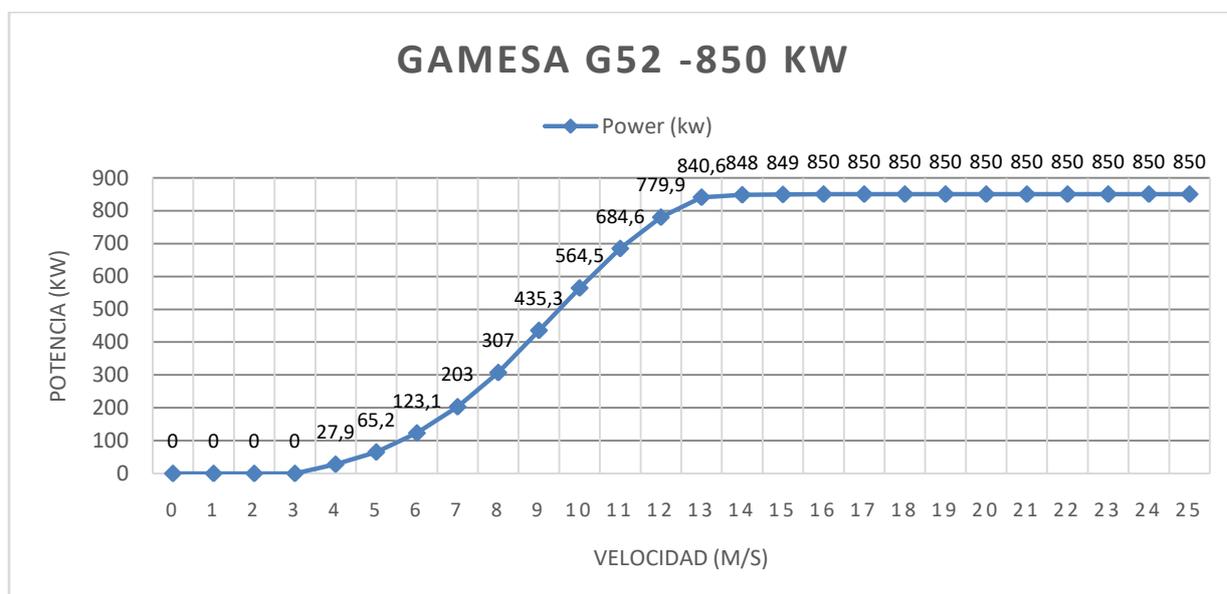


Ilustración 8: Curva Potencia (kW) - velocidad de viento (m/s) del aerogenerador Gamesa G52/850. Fuente: GAMESA.

Speed (m/s)	Power (kw)	probabilidad p(v)	dv	p(v)P(v)dv
0	0	0,000	1	0,000
1	0	0,009	1	0,000
2	0	0,020	1	0,000
3	0	0,032	1	0,000
4	27,9	0,043	1	1,203
5	65,2	0,053	1	3,466
6	123,1	0,062	1	7,577
7	203	0,068	1	13,787
8	307	0,072	1	22,113
9	435,3	0,074	1	32,133
10	564,5	0,073	1	41,416
11	684,6	0,071	1	48,532
12	779,9	0,067	1	52,029
13	840,6	0,061	1	51,466
14	848	0,055	1	46,512
15	849	0,048	1	40,753
16	850	0,041	1	
17	850	0,039	1	
18	850	0,034	1	
19	850	0,029	1	
20	850	0,024	1	
21	850	0,020	1	
22	850	0,016	1	
23	850	0,013	1	
24	850	0,010	1	
25	850	0,008	1	
(A) = Sumatorio p(v)P(v)dv				825,426
(B)				69,302
(A) + (B) = Potencia (kw)				894,728
Potencia corregida (kW)				741,530
Energía Anual (kwh/año)				6.495.804
Rendimiento eléctrico global medio anual				0,469
Factor de carga				0,371
Horas equivalentes anuales				3.247,902

Tabla 32: Potencia, Energía y horas equivalentes de funcionamiento del parque eólico La Magdalena. Elaboración propia

Donde la potencia corregida se obtiene de la siguiente expresión:

$$\text{Potencia (kW)} * K_d * K_c * K_i * K_a * K_p * K_u = 360,986 * 0.905 * 0.9 = 334.370 \text{ kW} \quad (12)$$

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kW)	Potencia total instalada (kW)	Energía Total Anual producida (MWh/año)
28	NegMicon NM72c/1500	1500	33000	82.014

Tabla 33: Resumen del parque eólico. Elaboración propia / [14].

3.4 PARQUE EÓLICO LA COTERA

3.4.1 POTENCIAL EÓLICO DEL EMPLAZAMIENTO

A continuación, se muestra un mapa desarrollado por Meteosim que representa el potencial eólico en la ubicación del parque eólico de laCotera. Dado que el parque eólico abarca una extensión amplia (Cuadro negro) se han empleado los datos registrados en las **Coordenadas UTM(m): 433445,4765768**.

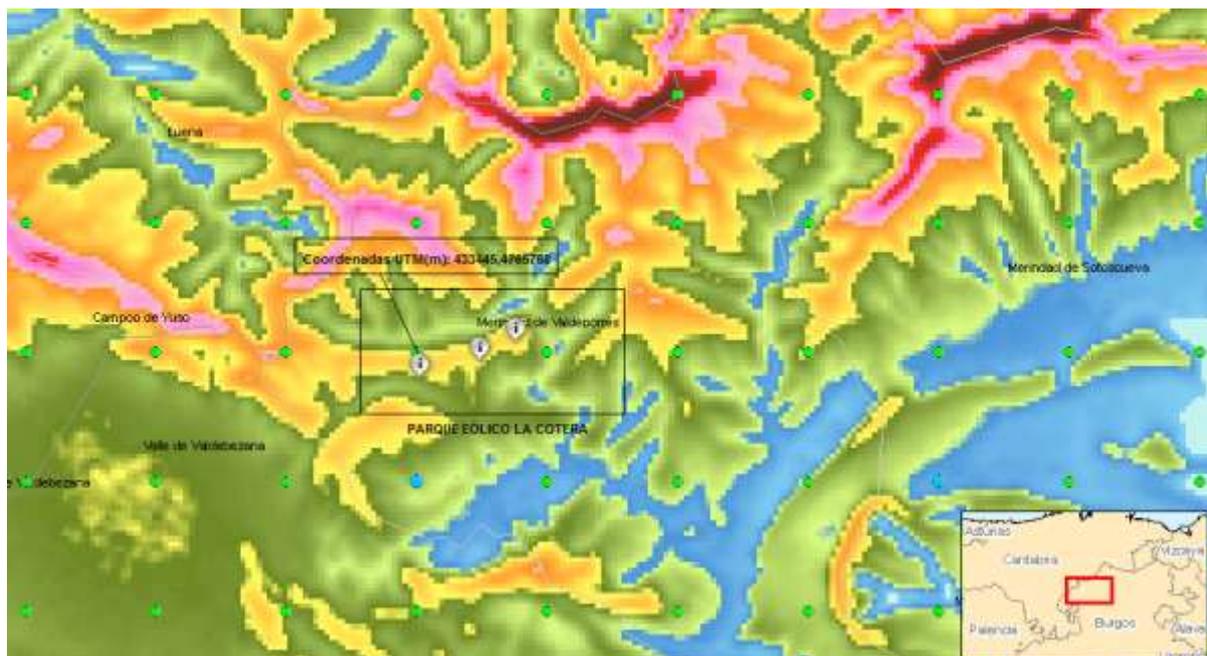


Ilustración 9:Coordenadas UTM de las zonas con registros eólicos cercanas al parque eólico La Cotera. FUENTE: [13].

Los datos aportados por Meteosim en la página “Atlaseólico” del IDAE hacen referencia a parámetros eólicos medidos a 80 metros sobre el suelo, por ello para el cálculo de unos parámetros eólicos más aproximados ajustaremos la altura de 80 metros a la altura de la turbina instalada en cada campo, en este caso la altura de las turbinas Gamesa G87/2000 (67 metros).

3.4.2 PARÁMETROS EÓLICOS Y CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE

A continuación, se presentarán los datos de los parámetros eólicos de las coordenadas estudiadas y su correspondiente ajuste. Dichos cálculos se han realizado a partir de tablas aportadas por Meteosim exportadas a Excel y las expresiones de los parámetros de Weibull para cada altura de turbina del parque eólico “La Cotera”.

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kW)	Potencia total instalada (kw)
9	Gamesa G87/2000	2000	18000

A continuación se muestran los Parámetros de Weibull a 80 metros proporcionados por el IDAE y los nuevos parámetros calculados para el estudio a 65 metros (altura de turbina). Así mismo, en función de la potencia eólica medida en las coordenadas características (433445,4768268) del parque se ha calculado la velocidad media a la altura de la turbina.

Datos iniciales a 80 metros, FUENTE: IDEA														
Coordenadas UTM(m): 433445,4768268														
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K (80m)	Weibull K'	Beta	Weibull C' (m/s)	1+1/K'	1+3/K'	Función Gamma (r(1+1/K'))	Función Gamma (r(1+3/K'))	Velocidad media <V> para z' (m/s)	Factor energía
N	10,86	5,068	3,620	5,829	2,493	2,438	0,350	5,421	1,410	2,230	0,887	1,120	4,807	1,607
NNE	5,33	4,282	1,100	4,901	2,339	2,288	0,375	4,534	1,437	2,311	0,886	1,175	4,017	1,690
NE	2,67	3,477	0,320	3,980	2,162	2,115	0,404	3,659	1,473	2,419	0,886	1,257	3,241	1,810
ENE	2,28	3,430	0,220	3,820	2,400	2,347	0,410	3,508	1,426	2,278	0,886	1,152	3,109	1,655
E	2,32	4,016	0,430	4,543	2,066	2,021	0,385	4,194	1,495	2,485	0,886	1,315	3,716	1,890
ESE	3,41	5,135	1,300	5,692	1,962	1,919	0,353	5,290	1,521	2,563	0,887	1,391	4,692	1,993
SE	4,62	6,200	3,130	7,077	2,116	2,070	0,322	6,619	1,483	2,449	0,886	1,284	5,863	1,847
SSE	4,38	6,394	3,550	7,389	2,007	1,963	0,316	6,920	1,509	2,528	0,887	1,356	6,135	1,946
S	4,23	7,692	5,490	8,622	2,000	1,956	0,294	8,112	1,511	2,534	0,887	1,361	7,192	1,953
SSW	9,59	9,464	22,660	10,852	2,194	2,146	0,261	10,280	1,466	2,398	0,886	1,241	9,104	1,786
SW	12,81	9,537	29,740	10,898	2,280	2,230	0,260	10,325	1,448	2,345	0,886	1,199	9,145	1,726
WSW	5,14	7,419	5,910	8,371	2,063	2,018	0,298	7,869	1,496	2,487	0,886	1,317	6,973	1,893
W	2,24	4,549	0,640	5,243	2,035	1,990	0,365	4,860	1,502	2,507	0,886	1,336	4,308	1,919
WNW	4,58	6,547	3,830	7,359	1,940	1,898	0,316	6,891	1,527	2,581	0,887	1,409	6,115	2,017
NW	11,17	6,920	9,680	7,884	2,319	2,268	0,306	7,398	1,441	2,323	0,886	1,183	6,553	1,702
NNW	14,38	6,027	8,380	6,994	2,441	2,388	0,324	6,539	1,419	2,256	0,886	1,137	5,797	1,6329107

Tabla 34: Parámetros de Weibull y velocidad media para la altura de la turbina. Elaboración propia.

De las tablas anteriores se han establecido unos parámetros de Weibull promedio de las coordenadas estudiadas, así como una velocidad media promedio:

Velocidad eólica media dominante según frecuencia y dirección, Promedio de las medidas realizadas (m/s)	9,145
Parámetro de Weibull C	10,325
Parámetro de Weibull K	2,230
Clase del aerogenerador recomendada	CLASE I

Tabla 35: Parámetros eólicos medidos a la altura de la turbina. Elaboración propia.

Una vez determinados los parámetros de Weibull y la velocidad promedio de los puntos estudiados se desarrolla una tabla de potencia y energía generada por cada turbina eólica en base a sus datos de funcionamiento.

Gamesa G87/2000				
Potencia Nominal (kw)	Cut-in (m/s)	Cut-off (m/s)	Rated wind speed (m/s)	rotor diameter (m)
2000	4	25	16	54

Tabla 36: Datos técnicos de la turbina Gamesa G87/2000. Fuente: GAMESA.

Speed (m/s)	Power (kw)	probabilidad p(v)	dv	p(v)P(v)dv
0	0	0,000	1	0,000
1	0	0,012	1	0,000
2	0	0,028	1	0,000
3	0	0,044	1	0,000
4	66,3	0,060	1	3,953
5	152	0,073	1	11,033
6	280	0,082	1	23,023
7	457	0,088	1	40,196
8	690	0,090	1	61,820
9	978	0,087	1	85,445
10	1296	0,082	1	106,062
11	1598	0,074	1	117,944
12	1818	0,064	1	116,699
13	1935	0,054	1	104,288
14	1980	0,044	1	86,566
15	1995	0,034	1	68,396
16	1999	0,026	1	51,970
17	2000	0,019	1	
18	2000	0,014	1	
19	2000	0,009	1	
20	2000	0,006	1	
21	2000	0,004	1	
22	2000	0,002	1	
23	2000	0,001	1	
24	2000	0,001	1	
25	2000	0,000	1	
(A) = Sumatorio p(v)P(v)dv				825,426
(B)				69,302
(A) + (B) = Potencia (kw)				894,728
Potencia corregida (kW)				659,138
Energía Anual (kwh/año)				5774048
Rendimiento eléctrico global medio anual				0,417
Factor de carga				0,330
Horas equivalentes anuales				2887,024

Tabla 37: Potencia, Energía y horas equivalentes de funcionamiento del parque eólico La Cotera. Elaboración propia

Donde la potencia corregida se obtiene de la siguiente expresión:

$$Potencia (kW) * K_d * K_c * K_i * K_a * K_p * K_u = 360,986 * 0.905 * 0.9 = 297,218kW \quad (13)$$

Nº Turbinas	Modelo	Potencia nominal unitaria (kW)	Potencia total instalada (kw)	Energía Total Anual producida (MWh/año)
9	Gamesa G87/2000	2000	18000	58.462

Tabla 38: Resumen de funcionamiento del parque eólico La Cotera. Elaboración propia / [14]

4 FACTOR CAPACIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS

En este apartado se detallará el factor capacidad de los parques eólicos estudiados en el presente proyecto

Los cálculos realizados arrojan unos datos de potencial eólico de la zona moderadamente altos, con una media de horas de funcionamiento de 3149 horas. Los mapas de potencial eólico del IDAE empleados ratifican estos datos y refuerzan la idea de que la zona norte de Burgos y sur de Cantabria dispone una excelente capacidad de aprovechamiento eólico.

El factor de capacidad medio de los parques eólicos de Valdeporres, Magdalena, Cotera y Peñuca es de 0,36. Dato que, a partir de factores de capacidad mensuales medios aportado por AEE, nos ha permitido obtener una estimación de los factores de capacidad mensuales de los parques estudiados.

MES	CAP 2015 AEE	CAP 2014 AEE	FACTOR CAP AJUSTADO
ENERO	0,29	0,38	0,43
FEBRERO	0,38	0,37	0,56
MARZO	0,29	0,29	0,43
ABRIL	0,24	0,24	0,35
MAYO	0,29	0,25	0,43
JUNIO	0,17	0,2	0,25
JULIO	0,17	0,21	0,25
AGOSTO	0,18	0,16	0,27
SEPTIEMBRE	0,17	0,12	0,25
OCTUBRE	0,22	0,21	0,33
NOVIEMBRE	0,22	0,31	0,33
DICIEMBRE	0,21	0,27	0,31
MEDIA	0,24	0,25	

Tabla 39: Factor capacidad de los parques eólicos según mes del año. [4]

Dado que la media del factor capacidad de los parques eólicos de la península para el año 2015 fue de 0,24 y para el año 2014 fue de 0,25 [5], se ha establecido una constante de semejanza que ha permitido estimar la capacidad mensual de los parques estudiados, cuya capacidad como mencionábamos anteriormente anual es de 0,360.

CTE CAP 1,478

En definitiva, la producción eólica de Valdeporres, Cotera, Peñuca y Magdalena es del orden de un 47% superior a la media del territorio nacional.

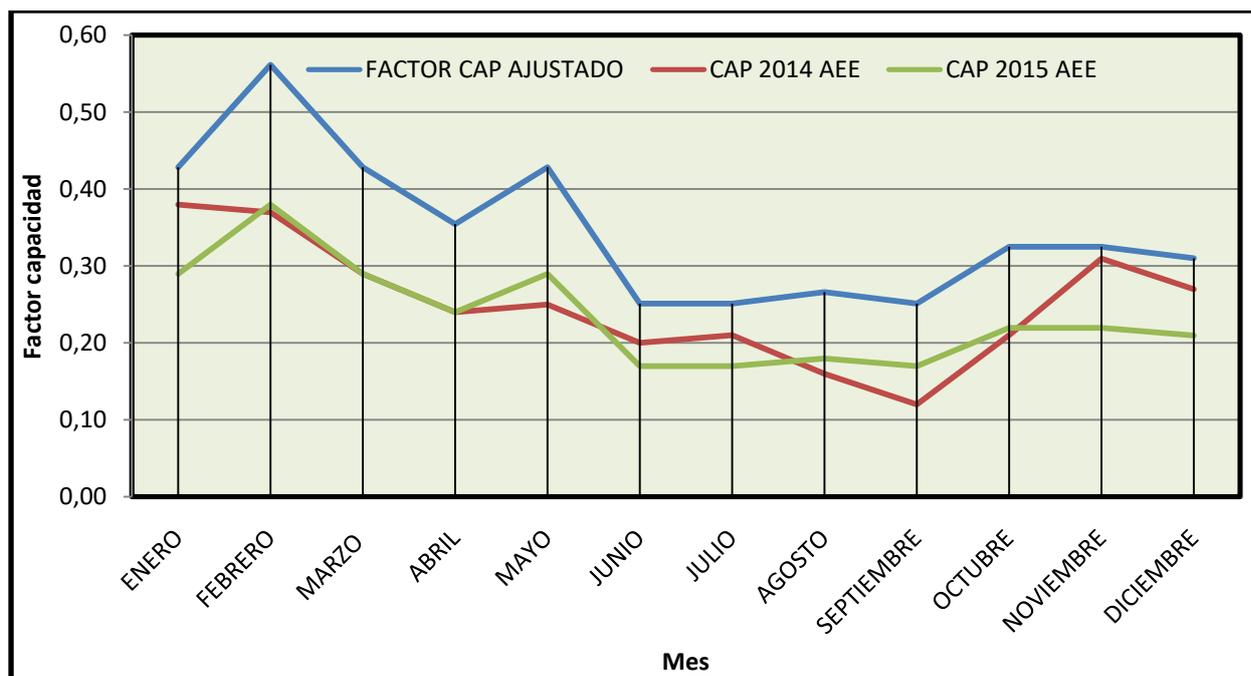


Ilustración 10: Factor capacidad mensual de los parques eólicos estudiados. Elaboración propia.

5 PRODUCCIÓN Y POTENCIA ANUAL DE LOS PARQUES

	Producción y potencia real por parque eólico			
	Peñuca	Valdeporres	Magdalena	Cotera
Producción anual (MWh/año)	85567	104123	82014	58462
Potencia entregada (MW)	9,8	11,9	9,4	6,7
Producción total eólica (MWh/año)	330.167,01			
Potencia total (MW)	37,7			
Potencia bombeo (MW)	33,2			
Energía disponible bombeo (MWh/año)	290.546			

Tabla 40: Producción anual eólica y potencia real entregada por cada parque. Elaboración propia.

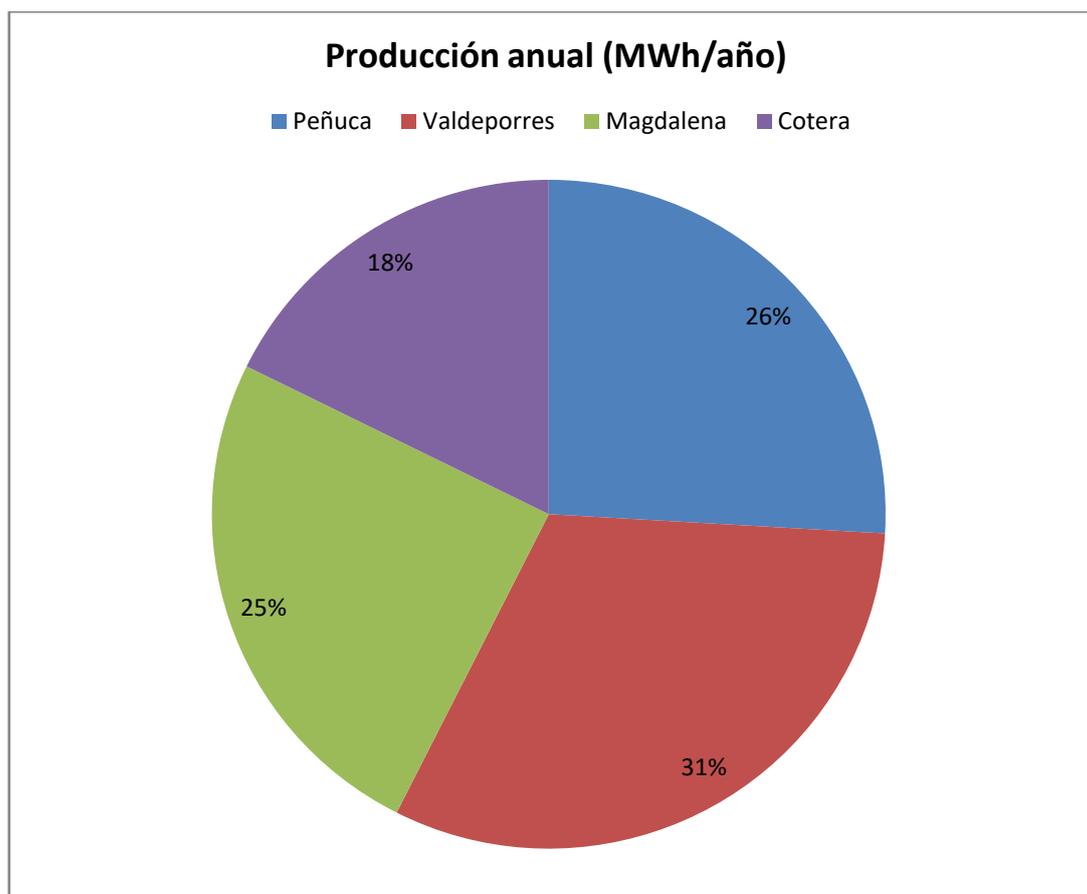


Ilustración 11: Porcentaje de producción anual MWh/año por parque eólico.

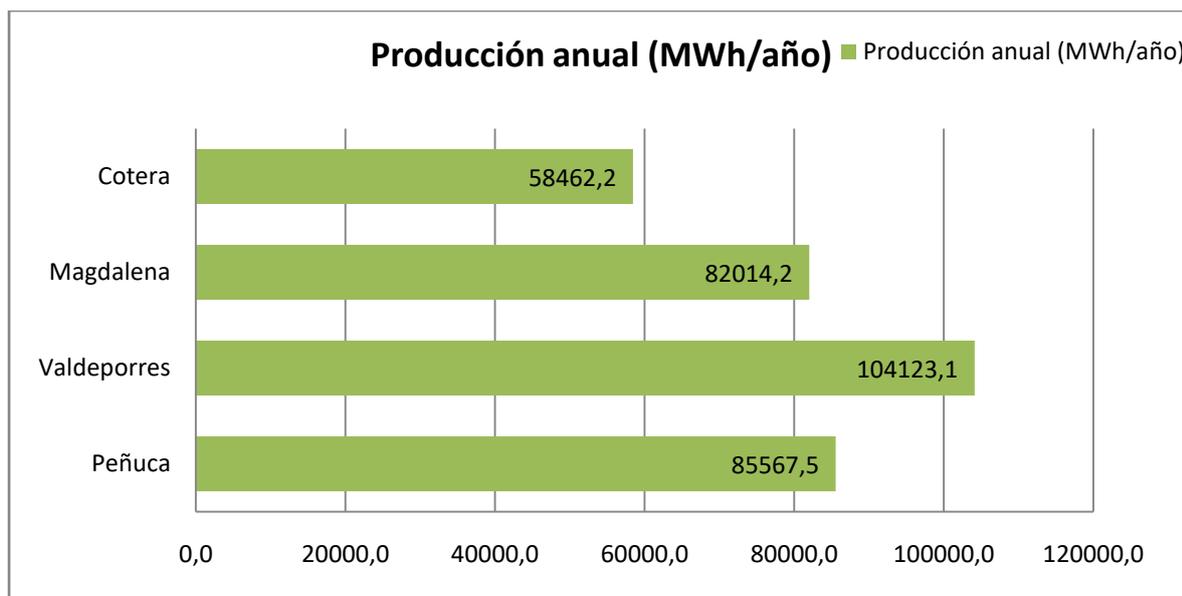


Ilustración 12: Resumen de producción anual procedente de eólica. Elaboración propia.

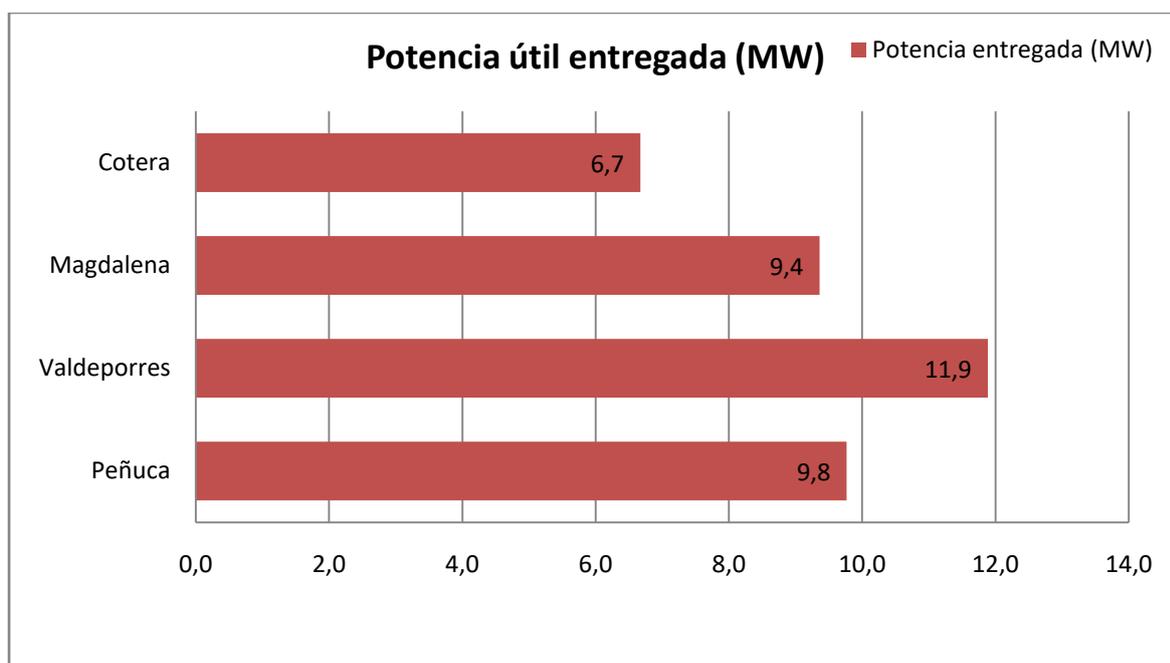


Ilustración 13: Potencia útil entregada por parque eólico. Elaboración propia.

ANEXO 2.3

SALTO NETO Y

PÉRDIDAS

1 ANEXO 2.3: SALTO NETO Y PÉRDIDAS

1.1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.2	SALTO BRUTO	1
1.3	PÉRDIDAS DE CARGA.....	1
1.4	SALTO NETO.....	2

1.1 INTRODUCCIÓN

La potencia de una central hidroeléctrica es proporcional al caudal y al salto del aprovechamiento. El salto es la diferencia de cota entre la lámina de agua en la toma del embalse superior y el punto del río o embalse superior donde se turbinan el agua. Dicho salto puede estimarse con la ayuda de planos topográficos. Aún así, la metodología más precisa es realizar un levantamiento topográfico.

Para hacer un estudio detallado del salto hay que tener en cuenta las pérdidas de carga en los elementos de la instalación hidráulica (Rejilla, tuberías, válvulas, codos, etc) que suele ser de alrededor del 5-10 %.

En el presente estudio sólo tendremos en cuenta las pérdidas de carga en la conducción forzada de aspiración y turbinado dado que el objetivo del proyecto es estimar la viabilidad económica de la unificación eólica con una central hidroeléctrica y no un estudio detallado de las instalaciones hidráulicas.

1.2 SALTO BRUTO

El salto bruto de la instalación hidroeléctrica se ha calculado con la ayuda de IBERPIX y Civil 3D resultando ser del orden de 245 metros.

1.3 PÉRDIDAS DE CARGA

Las pérdidas de carga en las tuberías se han calculado a través de la expresión de Manning. Este método es válido cuando el canal es circular y está parcial o totalmente lleno, o cuando el diámetro de la tubería es muy grande. Uno de los inconvenientes de la fórmula es que sólo tiene en cuenta un coeficiente de rugosidad (n) obtenido empíricamente, y no las variaciones de viscosidad con la temperatura.

$$h = 10,3 * n^2 * \left(\frac{Q^2}{D^{5,33}}\right) * L \quad (1)$$

Donde:

h = pérdida de carga o energía (m)

N = coeficiente de rugosidad de Manning

D = diámetro interno de la tubería (m)

Q = Caudal (m³/s)

L = Longitud tubería (m)

El procedimiento ha sido fijar unas pérdidas predeterminadas inferiores al 10% y calcular un diámetro de la tubería que cumpla la expresión de Manning mediante la función “Solver” de Excel. A continuación se detallan los datos obtenidos para el bombeo y el turbinado.

Pérdidas de carga en la conducción forzada de impulsión	
Salto Bruto Hb (m)	245
Longitud conducción (m)	2450
Caudal bombeo máximo (m ³ /s)	50,9
Diámetro interno (m)	3
Número de tuberías	1
Coeficiente rugosidad Manning (n)	0,01
Pérdidas de carga (m)	18,74 (7,65%)

Tabla 1: Pérdidas de carga en la tubería de impulsión. Elaboración propia.

Finalmente, con un diámetro interno de tubería para la conducción de impulsión de 3 metros se obtienen unas pérdidas del 7,65%, y para el caso de la tubería de turbinado unas pérdidas del 9,26% con un diámetro interno del 3,2 metros.

Pérdidas de carga en la conducción forzada de turbinado	
Salto Bruto Hb (m)	245
Longitud conducción (m)	2450
Caudal bombeo máximo (m ³ /s)	66,5
Diámetro interno (m)	3,2
Número de tuberías	1
Coeficiente rugosidad Manning (n)	0,01
Pérdidas de carga (m)	22,68 (9,26%)

Tabla 2: Pérdidas de carga en la tubería de turbinado. Elaboración propia.

1.4 SALTO NETO

A partir de los resultados de pérdidas de carga del apartado anterior, se detalla a continuación el salto neto de la instalación hidroeléctrica que se define como el salto bruto menos las pérdidas de carga:

$$H_n = H_b - H_p \quad (2)$$

Salto Neto	
Salto Bruto (m)	245
Salto Neto (m)	223,9

Tabla 3: Salto neto. Elaboración propia.

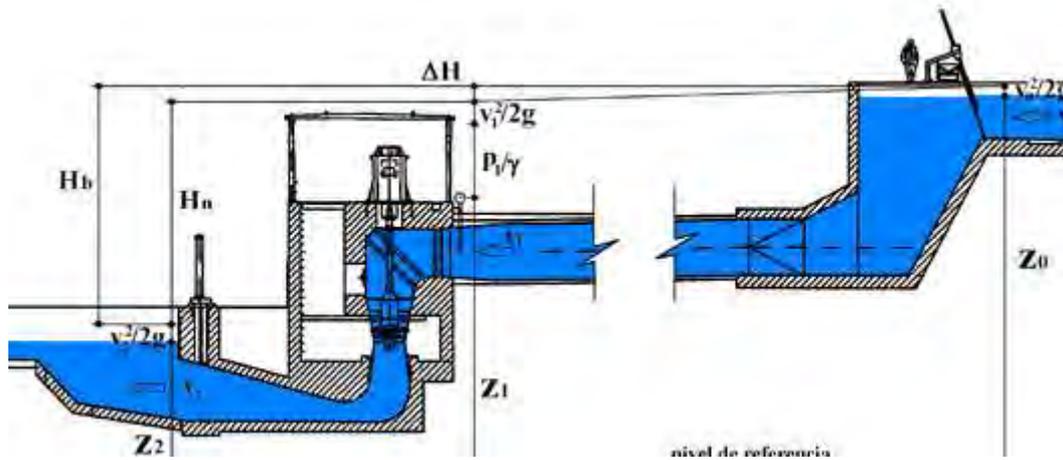


Ilustración 1: Esquema del salto de una instalación hidroeléctrica. Fuente: ASIng.

ANEXO 2.4

EQUIPOS DE BOMBEO

1 ANEXO 2.4: EQUIPOS DE BOMBEO

1.1	EQUIPOS DE BOMBEO	1
1.1.1	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	1
1.1.2	ILUSTRACIONES DE LOS EQUIPOS	3



1.1 EQUIPOS DE BOMBEO

1.1.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

El caudal máximo de bombeo necesario para el funcionamiento de las instalaciones de la central hidroeléctrica proyectada corresponde al funcionamiento simultáneo de las bombas destinadas al bombeo de la producción eólica y el funcionamiento de las bombas conectadas al sistema.

CAUDAL MÁXIMO DE BOMBEO CENTRAL HIDROEÓLICA BUSNELA	
Caudal máximo bombeo eólico (m ³ /s)	14
Caudal máximo bombas conectadas a red (m ³ /s)	37
Caudal máximo total (m³/s)	51

Tabla 1: Caudales de bombeo. Elaboración propia.

Los equipos seleccionados son un conjunto de 10 bombas multietapa de carcasa partida axialmente cuyas especificaciones se detallan en la siguiente tabla:

ANDRITZ Bomba multietapa de carcasa partida axialmente	
Diámetro nominal (DN) (m)	1,6
Caudal máximo (m ³ /s) (m ³ /s)	36.000 ¹
Altura de bombeo máxima (m)	800
Potencia	Hasta 20 MW (13,26 MW) ²
Eficiencia (%)	Hasta 91 %

Tabla 2: Especificaciones bombas multietapa. Fuente: ANDRITZ HYDRO [15].

Según las especificaciones técnicas del fabricante, las bombas tienen una eficiencia máxima del 91%, en el presente estudio se ha considerado una eficiencia inferior al 90 %.

Bomba multietapa con cámara axialmente partida	
P(MW)	13,26
Q240 (m ³ /s)	5,6
Caudal bombeo máximo requerido	51
Nº Bombas necesarias	10
Eficiencia	0,88 (máx 0,91)

Tabla 3: Requerimientos de bombeo para la central.

¹ 19.000 m³/h para una altura de 240 m.

² 13.26 MW de potencia unitaria requerida

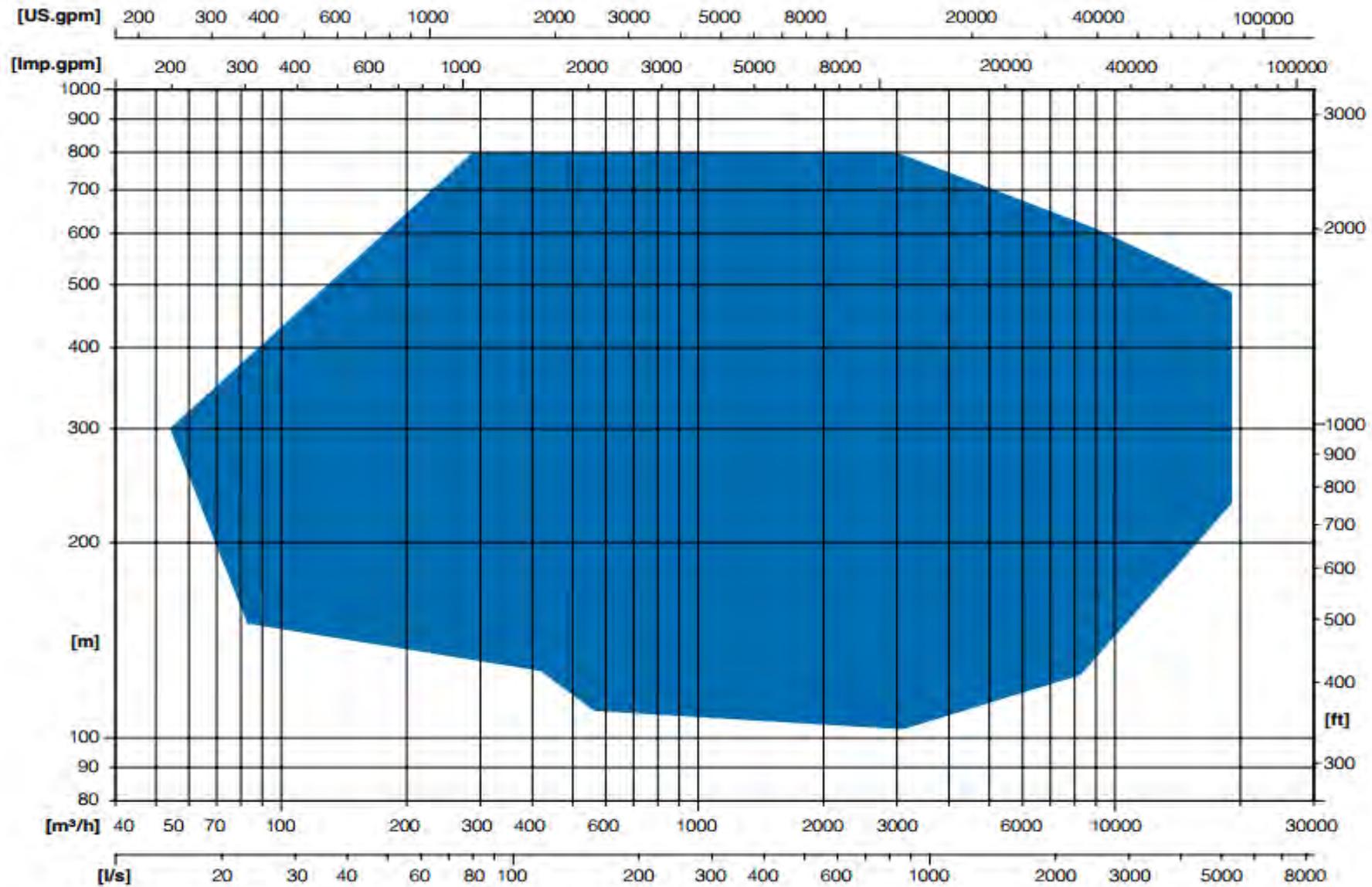


Ilustración 1: Tipo de espectro bomba multietapa seleccionada. FUENTE: [15].

1.1.2 ILUSTRACIONES DE LOS EQUIPOS



Ilustración 2: Bomba multietapa carcasa partida axialmente. FUENTE: Andritz Hydro.

ANEXO 2.5

EMBALSE Y PRESAS

1 ANEXO 2.5: EMBALSES Y PRESAS

1.1	OBJETO	1
1.2	EMBALSE SUPERIOR	2
1.2.1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y NIVELES DE INUNDACIÓN	2
1.3	EMBALSE INFERIOR	4
1.3.1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y NIVELES DE INUNDACIÓN	4
1.4	CLASIFICACIÓN Y SEGURIDAD	6

1.1 OBJETO

En este apartado se describen las características de los embalses destinados a almacenar los recursos hídricos bombeados a partir de la generación eólica de los parques estudiados. El estudio incluye los niveles de inundación, las superficies anegadas por el agua y el volumen acumulado en función de la capacidad. Del mismo modo, se ha realizado una descripción del tipo de presa elegida en función de las necesidades técnicas y del menor impacto medioambiental.

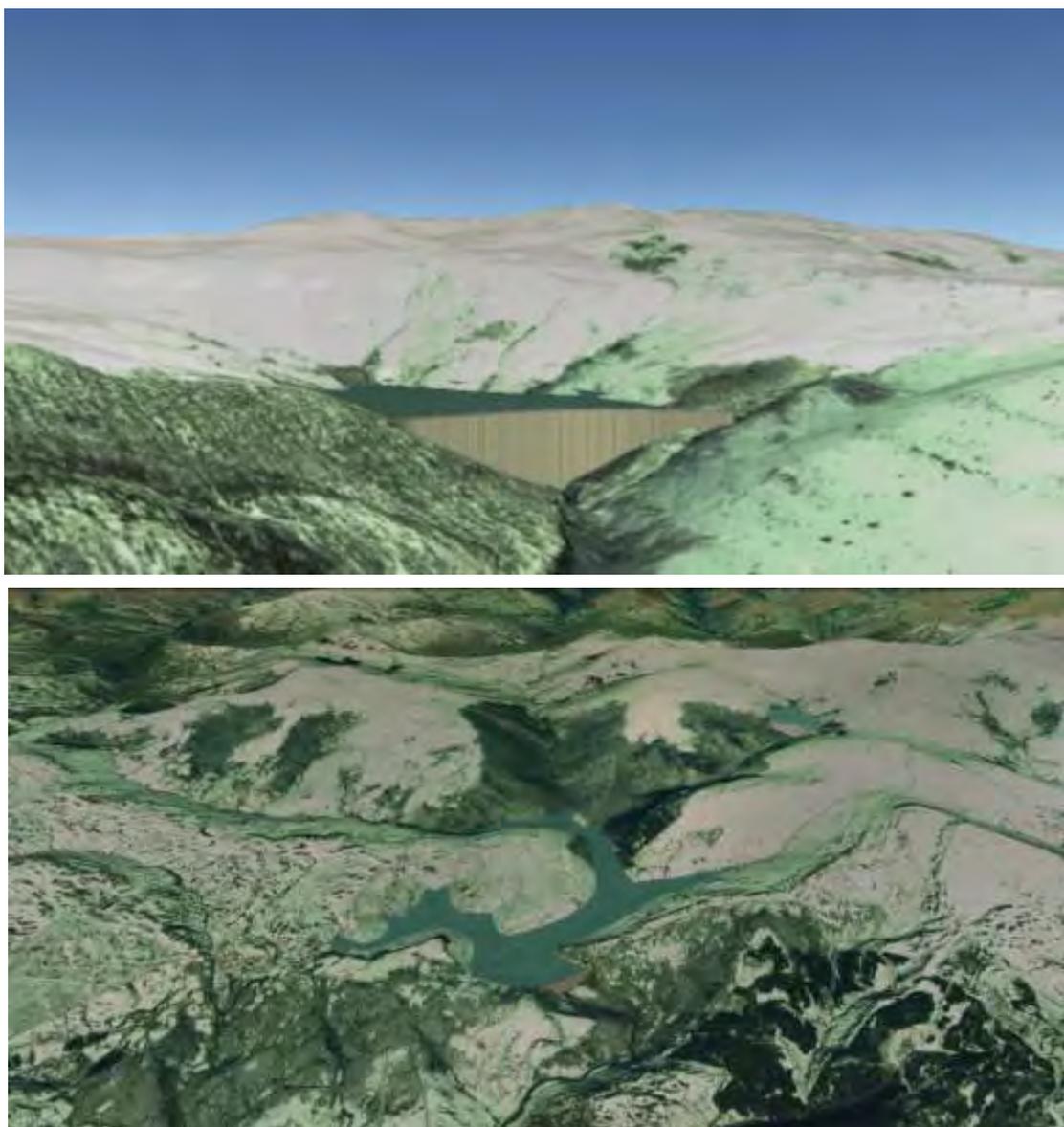


Ilustración 1: Modelo 3D de los embalses proyectados. Visión aérea. Elaboración propia.

1.2 EMBALSE SUPERIOR

1.2.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y NIVELES DE INUNDACIÓN

Según los cálculos realizados sobre los mapas topográficos de la zona en el software CIVIL 3D, se estima que la capacidad del embalse es de $0,79 \text{ Hm}^3$, que con un dragado de fondo puede incrementarse hasta los $1.000.000 \text{ m}^3$. Este volumen es suficiente para almacenar los 660.000 m^3 de agua diarios que se estima que podrá bombear en los meses de mayor producción el conjunto de parques eólicos.

AZUD EMBALSE SUPERIOR						
Cota (msnm)	Area parcial (m ²)	Area acumulada (m ²)	Volumen parcial (m ³)	Volumen acumulado (m ³)	Volumen (Hm ³)	Altura presa
980	3581,39	3581	167816	167816	0,17	4
984	2354,95	5936	159612	327428	0,33	8
988	7395,6	13332	139479	466907	0,47	12
992	2398,88	15731	60190	527097	0,53	14
994	2591,18	18322	55202	582298	0,58	16
996	2779,44	21101	49831	632129	0,63	18
998	3879,33	24981	43465	675595	0,68	20
1000	3181,74	28163	36103	711697	0,71	22
1002	3330,27	31493	29599	741296	0,74	24
1004	3511,22	35004	22757	764053	0,76	26
1006	3688,04	38692	15556	779609	0,78	28
1008	5918,46	44611	7994	787603	0,79	30
1008	Con dragado de fondo*				1	30

Tabla 1: Características técnicas del embalse superior. Elaboración propia.

Respecto a la tipología de presa elegida para el embalse superior, se trata de una presa de arco-gravedad con longitud de coronación de 182 metros y una altura sobre cimentaciones de 30 metros.

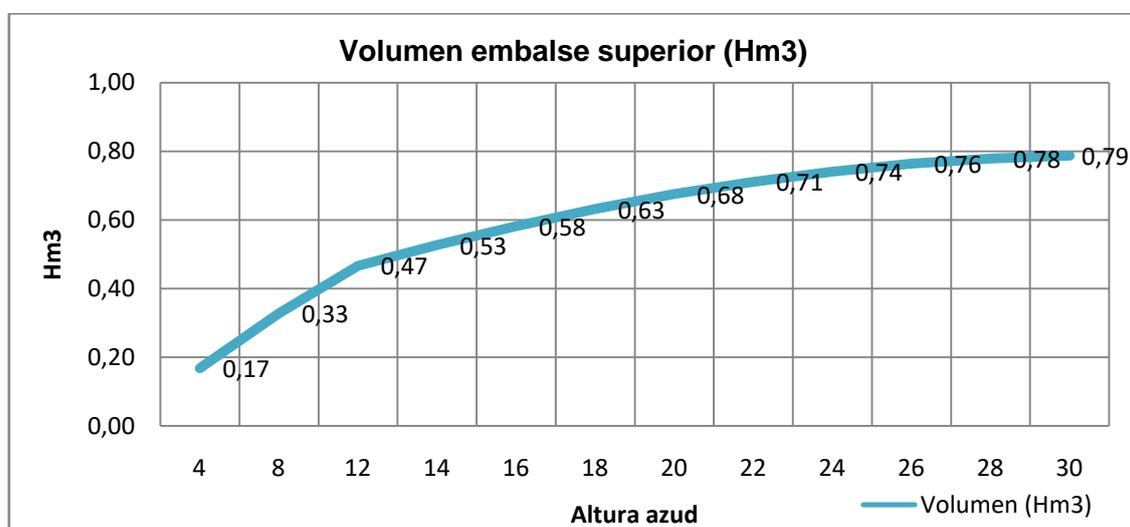


Ilustración 2: Gráfica Altura-Capacidad del embalse superior. Elaboración propia.

A su máxima capacidad, la superficie que ocupa la lámina de agua es de aproximadamente 44300 m^2 a la cota de 1008 msnm.

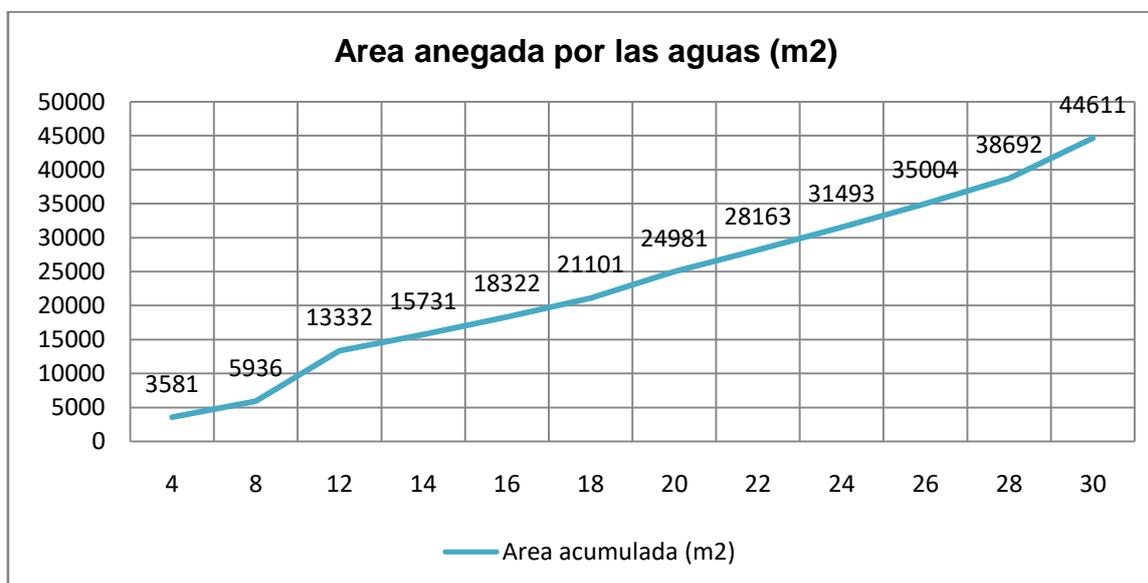


Ilustración 3: Superficie de inundación embalse superior. Elaboración propia.

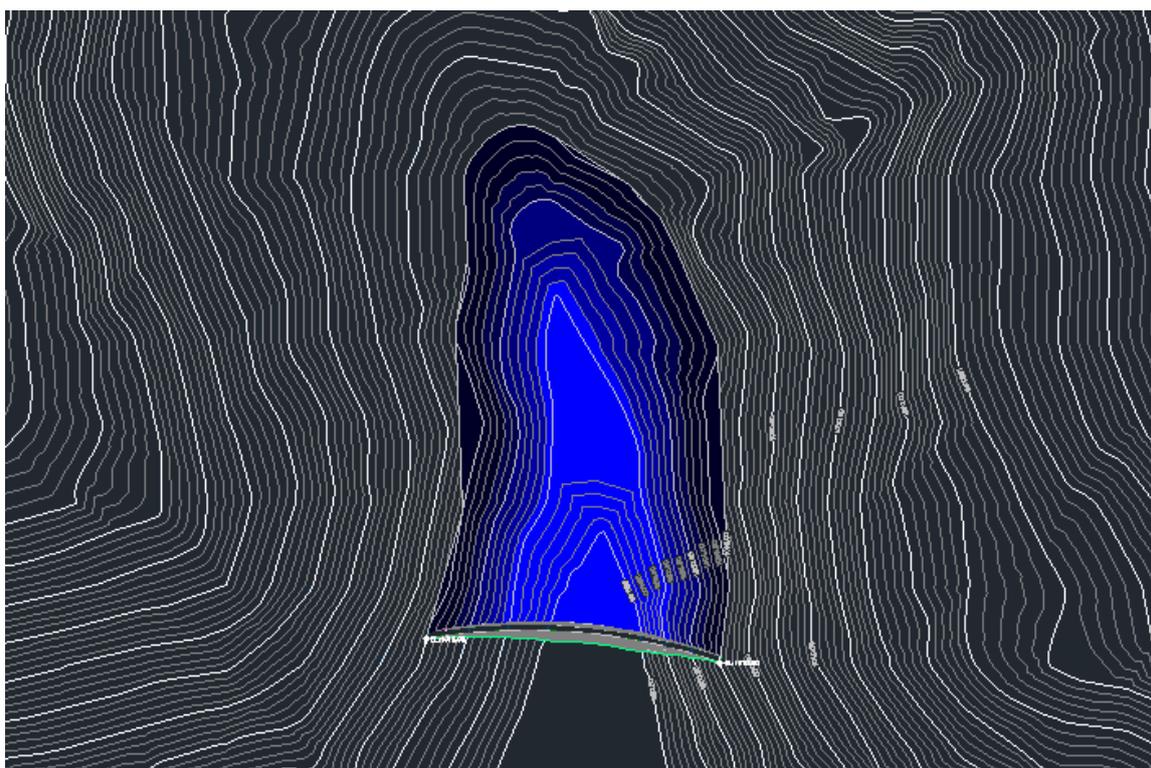


Ilustración 4: Niveles de inundación embalse superior. Elaboración propia mediante CIVIL 3D.

Su forma curva le permite dirigir los esfuerzos sobre los estribos que reposan sobre la pared del valle aguas arriba y reducir el volumen de relleno de la construcción, lo que permite reducir el precio de la obra y el impacto ambiental en la zona.



Ilustración 5: Presa superior arco gravedad, visión aérea. Elaboración propia.

1.3 EMBALSE INFERIOR

1.3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y NIVELES DE INUNDACIÓN

El embalse inferior está destinado a la regulación del caudal del río Nela y al abastecimiento mediante una tubería forzada de 3 metros de diámetro del embalse superior. La capacidad máxima de almacenamiento es de $15.000.000 \text{ m}^3$

Cota (msnm)	Area parcial (m ²)	Area acumulada (m ²)	Volumen parcial (m ³)	Volumen acumulado (m ³)	Volumen (Hm ³)	Altura presa (m)
710-716	110912	110912	3690339	3690339	3,69	6
716-722	102540	213452	3301223	6991561	6,99	12
722-726	41390	254842	1868532	8860093	8,86	16
726-730	90045	344887	1695268	10555362	10,56	20
730-734	55257	400144	1308619	11863981	11,86	24
734-736	26308	426452	589517	12453498	12,45	26
736-740	78296	504748	981059	13434557	13,43	30
740-744	60258	565006	662959	14097516	14,10	34
744-748	59692	624698	425687	14523204	14,52	38
748-750	76464	701162	114888	14638089	14,64	40

Ilustración 6: Características técnicas del embalse inferior. Elaboración propia.

La tipología de presa empleada es de gravedad, con una longitud de coronación de 230 metros y una altura de 40 metros.

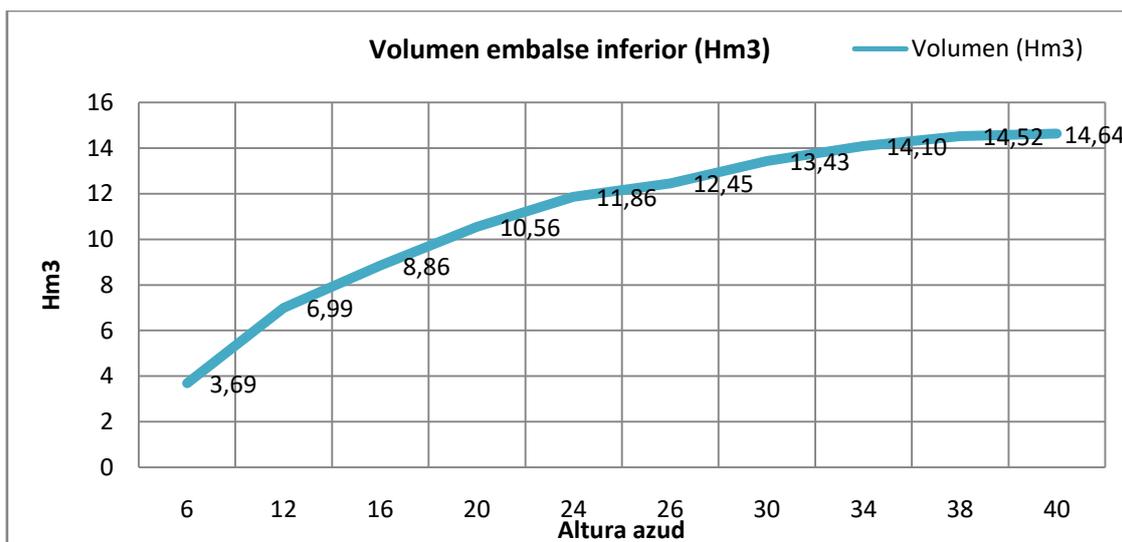


Ilustración 7: Gráfica Altura-Capacidad del embalse inferior. Elaboración propia.

La superficie inundada por la lámina de agua cuando el embalse se encuentra a su capacidad máxima superior a los 700.000 m².

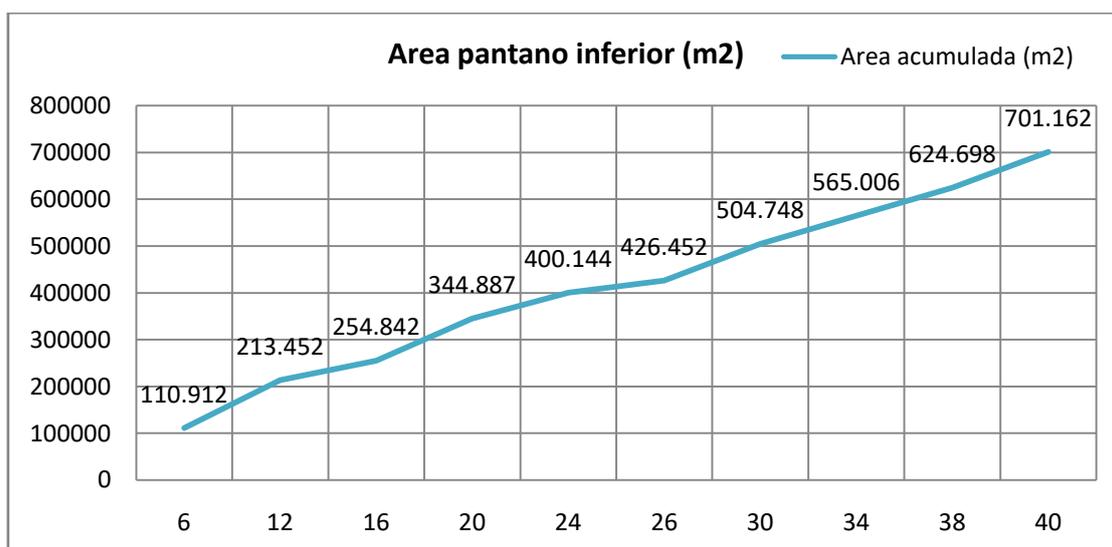


Ilustración 8: Superficie de inundación embalse inferior. Elaboración propia.

Capacidad embalse superior (m3)	787603
Capacidad embalse inferior (m3)	14638089

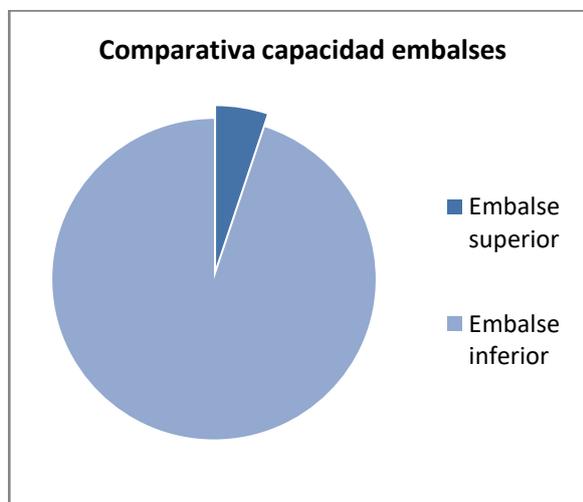




Ilustración 9: Vista aérea embalse inferior. Elaboración propia.

1.4 CLASIFICACIÓN Y SEGURIDAD

De acuerdo a la norma técnica de seguridad para la clasificación de presas y embalses *Real Decreto 9/2008, de 11 de enero*, cuya finalidad es establecer y determinar los requisitos y condiciones mínimas que deben de cumplir las construcciones hidráulicas en función de los daños potenciales ocasionados por roturas, funcionamientos incorrectos o averías graves, el embalse superior se encuentra en la categoría “C” “Presas, o balsas, cuya rotura o funcionamiento incorrecto puede producir daños materiales de moderada importancia y sólo incidentalmente pérdida de vidas humanas.



Ilustración 10: Distancia del embalse inferior a la población más cercana, Ahedo de las pueblas. Fuente: IBERPIX [10].

La distancia de la presa inferior a la población más cercana habitada (Ahedo de las Pueblas) es de 1,84 Km. Además existe una elevación entre la obra y la población que protegería las viviendas en caso de rotura del azud.

ANEXO 3

ESTUDIO ECONÓMICO

ANEXO 3.1

ESTUDIO DE PRECIOS Y

RENTABILIDAD

ECONÓMICA

ANEXO 3.1: ESTUDIO DE RENTABILIDAD ECONÓMICA

1	ESTUDIO RENTABILIDAD ECONÓMICA	1
1.1	OBJETO	1
1.2	NORMATIVA DE EXPLOTACION Y EXPECTATIVAS	1
1.3	PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE LA ENERGÍA.....	2
1.3.1	PRECIOS HORARIOS 2017.....	2
1.3.2	PRECIOS HORARIOS 2016.....	5
1.4	INVERSIÓN Y ASPECTOS ECONÓMICOS	8
1.5	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	9
1.5.1	PERIODOS DE RETORNO ESCENARIO PRECIOS 2017.....	9
1.5.2	PERIODOS DE RETORNO ESCENARIO PRECIOS 2016.....	10
1.5.3	ÍNDICES DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	11
1.5.4	VALOR ACTUAL NETO DEL PROYECTO (VAN / NPV)	12
1.5.5	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	14
1.6	PRODUCCIÓN ELÉCTRICA	14
1.7	INGRESOS ESTIMADOS.....	15
1.7.1	BOMBEO EÓLICO.....	15
1.7.2	BOMBEO CONVENCIONAL.....	16
1.8	GASTOS DE EXPLOTACIÓN Y TASAS.....	16
1.9	CONCLUSIONES DEL ESTUDIO.....	17

1 ESTUDIO RENTABILIDAD ECONÓMICA

1.1 OBJETO

El objeto del presente estudio es analizar la viabilidad económica de la central hidroeléctrica de Busnela haciendo una selección justificada de las diferentes alternativas y exponiendo todos los gastos fijos y variables.

El proyecto objeto de estudio, requiere una inversión inicial relativamente alta con un alto porcentaje formado por inversión externa. Una financiación adecuada resulta decisiva a la hora de estimar la rentabilidad del proyecto. Los costes anuales fijos son los seguros e impuestos que se aplican a los beneficios de la central en forma de canon a la generación y de retribuciones al OMIE y REE. Así como una fianza a la distribuidora (Iberdrola en este caso) por la conexión de la central a sus líneas de transporte durante todos los años de operación

Los costes variables hacen referencia a los costes de operación y mantenimiento, los cuales aumentarán significativamente con el envejecimiento de las instalaciones.

Los ingresos de la central provienen de la venta de energía, y serán dependientes de las fluctuaciones del precio del MWh en horas punta y valle.

1.2 NORMATIVA DE EXPLOTACION Y EXPECTATIVAS

Según el Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo mediante el cual se regula el canon por utilización de aguas continentales la instalación desarrollada en el presente proyecto está obligada a cumplir las siguientes disposiciones:

- Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica donde todos los aprovechamientos que hagan uso de los bienes hidráulicos de dominio público deberán abonar un canon proporcional a la potencia instalada en barras de la central. Dicho canon solo será de aplicación en las cuencas intercomunitarias.
- Serán contribuyentes del canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica los concesionarios de agua cuyo destino sea la producción de energía hidroeléctrica. En el caso de las instalaciones proyectadas Confederación Hidrográfica del Ebro.

- La base imponible del canon será el valor económico de la energía producida medida en barras de la central. Se considerará valor económico de la energía producida la retribución total que obtenga el contribuyente por la energía producida que incorpore al sistema eléctrico durante cada año natural de funcionamiento de la instalación.
- El tipo de gravamen será del 22 por ciento anual que se aplicará sobre la base imponible.
- En las instalaciones hidroeléctricas de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW el importe del canon se reducirá en un noventa por ciento

Del mismo modo, las instalaciones proyectadas deberán abonar una serie de tarifas de acceso a la empresa distribuidora según expone el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. Además existirán una serie de retribuciones al OMIE y a REE eléctrica por el uso y gestión de las infraestructuras.

1.3 PRECIOS DE COMPRA Y VENTA DE LA ENERGÍA

Para el cálculo de los beneficios económicos de la central hidroeléctrica se han empleado los datos horarios de precios de la energía proporcionados por el OMIE del mercado horario (€/MWh). Con el fin de disponer de los precios más actualizados, los datos empleados corresponden al primer semestre de 2017 y el año 2016 completo, lo que permite estimar el balance económico del bombeo y turbinado de la central.

Los precios estudiados abarcan desde el lunes a viernes y corresponden a los precios reales del mercado diario. Esto permite estimar de forma precisa los ingresos a partir de la energía turbinada con los precios de horas punta y los gastos de bombeo en las horas valle. Destacando que en los ingresos de venta de energía no se han tenido en cuenta retribuciones ni subvenciones.

1.3.1 PRECIOS HORARIOS 2017

A continuación se detallan los precios medios horarios del primer semestre de 2017 calculados según el día de la semana, lo que ha permitido optimizar las horas de bombeo y turbinado de la central:

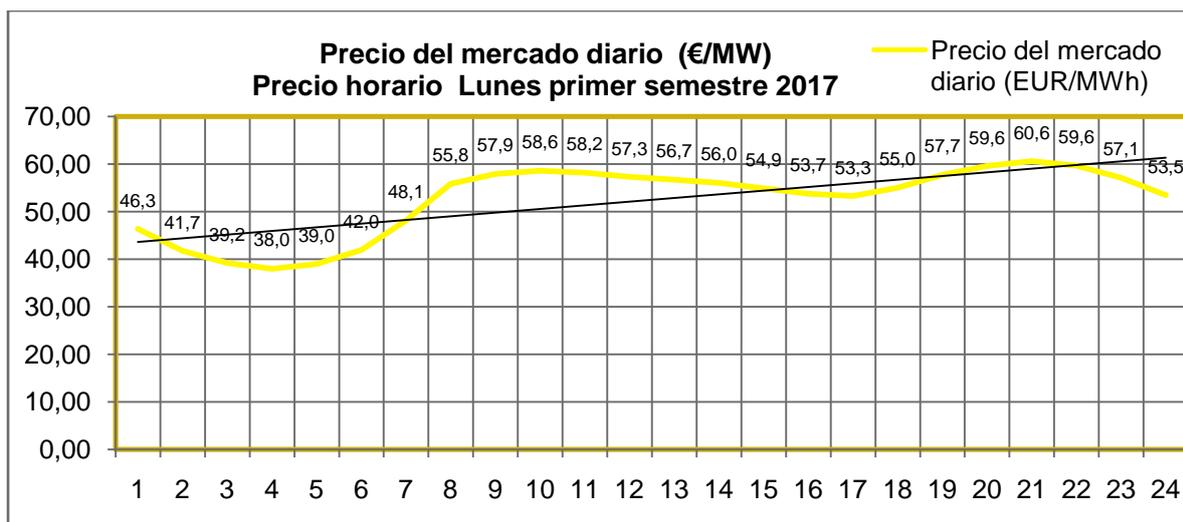


Ilustración 1: Estudio de precios horario de los Lunes del periodo 2016-2017. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

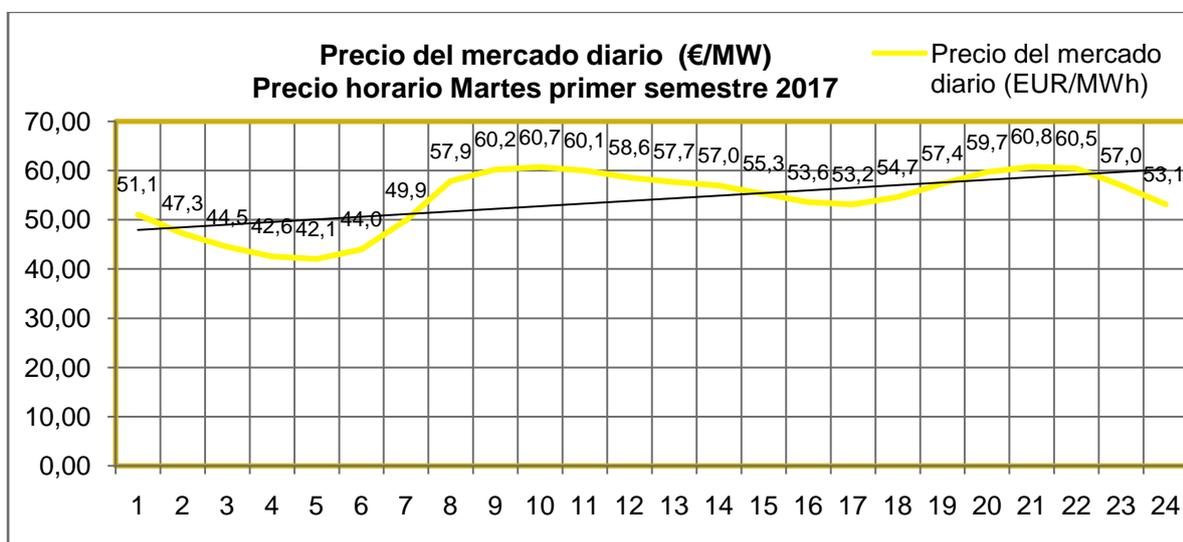


Ilustración 2: Estudio de precios horario de los Martes del periodo 2016-2017. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

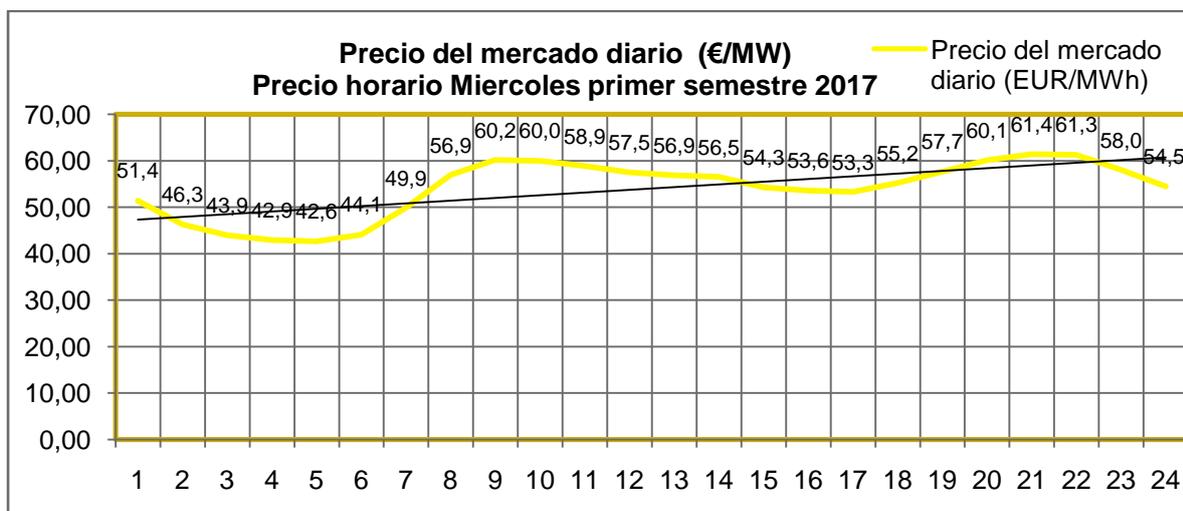


Ilustración 3: Estudio de precios horario de los Miércoles del periodo 2016-2017. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

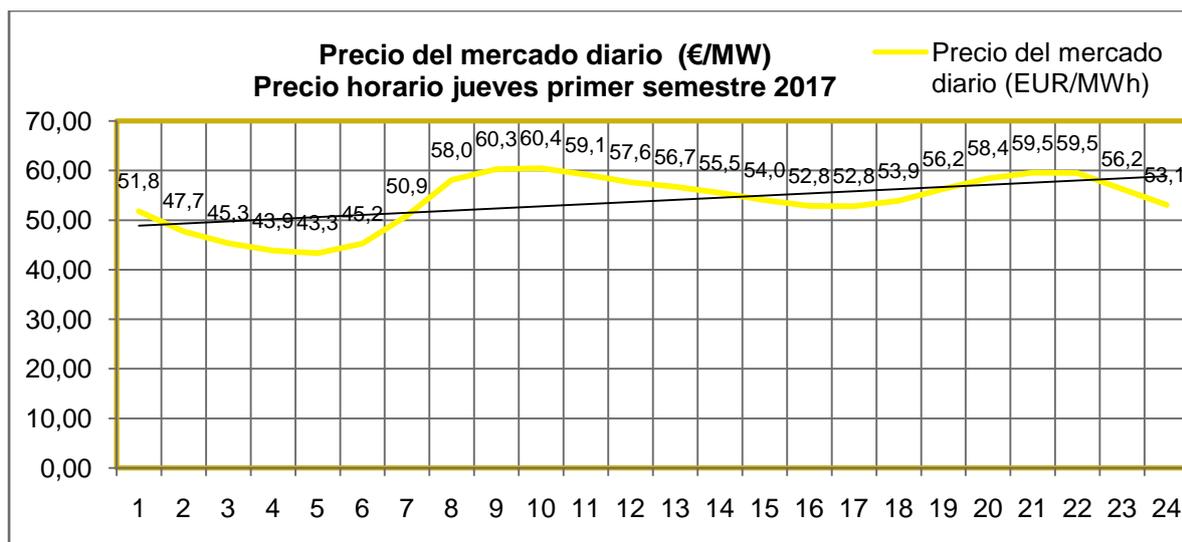


Ilustración 4: Estudio de precios horario de los Jueves del periodo 2016-2017. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

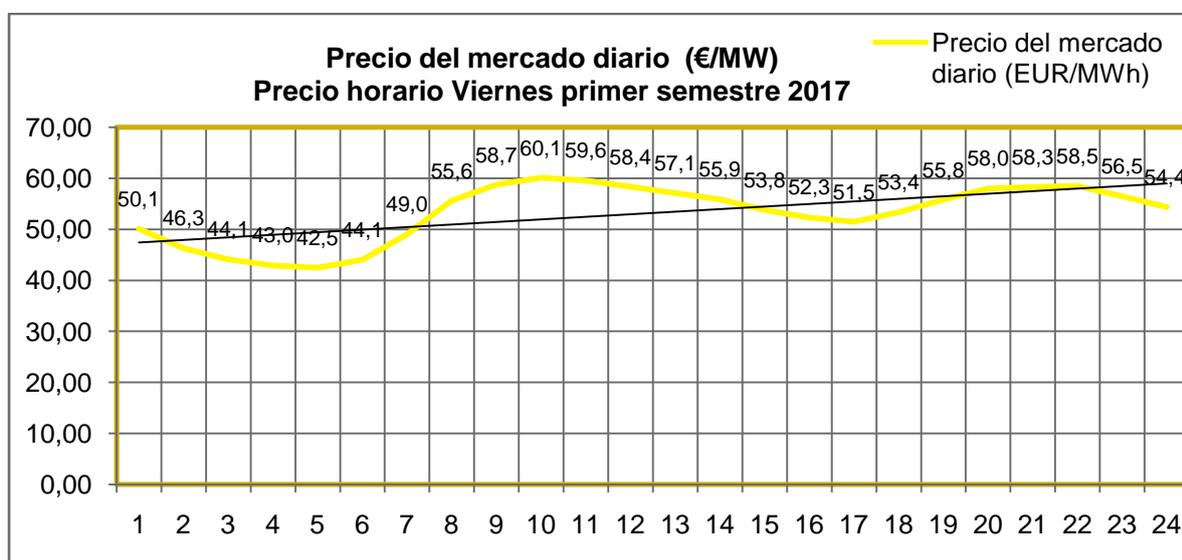


Ilustración 5: Estudio de precios horario de los Viernes del periodo 2016-2017. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

De acuerdo a las gráficas y datos obtenidos, se han establecido en la tabla que aparece a continuación las horas correspondientes al bombeo y turbinado de la central:

Horas de bombeo y turbina de la C.H.E Busnela	
Horas bombeo	1:00 - 6:00 hrs (5 horas)
Horas turbinado	09:00 - 11:00 / 19:00 - 23:00 hrs (6 horas)

Ilustración 6: Horas destinadas al bombeo y turbinado de la central.

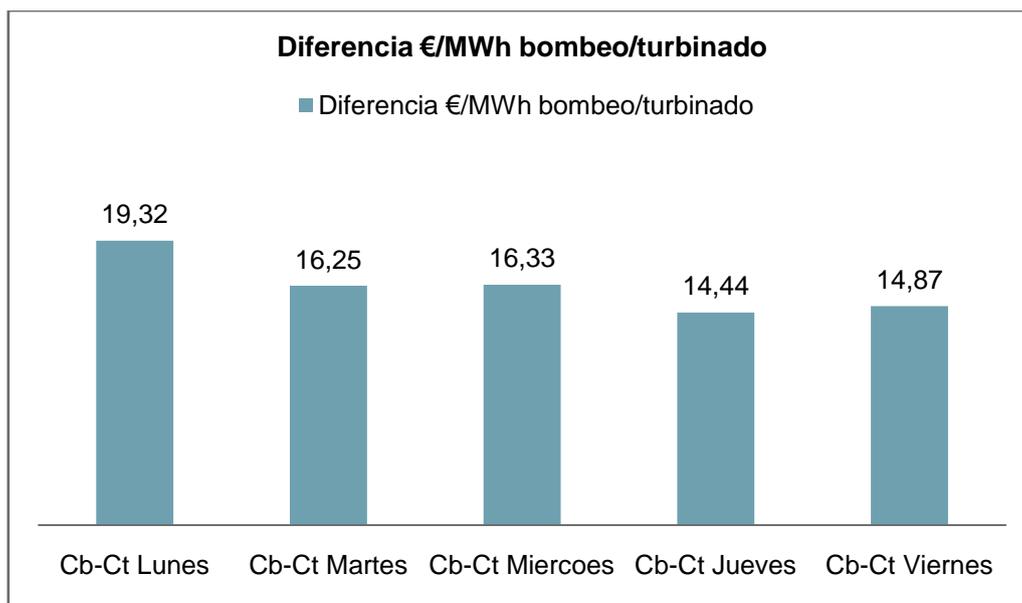


Ilustración 7: Diferencia en el €/MWh durante las horas de bombeo y turbinado año 2017. Elaboración propia.

Precios de compra y venta de la energía (€/MWh) 2017	
Precio del MWh en hora valle (Bombeo)	42,5
Precio del MWh en hora punta (Turbinado)	58,8

Tabla 1: Precios 2017 empleados para el estudio de rentabilidad. Elaboración propia.

1.3.2 PRECIOS HORARIOS 2016

A continuación se detallan los precios medios horarios del año 2017 calculados según el día de la semana, lo que ha permitido optimizar las horas de bombeo y turbinado de la central:

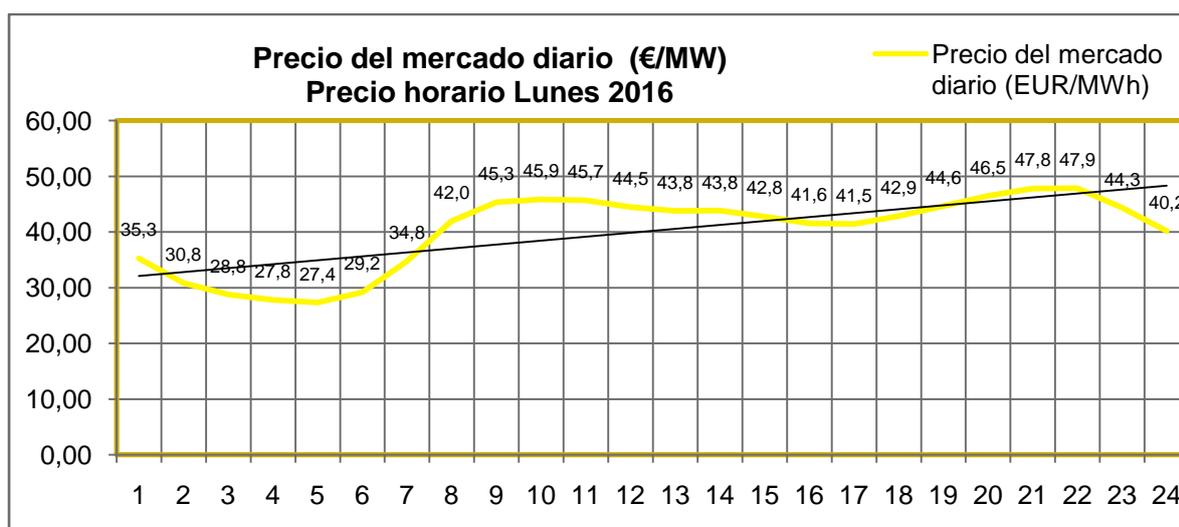


Ilustración 8: Estudio del precio horario de la energía durante el año 2016. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

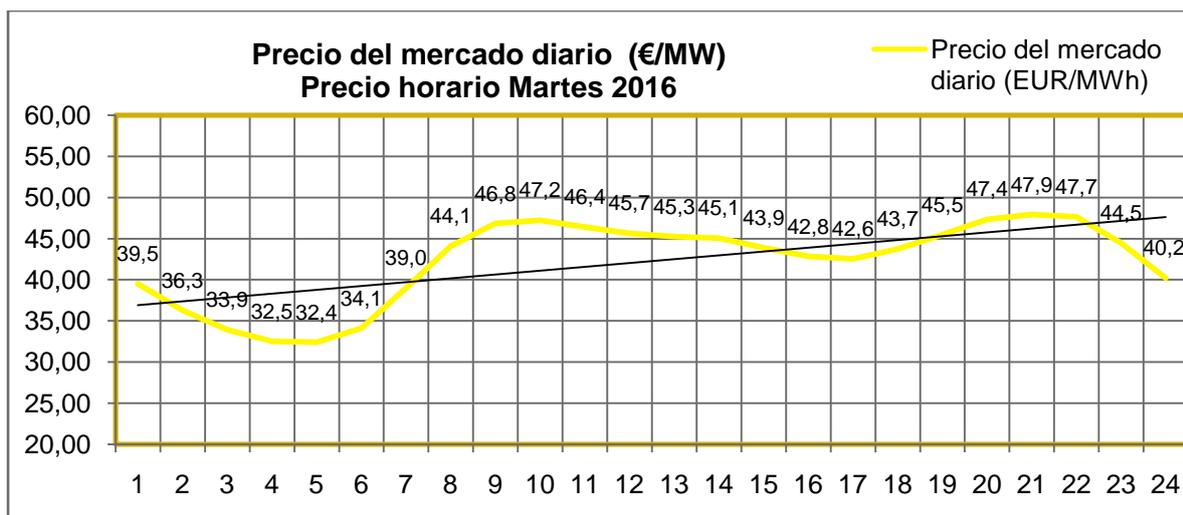


Ilustración 9: Estudio del precio horario de la energía durante el año 2016. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

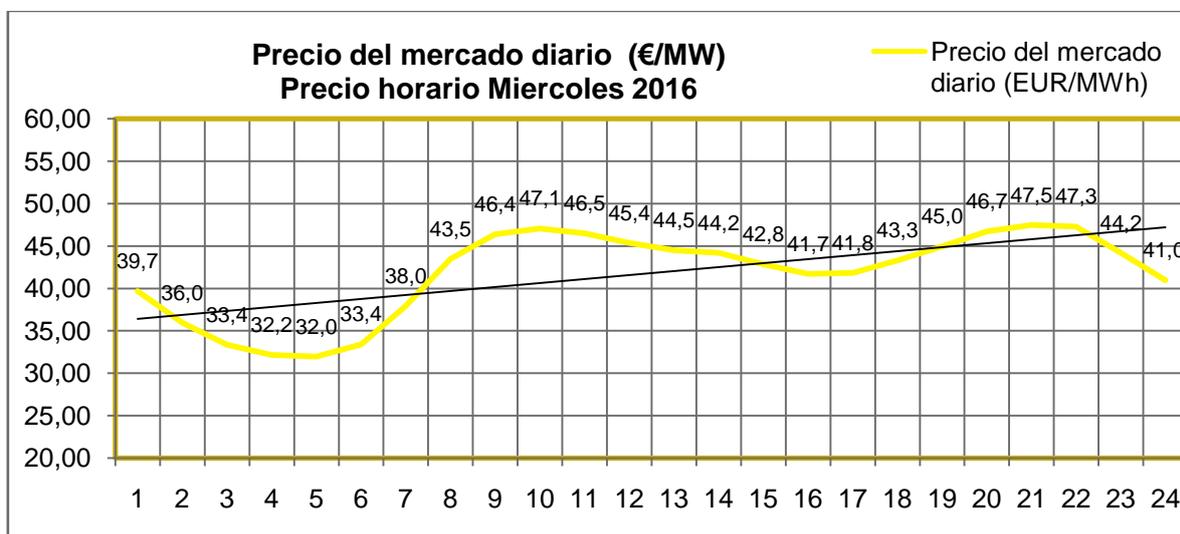


Ilustración 10: Estudio del precio horario de la energía durante el año 2016. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

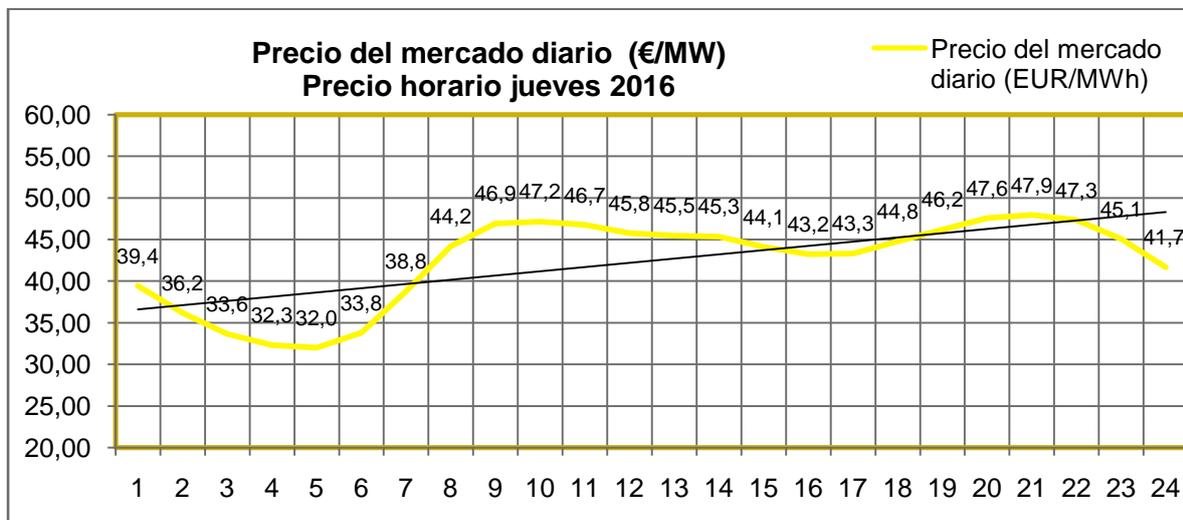


Ilustración 11: Estudio del precio horario de la energía durante el año 2016. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

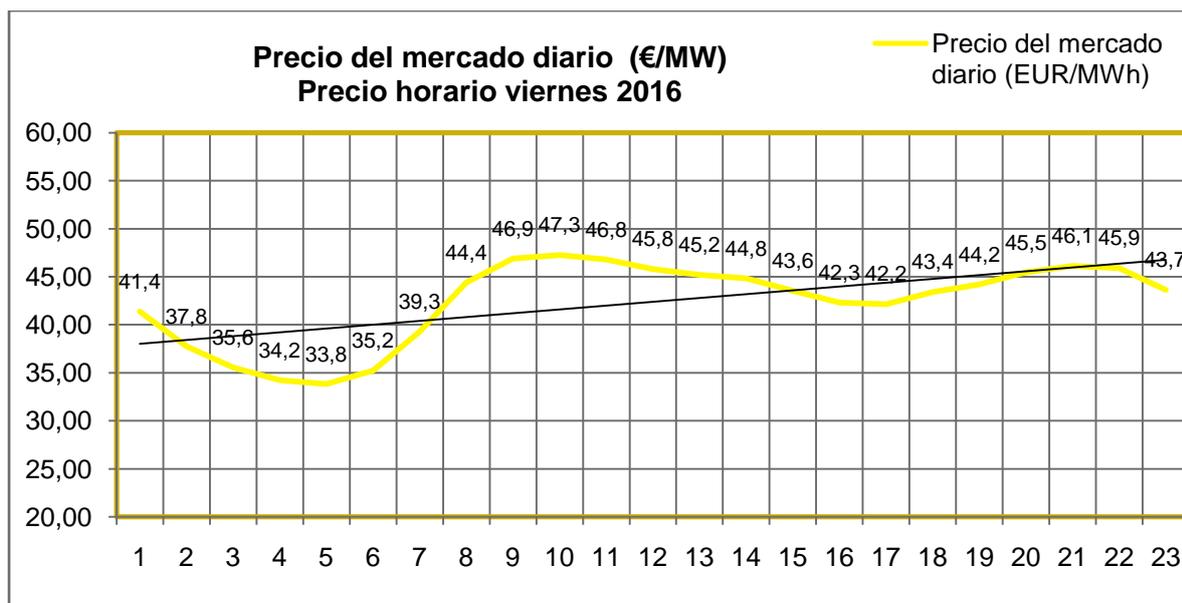


Ilustración 12: Estudio del precio horario de la energía durante el año 2016. Elaboración propia a partir de datos del OMIE.

Horas de bombeo y turbina de la C.H.E Busnela	
Horas bombeo	1:00 - 6:00 hrs (5 horas)
Horas turbinado	09:00 - 11:00 / 19:00 - 23:00 hrs (6 horas)

Tabla 2: Horas destinadas al bombeo y turbinado de la central.

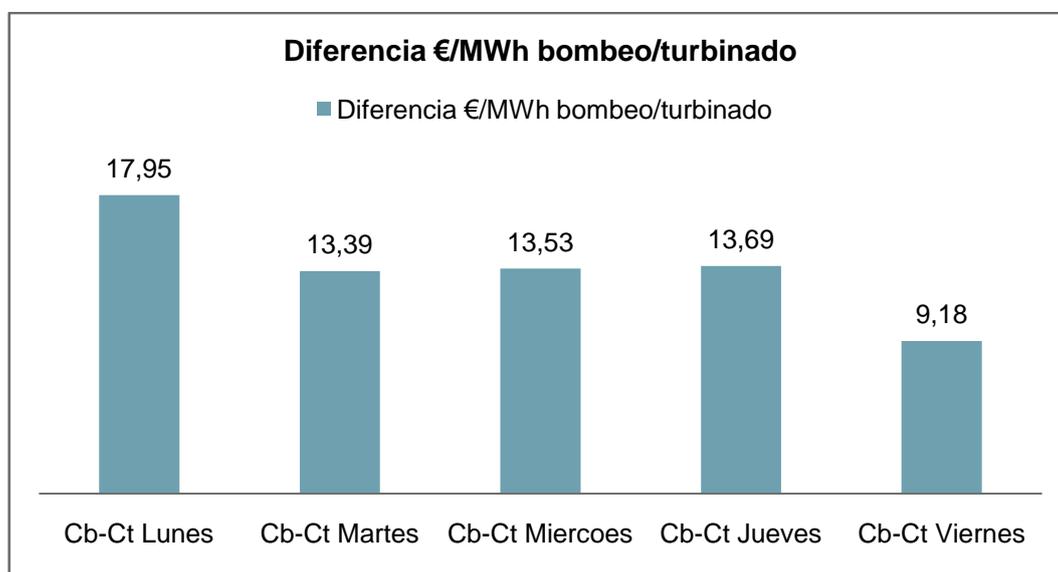


Ilustración 13: Diferencia en el €/MWh durante las horas de bombeo y turbinado año 2016. Elaboración propia.

Precios de compra y venta de la energía (€/MWh) 2016	
Precio del MWh en hora valle (Bombeo)	34,2
Precio del MWh en hora punta (Turbinado)	46

Tabla 3: Precios 2016 empleados para el estudio de rentabilidad. Elaboración propia.

1.4 INVERSIÓN Y ASPECTOS ECONÓMICOS

Los costes de inversión para la ejecución de una central hidroeléctrico están estrechamente relacionados con factores como la orografía del terreno, la tipología de los equipos de bombeo y su tamaño, la potencia, la presencia de un punto de conexión cercano, etc.

A lo largo de todo el proceso de desarrollo del proyecto hay que diferenciar tres etapas con sus costes diferenciados: Fase de elaboración proyecto, fase de ejecución de las obras y fase de funcionamiento.

A continuación se adjuntan las diferentes distribuciones porcentuales en los costes de inversión:

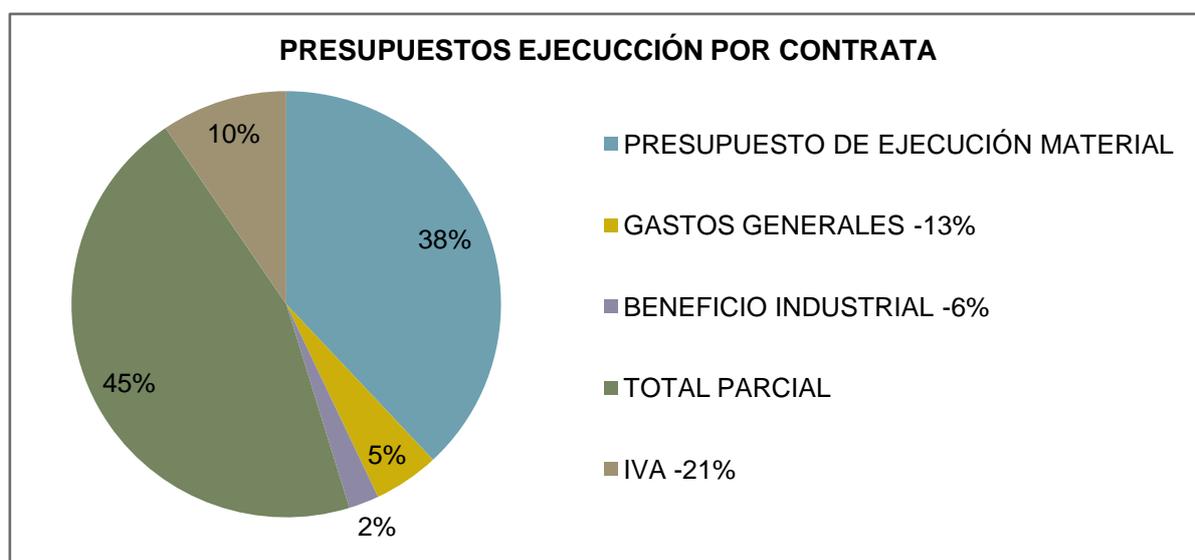


Ilustración 14: Distribución porcentual de los presupuestos de ejecución por contrata.

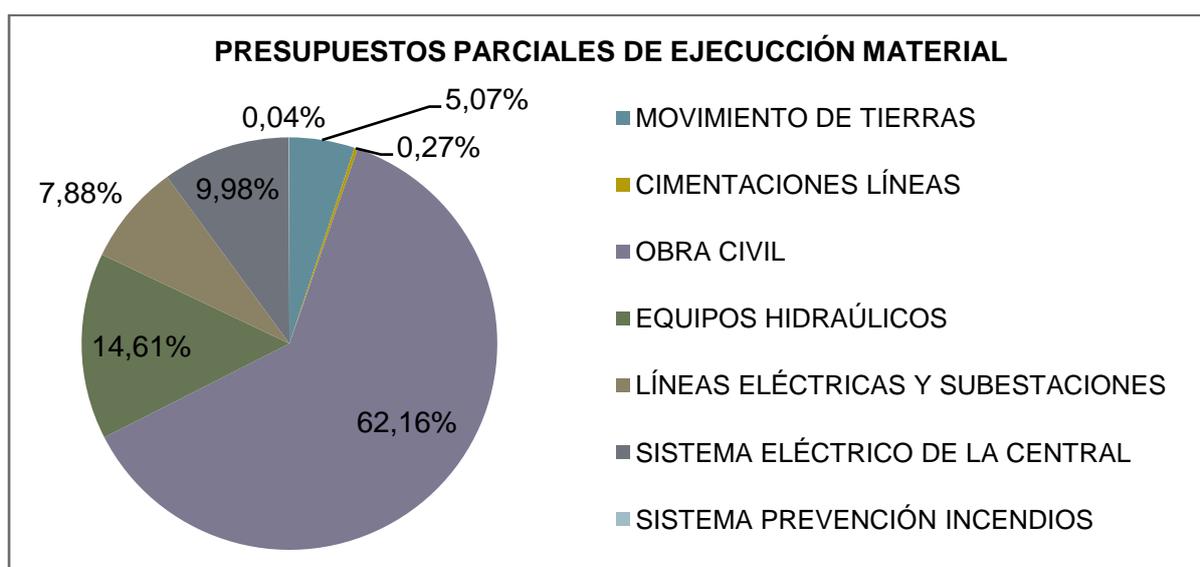


Ilustración 15: Presupuesto parcial de ejecución material. Elaboración propia.

La última fase hace referencia a la puesta en marcha de la central hidroeléctrica, lo que implica unos costes de mantenimiento, explotación y posibles reparaciones. Incluyendo costes de personal cualificado, repuestos, seguros, impuestos anuales y otras cargas. Además de costes administrativos y de organización.

La estimación de estos costes debe realizarse anualmente dependiendo su variación del grado de automatización de la central y su ratio de averías o fallos.

Dichos gastos se han considerado del orden del 3 % a la inversión final a realizar, la cual asciende a **39.564.791,85 €** (39 millones quinientos sesenta y cuatro mil setecientos noventa y uno con ochenta y cinco euros).

1.5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

A continuación se detalla la metodología a seguir para determinar la rentabilidad económica del presente proyecto

1.5.1 PERIODOS DE RETORNO ESCENARIO PRECIOS 2017

En una primera estimación puede determinarse el periodo de retorno de la inversión requerida en el presente proyecto a través de la siguiente expresión:

$$\text{Periodo de retorno (P.R.)} = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Beneficio anual (€/año)}} \quad (1)$$

Donde la inversión de las instalaciones es de **39.564.791,85 €** y el beneficio anual bruto es de **5.751.397,06 €** de los cuales **5.357.508,00 €** provienen de los ingresos por venta de toda la energía producida por los parques eólicos en horas punta y **393.888,94 €** del aprovechamiento de la capacidad sobrante del embalse mediante un sistema de bombeo convencional por compra de energía a red.

Los gastos que se detallarán en los siguientes apartados ascienden a **928.165,22 €**, dónde se incluye las retribuciones a REE, OMIE, el canon de generación y los costes de mantenimiento y operación.

$$\text{Periodo de retorno (P.R.)} = \frac{39.564.791,85 \text{ €}}{4.823.231,84 \frac{\text{€}}{\text{año}}} = 8.2 \text{ años}$$

Periodo de retorno (P.R.) (Años)	8,2 Años (8 años y 3 meses)
----------------------------------	-----------------------------

Tabla 4: Periodo de retorno para el escenario de precios de 2017.

Dicho periodo de retorno se encuentra por debajo de los 12 años, por lo que podemos considerarlo como rentable.

1.5.2 PERIODOS DE RETORNO ESCENARIO PRECIOS 2016

En una primera estimación puede determinarse el periodo de retorno de la inversión requerida en el presente proyecto a través de la siguiente expresión:

$$\text{Periodo de retorno (P.R.)} = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Beneficio anual (€/año)}} \quad (2)$$

Donde la inversión de las instalaciones es de **39.564.791,85 €** y el beneficio anual bruto es de **4.407.278,93 €** de los cuales **4.191.247,85 €** provienen de los ingresos por venta de toda la energía producida por los parques eólicos en horas punta y **216.031,09 €** del aprovechamiento de la capacidad sobrante del embalse mediante un sistema de bombeo convencional por compra de energía a red.

Los gastos que se detallarán en los siguientes apartados ascienden a **898.594,62 €**, dónde se incluye las retribuciones a REE, OMIE, el canon de generación y los costes de mantenimiento y operación.

$$\text{Periodo de retorno (P.R.)} = \frac{39.564.791,85 \text{ €}}{3.508.684,32 \frac{\text{€}}{\text{año}}} = 11.28 \text{ años}$$

Periodo de retorno (P.R.) (Años)	11,28 Años (11 Años y 3 meses)
----------------------------------	--------------------------------

Tabla 5: Periodo de retorno para el escenario de precios de 2016.

Dicho periodo de retorno se encuentra también por debajo de los 12 años, por lo que podemos considerarlo como rentable. Finalmente se muestra una comparativa de los ingresos obtenidos con los dos sistemas de producción en la central según los escenarios de precios del MWh para los años 2016 y 2017.

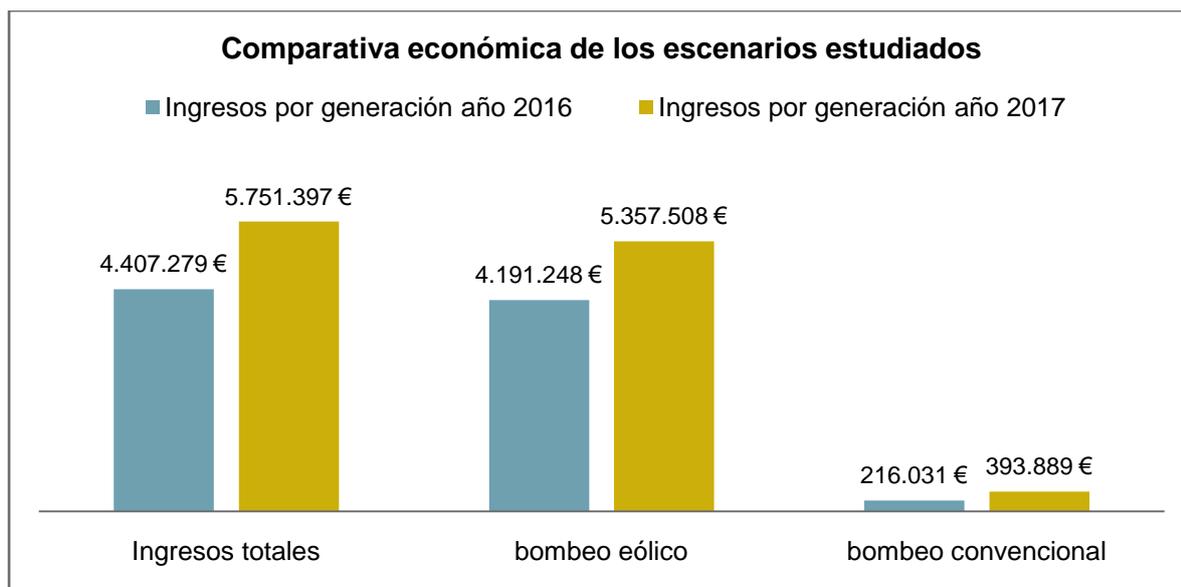


Ilustración 16: Comparativa económica de los ingresos de la central en base a los precios de la energía para los años 2016-2016. Elaboración propia.

Dado que la tendencia de precios del año 2016 y 2017 está en continuo ascenso, las siguientes variables del estudio estarán basadas en los precios del año 2017 por tratarse de los datos más representativos y actualizados.

1.5.3 ÍNDICES DE ENERGÍA Y POTENCIA

Otros índices a tener en cuenta son el de energía (Coste del kWh generado) y el de potencia (Coste del kW. Instalado)

$$\text{Índice de energía (I. E.)} = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Energía producida (kWh/año)}} \quad (3)$$

Dónde la energía real producida por la central es **264.965,60 MWh/año** y la inversión **39.564.791,85 €**. Resultando un índice de energía de **0,1493 €/kWh**.

$$\text{Índice de potencia (I. P.)} = \frac{\text{Inversión (€)}}{\text{Potencia instalada (kW)}} \quad (4)$$

Donde la potencia total instalada es **238 MW**. Resultando un índice de potencia de **163,2386 €/kW**.

1.5.4 VALOR ACTUAL NETO DEL PROYECTO (VAN / NPV)

El VAN es un parámetro indicativo de la viabilidad de un proyecto. Se basa en la estimación de los flujos de caja (ingresos de cada año menos los gastos netos) para determinar en cuántos años se podría recuperar la inversión, más un pequeño interés.

$$VAN = -I + \sum_{a=1}^n \frac{I_a - C_a}{(1+r)^a} \quad (5)$$

I = Inversión inicial (€)

r = Tasa de interés

C_a = Costes en el año a (€)

a = N^o de años

I_a = Ingresos en el año a (€)

Para considerar rentable la inversión, una de las condiciones es que el VAN sea un valor positivo, ya que si por el contrario, el valor del VAN fuese negativo, los beneficios obtenidos a lo largo de la vida útil del proyecto serían insuficientes para cubrir los costes de inversión.

A continuación se muestra el cálculo del VAN, donde el interés empleado ha sido del 7,5 %:

Año	Flujo de Caja	Flujo caja acumulado	Año	Flujo de Caja	Flujo caja acumulado
1	2.175.462,38 €	- 37.541.105,91 €	16	4.811.936,00 €	1.971.019,96 €
2	4.811.936,00 €	- 33.377.180,76 €	17	4.811.936,00 €	3.378.285,17 €
3	4.811.936,00 €	- 29.503.762,01 €	18	4.811.936,00 €	4.687.369,08 €
4	4.811.936,00 €	- 25.900.581,79 €	19	4.811.936,00 €	5.905.121,56 €
5	4.811.936,00 €	- 22.548.786,22 €	20	4.811.936,00 €	7.037.914,56 €
6	4.811.936,00 €	- 19.430.836,86 €	21	4.811.936,00 €	8.091.675,50 €
7	4.811.936,00 €	- 16.530.418,85 €	22	4.811.936,00 €	9.071.918,23 €
8	4.811.936,00 €	- 13.832.355,59 €	23	4.811.936,00 €	9.983.771,93 €
9	4.811.936,00 €	- 11.322.529,30 €	24	4.811.936,00 €	10.832.007,93 €
10	4.811.936,00 €	- 8.987.807,16 €	25	4.811.936,00 €	11.621.064,67 €
11	4.811.936,00 €	- 6.815.972,62 €	26	4.811.936,00 €	12.355.070,95 €
12	4.811.936,00 €	- 4.795.661,42 €	27	4.811.936,00 €	13.037.867,48 €
13	4.811.936,00 €	- 2.916.302,16 €	28	4.811.936,00 €	13.673.027,05 €
14	4.811.936,00 €	- 1.168.060,99 €	29	4.811.936,00 €	14.263.873,16 €
15	4.811.936,00 €	458.209,86 €	30	4.811.936,00 €	14.813.497,44 €

Tabla 6: Cálculos relativos al VAN del proyecto. Elaboración propia.

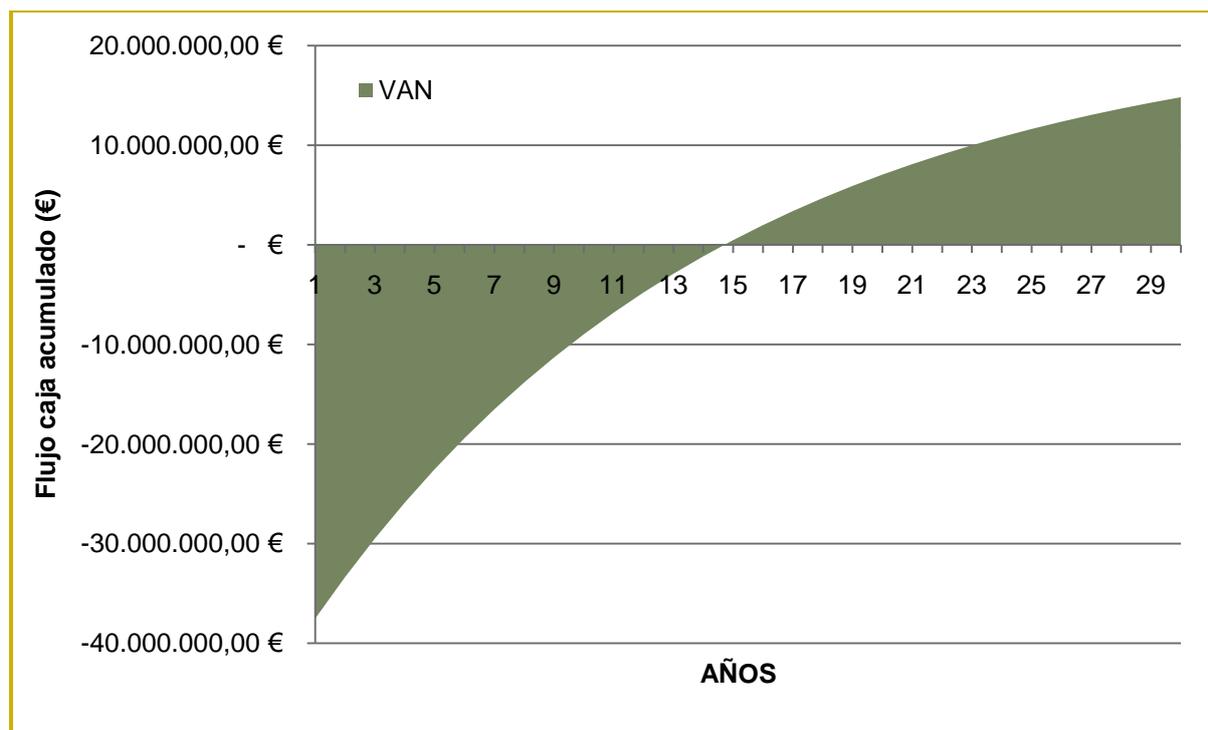


Ilustración 17: VAN del proyecto. Elaboración propia.

1.5.5 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El TIR (Tasa interna de retorno) es un indicador que hace referencia a la condición de que el valor actual neto sea cero y se emplea para estimar los rendimientos esperados de una inversión.

$$0 = -I + \sum_{i=1}^n \frac{I_i - C_i}{(1 + TIR)^i} \quad (6)$$

La TIR se emplea como indicador de la rentabilidad de un proyecto. Por ello, cuando el TIR adquiere cifras altas, se presupone una rentabilidad alta. En el caso de las instalaciones proyectadas, el **TIR obtenido es del 11%**.

1.6 PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

A continuación se resume la producción anual eléctrica, la potencia instalada y las horas de funcionamiento.

Potencia eólica instalada (MW)	106,25
Potencia hidroeléctrica instalada (MW)	132
Caudal de equipamiento	66
Horas de funcionamiento	2190
Producción anual (MWh)	264.965,60

Tabla 7: Datos producción eléctrica.

1.7 INGRESOS ESTIMADOS

1.7.1 BOMBEO EÓLICO

MES	CAP 2015 AEE	CAP 2014 AEE	FACTOR CAP AJUSTADO	Horas mensuales bombeo	Horas diarias bombeo	Volumen bombeado diario hm3	Q Bombeo	Volumen disponible diario hm3	Horas turbinado	Caudal turbinado	% caudal turbinado	Potencia MW	Ingreso mensual Bruto (€)	Hrs funcionamiento mensuales
ENERO	0,29	0,38	0,43	312,78	10,09	0,55	15,10	0,45	6	25,39	0,69	50,20	549003	186
FEBRERO	0,38	0,37	0,56	409,85	14,64	0,80	15,10	0,20	6	36,83	1,00	72,82	719383	168
MARZO	0,29	0,29	0,43	312,78	10,09	0,55	15,10	0,45	6	25,39	0,69	50,20	549003	186
ABRIL	0,24	0,24	0,35	258,85	8,63	0,47	15,10	0,53	6	21,71	0,59	42,93	454347	180
MAYO	0,29	0,25	0,43	312,78	10,09	0,55	15,10	0,45	6	25,39	0,69	50,20	549003	186
JUNIO	0,17	0,2	0,25	183,36	6,11	0,33	15,10	0,67	6	15,38	0,42	30,41	321829	180
JULIO	0,17	0,21	0,25	183,36	5,91	0,32	15,10	0,68	6	14,88	0,40	29,43	321829	186
AGOSTO	0,18	0,16	0,27	194,14	6,26	0,34	15,10	0,66	6	15,76	0,43	31,16	340760	186
SEPTIEMBRE	0,17	0,12	0,25	183,36	6,11	0,33	15,10	0,67	6	15,38	0,42	30,41	321829	180
OCTUBRE	0,22	0,21	0,33	237,28	7,65	0,42	15,10	0,58	6	19,26	0,52	38,08	416485	186
NOVIEMBRE	0,22	0,31	0,33	237,28	7,91	0,43	15,10	0,57	6	19,90	0,54	39,35	416485	180
DICIEMBRE	0,21	0,27	0,31	226,50	7,31	0,40	15,10	0,60	6	18,39	0,50	36,35	397554	186

Ingresos anuales por bombeo eólico

5.357.508,12 €

1.7.2 BOMBEO CONVENCIONAL

Volumen bombeado diario disponible hm3	Volumen bombeado diario hm3 (90%)	Volumen diario seguridad embalse superior Hm3	Horas bombeo (2) diarias	Q Bombeo (2)	Potencia Bombeo MW	Coste Bombeo €	Horas turbinado diarias	Q turb (2)	Potencia turbinado	Ganancias turbinado €	Ingresos Netos Sistema Bombeo (2) €
0,45	0,43	0,02	5	23,83	59,50	290.783,80	6	19,86	39,27	318.627,89	27.844,09
0,20	0,19	0,01	5	10,79	26,93	114.442,19	6	8,99	17,77	125.400,64	10.958,45
0,45	0,43	0,02	5	23,83	59,50	290.783,80	6	19,86	39,27	318.627,89	27.844,09
0,53	0,50	0,03	5	28,03	69,96	327.062,19	6	23,35	46,17	358.380,12	31.317,94
0,45	0,43	0,02	5	23,83	59,50	290.783,80	6	19,86	39,27	318.627,89	27.844,09
0,67	0,63	0,03	5	35,24	87,98	411.315,29	6	29,37	58,07	450.700,90	39.385,62
0,68	0,64	0,03	5	35,81	89,39	436.911,93	6	29,84	59,00	478.748,56	41.836,63
0,66	0,63	0,03	5	34,81	86,90	424.734,59	6	29,01	57,36	465.405,17	40.670,59
0,67	0,63	0,03	5	35,24	87,98	411.315,29	6	29,37	58,07	450.700,90	39.385,62
0,58	0,55	0,03	5	30,82	76,94	376.025,21	6	25,68	50,78	412.031,62	36.006,40
0,57	0,54	0,03	5	30,09	75,11	351.134,50	6	25,07	49,57	384.757,49	33.622,99
0,60	0,57	0,03	5	31,82	79,43	388.202,56	6	26,52	52,42	425.375,01	37.172,45

Ingresos anuales por bombeo convencional

393.888,94 €

Ingresos brutos anuales (€)	5.751.397,06 €
Ingresos netos anuales (€)	4.811.936,00 €
Ingresos para un horizonte de 30 años (€)	172.541.911,72 €

Tabla 8: Resumen de ingresos por generación anuales y para un horizonte futuro de 30 años.

1.8 GASTOS DE EXPLOTACIÓN Y TASAS

A partir de la entrada en vigor de la **Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017**, los productores de energía eléctrica que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado, por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada superior a 1 MW, una cantidad mensual fija de 8,73 euros/MW de potencia disponible. Del mismo modo, también se aplican al proyecto los impuestos detallados en el **Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo mediante el cual se regula el canon por utilización de aguas continentales** y la fianza por la conexión de la central a la red durante los años de operación, en este caso IBERDROLA.

IMPUESTOS ELÉCTRICOS Y FIANZAS		
Retribución OMIE	333,74 €	Mensual
Retribución REE	1.469,14 €	Mensual
Canon generación	1.265.307,35 €	Anual
<i>Reducción</i>	<i>126.530,74 €</i>	
Fianza distribuidora iberdrola	2.636.473,62 €	Por la conexión de la central a la red durante los años de operación

Tabla 9: Retribuciones e impuestos eléctricos.

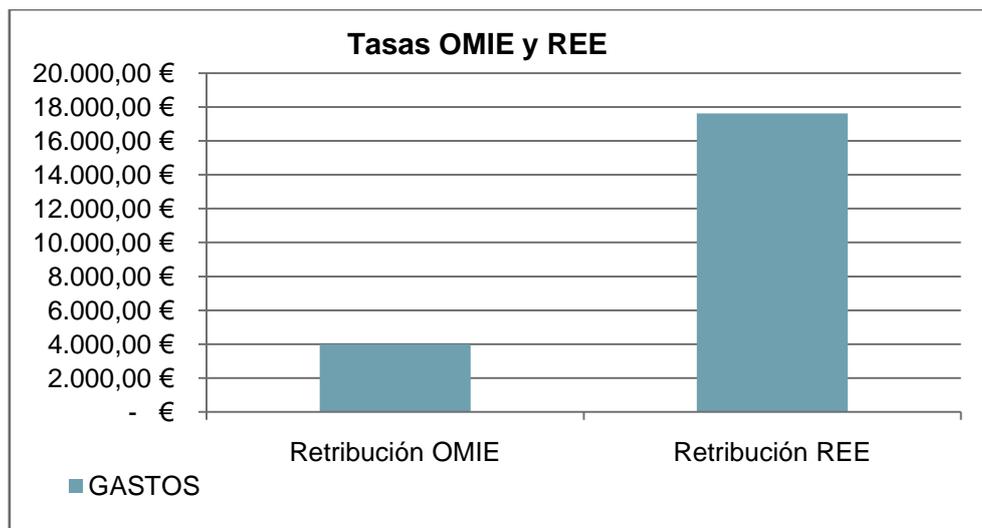
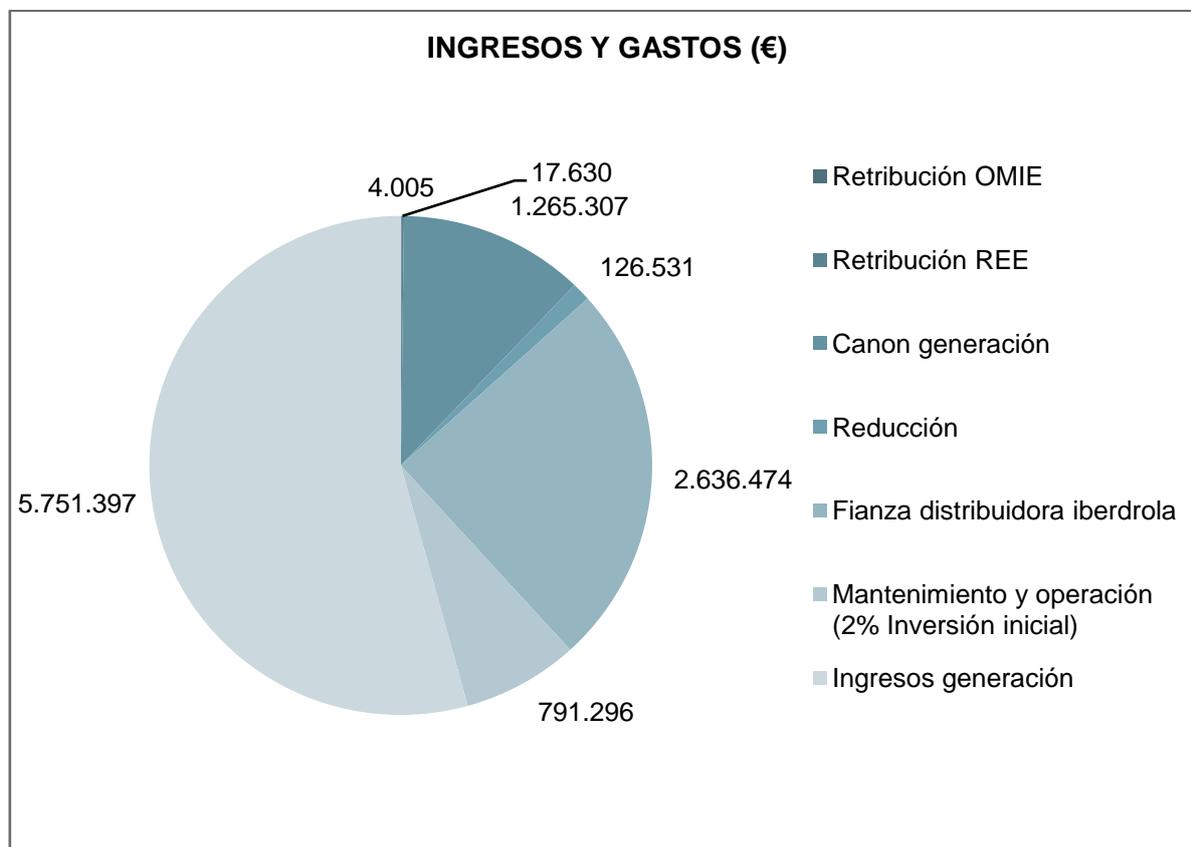


Tabla 10: Tasas al OMIE y REE por acceso a red e infraestructuras.

COSTES DE MANTENIMIENTO		
Mantenimiento y operación (2% Inversión inicial)	791.295,84 €	Anual

Tabla 11: Costes de mantenimiento.

Ilustración 18: Ingresos y gastos¹

1.9 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO

Tras analizar los principales parámetros del estudio de rentabilidad económica y obtener resultados positivos en cada uno de ellos, se puede calificar el presente proyecto “PANTANO Y CENTRAL HIDROEÓLICA DE BUSNELA” como “FAVORABLE” en términos financieros.

¹ La fianza a la distribuidora (Iberdrola) se pagará únicamente el primer año y será devuelta cuando cese la actividad productiva de las instalaciones.

ANEXO 4

ESTUDIOS CON ENTIDAD

PROPIA

ANEXO 4.1

ESTUDIO DE IMPACTO

AMBIENTAL (EsIA)

ANEXO 4.1: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL C.H.E BUSNELA

1	OBJETO	1
2	ANTEDECENTES.....	3
3	OBJETIVOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	4
4	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	5
4.1	PRIMERA FASE	5
4.2	SEGUNDA FASE.....	5
4.3	TERCERA FASE	6
5	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y ALTERNATIVAS.....	7
5.1	EMPLAZAMIENTO Y VÍAS DE ACCESO	7
5.1.1	COORDENADAS DE LAS INSTALACIONES PRINCIPALES.....	7
5.2	INSTALACIONES PRINCIPALES.....	8
5.2.1	EMBALSE INFERIOR.....	8
5.2.2	EMBALSE SUPERIOR	8
5.2.3	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 12/66 kV	8
5.2.4	LÍNEA ELÉCTRICA de 12 kV y 66 kV.....	8
5.2.5	CASA DE MÁQUINAS	8
6	INVENTARIO AMBIENTAL.....	9
6.1	MEDIO FÍSICO	9
6.1.1	GEOLOGÍA Y LITOLOGÍA.....	9
6.2	FAUNA ACUÁTICA.....	10
6.2.1	PECES CONTINENTALES.....	10
6.2.2	ANFIBIOS.....	10
6.3	FAUNA TERRESTRE	11
6.3.1	MAMIFEROS	11
6.3.2	REPTILES	12
6.4	FAUNA AVÍCOLA	12
6.5	FLORA.....	13

7	IDENTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS EN LAS FASES DE PROYECTO.....	14
7.1	SUPERFICIE TERRESTRE Y SUELO.....	14
7.2	AGUA Y CURSO FLUVIAL.....	14
7.3	VEGETACIÓN.....	14
7.4	FAUNA TERRESTRE.....	15
7.5	FAUNA ACUÁTICA.....	15
7.6	PAISAJE.....	15
7.7	MEDIO SOCIOECONÓMICO.....	15
8	IMPACTOS Y VALORACIÓN.....	17
8.1	MATRIZ DE IMPACTOS.....	17
9	MEDIDAS CORRECTORAS Y PROTECTORAS.....	19
10	PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL.....	21
10.1	CONTROLES DEL PVA.....	21
10.1.1	FASE CONSTRUCTIVA.....	21
10.1.2	FASE DE OPERACIÓN.....	21

1 OBJETO

El proyecto del presente estudio de impacto ambiental (EIA) es el de la Central Hidroeléctrica de bombeo reversible de Busnela, localizado en la provincia de Burgos y desarrollado por el estudiante de ingeniería eléctrica Diego García Pérez (Universidad de Cantabria).

El proyecto consta de los siguientes elementos principales: a) Embalse de 15 Hm³ b) Presa inferior de gravedad (Cimentación a 700 msnm y coronación a 750 msnm); c) Presa superior de arco-gravedad (Coronación a 1010 msnm); d) Doble conducción forzada de acero que comunica la casa de máquinas con la presa superior (2,45 Km de longitud); e) Casa de máquinas con 2 grupos Francis, f) Doble desagüe de fondo y aliviadero superficial independiente al talud; g) Centro de transformación de 12 kV a 66 kV para su posterior transporte, localizado en las inmediaciones de la casa de máquinas; h) comunicaciones y accesos a la presa superior, presa inferior, Subestación transformadora; línea eléctrica de 12 kV, línea eléctrica de 66 kV y casa de máquinas.

La central Hidroeléctrica de bombeo reversible de Busnela ha sido diseñada para un caudal nominal de **66 m³/s** por conducción forzada con un salto bruto de **245 metros**. Se prevé la instalación de cuatro turbinas Francis reversibles de eje vertical de **66 MW** de potencia nominal que girará junto a un generador síncrono trifásico de **82,5 MVA** de potencia aparente asignada. La potencia total instalada será de **238 MW**.

La ley 6/2001, de 8 de Mayo, modificación del real decreto legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de evaluación de impacto ambiental, modificada también por la disposición final primera de la ley 9/2006, de 28 de Abril y cuya última modificación es la ley 21/2013, de 9 de Diciembre que unifica en una norma única la ley 9/2006 del 28 de Abril con el real decreto legislativo 1/2008 del 11 de Enero y que tiene como principal objeto:

- a) La integración de los aspectos medioambientales en la elaboración y en la adopción, aprobación o autorización de los planes, programas y proyectos.*
- b) El análisis y la selección de las alternativas que resulten medioambientalmente viables, en este caso en aquellas relacionadas con la construcción, funcionamiento y abandono de la Central Hidroeléctrica de bombeo reversible de Busnela.*
- c) El establecimiento de las medidas que permitan corregir, prevenir y en su caso, compensar los efectos adversos sobre el medio ambiente.*

-
- d) *El establecimiento de las medidas de vigilancia, seguimiento y sanción necesarias para cumplir con las finalidades de esta ley.*

Y como principales principios:

- a) *La protección, mejora del medio ambiente y la precaución.*
- b) *Acción preventiva y cautelar, corrección y compensación de los impactos sobre el medio ambiente.*
- c) *Racionalización, simplificación, y concertación de los procedimientos de evaluación ambiental.*
- d) *Cooperación y coordinación entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.*
- e) *Proporcionalidad entre los efectos sobre el medio ambiente de los planes, programas y proyectos, y el tipo de procedimiento de evaluación al que en su caso deban someterse.*
- f) *Colaboración activa de los distintos órganos administrativos que intervienen en el procedimiento de evaluación, facilitando la información necesaria que se les requiera.*
- g) *Participación pública y desarrollo sostenible.*
- h) *Integración de los aspectos ambientales en la toma de decisiones.*
- i) *Actuación de acuerdo al mejor conocimiento científico posible.*
- j) *Establecer que aquel proyecto contaminante pague en función del impacto medioambiental.*

De acuerdo a la clasificación de proyectos para el estudio de impacto ambiental que establece la ley del presente estudio, **La central Hidroeléctrica y de bombeo de Busnela está incluida en el Anexo 1, grupo 7: “Proyectos de ingeniería hidráulica y de gestión del agua”.**

Esto es así debido a que el proyecto objeto se basa en la creación de un pantano de un volumen superior a $10 H^3m$, siendo necesaria una evaluación ambiental ordinaria. Además, dado que se ha propuesto la construcción de una línea **eléctrica de 66 kV, incluida en el anexo 2, grupo 4: “Industria energética”, también es de obligada necesidad presentar un estudio ambiental simplificado.**

3 OBJETIVOS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

El Estudio de impacto ambiental representa una metodología para la detección y prevención de todas aquellas actividades inherentes al proyecto propuesto que pudieran afectar o dañar al medio ambiente. Por ello el objetivo principal es analizar el impacto del Pantano y Central Hidroeléctrica de Busnela con el fin de proponer medidas protectoras y correctoras para paliar los efectos negativos que éstas construcciones pudieran ocasionar (Alteración del medio marino y el cauce natural del río, deforestación de masas arboladas para la construcción de vías de comunicación y la línea eléctrica, grandes movimientos de volumen de tierra, problemas de erosión y pérdidas de vegetación en la ribera, aumento del fitoplancton, modificación del microclima, dificultad de remonte de los peces en el tramo del río afectado, etc.).

Los objetivos del estudio serán por tanto:

- a) Realizar un estudio del entorno del proyecto desde el punto de vista medioambiental, entendiéndose como entorno el espacio físico, biológico y socioeconómico en el que se sitúa la obra o conjunto de obras planteadas.
- b) Establecer una serie de medidas protectoras y correctoras eficaces con el fin de reducir los impactos ambientales negativos.
- c) Identificar la tipología y la magnitud de los efectos originados por el pantano y la Central Hidroeléctrica durante su construcción, puesta en funcionamiento y desmantelamiento o abandono.
- d) Implantar un programa de vigilancia y seguimiento ambiental que permita controlar todos los factores y componentes ambientales.
- e) Cumplir la normativa vigente.

4 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Según la *Ley 21/2013 (Anexo VI, artículo 1, "Contenidos")* el estudio de impacto ambiental debe incluir, al menos, la siguiente información [23].

- a) Objeto, descripción del proyecto y sus acciones en las fases de ejecución, operación y desmantelamiento.
- b) Estudio de las alternativas del proyecto más viables en términos medioambientales.
- c) Inventario ambiental y descripción de los procesos e interacciones ecológicos.
- d) Valoración e identificación de los impactos (en la solución propuesta y en las alternativas).
- e) Estudio de las repercusiones del proyecto en la Red Natura 2000 (No se aplica).
- f) Establecimiento de medidas preventivas, correctoras y compensatorias para reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales significativos.
- g) Desarrollo de un programa de seguimiento y vigilancia ambiental.
- h) Documento de síntesis.

4.1 PRIMERA FASE

En la primera fase del EsIA se analizará el proyecto y sus alternativas con el fin de detallar todos sus aspectos en profundidad. Una exhaustiva descripción de las características y acciones del Embalse y Central de Busnela permite localizar aquellas actividades y elementos potencialmente dañinos con el medio ambiente, así como aquellos que pueden suponer un deterioro del mismo. Siendo uno de los principales objetivos realizar un estudio de las alternativas y una adecuada justificación del proyecto y el emplazamiento seleccionado para el pantano y el conjunto de los elementos que constituyen la central hidroeléctrica.

4.2 SEGUNDA FASE

La segunda fase abarca la definición, descripción y estudio del entorno del proyecto donde se especifica el funcionamiento natural del medio natural donde se va a establecer el

pantano y central hidroeléctrica de Busnela. Además se pretenden estudiar y prever los efectos que el proyecto generará sobre el medio, identificando aquellos potencialmente impactantes.

Los factores del medio potencialmente impactados habrán de describirse junto con una identificación causa-efecto entre acciones del proyecto y los factores del medio. Todo ello mediante la valoración cualitativa de los impactos y la ayuda de objetivas matrices de importancia.

Finalmente la segunda fase concluye con la predicción de la magnitud de cada impacto concreto sobre cada factor.

4.3 TERCERA FASE

Con el fin de desarrollar un análisis de forma jerárquica y precisa se establecerá una relación entre cada actividad o proceso del proyecto con el medio físico, biológico, socioeconómico y paisajístico alterado. Para ello, inicialmente se identifican los elementos y acciones del proyecto que pueden producir efectos negativos en las diferentes partes que constituyen el medio: Suelo, aire, sistema acuático, fauna, flora, socioeconomía y paisaje, para posteriormente realizar una valoración durante todas las fases de vida del proyecto.

Con los resultados finales se elaborará una matriz de valoración tipo *Leopold* que analiza la escala de admisibilidad de los impactos y una descripción de los mismos sobre cada elemento del medio.

5 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y ALTERNATIVAS

5.1 EMPLAZAMIENTO Y VÍAS DE ACCESO

5.1.1 COORDENADAS DE LAS INSTALACIONES PRINCIPALES

La central de Busnela se sitúa la localidad de Busnela, en el término municipal de las Merindades de Valdeporres, provincia de Burgos. Las instalaciones se encuentran aguas arriba del río Nela a 9 km de su nacimiento, al pié de los montes de Somo.

- Las coordenadas UTM (Huso 30) de localización aproximadas de la presa inferior son:

Coordenada X	Coordenada Y
436.060,00	4.764.685,72
Latitud	Longitud
43° 1' 55.48" N	3° 47' 6.76" W

Tabla 1: Elaboración propia a partir de datos del IGN¹.

- Las coordenadas UTM (Huso 30) de localización aproximadas de la presa superior son:

Coordenada X	Coordenada Y
436.614,65	4.768.380,48
Latitud	Longitud
43° 3' 57.77" N	3° 46' 42.54" W

Tabla 2: Elaboración propia a partir de datos del IGN.

La zona del emplazamiento del proyecto objeto se encuentra recogida en la hoja MTN 25 nº 84-3P dentro de la hoja MTN 50 nº 84.

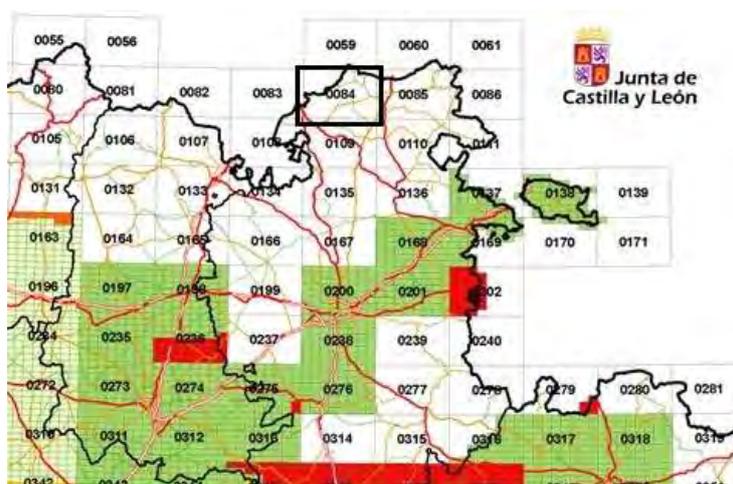


Ilustración 2: Hoja MTN 25 N°83-3P.

¹ Visor IBERPIX 2. ETRS89.

5.2 INSTALACIONES PRINCIPALES

5.2.1 EMBALSE INFERIOR

El embalse inferior tiene una superficie de inundación a su nivel máximo de $700.000 m^2$ y un volumen de almacenamiento de $15 hm^3$. El cerramiento está formado por una presa de gravedad de 230 metros de longitud de coronación y una altura sobre cimentaciones de 40 metros.

5.2.2 EMBALSE SUPERIOR

La superficie anegadas por las aguas en el embalse superior destinado a almacenar los recursos hídricos bombeados es de $44.600 m^2$ a su máxima cota. En esta situación el volumen máximo almacenable es de $1 Hm^3$.

El tipo de azud que se encarga de cerrar el embalse es de arco-gravedad, tiene una longitud de coronación de 182 metros y una altura sobre cimentaciones de 30 metros.

5.2.3 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 12/66 kV

La subestación eléctrica situada en las inmediaciones de la casa de máquinas ocupará una superficie de $150 m^2$ y estará dotada de todos los elementos de seguridad y protección requeridos. La instalación incluirá todo el equipo de interruptores, seccionadores y transformadores de potencia necesarios para la conversión de tensión de los generadores (12kV.) a la tensión de la línea existente (66kV.)

5.2.4 LÍNEA ELÉCTRICA de 12 kV y 66 kV

La longitud de la línea eléctrica de 12 kV es de 4,18 km, longitud que separa la subestación de los parques eólicos con la subestación de la central hidroeléctrica de Busnela. Por otro lado, se ha proyectado una línea de 66 kV cuya finalidad es conectar la central a la red de transporte.

5.2.5 CASA DE MÁQUINAS

La central hidroeléctrica dispondrá de una edificación específica destinada a albergar los equipos hidráulicos de bombeo y turbinado. Así como las oficinas y las salas de control de la central. El total de la superficie requerida es de $300 m^2$.

6 INVENTARIO AMBIENTAL

6.1 MEDIO FÍSICO

6.1.1 GEOLOGÍA Y LITOLOGÍA

La cuenca del Nela se emplaza sobre terrenos mesozoicos de las cordilleras alpinas, al norte de la península ibérica. El tipo de suelo predominante se clasifica como C_{15-21} , formado por areniscas, arenas, arcillas e intercalaciones de lignito cuya escala temporal geológica corresponde al cretáceo superior.



Ilustración 3: Unidades morfoestructurales de relieve de la España peninsular.
Fuente: Universidad de Zaragoza.

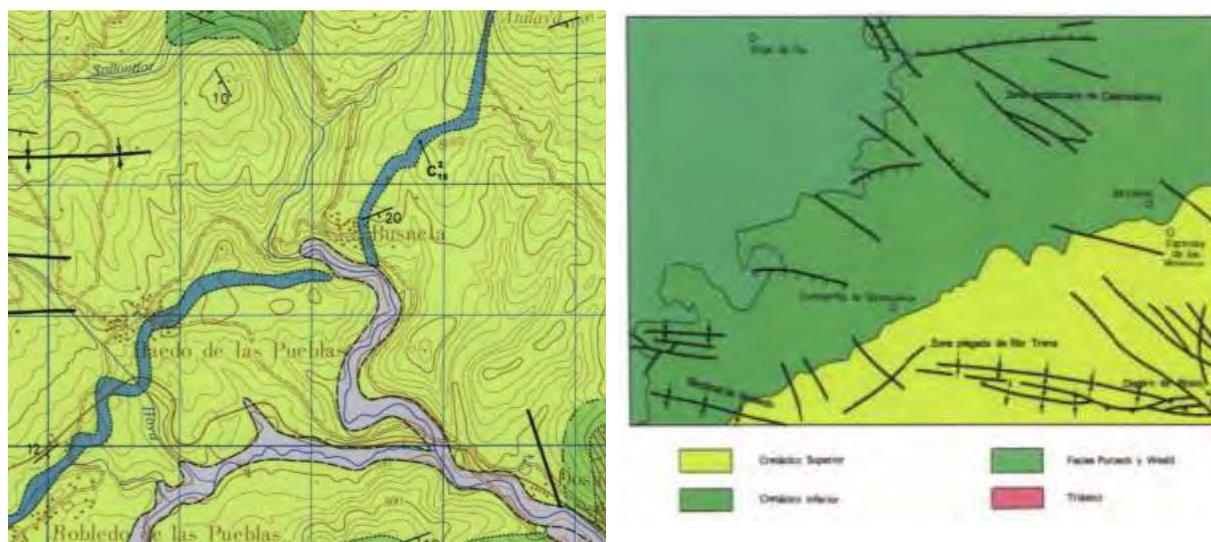


Ilustración 4: Mapa geológico del emplazamiento y esquema tectónico. Fuente: Instituto geológico y minero de España.

6.2 FAUNA ACUÁTICA

6.2.1 PECES CONTINENTALES

Nombre de la masa de agua	Especie protegida
Río Nela desde su nacimiento hasta el río Trema (incluye río Engaña y arroyo Gándara)	Trucha común (<i>Salmo trutta</i>)

Tabla 3: Especies objetivo y de importancia ambiental. Fuente: CHEBRO.



Tabla 4: Masas de importancia estratégica y ambiental. Fuente: CHEBRO.

Nombre de la masa de agua	Especies presentes en la zona
Río Nela desde su nacimiento hasta el río Trema (incluye río Engaña y arroyo Gándara)	Carpa común (<i>Cyprinus carpio</i>)
	Madrilla
	Piscardo
	Barbo de Graells

Tabla 5: Peces continentales presentes en la zona. Fuente: NaturaSpain.

6.2.2 ANFIBIOS

Nombre de la masa de agua	Especies presentes en la zona
Río Nela desde su nacimiento hasta el río	Rana Bermeja

Trema (incluye río Engaña y arroyo Gándara)	Salamandra común
	Sapo Corredor
	Triton alpino

Tabla 6: Anfibios presentes en la zona. Fuente: Naturaspain



Ilustración 5: Hábitat tritón alpino.



Ilustración 6: Hábitat rana Bermeja

6.3 FAUNA TERRESTRE

6.3.1 MAMIFEROS

Nombre de la cuenca	Especies presentes en la zona
Cuenca del Nela y entorno de las Merindades de Valdeporres	Ardilla Común
	Liebre
	Corzo
	Erizo Común
	Zorro
	Jabalí
	Lobo
	Murciélago / Murciélago de Cabrera
	Musaraña enana
	Musgaño de Cabrera
	Armiño
Topillo Agreste / Topo Ibérico	

Tabla 7: Mamíferos presentes en la zona. Fuente: NaturaSpain.

6.3.2 REPTILES

Nombre de la cuenca	Especies presentes en la zona
Cuenca del Nela y entorno de las Merindades de Valdeporres	Culebra lisa Europea / Culebra Viperina
	Eslizón tridátilo ibérico
	Lagartija de Turbera
	Víbora Cantábrica
	Lución

Tabla 8: Reptiles presentes en la zona. Fuente: NaturaSpain.

6.4 FAUNA AVÍCOLA

Nombre de la cuenca	Especies principales presentes en la zona
Cuenca del Nela y entorno de las Merindades de Valdeporres	abejero europeo
	abubilla
	acentor común
	agateador común
	alcaudón dorsirrojo
	alimoche común
	alondra común
	ánade real
	arrendajo
	azor
	busardo ratonero
	carbonero común
	cárabo común
	cigüeña blanca
	codorniz común
	Cuervo
	Estornino
Lechuza	
Buitre	

Tabla 9: Especies avícolas presentes en la zona. NaturaSpain.

6.5 FLORA

Nombre de la cuenca	Flora presente en la zona
Cuenca del Nela y entorno de las Merindades de Valdeporres	Brezo
	Encina
	Haya
	Roble
	Acebo
	Servales
	Madroño
	Enebro
	Tejo
	Quejigo
	Rebollos
	Alisos

Tabla 10: Flora presente en la zona. Fuente: CEDER Merindades.

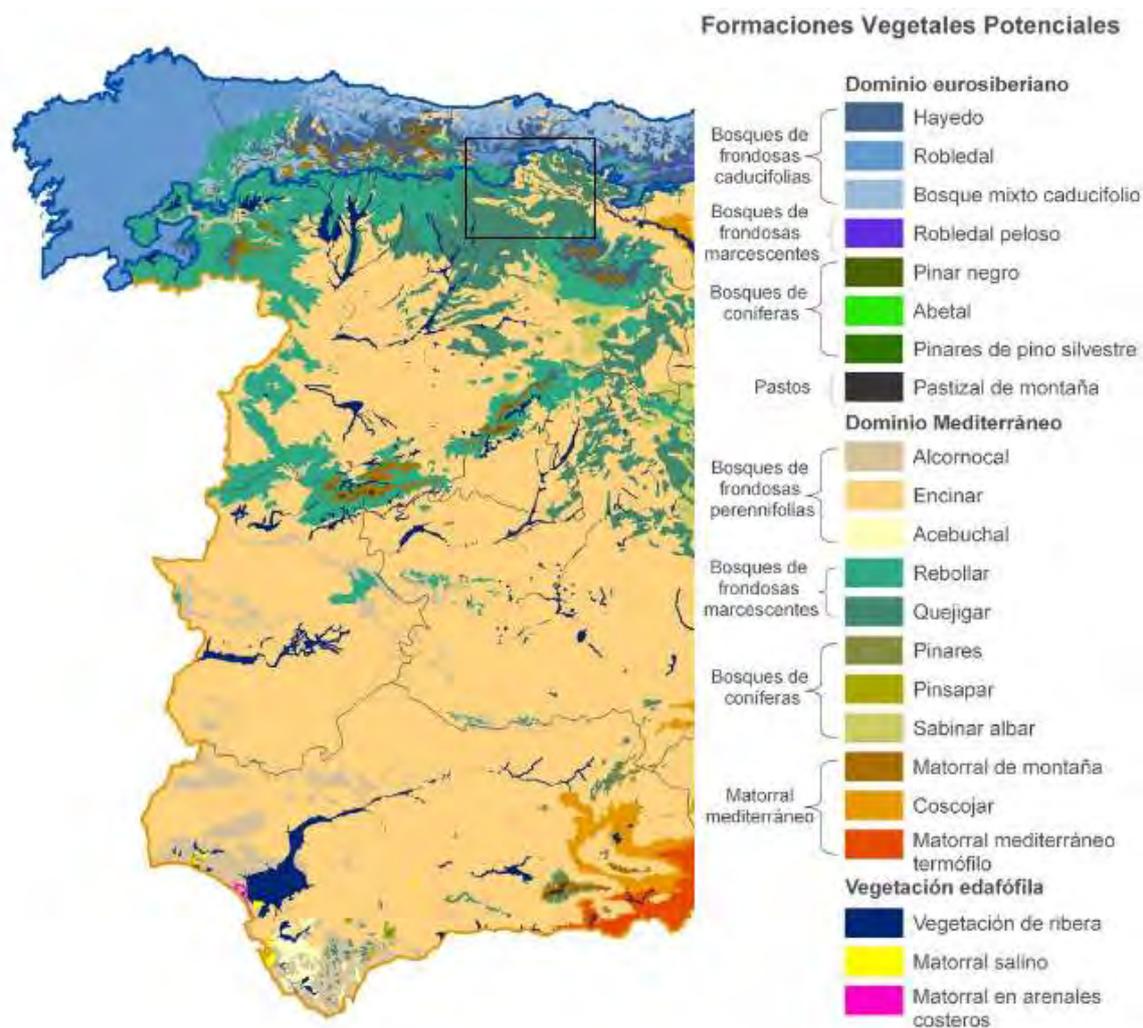


Ilustración 7: Formaciones vegetales potenciales. Fuente: Universidad de Zaragoza / Series de vegetación de España M.M.A

7 IDENTIFICACIÓN DE LOS IMPACTOS EN LAS FASES DE PROYECTO

7.1 SUPERFICIE TERRESTRE Y SUELO

FASE CONSTRUCTIVA	FASE OPERATIVA	DESMANTELAMIENTO
Impacto en la geomorfología al producirse inestabilidad en las laderas y posibilidad de derrumbamientos al inundarse las tierras del vaso y disminuir la cohesión entre materiales.	Pérdida de suelo fértil en la "banda árida" dado el oleaje y la erosión.	Cambios y alteraciones en la flora autóctona
Pérdida de vegetación en los accesos, viales y zonas destinadas al almacenamiento de materiales de construcción	Pérdida de vegetación en los alrededores del embalse y en las superficies inundadas	

Tabla 11: Impactos y valoración. Elaboración propia.

7.2 AGUA Y CURSO FLUVIAL

FASE CONSTRUCTIVA	FASE OPERATIVA	DESMANTELAMIENTO
Contaminación de la corriente fluvial dado el aumento de partículas sólidas en suspensión debido a factores tales como: -Lavado de áridos -Extracción de áridos -Arrastres de las escombreras	Eutrofización (Entrada de nutrientes al embalse) que altera la fauna y flora acuática favoreciendo el aumento de fitoplancton.	Interrupción del curso fluvial
	Estratificación que favorece la actividad biológica y la disminución de oxígeno (Descomposición de MO, Metano, variación del PH)	
Interrupción del curso fluvial durante la construcción de la presa inferior	Deposición de sedimentos en el lecho fluvial	
	Disminución de la velocidad del flujo	
	Alteración del caudal de la cuenca	
	Elevación del lecho del río	

Tabla 12: Impactos y valoración. Elaboración propia.

7.3 VEGETACIÓN

FASE CONSTRUCTIVA	FASE OPERATIVA	DESMANTELAMIENTO
Desaparición de la flora colindante a las obras.	Desaparición de la vegetación en la banda árida	
Tala controlada y deforestación en las superficies del vaso superior e inferior	Alteración de la vegetación ribereña	
	Aparición de algas	

Tabla 13: Impactos y valoración en la vegetación. Elaboración propia.

7.4 FAUNA TERRESTRE

FASE CONSTRUCTIVA	FASE OPERATIVA	DESMANTELAMIENTO
Desplazamiento masivo de las especies animales de la zona	Efecto barrera en movimientos locales y migratorios	Efecto barrera
Muerte de especies durante la inundación de los pantanos	Mortandad de aves por alcance del tendido eléctrico	
Destrucción del hábitat	Ruidos debidos al turbinado	

Tabla 14: Impactos y valoración en la fauna terrestre. Elaboración propia.

7.5 FAUNA ACUÁTICA

FASE CONSTRUCTIVA	FASE OPERATIVA	DESMANTELAMIENTO
Decremento en la calidad del agua	Efectos sobre las migraciones acuáticas	Efecto barrera
Desplazamiento de los bancos de peces	Arrastre de alevines	
Destrucción de las condiciones químicas del medio acuático y reducción de la reproducción debido a la eutrofización.	Efectos sobre los frezaderos	
Alteración de <u>macrofitos ripícolas</u> , alimento principal de la trucha.		

Tabla 15: Impactos y valoración en la fauna acuática. Elaboración propia.

7.6 PAISAJE

FASE CONSTRUCTIVA	FASE OPERATIVA	DESMANTELAMIENTO
Alteración del nivel del agua	Aparición de la "ceja" o banda árida	Cambio de las características paisajísticas
Fornación de escombreras	Cambio de las características paisajísticas	
Ruidos y partículas en suspensión		

Tabla 16: Impactos y valoración en el paisaje. Elaboración propia.

7.7 MEDIO SOCIOECONÓMICO

FASE CONSTRUCTIVA	FASE OPERATIVA	DESMANTELAMIENTO
Expropiaciones	Aparición de nuevos núcleos de población	
	Modificación del sistema de relaciones territoriales / Barrera física y psicológica.	
Inundación de fincas y terrenos	Incremento de la población activa (Sector primario)	
	Revalorización de las fincas rústicas no inundadas	
Modificación del trazado viario	Desarrollo de actividades de ocio y creación de empleos	
	Expansión industrial	

Tabla 17: Impactos y valoración en el medio socioeconómico. Elaboración propia.

8 IMPACTOS Y VALORACIÓN

8.1 MATRIZ DE IMPACTOS

IMPACTOS	MEDIO TERRESTRE	MEDIO ACUÁTICO		ATMOSFERA		FLORA	FAUNA	PAISAJE	PATRIMONIO SOCIOCULTURAL	
	Suelo	Calidad	Balance hídrico	Nivel de ruido	Partículas en suspensión	Vegetación autóctona	Cambios de condiciones	Vistas panorámicas	Arquitectónico	Desarrollo económico
Turbinado				-			-			
Tendido eléctrico 12 kV / 66 kV	-			-				-		+
Presa superior/inferior	-					-	-	-		
Embalse superior/inferior	-	-	+			-	-	-		+
Edificio	-									
Turbinas y generadores				-			-			

9 MEDIDAS CORRECTORAS Y PROTECTORAS

Pérdida de suelo por erosión	Medidas Correctoras
Ocupación del terreno durante la construcción de las instalaciones necesarias para el funcionamiento de la central hidroeléctrica	-Minimizar impactos durante el diseño, unificación de instalaciones.
Desaparición de la cubierta vegetal en las zonas donde se realizan movimientos de tierras	-Repoblación con especies autóctonas, creación de taludes con cubiertas vegetales.
Ruido y partículas en suspensión	-Construcción de pantallas naturales

Tabla 18: Medidas correctoras y protectoras (Pérdidas de suelo y erosión). Elaboración propia.

Empeoramiento del medio acuático	Medidas Correctoras
Empeoramiento de la calidad de las aguas	Filtrado y decantación de las aguas empleadas durante el proceso de construcción
Efectos barrera para la población piscícola por la construcción de la presa o azud.	-Construcción de una escala de peces teniendo en cuenta la velocidad y resistencia de natación de las principales especies piscícolas de la región [24]
Destrucción de los frezaderos	-Deflectores y excavaciones de regulación de corriente
Reducción en el caudal de la cuenca afectada	-Mantenimiento de un caudal mínimo o ecológico aguas abajo (Ilustración 6) [11]
Otros efectos	-Circulación artificial mediante guías o canales. -Tratamiento de la masa de agua del embalse (Oxigenación, eliminación de algas, etc). -Recuperación de la población de macro - Invertebrados

Tabla 19: Medidas correctoras y protectoras (calidad del agua y medio acuático). Elaboración propia

Alteraciones fauna terrestre	Medidas Correctoras
Desplazamiento masivo de las especies animales de la zona. Destrucción del hábitat	-Creación de espacios naturales protegidos en las lindes de los pantanos proyectados, realizando una reforestación eficaz y con especies autóctonas.
Muerte de especies durante la inundación de los pantanos	-Ejecutar un plan de recolocación de las especies terrestres en las fases anteriores a la inundación de los pantanos.
Efecto barrera en movimientos	-Facilitar mecanismos de unión de las dos orillas

Alteraciones fauna terrestre	Medidas Correctoras
locales y migratorios	mediante pasarelas de madera. -Construcción de balsas flotantes para aves.
Mortandad de aves por alcance del tendido eléctrico	-Colocación de elementos visibles para las aves en los cables de guarda.
Ruidos debidos al turbinado	-Construcción de pantallas vegetales alrededor de la casa de máquinas.

Tabla 20: Alteraciones en la fauna terrestre. Elaboración propia.

Alteraciones masas forestales	Medidas Correctoras
Pérdidas de suelo por erosión	-Disminución de las pendientes de talud -Construcción de terrazas vegetales -Drenajes de mejora de infiltración
Pérdidas de suelo y vegetación por colocación de geotextiles	N/A
Deforestación	-Reforestación con especies autóctonas

Tabla 21: Medidas correctoras y protectoras (Alteraciones masas forestales). Elaboración propia.

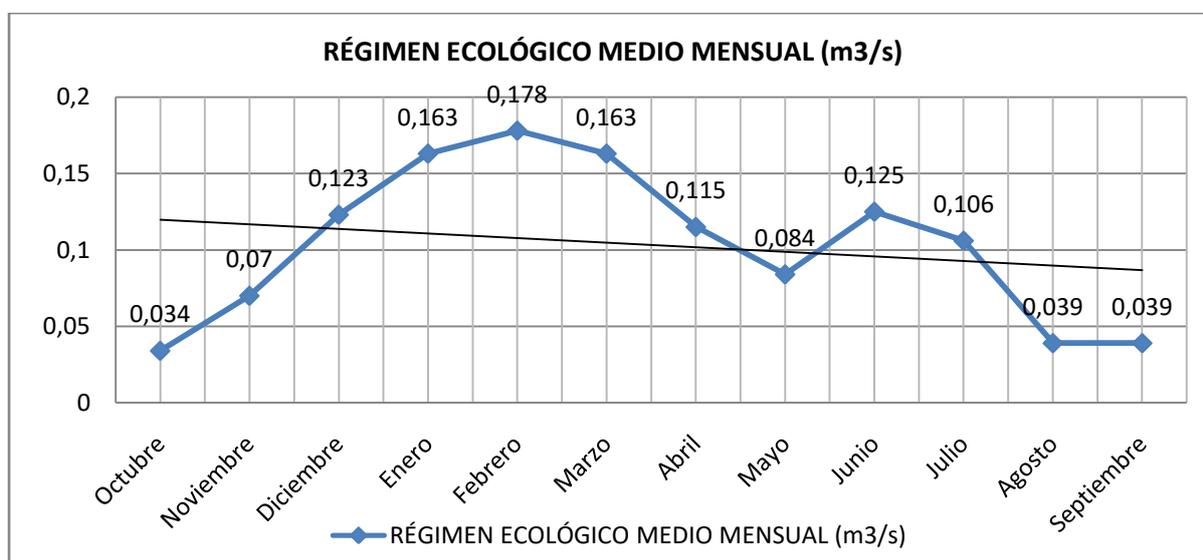


Ilustración 8: Caudal ecológico requerido en la cabecera del Nela. Fuente: Confederación hidrográfica del Ebro.

Alteraciones sobre la socioeconomía	Medidas Correctoras
Sector Industrial	-Incentivos y subvenciones para la puesta en actividad de industrias piscícolas.
Sector turístico	-Diseño de un plan de reordenación de recursos turísticos. -Creación de nuevos espacios naturales y parques en las lindes del pantano inferior.
Propietarios de parcelas, pastos y cabañas.	-Compensaciones económicas -Compensaciones con nuevas parcelas y terrenos.

Tabla 22: Alteraciones sobre la socioeconomía. Elaboración propia.

10 PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL

El artículo 11 del R.D. 1131/1988 (Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental), establece que el objetivo del Programa de Vigilancia Ambiental, la instauración de una serie de mecanismos que aseguren el cumplimiento de las medidas correctoras y protectoras definidas en el EsIA [23].

10.1 CONTROLES DEL PVA

10.1.1 FASE CONSTRUCTIVA

Medidas, controles y actividades objeto de seguimiento:

- Adaptación de las obras ejecutadas a la construcción.
- Gestión de la biomasa vegetal
- Control de vertidos contaminantes al suelo
- Gestión de los residuos generados durante la construcción
- Control de las talas y desbroces
- Control de la fauna y flora presente en la zona
- Control de las actividades de revegetación y acondicionamiento paisajístico
- Estudios periódicos de la calidad del agua

10.1.2 FASE DE OPERACIÓN

Medidas, controles y actividades objeto de seguimiento:

- Control de la calidad de las aguas
- Vigilancia y control de los niveles sonoros
- Control de las medidas de revegetación y reforestación estipuladas en el EsIA
- Control y Estudio de la fauna acuática
- Verificación de los caudales ecológicos

Durante las fases constructivas y de operación se designará un organismo externo responsable del estudio y control de todas las medidas protectoras y correctoras. La financiación correrá a cargo de los gastos de la central.

ANEXO 5

OTROS

ANEXO 5.1

CARACTERÍSTICAS

GENERALES

ANEXO 5.1: CARACTERÍSTICAS GENERALES

1.1	CARACTERÍSTICAS DE LOS GRUPOS HIDRAÚLICOS.....	1
1.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS	1
1.3	CARACTERÍSTICAS INSTALACIONES HIDRAÚLICAS	2
1.3.1	PRESA INFERIOR Y SUPERIOR.....	2
1.3.2	CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN.....	3
1.3.3	CONDUCCIÓN FORZADA TURBINA.....	3
1.4	SISTEMA ELÉCTRICO.....	3
1.4.1	LÍNEA ELÉCTRICA 12 kV	3
1.4.2	LÍNEA ELÉCTRICA 66 kV	3
1.4.3	SUBESTACIÓN 1/12 kV	4
1.4.4	SUBESTACIÓN 12/66 kV	4

1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS GRUPOS HIDRAÚLICOS

A continuación se resumen las características del equipamiento e instalaciones desarrolladas a lo largo del presente estudio:

Potencia total instalada central hidroeléctrica (MW)	238
--	-----

Tabla 1: Resumen potencia instalada central hidroeléctrica.

Salto bruto (m)	245
Salto neto (m)	223
Número de turbinas	2
Potencia unitaria generador turbina (MW)	2 X 66
Tipo de turbinas	FRANCIS LENTA
Caudal de equipamiento (m ³ /s)	66
Caudal mínimo turbinable (m ³ /s)	15
Caudal de bombeo máximo (m ³ /s)	51
Caudal ecológico (m ³ /s)	0,11
Velocidad de giro de la turbina (rpm)	375
Tipo de generador	Síncrono
Potencia (MVA)	2 X 82,5
Tensión de trabajo (V)	12 kV
Frecuencia de trabajo (Hz)	50
Pares de polos	8
Producción anual (MWh/año)	265.000
Horas de funcionamiento	2.190
Precio de compra (€/MWh)	42,5
Precio de venta (€/MWh)	58,8

Tabla 2: Datos de las instalaciones. Elaboración propia.

1.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS PARQUES EÓLICOS

Potencia nominal "La Peñuca" (kW)	33.000
Horas de funcionamiento anuales	2593
Energía Anual producida (MWh/año)	85.567

Tabla 3: Datos de las instalaciones eólicas P.E La Peñuca Fuente:AEE / Elaboración propia.

Potencia nominal "Valdeporres" (kW)	31.450
Horas de funcionamiento anuales	3310
Energía Anual producida (MWh/año)	104.123

Tabla 4: Datos de las instalaciones eólicas P.E Valdeporres Fuente:AEE / Elaboración propia.

Potencia nominal "Magdalena" (kW)	23.800
Horas de funcionamiento anuales	3446
Energía Anual producida (MWh/año)	82.014

Tabla 5: Datos de las instalaciones eólicas P.E La Magdalena Fuente:AEE / Elaboración propia.

Potencia nominal "La Coterá" (kW)	18000
Horas de funcionamiento anuales	3248
Energía Anual producida (MWh/año)	58.462

Tabla 6: Datos de las instalaciones eólicas P.E Coterá Fuente:AEE / Elaboración propia.

Potencia nominal total P.E (MW)	106.25
Tensión salida (kV)	0,69 (690 V AC)

Tabla 7: Resumen del conjunto eólico.

1.3 CARACTERÍSTICAS INSTALACIONES HIDRAÚLICAS

1.3.1 PRESA INFERIOR Y SUPERIOR

Tipo de presa superior	Arco gravedad
Longitud de coronación presa superior (m)	180
Altura presa (m)	30
Capacidad (Hm ³)	1
Tipo de presa inferior	gravedad
Longitud de coronación presa inferior (m)	230
Altura presa (m)	40
Capacidad (Hm ³)	14,6
Categoría de clasificación daño potencial	C ¹

Tabla 8: Características de las presas. Elaboración propia.

¹ Presas, o balsas, cuya rotura o funcionamiento incorrecto puede producir daños materiales de moderada importancia y sólo incidentalmente pérdida de vidas humanas. En todo caso, a esta última categoría pertenecerán todas las presas y balsas no incluidas en las categorías A o B.

1.3.2 CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN

El caudal máximo a impulsar aguas arriba es de 51 m³/s

Nº Conducciones forzadas	2 x impulsión
Longitud de las conducciones (m)	2450
Diámetro (m)	3
Rugosidad (n)	0,01
Pendiente (m/m)	0,096
Caudal máximo (m ³ /s)	51

Tabla 9: Especificaciones de las tuberías forzadas. Elaboración propia.

1.3.3 CONDUCCIÓN FORZADA TURBINA

El caudal máximo turbinable es de 66 m³/s

Nº Conducciones forzadas	1
Longitud de las conducciones (m)	2450
Diámetro (m)	3,2
Rugosidad (n)	0,01
Pendiente (m/m)	0,096
Caudal máximo (m ³ /s)	66

Tabla 10: Especificaciones tubería forzada. Elaboración propia.

1.4 SISTEMA ELÉCTRICO

1.4.1 LÍNEA ELÉCTRICA 12 kV

Tensión nominal (kV)	12
Longitud de la línea (Km)	4,18
Puntos de acometida	Parque eólico con equipos de bombeo (Casa de máquinas)
Categoría	1º Categoría

Tabla 11: Especificaciones línea 12 kV. Elaboración propia.

1.4.2 LÍNEA ELÉCTRICA 66 kV

Tensión nominal (kV)	66
Longitud de la línea (Km)	0,6
Puntos de acometida	Generadores Síncronos (Casa de máquinas) con línea de transporte
Categoría	2º Categoría

Tabla 12: Especificaciones línea 66 kV. Elaboración propia.

1.4.3 SUBESTACIÓN 1/12 kV

Relación de transformación	1/12 kV
Transformador	Transformador 1/12 kV 132 MVA
Equipos de protección y maniobra	Interruptor ABB de vacío para exterior 12 kV 2000 A
	Seccionador ABB GW56

Tabla 13: Especificaciones subestación 1/12 kV. Elaboración propia.

1.4.4 SUBESTACIÓN 12/66 kV

Relación de transformación	12/66 kV
Transformador	Transformador 12/66 kV 170 MVA
Equipos de protección y maniobra	Interruptor ABB SF6 Alta tensión 72.5 kV 2500 A
	Seccionador ABB GW 55 72.5 kV
	Interruptor ABB VD4G-50 kA
	Seccionador ABB OJON 12 kV 6000A

Tabla 14: Especificaciones subestación 12/66 kV. Elaboración propia.

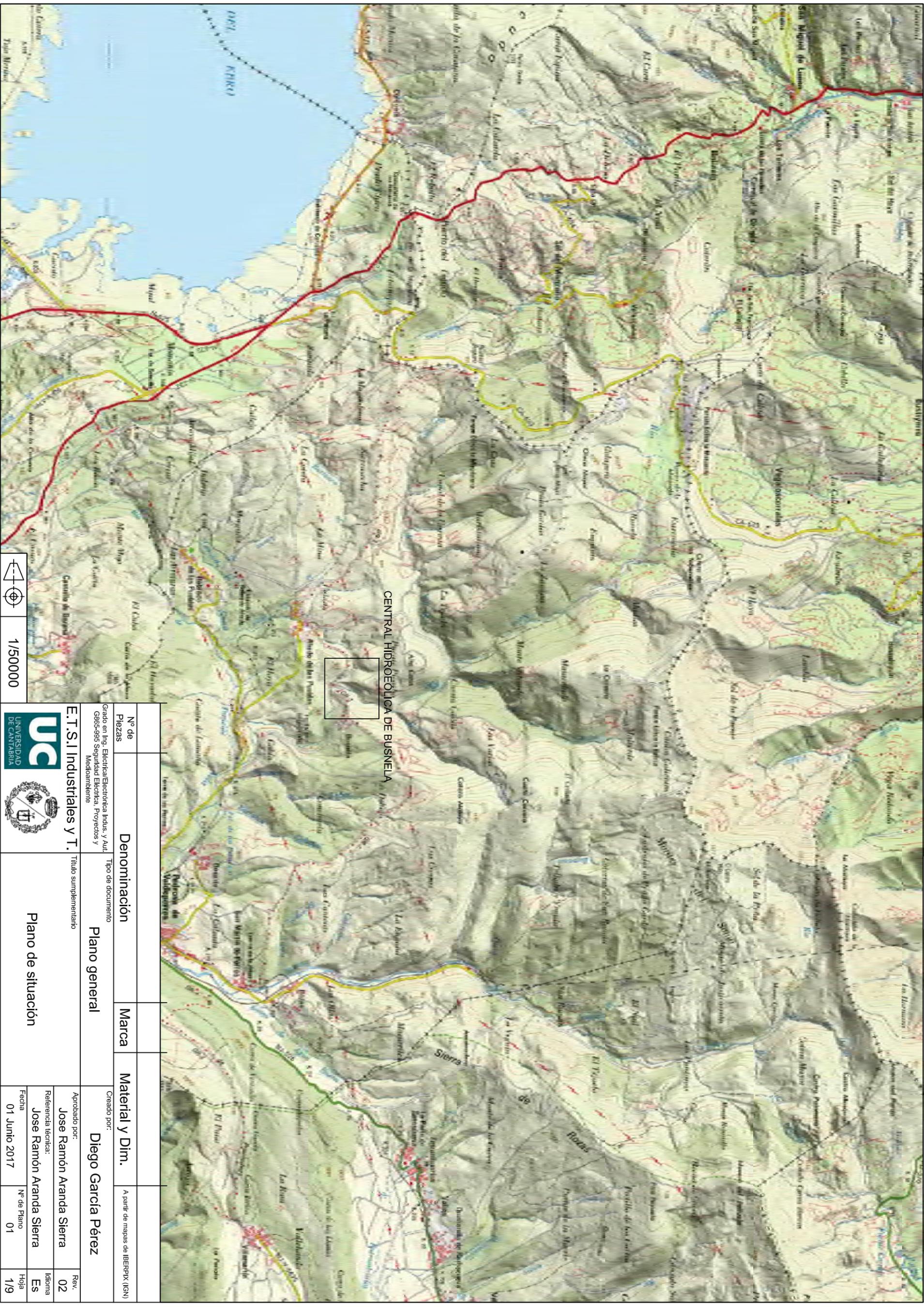
DOCUMENTO N° 3

PLANOS

1 DOCUMENTO N°3: PLANOS

1.1	PLANO N°1: SITUACIÓN	1
1.2	PLANO N°2: EMPLAZAMIENTO N°1	1
1.3	PLANO N°3: EMPLAZAMIENTO N°2.....	1
1.4	PLANO N°4: TOPOGRÁFICO PRESA SUPERIOR	1
1.5	PLANO N°5: TOPOGRÁFICO EMBALSE SUPERIOR.....	1
1.6	PLANO N°6: TOPOGRÁFICO PRESA INFERIOR.....	1
1.7	PLANO N°7: TOPOGRÁFICO EMBALSE INFERIOR	1
1.8	PLANO N°8: DIAGRAMA UNIFILAR GENERACIÓN	1
1.9	PLANO N°9: ESQUEMA DE LAS INSTALACIONES	1

- 1.1 PLANO Nº1: SITUACIÓN**
- 1.2 PLANO Nº2: EMPLAZAMIENTO Nº1**
- 1.3 PLANO Nº3: EMPLAZAMIENTO Nº2**
- 1.4 PLANO Nº4: TOPOGRÁFICO PRESA SUPERIOR**
- 1.5 PLANO Nº5: TOPOGRÁFICO EMBALSE SUPERIOR**
- 1.6 PLANO Nº6: TOPOGRÁFICO PRESA INFERIOR**
- 1.7 PLANO Nº7: TOPOGRÁFICO EMBALSE INFERIOR**
- 1.8 PLANO Nº8: DIAGRAMA UNIFILAR GENERACIÓN**
- 1.9 PLANO Nº9: ESQUEMA DE LAS INSTALACIONES**



CENTRAL HIDROÉLECTICA DE BUSNELA

Nº de Piezas	Denominación	Marca	Material y Dim.	Rev.	
				Aprobado por:	Idioma
Grado en Ing. Electrónica/Electrónica Indus. y Aut. G865-995 Seguridad Eléctrica, Proyectos y Medioambiente		Título suplementario		Jose Ramón Aranda Sierra	02
E.T.S.I Industriales y T.		Plano general		Jose Ramón Aranda Sierra	Es
Plano de situación		Diego García Pérez		Nº de Plano	Hoja
Creado por:		A partir de mapas de IBERPIX (ISN)		01	1/9
Aprobado por:					
Referencia técnica:					
Fecha					
01 Junio 2017					

1/50000





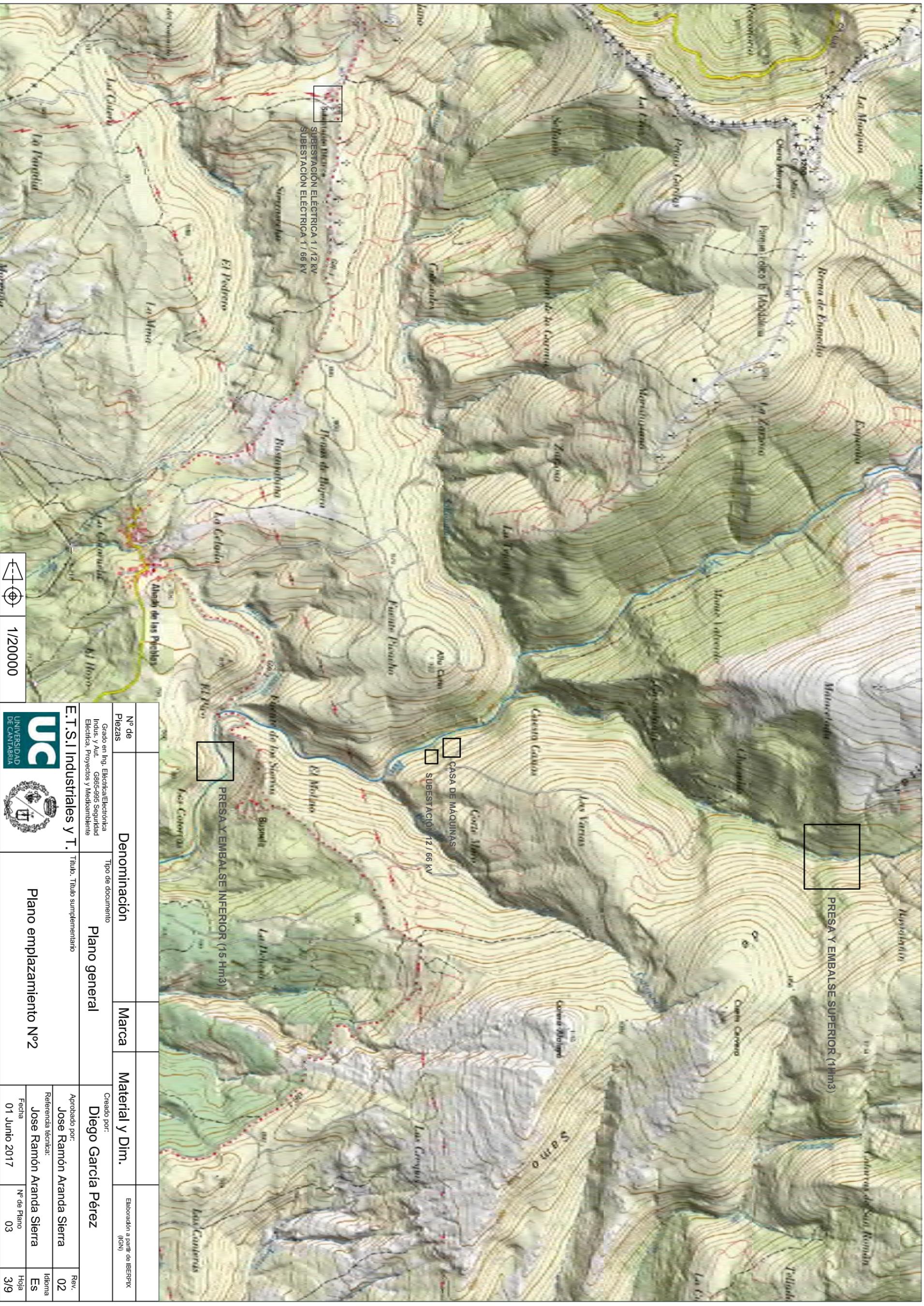
Nº de Piezas	Denominación	Marca	Material y Dim.	Elaboración a partir de IBERPAX (ISN)	Rev.
Grado en Ing. Electrónica/Electrónica Indus. y Aut. G865-995 Seguridad Eléctrica, Proyectos Y Medioambiente	Plano general		Diego García Pérez		02
E.T.S.I Industriales y T.	Plano emplazamiento Nº1		Jose Ramón Aranda Sierra		Es
			Jose Ramón Aranda Sierra		2/9

1/100000



01 Junio 2017

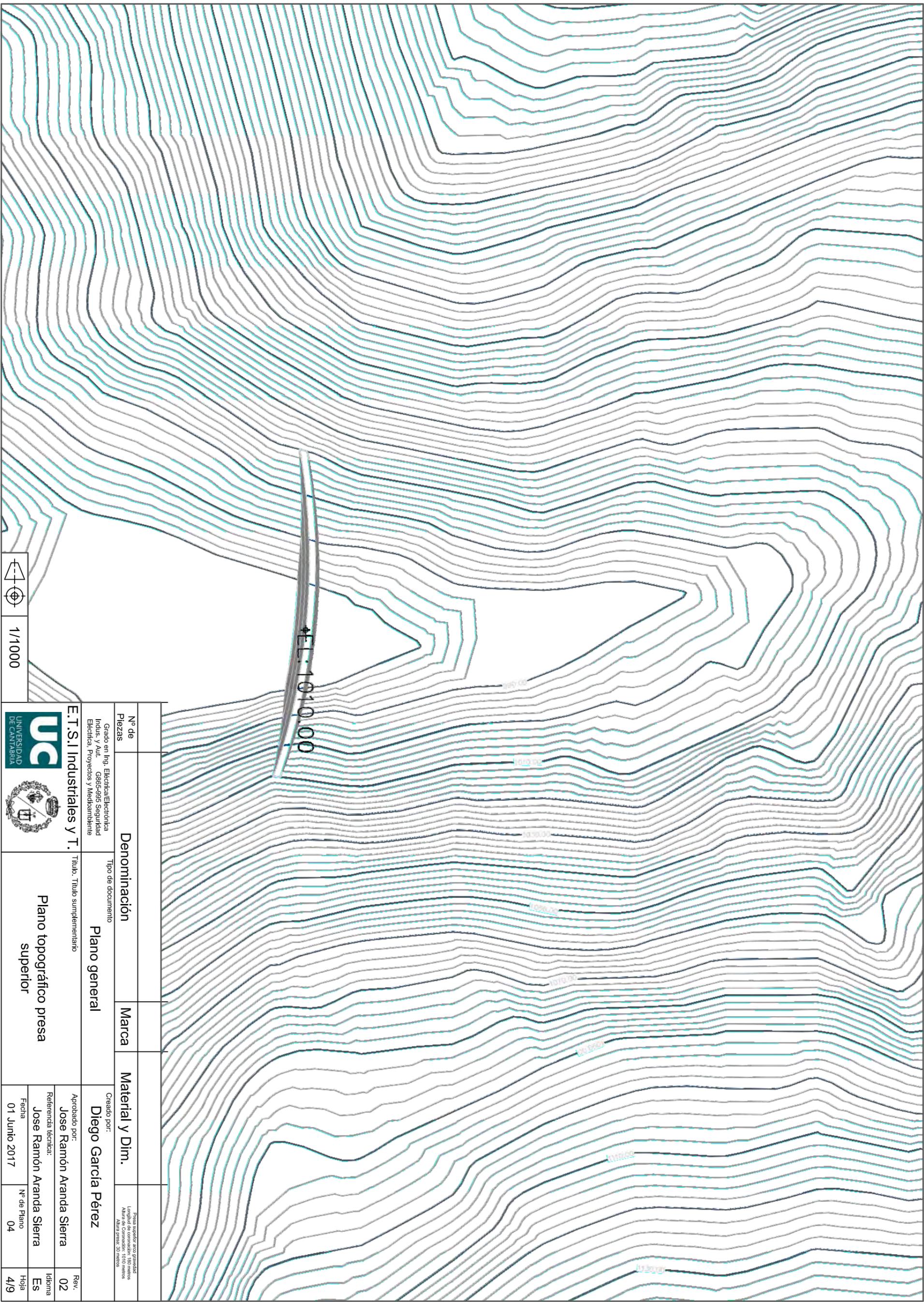
02



1/20000

<p>Nº de Piezas</p>	<p>Denominación</p>	<p>Marca</p>	<p>Material y Dim.</p>	<p>Elaboración a partir de IBERPAX (ISN)</p>
<p>Grado en Ing. Electrónica/Electrónica Indus. y Aut. G865-995 Seguridad Eléctrica, Proyectos Y Medioambiente</p>	<p>Tipo de documento</p>	<p>Plano general</p>	<p>Diego García Pérez</p>	<p>Rev. 02</p>
<p>E.T.S.I Industriales y T.</p>	<p>Título. Título suplementario</p>	<p>Plano emplazamiento Nº2</p>	<p>Jose Ramón Aranda Sierra</p>	<p>Idioma Es</p>
<p>UNIVERSIDAD DE CANTABRIA</p>	<p>Plano emplazamiento Nº2</p>	<p>01 Junio 2017</p>	<p>Nº de Plano 03</p>	<p>Hoja 3/9</p>

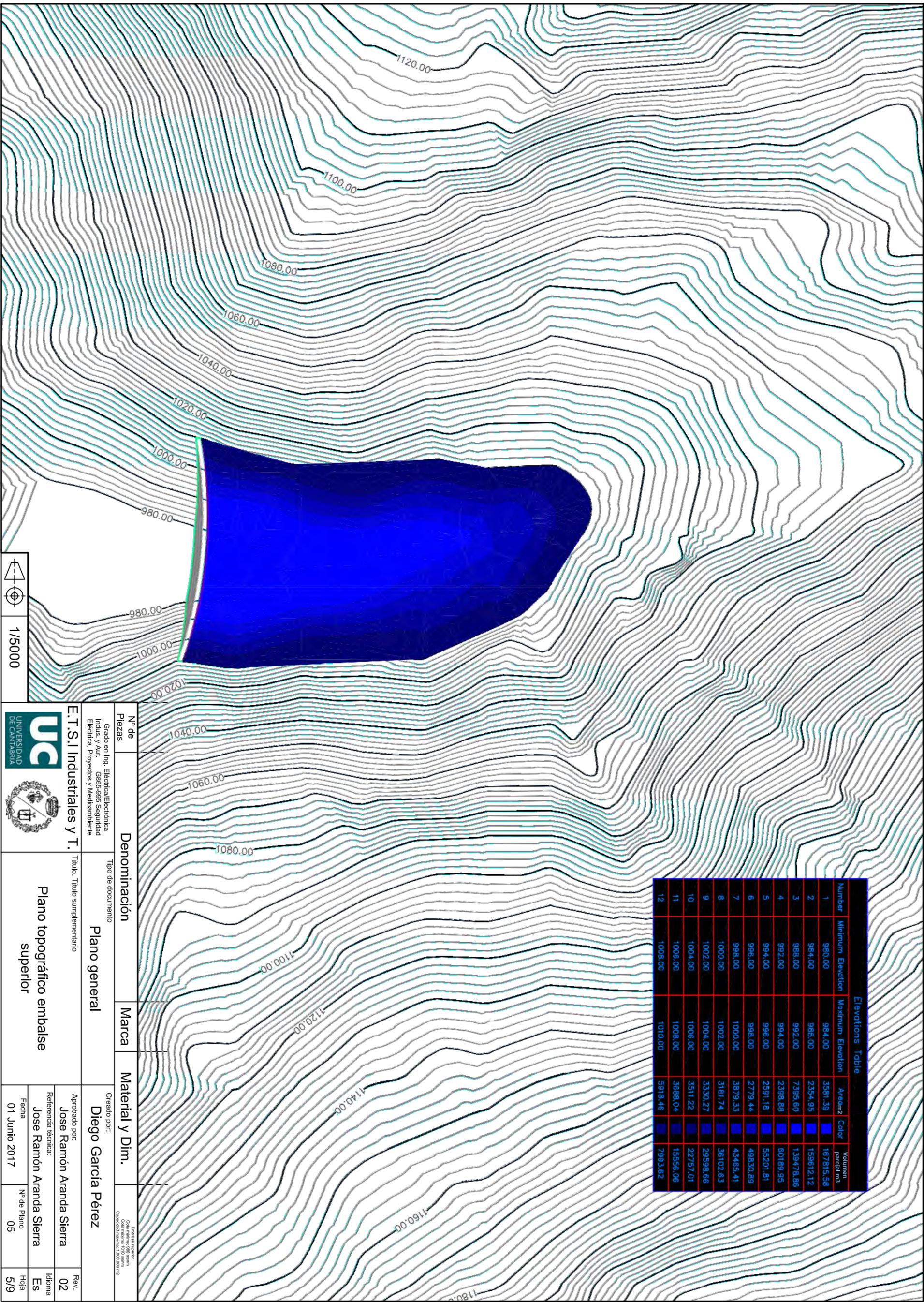




1/1000

<p>Nº de Piezas</p>	<p>Denominación</p>	<p>Marca</p>	<p>Material y Dim.</p>	<p>Rev.</p>
<p>Grado en Ing. Electrónica/Electrónica Indus. y Aut. G865-995 Seguridad Eléctrica, Proyectos Y Medioambiente</p>	<p>Tipo de documento Plano general</p>	<p>Plano topográfico presa superior</p>	<p>Titulo. Título suplementario Diego García Pérez</p>	<p>02</p>
<p>UC UNIVERSIDAD DE CANTABRIA</p>	<p>Logo of the University of Cantabria</p>	<p>Logo of the Faculty of Engineering and Architecture</p>	<p>Aprobado por: Jose Ramón Aranda Sierra</p>	<p>Idioma Es</p>
<p>Logo of the Department of Electrical Engineering</p>	<p>Logo of the Department of Electrical Engineering</p>	<p>Logo of the Department of Electrical Engineering</p>	<p>Referencia técnica: Jose Ramón Aranda Sierra</p>	<p>Hoja 4/9</p>
<p>Logo of the Department of Electrical Engineering</p>	<p>Logo of the Department of Electrical Engineering</p>	<p>Logo of the Department of Electrical Engineering</p>	<p>Fecha 01 Junio 2017</p>	<p>Nº de Plano 04</p>

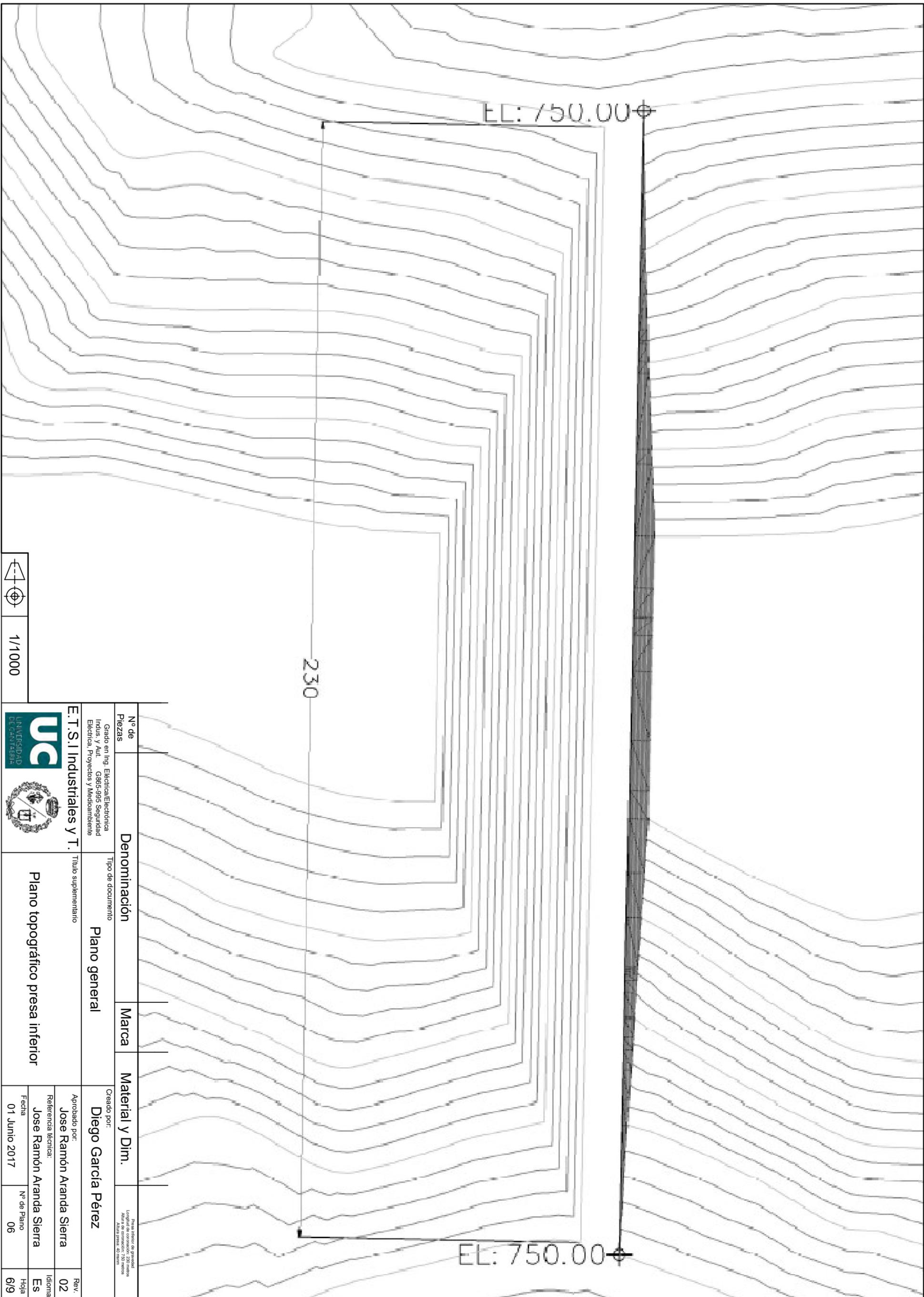
Presa superior año grabado
Longitud de coronador: 160 metros
Altura presa: 30 metros



Elevations Table				
Number	Minimum Elevation	Maximum Elevation	Area m ²	Volume partial m ³
1	980.00	984.00	3581.39	167815.58
2	984.00	988.00	2354.95	159612.12
3	988.00	992.00	7395.60	139478.96
4	992.00	994.00	2398.89	60189.95
5	994.00	996.00	2591.18	59201.81
6	996.00	998.00	2779.44	49830.89
7	998.00	1000.00	3879.33	43485.41
8	1000.00	1002.00	3181.74	36102.63
9	1002.00	1004.00	3330.27	29598.66
10	1004.00	1006.00	3511.22	22757.01
11	1006.00	1008.00	3688.04	15556.08
12	1008.00	1010.00	5918.46	7993.62

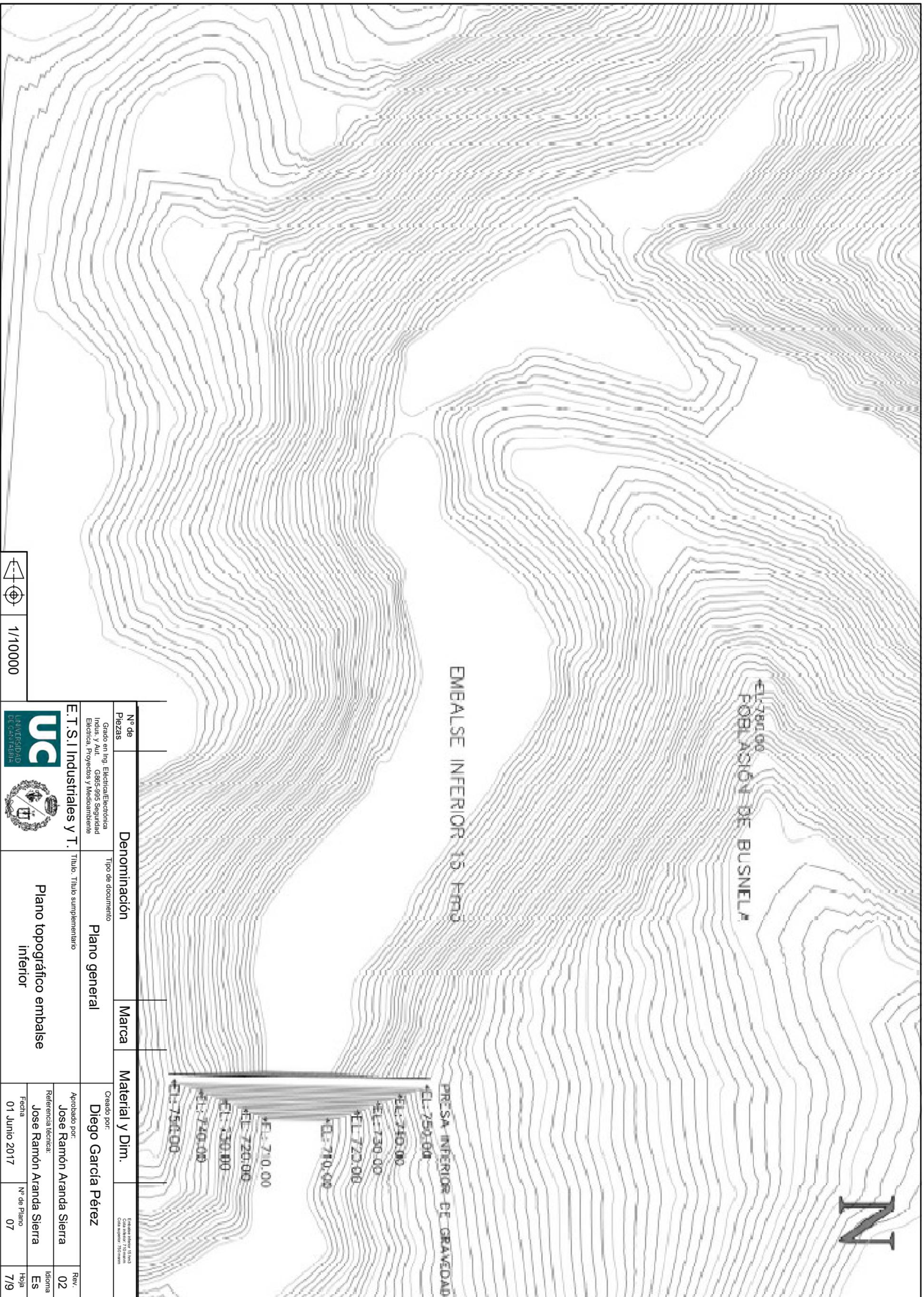
 E.T.S.I Industriales y T.	Grado en Ing. Electrónica/Electrónica Indus. y Aut. G865-995 Seguridad Eléctrica, Proyectos Y Medioambiente	Denominación Tipo de documento Plano general	Marca	Material y Dim.	Creado por: Diego García Pérez		Rev. 02
					Título. Título suplementario Plano topográfico embalse superior		
Nº de Piezas		Escala 1/5000		Fecha 01 Junio 2017		Nº de Plano 05	Hoja 5/9

Embalse superior
 Cota máxima: 980 metros
 Cota mínima: 1010,000 m3
 Capacidad: 7993,62 m3



1/10000

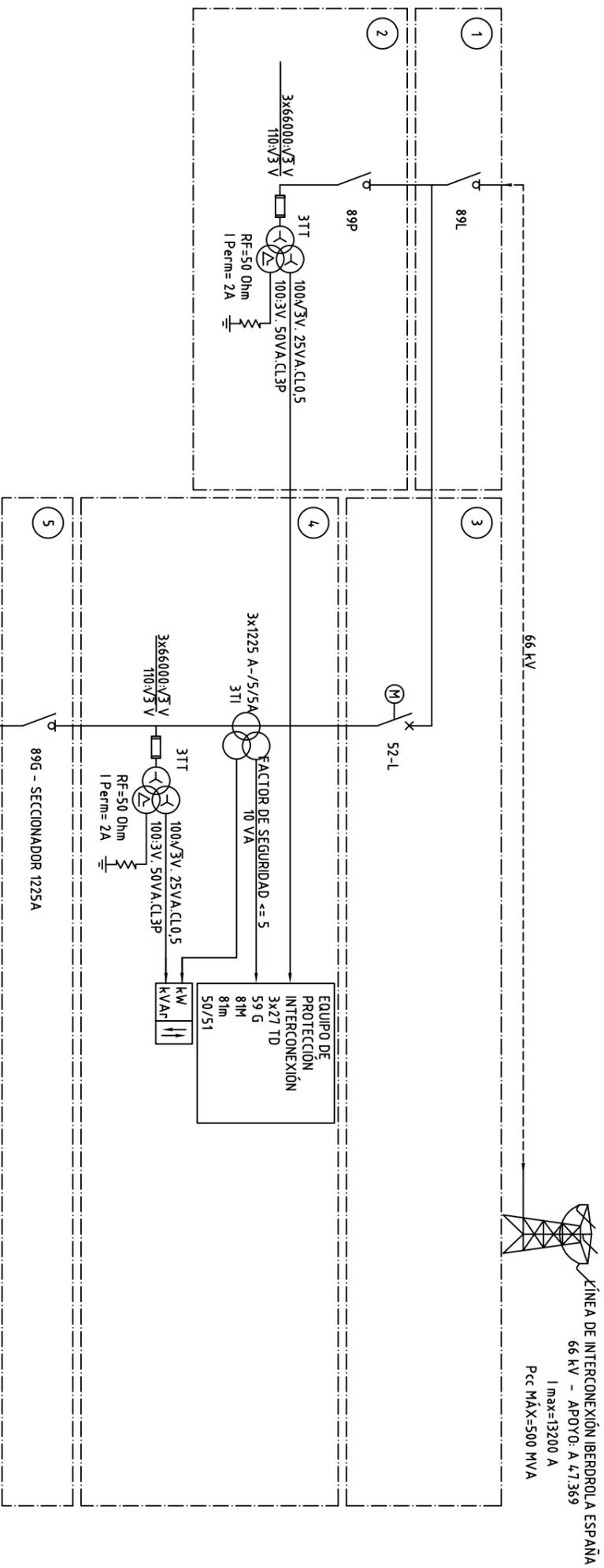
 	Nº de Piezas Grado en Ing. Electrónica/Electrónica Indus. y Aut. G865-595 Seguridad Eléctrica, Proyectos y Medioambiente	Denominación Título suplementario Plano general	Marca	Material y Dim. Creado por: Diego García Pérez	Presa inferior de gravedad Longitud de coronación: 220 metros Altura presa: 40 metros
	E.T.S.I. Industriales y T.	Plano topográfico presa inferior	Aprobado por: Jose Ramón Aranda Sierra Referencia técnica: Jose Ramón Aranda Sierra	Fecha 01 Junio 2017	Nº de Plano 06



1/10000

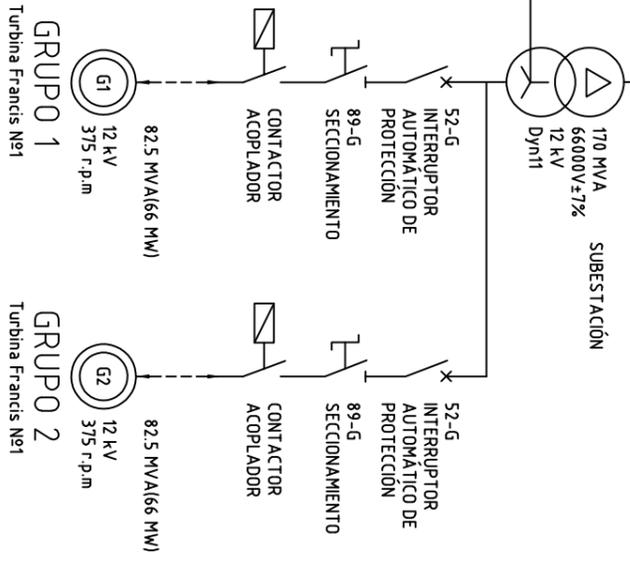
Grado en Ing. Eléctrica/Electrónica Indus. y Aut. G885-595 Seguridad Eléctrica, Proyectos y Medioambiente		Título: Título suplementario	
Nº de Piezas		Denominación	
Marca		Material y Dim.	
Plano general		Creado por: Diego García Pérez	
Plano topográfico embalse inferior		Aprobado por: Jose Ramón Aranda Sierra	
Referencia técnica: Jose Ramón Aranda Sierra		Idioma: Es	
Fecha: 01 Junio 2017		Nº de Plano: 07	
		Hoja: 7/9	

Embalse inferior: 15 hms
 Cota superior: 710mm
 Cota inferior: 700mm

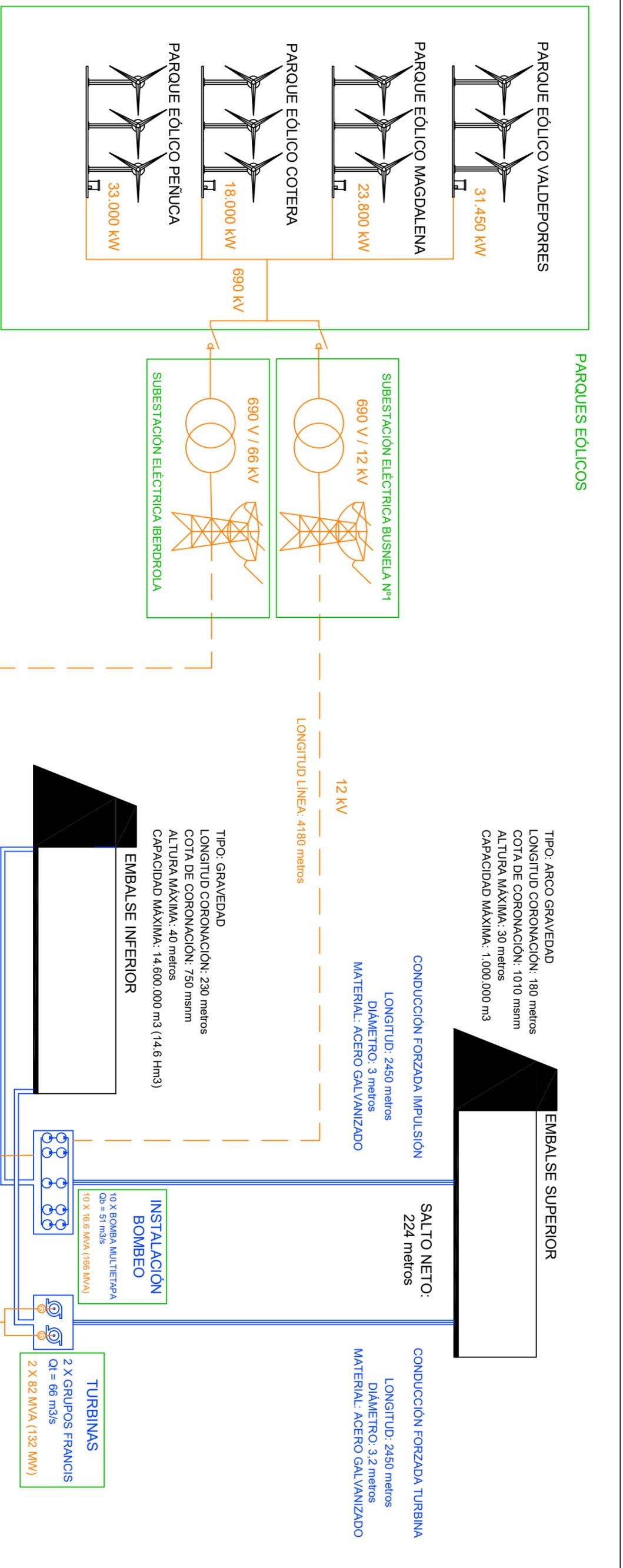


- CELDAS DE ALTA TENSIÓN
- 1 - SECCIONADOR GENERAL ENTRADA
 - 2 - TRANSFORMADORES DE TENSIÓN DE PROTECCIÓN DE LÍNEA
 - 3 - PROTECCIÓN CON INTERRUPTOR DE LÍNEA
 - 4 - MEDIDA, TRANSFORMADORES DE TENSIÓN E INTENSIDAD, PROTECCIÓN DE LÍNEA Y EQUIPO DE CONTAJE
 - 5 - SECCIONADOR DE GRUPO

- FUNCIONES CÓDIGO ANSI
- 27 - RELÉ DE PROTECCIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN (SIMPLE/COMPUESTA)
 - 50/51 - RELÉ DE PROTECCIÓN DE MÁXIMA INTENSIDAD DE FASE
 - 50N/51N - RELÉ DE PROTECCIÓN DE MÁXIMA INTENSIDAD DE TIERRA
 - 52 - INTERRUPTOR
 - 59 - RELÉ DE PROTECCIÓN DE MÁXIMA TENSIÓN(SIMPLE/COMPUESTA)
 - 81M/m - RELÉ DE PROTECCIÓN DE MÁXIMA Y MÍNIMA FRECUENCIA
 - 89 - SECCIONADOR

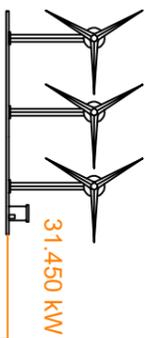


		Denominación		Marca		Material y Dim.		Observaciones	
Grado en Ing. Eléctrica/Electrónica Indus. y Aur. - 0865-995 Seguridad Eléctrica, Proyectos y Medioambiente		Tipo de documento		Plano de detalle		Creado por:		Observaciones	
E.T.S.I. Industriales y T.		Título: Título suplementario		Diagrama unifilar de generación		Aprobado por:		Rev.	
		Título: Título suplementario		Diagrama unifilar de generación		Referencia técnica:		Idioma	
S/E		Título: Título suplementario		Diagrama unifilar de generación		Fecha		Hoja	
S/E		Título: Título suplementario		Diagrama unifilar de generación		3 Junio 2017		08	
S/E		Título: Título suplementario		Diagrama unifilar de generación		Jose Ramón Aranda Sierra		02	
S/E		Título: Título suplementario		Diagrama unifilar de generación		Jose Ramón Aranda Sierra		ES	
S/E		Título: Título suplementario		Diagrama unifilar de generación		3 Junio 2017		8/9	



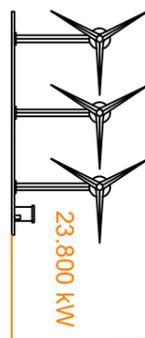
PARQUES EÓLICOS

PARQUE EÓLICO VALDEPORNES



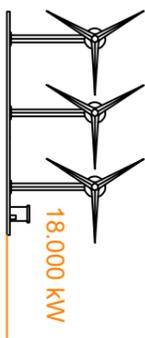
31.450 kW

PARQUE EÓLICO MAGDALENA



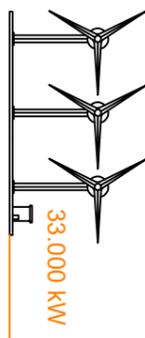
23.800 kW

PARQUE EÓLICO COTERA



18.000 kW

PARQUE EÓLICO PENUECA



33.000 kW

EMBALSE SUPERIOR

TIPO: ARCO GRAVEDAD
 LONGITUD CORONACIÓN: 180 metros
 COTA DE CORONACIÓN: 1010 msnm
 ALTURA MÁXIMA: 30 metros
 CAPACIDAD MÁXIMA: 1.000.000 m³

CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN

LONGITUD: 2450 metros
 DIÁMETRO: 3 metros
 MATERIAL: ACERO GALVANIZADO

SALTO NETO:
 224 metros

CONDUCCIÓN FORZADA TURBINA

LONGITUD: 2450 metros
 DIÁMETRO: 3.2 metros
 MATERIAL: ACERO GALVANIZADO

TIPO: GRAVEDAD
 LONGITUD CORONACIÓN: 230 metros
 COTA DE CORONACIÓN: 750 msnm
 ALTURA MÁXIMA: 40 metros
 CAPACIDAD MÁXIMA: 14.600.000 m³ (14.6 Hm³)

EMBALSE INFERIOR

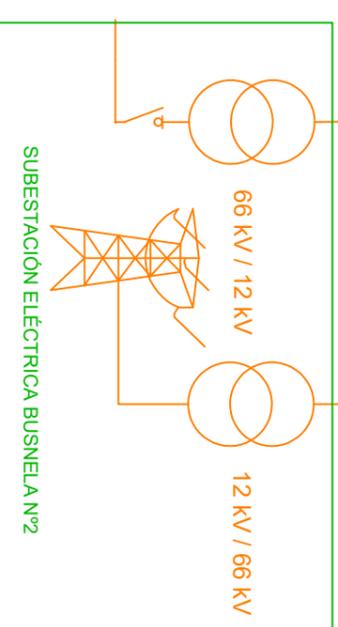
INSTALACIÓN BOMBEO

10 X BOMBA MULTITAPA
 Qb = 51 m³/s
 10 X 16.6 MVA (166 MVA)

TURBINAS

2 X GRUPOS FRANCIS
 Qt = 66 m³/s
 2 X 82 MVA (132 MW)

66 kV
 LONGITUD LÍNEA: 600 metros



SUBESTACIÓN ELÉCTRICA BUSNELA Nº2

SISTEMA ELÉCTRICO

Nº de Piezas	Denominación	Marca	Material y Dim.	Observaciones
Grado en Ing. Eléctrica/Electrónica Indus. y Aut. G365-995 Seguridad Eléctrica, Proyectos y Medioambiente				
E.T.S.I Industriales y T.		Tipo de documento		
Plano general /de detalle		Título: Título suplementario		
Esquema de las instalaciones y obra civil		S/E		
Aprobado por: José Ramón Aranda Sierra		Creado por: Diego García Pérez		Rev. 02
Referencia técnica: José Ramón Aranda Sierra		Idioma: Es		Hoja 9/9
Fecha: 20 Mayo 2017		Nº de Plano: 09		



S/E



DOCUMENTO N° 4
PLIEGO DE
CONDICIONES

DOCUMENTO Nº4: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1	OBJETO DEL PLIEGO Y RESUMEN DE DOCUMENTOS	1
1.1	CONTENIDO DEL PROYECTO.....	1
2	CAPÍTULO 1: PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES	2
2.1	CONDICIONES LEGALES Y NORMATIVAS.....	2
2.1.1	PLANOS Y ESQUEMAS DESARROLADOS.	2
2.1.2	REGLAMENTOS ELÉCTRICOS.....	2
2.1.3	CTE Y SEGURIDAD ESTRUCTURAL EN GRANDES PRESAS	3
2.1.4	ORDENANZAS GENERALES DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO.	3
2.1.5	LEYES DE IMPACTO AMBIENTAL Y PROTECCIÓN DEL MEDIO	4
2.1.6	TRATAMIENTO DE RESIDUOS.....	4
2.2	CONDICIONES FACULTATIVAS	5
2.2.1	DIRECCIÓN DE OBRA.....	5
2.2.2	EMPRESA CONSTRUCTORA	5
2.2.3	COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD.....	6
2.3	CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES	7
2.3.1	EMBALSE INFERIOR.....	7
2.3.2	EMBALSE SUPERIOR	7
2.3.3	CONDUCCIONES FORZADAS	7
2.3.4	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 12/66 kV	7
2.3.5	LÍNEA ELÉCTRICA de 12 kV y 66 kV.....	8
2.3.6	CASA DE MÁQUINAS	8
2.4	CONDICIONES ECONÓMICAS	8
3	CAPÍTULO 2: PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES TÉCNICAS	9
3.1	ESPECIFICACIONES DE MATERIALES Y EQUIPOS	9
3.1.1	CIMENTACIONES Y CONSTRUCCIONES DE HORMIGÓN	9
3.1.2	IMPERMEABILIZACIÓN.....	9
3.1.3	LÍNEAS ELÉCTRICAS 12/66 kV.....	10

3.1.4	ELEMENTOS DE ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN Y CORTE	10
3.1.5	GENERADOR.....	10
3.1.6	EQUIPOS DE BOMBEO	11
3.1.7	TURBINAS HIDRAÚLICAS.....	11
3.2	ESPECIFICACIONES DE EJECUCIÓN.....	11
3.2.1	LIMPIEZA DEL TERRENO Y DESBROCE CON MEDIOS MECÁNICOS	11
3.2.2	NIVELACIÓN DEL TERRENO.....	11
3.2.3	DESMONTE Y EXCAVACIONES	12
3.2.4	CIMENTACIONES.....	12
3.2.5	IMPERMEABILIZACIÓN.....	13
3.2.6	CASA DE MÁQUINAS	13
3.2.7	LÍNEAS ELÉCTRICAS 12/66kV.....	13
3.2.8	ELEMENTOS ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA.....	14
3.2.9	GENERADOR.....	14
3.2.10	EQUIPOS DE BOMBEO	14
3.2.11	TURBINAS HIDRAÚLICAS.....	15
3.3	ASPECTOS DE ACABADO	16
3.3.1	ACABADO DE LA PRESA INFERIOR	16
3.3.2	ACABADO DE LAS CONDUCCIONES FORZADAS	16
3.4	REALIZACIÓN DE LAS OBRAS.....	16
3.5	OBRAS PROVISIONALES	16
3.5.1	PRESA DE DERIVACIÓN.....	16
3.5.2	VIALES Y ACCESOS	17
3.6	PASOS Y SERVIDUMBRES AFECTADAS.....	17
3.7	GENERACIÓN DE RESIDUOS Y VERTIDOS.....	17
3.8	TRABAJOS DEFECTUOSOS.....	17
3.9	LIMPIEZA DE LAS OBRAS	17
3.10	MANTENIMIENTO Y CONSERVACIÓN.....	18
3.10.1	INSTALACIONES Y OBRA CIVIL.....	18

3.10.2	LÍNEAS E INSTALACIONES ELÉCTRICAS	18
--------	---	----

1 OBJETO DEL PLIEGO Y RESUMEN DE DOCUMENTOS

El presente pliego de condiciones tiene como objetivo regular y especificar los requisitos y niveles técnicos de calidad requeridos en el proyecto. Definiendo el modo de operar en las obras y las condiciones impuestas, así como las relaciones que existen y que deben cumplirse entre el propietario y el ejecutor del proyecto.

1.1 CONTENIDO DEL PROYECTO

El presente proyecto consta de los documentos y contenidos establecidos en las normativas específicas que le son de aplicación, y como mínimo contempla la documentación descriptiva, en textos y representación gráfica, de la instalación eléctrica, los embalses y presas, subestaciones y demás elementos y actividades necesarios para la ejecución de una instalación con la calidad, funcionalidad y seguridad requerida.

El Proyecto se realizará y entregará al Propietario o titular antes del inicio de las obras y antes de su tramitación administrativa. El Proyecto constará, al menos, de los siguientes documentos:

- a) Memoria descriptiva (titular, emplazamiento, tipo de central, uso y su clasificación, programa de necesidades, descripción pormenorizada de la instalación, presupuesto total).
- b) Estudios previos y cálculos realizados.
- c) Planos a escalas adecuadas (situación, emplazamiento, mapas topográficos, esquema unifilar, etc.).
- d) Pliego de Condiciones Técnicas, Económicas, Administrativas y Legales.
- e) Estado de Mediciones y Presupuesto (mediciones, presupuestos parciales y presupuesto general).
- f) Estudio de Impacto Ambiental para proyectos incluidos en el Anexo 1, grupo 7.

2 CAPÍTULO 1: PLIEGO DE CONDICIONES GENERALES

2.1 CONDICIONES LEGALES Y NORMATIVAS

Durante el periodo de ejecución de las unidades de obra documentadas en este pliego se deberán seguir rigurosamente todas las disposiciones presentes en la siguiente documentación del proyecto y en todas las normativas y leyes vigentes que rigen su diseño y operación:

2.1.1 PLANOS Y ESQUEMAS DESARROLADOS.

Planos:

- PLANO Nº1: SITUACIÓN
- PLANO Nº2 : EMPLAZAMIENTO
- PLANO Nº3: TOPOGRÁFICO PRESA SUPERIOR
- PLANO Nº4 : TOPOGRÁFICO EMBALSE SUPERIOR
- PLANO Nº5 : TOPOGRÁFICO PRESA INFERIOR
- PLANO Nº6 : TOPOGRÁFICO EMBALSE INFERIOR
- PLANO Nº7 : ESQUEMA DE INSTALACIONES
- PLANO Nº8 : DIAGRAMA UNIFILAR GENERACIÓN

Esquemas y cálculos:

- Esquemas de las instalaciones
- Cálculos presentes en los Anexos

2.1.2 REGLAMENTOS ELÉCTRICOS

- AENOR. 2014. *ITC-RAT 01 a 23*. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias. Madrid: AENOR.
- AENOR. 2002. *UNE 20460-4-41/1M:2003*. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 4: Protección para garantizar la seguridad. Capítulo 41: Protección contra los choques eléctricos. Madrid: AENOR
- AENOR. 2002. *UNE 20460-5-54:1990*. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 5: Elección e instalación de los materiales eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección. Madrid: AENOR

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. 2014. *Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23*. Madrid

2.1.3 CTE Y SEGURIDAD ESTRUCTURAL EN GRANDES PRESAS

- MINISTERIO DE FOMENTO. 2016. *Orden FOM/298/2016 de 15 de febrero*. Norma 5.2 – IC. Drenaje superficial. Madrid.
- C.T.E. 2006. *REAL DECRETO 314/2006*. Seguridad estructural y cimentaciones. Madrid: C.T.E.
- MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA. ALIMENTACIÓN Y MEDIOAMBIENTE. 2008. *Real Decreto 9/2008, de 11 de enero ley de aguas. Norma técnica de seguridad para la clasificación de presas y embalses*. Madrid.
- MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA. ALIMENTACIÓN Y MEDIOAMBIENTE. 2016 . *Real Decreto 638/2016 del reglamento de planificación hidrológica*. Gestión de riesgos de inundación, caudales ecológicos, reservas hidrológicas y vertidos de aguas residuales. Madrid.
- Norma técnica de seguridad para la clasificación de presas y embalses Real Decreto 9/2008, de 11 de enero, cuya finalidad es establecer y determinar los requisitos y condiciones mínimas que deben de cumplir las construcciones hidráulicas en función de los daños potenciales ocasionados por roturas, funcionamientos incorrectos o averías graves.

2.1.4 ORDENANZAS GENERALES DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO.

- LEY 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales. BOE nº 269 10- 11-1995
- MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA. 2001. *Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico*. Madrid.

2.1.5 LEYES DE IMPACTO AMBIENTAL Y PROTECCIÓN DEL MEDIO

- JEFATURA DEL ESTADO. 2013. Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Madrid.
- Real Decreto Legislativo 1/2001 de 20 de Julio. Ley 46/1999, de 13 de Diciembre, de Aguas. Título V: de la protección del dominio público hidráulico de calidad de las aguas continentales, capítulo I, II, V.
- Ley 16/1985, de 25 de Junio, del Patrimonio Histórico Español
- Ley 4/1989, de 27 de Marzo, de Conservación de las Especies Naturales y de Flora y Fauna Silvestres
- Real Decreto 439/1990, de 30 de Marzo, por el que se regula el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas.

2.1.6 TRATAMIENTO DE RESIDUOS

- REAL DECRETO 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- 6 Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.

2.2 CONDICIONES FACULTATIVAS

El RD 1627/1997 establece que la dirección facultativa comprende los técnicos competentes designado por el promotor encargados de la dirección y del control de la ejecución de la obra. Será una figura obligatoria en las obras que resulta obligatorio dispone de un proyecto de ejecución.

2.2.1 DIRECCIÓN DE OBRA

El director de obra se encargará de la correcta ejecución de la obra en términos técnicos, estéticos y medioambientales de acuerdo a las especificaciones presentes en el proyecto y en las normativas vigentes que lo rigen.

- Estar en disposición de la titulación académica habilitante.
- Controlar todas las fases de la obra, incluyendo la adecuación de las obras a lo definido en el proyecto.
- Resolver los posibles imprevistos acontecidos durante las obras y reflejar en el Libro de Órdenes y Asistencias las instrucciones para interpretar el proyecto correctamente.
- Realizar los cambios o rectificaciones en el proyecto que vengan como consecuencia del estado de la obra. Siempre en consenso entre la dirección de obra y el promotor.
- Firmar el acta de replanteo y el certificado final de obra.
- Dar el visto bueno de las certificaciones parciales y la liquidación final de obra.
- Redactar y firmar la documentación requerida de la obra ejecutada.

2.2.2 EMPRESA CONSTRUCTORA

La empresa constructora desarrollará su actividad asumiendo la mano de obra, los materiales y los equipos realizando toda la actividad requerida para la ejecución de la obra proyectada.

- Ejecutar la obra con sujeción al proyecto, a la legislación aplicable y a las instrucciones del director de obra y del director de la ejecución de la obra, a fin de alcanzar la calidad exigida en el proyecto.
- Tener la titulación o capacitación profesional que habilita para el cumplimiento de las condiciones exigibles para actuar como constructor.
- Asignar a la obra los medios humanos y materiales que su importancia requiera.

- Formalizar las subcontrataciones de determinadas partes o instalaciones de la obra dentro de los límites establecidos en el contrato.
- Firmar el acta de replanteo o de comienzo y el acta de recepción de la obra.
- Facilitar al director de obra los datos necesarios para la elaboración de la documentación de la obra ejecutada.
- Suscribir las garantías previstas sobre daños materiales ocasionados por vicios y defectos de la construcción

2.2.3 COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD

El artículo 3.1. del RD 1627/1997 dispone que “en las obras incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto, cuando en la elaboración del proyecto de obra intervengan varios proyectistas, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración del proyecto de obra”.

- Coordinar y aplicar los axiomas generales de prevención y seguridad (artículo 15 LPRL).
- Tomar las decisiones técnicas de organización para planificar las distintas fases de las obras.
- Estimar la duración necesaria para la ejecución de las distintas fases.
- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y el resto de entidades apliquen de manera coherente los principios de la ley de prevención de riesgos laborales, durante la ejecución de las siguientes actividades señaladas en el artículo 10 del Real Decreto 1627/1997:
 - El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
 - La manipulación de los distintos materiales y la utilización de medios auxiliares.
 - La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de vías de desplazamiento y circulación.
 - El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir
 - los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.

- La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular de materias y sustancias peligrosas.
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento, eliminación o evacuación de los distintos residuos y escombros.
- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.

2.3 CONDICIONES TÉCNICAS GENERALES

El pantano y la central hidroeléctrica de Busnela se sitúan en la población de Busnela, en la Comarca burgalesa de las Merindades de Valdeporres, 7 kilómetros aguas abajo del nacimiento del río Nela.

2.3.1 EMBALSE INFERIOR

El embalse inferior tiene una superficie de inundación a su nivel máximo de $700.000 m^2$ y un volumen de almacenamiento de $15 hm^3$. El cerramiento está formado por una presa de gravedad de 230 metros de longitud de coronación y una altura sobre cimentaciones de 40 metros.

2.3.2 EMBALSE SUPERIOR

La superficie anegadas por las aguas en el embalse superior destinado a almacenar los recursos hídricos bombeados es de $44.600 m^2$ a su máxima cota. En esta situación el volumen máximo almacenable es de $1 Hm^3$. El tipo de azud que se encarga de cerrar el embalse es de arco-gravedad, tiene una longitud de coronación de 182 metros y una altura sobre cimentaciones de 30 metros.

2.3.3 CONDUCCIONES FORZADAS

Ambos embalses estarán unidos por dos tuberías forzadas de acero galvanizado de 2450 metros de longitud y 3 metros de diámetro. Dichas conducciones forzadas exigirán la construcción de unas zapatas con pernos que agarren la estructura tubular, evitando posibles vibraciones y roturas.

2.3.4 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 12/66 kV

La subestación eléctrica situada en las inmediaciones de la casa de máquinas ocupará una superficie de $150 m^2$ y estará dotada de todos los elementos de seguridad y protección requeridos. La instalación incluirá todo el equipo de interruptores, seccionadores y

transformadores de potencia necesarios para la conversión de tensión de los generadores (12kV.) a la tensión de la línea existente (66kV.)

2.3.5 LÍNEA ELÉCTRICA de 12 kV y 66 kV

La longitud de la línea eléctrica de 12 kV es de 4,18 km, longitud que separa la subestación de los parques eólicos con la subestación de la central hidroeléctrica de Busnela. Por otro lado, se ha proyectado una línea de 66 kV cuya finalidad es conectar la central a la red.

2.3.6 CASA DE MÁQUINAS

La central hidroeléctrica dispondrá de una edificación específica destinada a albergar los equipos hidráulicos de bombeo y turbinado. Así como las oficinas y las salas de control de la central. El total de la superficie requerida es de 300 m².

2.4 CONDICIONES ECONÓMICAS

De la cuantía total del presupuesto final del proyecto se ha definido un 13% de gastos generales, un 6 % de beneficio industrial y el 21 % correspondiente al IVA.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		27.477.458,06 €
GASTOS GENERALES	(13%)	3.572.069,55 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	(6%)	1.648.647,48 €
<i>TOTAL PARCIAL</i>		32.698.175,09 €
IVA	(21%)	6.866.616,77 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		39.564.791,85 €

Tabla 1: Presupuesto estimado de ejecución por contrata.

3 CAPÍTULO 2: PLIEGO DE CONDICIONES PARTICULARES TÉCNICAS

3.1 ESPECIFICACIONES DE MATERIALES Y EQUIPOS

3.1.1 CIMENTACIONES Y CONSTRUCCIONES DE HORMIGÓN

Los hormigones procedentes de central, estarán sometidos a los controles de calidad y producción requeridos. Además estarán en posesión de un Sello o Marca de calidad reconocida por un Centro Directivo de las Administraciones Públicas con competencias en el campo de la construcción (General del Estado o Autonómicas).

Los hormigones y materiales realizados in situ deberán comprobarse y analizarse periódicamente cumpliendo las normativas vigentes y las características requeridas para la obra.

3.1.2 IMPERMEABILIZACIÓN

Materiales geosintéticos:

Con el fin de seguir las especificaciones mecánicas e hidráulicas que se requieren, el geotextil sintético empleado para la impermeabilización del pantano superior deberá seguir la norma UNE-EN 13254

Características	Método de ensayo	Funciones		
		Filtración	Separación	Refuerzo
Resistencia a la tracción	EN ISO 10319	H	H	H
Punzonado estatico (CBR)	EN ISO 12236		H	
Perforación dinamica (cono)	EN 918	H	A	
Abertura de poros	EN ISO 12956	H	A	
Permeabilidad Normal	EN ISO 11058	H	A	
Permeabilidad en el plano	EN ISO 12958			H

Ilustración 1: Características y ensayos del geotextil. Fuente: GEOTEXAN.

3.1.3 LÍNEAS ELÉCTRICAS 12/66 kV.

Conductores:

Los conductores deberán identificarse según las especificaciones del proyecto, disponiendo de distintivo de calidad: Marca de Calidad AENOR homologada por el Ministerio de Industria. Del mismo modo deberá de conocerse el año de fabricación y características, según Normas UNE.

Apoyos eléctricos:

Se seleccionarán los apoyos según los requerimientos técnicos requeridos presentes en el reglamento técnico de A.T teniendo como referencia las especificaciones presentes en la documentación del proyecto.

Las cimentaciones de los apoyos se realizarán con hormigón HM-25/B/20/I, fabricado en central siguiendo las certificaciones y requerimientos de calidad.

Cada apoyo dispondrá de:

- Una numeración de apoyo.
- Una placa de advertencia de riesgo eléctrico del tipo CE-21.

Aisladores en cadena de suspensión y amarres:

Deberá de verificarse la resistencia mecánica de los elementos y el conjunto de las cadenas de suspensión y amarres, así como la resistencia eléctrica de los aisladores.

3.1.4 ELEMENTOS DE ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN Y CORTE

Todos los elementos eléctricos de protección, corte y maniobra deberán haber sido ensayados y certificados por el fabricante. Garantizando su efectividad frente a sobretensiones y fallas en el tiempo requerido.

Se exige la utilización de primeras marcas en lo referido a estos dispositivos dada la relevancia que adquieren en el plano de la seguridad y la integridad de los equipos presentes en el proyecto.

3.1.5 GENERADOR

Los generadores síncronos deberán cumplir las especificaciones de diseño y la compatibilidad necesaria para su acople a turbina. Exigiéndose la instalación de primeras marcas que cumplan con los estándares de calidad requeridos.

3.1.6 EQUIPOS DE BOMBEO

Las bombas a instalar cumplirán los estándares de calidad garantizando un funcionamiento óptimo y un rendimiento no inferior al 85%. Así mismo, dispondrán de un tratamiento frente a la corrosión cuya durabilidad sea máxima.

Los equipos de bombeo estarán en disposición de funcionar a presiones de 25 bares, temperaturas extremas de 100°C asegurando funcionamientos correctos hasta en condiciones adversas hasta alturas de 250 metros y al caudal requerido en las especificaciones de proyecto.

3.1.7 TURBINAS HIDRAÚLICAS

Las turbinas hidráulicas son una de las partes principales de la central, con lo que deberán cumplir estrictamente las especificaciones de diseño. Los materiales empleados deberán estar certificados y ensayados, del mismo modo deberán realizarse pruebas previas a la instalación que garanticen el funcionamiento y la construcción de la misma.

Los álabes de la turbina estarán sometidos a tratamientos anticorrosión y se ejecutarán pruebas en la carcasa y el rodete para asegurar su correcto funcionamiento.

3.2 ESPECIFICACIONES DE EJECUCIÓN

3.2.1 LIMPIEZA DEL TERRENO Y DESBROCE CON MEDIOS MECÁNICOS

Se realizará un desbroce completo en la superficie inundable del embalse superior con el fin de evitar filtraciones y pérdidas que pudieran afectar a la producción y el volumen embalsado.

En la zona noroeste del pantano inferior se realizará una tala forestal de 20.000 m^2 con el fin de incrementar los coeficientes de esorrentía y la aportación hídrica efectiva de la cuenca. Así como para despejar la zona de construcción de la casa de máquinas.

3.2.2 NIVELACIÓN DEL TERRENO

Se realizará un movimiento de tierras previo a las excavaciones tanto de la presa superior como de la presa inferior con el fin de obtener un plano adecuado para el replanteo. Hasta que la superficie donde irán las cimentaciones de ambas presas no se haya nivelado no se iniciarán las labores de excavado.

3.2.3 DESMONTE Y EXCAVACIONES

Rellenos y terraplenes:

Al tratarse de volúmenes de tierra de grandes dimensiones, los rellenos y desmontes se realizarán de manera mecánica. Las labores se realizarán de forma que el impacto medioambiental sea mínimo, trabajando únicamente en la zona proyectada y en un recinto habilitado para las labores de almacenaje.

- a) Conforme se vayan realizando las labores de terraplenado y desmontes, la dirección de obra comprobará la calidad de compactación de los suelos.
- b) Todo el volumen de tierra y roca extraído en los desmontes y excavaciones se empleará en la construcción de los terraplenes necesarios para las instalaciones de la presa y los viales y accesos.
- c) Cuando sea necesario un aporte de tierra en las compactaciones de terreno se verificará que cumple unas condiciones adecuadas de humedad y se encuentra libre de basuras e impurezas para evitar altos niveles de esponjamiento y propiciar un compactado adecuado a las necesidades constructivas.

Arena	Seca	1,42	1,60	13	0,89
	Húmeda	1,69	1,90	13	0,89
	Empapada	1,84	2,08	13	0,89
Tierra y Grava	Seca	1,72	1,93	13	0,89
	Húmeda	2,02	2,23	10	0,91
Tierra Vegetal		0,95	1,37	44	0,69
Basaltos ó Diabasas Fragmentadas		1,75	2,61	49	0,67
Nieve	Seca	0,13	---	---	---
	Húmeda	0,52	---	---	---

Tabla 2: Coeficientes de esponjamiento.

3.2.4 CIMENTACIONES

Dependiendo de la tipología del terreno o la presencia de agua con sustancias agresivas, se seleccionará el cemento más adecuado para la fabricación del hormigón, así como su dosificación y permeabilidad.

3.2.5 IMPERMEABILIZACIÓN

Materiales geosintéticos:

Una vez construida la presa superior e inferior y las excavaciones para la realización de los embalses, se colocará una malla geotextil en el vaso con el fin de evitar pérdidas por infiltración.

La superficie total a colocar será de 44.600 m² mediante medios mecánicos.

3.2.6 CASA DE MÁQUINAS

Montaje de la estructura prefabricada:

La zona de soldadura entre las diferentes partes de la estructura no se pintarán. No se pondrá en contacto directo el acero con otros metales ni con yesos.

3.2.7 LÍNEAS ELÉCTRICAS 12/66kV

Criterio de medición en proyecto:

Durante el diseño de las líneas eléctricas deberán respetarse todos los requerimientos técnicos y de seguridad presentes en el reglamento de AT ITC-LAT 01 a 09, donde se especifican los esfuerzos máximos de los apoyos y los conductores, las distancias de seguridad a otros elementos, y las condiciones climáticas específicas para el dimensionamiento de las instalaciones.

Por facilidades constructivas y económicas, la línea se diseñará buscando zonas no rocosas para el emplazamiento de los apoyos y teniendo en cuenta los trazados cuya longitud e impacto medioambiental sea menor.

Criterio de medición en obra:

Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto

Condiciones previas que han de cumplirse antes de la ejecución de las unidades de Obra:

a) SOPORTE

Se comprobará que su situación se corresponde con la de Proyecto. Se cumplirán las especificaciones del fabricante relativas a la manipulación y colocación.

b) FASES DE EJECUCIÓN

Recepción. Transporte. Acopio. Clasificación. Armado. Izado. Apretado. Maquinaria y herramienta auxiliar. Control de Calidad. Normas de Seguridad Específicas.

3.2.8 ELEMENTOS ELÉCTRICOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Criterio de medición en proyecto:

Condiciones previas que han de cumplirse antes de la ejecución de las unidades de

Obra:

De acuerdo a los planos unifilares y diagramas eléctricos se comprobará su colocación antes de llevar a cabo el montaje.

Tras la instalación de los equipos se realizarán las pruebas eléctricas pertinentes con el fin de cotejar el correcto funcionamiento de los interruptores y seccionadores.

3.2.9 GENERADOR

Criterio de medición en proyecto:

Se deberá elegir un modelo de generador según las necesidades especificadas en los estudios del presente proyecto, empleándose materiales y componentes de primeras marcas.

3.2.10 EQUIPOS DE BOMBEO

Criterio de medición en proyecto:

Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.

Condiciones previas que han de cumplirse antes de la ejecución de las unidades de

Obra:

a) SOPORTE:

Se comprobará que su situación se corresponde con la de Proyecto.

Fases de ejecución:

Replanteo. Colocación de la bomba de circulación. Conexión a la red de distribución y a la línea procedente de los parques eólicos.

Conservación y mantenimiento:

Se protegerá frente a golpes y salpicaduras. Teniendo especial precaución durante su transporte e instalación.

Criterio de medición en obra:

Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto

3.2.11 TURBINAS HIDRAÚLICAS**Criterio de medición en proyecto:**

Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.

Condiciones previas que han de cumplirse antes de la ejecución de las unidades de**Obra:****a) MODELO Y REFERENCIA**

Se comprobará que el modelo recibido coincide con las características solicitadas en el proyecto.

b) SOPORTE:

Se comprobará que su situación se corresponde con la de Proyecto.

Fases de ejecución:

Replanteo. Colocación de las turbinas hidráulicas. Acople del generador. Conexión de los sistemas eléctricos y electrónicos.

Conservación y mantenimiento:

Se protegerá frente a golpes y salpicaduras. Teniendo especial precaución durante su transporte e instalación.

3.3 ASPECTOS DE ACABADO

3.3.1 ACABADO DE LA PRESA INFERIOR

Cuando se finalice la construcción de la presa inferior, se realizará una cubierta vegetal en el talud aguas abajo con el fin de reducir el impacto paisajístico en la zona.



Ilustración 2: Sistema de cubierta vegetal¹.

3.3.2 ACABADO DE LAS CONDUCCIONES FORZADAS

Las conducciones forzadas de acero galvanizado, al no encontrarse enteradas por motivos constructivos y de mantenimiento, se pintarán de color verde para mejorar la integración de las obras con el medio vegetal de la zona,

3.4 REALIZACIÓN DE LAS OBRAS

Durante toda la duración de las obras el impacto deberá minimizarse al máximo debido a que la zona se caracteriza por la presencia de un gran número de especies animales y vegetales de moderada importancia ambiental.

3.5 OBRAS PROVISIONALES

3.5.1 PRESA DE DERIVACIÓN

Durante la construcción de la presa del pantano inferior deberá realizarse un azud provisional con el fin de desviar el cauce del río durante el periodo de tiempo que duren las obras.

¹ Integral Garden / COITAPA.

3.5.2 VIALES Y ACCESOS

Para la ejecución del proyecto será necesaria la construcción de accesos y viales que permitan el transporte de materiales y equipos hasta la zona de las obras. Dichos viales comenzarán en la población des Busnela y llegarán hasta el emplazamiento de la presa superior y de la presa inferior.

3.6 PASOS Y SERVIDUMBRES AFECTADAS

Durante las obras puede que se vean afectados caminos y viales no transitados, accesos a fincas y cabañas, y superficies de terreno destinados al cultivo y ganadería.

En el EsIA realizado en el proyecto se detallan las medidas correctoras y compensaciones a los

3.7 GENERACIÓN DE RESIDUOS Y VERTIDOS

Todos los residuos generados serán afinados en contenedores adecuados y específicos de acuerdo a las características de cada uno. En el caso de que exista alguna fuga o vertido accidental deberá de realizarse un informe de medidas correctoras y llevar a cabo una depuración de responsabilidades.

3.8 TRABAJOS DEFECTUOSOS

Todos aquellos trabajos realizados fuera de las especificaciones definidas en el proyecto, así como las obras e instalaciones ejecutadas de forma errónea deberán desensamblarse y ejecutarse de nuevo.

3.9 LIMPIEZA DE LAS OBRAS

Una vez que hayan finalizado las obras, las instalaciones, edificios y depósitos construidos con carácter temporal deberán de ser retirados con el fin de restaurar las zonas afectadas.

Todas las canteras y zonas empleadas para la elaboración de materiales de construcción como áridos y cementos deberán de tratarse adecuadamente evitando posibles vertidos al medio acuático.

Los caminos y viales construidos para acceder a las obras y las instalaciones de la central serán mantenidos en el caso de que se precise un mantenimiento temporal o puntual. Por el contrario, todos aquellos accesos realizados para el transporte de materiales de obra, así como las superficies ocupadas para el almacenamiento de materias primas durante las

fases de construcción, serán devueltos a su estado original reforestando las zonas mayormente afectadas.

3.10 MANTENIMIENTO Y CONSERVACIÓN

3.10.1 INSTALACIONES Y OBRA CIVIL

Una vez iniciada la operación deberán llevarse a cabo una serie de labores de mantenimiento y conservación destinadas a prolongar la vida útil de las instalaciones, así como a garantizar una actividad en condiciones de seguridad.

Presa y conducciones forzadas:

- Control del estado de los mecanismos e instalaciones.
- Limpieza periódica y conservación de las galerías, túneles y cámaras del cuerpo de presa, así como obra anejas.
- Pruebas de accionamiento de las compuertas de los sistemas de desagüe de la presa.
- Implantación de sistemas informáticos de gestión de mantenimiento y conservación.
- Revisión de instalaciones eléctricas y equipos electromecánicos.

3.10.2 LÍNEAS E INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Conductores:

Cada 2 años, o después de producirse algún incidente en la instalación, se comprobará mediante inspección visual la resistencia mecánica, la resistencia a la corrosión y se medirá el aislamiento de los conductores entre fases y entre cada fase y neutro.

Elementos de protección y maniobra:

Cada 2 años se comprobará el funcionamiento de todas las protecciones y elementos de maniobra por personal especializado.

Tomas de tierra:

Una vez al año y en la época más seca, se realizará una revisión de la continuidad del circuito y se medirá la puesta a tierra.

Una vez cada cinco años se descubrirán para examen los conductores de enlace en todo su recorrido, así como los electrodos de puesta a tierra.

Cada 5 años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación a la sección de los conductores que protegen.

Revisión general de la instalación cada 10 años por personal cualificado.

Estado de las líneas:

Se cotejará el estado de las líneas siguiendo los procedimientos establecidos en la normativa de A.T ITCRAT 01 a 23 mediante la inspección visual de los diferentes elementos de las mismas: apoyos, conductores, herrajes, aisladores y otros componentes, con la verificación de la inexistencia de venas rotas, realizando una revisión exhaustiva de la línea, subiendo a los apoyos y desengrapando el conductor.

DOCUMENTO N° 5
MEDICIONES

DOCUMENTO Nº5: MEDICIONES

1.	MEDICIONES	1
1.1	CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS	1
1.1.1	CAPÍTULO 1.1. DESBROCE Y LIMPIEZA.....	1
1.1.2	CAPÍTULO 1.2. DESMONTE.....	1
1.1.3	CAPÍTULO 1.3. RELLENO Y COMPACTACION DEL TERRENO	2
1.1.4	CAPÍTULO 1.4. COLOCACIÓN MALLA GEOTEXTIL.....	2
1.1.5	CAPÍTULO 1.5. ADECENTAMIENTO CON GRAVA.....	2
1.2	CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES	3
1.2.1	CAPÍTULO 2.1. APOYOS ELÉCTRICOS	3
1.3	CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL	3
1.3.1	CAPÍTULO 3.1. PRESA SUPERIOR ARCO GRAVEDAD.....	3
1.3.2	CAPÍTULO 3.2. PRESA INFERIOR GRAVEDAD	3
1.3.3	CAPÍTULO 3.3. CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN	4
1.3.4	CAPÍTULO 3.4. CONDUCCIÓN FORZADA TURBINADO	4
1.3.5	CAPÍTULO 3.5. CASA DE MÁQUINAS.....	4
1.4	CAPITULO 4. EQUIPOS HIDRAÚLICOS.....	4
1.4.1	CAPÍTULO 4.1. TURBINAS HIDRAÚLICAS	4
1.4.2	CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO	5
1.5	CAPÍTULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SUBESTACIONES.....	5
1.5.1	CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	5
1.5.2	CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	5
1.5.3	CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 kV	6
1.5.4	CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kV	6
1.6	CAPÍTULO 6: SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL.....	6
1.6.1	CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA.....	6
1.6.2	CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO	6

1.6.3	CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS.....	7
1.6.4	CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA	7
1.7	CAPÍTULO 7: SISTEMAS DE PREVENCIÓN CONTRA INCENDIOS	7
1.7.1	CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMA Y DETECTORES.....	7
1.7.2	CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN.....	8

1. MEDICIONES

1.1 CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS

1.1.1 CAPÍTULO 1.1. DESBROCE Y LIMPIEZA

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.1.1	m ²	Desbroce y limpieza de la superficie del vaso superior y construcciones: Desbroce y limpieza del terreno, hasta una profundidad mínima de 15 cm, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión, sin incluir transporte a vertedero autorizado.	1				54.611,00

Tabla 1: Mediciones de desbroce y limpieza.

1.1.2 CAPÍTULO 1.2. DESMONTE

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.1.2	m ³	Desmante de tierra para vaciado embalse superior: Desmante en terreno de tránsito a cielo abierto, con medios mecánicos, para dragado de embalse superior. Se incluye carga sobre camión de los productos resultantes de la excavación.	1				210.100,00

Tabla 2: Mediciones desmante en terreno.

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.1.2	m ³	Desmante para inicio de obra presa inferior: Desmante de tierra para la ejecución de la presa inferior a cielo abierto, con medio mecánicos y carga sobre camión de los productos resultantes de la excavación	1				75.944,00

Tabla 3: Mediciones desmante presa inferior

1.1.3 CAPÍTULO 1.3. RELLENO Y COMPACTACION DEL TERRENO

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.1.2	m ³	Relleno a cielo abierto con zahorra natural caliza, y compactación al 95% del Proctor Modificado con compactador tándem autopropulsado para mejora de las propiedades resistentes del terreno de apoyo de la cimentación	1				76.000,00

Tabla 4: Mediciones para relleno y compactación para cimentación de presa inferior.

1.1.4 CAPÍTULO 1.4. COLOCACIÓN MALLA GEOTEXTIL

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.1.3	m ²	Colocación de malla geotextil sintética impermeable de polipropileno de 161g/m ² en el fondo del embalse superior	1	-	-		44.611,00

Tabla 5: Mediciones para colocación malla geotextil.

1.1.5 CAPÍTULO 1.5. ADECENTAMIENTO CON GRAVA

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.1.4	m ³	Gravillado 20/40mm, en pareos y viales, incluso extendido, humectación y compactación.	1	50,00	45,00	1,50	3.375,00
1.1.4	m ²	Piedra caliza irregular 3-4. Incluso extendido y compactación con compactador vibratorio manual.	1	50,00	45,00	1,50	2.250,00

Tabla 6: Mediciones gravillado accesos.

1.2 CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES

1.2.1 CAPÍTULO 2.1. APOYOS ELÉCTRICOS

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.2.2	m ³	Zapata de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/B/20/Ila fabricado en central, y vertido desde camión, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, cuantía 50 kg/m ³ , sin incluir encofrado. Para apoyo serie ACACIA 1000	1	1,81	1,81	2	144,14
1.2.2	m ³	Zapata de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/B/20/Ila fabricado en central, y vertido desde camión, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, cuantía 50 kg/m ³ , sin incluir encofrado. Para apoyo serie ACACIA 3000	1	1,42	1,42	2,55	384,11

Tabla 7: Mediciones cimentaciones apoyos eléctricos.

1.3 CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL

1.3.1 CAPÍTULO 3.1. PRESA SUPERIOR ARCO GRAVEDAD

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.3.1	m ³	Presas inferior de gravedad Hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido con cubilote	1	-	-	-	25.311,00

Tabla 8: Mediciones presa superior.

1.3.2 CAPÍTULO 3.2. PRESA INFERIOR GRAVEDAD

Id.	Unidades	Descripción	Uds.	Largo	Ancho	Alto	Cantidad total
1.3.1	m ³	Presas inferior de gravedad Hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido con cubilote	1	-	-	-	123.696,00

Tabla 9: Mediciones presa inferior.

1.3.3 CAPÍTULO 3.3. CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN

Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
1.3.2	Ud	Conducción forzada impulsión: Conducción forzada de acero galvanizado de 3 metros de diámetro de entrada y 2450 metros de longitud	1

Tabla 10: Mediciones conducción forzada impulsión.

1.3.4 CAPÍTULO 3.4. CONDUCCIÓN FORZADA TURBINADO

Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
1.3.2	Ud	Conducción forzada turbinado: Conducción forzada acero galvanizado 3,2 metros de diámetro de entrada y 2450 metros de longitud	1

Tabla 11: Mediciones conducción forzada turbina.

1.3.5 CAPÍTULO 3.5. CASA DE MÁQUINAS

Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
1.3.2	m ²	Edificación prefabricada de Estructura metálica realizada con pórticos de acero laminado y planta rectangular de 300 m2 con cerramientos de mampostería.	300

Tabla 12: Mediciones cubierta y estructura metálica.

1.4 CAPITULO 4. EQUIPOS HIDRAÚLICOS

1.4.1 CAPÍTULO 4.1. TURBINAS HIDRAÚLICAS

TURBINAS HIDRAÚLICAS			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
1.4.1	Ud	Turbina Francis Lenta 33 m ³ /s para un salto de 245 metros Costes indirectos, transporte e instalación	2

Tabla 13: Mediciones turbinas hidráulicas.

1.4.2 CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO

Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
1.4.1	Ud	Bomba multietapa partida axialmente 13.6 MW. Costes indirectos transporte e instalación	10

Tabla 14: Mediciones equipos de bombeo.

1.5 CAPÍTULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SUBESTACIONES

1.5.1 CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12KV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Línea AT en 12 kV.			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
1.5.2	km	Conductor aluminio-acero ACSR LA-110	12,6
1.5.2	Ud	Apoyo de celosía serie ACACIA 1000	22
1.5.2	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda"	22
1.5.2	Ud	Cadena de amarre para apoyos en ángulo	132
1.5.2	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones de A.T	22
	Ud	Puesta a tierra no frecuentada	22

Tabla 15: Mediciones línea eléctrica 12 kV.

1.5.2 CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66KV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Línea AT en 66 kV.			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	km	Conductor aluminio-acero ACSR LA-180	13,5
	Ud	Apoyo de celosía serie ACACIA 3000	24
	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda"	24
	Ud	Cadena de amarre para apoyos en ángulo	144
	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones A.T	24
	Ud	Puesta a tierra no frecuentada	24

Tabla 16: Mediciones línea eléctrica 66 kV.

1.5.3 CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 kV

Equipos de eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	Ud	Interruptor ABB SF6 Alta tensión 72.5 kV 2500 A	1
	Ud	Seccionador ABB GW 55 72.5 kV	4
	Ud	Interruptor ABB VD4G-50 kA	2
	Ud	Seccionador ABB OJON 12 kV 6000A	2
	Ud	Transformador 12/66 kV 170 MVA	1

Tabla 17: Mediciones equipos de corte y transformación de subestación

1.5.4 CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kV

Equipos de eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	Ud	Interruptor ABB de vacío para exterior 12 kV 2000 A	1
	Ud	Seccionador ABB GW56	2
	Ud	Transformador 690 V /12 kV 132 MVA	1

Tabla 18: Mediciones equipos de corte y transformación subestación

1.6 CAPÍTULO 6: SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL

1.6.1 CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA

Equipos eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	m	Línea eléctrica 12 kV de conexión de la central al centro de transformación	100

Tabla 19: Medición instalación eléctrica. Línea de acometida.

1.6.2 CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO

Equipos eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
1.4.1	Ud	Generador síncrono de eje vertical 82,5 MVA. Tensión 12 kV. Costes del multiplicador de velocidad, transporte e instalación	2

Tabla 20: Medición generador eléctrico.

1.6.3 CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS

Equipos de eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	Ud	Sistemas eléctricos y electrónicos de los equipos presentes en la central: Cuadros de control y automatismos, protecciones eléctricas, sensores, contadores y cuadros eléctricos.	1

Tabla 21: Mediciones control y automatismos

1.6.4 CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA

Equipos de eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	Ud	Red de toma de tierra para estructura metálica del edificio con 239 m de conductor de cobre desnudo de 35 mm ² y 10 picas	1

Tabla 22: Mediciones tomas de tierra.

1.7 CAPÍTULO 7: SISTEMAS DE PREVENCIÓN CONTRA INCENDIOS

1.7.1 CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMA Y DETECTORES

Equipos de eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	Ud	Sistema de detección y alarma, convencional, formado por central de detección automática de incendios de 10 zonas de detección, 6 detectores ópticos de humos, 5 pulsadores de alarma, 2 sirena interior, sirena exterior y canalización de protección fija en superficie con tubo de PVC rígido, blindado, roscable, de color negro.	1

Tabla 23: Medición sistemas de alarma y detectores.

1.7.2 CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN

Equipos de eléctricos			
Item - Id	Unidades	Descripción	Cantidad
	Ud	Grupo de presión de agua contra incendios, formado por: una bomba principal centrífuga accionada por motor asíncrono de 2 polos de 5,5 kW, una bomba auxiliar jockey accionada por motor eléctrico de 0,9 kW, depósito hidroneumático de 20 l, bancada metálica, cuadro eléctrico, y colector de impulsión, con caudalímetro para grupo contra incendios de tipo rotámetro de lectura directa	1

Tabla 24: Medición grupos de presión.

DOCUMENTO N° 6
PRESUPUESTO

DOCUMENTO N°6: PRESUPUESTO

1	CUADRO N°1: PRECIOS UNITARIOS	1
1.1	CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS	1
1.1.1	CAPÍTULO 1.1. DESBROCE Y LIMPIEZA.....	1
1.1.2	CAPÍTULO 1.2. DESMONTE.....	1
1.1.3	CAPÍTULO 1.3. RELLENO Y COMPACTACIÓN DEL TERRENO	1
1.1.4	CAPÍTULO 1.4. COLOCACIÓN DE GEOTEXTILES.....	1
1.1.5	CAPÍTULO 1.5. ADECENTAMIENTOS CON GRAVA	2
1.2	CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES	2
1.2.1	CAPÍTULO 2.1. APOYOS ELÉCTRICOS	2
1.3	CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL.....	2
1.3.1	CAPÍTULO 3.1. PRESA SUPERIOR ARCO GRAVEDAD.....	2
1.3.2	CAPÍTULO 3.2. PRESA INFERIOR GRAVEDAD	2
1.3.3	CAPÍTULO 3.3. CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN	3
1.3.4	CAPÍTULO 3.4. CONDUCCIÓN FORZADA TURBINADO	3
1.3.5	CAPÍTULO 3.5 CASA DE MÁQUINAS.....	3
1.4	CAPÍTULO 4. EQUIPOS HIDRÁULICOS.....	3
1.4.1	CAPÍTULO 4.1 TURBINAS HIDRÁULICAS	3
1.4.2	CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO	4
1.5	CAPÍTULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SUBESTACIONES.....	4
1.5.1	CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12kv INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	4
1.5.2	CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66kv INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	5
1.5.3	CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 Kv.....	5
1.5.4	CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kv	6
1.6	CAPÍTULO 6. SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL.....	6
1.6.1	CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA.....	6
1.6.2	CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO	6
1.6.3	CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS.....	6

1.6.4	CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA	7
1.7	CAPÍTULO 7. PREVENCIÓN CONTRA INCENDIOS	7
1.7.1	CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMAS Y DETECTORES	7
1.7.2	CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN	7
2	CUADRO N°2: PRECIOS DESCOMPUESTOS	8
2.1	CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS	8
2.1.1	CAPÍTULO 1.1. DESBROCE Y LIMPIEZA.....	8
2.1.2	CAPITULO 1.2. DESMONTE	8
2.1.3	CAPITULO 1.3. RELLENO Y COMPACTACIÓN DEL TERRENO	8
2.1.4	CAPITULO 1.4. COLOCACIÓN DE MALLA GEOTEXTIL	9
2.1.5	CAPITULO 1.5. ADECENTAMIENTO CON GRAVA	9
2.2	CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES	10
2.2.1	CAPÍTULO 2.1 APOYOS ELÉCTRICOS	10
2.3	CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL	10
2.3.1	CAPÍTULO 3.1 PRESA INFERIOR	10
2.3.2	CAPÍTULO 3.2 PRESA SUPERIOR	11
2.3.3	CAPÍTULO 3.3. CASA DE MÁQUINAS.....	11
2.4	CAPÍTULO 4. EQUIPOS HIDRAÚLICOS.....	12
2.4.1	CAPÍTULO 4.1. TURBINAS HIDRAÚLICAS	12
2.4.2	CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO	12
2.5	CAPITULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SUBESTACIONES.....	12
2.5.1	CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	12
2.5.2	CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	13
2.5.3	CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 kV	15
2.5.4	CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kV	16
2.6	CAPÍTULO 6. SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL.....	16
2.6.1	CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA.....	16
2.6.2	CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO	17
2.6.3	CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS.....	17

2.6.4	CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA	17
2.7	CAPÍTULO 7. PREVENCIÓN CONTRA INCENDIOS	18
2.7.1	CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMAS Y DETECTORES	18
2.7.2	CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN	18
3	PRESUPUESTOS PARCIALES.....	19
3.1	CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS	19
3.1.1	CAPÍTULO 1.1 DESBROCE Y LIMPIEZA.....	19
3.1.2	CAPÍTULO 1.2 DESMONTE	19
3.1.3	CAPÍTULO 1.3 RELLENO Y COMPACTACIÓN DEL TERRENO	19
3.1.4	CAPÍTULO 1.4. COLOCACIÓN DE MALLA GEOTEXTIL	19
3.1.5	CAPÍTULO 1.5. ADECENTAMIENTO CON GRAVA.....	20
3.2	CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES	20
3.2.1	CAPÍTULO 2.1. APOYOS ELÉCTRICOS	20
3.3	CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL	20
3.3.1	CAPÍTULO 3.1. PRESA SUPERIOR ARCO GRAVEDAD.....	20
3.3.2	CAPÍTULO 3.2. PRESA INFERIOR GRAVEDAD	20
3.3.3	CAPÍTULO 3.3. CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN	20
3.3.4	CAPÍTULO 3.4. CONDUCCIÓN FORZADA TURBINADO	21
3.3.5	CAPÍTULO 3.4 CASA DE MÁQUINAS.....	21
3.4	CAPÍTULO 4. EQUIPOS HIDRAÚLICOS.....	21
3.4.1	CAPÍTULO 4.1 TURBINAS HIDRAÚLICAS	21
3.4.2	CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO	21
3.5	CAPÍTULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS	21
3.5.1	CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	21
3.5.2	CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN	22
3.5.3	CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 kV.....	22
3.5.4	CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kV.....	23
3.6	CAPÍTULO 6. SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL.....	23
3.6.1	CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA.....	23

3.6.2	CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO	23
3.6.3	CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS.....	23
3.6.4	CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA	24
3.7	CAPÍTULO 7. SISTEMA CONTRA INCENDIOS.....	24
3.7.1	CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMA Y DETECTORES.....	24
3.7.2	CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN.....	24
4	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL.....	25
5	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA.....	26

1 CUADRO Nº1: PRECIOS UNITARIOS

1.1 CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS

1.1.1 CAPÍTULO 1.1. DESBROCE Y LIMPIEZA

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.1.1	m ²	Desbroce y limpieza de la superficie del vaso superior y construcciones: Desbroce y limpieza del terreno, hasta una profundidad mínima de 15 cm, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión, sin incluir transporte a vertedero autorizado.	0,43 €	Cero con cuarenta y tres euros

Tabla 1: Precios unitarios desbroce y limpieza.

1.1.2 CAPÍTULO 1.2. DESMONTE

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.2.1	m ³	Desmante en terreno de tránsito a cielo abierto, con medios mecánicos, incluso rasanteado y carga sobre camión de los productos resultantes de la excavación.	3.15 €	Tres con quince euros

Tabla 2: Precios unitarios desmonte.

1.1.3 CAPÍTULO 1.3. RELLENO Y COMPACTACIÓN DEL TERRENO

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.3.1	m ³	Relleno localizado en zanjas con productos seleccionados procedentes de la excavación y/o préstamos, extendido, humectación y compactación en capas de 20cm de espesor, con un grado de compactación del 95% del proctor modificado.	2.75 €	Dos con setenta y cinco euros

Tabla 3: Precio unitario relleno y compactado del terreno.

1.1.4 CAPÍTULO 1.4. COLOCACIÓN DE GEOTEXTILES

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.4.1	m ²	Colocación de malla geotextil impermeable de polipropileno de 161g/m ² en soleras como barrera antihumedad.	3.36 €	Tres con treinta y seis euros

Tabla 4: Precio unitario colocación de malla.

1.1.5 CAPÍTULO 1.5. ADECENTAMIENTOS CON GRAVA

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.1.5	m ³	Gravillado 20/40mm, en pareos y viales, incluso extendido, humectación y compactación.	10.16 €	Diez con dieciseis euros
1.1.5	m ²	Piedra caliza irregular 3-4. Incluso extendido y compactación con compactador vibratorio manual.	36.40 €	Treinta y seis con 40 euros

Tabla 5: Precios unitarios adecentamiento con grava.

1.2 CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES

1.2.1 CAPÍTULO 2.1. APOYOS ELÉCTRICOS

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.2.1	m ³	Zapata de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/B/20/IIa fabricado en central, y vertido desde camión, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, cuantía 50 kg/m ³ , sin incluir encofrado. Para apoyo serie ACACIA 1000	138,62 €	Ciento treinta y ocho con sesenta y dos euros.

Tabla 6: Precios unitarios cimentaciones.

1.3 CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL

1.3.1 CAPÍTULO 3.1. PRESA SUPERIOR ARCO GRAVEDAD

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.3.1	m ³	Hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido con cubilote	89,38 €	Ochenta y nueve con treinta y ocho euros

Tabla 7: Precios unitarios presa superior.

1.3.2 CAPÍTULO 3.2. PRESA INFERIOR GRAVEDAD

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.3.2	m ³	Hormigón HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido con cubilote	89,38 €	Ochenta y nueve con treinta y ocho euros

Tabla 8: Precios unitarios presa inferior.

1.3.3 CAPÍTULO 3.3. CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.3.3	1	Conducción forzada de acero galvanizado de 3 metros de diámetro de entrada y 2450 metros de longitud	1.857.462,00 €	Un millón ochocientos cincuenta y siete mil cuatrocientos sesenta y dos

Tabla 9: Precios unitarios conducción forzada impulsión.

1.3.4 CAPÍTULO 3.4. CONDUCCIÓN FORZADA TURBINADO

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.3.4	1	Conducción forzada de acero galvanizado de 3,2 metros de diámetro de entrada y 2450 metros de longitud	1.884.951,00 €	Un millón ochocientos ochenta y cuatro mil novecientos cincuenta y un euros con

Tabla 10: Precio unitario conducción forzada turbina.

1.3.5 CAPÍTULO 3.5 CASA DE MÁQUINAS

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.3.5	m ²	Edificación prefabricada de Estructura metálica realizada con pórticos de acero laminado y planta rectangular de 300 m ² (15 x 20) con cerramientos de mampostería.	59,97 €	Cincuenta y nueve con noventa y siete euros

Tabla 11: Precio unitario edificio casa máquinas.

1.4 CAPÍTULO 4. EQUIPOS HIDRAÚLICOS

1.4.1 CAPÍTULO 4.1 TURBINAS HIDRAÚLICAS

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.4.1	Ud	Turbina Francis Lenta 33 m ³ /s para un salto de 245 metros. Costes indirectos, transporte e instalación	1.677.451,60 €	Un millón seiscientos setenta y siete mil cuatrocientos cincuenta y un euros

Tabla 12: Precio unitario turbinas hidráulicas

1.4.2 CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.4.2	Ud	Bomba multietapa partida axialmente 5,6 m ³ /s . Costes indirectos transporte e instalación	66.000,00 €	Un millón seiscientos setenta y siete mil cuatrocientos cincuenta y un euros

Tabla 13: Precio unitario equipos de bombeo.

1.5 CAPÍTULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SUBESTACIONES

1.5.1 CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.5.1	km	Conductor aluminio-acero ACSR LA-110	4937,85 €	Cuatro mil cuatrocientos ochenta y ocho con noventa y seis euros
1.5.1	Ud	Apoyo de celosía serie ACACIA 1000	613,52 €	Quinientos cuarenta y uno con cincuenta euros.
1.5.1	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda"	483,64 €	Cuatrocientos veintiocho con veintitrés euros
1.5.1	Ud	Cadena aisladores tipo amarre	129,16 €	Ciento catorce con treinta euros
1.5.1	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones de A.T	37,26 €	Treinta y dos con noventa y ocho euros
1.5.1	Ud	Puesta a tierra no frecuentada	112,07 €	Noventa y nueve con 18 euros.

Tabla 14: Precios unitarios Línea 12 kV.

1.5.2 CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.5.2	km	Conductor aluminio-acero ACSR LA-180	5431,64 €	Cuatro mil cuatrocientos ochenta y ocho con noventa y seis euros
1.5.2	Ud	Apoyo de celosía serie ACACIA 3000	976,35 €	Ochocientos sesenta y uno con setenta y cinco euros
1.5.2	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda"	483,89 €	Cuatrocientos veintiocho con veintitrés euros
1.5.2	Ud	Cadena aisladores tipo amarre	129,16 €	Ciento catorce con treinta euros
1.5.2	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones de A.T	37,26 €	Treinta y dos con noventa y ocho euros
1.5.2	Ud	Puesta a tierra no frecuentada	112,07 €	Noventa y nueve con 18 euros.

Tabla 15: Precios unitarios línea 66 kV.

1.5.3 CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 Kv

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.5.3	Ud	Interruptor SF6 Alta tensión 72.5 kV 2500 A	49.500,00 €	Cuarenta y nueve mil quinientos euros
1.5.3	Ud	Seccionador GW 55 72.5 kV	20.400,00 €	Veinte mil cuatrocientos euros
1.5.3	Ud	Interruptor VD4G-50 kA	24.200,00 €	Veinticuatro mil doscientos euros
1.5.3	Ud	Seccionador OJON 12 kV 6000A	13.860,00 €	Trece mil ochocientos sesenta euros
1.5.3	Ud	Transformador 12/66 kV 170 MVA	1.100.000,00 €	Un millón cienmil euros

Tabla 16: Precios unitarios subestación transformadora.

1.5.4 CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kV

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.5.4	Ud	Interruptor de vacío para exterior 12 kV 2000 A	39.500,00 €	Treinta y nueve mil quinientos euros
1.5.4	Ud	Seccionador GW56 12 kV.	15.400,00 €	Quince mil cuatrocientos euros
1.5.4	Ud	Transformador 690 V /12 kV 132 MVA	550.000,00 €	Quinientos mil quinientos euros

Tabla 17: Precios unitarios subestación transformadora.

1.6 CAPÍTULO 6. SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL

1.6.1 CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.6.1	m	Línea acometida 12 kV de conexión de la central al centro de transformación con conductor LA-110	493,78 €	Cuatrocientos noventa y tres con setenta y ocho euros

Tabla 18: Precios unitarios línea acometida.

1.6.2 CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.6.2	m	Generador síncrono de eje vertical 82,5 MVA. Tensión 12 kV. Costes del multiplicador de velocidad, transporte e instalación	1.336.410 €	Un millón trescientos treinta y seismil cuatrocientos diez euros

Tabla 19: Precios unitarios generador eléctrico.

1.6.3 CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.6.3	m	Sistemas eléctricos y electrónicos de los equipos presentes en la central: Cuadros de control y automatismos, protecciones eléctricas, sensores, contadores y cuadros eléctricos.	67.000,00€	Sesenta y siete mil euros

Tabla 20: Precios unitarios control y automatismos.

1.6.4 CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.6.4	Ud	Red de toma de tierra para estructura metálica del edificio con 239 m de conductor de cobre desnudo de 35 mm ² y 10 picas	1.552,35 €	Quinientos cuarenta y uno con veinticuatro euros

Tabla 21: Precios unitarios tomas de tierra.

1.7 CAPÍTULO 7. PREVENCIÓN CONTRA INCENDIOS

1.7.1 CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMAS Y DETECTORES

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.7.1	Ud	Sistema de detección y alarma, convencional, formado por central de detección automática de incendios de 10 zonas de detección, 6 detectores ópticos de humos, 5 pulsadores de alarma, sirena interior, sirena exterior y canalización de protección fija en superficie con tubo de PVC rígido, blindado, roscable, de color negro.	2.875,25 €	Dos mil ochocientos setenta y cinco con veinticinco euros

Tabla 22: Precios unitarios sistema de alarmas y detectores.

1.7.2 CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario en cifra	Precio unitario en letra
1.7.2	Ud	Grupo de presión de agua contra incendios, formado por: una bomba principal centrífuga accionada por motor asíncrono de 2 polos de 5,5 kW, una bomba auxiliar jockey accionada por motor eléctrico de 0,9 kW, depósito hidroneumático de 20 l, bancada metálica, cuadro eléctrico, y colector de impulsión, con caudalímetro para grupo contra incendios de tipo rotámetro de lectura directa	8.339,30 €	Ochomil trescientos treinta y nueve con treinta euros

Tabla 23: Precios unitarios grupos de presión.

2 CUADRO Nº2: PRECIOS DESCOMPUESTOS

2.1 CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS

2.1.1 CAPÍTULO 1.1. DESBROCE Y LIMPIEZA

Id.	Unidades	Descripción			Precio unitario
2.1.1	m ²	Desbroce y limpieza de la superficie del vaso superior y construcciones:			
		Desbroce y limpieza del terreno, hasta una profundidad mínima de 15 cm, con medios mecánicos, retirada de los materiales excavados y carga a camión, sin incluir transporte a vertedero autorizado.			
		0,004 h Peón ordinario	15,92 €/h	0,06€	
		0,009 Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m ³ .	40,13 €/h	0,36€	
	3 %	Costes indirectos	-	0,01€	
					0,43 €

Tabla 24: Precios descompuestos desbroce.

2.1.2 CAPITULO 1.2. DESMONTE

Id.	Unidades	Descripción			Precio unitario
2.1.2	m ³	Desmante en terreno de tránsito a cielo abierto, con medios mecánicos, incluso rasanteado y carga sobre camión de los productos resultantes de la excavación.			
		0,042 h Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m	40,13 €/h	1,69 €	
		0,004 h Peón ordinario	15,92 €/h	0,06€	
		3 %	Costes indirectos	-	
					1,86 €

Tabla 25: Precios descompuestos desmante.

2.1.3 CAPITULO 1.3. RELLENO Y COMPACTACIÓN DEL TERRENO

Id.	Unidades	Descripción			Precio unitario
2.1.3	m ³	Relleno a cielo abierto con zahorra natural caliza, y compactación al 95% del Proctor Modificado con compactador tándem autopropulsado para mejora de las propiedades resistentes del terreno de apoyo de la cimentación			
		0,026 h Peón ordinario	15,92€/h	0,46 €	
		0,101 h Dumper de descarga frontal de 2 t de carga útil.	9,25€/h	0,93 €	
		0,101 h Compactador tándem autopropulsado, de 63 kW, de 9,65 t, anchura de trabajo 168 cm	40,93€/h	4,13 €	
		0,010 Camión cisterna de 8 m ³ de capacidad	4,02€/h	0,40 €	
		3%	Costes indirectos	-	
					25,47 €

Tabla 26: Precios descompuestos Relleno y compactación

2.1.4 CAPITULO 1.4. COLOCACIÓN DE MALLA GEOTEXTIL

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario	
2.4.1	m ²	Colocación de malla geotextil impermeable de polipropileno de 161g/m ² en soleras como barrera antihumedad.		3,36 €	
		1m ² Malla de polipropileno	3,11€/m ²		3,11 €
		0,015h Peón ordinario	10,24€/h		0,15 €
		3% Costes indirectos	-		0,10 €

Tabla 27: Precios descompuestos colocación malla geotextil.

2.1.5 CAPITULO 1.5. ADECENTAMIENTO CON GRAVA

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario	
2.5.1	m ³	Gravillado 20/40mm, en pareos y viales, incluso extendido, humectación y compactación.		10,16 €	
		1m ³ Gravilla 20/40mm	9,32€/m ³		9,32 €
		0,010h Peón ordinario	10,24€/h		0,10 €
		0,015h Cisterna de agua sobre camión 10.000l	25,4€/h		0,38 €
		0,012h Rodillo dúplex 55cm, 800kg manual	4,70€/h		0,06 €
		3% Costes indirectos	-		0,3 €
2.5.2	m ²	Piedra caliza irregular 3-4. Incluso extendido y compactación con compactador vibratorio manual.		33,40 €	
		1m ² Piedra caliza irregular 3-4	30,04€/m ²		30,04 €
		0,030h Peón ordinario	10,24€/h		0,31 €
		0,020h Rodillo dúplex 55cm, 800kg manual	4,70€/h		0,09 €
		0,035h Pala de carga neumática, 85CV, 1,2m ³	33,61€/h		1,99 €
		3% Costes indirectos	-		0,97 €

Tabla 28: Precios descompuestos adecentamiento con grava.

2.2 CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES

2.2.1 CAPÍTULO 2.1 APOYOS ELÉCTRICOS

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.2.1	m ³	Zapata de cimentación de hormigón armado, realizada con hormigón HA-25/B/20/IIa fabricado en central, y vertido desde camión, y acero UNE-EN 10080 B 500 S, cuantía 50 kg/m ³ , sin incluir encofrado. Para apoyo serie ACACIA 1000		
		Hormigón HA- 25, alambres, ferrallas y separadores	126,33	
		0,081 h Oficial 1ª ferrallista	18,10€/h	1,47 €
		0,121 h Ayudante ferrallista	16,94€/h	2,05 €
		0,051 h Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	18,10€/h	0,92 €
		0,303 h Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón	16,94 €/h	5,13 €
		3% Costes indirectos	-	0,2,72 €
			138,62 €	

Tabla 29: Precio descompuesto cimentación apoyo eléctrico.

2.3 CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL

2.3.1 CAPÍTULO 3.1 PRESA INFERIOR

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.3.1	m ³	Hormigón en masa HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido con cubilote		
		Hormigón HM-20/B/20/I	50 €	
		0,069 h Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	18,10€/h	1,25 €
		0,566 h Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón. Ayudante ferrallista	16,94€/h	9,59 €
		3% Costes indirectos	-	1,75 €
			89,38 €	

Tabla 30: Precio descompuesto presa inferior.

2.3.2 CAPÍTULO 3.2 PRESA SUPERIOR

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario	
2.3.2	m ³	Hormigón en masa HM-20/B/20/I fabricado en central y vertido con cubilote			
		Materiales			
		Hormigón HM-20/B/20/I	76,79 €		
		Mano de Obra			
		0,069 h Oficial 1ª estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón.	18,10€/h		1,25 €
		0,566 h Ayudante estructurista, en trabajos de puesta en obra del hormigón. Ayudante ferrallista	16,94€/h		9,59 €
		3% Costes indirectos	-		1,75 €
					89,38 €

Tabla 31: Precios descompuestos presa superior.

2.3.3 CAPÍTULO 3.3. CASA DE MÁQUINAS

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario	
2.3.3	m ²	Edificación prefabricada de Estructura metálica realizada con pórticos de acero laminado y planta rectangular de 300 m2 (15 x 20) con cerramientos de mampostería.			
		Materiales			
		32,80 kg Acero laminado UNE-EN 10025 S275JR, en perfiles laminados en caliente, pórticos de naves, para aplicaciones estructurales	1,33 €/kg		43,62 €
		0,312 l Imprimación de secado rápido, formulada con resinas alquídicas modificadas y fosfato de zinc.	4,80 €/l		1,50 €
		Equipo y maquinaria			
		0,010 h Equipo de oxicorte, con acetileno como combustible y oxígeno como comburente.	7,36 €/h		0,07 €
		0,015 h Equipo y elementos auxiliares para soldadura eléctrica.	3,09 €/h		0,05 €
		0,010 h Alquiler diario de cesta elevadora de brazo articulado de 16 m de altura máxima de trabajo, incluso mantenimiento y seguro de responsabilidad civil.	120,31 €/h		1,20 €
		0,010 h Grúa autopropulsada de brazo telescópico con una capacidad de elevación de 12 t y 20 m de altura máxima de trabajo.	48,88 €/h		0,49 €
		Mano de obra			
		0,273 h Oficial 1ª montador de estructura metálica	18,10 €/h		4,94 €
		0,273 h Ayudante montador de estructura metálica.	16,94 €/h		1,13 €
		3% Costes indirectos	-		
			57,62 €		

Tabla 32: Precios descompuestos edificación casa de máquinas.

2.4 CAPÍTULO 4. EQUIPOS HIDRAÚLICOS

2.4.1 CAPÍTULO 4.1. TURBINAS HIDRAÚLICAS

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.4.1	Ud	Turbina Francis Lenta 33 m ³ /s para un salto de 245 metros		
		Costes indirectos, transporte e instalación		
		87 % Materiales		1.459.382,37 €
		10 % Mano de Obra		167.745,16 €
		3% Costes indirectos		50.300,23 €
		1.677.451,60 €		

Tabla 33: Precio descompuesto turbina hidráulica Francis.

2.4.2 CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.4.2	Ud	Bomba multietapa partida axialmente 13.6 MW. Costes indirectos transporte e instalación		
		87 % Materiales		57.420,00 €
		10 % Mano de Obra		6.600 €
		3% Costes indirectos		1.980,00 €
				66.000,00 €

Tabla 34: Precio descompuesto bomba multietapa.

2.5 CAPITULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SUBESTACIONES

2.5.1 CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.5.1	Ud	Conductor aluminio-acero ACSR LA-110. Transporte y montaje.		
		87 % Materiales		4295,92 €
		10 % Mano de Obra		493,78 €
		3% Costes indirectos		148,13 €
				4937,85 €

Tabla 35: Precio descompuesto LA-110.

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.5.1	Ud	Apoyo de celosía serie ACACIA 1000. Transporte y montaje.		
		87 % Materiales		533,76 €
		10 % Mano de Obra		61,35 €
		3% Costes indirectos		18,40 €
				613,52 €

Tabla 36: Precio descompuesto apoyo celosía serie ACACIA.

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.5.1	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda". Transporte y montaje.		
		87 % Materiales		420,76 €
		10 % Mano de Obra		48,36 €
		3% Costes indirectos		14,51 €
			483,64 €	

Tabla 37: Precio descompuesto armado.

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.5.1	Ud	Cadena aisladores tipo "amarre". Transporte y montaje.		
		87 % Materiales		112,36 €
		10 % Mano de Obra		12,91 €
		3% Costes indirectos		3,87 €
			129,16 €	

Tabla 38: Precios descompuestos cadenas aisladores.

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.5.1	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones de A.T. Transporte y montaje.		
		87 % Materiales		32,41 €
		10 % Mano de Obra		3,73 €
		3% Costes indirectos		1,12 €
			37,26 €	

Tabla 39: Precios descompuestos placas señalización.

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.5.1	Ud	Puesta a tierra no frecuentada. Transporte y montaje.		
		87 % Materiales		97,50 €
		10 % Mano de Obra		11,21 €
		3% Costes indirectos		3,36 €
			112,07 €	

Tabla 40: Precios descompuestos puestas a tierra no frecuentadas.

2.5.2 CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.5.2	Ud	Conductor aluminio-acero ACSR LA-180. Transporte y montaje.		
		87 % Materiales		4725,52 €
		10 % Mano de Obra		543,16 €
		3% Costes indirectos		162,94 €
			5431,64 €	

Tabla 41: Precios descompuestos conductor ACSR LA-180.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.2	Ud	Apoyo de celosía serie ACACIA 3000. Transporte y montaje.		976,35 €
		87 % Materiales	849,42 €	
		10 % Mano de Obra	97,63 €	
		3% Costes indirectos	29,29 €	

Tabla 42: Precios descompuestos Apoyo serie ACACIA 3000

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.2	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda". Transporte y montaje.		483,64 €
		87 % Materiales	420,76 €	
		10 % Mano de Obra	48,36 €	
		3% Costes indirectos	14,51 €	

Tabla 43: Precios descompuestos armados.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.2	Ud	Cadena aisladores tipo "amarre". Transporte y montaje.		129,16 €
		87 % Materiales	112,36 €	
		10 % Mano de Obra	12,91 €	
		3% Costes indirectos	3,87 €	

Tabla 44: Precios descompuestos cadena aisladores.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.2	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones de A.T. Transporte y montaje.		37,26 €
		87 % Materiales	32,41 €	
		10 % Mano de Obra	3,73 €	
		3% Costes indirectos	1,12 €	

Tabla 45: Precios descompuestos placa señalización.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.2	Ud	Puesta a tierra no frecuentada. Transporte y montaje.		112,07 €
		87 % Materiales	97,50 €	
		10 % Mano de Obra	11,21 €	
		3% Costes indirectos	3,36 €	

Tabla 46: Precios descompuestos puesta a tierra.

2.5.3 CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 kV

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.3	Ud	Interrupor SF6 Alta tensión 72.5 kV 2500 A		
		87 % Materiales	43.065,00 €	
		10 % Mano de Obra	4950,00 €	
		3% Costes indirectos	1.485,00 €	
				49.500,00 €

Tabla 47: Precio descompuesto interruptor SF6.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.3	Ud	Seccionador GW 55 72.5 kV		
		87 % Materiales	17.748,00 €	
		10 % Mano de Obra	2.040,00 €	
		3% Costes indirectos	612,00 €	
				20.400,00 €

Tabla 48: Precio descompuesto seccionador AT.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.3	Ud	Interrupor VD4G-50 kA		
		87 % Materiales	21.054,00 €	
		10 % Mano de Obra	2.420,00 €	
		3% Costes indirectos	726,00 €	
				24.200,00 €

Tabla 49: Precio descompuesto interruptor VD4G-50.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.3	Ud	Seccionador OJON 12 kV 6000A		
		87 % Materiales	12.058,20 €	
		10 % Mano de Obra	1.386,00 €	
		3% Costes indirectos	415,80 €	
				13.860,00 €

Tabla 50: Precio descompuesto seccionador AT.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.3	Ud	Transformador 12/66 kV 170 MVA		
		87 % Materiales	957.000,00 €	
		10 % Mano de Obra	110.000 €	
		3% Costes indirectos	33.000,00 €	
				1.100.000,00 €

Tabla 51: Precio descompuesto transformador 12/66 kV.

2.5.4 CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kV

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.4	Ud	Interruptor de vacío para exterior 12 kV 2000 A		
		87 % Materiales	34.365,00 €	
		10 % Mano de Obra	3.950,00 €	
		3% Costes indirectos	1.185,00 €	
				39.500,00 €

Tabla 52: Precio descompuesto interruptor vacío intemperie.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.4	Ud	Seccionador GW56 12 kV.		
		87 % Materiales	13.398,00 €	
		10 % Mano de Obra	1.540,00 €	
		3% Costes indirectos	462,00 €	
				15.400,00 €

Tabla 53: Precio descompuesto seccionador GW56 12 kV.

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.5.4	Ud	Transformador 690 V/12 kV 132 MVA		
		87 % Materiales	478.500,00 €	
		10 % Mano de Obra	55.000,00 €	
		3% Costes indirectos	16.500,00 €	
				550.000,00 €

Tabla 54: Precio descompuesto transformador 1/12 kV.

2.6 CAPÍTULO 6. SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL

2.6.1 CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA

Id.	Unidades	Descripción		Precio unitario
2.6.1	Ud	Línea acometida 12 kV de conexión de la central al centro de transformación con conductor LA-110		
		87 % Materiales	429,58 €	
		10 % Mano de Obra	49,37 €	
		3% Costes indirectos	14,81 €	
				493,78 €

Tabla 55: Precios descompuestos línea de acometida.

2.6.2 CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario
2.6.2	Ud	Generador síncrono de eje vertical 82,5 MVA. Tensión 12 kV. Costes del multiplicador de velocidad, transporte e instalación	
		87 % Materiales	1.162.676,70 €
		10 % Mano de Obra	133.641,00 €
		3% Costes indirectos	40.092,30 €
			1.336.410,00 €

Tabla 56: Precios descompuestos generador 82,5 MVA.

2.6.3 CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario
2.6.3	Ud	Sistemas eléctricos y electrónicos de los equipos presentes en la central: Cuadros de control y automatismos, protecciones eléctricas, sensores, contadores y cuadros eléctricos.	
		87 % Materiales	58.290,00 €
		10 % Mano de Obra	6.700,00 €
		3% Costes indirectos	2.100,00 €
			67.000,00 €

Tabla 57: Precios descompuestos control y automatismos.

2.6.4 CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario
2.6.4	Ud	Red de toma de tierra para estructura metálica del edificio con 239 m de conductor de cobre desnudo de 35 mm ² y 10 picas	
		87 % Materiales	1350,54 €
		10 % Mano de Obra	155,23 €
		3% Costes indirectos	46,57 €
			1.552,35 €

Tabla 58: Precios descompuestos tomas de tierra.

2.7 CAPÍTULO 7. PREVENCIÓN CONTRA INCENDIOS

2.7.1 CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMAS Y DETECTORES

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.7.1	m ³	Sistema de detección y alarma, convencional, formado por central de detección automática de incendios de 10 zonas de detección, 6 detectores ópticos de humos, 5 pulsadores de alarma, sirena interior, sirena exterior y canalización de protección fija en superficie con tubo de PVC rígido, blindado, roscable, de color negro.		
		Tubo rígido de PVC roscado, cables unipolares, detectores ópticos de humo, sirenas electrónicas, módulos de control, baterías, central de detección automática de incendios, etc	1.518,64 €	
		38,332 h Oficial 1ª instalador de redes y equipos de detección y seguridad.	17,82€/h	683,08 €
		38,332 h Ayudante instalador de redes y equipos de detección y seguridad.	16,10€/h	617,15 €
		3% Costes indirectos	-	56,38 €
			2.875,25 €	

Tabla 59: Precios descompuestos alarmas y detectores.

2.7.2 CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Precio unitario	
2.7.2	m ³	Grupo de presión de agua contra incendios, formado por: una bomba principal centrífuga accionada por motor asíncrono de 2 polos de 5,5 kW, una bomba auxiliar jockey accionada por motor eléctrico de 0,9 kW, depósito hidroneumático de 20 l, bancada metálica, cuadro eléctrico, y colector de impulsión, con caudalímetro para grupo contra incendios de tipo rotámetro de lectura directa		
		Bomba principal centrífuga de un escalón y de una entrada, cuerpo de impulsión de fundición GG25 en espiral con patas de apoyo y soporte cojinete con pata de apoyo, caudalímetro, sistema de tuberías, etc.	7.966,93 €	
		6,157 h Oficial 1ª fontanero.	17,82€/h	109,72 €
		6,157 h Ayudante fontanero.	16,10€/h	99,13 €
		3% Costes indirectos	-	163,52 €
			8.339,30 €	

Tabla 60: Precios descompuestos grupos de presión.

3 PRESUPUESTOS PARCIALES

3.1 CAPÍTULO 1. MOVIMIENTO DE TIERRAS

3.1.1 CAPÍTULO 1.1 DESBROCE Y LIMPIEZA

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.1.1	m ²	Desbroce y limpieza superficial del terreno por medios mecánicos, sin carga ni transporte al vertedero y con p.p. de medios auxiliares.	54.611	0,43	23.482,73

Tabla 61: Presupuestos parciales desbroce.

3.1.2 CAPÍTULO 1.2 DESMONTE

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.1.2	m ³	Desmante en terreno de tránsito a cielo abierto, con medios mecánicos, incluso rasanteado y carga sobre camión de los productos resultantes de la excavación.	286.044	3,15	901.038,60

Tabla 62: Presupuestos parciales desmante.

3.1.3 CAPÍTULO 1.3 RELLENO Y COMPACTACIÓN DEL TERRENO

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.1.3	m ³	Relleno localizado en zanjas con productos seleccionados procedentes de la excavación y/o préstamos, extendido, humectación y compactación en capas de 20cm de espesor, con un grado de compactación del 95% del proctor modificado.	76.000	2,75	209.000,00

Tabla 63: Presupuestos parciales relleno y compactación.

3.1.4 CAPÍTULO 1.4. COLOCACIÓN DE MALLA GEOTEXTIL

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.1.4	m ²	Colocación de malla geotextil impermeable de polipropileno de 161g/m ² en soleras como barrera antihumedad.	44.611	3,36	149.892,96

Tabla 64: Presupuestos parciales malla.

3.1.5 CAPÍTULO 1.5. ADECENTAMIENTO CON GRAVA

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.1.5	m ³	Gravillado 20/40mm, en pareos y viales, incluso extendido, humectación y compactación.	3375	10,16	34.290
3.1.5	m ²	Piedra caliza irregular 3-4. Incluso extendido y compactación con compactador vibratorio manual.	2250	33,40	75.150

Tabla 65: Presupuesto parcial adecentamiento.

3.2 CAPÍTULO 2. CIMENTACIONES

3.2.1 CAPÍTULO 2.1. APOYOS ELÉCTRICOS

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.2.1	Ud	Resumen Cimentaciones	528,25	138,62	73.226,015

Tabla 66: Presupuesto parcial cimentaciones.

3.3 CAPÍTULO 3. OBRA CIVIL

3.3.1 CAPÍTULO 3.1. PRESA SUPERIOR ARCO GRAVEDAD

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.3.1	m ³	Estructura hormigón arco gravedad	25.311	89,38	2.262.297,18

Tabla 67: Presupuesto parcial presa superior

3.3.2 CAPÍTULO 3.2. PRESA INFERIOR GRAVEDAD

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.3.2	m ³	Estructura hormigón presa gravedad	123.696	89,38	11.055.948,48

Tabla 68: Presupuesto parcial presa inferior.

3.3.3 CAPÍTULO 3.3. CONDUCCIÓN FORZADA IMPULSIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.3.3	Ud	Conducción forzada acero galvanizado 3 metros diámetro y 4250 metros de longitud.	1	1.857.462,00 €	1.857.462,00 €

Tabla 69: Presupuesto parcial conducción forzada impulsión.

3.3.4 CAPÍTULO 3.4. CONDUCCIÓN FORZADA TURBINADO

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.3.4	Ud	Hormigón presa superior arco gravedad	1	1.884.951,00 €	1.884.951,00 €

Tabla 70: Presupuesto parcial conducción forzada turbina.

3.3.5 CAPÍTULO 3.4 CASA DE MÁQUINAS

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.3.5	Ud	Edificación prefabricada de Estructura metálica realizada con pórticos de acero laminado y planta rectangular de 300 m2 con cerramientos de mampostería.	300	59,97 €	17.991,00 €

Tabla 71: Presupuesto parcial casa de máquinas.

3.4 CAPÍTULO 4. EQUIPOS HIDRÁULICOS

3.4.1 CAPÍTULO 4.1 TURBINAS HIDRÁULICAS

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.4.1	Ud	Turbina Francis Lenta 33 m ³ /s para un salto de 245 metros. Costes indirectos, transporte e instalación	2	1.677.451,60 €	3.354.903,2 €

Tabla 72: Presupuesto parcial turbinas hidráulicas.

3.4.2 CAPÍTULO 4.2. EQUIPOS DE BOMBEO

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.4.2	Ud	Bomba multietapa partida axialmente 5,6 m ³ /s . Costes indirectos transporte e instalación	10	66.000,00 €	660.000,00 €

Tabla 73: Presupuesto parcial equipos de bombeo.

3.5 CAPÍTULO 5. LÍNEAS ELÉCTRICAS

3.5.1 CAPÍTULO 5.1. LÍNEA 12kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.5.1	km	Conductor aluminio-acero ACSR LA-110	12,6	4.937,85 €	62.216,91 €
3.5.1	Ud	Apoyo celosía ACACIA 1000	22	613,52 €	13.497,44 €

3.5.1	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda"	22	483,64 €	10.640,08 €
3.5.1	Ud	Cadena aisladores tipo amarre	132	129,16 €	17.049,12 €

Tabla 74: Presupuesto parcial línea 12 kV. Parte I

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.5.1	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones de A.T	22	37,26 €	819,72 €
3.5.1	Ud	Puesta a tierra no frecuentada	22	112,07 €	2.465,54 €

Tabla 75: Presupuesto parcial línea 12 kV. Parte II

3.5.2 CAPÍTULO 5.2. LÍNEA 66kV INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.5.2	km	Conductor aluminio-acero ACSR LA-180	13,5	5431,64 €	73.327,14 €
3.5.2	Ud	Apoyo celosía ACACIA 3000	24	976,35 €	23.432,4 €
3.5.2	Ud	Armados para disposición en capa "Tipo Bóveda"	24	483,89 €	11.613,36 €
3.5.2	Ud	Cadena aisladores tipo amarre	144	129,16 €	18.599,04 €

Tabla 76: Presupuesto parcial línea 66 kV. Parte I

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.5.2	Ud	Placas de señalización y peligro para instalaciones de A.T	24	37,26 €	894,24 €
3.5.2	Ud	Puesta a tierra no frecuentada	24	112,07 €	2.689,68 €

Tabla 77: Presupuesto parcial línea 66 kV. Parte II

3.5.3 CAPÍTULO 5.3. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 12/66 kV.

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.5.3	Ud	Interruptor ABB SF6 Alta tensión 72.5 kV 2500 A	1	49.500,00 €	49.500,00 €
3.5.3	Ud	Seccionador ABB GW 55 72.5 kV	4	20.400,00 €	81.600,00 €
3.5.3	Ud	Interruptor ABB VD4G-50 kA	2	24.200,00 €	48.400,00 €
3.5.3	Ud	Seccionador ABB OJON 12 kV 6000A	2	13.860,00 €	27.700,20 €
3.5.3	Ud	Transformador 12/66 kV 170 MVA	1	1.100.000,00 €	1.100.000,00 €

Tabla 78: Presupuesto parcial subestación transformadora 12/66kV.

3.5.4 CAPÍTULO 5.4. SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA 1/12 kV.

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.5.4	Ud	Interruptor ABB de vacío para exterior 12 kV 2000 A	1	39.500,00 €	39.500,00 €
3.5.4	Ud	Seccionador ABB GW56	2	15.400,00 €	30.800,00 €
3.5.4	Ud	Transformador 690 V /12 kV 132 MVA	1	550.000,00 €	550.000,00 €

Tabla 79: Presupuesto parcial subestación transformadora 1/12 kV.

3.6 CAPÍTULO 6. SISTEMA ELÉCTRICO CENTRAL

3.6.1 CAPÍTULO 6.1. LÍNEA DE ACOMETIDA

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.6.1	m	Línea eléctrica 12 kV de conexión de la central al centro de transformación	1	493,78 €	493,78 €

Tabla 80: Presupuesto parcial línea acometida.

3.6.2 CAPÍTULO 6.2. GENERADOR ELÉCTRICO

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.6.2	Ud	Generador síncrono de eje vertical 82,5 MVA. Tensión 12 kV. Costes del multiplicador de velocidad, transporte e instalación	2	1.336.410 €	2.672.820,00 €

Tabla 81: Presupuesto parcial generador eléctrico.

3.6.3 CAPÍTULO 6.3. CONTROL Y AUTOMATISMOS

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.6.3	Ud	Sistemas eléctricos y electrónicos de los equipos presentes en la central: Cuadros de control y automatismos, protecciones eléctricas, sensores, contadores y cuadros eléctricos.	1	67.000,00€	67.000,00€

Tabla 82: Presupuesto parcial control y automatismos.

3.6.4 CAPÍTULO 6.4. TOMAS DE TIERRA

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.6.4	Ud	Red de toma de tierra para estructura metálica del edificio con 239 m de conductor de cobre desnudo de 35 mm ² y 10 picas	1	1.552,35 €	1.552,35 €

Tabla 83: Presupuesto parcial tomas de tierra.

3.7 CAPÍTULO 7. SISTEMA CONTRA INCENDIOS**3.7.1 CAPÍTULO 7.1. SISTEMA DE ALARMA Y DETECTORES**

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.7.1	Ud	Sistema de detección y alarma, convencional, formado por central de detección automática de incendios de 10 zonas de detección, 6 detectores ópticos de humos, 5 pulsadores de alarma, sirena interior, sirena exterior y canalización de protección fija en superficie con tubo de PVC rígido, blindado, roscable, de color negro.	1	2.875,25 €	2.875,25 €

Tabla 84: Presupuesto parcial sistema de alarma y detectores

3.7.2 CAPÍTULO 7.2. GRUPOS DE PRESIÓN

Id.	Unidades	Descripción	Medición	Precio unitario	Precio total €
3.7.2	Ud	Grupo de presión de agua contra incendios, formado por: una bomba principal centrífuga accionada por motor asíncrono de 2 polos de 5,5 kW, una bomba auxiliar jockey accionada por motor eléctrico de 0,9 kW, depósito hidroneumático de 20 l, bancada metálica, cuadro eléctrico, y colector de impulsión, con caudalímetro para grupo contra incendios de tipo rotámetro de lectura directa	1	8.339,30 €	8.339,30 €

Tabla 85: Presupuesto parcial grupos de presión.

4 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL

PRESUPUESTOS PARCIALES		TOTALES (€)
CAPÍTULO 1.	MOVIMIENTO DE TIERRAS	1.392.854,29
CAPÍTULO 2.	CIMENTACIONES LÍNEAS	73.226,015
CAPÍTULO 3.	OBRA CIVIL	17.078.649,00
CAPÍTULO 4.	EQUIPOS HIDRAÚLICOS	4.014.903,2
CAPÍTULO 5.	LÍNEAS ELÉCTRICAS Y SUBESTACIONES	2.164.744,87
CAPÍTULO 6.	SISTEMA ELÉCTRICO DE LA CENTRAL	2.741.866,13
CAPÍTULO 7.	SISTEMA PREVENCIÓN INCENDIOS	11.214,55
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		27.477.458,06 €

Tabla 86: Presupuesto de ejecución material.

5 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		27.477.458,06 €
GASTOS GENERALES	(13%)	3.572.069,55 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	(6%)	1.648.647,48 €
<i>TOTAL PARCIAL</i>		32.698.175,09 €
IVA	(21%)	6.866.616,77 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA		39.564.791,85 €

Tabla 87: Presupuesto de ejecución final por contrata.

El presupuesto de ejecución por contrata del presente proyecto asciende a un total de **39.564.791,85 €** (TREINTA Y NUEVE MILLONES QUINIENTOS SESENTA Y CUATRO MIL SETECIENTOS NOVENTA Y UN EUROS).

Firmado, El Ingeniero/a

Diego García Pérez