



**Universidad
Europea**

**MÓDULO 10: PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y PROYECTO FIN DE
MÁSTER**

TFM – GRUPO 08

**APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DEL EMBALSE DE EL ATAZAR
PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE**

MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES 2023-2024

Itziar Alfaro San Román- Juan José

Martínez Legaz

Eduardo Tascón Cubillas

Humberto Valdivia Huaman

Carlos Veiga Cribeiro

Tutor: Santiago Martinez Valera

22 de abril de 2025

Abstract

This project addresses the development of a hydroelectric power plant at the El Atazar dam and reservoir, located in the Community of Madrid, Spain. The plant will be of the cavern type, to minimize environmental impact. The facility will have the hydraulic potential to generate renewable electricity, with an installed capacity of 6.18 MW, consisting of two Francis turbines with an individual power of 3.09 MW each. Considering these parameters, the hydroelectric installation will employ a Francis-type turbine. A key feature of the project is the integration of an electrolysis system powered by the hydroelectric plant itself, with the aim of producing green hydrogen and contributing to the decarbonization of the energy sector. The design emphasizes minimal environmental impact, efficient energy conversion, and alignment with regional and national sustainability goals. The project serves as a scalable model for the integration of hydroelectric energy and hydrogen production within existing hydraulic infrastructures.

Resumen

Este proyecto aborda el desarrollo de una central hidroeléctrica en la presa y embalse de El Atazar, ubicada en la Comunidad de Madrid, España. La planta sería del tipo caverna, para minimizar el impacto ambiental. La instalación tendrá el potencial hidráulico para generar electricidad renovable, con una capacidad instalada de 6.18 MW, consistente en dos turbinas francis con una potencia individual de 3.09 Mw cada una. Considerando estos parámetros, la instalación hidroeléctrica empleará una turbina tipo Francis. Una característica clave del proyecto es la integración de un sistema de electrólisis alimentado por la propia planta hidroeléctrica, con el objetivo de producir hidrógeno verde y contribuir a la descarbonización del sector energético. El diseño enfatiza un impacto ambiental mínimo, una conversión energética eficiente y la alineación con los objetivos de sostenibilidad regionales y nacionales. El proyecto sirve como un modelo escalable para la integración de la energía hidroeléctrica y la producción de hidrógeno dentro de infraestructuras hidráulicas existentes.



PALABRAS CLAVE

- **Hidrógeno verde Embalse El Atazar**
- **Producción de hidrógeno por electrólisis**
- **Central hidroeléctrica tipo caverna**
- **Energía renovable para hidrógeno verde**
- **Generación eléctrica y electrólisis Madrid**
- **Proyecto hidrógeno verde Comunidad Madrid**

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	8
1.1.	CONTEXTO Y MOTIVACIÓN	8
1.2.	OBJETIVOS.....	10
1.3.	METODOLOGÍA GENERAL.....	10
2.	ANÁLISIS DEL RECURSO HÍDRICO Y VIABILIDAD DEL EMPLAZAMIENTO.....	11
2.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL EMBALSE	11
2.2.	APORTACIONES HÍDRICAS	11
2.3.	ANÁLISIS DE CAUDALES MENSUALES Y ALTURA DEL EMBALSE	12
2.4.	CONDICIONES DEL EMPLAZAMIENTO	13
2.5.	VIABILIDAD PRELIMINAR	13
3.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA.....	14
3.1.	CENTRAL EN CAVERNA	14
3.2.	SALA DE CONTROL.....	18
3.3.	SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA	23
3.4.	OTROS ELEMENTOS	24
3.5.	NAVE DE ELECTRÓLISIS Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	25
3.6.	ACCESOS.....	31
4.	MEMORIA DESCRIPTIVA – TURBINA HIDRÁULICA.....	34
4.1.	POSIBILIDAD DE ELECCIÓN.....	34
4.1.1.	<i>Datos de partida:</i>	34
4.1.2.	<i>Tipos de turbina y salto en metros:</i>	35
4.2.	DESCRIPCIÓN DE LA TURBINA.....	36
4.2.1.	<i>Cámara espiral</i>	37
4.2.2.	<i>Distribuidor</i>	38
4.2.3.	<i>Rotor</i>	40
4.2.4.	<i>Tube de sujeción</i>	40
4.2.5.	<i>Eje rotor</i>	40
4.2.6.	<i>Cojinetes</i>	41
4.3.	CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS	41
5.	MEMORIA DESCRIPTIVA DEL GENERADOR	43
5.1.	DESCRIPCIÓN GENERADOR SÍNCRONO	43
5.2.	CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	43
6.	MEMORIA DESCRIPTIVA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	45
7.	MEMORIA DESCRIPTIVA – ELECTROLIZADOR.....	46
8.	ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO	47
8.1.	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	47
8.2.	ANÁLISIS DE COSTES	47
8.2.1.	<i>Costes de inversión</i>	47
8.2.2.	<i>Costes operación y mantenimiento</i>	50
8.2.3.	<i>Costes de tasas e impuestos.</i>	52
8.3.	ANÁLISIS DE INGRESOS	54
8.4.	FLUJO DE CAJA.....	56
8.5.	RENTABILIDAD DE LA INVERSIÓN	58
9.	CONCLUSIONES FINALES	61



10. BIBLIOGRAFIA	64
ANEXO 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DEL RECURSO HIDROLÓGICO, CAUDALES Y AÑOS REPRESENTATIVOS.	67
ANEXO 2. CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA TURBINA HIDRÁULICA	77
ANEXO 3. CALCULOS JUSTIFICATIVOS DEL GENERADOR	93
ANEXO 4. CALCULOS JUSTIFICATIVOS DEL TRANSFORMADOR	99
ANEXO 5. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS LINEA DE CONEXIÓN A LA RED.....	111
ANEXO 6. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DIMENSIONADO HIDROGENERA	114
ANEXO 7. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PRODUCCIÓN ENERGIA ANUAL Y HORAS EQUIVALENTES.	118
ANEXO 8. NORMATIVA ASOCIADA A LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	127
ANEXO 9. RIESGOS Y MEDIDAS DE SEGURIDAD.....	130
ANEXO 10. PLAN DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	133

ÍNDICE DE FIGURAS

ILUSTRACIÓN 1.	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO.	8
ILUSTRACIÓN 2.	MAPA DEL EMBALSE DEL ATAZAR	9
ILUSTRACIÓN 3.	VISTA REAL DEL EMBALSE DEL ATAZAR	9
ILUSTRACIÓN 4.	VISTA AÉREA DEL EMBALSE DEL ATAZAR	11
ILUSTRACIÓN 5. PAULAR	GRÁFICO DE APORTACIONES ANUALES ESTIMADAS AL RÍO LOZOYA. ESTACIÓN 302 – EL 12	
ILUSTRACIÓN 6.	IMAGEN AÉREA DE LA ZONA, EN LA CUAL SE PUEDE OBSERVAR LA PRESA Y EMBALSE NUEVOS QUE VAN A CONSTRUIRSE CON UNA COTA DE 845 METROS SOBRE EL NIVEL DEL MAR, LA GALERÍA DE 800 METROS Y EL FINAL DE LA CENTRAL A UNA COTA DE 755 METROS SOBRE EL NIVEL DEL MAR, CON UN SALTO BRUTO DE 90 METROS.18	
ILUSTRACIÓN 7.	SALA DE CONTROL.....	20
ILUSTRACIÓN 8.	ESQUEMA DE LA SALA DEL ELECTROLIZADOR.	30
ILUSTRACIÓN 9.	ACCESO A LA CENTRAL. CAMINO ADICIONAL DONDE SE PUEDE VER QUE LA LONGITUD DE ESTE CAMINO SERÁ LA MÁS CORTA Y LA QUE IMPLIQUE MENOR MOVIMIENTO DE TIERRAS.	32
	32	
ILUSTRACIÓN 10.	ACCESO A INFRAESTRUCTURAS SECUNDARIAS. ZONA AMPLIADA EN DETALLE DE LA ZONA DE ACCESO Y DONDE SE ESTABLECERÁN LAS NUEVAS ESTRUCTURAS.	32
ILUSTRACIÓN 11.	ESQUEMA INDICATIVO DE SITUACIÓN TURBINA.....	35
ILUSTRACIÓN 12.	GRÁFICO DE SELECCIÓN DE TURBINA (FUENTE HACKER).....	36
ILUSTRACIÓN 13.	REPRESENTACIÓN DE TURBINA TIPO FRANCIS.	37
ILUSTRACIÓN 14.	CÁMARA ESPIRAL ARMADA PARA SU INSTALACIÓN.	38
ILUSTRACIÓN 15.	CORTE LONGITUDINAL DEL ÁLABE DIRECTRIZ.....	38
ILUSTRACIÓN 16.	BIELA Y BIELETAS.....	39
ILUSTRACIÓN 17.	ROTOR DE ALTA CARGA.....	40
ILUSTRACIÓN 18.	TUBO DE SUJECCIÓN	40
ILUSTRACIÓN 19.	ESQUEMA DE COMPONENTES DE COJINETE	41
ILUSTRACIÓN 20.	ESQUEMA REPRESENTATIVO DE INSTALACIÓN TÍPICA DE CENTRAL HIDROELÉCTRICA.	77
ILUSTRACIÓN 21.	COCIENTE DE RUGOSIDAD Y DIÁMETRO MEDIANTE EL NÚMERO DE RE.....	80
ILUSTRACIÓN 22.	DIAGRAMA DE ELECCIÓN DE TURBINA EN FUNCIÓN DE VELOCIDAD ESPECÍFICA.	89
ILUSTRACIÓN 23.	GENERADOR SIN CARCASA	97

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	CAUDAL MEDIO Y SALTO BRUTO MEDIO POR MES.....	35
TABLA 2.	GENERADOR SÍNCRONO. RENDIMIENTO SEGÚN CARGA	43
TABLA 3.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL POR MES.	47
TABLA 4.	COMPARATIVA DE PEM DE PROYECTO A Y PROYECTO B	48
TABLA 5.	RESUMEN DE PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	49
TABLA 6.	COSTES OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. FUENTE: IDAE	50
TABLA 7.	CÁLCULO DE COSTES DE O&M DURANTE 30 AÑOS.....	51
TABLA 8.	CÁLCULO DE COSTES DE TASAS E IMPUESTOS DURANTE 30 AÑOS.	53
TABLA 9.	INDICADORES DE ANÁLISIS ECONÓMICO	54
TABLA 10.	INDICADORES DE ANÁLISIS ECONÓMICO - INGRESOS.....	54
TABLA 11.	INGRESOS POR VENTA DE H ₂ DURANTE 30 AÑOS.	55
TABLA 12.	FLUJO DE CAJA A ORIGEN	57
TABLA 13.	VALORES PARA OBTENCIÓN DE VELOCIDAD ESPECÍFICA.	78
TABLA 14.	VALORES DE RUGOSIDAD DE MANNING(N) PARA TUBERÍAS DE HORMIGÓN	79
TABLA 15.	PÉRDIDAS CONTINUAS TOTALES DE ALTURA.....	79
TABLA 16.	$Re = D * vu$	79
TABLA 17.	CÁLCULO DE NÚMERO DE RE.	80
TABLA 18.	VALORES TÍPICOS DE RUGOSIDAD ABSOLUTA PARA TUBERÍAS DE HORMIGÓN.....	81
TABLA 19.	APLICACIÓN DE RUGOSIDAD ABSOLUTA Y RELATIVA	81
TABLA 20.	OBTENCIÓN DE ΔH_{CONT}	82
TABLA 21.	CÁLCULO DE Δh_{ta}	83
TABLA 22.	COEFICIENTE DE FORMA DE REJILLA.....	84
TABLA 23.	CÁLCULO DE Δh_{re}	84
TABLA 24.	CÁLCULO DE ΔH_{CODO}	85
TABLA 25.	CÁLCULO DE Δh_{vm}	86
TABLA 26.	CÁLCULO Δh_{total}	87
TABLA 27.	CÁLCULO DE SALTO NETO	87
TABLA 28.	VELOCIDAD ESPECÍFICA TURBINA EN R.P.M EN FUNCIÓN DE PARES DE POLOS	88
TABLA 29.	VELOCIDAD ESPECÍFICA DE TURBINA POR MES.	90
TABLA 30.	SELECCIÓN DE LA TURBINA. MÁSTER ENERGÍAS RENOVABLES. UNIVERSIDAD EUROPEA.....	90
TABLA 31.	RENDIMIENTOS DE GENERADOR.....	94
TABLA 32.	COMPARACIÓN DE ELEMENTOS DE TRANSFORMADOR	99
TABLA 33.	DESIGNACIÓN EN FUNCIÓN DE TENSIÓN MÁS ELEVADA	105
TABLA 34.	TENSIÓN MÁS ELEVADA Y DESIGNACIÓN PASATAPAS ALTA TENSIÓN	107

TABLA 35.	TENSIÓN MÁS ELEVADA Y DESIGNACIÓN PASATAPAS BAJA TENSIÓN	108
TABLA 36.	VELOCIDAD DE SALIDA V2.....	109
TABLA 37.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES ENERO	118
TABLA 38.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES FEBRERO	119
TABLA 39.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES MARZO.....	119
TABLA 40.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES ABRIL.....	120
TABLA 41.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES MAYO.....	120
TABLA 42.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES JUNIO	121
TABLA 43.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES JULIO	121
TABLA 44.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES AGOSTO	122
TABLA 45.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES SEPTIEMBRE	122
TABLA 46.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES OCTUBRE.....	123
TABLA 47.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES NOVIEMBRE	123
TABLA 48.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – MES DICIEMBRE	124
TABLA 49.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – ANUAL ESCENARIO A.....	124
TABLA 50.	ENERGÍA PRODUCIDA Y HORAS EQUIVALENTES – ANUAL ESCENARIO B.....	125

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Contexto y motivación

En el actual contexto de transición energética, la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de disminuir la dependencia de los combustibles fósiles se ha convertido en una prioridad para gobiernos, empresas e instituciones a nivel mundial. En este escenario, el hidrógeno verde se ha posicionado como una de las alternativas más prometedoras, especialmente en sectores donde la electrificación directa resulta más compleja, como el transporte pesado o la industria intensiva.

Sin embargo, en la Comunidad de Madrid aún no existe una infraestructura consolidada para la producción de hidrógeno verde, lo que limita su implementación en aplicaciones industriales y de movilidad. Ante esta situación, surge la oportunidad de valorar el aprovechamiento de recursos existentes para impulsar este vector energético. Uno de estos recursos es el embalse de El Atazar.

El embalse de El Atazar es el mayor de la región, con una capacidad de regulación significativa y una localización estratégica a menos de 80 km de Madrid. Estas características lo convierten en un punto idóneo para desarrollar un sistema de producción de hidrógeno basado en energía hidroeléctrica. Además, la existencia de infraestructuras auxiliares y la posibilidad de controlar el caudal hacen viable el diseño de un sistema de electrólisis alimentado por energía limpia y renovable.

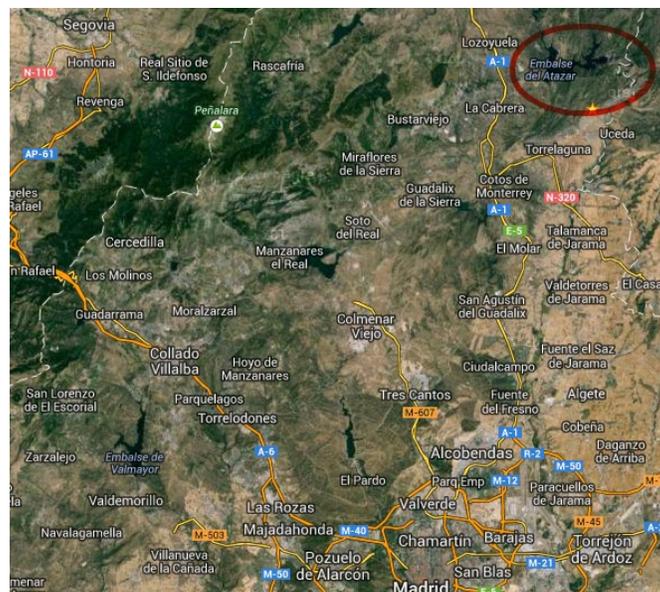


Ilustración 1. Situación y emplazamiento.

La siguiente imagen permite observar el embalse en mayor detalle. Se aprecian sus ramificaciones, la superficie disponible y su integración con el entorno geográfico, aspectos clave a la hora de planificar una captación eficiente y una posible ubicación de instalaciones complementarias.



Ilustración 2. Mapa del embalse del Atazar

Finalmente, se incluye una vista frontal de la presa de El Atazar. Su diseño en bóveda y su encaje natural entre laderas aportan un contexto visual sobre la infraestructura actual, que sería la base del aprovechamiento hidroeléctrico propuesto.



Ilustración 3. Vista real del embalse del Atazar

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este proyecto es evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de un sistema de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua, utilizando como fuente de energía la generación hidroeléctrica asociada al Embalse de El Atazar.

Para ello, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Analizar la capacidad del embalse para generar energía eléctrica de forma estable a lo largo del año, teniendo en cuenta la estacionalidad de los caudales.
- Estudiar la posibilidad de integrar una planta de electrólisis en el entorno del embalse, evaluando su compatibilidad con las infraestructuras hidráulicas y eléctricas existentes.
- Estimar el potencial de producción de hidrógeno y su posible aplicación como vector energético dentro del contexto regional.
- Identificar los aspectos ambientales clave y proponer medidas para minimizar el impacto del proyecto sobre el entorno

1.3. Metodología general

El desarrollo del proyecto se ha estructurado siguiendo una metodología que combina el análisis de datos reales, el estudio técnico de alternativas y la evaluación de viabilidad global (técnica, económica y ambiental). En primer lugar, se ha realizado una recopilación y análisis de datos hidrológicos históricos del Embalse de El Atazar, con el objetivo de estimar el caudal disponible y su estacionalidad a lo largo del año.

A partir de esta información, se ha diseñado un sistema hidroeléctrico que permita aprovechar de forma eficiente la energía potencial del agua embalsada. Para ello, se ha considerado tanto la ubicación óptima de la toma de agua como el trazado del conducto y la localización de la casa de máquinas.

Posteriormente, se ha llevado a cabo un análisis de la viabilidad económica del sistema, incluyendo una estimación de costes, posibles aplicaciones del hidrógeno producido y su compatibilidad con la infraestructura eléctrica existente. Finalmente, se han tenido en cuenta los principales aspectos ambientales, proponiendo medidas de integración y mitigación del impacto.

2. ANÁLISIS DEL RECURSO HÍDRICO Y VIABILIDAD DEL EMPLAZAMIENTO

2.1. Descripción general del embalse

El embalse de El Atazar se encuentra en el curso alto del río Lozoya, al norte de la Comunidad de Madrid. Es la infraestructura más importante de la región en cuanto a almacenamiento de agua potable, y está gestionado por el Canal de Isabel II. Tiene una capacidad máxima de 425,3 hectómetros cúbicos y su presa, de tipo bóveda de doble curvatura, alcanza los 134 metros de altura desde los cimientos, con la coronación a una cota de 873 metros.

La zona en la que se sitúa el embalse es montañosa y con buena accesibilidad, ya que hay caminos pavimentados y accesos mantenidos por el propio Canal. Todo esto facilita bastante tanto el estudio del entorno como la futura instalación de la infraestructura que proponemos.



Ilustración 4. Vista aérea del embalse del Atazar

2.2. Aportaciones hídricas

Según datos públicos, la aportación media anual al embalse es de unos 358 hm³, con una precipitación media cercana a los 871 mm al año. Si trasladamos esto a caudal medio, estamos hablando de unos 11,35 m³/s. Obviamente, no todo este caudal puede ser aprovechado para generación, ya que hay que mantener el abastecimiento de agua potable y respetar el caudal ecológico aguas abajo.

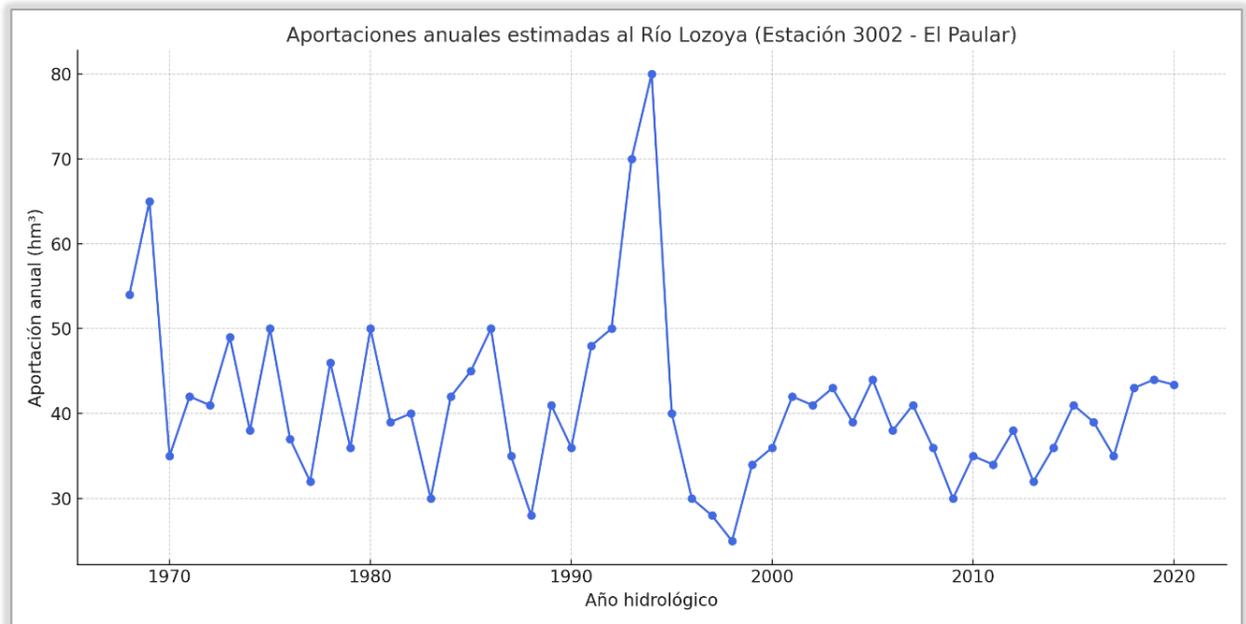


Ilustración 5. Gráfico de aportaciones anuales estimadas al río Lozoya. Estación 302 – El Paular

En la gráfica se observan las aportaciones anuales estimadas al río Lozoya desde 1968 hasta 2020, con valores que oscilan entre 25 y 80 hm³. La media histórica se sitúa en torno a 43,4 hm³, lo que respalda la existencia de un recurso hídrico estable y aprovechable para una minicentral.

2.3. Análisis de caudales mensuales y altura del embalse

Para estimar la variación del nivel del agua en el embalse de El Atazar, consultamos varias fuentes:

- La web embalses.net, que ofrece gráficas semanales con el volumen embalsado y su media de los últimos 10 años.
- Informes técnicos de la *Confederación Hidrográfica del Tago*.
- Documentos de Canal de Isabel II y anuarios hidrológicos.

A partir de la curva media anual, se extrajeron los porcentajes de llenado aproximados por mes. Suponiendo que la capacidad máxima es de 425 hm³, y que la cota máxima del embalse es de 860 m, se utilizó una relación parabólica aproximada para estimar las cotas reales mes a mes. Esto nos permitió generar una tabla con la cota del agua y, posteriormente, el salto neto disponible mes a mes, considerando que la central se ubicará a una cota fija de 755 m.

2.4. Condiciones del emplazamiento

Desde un punto de vista logístico, la zona es muy favorable. El embalse se encuentra cerca de varias localidades (como El Berrueco o Patones), con accesos por carretera en buen estado. Esto facilita el transporte de equipos y materiales, así como el mantenimiento futuro de la instalación. Por otro lado, hay líneas eléctricas cercanas, lo cual simplifica bastante la conexión a red o el uso directo de la energía en la planta de electrólisis.

En cuanto a limitaciones ambientales, la zona no forma parte de ningún parque nacional ni espacio protegido estricto, aunque sí habrá que respetar los hábitats del entorno y cumplir la normativa vigente. No obstante, no se prevén restricciones serias que impidan la ejecución del proyecto.

2.5. Viabilidad preliminar

Teniendo en cuenta el caudal disponible, la capacidad de regulación, la existencia de accesos e infraestructuras cercanas y la escasa necesidad de obra nueva (al reutilizar el embalse), se puede decir que el emplazamiento es viable. Además, el uso del agua con fines no consuntivos y la producción de hidrógeno verde le dan un valor añadido ambiental y estratégico dentro del contexto energético actual.

3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

Las infraestructuras auxiliares son un elemento muy importante en las centrales hidroeléctricas, tanto en aspectos de correcto funcionamiento, seguridad y operatividad del sistema. En este caso, además, tendremos también que tener en cuenta las infraestructuras necesarias para la producción del hidrógeno, así como su almacenamiento.

Se realizarán de manera que se cumplan las normativas medioambientales, teniendo como objetivo una correcta integración en el entorno de las nuevas construcciones.

Dentro de dichas infraestructuras esenciales se encuentran la central en caverna, la sala de control (encargada de la monitorización y supervisión de los procesos), la nave de electrólisis, que alberga los electrolizadores y equipos auxiliares para la producción de hidrógeno y el almacén donde encontraremos los tanques de almacenamiento del hidrógeno.

Además, se realizarán accesos adecuados, como carreteras y pasarelas, que faciliten la movilidad dentro del complejo de las centrales, así como servicios auxiliares, incluyendo sistemas eléctricos internos, ventilación, seguridad...

3.1. Central en caverna

Introducción y función

Como ya se ha comentado anteriormente, la central a realizar es en caverna. Este tipo de centrales están diseñadas para aprovechar al máximo la energía potencial almacenada en el embalse, ubicando la central en una caverna excavada en las cercanías de dicho embalse. De esta manera, se consigue además reducir al máximo el impacto ambiental y se protegen las infraestructuras de condiciones climáticas adversas.

La central optimiza al máximo el salto de agua del embalse ya construido, consiguiendo un salto bruto de aproximadamente 90 metros de media durante el año con un caudal medio de 5,5 m³/s. El rendimiento general de la central será del 88%, como ya se ha calculado en apartados previos, con una producción eléctrica, consistente en dos turbinas francis con una potencia individual de 3.09 Mw cada una. Parte de esta generación eléctrica puede destinarse a la generación de hidrógeno, como también se ha comentado en este trabajo. Se describirá también este centro de producción de hidrógeno.

Elementos de la central en caverna

Toma de agua: La toma de agua se situará en la nueva presa construida dentro del embalse de El Atazar, aprovechando una cota favorable dentro del nivel operativo del embalse. Su ubicación permitirá una captación eficiente durante todo el año, incluso en épocas de menor nivel en el embalse principal, minimizando el riesgo de captación de sedimentos. Su función será derivar el caudal de agua hacia la tubería forzada que alimentará la central hidroeléctrica en caverna, con un caudal de equipamiento de 3.97 m³/s. Esta toma servirá como punto de entrada hidráulica al sistema, marcando el inicio del proceso de transformación de energía potencial en energía eléctrica.

Estará compuesta por una torre vertical anclada a la estructura de la presa, con diferentes niveles de captación mediante compuertas o válvulas de control, las cuales serán controladas de forma remota automáticamente desde la sala de control. Esto permitirá seleccionar la capa del embalse con mejores condiciones de calidad del agua (temperatura, turbidez y oxígeno), protegiendo los equipos aguas abajo. Se construirá con hormigón armado impermeabilizado y recibirá un tratamiento anticorrosivo en todas sus partes metálicas expuestas al agua. Se instalarán defensas de acero inoxidable y perfiles estructurales de refuerzo para soportar esfuerzos hidráulicos importantes durante crecidas o condiciones excepcionales. La toma incluirá válvulas tipo mariposa o compuertas deslizantes, que permitirán un control fino del caudal derivado hacia la central. Estarán automatizadas y conectadas al sistema automático para permitir su apertura o cierre desde la sala de control o físicamente, en situaciones de emergencia. En su entrada se encontrará el sistema de rejas, que se situará en la entrada de la toma y que se describirá en el siguiente punto.

Por último, se instalarán sensores de nivel y presión que permitirán monitorear constantemente el estado de funcionamiento de la toma. Además, se integrará un sistema de cierre de emergencia automático para evitar la entrada de agua en caso de fallo aguas abajo o paradas técnicas imprevistas.

Sistema de rejas: El sistema de rejas tiene como principal función evitar que materiales sólidos arrastrados por el agua, como ramas, hojas, basura... ingresen a la tubería forzada y dañen o disminuyan el rendimiento de los equipos aguas abajo, especialmente la turbina. Su diseño se adaptará al canal de la tubería forzada, la cual se desarrollará en el siguiente punto. Actuará como una barrera física y primer punto de filtrado, sin reducir significativamente el caudal ni provocar pérdidas de carga importantes (apenas 0,058m).

Las rejas estarán fabricadas en acero inoxidable o acero al carbono galvanizado, seleccionados por su alta resistencia a la corrosión, a la tracción mecánica y al desgaste producido por sólidos en suspensión. Se incluirá una capa de pintura epoxi anticorrosiva o galvanizado en caliente para garantizar una mayor durabilidad frente al agua [15]

Tubería forzada: Es la tubería encargada de conducir el agua desde la toma de agua hasta la turbina, intentando reducir al máximo las pérdidas de carga. En nuestro proyecto, se ha determinado que la tubería forzada tenga un diámetro interior de aproximadamente 1,5 m, con un espesor aproximado de entre 7 y 15 mm. Tendrá que soportar presiones en el desnivel de 90 metros, por lo cual se construirán en acero al carbono, protegida con pintura anticorrosiva para evitar el deterioro por el agua.

El trazado de la tubería será completamente recto, para evitar pérdidas de carga en giros o curvas. Tendrá una longitud de aproximadamente 800 metros hasta la central de generación eléctrica. La pendiente se mantendrá uniforme para aprovechar al máximo el salto disponible y para minimizar las pérdidas. Se incorporarán válvulas de compuerta de cierre rápido al inicio del tramo presurizado para aislamiento de emergencia, y también se incluirán ventosas automáticas y manuales en los puntos altos para purga de aire, y desagües de fondo en los puntos bajos para vaciado y mantenimiento. La unión entre tramos se realizará mediante soldadura continua o bridas en secciones accesibles, y su instalación dentro de la galería se realizará sobre soportes deslizantes con anclajes y juntas de expansión.

Turbina Francis, vertical: Con los datos obtenidos y mostrados en otros apartados, y como se especificará en otros puntos del documento, teniendo en cuenta nuestro caudal y salto, la turbina que mejores rendimientos tendrá en nuestra central será una turbina Francis, concretamente vertical. Esta disposición vertical del eje facilitará el mantenimiento y reducirá los requisitos de espacio en la instalación. Además, este tipo de turbinas presentan una alta robustez, lo que asegurará que la turbina tenga una vida útil larga, reduciendo futuros costes en el mantenimiento y reparación. Todos los cálculos referidos a la elección de la turbina se encuentran en este documento, en otros apartados, con lo cual no serán repetidos en este punto para evitar reiteraciones innecesarias. En la bibliografía se pueden encontrar un fabricante de este tipo de turbinas a modo de ejemplo [36, 37].

Generador: Para la opción del generador, y teniendo en cuenta la potencia eléctrica esperada que se va a generar, calculada en otros apartados (2.99 MW), se ha optado por dos generadores síncrono trifásico, acoplado directamente a la turbina Francis. Esto garantizará una frecuencia y tensión estables, con tensiones entre 6,6 y 11 kV y frecuencia de 50 Hz. El generador también se encontrará con una disposición de eje vertical, para facilitar el alineamiento con la turbina. El generador proporcionará la energía en baja tensión, con lo cual será necesaria la instalación de un transformador, el cual se comentará en el siguiente punto.

El sistema de refrigeración del generador será mediante aceite. También se realizará la lubricación de todos los elementos mediante aceite. Esto asegurará que el generador trabaje en su rango térmico sin riesgo de sobrecalentamiento. Ambas medidas se han tomado teniendo en cuenta facilidad de operación y ventajas frente a otras alternativas, como refrigeración por aire o por agua.

El generador será ensayado en fábrica conforme a normas IEC 60034, IEEE Std. 115 o NEMA MG1, y deberá pasar pruebas de alto voltaje, resistencia de aislamiento, balance dinámico del rotor y verificación del factor de potencia. Se recibirá con una curva de rendimiento, ficha de homologación CE, planos mecánicos y eléctricos, y manual de operación y mantenimiento. Todos estos elementos y datos serán requisito indispensable para la recepción del generador.

En todos los elementos se cumplirá la normativa de seguridad de IP55, respecto a ambientes húmedos con partículas en suspensión. También se encontrarán múltiples dispositivos de control de vibraciones, regulación de tensión...

Transformador: El transformador de potencia deberá elevar la tensión de 6 kV a un intervalo de 20 kV, teniendo una relación de 1:10. El sistema de enfriamiento será el mismo que el del generador, para unificar sistemas, simplificar las operaciones y mantenimiento y abaratar los costes. La conexión que se empleará seguirá la especificación Delta-Y (Δ -Y), donde el lado del generador (baja tensión) está en delta y el de alta tensión (lado de la red) en estrella con neutro accesible. Esta configuración facilitará la reducción de corrientes de secuencia homopolar y permitirá la conexión a sistemas trifásicos equilibrados.

El transformador se instalará en una zona accesible para las operaciones de mantenimiento, al igual que los otros elementos ya descritos, los cuales tendrán su propio espacio. Tendrá también un cercado de seguridad y contará con un sistema de drenajes de posibles derrames de aceite. Se instalarán también controles de corte y de seguridad que se monitorearán automáticamente desde la sala de control. Se instalarán otras protecciones eléctricas como relés de protección para detectar y actuar ante fallas como sobre corriente, sobre tensión, sobre temperatura y fallos en la toma a tierra [16, 35].

Esquema de la central en caverna



Ilustración 6. Imagen aérea de la zona, en la cual se puede observar la presa y embalse nuevos que van a construirse con una cota de 845 metros sobre el nivel del mar, la galería de 800 metros y el final de la central a una cota de 755 metros sobre el nivel del mar, con un salto bruto de 90 metros.

3.2. Sala de control

Introducción y función

La sala de control es la infraestructura auxiliar donde se instalarán los sistemas operativos encargados tanto del correcto funcionamiento de la totalidad de la planta, como del almacenamiento y gestión de los datos de todos los elementos de seguridad de ambas plantas, como sondas y medidores. Se situará a 30 metros de distancia de la planta de producción de hidrógeno.

Uno de los principales problemas en el manejo del hidrógeno es su alta volatilidad, así como su pequeño tamaño molecular. Es por ello, que habrá que realizar especial énfasis en el sistema de detección de posibles fugas.

También se encontrarán en esta sala todos los controles de los sistemas operativos de generación eléctrica, los controles y datos de la turbina, se recogerán los datos acerca de los procesos de electrólisis, almacenamiento en los tanques de hidrógeno... mediante un sistema automatizado de control. Dicho sistema automatizado siempre podrá ser supervisado y controlado por personal competente, en caso de que fuera necesario.

Elementos de la sala de control

Debido a que en la sala de control se realizarán distintas operaciones, cada una referidas a diversos procesos, se ha optado por una distribución espacial de la sala que permita una correcta separación y organización de los sistemas de operación y control.

Zona de servidores y equipos informáticos: En una zona con una buena ventilación, se encontrarán los servidores y equipos informáticos encargados del procesamiento de los datos y del registro de la actividad, tanto de la producción de electricidad como de producción de hidrógeno. Esta zona no será frecuentada, ya que el único personal que accederá a ella serán los operarios y encargados del mantenimiento y reparación de dichos equipos. Es por ello por lo que se ha decidido realizar una separación física entre esta zona y el resto de los elementos de la sala de control.

Zona de control y monitoreo: Será el espacio dentro de la sala de control donde se realizará el seguimiento y monitoreo de los datos recogidos en los servidores y equipos informáticos. Esta zona estará compuesta por un grupo de pantallas interactivas que ofrezcan los datos para que los operarios puedan comprobar el estado de la instalación, así como controlar los procesos en caso de que fuese necesario por problemas en el sistema autónomo.

Para una correcta distribución del trabajo, se establecerán tres puestos: sistema de control de la central hidroeléctrica (donde se realizarán las labores relacionadas con la apertura de esclusas, captación de agua, orientación de álabes...), sistema de control de la central de producción de hidrógeno (donde se realizarán las labores relacionadas con el proceso de electrólisis tales como regulación del pH, mantenimiento del electrolito...) y por último un sistema de control y monitoreo de los elementos de seguridad de toda la instalación, tanto los referidos al sistema hidroeléctrico (rendimientos, vibraciones, problemas de cavitación...) como al sistema de generación y almacenamiento de hidrógeno (posibles fugas, estado de la membrana de captación de gases del electrolizador...).

Zona de almacenamiento: Aunque todos los datos se recojan en formato digital y se almacenen en servidores, se ha decidido que parte de la sala se destine a un pequeño almacenamiento de manuales, registros operativos y herramientas básicas. También se dispondrá de un extintor bien señalizado en caso de que ocurriese un incendio en la sala de control debido a algún cortocircuito u otro accidente.



Ilustración 7. Sala de control.

Se pueden observar las tres zonas diferenciadas: 1) Zona de almacenamiento, 2) Zona de control y monitoreo, con sus tres puestos correspondientes y 3) Zona de servidores y equipos informáticos.

Materiales y construcción

El diseño de la sala de control debe incluir materiales que ofrezcan resistencia estructural, aislamiento térmico y acústico, así como seguridad frente a incendios y explosiones. A continuación, se hace un listado de todos los elementos importantes que hay que tener en cuenta para su fabricación, así como una explicación de los materiales de los cuales debe estar compuesto.

Estructura exterior e interior: Las paredes se realizarán mediante paneles de hormigón prefabricado. Será importante el material aislante en el interior de los paneles, el cual deberá de ser tanto térmico (para que las altas temperaturas de verano no afecten a los componentes eléctricos) como acústico (para evitar contaminación acústica a la naturaleza). El compartimento dentro de la sala para los servidores y racks deberá tener el mismo tipo de material y aislamiento. Los techos deberán tener las mismas cualidades también.

Como materiales aislantes se utilizarán paneles “sándwich” de poliuretano inyectado. Estos paneles combinan un núcleo de espuma rígida de poliuretano con dos capas exteriores de acero o aluminio. Además, son ligeros y resistentes, ideales para que puedan usarse en el techo. Para el aislamiento se utilizará lana de roca. Este material, fabricado a partir de roca volcánica, se utiliza principalmente como aislante térmico y acústico en la construcción. Su estructura fibrosa le permite albergar aire inmóvil en su interior, lo que lo convierte en un excelente aislante [14, 26].

Suelo: Es importante que el suelo no tenga elementos metálicos y sea de PVC o de otro material antiestático que evite que se acumule electricidad estática que pueda afectar a los servidores o al sistema de monitorización. Se deberá tener en cuenta realizar trampillas removibles para facilitar el acceso a los cables y así simplificar su mantenimiento. En la bibliografía se darán más detalles del tipo de suelo a utilizar [30].

Cerramientos: Se considerarán como cerramientos las ventanas y las puertas. Al estar en un entorno natural, ambos cierres tienen que ser herméticos. Las ventanas deberán tener cristales que cumplan una doble función: aislamiento térmico y protección frente a posibles golpes. Para ello, se utilizarán ventanas con un nivel de protección B, la cual puede resistir una gran cantidad de golpes. En la bibliografía se determinará información concreta acerca de los modelos elegidos, tanto para las puertas como para las ventanas [2, 5].

Normativa: Se seguirá la norma UNE-EN 1366-1:2015, sobre resistencia al fuego en instalaciones técnicas y la norma ISO 14001, sobre gestión ambiental en construcción de edificios industriales.

Equipamiento y tecnología

En este apartado se hará un breve listado de todos los aparatos eléctricos que se encuentren en la sala de control, tanto en la zona de servidores, como en la zona de monitoreo.

SCADA: Es la plataforma que se encargará de analizar los procesos ocurridos tanto en el sistema de generación de energía hidráulica como en el sistema de producción de hidrógeno. Mediante el SCADA se supervisarán y se controlarán en tiempo real aspectos como el caudal de agua, la potencia eléctrica generada por las turbinas, la eficiencia del proceso de hidrólisis... así como de todas las condiciones de seguridad en las dos plantas [25].

Para ello, se instalarán distintos sensores en todas las secciones en las cuales vamos a controlar los procesos, desde la toma de agua en la central hidroeléctrica hasta el último paso en nuestro proceso, el almacenamiento de hidrógeno. Todos los procesos que se controlarán se detallan a continuación en un listado:

- Nivel de agua del embalse.
- Toma de agua.
- Limpieza automática de rejillas
- Apertura de diversas compuertas, como aliviaderos.
- Control de la presión en las tuberías forzadas.
- Control del flujo de agua.
- Control de álabes de la turbina.

- Control de parámetros de la turbina, como el rendimiento o la velocidad.
- Control de las vibraciones en los elementos mecánicos.
- Control de la producción eléctrica.
- Factor de potencia y calidad de la producción eléctrica.
- Control del vertido a la red eléctrica cuando haya excedentes de producción.
- Control de la eficiencia y producción de hidrógeno.
- Control del cátodo y el ánodo.
- Control del electrolito.
- Control del flujo y presión en las tuberías de distribución.
- Control de la presión y temperatura para la compresión del hidrógeno.
- Control del nivel de llenado de los tanques.
- Detección de fuga de gases.
- Monitoreo de incendios.
- Control de acceso y videovigilancia.
- Registro de datos históricos para su consulta.

Se seguirá la norma *IEEE 1686-2007*: Estándar para seguridad en sistemas SCADA.

Sistema de monitores y equipos de operación: Se establecerán monitores en una correspondiente mesa regulable. Estos monitores servirán de interfaz entre el operario y los servidores y sistemas de control. Los monitores se escogerán de manera que sean completamente compatibles con el sistema SCADA elegido. En la bibliografía se detalla el modelo escogido, así como la ficha técnica de los monitores.

También se instalarán todos los sistemas necesarios para interactuar con los sistemas de control, como escritorios y consolas de operación. Se podrá controlar los procesos y regular los sistemas de seguridad desde la sala de control, sin necesidad de presencia física de los operarios en las plantas. Esto disminuirá riesgos y se evitarán posibles accidentes [33].

Racks de servidores y comunicaciones. Cableado: Como ya se ha comentado, todo el sistema de equipos de procesamiento y almacenamiento de los datos se establecerá en una sala exclusiva dedicado a ello. También se realizará todo el sistema de cableado desde dichos equipos hasta los sistemas de monitorización, y se llevará a cabo por debajo del suelo, pudiendo acceder a ello mediante trampillas. Esto permitirá una mejor organización y mantener un orden en la sala, evitando posibles accidentes o caídas. Como en los otros equipos, en la bibliografía se determinará el equipamiento, con sus fichas técnicas para posibles consultas. Todo el material referido a las fichas técnicas de todos los equipos deberá ser impresa y guardada en el espacio de almacenamiento especialmente dedicado para ello [1, 6, 16, 19, 21, 22].

Sistemas de alarma y detección de fallos: Son elementos fundamentales para garantizar la seguridad en las instalaciones. Teniendo en cuenta que, a parte de la generación de energía eléctrica, vamos a operar una planta de producción de hidrógeno la cual va a requerir de unas medidas de seguridad especializadas. Se deberán tener sistemas para controlar variables críticas

como temperatura, presión y posibles fugas tanto en la producción del hidrógeno como en su almacenamiento.

También se añadirán sistemas de videovigilancia, tanto para que los técnicos puedan observar a tiempo real todos los procesos en ambas plantas, como para evitar posibles intrusiones o robos. Es una manera complementaria de añadir más seguridad al sistema de monitoreo, ya que a parte de la supervisión por parte de los sistemas de detección y del SCADA, es posible que los técnicos puedan comprobar cualquier punto de las instalaciones [3,

3.3. Sistemas de alimentación eléctrica

El sistema de generación eléctrica debe garantizar un suministro continuo, estable y seguro para evitar interrupciones que puedan provocar fallos en los sistemas, pudiendo perder producción o causar graves accidentes, en el peor de los casos. Por ello, se contará con varias fuentes de alimentación, en caso de que una falle. También se contará con protección contra sobrecargas y medidas para evitar fallos en el suministro.

A medida que ha aumentado la dependencia de la tecnología por parte del ser humano, cada vez se ha hecho más necesario que dicha tecnología no falle. Es por ello que se ha dedicado tanto interés en este apartado, ya que los sistemas automáticos van a controlar una gran cantidad de procesos.

La principal fuente de alimentación será de autoconsumo de la energía eléctrica producida en la central hidroeléctrica. Se destinará una parte de la energía antes de ser dirigida a la producción de hidrógeno, para asegurar primero que los procesos y los sistemas están asegurados.

También se contará con un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS). Estos dispositivos están diseñados para proporcionar energía de manera temporal en caso de un fallo del sistema principal o una indisponibilidad del mismo. Este sistema permite que los equipos informáticos y de control tengan un aporte de energía durante un tiempo determinado, hasta que pueda activarse un generador de respaldo. Se utilizará un sistema UPS de doble conversión de línea, el cual garantizará una alimentación estable y libre de fluctuaciones. Este sistema tendrá una autonomía mínima de 30 minutos, tiempo más que suficiente para poder derivar la energía del generador de emergencia.

Se seguirá la normativa IEEE 446-1995, de recomendaciones para sistemas de energía de emergencia en instalaciones industriales.

Generador de respaldo

El generador de respaldo será la fuente de energía alternativa la cual entrará en funcionamiento cuando no se produzca suficiente energía eléctrica en la central. Este generador no se encargará de la producción de hidrógeno, ya que su función principal será la del mantenimiento de los sistemas de monitoreo y de alarmas, así como de mantener encendido el sistema SCADA.

Se ha estimado que con una potencia de aproximadamente 10 kW se cubrirá la demanda de todos los equipos de la sala de control. Se ha elegido que el generador de respaldo que funcione mediante una pila de combustible de hidrógeno. De esta manera se podrá aprovechar el hidrógeno producido en la planta, y funcionar de manera de autoconsumo abaratando costes.

Se seguirá la normativa NFPA 110, norma sobre sistemas de energía de emergencia y de reserva. El modelo escogido, tanto del sistema UPS como del generador de respaldo, se detallarán en la bibliografía.

Conexiones eléctricas

Como ya se ha comentado, el cableado se realizará por debajo del suelo, en zanjas a las cuales se podrá acceder en todo su recorrido mediante trampillas. Esto facilitará su mantenimiento y manipulación mientras se mantiene ordenada el resto de la sala. Se realizará un sistema de cables estructurados con apantallamiento electromagnético para evitar posibles interferencias, sobre todo con el sistema SCADA.

Además, se contará con una serie de protecciones eléctricas, como cuadros eléctricos con protecciones individuales para cada uno de los circuitos. Cada uno de los elementos eléctricos deberá tener un sistema de protección magnetotérmica y varios diferenciales.

Por último, se realizará un sistema de toma a tierra robusto y eficaz. Será necesaria una resistencia de puesta a tierra inferior a 5 ohmios. Esto asegurará una protección tanto de los equipos eléctricos como del personal que se encuentre en la sala de control.

Para los equipos críticos, es decir, el sistema de SCADA y el encargado de detectar fugas en la producción y almacenamiento de hidrógeno, se establecerá un conmutador de transferencia automática que permita a dichos equipos recibir energía desde dos fuentes de energía, con una doble alimentación. Como ya se ha comentado, una de las fuentes de energía provendrá de la energía eléctrica producida en la misma central, mientras que la otra fuente de energía será un generador auxiliar de hidrógeno, en caso de que la producción de energía hidráulica sea cero.

En la bibliografía se detallarán los modelos escogidos de las protecciones y conexiones, así como de su ficha técnica.

Para dichas protecciones se seguirá la normativa *IEEE 80-2013* y la normativa *IEC 60364*, de normativa internacional para instalaciones eléctricas en edificios industriales.

3.4. Otros elementos

Serán importantes también otros elementos secundarios, que, si bien no son esenciales, sí que serán imprescindibles a la hora de un correcto funcionamiento y desempeño de las labores en esta sala de control. Se enumeran a continuación:

- **Sistema de climatización:** Se instalará un aire acondicionado en la sala, para una correcta climatización tanto en verano como invierno. Servirá tanto para un correcto ambiente de trabajo para los operadores y para mantener una temperatura estable en la zona de los servidores.
- **Sistema de ventilación:** Se instalará un sistema de ventilación en la zona de los servidores. Se controlará la ventilación y la temperatura para conseguir que los servidores no se recalienten y se eviten problemas.
- **Iluminación:** La iluminación constará de una serie de luces LED, ya que son más económicas y proporcionan una luz ambiente idónea para trabajar de frente a monitores.
- **Sistema de videovigilancia y alarmas:** Como ya se ha comentado, se instalarán cámaras de videovigilancia y alertas en todas las instalaciones. La sala de control deberá tener este sistema de control debido a que en su interior se encuentran varios equipos de alto valor.

3.5. Nave de electrólisis y almacenamiento de hidrógeno

La nave de electrólisis será la instalación donde se llevarán a cabo los procesos de electrólisis en soluciones alcalinas. En este proceso se utilizará la electricidad producida en la central hidroeléctrica para separar el agua en los compuestos básicos de hidrógeno y oxígeno. El electrolito que se empleará será de hidróxido de potasio, y se emplearán catalizadores de níquel para aumentar el rendimiento de la reacción. El consumo energético de este tipo de electrolizadores es de aproximadamente 5 kWh por cada metro cúbico de hidrógeno.

Teniendo en cuenta que, conociendo la producción de energía eléctrica de la central hidroeléctrica, la producción máxima diaria será de aproximadamente 1 tonelada de hidrógeno al día. Se han determinado las dimensiones de la nave y el número de electrolizadores de acuerdo con este cálculo. Dichas dimensiones serán de aproximadamente 300 metros cuadrados, con una altura de 5 metros. Esto permitirá una disponibilidad de espacio en el interior de la nave para manejar distintas máquinas que se encarguen tanto de la instalación, mantenimiento y extracción del hidrógeno.

Para llegar a esa producción máxima diaria de 1 tonelada de hidrógeno, se han dimensionado los electrolizadores de forma que sean capaces de producir dicha cantidad en un día como máximo. Los días que se produzca menor energía eléctrica se obtendrá por tanto un menor volumen de hidrógeno y la central de producción quedará sobredimensionada. Sin embargo, se ha determinado llevarse a cabo de esta manera debido al bajo coste de mantenimiento de este tipo de electrolizadores, lo cual implica que las pérdidas por no utilización serán mínimas. Aun así, la gestión del agua embalsada en la presa se intentará realizar tal manera de que se alcance dicha cota la mayoría de los días.

Será, además, muy importante la ventilación, así como los sistemas de detecciones de fugas. También será muy importante la calidad y el tipo de materiales de todas las estructuras, dado que deben de estar preparados para soportar la corrosión química producida por el hidrógeno. En los siguientes apartados se determinará un listado de todos los equipos necesarios tanto para la producción de hidrógeno, como para asegurar un funcionamiento correcto de la instalación.

Equipos principales

Electrolizadores: Son el equipo principal que llevará a cabo la conversión de la energía eléctrica en hidrógeno, mediante la rotura de las moléculas de agua. Consisten en celdas electrolíticas que producen de manera separada hidrógeno y oxígeno puros. El agua se disuelve en una solución alcalina, la cual se ha determinado que será de hidróxido de potasio (KOH). Se añadirán a su vez catalizadores de níquel, lo que mejorará la conductividad y aumentará la productividad del proceso. El elemento más importante de los electrolizadores son el ánodo y el cátodo, los cuales tienen la ventaja de no necesitar ser de materiales nobles, lo que abarata los costes. El hidrógeno se libera en el cátodo. Otro elemento importante serán las membranas intermedias, las cuales permiten el paso de las moléculas impidiendo que vuelvan a juntarse, lo cual produciría reacciones peligrosas.

Como ya se ha comentado en el anterior apartado, el dimensionamiento de estos electrolizadores se ha realizado para que su producción máxima diaria sea de una tonelada. Esto coincide con la generación máxima diaria de energía eléctrica de la central hidroeléctrica. Conociendo que el hidrógeno pesa aproximadamente 0,09 Kg por metro cúbico, se obtendrá diariamente un volumen de aproximadamente 11.000 m³ de hidrógeno. Esta será por tanto la capacidad máxima de los electrolizadores. Teniendo en cuenta también que actualmente los electrolizadores consumen 5 kWh por cada metro cúbico de hidrógeno producido, el consumo de energía del electrolizador de nuestra central será de 55 MWh.

Sistema de separación de gases: Como ya se ha comentado, en el electrolizador se produce la separación del hidrógeno y del oxígeno. Mediante la membrana intermedia se consigue que esos gases no vuelvan a mezclarse. Sin embargo, es necesario separarlos de manera eficiente a lo largo de su extracción. Esto no sólo reduciría la producción de hidrógeno, sino que al juntarse estas moléculas pueden producir riesgo de explosiones. Estos sistemas emplean dispositivos que regulan la presión y el flujo de los gases hacia sus distintos sistemas de almacenaje.

Dichos sistemas estarán compuestos por válvulas de control del flujo y sistemas de purificación para los gases. Ambos elementos estarán controlados de manera automática, aunque pueden ser regulados por los operadores en caso de que fuese necesario.

Compresores de los gases: El sistema de compresión de los gases es fundamental para su posterior almacenamiento y transporte. Debido a la baja densidad molecular del hidrógeno, es necesaria su compresión para que su logística sea rentable. También se realizarán los mismos procesos con el oxígeno, el cual deberá ser manipulado de manera segura para evitar posibles riesgos de explosiones o combustiones.

Si bien el destino del hidrógeno está claro, se ha decidido aprovechar también el oxígeno y aumentar el rendimiento de la central. Dicho oxígeno se comprimirá y se almacenará en tanques para después ser utilizado en distintos procesos, como la industria metalúrgica o en aplicaciones médicas. De esta manera se conseguirá un doble aprovechamiento de los elementos obtenidos en la electrólisis.

Para realizar la compresión del hidrógeno se utilizará el método de compresión de pistón, con el que conseguiremos presiones de hasta 7.500 psi o aproximadamente 500 bar. Para la compresión del oxígeno, se ha escogido el sistema de compresión por diafragma, con presiones inferiores, de aproximadamente 15 bar.

En la bibliografía se ha detallado los equipos escogidos para el sistema de compresión [8, 10,12].

Sistema de purificación de agua: En los sistemas de electrólisis, la calidad del agua es fundamental tanto para aumentar el rendimiento del proceso, como para alargar la vida útil de los componentes. La purificación del agua es clave para evitar depósitos de calcio, magnesio u otros compuestos en los electrodos y membranas. Por ello, se ha decidido implementar un sistema de purificación del agua antes de su rotura mediante la electricidad.

Teniendo en cuenta que el electrolizador tendrá una potencia de aproximadamente 2,3 MW, necesitaremos una cantidad diaria de entre 8,89 m³ de agua pura. La obtención de dicha agua no es un problema, debido al abastecimiento que tendremos en el embalse. Sin embargo, necesitaremos este dato para dimensionar el sistema de purificación de agua.

Se empleará una tecnología pionera, aplicada normalmente a generadores de agua dulce, que es superior a la de “ósmosis inversa”, ya que aprovecha tanto el calor producido en la electrólisis como la necesidad de frío para la compresión del hidrógeno, consiguiendo una mayor eficiencia energética.

Sistema de control y supervisión del proceso: El sistema de control y supervisión de todo el proceso es la parte más importante de todos los elementos, dado que se encarga de controlar y regular la eficiencia, seguridad y estabilidad del proceso. Se realizará un control de todas las condiciones en cada uno de los pasos del proceso, el cual podrá ser observado y controlado en la sala de control. Este sistema de control estará regulado por el SCADA, ya mencionado en anteriores apartados.

Se instalarán sensores de presión y temperatura en cada una de las conducciones de los gases, para evitar posibles riesgos de explosiones. En caso de que el sistema detecte alguna anomalía, el proceso se detendrá para evitar riesgos. También se establecerán sensores de pureza del hidrógeno y del oxígeno, para garantizar la calidad de los gases resultantes. Se regulará también el nivel de agua en el proceso, y se realizará de manera automática el llenado en de los electrolizadores.

Válvulas de regulación y seguridad. Sistema de ventilación: Debido al manejo de gases tan críticos como el oxígeno y el hidrógeno, los cuales presentan gran inflamabilidad y reactividad, es necesario contar con un sistema automatizado de válvulas que permita asegurar unas condiciones estables. Para ello se contará con tres sistemas principalmente:

- **Válvulas de regulación:** Estas válvulas controlarán el flujo y la presión de ambos gases en las conducciones hasta su almacenamiento. Se mantendrá una presión constante, así como un flujo determinado por la cantidad de gases producidos.
- **Válvulas de seguridad:** Estas válvulas sólo se utilizarán en momentos cruciales para evitar situaciones peligrosas asociadas con los procesos controlados por las válvulas de regulación, tales como sobrepresiones o exceso de flujo de gases. Esto evitará a su vez el peligro de fugas, dado que las altas presiones pueden desgastar los materiales y perforarlos, sobre todo en el caso del hidrógeno.
- **Ventilación:** La ventilación es fundamental para conseguir un ambiente seguro. Si bien la mayoría del proceso será automático o será dirigido desde la sala de control, es imprescindible que las condiciones en la nave de electrólisis sean lo más estándar posible. Para ello, el sistema de ventilación estará conectado a una serie de sensores, los cuales se activarán en caso de que los niveles de hidrógeno y oxígeno en el aire sean excesivos. Se detectarán las acumulaciones peligrosas de gases en toda la nave, y de manera automática se realizará la ventilación y extracción de gases de manera segura para evitar riesgos. Se estudiará si será necesario realizar un sistema de ventilación permanente.

Sistema de detección de fugas de hidrógeno y de oxígeno: Debido a los problemas ya comentados respecto a las características de ambos gases, es imprescindible un sistema de detección de las posibles fugas tanto del hidrógeno como del oxígeno.

Estos sensores medirán constantemente el porcentaje de ambos gases en el aire, y se establecerán tanto en zonas cercanas a las conducciones y sistemas de producción como en el techo de la nave, cada uno con unos rangos diferentes. El primero servirá para detectar fugas instantáneamente en el momento en el que se produzcan, mientras que el segundo servirá para informar de las condiciones generales de trabajo en el interior de la nave.

Debido a las propiedades del hidrógeno y del oxígeno, y su tendencia a ascender (sobre todo el hidrógeno), los detectores tendrán que estar instalados en las zonas superiores de los elementos. El tipo de sensores será del tipo electroquímicos, los cuales detectan la presencia de gases utilizando una reacción electromagnética entre los electrodos cuando hay presencia de alguno de los gases (entre un 4 y un 75% para el hidrógeno).

Estos sistemas de detección de fugas no sólo se encargarán de realizar el aviso ante la detección de los gases, sino que estarán conectados al SCADA el cual podrá actuar para realizar las medidas de seguridad anteriormente mediante las válvulas y la ventilación. Se ha añadido una capa extra de protección, con un sistema que bloquee automáticamente las puertas y pare todos los

procesos cuando se llegue a ciertos niveles de gases, activando una ventilación y extracción completa del aire.

En la bibliografía se ha detallado los equipos que se han escogido, así como las fichas técnicas de los mismos.

Sistema de almacenamiento de los gases: Una vez que se ha producido el hidrógeno, y se ha obtenido el oxígeno de forma residual, es necesario no sólo conducirlo, sino almacenarlos de forma adecuada para su futuro transporte hacia el lugar donde se aprovecharán.

Debido a la alta reactividad de ambos gases y con los problemas ya conocidos de cada uno de ellos, su almacenamiento se realizará en partes opuestas de la nave. Esto implicará una mejora en la seguridad, ya que posibles fugas de un gas no afectarán al otro. Cada una de las zonas de almacenamiento contará con su detector de fugas.

Si bien con ambos gases se trabajará con sistemas de almacenamiento por compresión en estado gaseoso, la presión que requerirá el oxígeno será inferior a la del hidrógeno (la presión en el caso del oxígeno será como máximo de 300 bar, mientras que la del hidrógeno será de como mínimo esos 300 bar). Debido a esto, las medidas de seguridad en el almacenamiento de hidrógeno serán superiores. Dichas medidas, se detallarán en un apartado posterior [11, 20].

Almacén de hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno para dos meses, equivalente a 60 toneladas, requiere una masa total de 60.000 kg y se realiza a una presión de trabajo de 500 bar. La densidad del hidrógeno a esta presión es aproximadamente 39 kg/m³, lo que implica un volumen necesario de 1,554 m³. Se utilizan tanques modulares de fibra de carbono (Type IV) con una capacidad de 50 m³ cada uno, capaces de almacenar alrededor de 1,950 kg de hidrógeno a 500 bar. Para almacenar el volumen requerido, se necesitan 31 tanques, agrupados en cuatro bancadas de 8 tanques cada una, excepto una bancada de 7 tanques.

Cada tanque está fabricado con fibra de carbono (Type IV), tiene una presión máxima de 700 bar, dimensiones de Ø1.8 m × 10 m, y un peso aproximado de 5,000 kg cuando está vacío. Cumplen con las normativas ISO 16111 y EN 17339. El área total ocupada por los tanques es de 640 m², por ejemplo, 25 m × 26 m, y se mantiene una distancia mínima de 10 m entre bancadas para mitigar riesgos de incendio o explosión. La zona de almacenamiento está vallada y equipada con detectores de fugas, dado que el hidrógeno es inflamable en concentraciones del 4 al 75% en aire.

Los equipos auxiliares incluyen un sistema de compresión con compresores de tres etapas, que requieren una potencia de 1.2 MW para comprimir el hidrógeno de 30 bar a 500 bar. Las válvulas y tuberías están hechas de acero inoxidable 316L, resistente a la fragilización por hidrógeno, y las válvulas automáticas tienen sellos metal-metal. El control y la seguridad se gestionan mediante sensores de presión y temperatura en cada tanque, junto con sistemas de purga y venteo a antorcha

Esquema de la nave de electrólisis

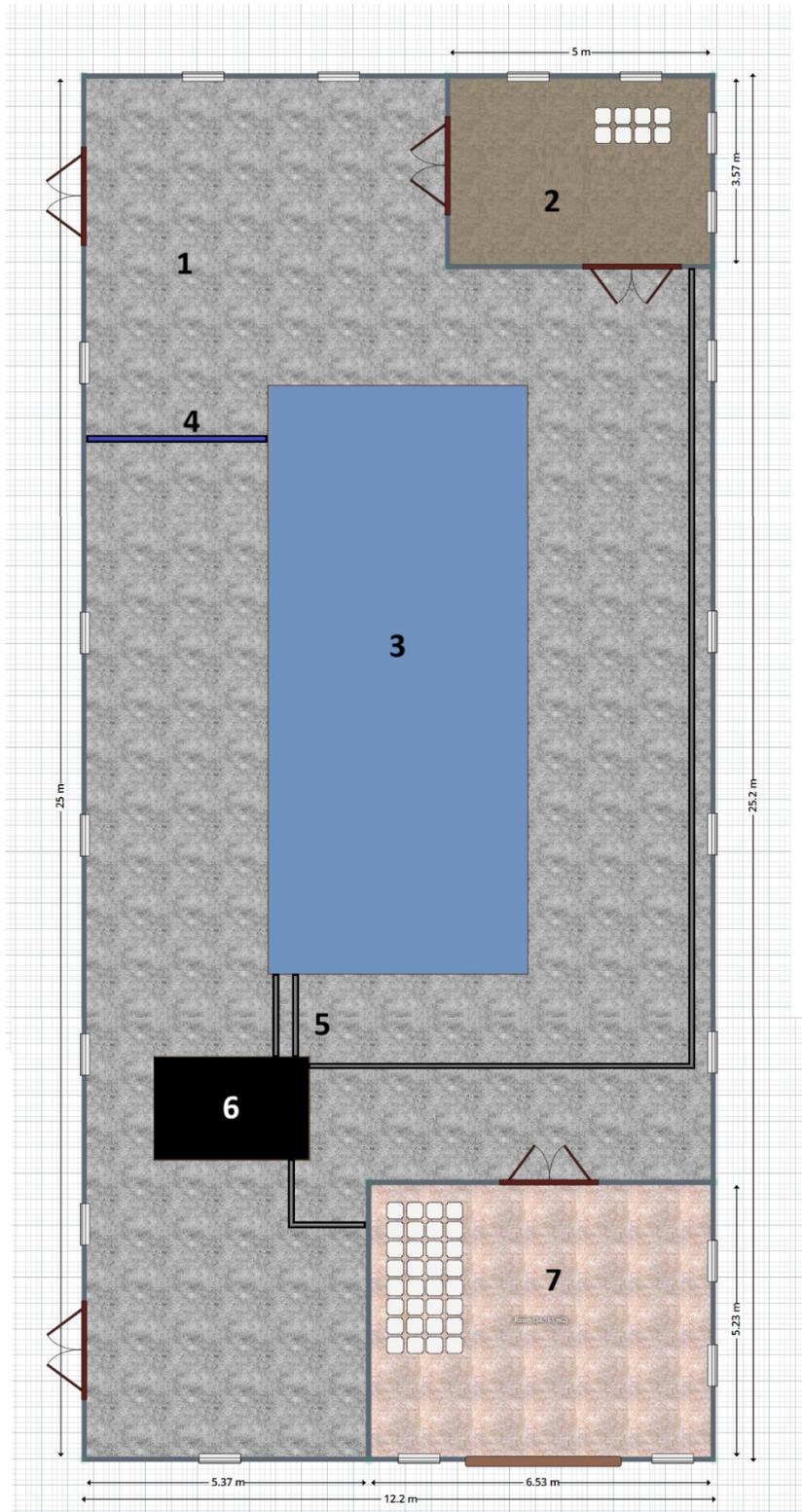


Ilustración 8. Esquema de la sala del electrolizador.

En el esquema de la planta podemos ver distintas partes importantes destacadas, las cuales se procederán a comentar a continuación. También podemos ver las puertas y la gran cantidad de ventanas que hay en la nave. Esto permitirá una correcta ventilación de posibles gases, lo cual es muy importante para la seguridad tanto del personal como de la instalación.

- 1) Zona principal de la nave, a la cual se puede acceder desde dos puertas. Será la zona principal, donde se encuentren los equipos del electrolizador, el compresor de gases y todos los sistemas de seguridad y de control.
- 2) Zona de almacenamiento de oxígeno. Aunque sea un productor residual, el oxígeno puede almacenarse y aprovecharse, consiguiendo un aumento de la rentabilidad.
- 3) Electrolizador. En esta zona se encontrarán todos los equipos relacionados con el electrolizador, así como todos los elementos de seguridad asociados al mismo.
- 4) Toma de agua, necesaria para todos los procesos de electrólisis. El agua debe pasar por los procesos de filtrado anteriormente comentados.
- 5) Para cada uno de los gases, el hidrógeno y el oxígeno, se lleva a cabo en este punto la separación entre ellos. Ambos gases deben ser comprimidos para su almacenamiento, pero cada uno de ellos estará ya separado y puro.
- 6) Compresor. En esta zona encontraremos el compresor tanto del hidrógeno (a 300 bar) como del oxígeno (aproximadamente a 100 bar). Cada uno de estos gases se comprimirá por separado y desde aquí será conducido a la zona de almacenamiento.
- 7) Zona de almacenamiento de repuestos y materiales. Esta zona estará destinada al almacenamiento de componentes de repuesto, herramientas específicas y consumibles necesarios para el mantenimiento y operación tanto de la central hidroeléctrica como de la planta de electrólisis. Dispondrá de estanterías industriales organizadas, señalización adecuada y medidas de seguridad básicas. Se asegurará un control del inventario para garantizar la disponibilidad inmediata de los materiales críticos, minimizando tiempos de inactividad ante posibles averías o mantenimientos programados.

Se puede ver un modelado en 3D accediendo a:

<https://planner5d.com/v?viewMode=3d&key=6e8fcbfb6c21a679c25abf0a5deaa5df>

3.6. Accesos

Para realizar este punto, se ha querido recalcar que se aprovecharán al máximo las pistas y carreteras ya realizadas, a fin de abaratar costes y reducir el impacto ambiental que supone la fabricación de un nuevo acceso.

Actualmente, hay una carretera ya asfaltada que permite un acceso a las cercanías de la presa. Será este el camino a emplear por los camiones que realicen la carga y descarga del hidrógeno. A

continuación, se ha detallado en una imagen aérea cuál será el acceso, dónde se ubicarán las nuevas estructuras, y cómo se conectarán al acceso ya existente.



Ilustración 9. Acceso a la central. Camino adicional donde se puede ver que la longitud de este camino será la más corta y la que implique menor movimiento de tierras.



Ilustración 10. Acceso a infraestructuras secundarias. Zona ampliada en detalle de la zona de acceso y donde se establecerán las nuevas estructuras.

1. Zona principal de acceso a las instalaciones.
2. Sala de control.
3. Nave de electrólisis.
4. Acceso a la sala de control, el cual será peatonal.
5. Acceso a la nave de electrólisis, el cual será adecuado para la entrada de camiones.
6. Dirección que continuarán los camiones para volver a la carretera M-133 y así seguir con su viaje hacia el destino donde sea necesario el hidrógeno.
7. Depósito de hidrógeno exterior para dos meses de almacenamiento (60 t).

El camino adicional en la zona de la central permitirá el acceso de todos los vehículos relacionados con la construcción y vaciado de la tierra de la caverna, así como todos aquellos camiones que transporten los elementos (turbina, generador, transformador...) y que posteriormente se empleará para que los vehículos de operación y mantenimiento puedan acceder a la central.

Como se puede comprobar, será necesario realizar un aplanamiento del terreno tanto en la construcción de la sala de control como en la nave de electrólisis. Sin embargo, se ha escogido una ubicación que minimizará los movimientos de tierra y facilitará la logística relacionada con el hidrógeno.

4. MEMORIA DESCRIPTIVA – TURBINA HIDRÁULICA

Para seleccionar el tipo, geometría y dimensiones más adecuadas de una turbina, es esencial considerar los siguientes factores:

- Rango de caudales a turbinar por mes (caudal de equipamiento y específica)
- Altura de salto neta por mes
- Velocidad de rotación y velocidad específica
- Problemas de cavitación
- Velocidad de embalamiento
- Costo

1) Régimen de Caudales nominal medio, se establece la media de caudales por mes nominal, así como salto bruto y neto, que serán justificados en su anexo correspondiente.

2) Régimen de caudales: Aprovechará el exceso de agua almacenada en el embalse, operando a plena carga para evitar desembalses por aliviadero. Aunque la altura no variará significativamente, el caudal sí lo hará debido a la conducción compartida para abastecimiento. Los caudales medios se basan en el último, con posibles variaciones en años secos que afectarán el rendimiento.

3) Salto: El salto bruto se refiere a la distancia vertical entre los niveles de agua en la toma y el canal de descarga en las turbinas de reacción, o entre el nivel de agua en la toma y el eje de las toberas en las turbinas de acción, considerando un salto por cada mes, según tabla anterior, y calculado en su anexo correspondiente. Por otro lado, para obtener el salto neto, simplemente se deben restar las pérdidas de carga que ocurren a lo largo del recorrido del agua

Las pérdidas de carga más importantes tendrán lugar en la tubería forzada que alimenta la central. Por lo que para una longitud de galería de 0,8 Km aproximadamente.

4) Velocidad específica: Se define como el número de revoluciones por minuto que debe realizar una turbina de un tipo específico para generar 1 kW bajo un salto de 1 m con el máximo rendimiento. Esto ayuda a establecer criterios para seleccionar y clasificar la turbina.

4.1. Posibilidad de elección

4.1.1. Datos de partida:

- a. Caudal equipamiento por mes
- b. Salto neto y bruto por mes

MES	CAUDAL DE EQUIPAMIENTO (m ³ /s)	SALTO BRUTO (m)	SALTO NETO (m)
ENERO	5.22	94,05	87.558,00
FEBRERO	3.97	94,55	87.127,00
MARZO	3.88	95,35	87.836,00
ABRIL	4.19	96,90	89.722,00
MAYO	4.52	98,35	91.474,00
JUNIO	6.31	97,85	92.460,00
JULIO	6.20	97,40	91.987,00
AGOSTO	6.95	96,25	91.285,00
SEPTIEMBRE	6.12	95,50	90.054,00
OCTUBRE	8.09	94,55	89.934,00
NOVIEMBRE	7.43	94,05	89.215,00
DICIEMBRE	6.56	93,80	88.584,00

Tabla 1. Caudal medio y salto bruto medio por mes.

4.1.2. Tipos de turbina y salto en metros:

- Kaplan y hélice: $2 < H < 20$
- Francis: $10 < H < 350$
- Pelton: $50 < H < 1300$
- Michell-Banki: $3 < H < 200$
- Turgo: $50 < H < 250$

Tipos de turbina:

- Turbina Kaplan tipo S
- Grupo Bulbo
- Turbina Francis
- Turbina Pelton

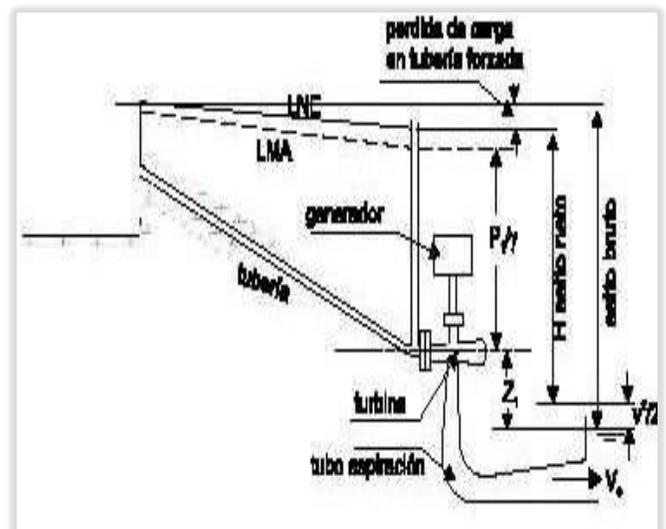


Ilustración 11. Esquema indicativo de situación turbina.

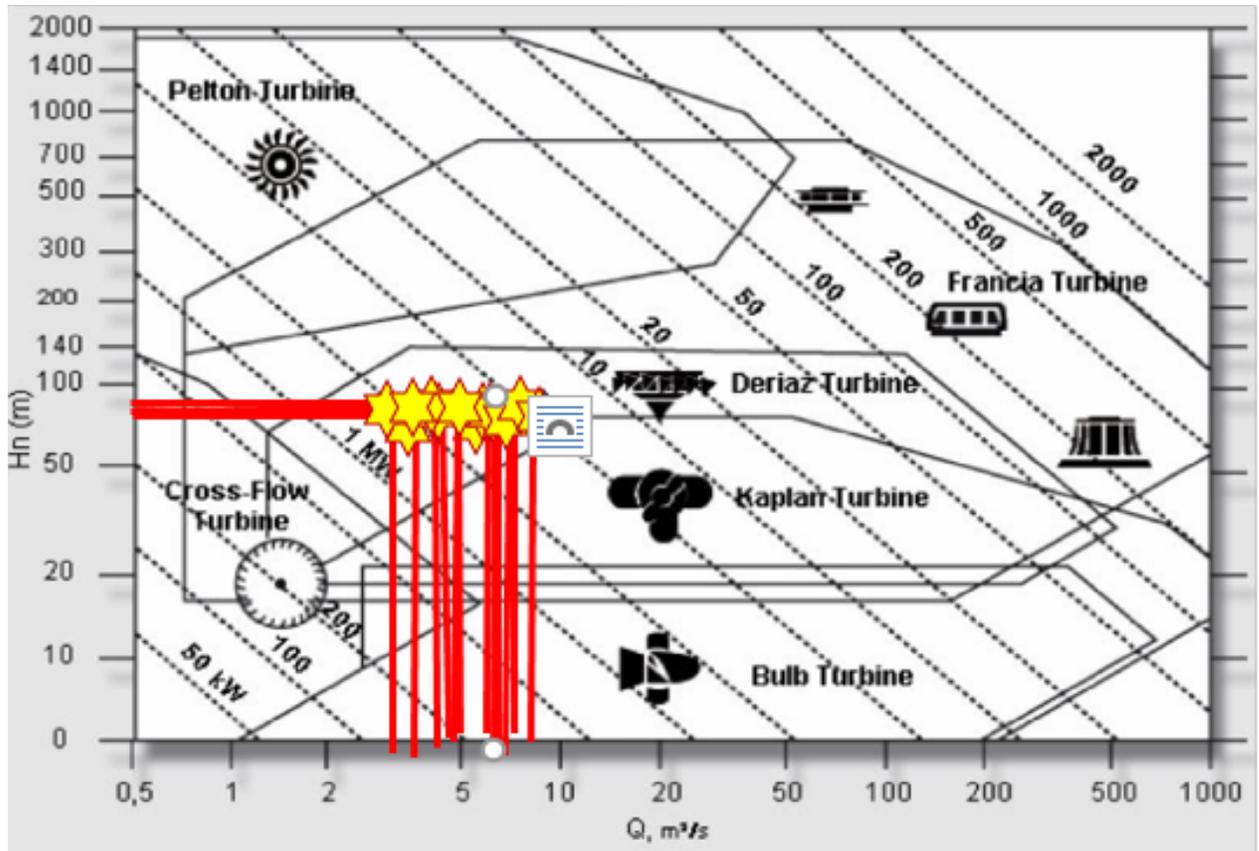


Ilustración 12. Gráfico de selección de turbina (fuente HACKER).

De acuerdo con las especificaciones anteriores, escogemos la turbina Francis. Las estrellas amarillas, son las intersecciones entre el caudal y la altura por cada mes, no obstante, se verá con más detalle en el apartado correspondiente de anexos justificativos.

4.2. Descripción de la turbina

Las turbinas Francis, son turbinas de reacción de flujo radial y admisión total, muy utilizadas en saltos de altura media, equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos.

Ventajas:

- Pueden operar en un amplio rango de saltos y caudales, desde unos pocos metros hasta varios cientos de metros.
- En condiciones ideales, pueden alcanzar eficiencias de hasta un 93% a 95%.
- Son fáciles de controlar incluso cuando la altura de caída y el caudal del agua fluctúan.
- Son adecuadas para una variedad de aplicaciones y condiciones operativas

Inconvenientes:

- La eficiencia puede disminuir considerablemente cuando se opera fuera del rango de diseño óptimo.
- Su diseño puede ser más complejo debido a la necesidad de componentes como el distribuidor y el rodete.
- Aunque son versátiles, su rendimiento óptimo depende de condiciones específicas de caudal y altura

De acuerdo con las gráficas y características comparativas previamente descritas, la turbina más adecuada sería una Francis normal, la cual se justifica con más detalle en el anexo correspondiente. A continuación, se presentan algunas características generales:

Según la disposición del eje:

- Eje vertical: Preferida en grandes potencias por ventajas como menor superficie requerida, evitación de cavitación, estructura más resistente a vibraciones, y mejor rendimiento.
- Eje horizontal: Mayor accesibilidad al rotor, aunque menos determinante en turbinas modernas.

Componentes principales

- Caja espiral: De planchas de acero soldadas.
- Distribuidor: Álabes directrices móviles de acero inoxidable.
- Soportes: Superior e inferior para los muñones de los álabes.
- Mecanismo de mando: Externo y accesible.
- Tapas: Superior e inferior de chapa de acero soldada.
- Rotor: De acero inoxidable.
- Eje: Con bridas en ambos extremos.
- Cojinete de empuje y guía: Con lubricación forzada.
- Sello del eje: De anillos de carbón.
- Servomotor: De presión de aceite, accionado por regulador de velocidad.
- Órganos mecánicos: Para conexión entre el anillo de regulación y el servomotor

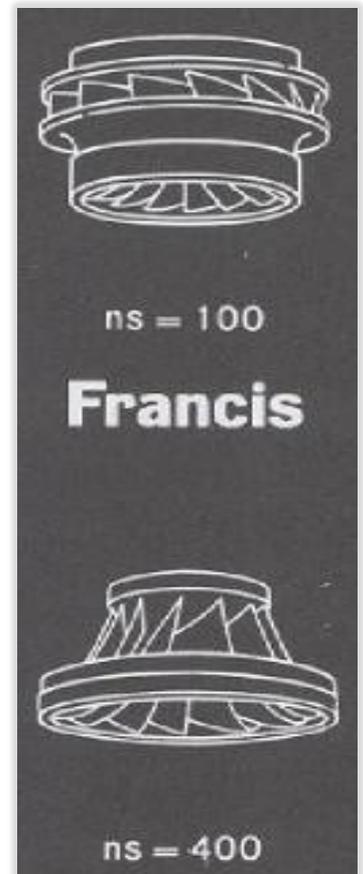


Ilustración 13. Representación de turbina tipo Francis.

4.2.1. Cámara espiral

Las cámaras espirales son las más comunes en la instalación de turbinas Francis. Están formadas por una serie de virolas tronco- cónicas unidas sucesivamente, cuyos ejes forman una espiral. Desde el punto de acoplamiento con la tubería forzada, donde el diámetro de la virola es máximo, la sección interior va disminuyendo gradualmente hasta la virola final, que cierra la

cámara y tiene un diámetro interior reducido. Esta configuración, conocida como "caracol de la turbina", permite que el agua fluya a una velocidad constante y sin torbellino, minimizando las pérdidas de carga. El conjunto, construido con chapas de acero soldadas, se fija rígidamente en la estructura de hormigón de la central por sus zonas periféricas externas. Antes de hormigonar la cámara, se somete a presión con agua para detectar posibles fugas.



Ilustración 14. Cámara espiral armada para su instalación.

En la zona periférica interna, concéntrica con el eje de la turbina, hay una abertura circular con palas fijas equidistantes que forman un anillo. Este anillo, conocido como antedistribuidor o anillo traviesa, dirige el agua radialmente hacia el centro del espacio circular. También incluye accesorios como entradas de hombre para revisiones, tomas de agua para control de caudales y presiones, y drenajes.

4.2.2. Distribuidor

El distribuidor de la turbina Francis está compuesto por un conjunto de álabes móviles que forman un anillo concéntrico, ubicado a la misma altura que el antedistribuidor de la cámara espiral. Su función principal es distribuir y regular el caudal de agua hacia el rotor, asegurando una entrada sin choque en condiciones de carga nominal y minimizando el choque en cargas inferiores. Al reducirse el caudal, el distribuidor se cierra, disminuyendo el ángulo de la velocidad absoluta del agua y, por ende, la velocidad relativa, lo que reduce la divergencia entre el ángulo de la corriente y el ángulo de entrada a los álabes.

Componentes del distribuidor

Álabes directrices: También conocidos como álabes directores, son los elementos móviles que pueden orientarse dentro de ciertos límites al girar su eje. Pueden pasar de una posición de cerrado total, donde están solapados, a una de máxima apertura, tendiendo a quedar en dirección radial y convergiendo hacia el eje del rotor.

Ejes de los álabes: Actúan como generatrices del anillo del distribuidor. Están asentados en cojinetes situados en una corona circular llamada escudo inferior y guiados en su parte superior por cojinetes dispuestos en la tapa de la turbina o en otra corona circular, escudo superior.

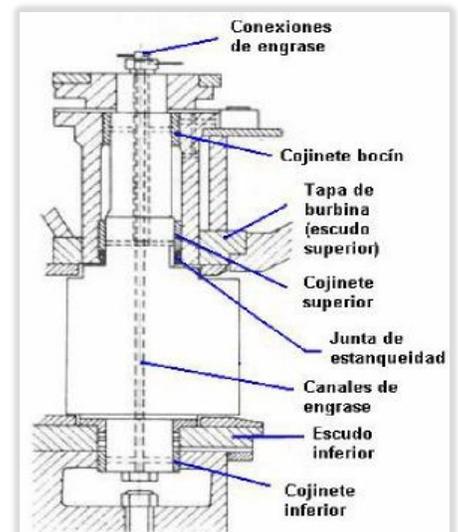


Ilustración 15. Corte longitudinal del álabe directriz

Los cojinetes bocines, disponen de adecuado sistema de engrase. Este no es necesario cuando los cojines son de teflón.

Para asegurar que cada álabe esté perfectamente centrado axialmente entre los escudos, se utilizan diversos mecanismos que permiten ajustar la suspensión durante el montaje. Esto evita el rozamientos y holguras excesivas que podrían causar pérdidas de carga. En la parte superior de cada eje, se instalan juntas de estanqueidad para evitar el paso de agua.

Todos los álabes directrices, cuyo número varía según el tamaño de la turbina, son idénticos y mantienen posiciones uniformes respecto al eje de la turbina. Las generatrices de cada álabe, aunque paralelas al eje de giro, no son concéntricas con él y tienen una configuración cilíndrica.

Se ha comprobado experimentalmente que el número de álabes del rotor debe ser diferente al de los álabes del distribuidor para evitar vibraciones que podrían ocurrir si los espacios de ambos conjuntos coincidieran.

El equipo de accionamiento de las palas directrices está compuesto por dispositivos mecánicos como servomecanismos, palancas y bieles, que forman el sistema de regulación de la turbina, controlado por el regulador de velocidad. Su función es mover las palas directrices móviles para regular la velocidad del flujo y mantener constante la velocidad de operación.

La conexión entre la bieleta, que está ligada al anillo, y el eje de la pala directriz se realiza mediante una biela. Esta biela puede estar formada por dos piezas superpuestas o una disposición similar, donde el punto de enlace común puede ser un bulón que también actúa como fusible mecánico. La unión rígida de cada bieleta con el eje del álabe se consigue mediante varias chavetas.

Los servomotores, generalmente dos, son accionados por aceite a presión según las órdenes del regulador. Cada servomotor desplaza una gran biela en sentido inverso a la otra, funcionando como los brazos de un par de fuerzas. Este movimiento proporciona un giro alternativo a un aro móvil, conocido como anillo o volante de distribución, que es concéntrico con eje de la turbina y provoca el giro de las palas directrices, es concéntrico con el eje de la turbina y provoca el giro de las palas directrices

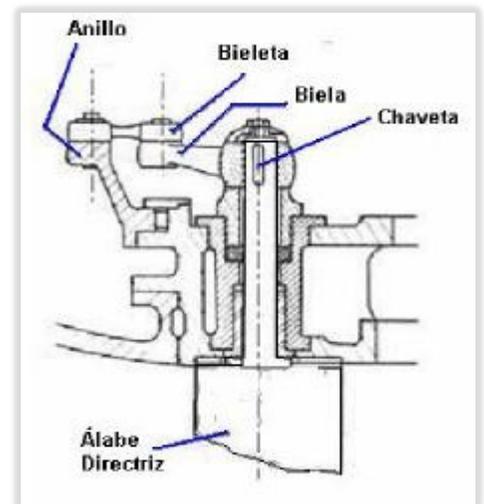


Ilustración 16. Biela y bieletas

4.2.3. Rotor

El rotor de la turbina Francis es la pieza clave donde la energía cinética del agua se convierte en energía mecánica. Está unido rígidamente a la parte inferior del eje de la turbina, de manera perfectamente concéntrica con el distribuidor, ocupando el espacio circular delimitado por este último.



Ilustración 17. Rotor de alta carga

Los álabes del rotor están unidos entre sí por una llanta o banda en su parte externa inferior. Anillos de acero, llamados anillos intersticiales, se colocan a presión sobre el núcleo y la llanta, asegurando el cierre hidráulico al girar cerca de los escudos superior e inferior. Estos álabes, fabricados con aceros especialmente aleados para evitar la corrosión y la cavitación, varían en longitud e inclinación según el caudal, la altura del salto y la velocidad específica del diseño.

4.2.4. Tubo de sujeción

El tubo de succión, también conocido como hidrocono o difusor, es una conducción acodada que conecta la turbina con el canal de desagüe. Su función es recuperar la energía cinética del agua a la salida del rotor, obteniendo una ganancia en carga estática hasta alcanzar la presión atmosférica gracias a su forma divergente.

Características del tubo de succión

Inicio: Parte de la unión circular con la turbina y consiste en un conducto metálico que aumenta gradualmente de diámetro, tomando una forma tronco-cónica conocida como cono de aspiración. Este tramo incluye una o dos entradas de hombre para revisiones y trabajos.

Zona acodada: La conducción, que puede ser metálica o de hormigón, se acoda y continúa con sección circular o rectangular. La forma acodada permite colocar el rotor más cerca del nivel de aguas abajo, lo cual es necesario en turbinas con alta velocidad específica.

Materiales: Las partes metálicas están embebidas en la estructura de hormigón de la central. Las zonas sometidas a cavitación se construyen con acero especialmente aleado.



Ilustración 18. Tubo de sujeción

4.2.5. Eje rotor

El eje de un grupo (turbina + generador) tiene ciertas peculiaridades cuando está instalado en posición vertical. El eje del rotor, unido rígidamente al eje del generador, transmite el movimiento de rotación necesario para operar a una frecuencia determinada (50 o 60 Hz). En este tipo de turbinas, el cojinete de empuje, ubicado en la zona del eje correspondiente al

generador, soporta todo el peso del conjunto, que incluye ejes, rotor y el empuje del agua sobre los álabes del rotor.

En algunos grupos, debido a características constructivas relacionadas con el peso, la sustentación o la aireación del rotor, el eje es hueco en su totalidad.

4.2.6. Cojinetes

El cojinete de empuje, también conocido como soporte de suspensión, pivote, rangua o quicio, es esencial en todos los grupos de eje vertical. Su ubicación varía según el tipo de turbina: en turbinas Pelton o Francis, se encuentra por encima del rotor del alternador, mientras que en turbinas Kaplan puede estar debajo del rotor.

Tipos de cojinetes de empuje

- Cojinete de empuje de zapatas rígidas
- Cojinete de empuje de zapatas pivotantes
- Cojinete de empuje de resortes
- Cojinete de empuje esférico

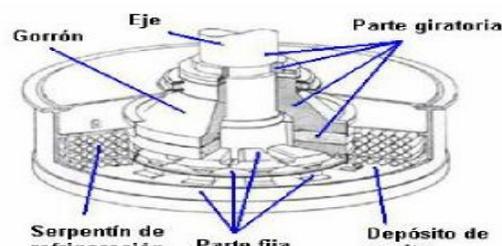


Ilustración 19. Esquema de componentes de cojinete

Todos estos cojinetes están diseñados para soportar esfuerzos axiales y tienen dos partes comunes: la parte giratoria, que está solidaria con el eje del grupo y descansa sobre la parte fija, que está enclavada en zonas inmóviles de la estructura rígida, como puentes.

El cojinete guía está situado lo más cerca posible del rotor, sobre la tapa superior de la turbina, inmediatamente por encima del cierre estanco del eje. Consta de un anillo dividido radialmente en dos mitades o de una serie de segmentos que se ajustan perfectamente sobre el eje. Las superficies en contacto con el eje están recubiertas de metal blanco "antifricción" y suelen tener canales tallados vertical o diagonalmente para favorecer la circulación de aceite y lograr su autolubricación. Este tipo de cojinete también necesita que su aceite pase por algún sistema de enfriamiento o refrigeración.

4.3. Características hidráulicas

Las características hidráulicas de las dos turbinas Francis elegida son las siguientes:

- Tipo: Francis de eje horizontal
- Caudal mínimo técnico: 1,55 m³/s (marzo)
- Caudal de equipamiento: 3,97 m³/s (se instala dos turbinas en paralelo con un caudal máximo de 7,94 m³/s)
- Salto máximo bruto: 98,35 m
- Rendimiento: 92%
- Velocidad síncrona: 500 rpm



- Velocidad de embalamiento permanente: 1085 rpm
- Velocidad de embalamiento transitoria: 985 rpm
- Sobre velocidad máxima de descarga brusca: 45%
- Empuje axial: 8,500 kg
- Tiempo de cierre total del distribuidor: 5 segundos
- Presión máxima en funcionamiento de la cámara espiral: 5.7 kg/cm²
- Presión de prueba: 8.5 kg/ cm²

5. MEMORIA DESCRIPTIVA DEL GENERADOR

5.1. Descripción generador síncrono

Un generador síncrono requiere un dispositivo de regulación de voltaje y un sistema de excitación adecuado. En términos de fiabilidad y seguridad, el sistema de excitación es el componente más crítico. Para este proyecto, se ha seleccionado una excitatriz trifásica sin escobillas con rectificadores giratorios, eliminando tanto el colector de delgas como los anillos rozantes. La excitatriz es una máquina de 4 polos externos, ampliamente dimensionada. Los rectificadores rotatorios son alimentados por el arrollamiento del inducido en rotación y se conectan al devanado de la rueda polar a través del árbol hueco del generador. Esta configuración ofrece ventajas evidentes en términos de sencillez, robustez y prácticamente elimina la necesidad de mantenimiento. Numerosas referencias respaldan la calidad y seguridad de los resultados obtenidos. El regulador de tensión es del tipo estático, sin elementos móviles, lo que garantiza una larga vida útil sin averías ni mantenimiento.

El generador síncrono presenta los siguientes rendimientos según la carga:

Carga	1/4	2/4	3/4	4/4
Rendimiento	93,50%	95,60%	95,90%	95,70%

Tabla 2. Generador síncrono. Rendimiento según carga

Con un generador síncrono equipado con un sistema de excitación y regulación de tensión, se puede lograr el factor de potencia deseado dentro del margen especificado, entre 0.86 y 1, independientemente de la potencia activa (caudal) proporcionada. Esto es crucial, ya que operar con un factor de potencia cercano a la unidad minimiza las pérdidas de generación, transformación y transporte, mejorando significativamente la producción de energía eléctrica y aumentando la rentabilidad de la central.

Un generador síncrono es adecuado tanto para un servicio independiente de la central como para uno interconectado (en paralelo con la red). Puede funcionar de manera aislada, ya que, acoplado a una turbina hidráulica con regulador de velocidad, permite establecer un servicio autónomo. Aunque esta situación es excepcional, la compañía eléctrica debe valorar positivamente esta característica, ya que podría alimentar en emergencia las instalaciones auxiliares de arranque para centrales generadoras próximas al embalse.

La desventaja de los generadores síncronos es su precio, que es un poco más alto, y su diseño más complejo, lo que implica mayores trabajos de mantenimiento.

5.2. Características generales

De acuerdo con los apartados cálculos justificativos se resumen a continuación, un generador para cada turbina:

- Tipo Generador síncrono

- Eje Horizontal
- Pot. nominal en régimen continuo: 2322 KVA
- Factor de potencia nominal 99 %
- Tensión nominal: 6000 V
- Frecuencia nominal 50Hz
- Velocidad nominal síncrona: 500 rpm.
- Número de fases 3
- Conexión del estator Estrella
- Nº de bornes accesibles del estator 6
- Reactancia subtransitoria 25%
- Velocidad máx de embalamiento 1085 rpm.
- Forma constructiva B-3
- Grado de protección IP-23
- Reactancia subtransitoria 25 %

La configuración y la potencia nominal van a fijar el tamaño del generador, que debe reunir otras características además de las anteriores:

- Rigidez de embalamiento: Su velocidad de embalamiento debe estar comprendida entre 1,6 y 2,8 veces la nominal.
- La vida útil calculada para los cojinetes será por lo menos 100.000 h. de servicio a plena carga.
- El cálculo de los ejes debe tomar en consideración la velocidad crítica, que es mayor al 30% de la velocidad de embalamiento de la turbina.
- Las piezas deben ser de fácil sustitución.

Deberá trabajar satisfactoriamente en las siguientes condiciones ambientales:

- Altitud sobre el nivel del mar 873,40 metros
- Temperatura máxima ambiente 40°C
- Temperatura mínima ambiente -5°C
- Humedad relativa 70%

6. MEMORIA DESCRIPTIVA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Las características generales que debe reunir el transformador de potencia son las siguientes, en este caso se trataría de dos transformadores:

- Transformador Trifásico
- Potencia Nominal 2322 KVA
- Tensión primaria 6000 V
- Tensión Secundaria 20 KV + 2,5 + 5 %
- Refrigeración Aceite
- Frecuencia 50 Hz
- Neutro Accesible y conectado a tierra (PAT)
- Grupo de conexión Dyn11
- Servicio Continuo
- Instalación Interior

Los datos han sido proporcionados por ABB. El transformador será del tipo en baño de aceite, con refrigeración natural mediante radiadores, depósito de expansión, ruedas de transporte, y la posibilidad de adaptar un desecador de aire, termostato de seguridad, y relé de gases Buchholz. Se instalará en una cabina metálica prefabricada y contará con un dispositivo para evacuar posibles pérdidas de aceite en la base del edificio, para prevenir incendios. El transformador cumple con las normas *UNE 20-138* y las recomendaciones *UNESA 5201-C* y *5204-B*.

7. MEMORIA DESCRIPTIVA – ELECTROLIZADOR

La planta producirá hidrógeno verde mediante electrólisis alcalina, alimentada por una central hidroeléctrica de 5,98 MW, con una producción estimada de 362,8 toneladas de H₂ al año (promedio diario: 994 kg/día).

Para ello se emplea un electrolizador Nel A485 de 2,2 MW, que cubre la demanda con margen de seguridad.

El sistema de almacenamiento contempla 60 toneladas de H₂ comprimido a 500 bar, distribuidas en 31 tanques modulares de fibra de carbono (Type IV), organizados en 4 bancadas para optimizar el espacio y el mantenimiento. Cada tanque almacena hasta 1.950 kg de H₂, ocupando una superficie total aproximada de 620 m².

El dimensionado y los cálculos para el almacenamiento de hidrogeno, son descritos en el Anexo 7.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

8.1. Producción de energía eléctrica

El aprovechamiento se obtiene a partir de los caudales registrados en la estación de aforo 3156 del embalse del Atazar. A partir de los mismos, se realiza el cálculo de obtención de caudales totales desde la fecha 01-10-1980 al 30-09-1986, contemplando un caudal máximo turbinable de 7,94m³/s.

	E. producida kWh	H eq h
Enero	948.930,03	204,37
Febrero	513.418,54	170,48
Marzo	467.369,97	185,39
Abril	626.962,63	211,11
Mayo	839.172,95	222,41
Junio	1.408.011,50	265,30
Julio	1.461.450,06	312,10
Agosto	1.752.985,80	334,79
Septiembre	2.472.839,31	479,09
Octubre	1.961.779,09	380,61
Noviembre	1.773.704,65	347,05
Diciembre	1.321.568,54	260,53
Total anual	15.548.193,06	3.373,24

Tabla 3. Energía producida y horas equivalentes de funcionamiento de la central por mes.

La central hidroeléctrica ha registrado una producción anual de 15.548.193,06 kWh, con un tiempo de operación acumulado de 3373,24 horas en el mismo periodo. Esto representa un factor de utilización de aproximadamente el 38,5%, en relación con el total de horas anuales disponibles (8.760 h)

8.2. Análisis de costes

8.2.1. Costes de inversión

Dentro de los costes de inversión se contemplarán aquellos relacionados con la ejecución material de la Central Hidroeléctrica, así como la hidrogenera.

Costes – Central hidroeléctrica

Los costos de inversión para una minicentral hidroeléctrica incluyen una variedad de elementos técnicos, de infraestructura y administrativos.

Para la obtención de los costes de generación se ha realizado una estimación de porcentajes de los capítulos sobre el total del presupuesto de ejecución material (PEM)

En cuanto al precio por MW de potencia de central, se ha tenido en cuenta la comparación entre dos proyectos de pequeña central hidroeléctrica:

- Proyecto A: Central tipo estudiada en el Módulo 2 del Máster Oficial de Energías Renovables de la Universidad Europea en la edición 2022-2022.
- Proyecto B: Pliego de condiciones para la contratación de los trabajos de obra civil, suministro de equipos y puesta en marcha para la ejecución del proyecto de construcción de la Central Hidroeléctrica de Iruña (Salamanca), por el Órgano de Contratación Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)

A continuación, se adjunta comparación de PEM De ambos proyectos.

	PROYECTO A	1,64	MW	PROYECTO B	4,50	MW
Ingeniería y dirección de obra	197.994,72 €	8	%	132.020,23 €	8	%
Obra civil	989.973,60 €	40	%	660.101,16 €	40	%
Grupo turbogenerador	742.480,20 €	30	%	495.075,87 €	30	%
Equipos eléctricos, regulación, control y línea	544.485,48 €	22	%	363.055,64 €	22	%
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL	2.474.934,00 €			5.787.791,64 €		
	1.512.795,84	€/MW		1.286.175,92	€/MW	

Tabla 4. Comparativa de PEM de proyecto A y proyecto B

Teniendo en cuenta el alcance elevado que debería tener el capítulo de obra civil al tratarse de una central en caverna, para el estudio de viabilidad económica se escogerá el caso más desfavorable, orientando el PEM más hacia los 1.512.795,84€/MW. A su vez, se debe de tener en cuenta las 2 unidades de sistemas de equipos electromecánicos contempladas, por lo que se estima un presupuesto de ejecución material de 18.960.973,86€ €

Costes - Hidrogenera

A su vez, se debe tener en cuenta la inversión a realizar para la implantación de la hidrogenera.

Se realizó un análisis económico considerando:

- CAPEX del sistema de electrólisis (2.32 MW): Aproximadamente 2,293 €/kW → 5,320,000 €
- Almacenamiento y compresión: ≈ 1,000,000 €.
- Instalación y conexión: ≈ 700,000 €
- Total inversión estimada: ≈ 7.020.000,00 €

Presupuesto de ejecución material (central hidroeléctrica + hidrogenera)

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		
1 DIRECCIÓN DEL PROYECTO	323.694,88 €	2%
2. ESTRUCTURA DE OBRA	955.411,86 €	5%
3. OBRA CIVIL	3.112.307,07 €	16%
Obra civil	2.657.455,26 €	14%
Conducción forzada	454.851,81 €	2%
4. EQUIPOS Y SUMINISTROS	8.086.026,90 €	43%
Equipos electromecánicos	6.160.647,42 €	32%
Equipos hidromecánicos	139.609,41 €	1%
Equipos auxiliares	118.905,18 €	1%
Equipos I&C	417.797,14 €	2%
Equipos eléctricos	440.117,11 €	2%
Línea, subestación y conexión eléctrica	697.557,20 €	4%
Transporte	111.393,44 €	1%
5. MONTAJE	471.761,20 €	2%
Montaje mecánico	214.386,66 €	1%
Montaje eléctrico e I&C	257.374,54 €	1%
6. INGENIERÍA	354.327,37 €	2%
7. HIDROGENERA	7.020.000,00 €	37%
TOTAL PEM	18.960.973,86 €	

Tabla 5. Resumen de presupuesto de ejecución material

La inversión inicial requerida es financiada directamente por el dueño de la instalación. Se considera que el capital del proyecto se desembolsó al final del año cero.

8.2.2. Costes operación y mantenimiento

Dentro de los costes de operación y mantenimiento se contemplarán aquellos relacionados con la ejecución material de la Central Hidroeléctrica, así como la hidrogenera.

Costes – Central hidroeléctrica

Se incluyen los costes incrementales totales de la operación y mantenimiento, obtenidos a partir de un valor estimado por el IDAE:

Los principales parámetros que definen las centrales tipo en el área hidroeléctrica se recogen en la tabla que se muestra a continuación:

	Central fluyente	Central pie de presa
Potencia instalada	5.000 kW	20.000 kW
Ratio medio inversión	1.500 €/kW	700 €/kW
Horas equivalentes	3.100	2.000
Energía producida	15.000 MWh/año	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años	25 años
Precio venta energía	6,89 c€/kWh (1 ^{er} 25 años) 6,12 c€/kWh (resto)	6,89 c€/kWh (1 ^{er} 15 años) 6,12 c€/kWh (resto)
Coste mantenimiento	225.000 €/año 0,014516 €/kW	280.000 €/año 0,007 €/kW
Canon hidráulico		0,014 €/kW Grupo

Tabla 6. Costes operación y mantenimiento. Fuente: IDAE

A partir de la tabla anterior y teniendo en cuenta que se trata de un central pie de presa, se estimaron según un valor de 0,007€/kWh, ascendiendo a un total de 108.837,35 €/anuales.

$$\text{Costes de mantenimiento} = \text{Energía producida} * 0,007€/kW$$

$$\text{Costes de mantenimiento} = 15.548.193,06kW * 0,007€/kW = 108.837,35 €$$

Costes – Hidrogenera

Se ha realizado una estimación de costes, contemplando:

- Operación y mantenimiento (3% del CAPEX): ≈ 210.600,00 € €

AÑO	O&M BASE (C.H + Hidrogenera)	RATIO	TOTAL: O&M
0			
1	319.437,35 €	1,00	319.437,35 €
2	319.437,35 €	1,01	322.631,72 €
3	319.437,35 €	1,02	325.858,04 €
4	319.437,35 €	1,03	329.116,62 €
5	319.437,35 €	1,04	332.407,79 €
6	319.437,35 €	1,05	335.731,87 €
7	319.437,35 €	1,06	339.089,19 €
8	319.437,35 €	1,07	342.480,08 €
9	319.437,35 €	1,08	345.904,88 €
10	319.437,35 €	1,09	349.363,93 €
11	319.437,35 €	1,10	352.857,57 €
12	319.437,35 €	1,12	356.386,14 €
13	319.437,35 €	1,13	359.950,00 €
14	319.437,35 €	1,14	363.549,50 €
15	319.437,35 €	1,15	367.185,00 €
16	319.437,35 €	1,16	370.856,85 €
17	319.437,35 €	1,17	374.565,42 €
18	319.437,35 €	1,18	378.311,07 €
19	319.437,35 €	1,20	382.094,18 €
20	319.437,35 €	1,21	385.915,12 €
21	319.437,35 €	1,22	389.774,27 €
22	319.437,35 €	1,23	393.672,02 €
23	319.437,35 €	1,24	397.608,74 €
24	319.437,35 €	1,26	401.584,82 €
25	319.437,35 €	1,27	405.600,67 €
26	319.437,35 €	1,28	409.656,68 €
27	319.437,35 €	1,30	413.753,25 €
28	319.437,35 €	1,31	417.890,78 €
29	319.437,35 €	1,32	422.069,69 €
30	319.437,35 €	1,33	426.290,38 €

Tabla 7.

Cálculo de costes de O&M durante 30 años.

8.2.3. Costes de tasas e impuestos.

A continuación, se contemplan los indicadores de entrada para el estudio financiero para obtener los elementos de salida de viabilidad financiera.

- Tiempo de vida del proyecto

Duración sobre la que se evalúa la viabilidad financiera del proyecto.

Se fijó en 30 años.

- Tasa de descuento

Se utilizará para descontar los flujos de efectivo futuros para obtener su valor actual.

Se tomó un valor de 6,40%.

- Tasa de depreciación

Tomando un valor residual de 500.000€ y la inversión total realizada, se obtiene un valor de depreciación de 3,20%

- Tasa incremental

Se tendrá en cuenta de forma anual en los costes de operación y mantenimiento.

Se tomó un valor de 1%

- Impuestos y arrendamiento

Se tomó un valor de 0,21% en concepto de impuestos sobre el valor del beneficio obtenido y un canon de arrendamiento con relación a la utilización de los bienes del dominio público hidráulico de un 5% sobre el beneficio obtenido, en relación al artículo 112 del *Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que el texto refundido de la Ley de Aguas*.

AÑO	IMPUESTOS	CANON DE ARREND.	TOTAL: TASAS
0			
1	3.523,51 €	83.893,13 €	87.416,64 €
2	3.681,19 €	87.647,35 €	91.328,53 €
3	3.845,92 €	91.569,56 €	95.415,49 €
4	4.018,03 €	95.667,30 €	99.685,33 €
5	4.197,83 €	99.948,41 €	104.146,25 €
6	4.385,69 €	104.421,11 €	108.806,79 €
7	4.581,95 €	109.093,95 €	113.675,90 €
8	4.786,99 €	113.975,90 €	118.762,89 €
9	5.001,21 €	119.076,33 €	124.077,53 €
10	5.225,01 €	124.404,99 €	129.630,00 €
11	5.458,83 €	129.972,11 €	135.430,94 €
12	5.703,11 €	135.788,37 €	141.491,48 €
13	5.958,33 €	141.864,90 €	147.823,22 €
14	6.224,96 €	148.213,35 €	154.438,31 €
15	6.503,53 €	154.845,90 €	161.349,43 €
16	6.794,56 €	161.775,25 €	168.569,81 €
17	7.098,62 €	169.014,69 €	176.113,31 €
18	7.416,28 €	176.578,10 €	183.994,38 €
19	7.748,16 €	184.479,97 €	192.228,13 €
20	8.094,89 €	192.735,45 €	200.830,34 €
21	8.457,14 €	201.360,36 €	209.817,50 €
22	8.835,59 €	210.371,24 €	219.206,83 €
23	9.230,98 €	219.785,35 €	229.016,34 €
24	9.644,07 €	229.620,75 €	239.264,82 €
25	10.075,64 €	239.896,27 €	249.971,92 €
26	10.526,53 €	250.631,63 €	261.158,16 €
27	10.997,59 €	261.847,40 €	272.844,99 €
28	11.489,73 €	273.565,07 €	285.054,80 €
29	12.003,90 €	285.807,11 €	297.811,00 €
30	12.541,07 €	298.596,97 €	311.138,05 €

Tabla 8. Cálculo de costes de tasas e impuestos durante 30 años.

GASTOS		
Inversión inicial	18.960.973,86	€
Coste O&M C.H	108.837,35	€
Coste O&M Hidrogenera	210.600,00	€
Tasa incremental anual	1%	
Tasas		
Impuestos	0,21%	
Tasa uso Dominio Público	0,05	5% del beneficio
Actualización canon (anual)	3%	
Coste del capital (depreciación)	615.365,80	€
	3,25	%

Tabla 9. Indicadores de análisis económico

8.3. Análisis de ingresos

Al utilizar la energía producida a través de la central hidroeléctrica para la producción de Hidrógeno Verde a través del electrólisis y esta requerir una demanda de energía superior a la producida, no se prevén excedentes para verter a red y vender electricidad, por lo que los ingresos que se contemplarán son exclusivamente los relacionados con la venta del hidrógeno.

El precio de mercado estimado para hidrógeno verde es de 6-10 €/kg, lo cual sugiere un margen bruto favorable, sujeto a la negociación de contratos de suministro a largo plazo.

Para el estudio optamos por una posición desfavorable de venta en 6€/kg de H2 producido, obteniendo un ingreso de 1.677.862,56 € el primer año de vida del proyecto.

INGRESOS		
Producción energía anual	15.548.193,06	kW
Energía kWh/1kg H2	55,60	kW/kg
Tasa de rendimiento	0,5%	
Precio venta H2	6	€/kg
Ratio act. Precio	0,05	

Tabla 10. Indicadores de análisis económico - Ingresos

AÑO	INVERSION	PÉRDIDA DE REND.	PROD ENERGÍA (kWh)	PROD. H2 (kg)	VENTA BASE	PRECIO DE VENTA	TOTAL: VENTA H2
0	18.960.973,86						
1		100,00%	15.548.193,06	279.643,76	1.677.862,56	6,00	1.677.862,56
2		99,50%	15.470.452,10	278.245,54	1.669.473,25	6,30	1.752.946,91
3		99,00%	15.393.099,84	276.854,31	1.661.125,88	6,62	1.831.391,28
4		98,51%	15.316.134,34	275.470,04	1.652.820,25	6,95	1.913.346,04
5		98,01%	15.239.553,67	274.092,69	1.644.556,15	7,29	1.998.968,28
6		97,52%	15.163.355,90	272.722,23	1.636.333,37	7,66	2.088.422,11
7		97,04%	15.087.539,12	271.358,62	1.628.151,70	8,04	2.181.879,00
8		96,55%	15.012.101,42	270.001,82	1.620.010,94	8,44	2.279.518,09
9		96,07%	14.937.040,91	268.651,82	1.611.910,89	8,86	2.381.526,52
10		95,59%	14.862.355,71	267.308,56	1.603.851,34	9,31	2.488.099,83
11		95,11%	14.788.043,93	265.972,01	1.595.832,08	9,77	2.599.442,30
12		94,64%	14.714.103,71	264.642,15	1.587.852,92	10,26	2.715.767,34
13		94,16%	14.640.533,19	263.318,94	1.579.913,65	10,78	2.837.297,93
14		93,69%	14.567.330,53	262.002,35	1.572.014,09	11,31	2.964.267,01
15		93,22%	14.494.493,87	260.692,34	1.564.154,02	11,88	3.096.917,96
16		92,76%	14.422.021,41	259.388,87	1.556.333,25	12,47	3.235.505,04
17		92,29%	14.349.911,30	258.091,93	1.548.551,58	13,10	3.380.293,89
18		91,83%	14.278.161,74	256.801,47	1.540.808,82	13,75	3.531.562,04
19		91,37%	14.206.770,93	255.517,46	1.533.104,78	14,44	3.689.599,44
20		90,92%	14.135.737,08	254.239,88	1.525.439,25	15,16	3.854.709,02
21		90,46%	14.065.058,39	252.968,68	1.517.812,06	15,92	4.027.207,25
22		90,01%	13.994.733,10	251.703,83	1.510.223,00	16,72	4.207.424,77
23		89,56%	13.924.759,44	250.445,31	1.502.671,88	17,55	4.395.707,03
24		89,11%	13.855.135,64	249.193,09	1.495.158,52	18,43	4.592.414,92
25		88,67%	13.785.859,96	247.947,12	1.487.682,73	19,35	4.797.925,49
26		88,22%	13.716.930,66	246.707,39	1.480.244,32	20,32	5.012.632,65
27		87,78%	13.648.346,01	245.473,85	1.472.843,09	21,33	5.236.947,96
28		87,34%	13.580.104,28	244.246,48	1.465.478,88	22,40	5.471.301,39
29		86,91%	13.512.203,76	243.025,25	1.458.151,48	23,52	5.716.142,12
30		86,47%	13.444.642,74	241.810,12	1.450.860,73	24,70	5.971.939,48

Tabla 11. Ingresos por venta de H2 durante 30 años.

8.4. Flujo de caja

AÑO	ACT.DE CAPITAL	INVERSIÓN	VENTA	TASAS	O&M	FLUJO DE CAJA ANUAL	FLUJO DE CAJA A ORIGEN
		€	€	€	€	€	€
0	1,00	18960973,86	0,00	0,00	0,00	-18.960.973,86	-18.960.973,86
1	0,97	0,00	1625120,36	84668,77	309396,11	1.231.055,48	-17.729.918,38
2	0,94	0,00	1644474,18	85677,10	302667,20	1.256.129,87	-16.473.788,51
3	0,91	0,00	1664058,49	86697,45	296084,65	1.281.276,39	-15.192.512,12
4	0,88	0,00	1683876,03	87729,94	289645,25	1.306.500,84	-13.886.011,28
5	0,85	0,00	1703929,58	88774,73	283345,90	1.331.808,95	-12.554.202,33
6	0,83	0,00	1724221,95	89831,96	277183,55	1.357.206,44	-11.196.995,89
7	0,80	0,00	1744755,99	90901,79	271155,22	1.382.698,98	-9.814.296,91
8	0,77	0,00	1765534,57	91984,35	265258,00	1.408.292,22	-8.406.004,69
9	0,75	0,00	1786560,61	93079,81	259489,04	1.433.991,76	-6.972.012,93
10	0,73	0,00	1807837,04	94188,31	253845,54	1.459.803,19	-5.512.209,74
11	0,70	0,00	1829366,87	95310,01	248324,78	1.485.732,07	-4.026.477,67
12	0,68	0,00	1851153,09	96445,08	242924,09	1.511.783,93	-2.514.693,74
13	0,66	0,00	1873198,77	97593,66	237640,85	1.537.964,26	-976.729,48
14	0,64	0,00	1895507,00	98755,91	232472,52	1.564.278,56	587.549,08
15	0,62	0,00	1918080,90	99932,01	227416,59	1.590.732,29	2.178.281,37



APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DEL EMBALSE DE EL ATAZAR PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

VERDE Itziar Alfaro San Román | Juan José Martínez Legaz | Eduardo Tascón Cubillas | Humberto Valdivia Huaman | Carlos Veiga Cribeiro

16	0,60	0,00	1940923,63	101122,12	222470,62	1.617.330,89	3.795.612,26
17	0,58	0,00	1964038,40	102326,40	217632,22	1.644.079,78	5.439.692,05
18	0,56	0,00	1987428,45	103545,02	212899,05	1.670.984,39	7.110.676,43
19	0,55	0,00	2011097,06	104778,16	208268,81	1.698.050,09	8.808.726,53
20	0,53	0,00	2035047,54	106025,98	203739,28	1.725.282,29	10.534.008,81
21	0,51	0,00	2059283,25	107288,66	199308,25	1.752.686,34	12.286.695,15
22	0,50	0,00	2083807,58	108566,38	194973,60	1.780.267,61	14.066.962,77
23	0,48	0,00	2108623,99	109859,31	190733,21	1.808.031,46	15.874.994,23
24	0,46	0,00	2133735,93	111167,64	186585,05	1.835.983,24	17.710.977,47
25	0,45	0,00	2159146,93	112491,56	182527,11	1.864.128,27	19.575.105,74
26	0,44	0,00	2184860,56	113831,24	178557,41	1.892.471,91	21.467.577,65
27	0,42	0,00	2210880,42	115186,87	174674,06	1.921.019,49	23.388.597,14
28	0,41	0,00	2237210,15	116558,65	170875,16	1.949.776,34	25.338.373,49
29	0,40	0,00	2263853,45	117946,76	167158,88	1.978.747,80	27.317.121,29
30	0,38	0,00	2290814,04	119351,41	163523,42	2.007.939,21	29.325.060,49

Tabla 12. Flujo de caja a origen

8.5. Rentabilidad de la inversión

Para llevar a cabo un análisis económico es fundamental contar con ciertas fórmulas que permitan evaluar la rentabilidad financiera del proyecto. Una de las más relevantes es el “Valor Actual”, que es crucial para estimar la relación coste-beneficio y analizar la rentabilidad, además de estudiar los flujos de caja dentro de un mismo período.

En la evaluación de proyectos, existen tres indicadores clave: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Índice de Rentabilidad (Rb/c). Cada uno de estos se define de la siguiente manera:

- Valor Actual Neto (VAN): Este indicador calcula la diferencia entre los ingresos anuales generados por el proyecto y las inversiones realizadas, sumando también los gastos anuales. El valor se obtiene con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{i=3}^{i=30} \frac{R_i - (O_i + M_i)}{(1+r)^i} - \sum_{i=1}^{i=2} \frac{I_i}{(1+r)^i}$$

- La Tasa Interna de Retorno (TIR) se obtiene mediante un proceso iterativo en el que se busca el valor de la tasa de interés o descuento (r) que hace que el Valor Actual Neto (VAN) sea igual a cero. Este valor porcentual se utiliza cada año para determinar la viabilidad del proyecto de inversión. Una vez obtenido, permite evaluar la rentabilidad del proyecto, considerando lo siguiente:

$$r_{TIR} \geq r$$

El índice beneficio-coste (Rb/c) realiza una comparación entre el valor actual de la inversión y los gastos del proyecto con el valor actual de los ingresos generados, con el fin de obtener una relación entre lo invertido y lo ganado. Para calcularlo, se utiliza la siguiente fórmula:

$$R_{b/c} = \frac{\sum_0^n \frac{R_i}{(1+r)^i}}{\sum_0^n \frac{(I_i + M_i + O_i)}{(1+r)^i}}$$

VAN (Valor Actual Neto)

Se descuenta cada flujo anual al 6.40% y se suma.

- Resultado: 2.104.789,15€

TIR (Tasa Interna de Retorno)

- Resultado: ~6.50%

ROI (Retorno sobre la Inversión)

- Resultado: 158.68% (igual, pues se basa en flujos nominales, no descontados).

Payback (Periodo de Recuperación)

- Resultado: 12.83 años

Relación Coste-Beneficio (B/C)

Fórmula: $B/C = VP \text{ de beneficios} / IOB/C = IOVP \text{ de beneficios}$

Cálculo:

$$VP \text{ de beneficios} = VAN + I_0 = 2.104.789,15 + 18.960.973,86 = 21.065.763,01€$$

- Resultado: 1.11

Desde el punto de vista económico-financiero, la central hidroeléctrica de embalse demuestra ser un proyecto rentable y atractivo a largo plazo. Con una inversión inicial de 18.960.973,86€ y una duración de 30 años, El VAN asciende a 2.104.789,15€, indicando que el proyecto genera valor económico neto positivo bajo los parámetros actuales. Este resultado confirma la capacidad del proyecto para superar el rendimiento mínimo exigido (6,40%).

La TIR calculada es del 6,50%, superando marginalmente la tasa de descuento aplicada. Este estrecho margen (0,10 puntos porcentuales) sugiere que, aunque el proyecto es viable, presenta una baja tolerancia a incrementos en el coste de capital.

La inversión inicial se recuperaría en 12 años y 10 meses. Considerando la vida útil del proyecto (30 años), este plazo resulta aceptable, aunque convendría analizar estrategias para acortarlo.

El ROI del 158,68% demuestra la capacidad del proyecto para generar beneficios significativos respecto al capital invertido, en términos nominales.

La ratio B/C de 1,11 confirma que por cada euro invertido se obtendrían 1,11 euros en valor presente, mostrando un margen positivo pero ajustado.

En cuanto a un análisis de sensibilidad del proyecto, este presenta sensibilidad a variaciones en la tasa de descuento:

- Un incremento superior al 6,50% convertiría el VAN en negativo
- La proximidad entre TIR y tasa aplicada (6,50% vs 6,40%) reduce el margen de seguridad

El proyecto es viable según todos los indicadores evaluados, presentando rentabilidad positiva pero con márgenes ajustados. La estrecha diferencia entre TIR y tasa de descuento requiere monitorización continua

En cuanto a recomendaciones, se podría indicar la implementación de controles estrictos de ejecución presupuestaria, desarrollar planes de contingencia para posibles incrementos en el coste de capital, considerar estrategias de optimización que mejoren los flujos de caja y realizar análisis periódicos que actualicen las proyecciones según condiciones de mercado

9. CONCLUSIONES FINALES

En este trabajo de fin de máster, se propuso evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de un proyecto de central hidroeléctrica en el embalse de El Atazar, con el fin de obtener hidrógeno verde. Esta iniciativa busca integrar la generación hidroeléctrica con la electrólisis del agua, para así aprovechar al máximo los recursos renovables disponibles en la Comunidad de Madrid. El proyecto estudia los aspectos energéticos, ambientales y de diseño de infraestructuras, incluyendo la producción, el almacenamiento y el transporte del hidrógeno.

Desde el punto de vista medioambiental, el proyecto tiene un fuerte compromiso con la sostenibilidad. La instalación de la central en caverna reduce significativamente el impacto visual y paisajístico, mientras que garantiza que el equilibrio ecológico del embalse se mantenga. El proyecto se encuentra fuera de zonas de protección ambiental, y de forma adicional se proponen medidas específicas para respetar la fauna y flora locales. Además, al producir energía eléctrica renovable e hidrógeno verde, contribuye a los objetivos de descarbonización del sistema energético y ayuda a cumplir los compromisos adquiridos en el Pacto Verde Europeo.

El sistema está diseñado para ser autónomo y automatizado gracias al control SCADA, que permite gestionar toda la operación desde una sala central, optimizando tanto la producción energética como la de hidrógeno. Además, el diseño modular y compacto de las instalaciones permite replicar este modelo en otros embalses de características similares.

El sistema propuesto incluye dos turbinas Francis vertical, que es ideal para los saltos de altura media (90 metros de media) presentes en el embalse. Está acoplada a un generador síncrono con una potencia de hasta 5,98 MW (valor máximo estimado en octubre), y un transformador que garantiza una salida estable hacia el sistema de electrólisis. Los electrolizadores se alojan en una nave de 300 m², junto a compresores de gases, sistemas de ventilación, seguridad, control SCADA

El salto neto varía entre los 87 y los 92 metros según el mes, con un caudal medio mensual que oscila entre 3,17 y 7,43 m³/s. Estos valores permiten una producción eléctrica mensual que va desde los 2,94 MW en marzo hasta 6,28 MW en octubre. Para la elección de la turbina se empleó el caudal de equipamiento de 3,97 m³/s.

La eficiencia media del sistema es del 88%, según la combinación de rendimiento de turbina, generador y transformador. A lo largo del año, se estima que la central operará unas 3373,24 horas. Esta energía es suficiente para mantener el funcionamiento continuo de los electrolizadores, incluso considerando las variaciones mensuales del caudal.

Para la producción diaria promedio de 0,994 toneladas, se utilizan electrolizadores Nel A485 de 2,2 MW, que cubren la demanda con un margen de seguridad del 4,5%. El consumo de agua para la electrólisis es de aproximadamente 8,95 m³/día, considerando un sistema de purificación.

Respecto a la viabilidad económica, a pesar de tratarse de un sistema pionero y aun no desarrollado, los cálculos nos indican que sí que se conseguiría una rentabilidad económica positiva. Esto dependerá también del futuro precio del hidrógeno y de su adaptación, pero son

unos datos esperanzadores para establecer este tipo de instalaciones. Cabe destacar que el objetivo del proyecto no era la rentabilidad económica, sino la exploración de nuevas formas de obtención de hidrógeno y la combinación de energías renovables para la obtención de un nuevo producto.

Este proyecto tiene una gran importancia estratégica para la Comunidad de Madrid. No solo ofrece una vía concreta para introducir el hidrógeno verde en el mix energético regional. A parte de poder realizarse de manera verídica en este embalse, se ha realizado el trabajo como una propuesta replicable a nivel nacional o internacional, alineada con los fondos Next Generation EU y la hoja de ruta del hidrógeno aprobada por el Gobierno de España.

Final Conclusions

In this master's thesis, the aim was to evaluate the technical, economic, and environmental feasibility of a hydroelectric power plant project at the El Atazar reservoir, with the goal of producing green hydrogen. This initiative seeks to integrate hydroelectric generation with water electrolysis, thereby maximizing the renewable resources available in the Community of Madrid. The project examines the energy, environmental, and infrastructure design aspects, including the production, storage, and transportation of hydrogen.

From an environmental perspective, the project has a strong commitment to sustainability. The installation of the plant in a cavern significantly reduces visual and landscape impact while ensuring the ecological balance of the reservoir is maintained. The project is located outside protected environmental areas, and additional specific measures are proposed to respect local fauna and flora. Furthermore, by producing renewable electricity and green hydrogen, it contributes to the decarbonization goals of the energy system and helps meet the commitments made in the European Green Deal.

The system is designed to be autonomous and automated thanks to SCADA control, which allows managing the entire operation from a central room, optimizing both energy and hydrogen production. Additionally, the modular and compact design of the facilities allows this model to be replicated in other reservoirs with similar characteristics.

The proposed system includes two vertical Francis turbines, ideal for the medium-height drops (average of 90 meters) present in the reservoir. It is coupled to a synchronous generator with a power of up to 5.98 MW (maximum estimated value in October), and a transformer that ensures a stable output to the electrolysis system. The electrolyzers are housed in a 300 m² building, along with gas compressors, ventilation systems, safety, SCADA control.

The net drop varies between 87 and 92 meters depending on the month, with an average monthly flow ranging from 3.17 to 7.43 m³/s. These values allow for monthly electricity production ranging from 2.94 MW in March to 6.28 MW in October. For the turbine selection, the equipment flow of 3.97 m³/s was used. The average system efficiency is 88%, according to the combination of turbine, generator, and transformer performance. Throughout the year, it is estimated that the

plant will operate for about 3373.24 hours. This energy is sufficient to maintain the continuous operation of the electrolyzers, even considering the monthly variations in flow.

For the average daily production of 0.994 tons, Nel A485 electrolyzers of 2.2 MW are used, covering the demand with a safety margin of 4.5%. The water consumption for electrolysis is approximately 8.95 m³/day, considering a purification system.

Regarding economic feasibility, despite being a pioneering and yet undeveloped system, calculations indicate that positive economic profitability would be achieved. This will also depend on the future price of hydrogen and its adaptation, but these are encouraging data for establishing this type of installations. It is worth noting that the project's goal was not economic profitability, but the exploration of new ways of obtaining hydrogen and the combination of renewable energies to obtain a new product.

This project has great strategic importance for the Community of Madrid. It not only offers a concrete way to introduce green hydrogen into the regional energy mix. Besides being realistically feasible in this reservoir, the work has been carried out as a replicable proposal at national or international level, aligned with the Next Generation EU funds and the hydrogen roadmap approved by the Government of Spain.

10. BIBLIOGRAFIA

1. ADDIS NETWORK S.L. (n.d.). Racks para Servidores Soluciones de Voz, Datos y Seguridad. Copyright 2019 ADDIS NETWORK S.L. <https://www.addis.es> Tienda Virtual. <https://www.openetics.com/l.190.172.2.1.1-racks-para-servidores.html>
2. Admin. (2020, January 23). Vidrio de seguridad CLIMALIT STADIP[®] - Climalit. Climalit. <https://climalit.es/blog/vidrio-de-seguridad-climalit-stadip-y-securit/>
3. Anisol. (n.d.). Detector fijo de hidrógeno Hy-Alerta 600. Copyright (C) 2019 Anisol Equipos. <https://anisol.es/producto/hidrogeno/detector-fijo-de-hidrogeno-hy-alerta-600/2>
4. Atmospheric Alkaline Electrolyser | nel hydrogen. (2024, December 12). Nel Hydrogen. <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>
5. Atocha Seguridad. (2025, January 14). Puertas acorazadas Fichet | FichetMadrid. Fichetmadrid. <https://www.fichetmadrid.es/puertas-especiales-para-uso-profesional/>
6. Circutor. (2024, June 17). Accesorios para Contadores Complementos Eficientes de Circutor. CIRCUTOR. <https://circutor.com/productos/proteccion-y-control/proteccion-diferencial-y-magnetotermica-con-reconexion/>
7. Comité CTN 181 Tecnologías del hidrógeno. (n.d.). <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/comites-tecnicos-de-normalizacion/comite?c=CTN+181&>
8. Compresor de hidrógeno - 1KS 50. (n.d.). [Video]. Hiperbaric S.A. - De Pistón / Neumático / Estacionario. <https://www.directindustry.es/prod/hiperbaric-sa/product-175489-2671088.html>
9. Conmutadores de transferencia Cummins. (n.d.). <https://www.cummins.com/es/generators/transfer-switches>
10. Doria, S. (2024, April 5). Instrumentos para compresores de hidrógeno - Blog WIKA. Blog De WIKA. <https://blog.wika.com/es/aplicaciones/instrumentos-para-compresores-de-hidrgeno/>
11. Faber Cylinders. (2023, February 7). Faber Italy - the manufacturer of gas cylinders and systems. Faber Italy. <https://faber-italy.com/>
12. G series - Compresor de diafragma by Wenling Toplong Electrical & Mechanical Company | DirectIndustry. (n.d.). <https://www.directindustry.es/prod/wenling-toplong-electrical-mechanical-company/product-231847-2491345.html>
13. Genes, J. (2014). VOLUMEN 13–III CÁLCULO HIDRÁULICO DE TUBERIAS emisión original MANUAL DE INGENIERIA DE DISEÑO. www.academia.edu. https://www.academia.edu/7283051/VOLUMEN_13_III_C%C3%81LCULO_HIDR%C3%81ULICO_DE_TUBERIAS_Emisi%C3%B3n_Original_MANUAL_DE_INGENIERIA_DE_DISE%C3%91O
14. GeoPannel. (2022, November 3). Fabricantes de paneles aislantes termoacústicos | Geopannel. <https://geopannel.com/>
15. Gerardo, S. S. G. (2018). Diseño de un sistema limpiarrejas para centrales hidroeléctricas, aplicación al Proyecto Hidroeléctrico Oxec, Guatemala. <https://repositorio.sibdi.ucr.ac.cr/items/3a4bdf03-3e3c-4134-b51e-deb1e0d2a682/full>

16. Groupe Sanergrid. (2024, January 2). Transformadores Kolektor ETRA para presas hidroeléctricas. <https://www.sanergrid.com/es/producto/etra-hydro-transformador-de-potencia-en-aceite/>
17. ISO - search. (n.d.). ISO. https://www.iso.org/es/search.html?PROD_isoorg_es%5Bquery%5D=hydrogen
18. JUAN ESTEBAN GALLEGO BETANCUR. (2006). CARACTERIZACIÓN DE UNA TURBINA DEL TIPO FRANCIS UTILIZADA POR UNA EMPRESA LOCAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA. <https://core.ac.uk/download/pdf/47245281.pdf>
19. Kit de barra colectora de puesta a tierra | 446898 | 3414972027694 | LEGRAND. (n.d.). <https://www.legrand.es/es/productos/kit-barra-colectora-puesta-tierra-446898>
20. Luxfer Gas Cylinders. (2025, March 14). Home - Luxfer Gas cylinders. <https://www.luxfercylinders.com/>
21. Materiales para Cableado Estructurado - ELECTROSERTEC. (n.d.). <https://electrosertec.com/87-materiales-para-cableado-estructurado>
22. Moxa DA-820C - PC Rack industrial en STOCK. (n.d.). S-Connect. <https://s-connect.es/Moxa-DA-820C-PC-Rack-industrial/DA-820C>
23. Nelson, S. I. (2022, May 24). Presas Arco. Tipologías y sistema estructural. EADIC. <https://eadic.com/blog/entrada/presas-arco-tipologias-y-esquema-resistente/>
24. Nelson, S. I. (2023, June 23). Torres de Toma. Bocatomas en presas para captación de agua. EADIC. <https://eadic.com/blog/entrada/torres-de-toma-bocatomas-captacion-de-agua/>
25. Panel PC SCADA - Todos los fabricantes industriales. (n.d.). <https://www.directindustry.es/fabricante-industrial/panel-pc-scada-159629.html>
26. PanelAstur - Paneles de hormigón. (2025, February 13). Panel prefabricado de hormigón - Panelastur. Panelastur. <https://panelastur.com/>
27. Pérez, L., & Pérez, L. (2023, February 27). Métodos de almacenamiento del hidrógeno - SynerHy. SynerHy - Hydrogen Experts. <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>
28. Purificación del agua para la producción de hidrógeno verde. (n.d.). <https://www.alfalaval.es/industrias/energia-e-industria/sustainable-solutions/soluciones-sostenibles/energia-limpia/hidrogeno-verde/purificacion-agua-produccion-hidrogeno-verde/>
29. Purus, H. (2025, February 11). Front page. Hexagon Purus. <https://hexagonpurus.com/>
30. Rollo de suelo disipativo Ecostat-Pr 2.0mm. PVC, 2,0x20M | Epirsa. (n.d.). Epirsa. <https://epirsa.com/proteccion-electrostatica/suelos-esd/suelos-laminados/372-rollo-de-suelo-disipativo-ecostat-pr-20mm-pvc-20x20m.html>
31. Schneider, J.1 ; Dang-Nhu, G.2 ; Hart, N.3 ; Groth, K. (n.d.). ISO 19880-1, Hydrogen Fueling Station and Vehicle Interface Safety Technical Report (ICHS # 116). https://h2tools.org/sites/default/files/2019-08/paper_255.pdf
32. Sistemas de almacenamiento y cilindros de gas. (n.d.). <https://www.tenaris.com/es/productos-y-servicios/energia-con-bajo-contenido-de-carbono/sistemas-de-almacenamiento-de-hidrogeno>
33. TEGA Industrial. (n.d.). Monitor Táctil Industrial 21,5 pulgadas - TEGA. <https://tegaindustrial.com/monitor-industrial/>

34. The race to ramp up renewable green hydrogen goes high tech. (n.d.). <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/stories/electrolyzer-gigawatt-factory.html>
35. TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 10 MVA Y MAYORES. (2022). <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/x/K0000-06.pdf>
36. Turbina Francis. (n.d.). CINK Hydro - Energy k.s. <https://www.cink-hydro-energy.com/es/turbina-francis>
37. WWS Wasserkraft GmbH. (2020, May 26). Turbina Francis - ingeniería de turbinas - WWS Wasserkraft GmbH. <https://www.wws-wasserkraft.at/es/productos/turbina-francis>
38. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). [Online]. www.idae.es
39. ESHA (European Small Hydropower Association). Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica.2006.
40. Centro de estudios y experimentación de obras públicas (CEDEX). [Online]. www.cedex.es/CEDEX/lang_castellano/
41. Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente. Sistema de Información del Anuario de Aforos. [Online]. www.mapama.gob.es/es/agua/temas/evaluacion-de-los-recursos-hidricos/sistema-informacion-anuario-aforos/default.aspx
42. J.A. Mancebo, T. Adrada and C. Martínez. Energía minihidráulica. Capacity Building Programme on Renewable Energy (RES). 2013.
43. F. de Leva and F.de Siervo, “Modern trend in selecting and designing Francis turbines”, Water power and dam construction, vol. 1976, 1976.
44. “Minicentrales hidroeléctricas”, apuntes de Master en Energías renovables, Universidad europea, 2024-2025.

ANEXO 1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DEL RECURSO HIDROLÓGICO, CAUDALES Y AÑOS REPRESENTATIVOS

El embalse de Atazar, ubicado en la cuenca del río Lozoya, es una de las principales fuentes de abastecimiento de agua para la Comunidad de Madrid. Su gestión eficiente es fundamental para garantizar el suministro de agua potable, el mantenimiento de los ecosistemas acuáticos y el aprovechamiento hidroeléctrico. Para ello, es esencial realizar un análisis detallado de los caudales disponibles a lo largo del año, así como establecer parámetros que aseguren un equilibrio entre los usos humanos y la preservación del medio ambiente.

En este documento, se han analizado los datos hidrológicos mensuales de la estación de aforo 3156, proporcionados por el Gobierno de España, con el objetivo de determinar los caudales clave para la gestión del embalse. Entre estos, destacan:

- **Caudal Ecológico:** Se ha identificado como el valor mínimo necesario para preservar los ecosistemas acuáticos, correspondiente al mes de marzo con un caudal de $0,32 \text{ m}^3/\text{s}$. Este caudal asegura la supervivencia de la flora y fauna acuática, manteniendo las condiciones naturales del río.
- **Caudal de Equipamiento seleccionado** es $3,97 \text{ m}^3/\text{s}$, este caudal representa la capacidad óptima para el funcionamiento de las infraestructuras hidráulicas, incluyendo la generación de energía hidroeléctrica y el abastecimiento urbano.
- **Caudal Mínimo de Turbina:** Para una turbina Francis, se ha calculado como el 40% del caudal de equipamiento, resultando en $1,55 \text{ m}^3/\text{s}$. Este valor garantiza el funcionamiento eficiente de la turbina sin comprometer la sostenibilidad del recurso.

La selección de estos valores se basa en un análisis exhaustivo de los datos mensuales, considerando las variaciones estacionales y los requerimientos tanto técnicos como ambientales. Además, se ha tenido en cuenta la normativa vigente y las recomendaciones de organismos públicos y privados para asegurar una gestión integral del agua.

En conclusión, la justificación de estos caudales no solo responde a criterios técnicos y legales, sino también a la necesidad de preservar el recurso hídrico para las generaciones futuras, manteniendo un equilibrio entre el desarrollo humano y la conservación del medio ambiente.

JUSTIFICACIÓN DE LOS AÑOS REPRESENTATIVOS

Para realizar la curva de caudales clasificados por mes, se han escogido los últimos seis años disponibles del aforo. Estos datos abarcan desde octubre de 1980 hasta septiembre de 1986.

El motivo de elección de estos años representativos es doble. Primero, se llevó a cabo un análisis de los años húmedos y secos. Se presentan en la siguiente tabla:

Año	Caudal medio	Año	Caudal medio ordenado
1971-72	11,43	1977-78	43,97
1972-73	33,28	1972-73	33,28
1973-74	12,78	1978-79	26,92
1974-75	6,74	1973-74	12,78
1975-76	8,50	1979-80	12,29
1976-77	6,00	1971-72	11,43
1977-78	43,97	1980-81	9,11
1978-79	26,92	1985-86	8,68
1979-80	12,29	1975-76	8,50
1980-81	9,11	1974-75	6,74
1981-82	6,73	1981-82	6,73
1982-83	6,43	1982-83	6,43
1983-84	4,62	1976-77	6,00
1984-85	5,08	1984-85	5,08
1985-86	8,68	1983-84	4,62

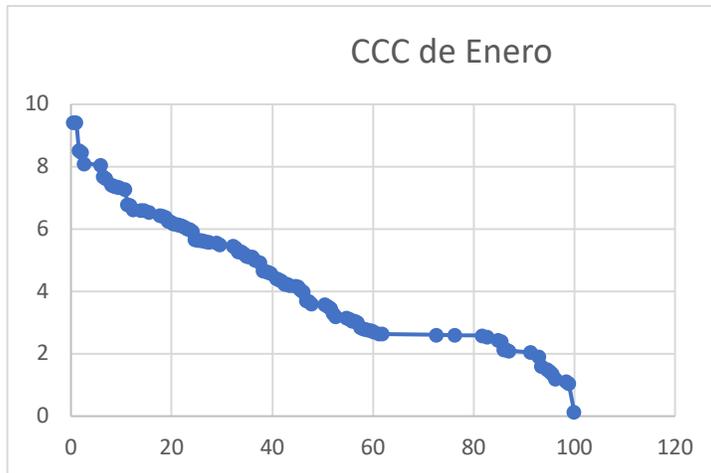
Como se puede ver en la tabla, la mayoría de los años escogidos se encuentra en la sección verde, de años representativos de la tabla. Sin embargo, para la elección de los años representativos con los que realizar las curvas de caudales clasificados para cada mes, se ha decidido priorizar la actualidad y veracidad de los datos sobre el tipo de año (húmedo o seco), ya que los datos del aforo son desde hace más de 50 años en algunos casos.

Para ello, se han escogido los últimos años dentro de los años representativos (1980-1983). Debido a que un rango de tres años no supondría una muestra representativa, se ha decidido escoger a su vez los dos últimos años del aforo: 1983 a 1985. De esta manera, y aunque añadamos dos años “secos”, tendremos una muestra más amplia y lo más actualizada posible.

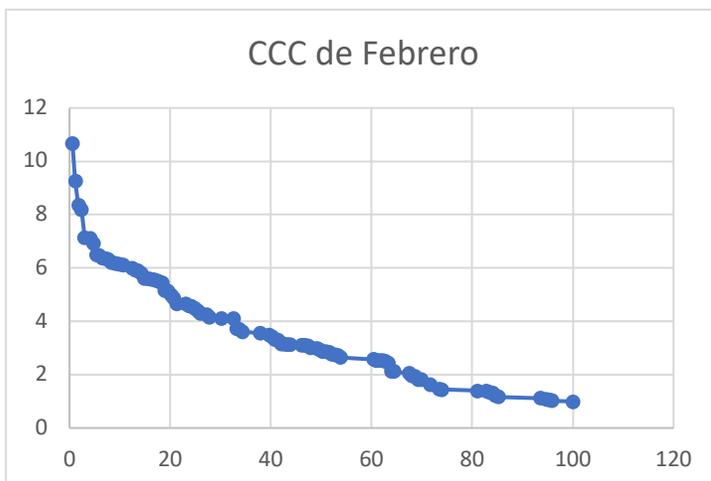
Al haber hecho la selección de los años representativos de esta manera, nos aseguraremos que la variación de las condiciones en el río y el embalse respecto a los datos del aforo es la menor posible, y que su representatividad sea la máxima. A su vez, al haber añadido dos años “secos” los cálculos serán más conservadores, pudiendo conseguirse mayores producciones eléctricas y por tanto mayor producción de hidrógeno. La turbina se dimensionará pues teniendo en cuenta todo lo anteriormente mencionado.

CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS

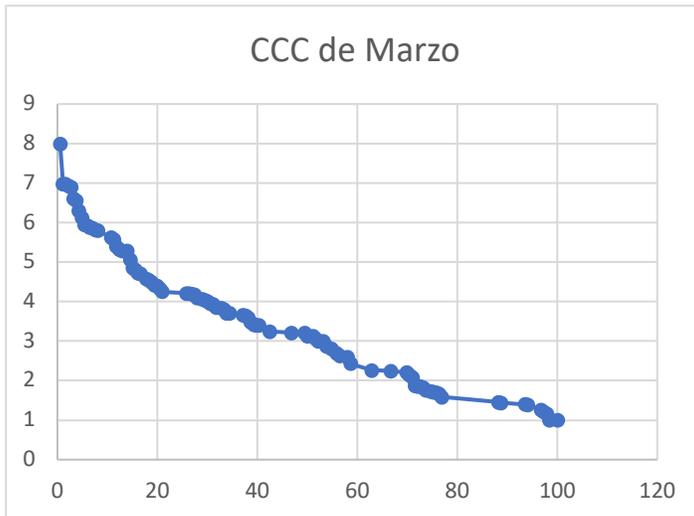
Por lo tanto, se va a representar en las siguientes graficas las curvas de caudales clasificados por mes:



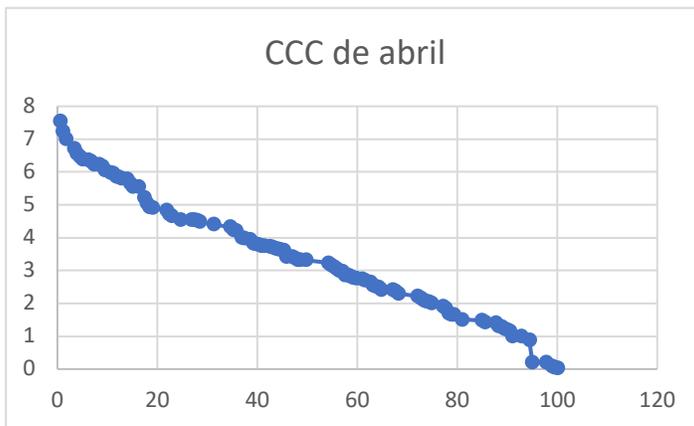
CAUDAL MEDIO MES	4,16
CAUDAL ECOLÓGICO	0,42
CAUDAL Q80	6,11
CAUDAL Q100	5,59
Caudal de equipamiento	5,22
Caudal mínimo de turbina	2,09
% Superar Caudal mínimo	91



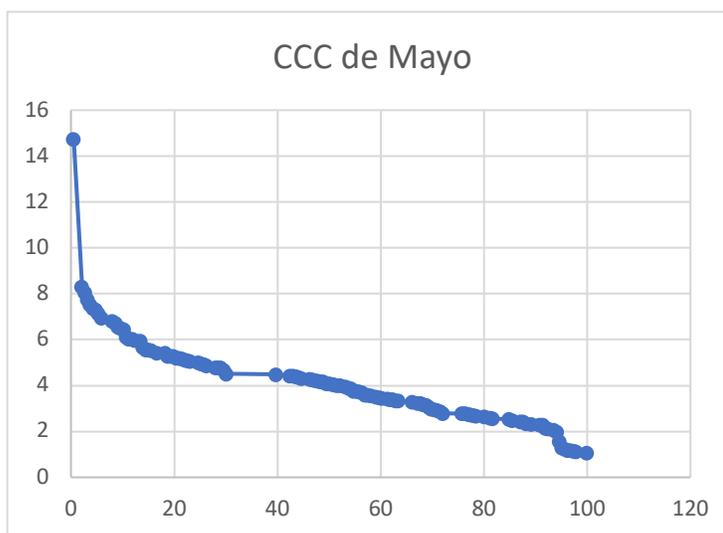
CAUDAL MEDIO MES	3,28
CAUDAL ECOLÓGICO	0,33
CAUDAL Q80	4,66
CAUDAL Q100	4,15
Caudal de equipamiento	3,97
Caudal mínimo de turbina	1,59
% Superar Caudal mínimo	73



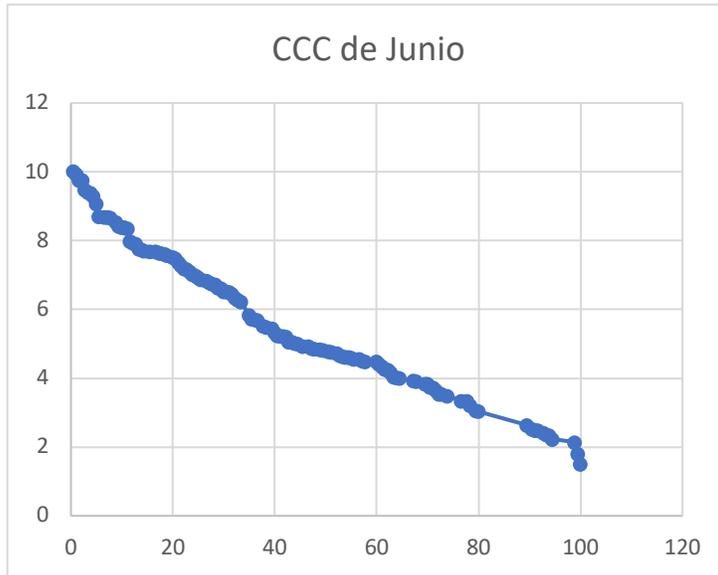
CAUDAL MEDIO MES	3,17
CAUDAL ECOLÓGICO	0,32
CAUDAL Q80	4,25
CAUDAL Q100	4,18
Caudal de equipamiento	3,88
Caudal mínimo de turbina	1,55
% Superar Caudal mínimo	77



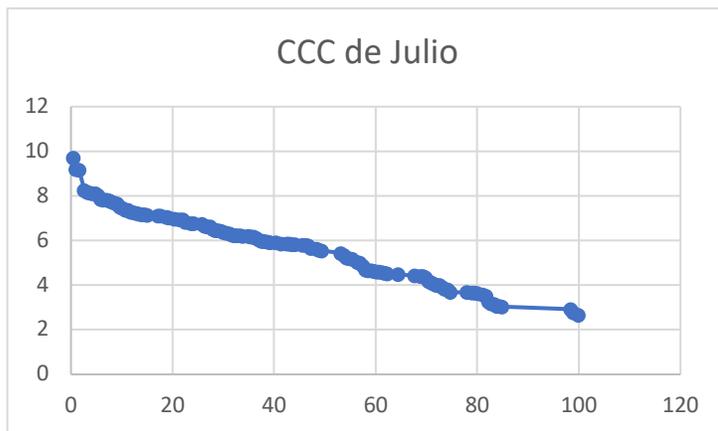
CAUDAL MEDIO MES	3,54
CAUDAL ECOLÓGICO	0,35
CAUDAL Q80	4,72
CAUDAL Q100	4,53
Caudal de equipamiento	4,19
Caudal mínimo de turbina	1,68
% Superar Caudal mínimo	78,7



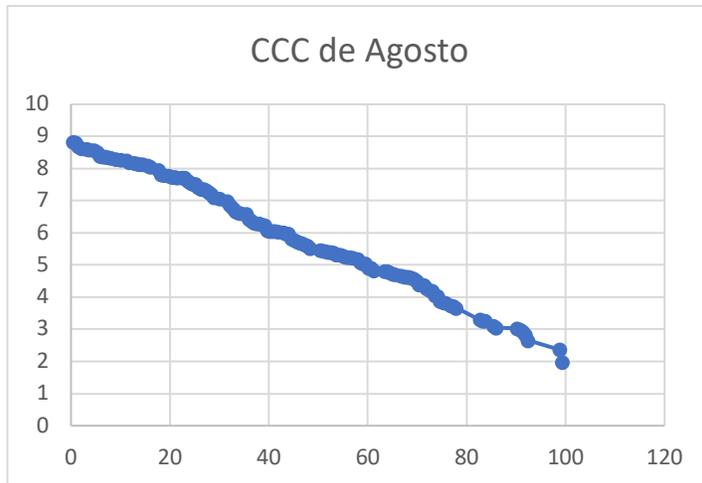
CAUDAL MEDIO MES	4,08
CAUDAL ECOLÓGICO	0,41
CAUDAL Q80	5,10
CAUDAL Q100	4,79
Caudal de equipamiento	4,52
Caudal mínimo de turbina	1,81
% Superar Caudal mínimo	94



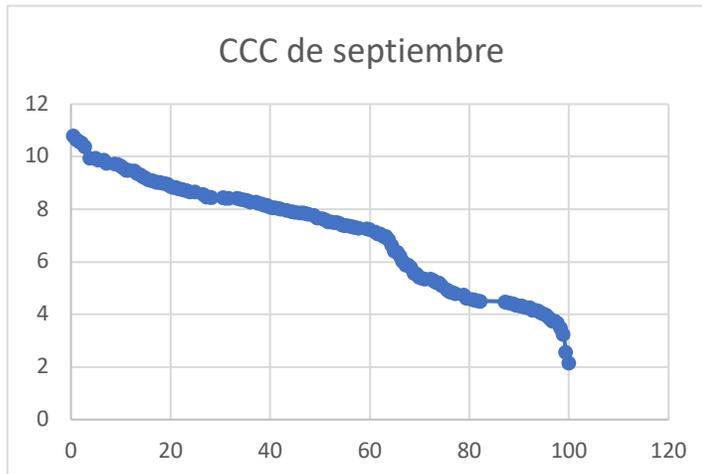
CAUDAL MEDIO MES	5,15
CAUDAL ECOLÓGICO	0,51
CAUDAL Q80	7,17
CAUDAL Q100	6,77
Caudal de equipamiento	6,31
Caudal mínimo de turbina	2,53
% Superar Caudal mínimo	91



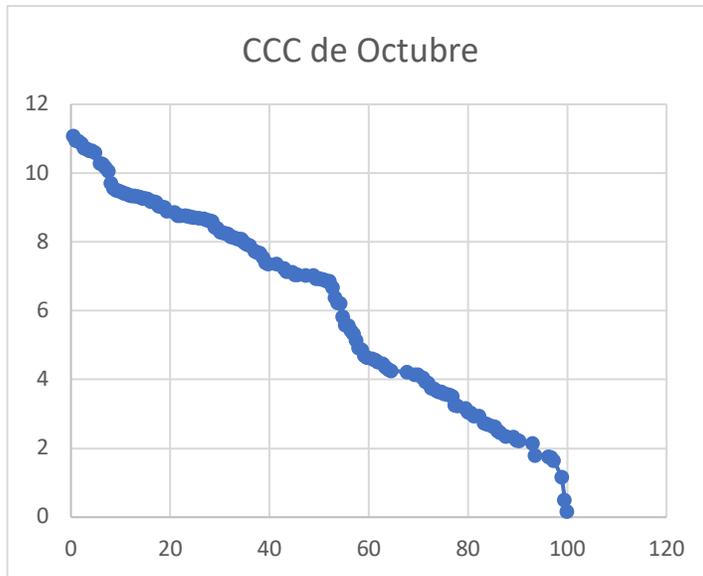
CAUDAL MEDIO MES	5,32
CAUDAL ECOLÓGICO	0,53
CAUDAL Q80	6,93
CAUDAL Q100	6,62
Caudal de equipamiento	6,20
Caudal mínimo de turbina	2,48
% Superar Caudal mínimo	100



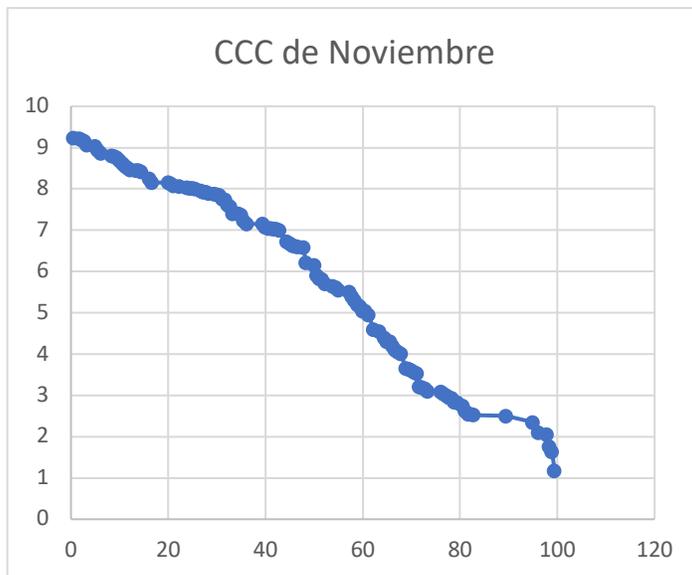
CAUDAL MEDIO MES	5,65
CAUDAL ECOLÓGICO	0,57
CAUDAL Q80	7,72
CAUDAL Q100	7,36
Caudal de equipamiento	6,95
Caudal mínimo de turbina	2,78
% Superar Caudal mínimo	92,4



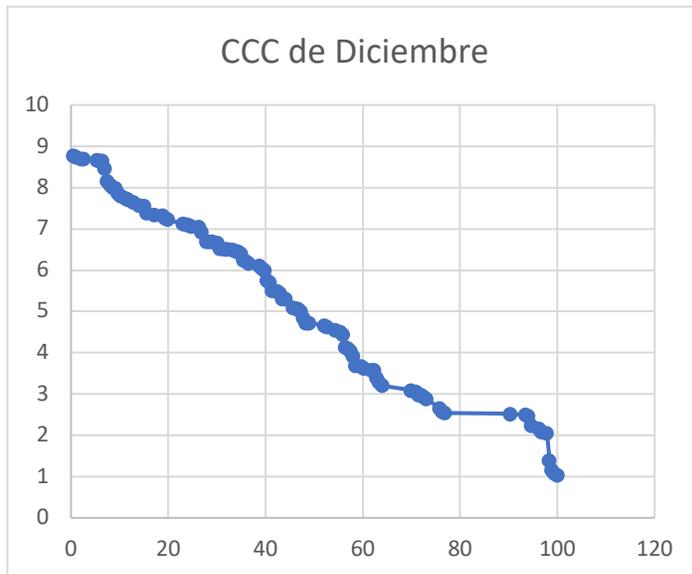
CAUDAL MEDIO MES	7,11
CAUDAL ECOLÓGICO	0,71
CAUDAL Q80	8,76
CAUDAL Q100	8,48
Caudal de equipamiento	6,12
Caudal mínimo de turbina	2,45
% Superar Caudal mínimo	99,4



CAUDAL MEDIO MES	6,11
CAUDAL ECOLÓGICO	0,61
CAUDAL Q80	8,78
CAUDAL Q100	8,65
Caudal de equipamiento	8,09
Caudal mínimo de turbina	3,24
% Superar Caudal mínimo	78



CAUDAL MEDIO MES	5,74
CAUDAL ECOLÓGICO	0,57
CAUDAL Q80	8,07
CAUDAL Q100	7,96
Caudal de equipamiento	7,43
Caudal mínimo de turbina	2,97
% Superar Caudal mínimo	78



CAUDAL MEDIO MES	4,92
CAUDAL ECOLÓGICO	0,49
CAUDAL Q80	7,12
CAUDAL Q100	6,70
Caudal de equipamiento	6,56
Caudal mínimo de turbina	2,62
% Superar Caudal mínimo	76

JUSTIFICACIÓN ELECCIÓN Q=3,97 m³/s (Montaje dos turbinas en paralelo de Q=7,94 m³/s)

La elección de un caudal de equipamiento de 3,97 m³/s para cada turbina, con un montaje en paralelo que totaliza 7,94 m³/s, optimiza el recurso hídrico, ya que corresponde al Q95 del mes de febrero (caudal superado el 26% del tiempo) en los análisis hidrológicos realizados. Este valor garantiza un funcionamiento estable de las turbinas durante la mayor parte del año, evitando sobredimensionamientos innecesarios y maximizando el aprovechamiento del agua disponible.

Asimismo, al instalar dos turbinas en paralelo, el sistema puede adaptarse a las variaciones estacionales del caudal. En meses con menor aportación hídrica (ej. marzo: 3,88 m³/s), una sola turbina opera cerca de su capacidad, mientras que en períodos de mayor caudal (ej. octubre: 8,09 m³/s), ambas turbinas trabajan conjuntamente para aprovechar al máximo el recurso).

Las turbinas Francis seleccionadas alcanzan su máximo rendimiento (92%) cerca del caudal de diseño (3,97 m³/s). Operar con dos turbinas en paralelo permite mantener altos niveles de eficiencia incluso en condiciones de caudal variable, evitando pérdidas por funcionamiento fuera del rango óptimo.

Igualmente, la configuración en paralelo asegura un suministro eléctrico continuo a los electrolizadores, clave para la producción estable de hidrógeno verde. En meses de bajo caudal, una turbina puede cubrir la demanda mínima, mientras que, en períodos de alta disponibilidad hídrica, la segunda turbina incrementa la producción.

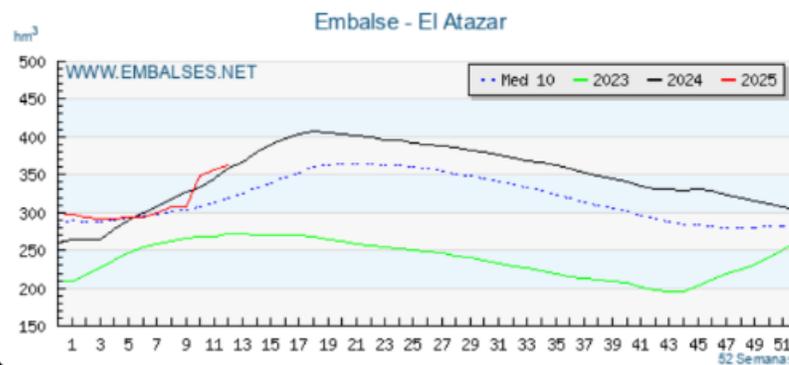
Por último, aunque el montaje en paralelo implica mayores costes iniciales, la modularidad del sistema reduce el riesgo de paradas técnicas y aumenta la rentabilidad a largo plazo. Además, el diseño permite escalar la producción de hidrógeno según la disponibilidad energética.

Por todo ello, la selección de 3,97 m³/s por turbina (7,94 m³/s totales) equilibra el aprovechamiento del recurso hídrico, la eficiencia técnica y los requerimientos de la Hidrogenera. Esta configuración asegura una operación flexible, adaptada a la estacionalidad del embalse, y alinea los objetivos de generación renovable con la producción sostenible de hidrógeno verde.

ESTIMACIÓN DE LOS SALTOS BRUTOS MENSUALES

Para estimar los saltos brutos disponibles en el embalse de El Atazar a lo largo del año, seguimos el siguiente procedimiento:

En primer lugar, utilizamos la gráfica de volumen almacenado:



Aquí seleccionamos la curva correspondiente a la media de los últimos diez años (Med 10). A partir de esta curva, realizamos una interpretación visual para determinar el volumen de agua almacenado aproximadamente para cada mes del año.

Dado que la capacidad máxima del embalse de El Atazar es de 425 hm³, calculamos el porcentaje de llenado mensual dividiendo el volumen estimado de agua almacenada en cada mes entre dicha capacidad máxima:

Mes	Semana	Volumen aprox. (hm ³)	% sobre 425 hm ³
Enero	2–5	270	~63%
Febrero	6–9	275	~65%
Marzo	10–13	290	~68%
Abril	14–17	310	~73%
Mayo	18–21	330	~78%
Junio	22–26	325	~76%
Julio	27–30	315	~74%
Agosto	31–35	300	~70%
Septiembre	36–39	285	~67%
Octubre	40–43	275	~65%

Mes	Semana	Volumen aprox. (hm ³)	% sobre 425 hm ³
Noviembre	44-47	270	~63%
Diciembre	48-51	265	~62%

Posteriormente, estimamos la cota del embalse para cada mes. Aunque la relación entre volumen almacenado y cota no es estrictamente lineal, asumimos una aproximación parabólica que refleja el comportamiento general de estos embalses, donde los primeros metros de altura almacenan menos volumen que los metros superiores.

A partir de la cota máxima del embalse de 860 metros cuando se encuentra al 100% de su capacidad, aplicamos el porcentaje de llenado calculado para cada mes y estimamos la cota real del nivel de agua. Para calcular la cota del embalse correspondiente a cada mes, en función del porcentaje de llenado, hemos utilizado una interpolación parabólica simplificada, aplicando la siguiente expresión:

$$Cota\ estimada = 755 + (860 - 755) \times \sqrt{\frac{Llenado\ (\%)}{100}}$$

Esta relación permite reflejar de forma más realista la evolución del nivel del agua en función del volumen almacenado, considerando la morfología habitual de los embalses, donde el área transversal varía con la altura. Finalmente, obtuvimos el salto bruto mensual restando la cota fija de la central hidroeléctrica (situada a 755 metros de altitud) a la cota de agua correspondiente de cada mes:

Mes	Llenado (%)	Cota embalse (m)	Salto bruto (m)
Enero	63%	849,06	94,06
Febrero	65%	849,55	94,55
Marzo	68%	850,34	95,34
Abril	73%	851,88	96,88
Mayo	78%	853,34	98,34
Junio	76%	852,87	97,87
Julio	74%	852,38	97,38
Agosto	70%	851,25	96,25
Septiembre	67%	850,48	95,48
Octubre	65%	849,55	94,55
Noviembre	63%	849,06	94,06
Diciembre	62%	848,81	93,81

ANEXO 2. CALCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA TURBINA HIDRÁULICA

El esquema adjunto representa una instalación típica de una central hidroeléctrica, destacando componentes esenciales como la rejilla y compuerta, que regulan el flujo de agua y evitan el ingreso de residuos sólidos. Las líneas etiquetadas (L1 a L3) simbolizan las conexiones al sistema. Además, se incluye una válvula de mariposa, clave para controlar el caudal que alimenta a la turbina.

Este diagrama simplificado ilustra la etapa inicial del proceso, donde el agua es conducida desde la fuente hacia la maquinaria generadora, reflejando la importancia de una infraestructura eficiente para maximizar la producción de energía renovable.

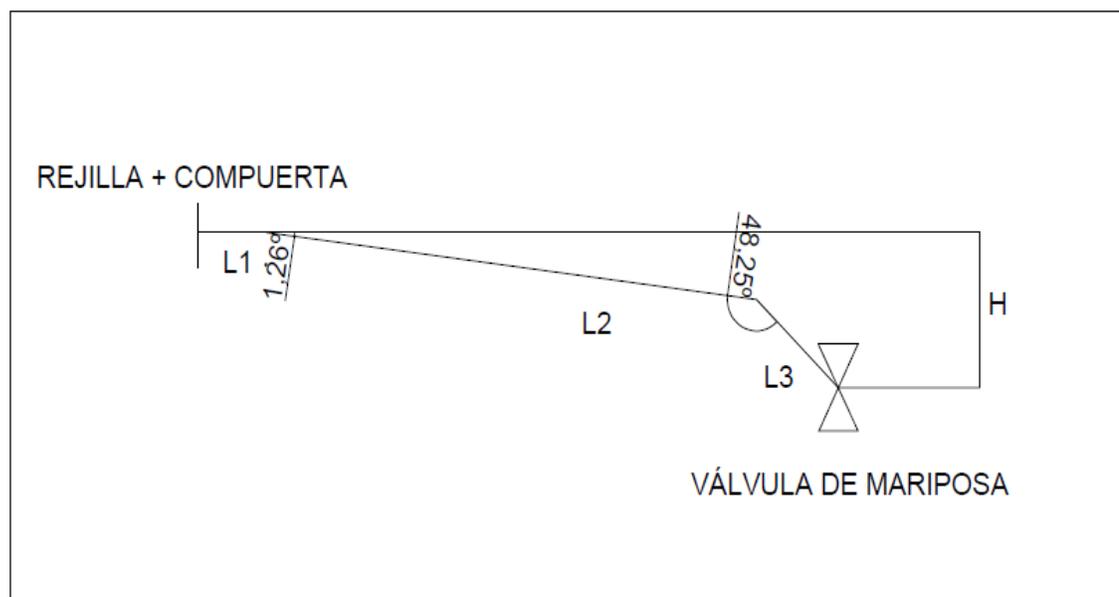


Ilustración 20. Esquema representativo de instalación típica de central hidroeléctrica.

CALCULO DE DIAMETROS

Utilizamos las fórmulas de Breese y Falbuch para obtener de forma aproximada el diámetro óptimo más habitual, además consideramos que la tubería es de hormigón.

$$D_{\text{Breese}} = 1,5 \cdot \sqrt{Q}$$

$$D_{\text{Fahlsbuch}} = 1,12 \cdot \frac{Q^{0,45}}{H^{0,12}}$$

Una vez calculados los diámetros, obtenemos la velocidad de flujo para cada una de las fórmulas anteriores.

$$v = \frac{Q}{\frac{\pi D^2}{4}}$$

MES	Q _{equipamiento} (m ³ /s)	H _{bruto} (m)	D _{Bresse} (m)	D _{Fahlsbuch} (m)	V _{Bresse} (m/s)	V _{Fahlsbuch} (m/s)
ENERO	5.22	94.05	3.427,00	1.366,00	0.566	3.563,00
FEBRERO	3.97	94.55	2.989,00	1.207,00	0.566	3.471,00
MARZO	3.88	95.35	2.955,00	1.193,00	0.566	3.471,00
ABRIL	4.19	96.9	3.070,00	1.233,00	0.566	3.511,00
MAYO	4.52	98.3	3.189,00	1.273,00	0.566	3.550,00
JUNIO	6.31	97.85	3.768,00	1.480,00	0.566	3.666,00
JULIO	6.20	97.4	3.735,00	1.469,00	0.566	3.656,00
AGOSTO	6.95	96.25	3.954,00	1.549,00	0.566	3.687,00
SEPTIEMBRE	6.12	95.5	3.711,00	1.464,00	0.566	3.634,00
OCTUBRE	8.09	94.55	4.266,00	1.662,00	0.566	3.728,00
NOVIEMBRE	7.43	94.05	4.089,00	1.601,00	0.566	3.691,00
DICIEMBRE	6.56	93.8	3.842,00	1.514,00	0.566	3.643,00

Tabla 13. Valores para obtención de velocidad específica.

Asimismo, con Bresse mantiene una velocidad constante de 0.566 m/s en todos los meses. Esto confirma que el método de Bresse está diseñado para mantener una velocidad uniforme, ideal para evitar erosión en canales abiertos o sistemas donde se busca un flujo estable.

En cambio, Fahlsbuch genera velocidades variables (3.470–3.727 m/s), significativamente más altas. Esto sugiere que el método prioriza diámetros más pequeños para aumentar la velocidad del flujo, útil en tuberías presurizadas donde se requiere mayor eficiencia hidráulica, dado que se aproxima más al límite de velocidad (tubería fabricada en hormigón, por lo que se puede adoptar un valor máximo de 6-7 m/s, velocidad media máxima de sección de la conducción), por lo que elegiremos esta opción.

CALCULO DE LAS PÉRIDAS CONTINUAS

y aplicando la fórmula de Manning en los tres tramos, definidos como:

L₁= 30 metros.

L₂ = 700 metros.

L₃ = 70 metros.

$$\Delta H_{CONT} = L \cdot \frac{n^2 \cdot v^2}{R_H^{4/3}}$$

Tipo de tubería de hormigón	Coefficiente de Manning (n)
Hormigón liso (encofrado metálico o bien acabado)	0,011-0,013
Hormigón centrifugado (fabricado por centrifugación)	0,012-0,014
Hormigón colado in situ (acabado normal)	0,013-0,015
Hormigón con juntas o irregularidades	0,015-0,017
Hormigón viejo o con corrosión/incrustaciones	0,016-0,020

Tabla 14. Valores de rugosidad de Manning(n) para tuberías de hormigón

Obtenemos las siguientes pérdidas continuas en cada tramo, considerando $n = 0,012$ según tabla anterior, para hormigón liso.

$$\Delta H_{CONT} = \Delta H_{L1} + \Delta H_{L2} + \Delta H_{L3}$$

MES	DFahlsbuch (m)	vFahlsbuch (m/s)	ΔH_{CONT} (30 m)	ΔH_{CONT} (70 m)	ΔH_{CONT} (700 m)	ΔH_{CONT} Total (m)
ENERO	1.366,00	3.563,00	0.091	0.213	2.127,00	2.431,00
FEBRERO	1.207,00	3.471,00	0.102	0.238	2.381,00	2.721,00
MARZO	1.193,00	3.471,00	0.104	0.242	2.419,00	2.764,00
ABRIL	1.233,00	3.511,00	0.101	0.237	2.368,00	2.764,00
MAYO	1.273,00	3.550,00	0.099	0.232	2.320,00	2.706,00
JUNIO	1.480,00	3.666,00	0.087	0.202	2.024,00	2.652,00
JULIO	1.469,00	3.656,00	0.087	0.203	2.033,00	2.313,00
AGOSTO	1.549,00	3.687,00	0.083	0.193	1.927,00	2.323,00
SEPTIEMBRE	1.464,00	3.634,00	0.088	0.204	2.018,00	2.202,00
OCTUBRE	1.662,00	3.728,00	0.077	0.179	1.793,00	2.306,00
NOVIEMBRE	1.601,00	3.691,00	0.079	0.185	1.848,00	2.049,00
DICIEMBRE	1.514,00	3.643,00	0.083	0.194	1.939,00	2.112,00

Tabla 15. Pérdidas continuas totales de altura.

CALCULO DE LAS PÉRDIDAS CONTINUAS

y aplicando la fórmula de Darcy, en cada tramo:

Tabla 16.

$$R_e = \frac{D * v}{u}$$

Donde u es la viscosidad cinemática del fluido, y en nuestro caso del agua a 20°. Este valor viene definido y es $u=1,0034 \text{ mm}^2/\text{s}$.

MES	DFahlsbuch (m)	vFahlsbuch (m/s)	Número de Reynolds Re	Tipo de Flujo
ENERO	1.366,00	3.563,00	4,850,566	Turbulento
FEBRERO	1.207,00	3.471,00	4,175,301	Turbulento
MARZO	1.193,00	3.471,00	4,126,000	Turbulento
ABRIL	1.233,00	3.511,00	4,314,000	Turbulento
MAYO	1.273,00	3.550,00	4,503,000	Turbulento
JUNIO	1.480,00	3.666,00	5,407,000	Turbulento
JULIO	1.469,00	3.656,00	5,352,000	Turbulento
AGOSTO	1.549,00	3.687,00	5,691,000	Turbulento
SEPTIEMBRE	1.464,00	3.634,00	5,302,000	Turbulento
OCTUBRE	1.662,00	3.728,00	6,174,000	Turbulento
NOVIEMBRE	1.601,00	3.691,00	5,888,000	Turbulento
DICIEMBRE	1.514,00	3.643,00	5,497,000	Turbulento

Tabla 17. Cálculo de número de Re .

Una vez calculado el número de Re , encontrándose este en régimen turbulento en todos los meses, obtenemos el cociente de rugosidad y diámetro, teniendo en cuenta que el de la rugosidad viene tabulado y para el hormigón liso es 0,5.

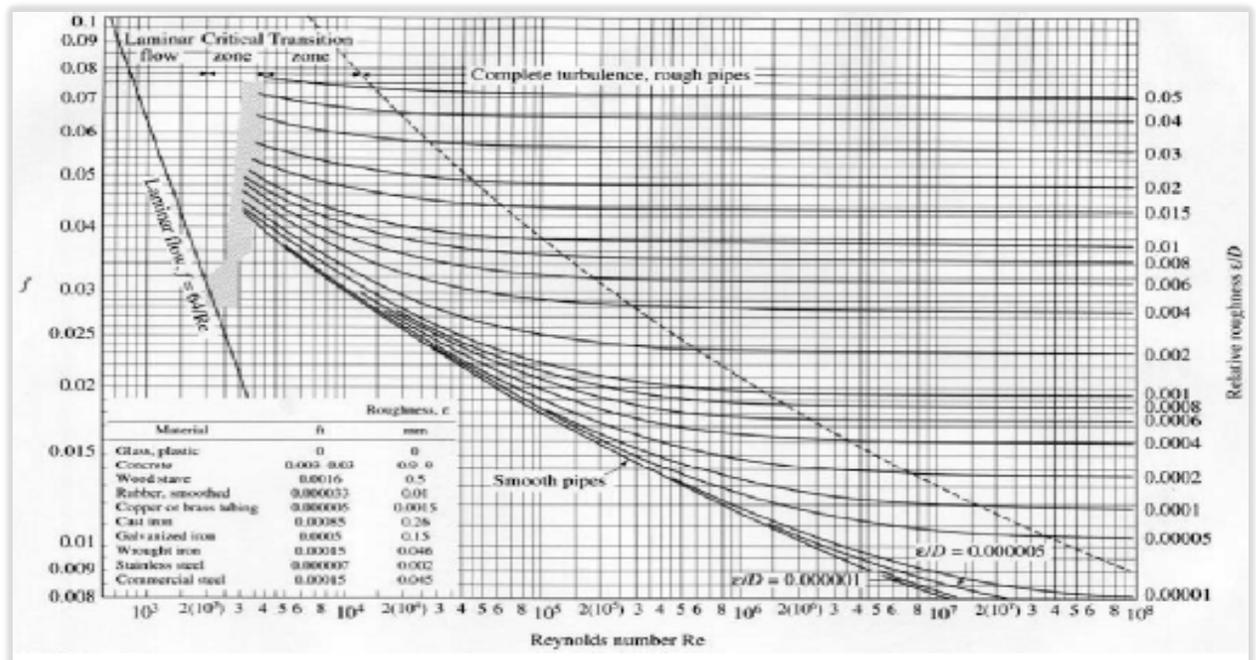


Ilustración 21. Cociente de rugosidad y diámetro mediante el número de Re

Tipo de superficie de hormigón	Rugosidad absoluta (ϵ) en mm
Hormigón liso (encofrado metálico)	0.3 – 0.8 mm
Hormigón centrifugado (buen acabado)	0.3 – 1.0 mm
Hormigón colado in situ (acabado normal)	0.6 – 1.5 mm
Hormigón rugoso o con junta	1.0 – 3.0 mm
Hormigón viejo o erosionad	1.5 – 5.0 mm

Tabla 18. Valores típicos de rugosidad absoluta para tuberías de hormigón

MES	DFahlsbuch (m)	Rugosidad Absoluta ϵ (m)	Rugosidad Relativa ϵ/D	Clasificación Hidráulica
ENERO	1.366,00	0.0005	0.000366	Transicional
FEBRERO	1.207,00	0.0005	0.000414	Transicional
MARZO	1.193,00	0.0005	0.000419	Transicional
ABRIL	1.233,00	0.0005	0.000406	Transicional
MAYO	1.273,00	0.0005	0.000393	Transicional
JUNIO	1.480,00	0.0005	0.000338	Transicional
JULIO	1.469,00	0.0005	0.000340	Transicional
AGOSTO	1.549,00	0.0005	0.000323	Transicional
SEPTIEMBRE	1.464,00	0.0005	0.000342	Transicional
OCTUBRE	1.662,00	0.0005	0.000301	Transicional
NOVIEMBRE	1.601,00	0.0005	0.000312	Transicional
DICIEMBRE	1.514,00	0.0005	0.000330	Transicional

Tabla 19. Aplicación de rugosidad absoluta y relativa

Fórmula de Darcy-Weisbach:

$$\Delta H_{CONT} = L * \frac{f * v^2}{D * 2 * g}$$

Donde:

L = Longitud de la tubería (30 m, 70 m, 700 m).

f = Factor de fricción (obtenido del diagrama de Moody con Re y ϵ/D)

v = Velocidad (m/s)

D = Diámetro (m)

$g = \text{Gravedad } (9.81 \text{ m/s}^2)$.

MES	Re ($\times 10^6$)	ϵ/D ($\times 10^{-4}$)	Factor f (Moody)	v (m/s)	D (m)	$\Delta H_{CON T}$ (30 m)	$\Delta H_{CON T}$ (70 m)	$\Delta H_{CON T}$ (700 m)	ΔH_{CONT} (m)
ENERO	4.85	3.66	0.015	3.563	1.366	0.213	0.498	4.978	5.689
FEBRERO	4.18	4.14	0.015	3.471	1.207	0.250	0.583	5.828	6.661
MARZO	4.13	4.19	0.015	3.471	1.193	0.253	0.591	5.908	6.752
ABRIL	4.31	4.06	0.015	3.511	1.233	0.240	0.560	5.598	6.398
MAYO	4.50	3.93	0.015	3.550	1.273	0.228	0.532	5.320	6.080
JUNIO	5.41	3.38	0.014	3.666	1.480	0.170	0.397	3.974	4.541
JULIO	5.35	3.40	0.014	3.656	1.469	0.171	0.400	3.997	4.568
AGOSTO	5.69	3.23	0.014	3.687	1.549	0.154	0.359	3.592	4.105
SEPTIEMBRE	5.30	3.42	0.014	3.634	1.464	0.173	0.403	4.034	4.610
OCTUBRE	6.17	3.01	0.014	3.728	1.662	0.140	0.327	3.270	3.737
NOVIEMBRE	5.89	3.12	0.014	3.691	1.601	0.149	0.348	3.476	3.973
DICIEMBRE	5.50	3.30	0.014	3.643	1.514	0.164	0.383	3.830	4.377

Tabla 20. Obtención de ΔH_{CONT}

$$\Delta H_{CONT} = \Delta H_{L1} + \Delta H_{L2} + \Delta H_{L3}$$

La Fórmula de Manning: Es empírica y se usa comúnmente en canales abiertos y tuberías con flujo turbulento en régimen completamente rugoso. Depende fuertemente del coeficiente de rugosidad (n), que puede variar según el material y estado de la tubería, y no considera directamente el efecto del número de Reynolds (Re), por lo que es menos precisa para flujos en transición o con alta viscosidad.

La Fórmula de Darcy-Weisbach, es más general y aplicable a todo tipo de flujos (laminar, turbulento, transición). Utiliza el factor de fricción (f), que se obtiene del diagrama de Moody en función de Re y la rugosidad relativa (ϵ/D). La ventaja es captura mejor la física del flujo, especialmente en tuberías donde el régimen no es completamente rugoso (como en algunos meses de la tabla, donde ϵ/D está cerca de la zona de transición).

Como conclusión la fórmula de Darcy-Weisbach es mejor porque: Es más precisa al incorporar Re y ϵ/D . Maneja mejor los casos donde la rugosidad no domina completamente (como en agosto), y es el estándar en cálculo de pérdidas en tuberías a presión.

PÉRDIDAS DE LOCALES

Excepto para la pérdida de carga por rozamiento de la tubería se emplea la ecuación general para pérdidas de carga localizadas.

$$\Delta h_{ta} = K * \frac{V^2}{2 a}$$

Donde:

Δh : pérdida de carga

k: coeficiente de pérdida de carga dependiente del causante de pérdida de carga

V: velocidad media del agua en la tubería forzada, descrito en tablas anteriores,

g: aceleración de la gravedad

TOMA DE AGUA

$$\Delta h_{ta} = K * \frac{V^2}{2 a} = 0,5 * \frac{\text{velocidad por cada mes}^2}{2 * 9,81}$$

MES	vFahlsbuch (m/s)	Δh_{ta} (m)
ENERO	3.563	0.324
FEBRERO	3.471	0.307
MARZO	3.471	0.307
ABRIL	3.511	0.314
MAYO	3.550	0.321
JUNIO	3.666	0.342
JULIO	3.656	0.341
AGOSTO	3.687	0.346
SEPTIEMBRE	3.634	0.337
OCTUBRE	3.728	0.354
NOVIEMBRE	3.691	0.347
DICIEMBRE	3.643	0.338

Tabla 21. Cálculo de Δh_{ta}

REJILLA

El valor k depende del tipo de rejilla;

Donde:

$$k = C_f \left(\frac{s}{b}\right)^{\frac{4}{3}} \sin \beta$$

Cf: coeficiente de forma de la rejilla s: espesor de las barras

b: espacio entre las barras

β : ángulo de inclinación de las rejillas

Tipo de reja	Cf
De sección rectangular	2,42
De sección rectangular con aristas redondeadas	1,83
De sección rectangular con aristas redondeadas y extremo final adelgazado	1,63
De sección circular	1,79

Tabla 22. Coeficiente de forma de rejilla

Las barras de la reja serán de un espesor de: $s = 1 \text{ mm}$

La separación entre las barras será de: $b = 9 \text{ mm}$

Obteniendo un valor de $K = 0,116$, y por lo tanto unas pérdidas de:

$$\Delta h_{re} = K * \frac{Vmes^2}{2 a}$$

MES	vFahlsbuch (m/s)	Δh_{re} (m)
ENERO	3.563	0,0750
FEBRERO	3.471	0,0712
MARZO	3.471	0.0712
ABRIL	3.511	0.0729
MAYO	3.550	0.0745
JUNIO	3.666	0.0795
JULIO	3.656	0.0790
AGOSTO	3.687	0.0804
SEPTIEMBRE	3.634	0.0781
OCTUBRE	3.728	0.0822
NOVIEMBRE	3.691	0.0806
DICIEMBRE	3.643	0.0785

Tabla 23. Cálculo de Δh_{re}

CODOS

A continuación, realizamos la pérdida de carga del primer codo de la conducción, entre el tramo L1 y L2, considerando el coeficiente de altura de velocidad y siendo β el ángulo de giro (desarrollo del codo de 1,26°):

$$\Delta H_{CODO} = 0,9 * \sin \beta * \frac{0,21}{\sqrt{\frac{5 * D}{D}}} * \frac{v^2}{2 * g}$$

y, para la pérdida del codo de la conducción entre el tramo L2 y L3, con un desarrollo del codo de 48,25 °:

MES	vFahlsbuch (m/s)	$\Delta H(\beta=1.26^\circ)$ [m]	$\Delta H(\beta=48.25^\circ)$ [m]
ENERO	3.563	0.00120	0.0408
FEBRERO	3.471	0.00114	0.0387
MARZO	3.471	0.00114	0.0387
ABRIL	3.511	0.00117	0.0397
MAYO	3.550	0.00119	0.0406
JUNIO	3.666	0.00127	0.0432
JULIO	3.656	0.00126	0.0430
AGOSTO	3.687	0.00129	0.0437
SEPTIEMBRE	3.634	0.00125	0.0425
OCTUBRE	3.728	0.00131	0.0447
NOVIEMBRE	3.691	0.00129	0.0438
DICIEMBRE	3.643	0.00125	0.0426

Tabla 24. Cálculo de ΔH_{CODO}

VÁLVULA

Los valores de coeficientes de pérdidas de carga en válvulas difieren según la fuente o los fabricantes. Para las válvulas usadas en este proyecto considerando que siempre estarán completamente abiertas se han usado:

Válvula de mariposa: $K=0,36$

Válvula de compuerta: $K = 0,2$

$$\Delta h_{vm} = K * \frac{V^2}{2g} =$$

MES	vFahlsbuch (m/s)	Δh_{vc} (m)	Δh_{vm} (m)
ENERO	3.563	0.129	0.233
FEBRERO	3.471	0.123	0.221
MARZO	3.471	0.123	0.221
ABRIL	3.511	0.126	0.226
MAYO	3.550	0.128	0.231
JUNIO	3.666	0.137	0.246
JULIO	3.656	0.136	0.245
AGOSTO	3.687	0.139	0.249
SEPTIEMBRE	3.634	0.135	0.242
OCTUBRE	3.728	0.142	0.255
NOVIEMBRE	3.691	0.139	0.250
DICIEMBRE	3.643	0.135	0.243

Tabla 25. Cálculo de Δh_{vm}

PÉRDIDA DE CARGA TOTAL

Las pérdidas de carga total es la suma de todas las pérdidas mencionadas anteriormente consistente en la tubería forzada por rozamiento y codos, la toma de agua, la rejilla y las válvulas:

$$\Delta h_{total} = \Delta h_{ta} + \Delta h_{rejilla} + \Delta h_{roz} + \Delta h_{c1} + \Delta h_{c2} + \Delta h_{vcomp} + \Delta h_{vmariposa}$$

MES	ΔH_{CONT} (m)	Δh_{ta} (m)	Δh_{re} (m)	Δh_{codo1} (m)	Δh_{codo2} (m)	Δh_{vc} (m)	Δh_{vm} (m)	ΔH_{total} (m)
ENERO	5.689	0.324	0,0750	0.00120	0.0408	0.129	0.233	6.492
FEBRERO	6.661	0.307	0,0712	0.00114	0.0387	0.123	0.221	7.423
MARZO	6.752	0.307	0.0712	0.00114	0.0387	0.123	0.221	7.514
ABRIL	6.398	0.314	0.0729	0.00117	0.0397	0.126	0.226	7.178
MAYO	6.080	0.321	0.0745	0.00119	0.0406	0.128	0.231	6.876
JUNIO	4.541	0.342	0.0795	0.00127	0.0432	0.137	0.246	5.390
JULIO	4.568	0.341	0.0790	0.00126	0.0430	0.136	0.245	5.413
AGOSTO	4.105	0.346	0.0804	0.00129	0.0437	0.139	0.249	4.965
SEPTIEMBRE	4.610	0.337	0.0781	0.00125	0.0425	0.135	0.242	5.446
OCTUBRE	3.737	0.354	0.0822	0.00131	0.0447	0.142	0.255	4.616
NOVIEMBRE	3.973	0.347	0.0806	0.00129	0.0438	0.139	0.250	4.835
DICIEMBRE	4.377	0.338	0.0785	0.00125	0.0426	0.135	0.243	5.216

Tabla 26. Cálculo Δh_{total}

La mayor pérdida total ocurre en marzo (7.514 m) debido a las altas pérdidas por fricción ($\Delta H_{CONT} = 6.752$ m).

La menor pérdida total ocurre en octubre (4.616 m) por la baja ΔH_{CONT} (3.737 m).

SALTO NETO

Es la diferencia entre el salto bruto (H_b) y la pérdida de carga total, por lo que ahora calcularemos el salto neto por mes, aplicando esta formula

$$H_{NETO} = H_{BRUTO} - \Delta h_{TOTAL}$$

MES	H_BRUTO (m)	Δh_{TOTAL} (m)	H_NETO (m)
ENERO	94.05	6.492	87.558
FEBRERO	94.55	7.423	87.127
MARZO	95.35	7.514	87.836
ABRIL	96.90	7.178	89.722
MAYO	98.35	6.876	91.474
JUNIO	97.85	5.390	92.460
JULIO	97.40	5.413	91.987
AGOSTO	96.25	4.965	91.285
SEPTIEMBRE	95.50	5.446	90.054
OCTUBRE	94.55	4.616	89.934
NOVIEMBRE	94.05	4.835	89.215
DICIEMBRE	93.80	5.216	88.584

Tabla 27. Cálculo de salto neto

La altura fluctúa a lo largo del año, con valores más altos en mayo (91.474 m) y junio (92.460 m), y los más bajos en febrero (87.127 m) y enero (87.558 m).

Esto sugiere que, en términos de energía potencial, mayo y junio serían los meses con mayor disponibilidad de agua útil.

Aunque altura bruta es mayor en mayo (98.35 m), las pérdidas (Δh_{TOTAL}) también son significativas (6.876 m).

En cambio, en junio (97.85 m), las pérdidas son menores (5.390 m), lo que explica por qué el H_{NETO} es más alto en ese mes.

Los menores valores de Δh_{TOTAL} (pérdidas) ocurren en octubre (4.616 m) y agosto (4.965 m), lo que podría indicar: menor evaporación o infiltración en esos meses y posible reducción en el caudal de entrada o salida del sistema.

VELOCIDAD ESPECÍFICA

La velocidad específica dada por la siguiente ecuación:

$$n_s = n * \frac{P^{1/2}}{H^{5/4}}$$

n_s = velocidad específica en r.p.m.

n = velocidad del generador en r.p.m.

P = potencia de la turbina en caballos de vapor (cv)

H = salto neto en metros.

Las revoluciones por minuto a las que gira el eje se calculan según el régimen de giro nominal de la máquina eléctrica que va acoplada al eje. En este caso en el eje están acopladas la turbina y el alternador.

$$n = \frac{60 * f}{p}$$

Siendo

n = velocidad del generador en rpm

f = frecuencia en Hz

p = pares de polos del generador

De acuerdo con las fórmulas anteriores y la potencia en el eje de la turbina, podemos hallar diferentes velocidades específicas para velocidades de distintos generadores comerciales.

pares de polos:	1	2	3	4	5	6	7	8
velocidad (r.p.m.):	3000	1500	1000	750	600	500	428	330

Tabla 28. Velocidad específica turbina en r.p.m en función de pares de polos

La única forma de acoplar el generador directamente a la turbina es contando con un elevado número de pares de polos. Suponiendo una velocidad de giro de la turbina de 500 rpm.

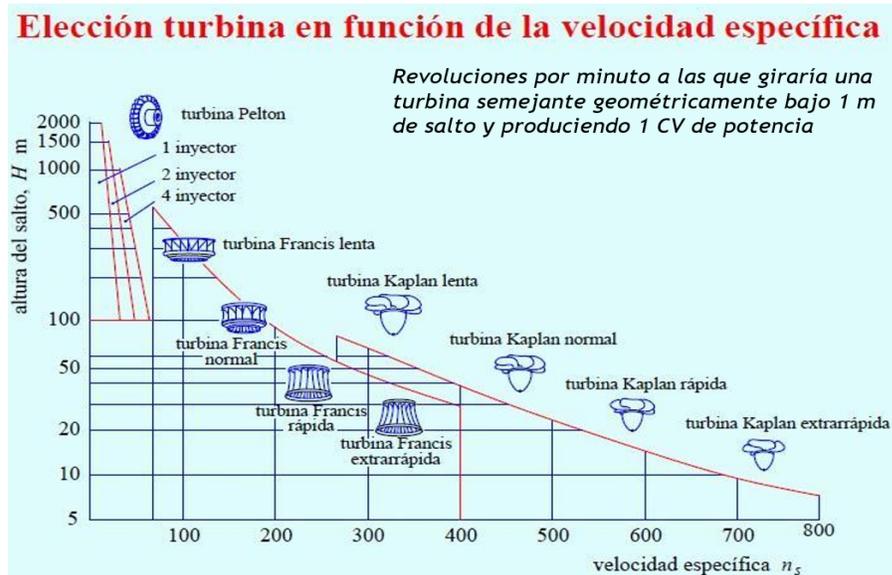


Ilustración 22. Diagrama de elección de turbina en función de velocidad específica.

ELECCION DE TURBINA SEGÚN EL MES

Como se ha visto en los apartados anteriores, el embalse del Atazar, en función del mes presenta varios caudales de equipamiento, así como alturas netas, por lo que vamos a realizar un cálculo para estimar que turbina sería la mejor elección por mes. Como se puede observar en las tablas posteriores, todas las velocidades específicas por mes están encuadradas entre 107.5 y 153.6 rpm, por lo que la elección de una turbina Francis sería la más recomendada para los diferentes caudales y alturas netas (87.127 a 92.460) del embalse seleccionado.

MES	CAUDAL EQUIPAMIENTO MENSUAL (m ³ /s)	SALTO BRUTO (m)	SALTO NETO (m)	POTENCIA ESTIMADA (Mw)	VELOCIDAD ESPECIFICA (rpm)
ENERO	5.22	94.05	87.558	3.94	126.5
FEBRERO	3.97	94.55	87.127	2.99	109.7
MARZO	3.88	95.35	87.836	2.94	107.5
ABRIL	4.19	96.90	89.722	3.25	111.9
MAYO	4.52	98.35	91.474	3.58	113.8
JUNIO	6.31	97.85	92.460	4.96	132.9
JULIO	6.20	97.40	91.987	4.84	130.5
AGOSTO	6.95	96.25	91.285	5.49	140.6
SEPTIEMBRE	6.12	95.50	90.054	4.76	131.1
OCTUBRE	8.09	94.55	89.934	6.28	153.6

NOVIEMBRE	7.43	94.05	89.215	5.72	148.6
DICIEMBRE	6.56	93.80	88.584	5.02	140.1

Tabla 29. Velocidad específica de turbina por mes.

Velocidad específica en r.p.m.	Tipo de turbina	Altura del salto en m .
Hasta 18	Pelton de un inyector	800
De 18 a 25	Pelton de un inyector	800 a 400
De 26 a 35	Pelton de un inyector	400 a 100
De 26 a 35	Pelton de dos inyectores	800 a 400
De 36 a 50	Pelton de dos inyectores	400 a 100
De 51 a 72	Pelton de cuatro inyectores	400 a 100
De 55 a 70	Francis muy lenta	400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta	200 a 100
De 120 a 200	Francis normal	100 a 50
De 200 a 300	Francis rápida	50 a 25
De 300 a 450	Francis extrarrápida	25 a 15
De 400 a 500	Hélice extrarrápida	15
De 270 a 500	Kaplan lenta	50 a 15
De 500 a 800	Kaplan rápida	15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan extrarrápida	Menos de 5

Tabla 30. Selección de la turbina. Máster Energías Renovables. Universidad Europea

Con base en lo anteriormente expuesto en este apartado, y lo descrito en el apartado de cálculos justificativos del recurso hidrológico, caudales y años representativos, continuamos manteniendo la selección de un caudal de equipamiento de $3,97 \text{ m}^3/\text{s}$ para dimensionar la turbina y garantizar su operación durante la mayor cantidad de horas posibles. Asimismo, se va a instalar dos turbinas en paralelo con las mismas características, y con un caudal máximo de $7,94 \text{ m}^3/\text{s}$, para poder operar durante los meses de mayor caudal, como octubre y noviembre.

Por todo ello, para ser conservador, seleccionaremos las pérdidas de carga para estas nuevas variables, ya que presentan una mayor velocidad del sistema, aplicando las mismas formulas descritas en los apartados anteriores:

CONCEPTO	Valor
Diámetro (Fahlsbuch)	1,66 m
Velocidad (v)	3,66 m/s
Pérdidas continuas L1=30 m (Darcy-Weisbach)	0,15 m
Pérdidas continuas L2=700 m (Darcy-Weisbach)	3,47 m
Pérdidas continuas L3=70 m (Darcy-Weisbach)	0,35 m
Pérdidas locales de toma de agua (K=0,5)	0,34 m
Pérdidas locales de rejilla (K=0,116)	0,08 m
Pérdidas locales codo 1 (1,26°)	0,001 m
Pérdidas locales codo 2 (48,25°)	0,04 m
Pérdidas locales válvula de mariposa (K=0,36)	0,25 m
Pérdidas locales válvula de compuerta (K=0,2)	0,14 m
Pérdidas totales	4,82 m

El nuevo cálculo para un caudal de 7,94 m³/s muestra que las pérdidas de carga totales (4,82 m) son aceptables y se ubican en un rango similar a los cálculos realizados por mes (entre 3,76 m y 6,75 m,). Esto significa que el diseño de la tubería funciona bien para caudales altos, como los de septiembre, pero en meses con poca agua (como agosto) las pérdidas aumentan.

Hay que tener en cuenta que las pérdidas dependen del caudal: A más agua circulando, más fricción en la tubería, pero el sistema aguanta bien. Asimismo, la velocidad del agua fluye a 3,66 m/s, una velocidad que no daña la tubería de hormigón.

RENDIMIENTO DE LA CENTRAL

Para hallar el rendimiento general de la central se debe tener en cuenta el de la turbina, multiplicador de velocidad, generador, transformador y un factor de deterioro de la central con el paso del tiempo.

Considerando:

Rendimiento del generador: $\mu_g = 0,97$

Rendimiento del transformador: $\mu_t = 0,99$

Rendimiento de la turbina: μ_T

General = $0,97 \cdot 0,99 \cdot \mu_T = 0,96 \cdot \mu_T$

Estos rendimientos son independientes del tipo de turbina. Cada una de ellas tiene un rendimiento distinto como se ha visto anteriormente, tomando un rendimiento medio de 0.92 para la Francis para el caudal nominal.

Multiplicando el valor de cada curva de rendimiento de la turbina por 0,96 se obtiene la curva general de rendimiento de la central, tomando 0,88 como rendimiento medio de la central para

ANEXO 3. CALCULOS JUSTIFICATIVOS DEL GENERADOR

SISTEMA DE EXCITACIÓN

Para excitar un generador síncrono, se hace circular una corriente continua por el circuito de los polos inductores, representando entre el 0,5% y el 1% de la potencia útil del generador. Aunque las excitatrices estáticas son cada vez más comunes, todavía se utilizan excitatrices rotativas.

- Excitatrices rotativas de corriente continua:

Los inducidos de la excitatriz principal y auxiliar están montados en el eje del generador principal. Al usar dos excitatrices en cascada, se amplifica la potencia y se regula la tensión, actuando sobre un circuito de baja potencia.

- Excitatrices rotativas de corriente alterna sin escobillas:

Se emplea un pequeño generador de corriente alterna cuyo inducido está montado en el rotor del generador principal. La corriente se rectifica mediante un rectificador, eliminando el problema de mantenimiento de las escobillas. La tensión se regula mediante un equipo electrónico que actúa sobre la excitación de la excitatriz.

- Excitatrices estáticas:

La corriente de excitación se obtiene de los terminales del generador principal a través de un transformador. Esta corriente se rectifica mediante un equipo electrónico y se inyecta en el bobinado de excitación del rotor del generador, utilizando un sistema de escobillas y anillos rozantes. Al arrancar el generador, no hay tensión en los bornes y, por lo tanto, no se dispone de corriente de excitación. Los magnetismos remanentes, ayudados si es necesario por una batería, permiten iniciar el funcionamiento, que se normaliza en cuanto la tensión en los bornes alcanza un valor modesto. Estos equipos requieren menos mantenimiento, tienen buen rendimiento y una rápida respuesta ante las oscilaciones de tensión, aunque son más caros.

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Los datos para considerar para elegir el generador de cada turbina son los siguientes:

- Generador síncrono
- Potencia nominal
- $PT.Ejeturbina : \rho * g * Q * H * \eta = 1000 * 9,81 * 3,97 * 87,127 * 0.88 = 2,99 \text{ Mw}$

Asimismo, valor mínimo mensual (febrero): 87,127, se selecciona este valor, porque consideramos que es el valor más desfavorable calculados en las tablas mensuales. No obstante, las pérdidas de carga con la turbina seleccionada son de 4,22 m, por lo que, el salto neto del mes de febrero es de 90,33.

- PT Generador = PT turbina = 2,99 Mw
- Configuración: En este caso horizontal, B3 (Montaje Internacional): Generador horizontal con patas en la parte inferior y una salida de eje cilíndrico.
- Velocidad: La turbina nos fija la potencia, velocidad y configuración horizontal. En este caso se elige una velocidad de 500 r.p.m.

Rendimientos con factor de potencia 0.8 y 1 (La velocidad es de 500 rpm):

Carga	1/4	2/4	3/4	4/4
Factor de pot: 0.8	91,50%	94,00%	94,20%	93,90%
Factor de pot: 1	93,50%	95,60%	95,60%	95,70%

Tabla 31. Rendimientos de generador

INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE UN GENERADOR SINCRONO

El generador tiene un rendimiento del 97% según el fabricante. Su objetivo es transmitir la máxima potencia activa posible a la red. Dependiendo de si el generador está subexcitado o sobreexcitado, puede transmitir potencia reactiva de forma capacitiva o inductiva, respectivamente. Por lo tanto, el factor de potencia podría ser cero. Sin embargo, la mayor potencia aparente se obtiene cuando el generador trabaja con un factor de potencia típico de 0,85 inductivo.

Para calcular la intensidad generada por fase del alternador, se deben asumir los valores de rendimiento y factor de potencia. Con estos valores, se puede determinar la potencia generada

$$P_g = P_{eje} * \eta_g$$

Donde:

P_g: potencia generada

η_g: rendimiento del alternador

P_{eje}: potencia mecánica en el eje

$$P_g = P_{eje} * \eta_g = 2,99 * 0,97 = 2,90 \text{ Mw}$$

La potencia aparente del alternador:

$$S_g = P_g / [\cos\theta] \quad S_g = (2090000(w))/0,9 = 2,322 \text{ KVA}$$

Y su intensidad por fase

$$I_g = P_g / \sqrt{3} \cdot (V_g \cdot \cos\phi_g) = 2090000 / (\sqrt{3} \cdot 6000 \cdot 0,85) = 236,6 \text{ A}$$

Donde:

Ig: intensidad generada por fase

Vg: tensión de generación

cosf: factor de potencia del alternador

LÍNEA DE CONEXIÓN GENERADOR/TRANSFORMADOR

Los cables tendrán la misma tensión que la salida del generador, transportando una corriente de 236,6 A por fase a una tensión de 6000 V. Se utilizará un conjunto de cables unipolares (uno por fase) con aislamiento XLPE, que soportan una temperatura de servicio continuo de 90°C.

Estos cables se instalarán en un canal revisable, exclusivo para ellos, a nivel del suelo con tapas estancas y removibles manualmente. Se considerará una renovación de aire ineficaz.

SERVICIOS AUXILIARES

Aproximadamente entre el 6% y el 8% de la energía generada se utiliza para el autoconsumo de la central, específicamente en los servicios auxiliares. Por lo tanto, se considera que el rendimiento de autoconsumo es del 92 %.

La intensidad máxima por fase de la línea de conexión de los servicios auxiliares es:

$$I_{sa} = P_{sa} / \sqrt{3} \cdot (V_{sa} \cdot \cos\phi_{sa}) = (50 \text{ KVA} (40000 \text{ w})) / (\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,85) = 67,92 \text{ A}$$

La sección para cables de baja tensión es de 16 mm². Según RBT-ITC19 esta sección con un cable de aislamiento de XLPE con conductor de cobre soporta intensidades de 80 A, por lo que soportaran adecuadamente la potencia requerida por los servicios auxiliares

INSTALACIÓN DE ABASTECIMIENTO DE ACEITE

Para una perfecta lubricación de los cojinetes del generador se le va a dotar de una instalación de abastecimiento de aceite con refrigeración por agua. Se compone de un depósito de aceite con un serpentín de refrigeración con agua fría y una bomba de engranajes (accionada por un motor trifásico) que lleva el aceite desde el depósito a los cojinetes.

Características del equipo:

Método de refrigeración	agua
Grado de protección	normal

Caudal de aceite	1,5 l/min.
Potencia de accionamiento bomba	0,37 KW
Tensión de alimentación a 50 Hz	220 V
Consumo de agua de refrigeración	4 l/min.
T de entrada del agua	< 25 C
Peso neto (sin agua y aceite)	50 Kg.

ACCESORIOS

Control de la Temperatura

Temperatura del devanado del estator

Se instalarán tres termómetros de resistencia distribuidos uniformemente en la periferia del estator, ubicados en las ranuras de las zonas más calientes del devanado. Estos termómetros, con hilo de platino, tienen una resistencia de 100 ohmios a 0°C.

Las variaciones de resistencia debido a la temperatura se transmiten al indicador como cambios en la intensidad.

Además, se instalarán tres sondas térmicas de conductor frío en las cabezas de bobina del devanado del estator. Cuando la temperatura supera el umbral de reacción de la sonda, su resistencia aumenta considerablemente, lo que activa una señal óptica o acústica y puede desconectar el generador.

Temperatura de los cojinetes:

El generador estará equipado con dos termómetros indicadores con contactos eléctricos, uno en cada cojinete. Estos termómetros se ajustan para emitir una alerta a +5°C y desconectar el generador a +10°C por encima de la temperatura de servicio. Al superar estos valores, se activan señales ópticas o acústicas o se desconecta el generador.

Control de la Velocidad

El eje del generador estará equipado con un tacodinamo de corriente continua que permite conocer la velocidad exacta de la máquina. Además, mediante relés adecuados, se puede detener el generador si se detecta una velocidad excesiva que podría embalar el conjunto.

GenHybrid-TEC : DISEÑO CONCEPTUAL DEL GENERADOR HÍBRIDO DE ALTA EFICIENCIA CON RECUPERACIÓN DE CALOR PARA COGENERACIÓN ELÉCTRICA E HIDRÓGENO

Dentro del sistema, se producen pérdidas energéticas debido a fenómenos como la fricción y la inducción electromagnética. Los campos magnéticos que inducen el flujo de electrones en las

bobinas de cobre generan cierta resistencia, la cual, aunque mínima por las propiedades del cobre, produce calor. Este aumento de temperatura reduce la eficiencia del sistema en la generación de electricidad.

Generalmente, se emplean sistemas de refrigeración por aire o por aceite. Sin embargo, la alternativa que proponemos consiste en incorporar una tubería de cobre (color naranja claro) para el transporte de agua, junto con un conjunto de aspas ubicadas en la parte superior (color rojo), conectadas al eje de transmisión de la turbina. Estas aspas contribuirán a una distribución más uniforme del aire, mejorando la disipación del calor.

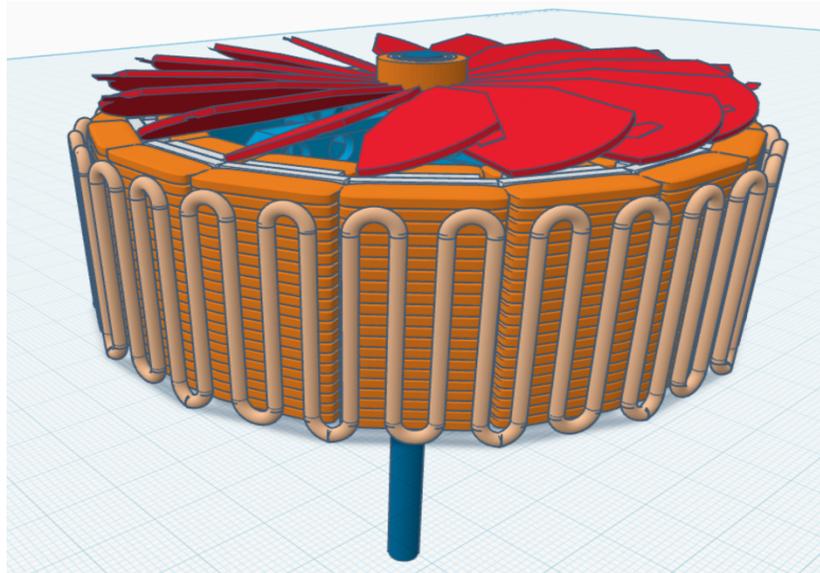


Ilustración 23. Generador sin carcasa

Además, el agua caliente generada por este sistema de refrigeración será aprovechada para la producción de hidrógeno, lo que permitirá incrementar su eficiencia estimada en un 18%.

El agua caliente es más eficiente para la producción de hidrógeno, especialmente cuando se utiliza electrólisis, porque reduce la cantidad de energía eléctrica necesaria para romper las moléculas de agua (H_2O) en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2).

La electrólisis del agua es un proceso endotérmico, lo que significa que requiere energía para separar los átomos. Esta energía puede provenir en parte del calor. Al elevar la temperatura del agua, las moléculas tienen mayor energía cinética, lo que debilita los enlaces entre el hidrógeno y el oxígeno. Como resultado, se necesita menos energía eléctrica para completar la reacción.

Por ejemplo:

- A temperatura ambiente ($\sim 25^\circ C$), la electrólisis convencional tiene una eficiencia moderada.

- Si el agua se precalienta, por ejemplo, a 80 °C o más, se reduce la resistencia del electrolito y se mejora la conductividad.
- En procesos avanzados como la electrólisis de óxidos sólidos (SOEC), que opera a temperaturas de 600 °C o más, gran parte de la energía necesaria se aporta como calor, lo que incrementa la eficiencia global del sistema.

En condiciones normales, un generador de turbina puede alcanzar temperaturas entre 80 °C y 120 °C en el estator o el rotor. Lo que lo hace ideal para la producción de hidrogeno.

ANEXO 4. CALCULOS JUSTIFICATIVOS DEL TRANSFORMADOR

GRUPO DE CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL

Es importante recordar que, para un transformador con la misma potencia y con tensiones compuestas y flujos en los núcleos iguales, se puede establecer el siguiente cuadro comparativo

	Estrella	Triángulo	Zigzag
Tensión compuesta	U	U	U
Intensidad de línea	I	I	I
Intensidad de arrollamiento	I	I/√3	I
Sección de arrollamiento	s	S/√3	s
Número de espiras	N	√3N	2/√3*N
Peso de conductor	100	100	116

Tabla 32. Comparación de elementos de transformador

En transformadores pequeños y medianos con tensiones altas, especialmente en los devanados diseñados para corrientes bajas, los fabricantes prefieren conexiones en estrella. Estas conexiones son más económicas y adecuadas para secciones pequeñas, que no soportarían bien las solicitaciones dinámicas como los cortocircuitos. Además, los devanados en triángulo serían más costosos de construir y aislar debido al mayor número de espiras.

Para potencias altas y tensiones moderadas, se prefiere la conexión en triángulo, ya que evita el uso de pletinas de gran sección, difíciles de manejar, o la necesidad de ramas en paralelo.

- **Estrella-Estrella (Yy):** Se usa cuando se necesita un neutro en baja tensión, como en transformadores de distribución con tensiones de 380-220 V. También se utiliza en alta tensión para puestas a tierra del neutro, evitando el uso de una bobina trifásica de puesta a tierra. Es útil para transformadores de potencias pequeñas o moderadas conectados a tensiones altas. Un ejemplo es una fábrica que necesita alimentar motores trifásicos de mediana potencia a 6 kV, con una compañía que proporciona 60 kV. Si no se necesita neutro, el secundario puede ser en triángulo (Yd), preferible si la tensión secundaria es relativamente baja (380 V).
- **Estrella-Zigzag:** Se usa principalmente en transformadores de distribución de baja potencia. Permite sacar un neutro en baja tensión y puede conectarse a tensiones relativamente altas, admitiendo todo tipo de desequilibrios. Las tensiones secundarias no presentan terceras armónicas. Es más caro que el estrella-estrella, por mayor empleo de material de construcción.
- **Estrella-Triángulo:** Es adecuado como transformador reductor al final de la línea cuando no se requiere puesta a tierra en el secundario. No genera terceras armónicas de tensión y permite sacar neutro en baja tensión, admitiendo cargas desequilibradas. No requiere un 15,5% más de material conductor en el secundario, como el zigzag. Aunque es menos económico que el estrella-zigzag, es preferible cuando se conecta a tensiones elevadas.

- Estrella-Estrella-Terciario: Este tipo de transformador es más caro debido al devanado terciario. Permite puestas a tierra en cualquier lado y admite desequilibrios sin crear terceras armónicas de tensión. El devanado terciario en triángulo puede usarse, por ejemplo, para alimentar un grupo síncrono que regule la tensión de una línea.
- Triángulo-Estrella: Es útil como transformador elevador al inicio de la línea o en una central. No provoca flujos por el aire en caso de cargas desequilibradas ni traslados de neutros, evitando sobretensiones. Tampoco genera terceras armónicas de tensión. Además, puede usarse como transformador de distribución, con propiedades similares a la conexión estrella-zigzag.

Por todo ello, las ventajas y desventajas enumeradas para cada tipo de conexión nos llevan a elegir la solución más adecuada: la conexión triángulo-estrella (Yd11).

TRANSFORMADOR DE 6/20 KV

El objetivo del transformador elevador es aumentar la tensión del generador a un valor normalizado adecuado para el transporte. El transformador elevador de la minicentral debe ajustarse a las características del generador y de la red. En este caso, la energía producida se transferirá a una red de transporte conectada a una subestación cercana a la minicentral, cuya tensión nominal es de 20 kV.

Las características generales de cada transformador que debe reunir el transformador de potencia son las siguientes:

- | | |
|----------------------|--------------------------------------|
| • Transformador | Trifásico |
| • Potencia Nominal | 2322 KVA |
| • Tensión primaria | 6000 V |
| • Tensión Secundaria | 20 KV + 2,5 + 5 % |
| • Refrigeración | Aceite |
| • Frecuencia | 50 Hz |
| • Neutro | Accesible y conectado a tierra (PAT) |
| • Grupo de conexión | Dyn11 |
| • Servicio | Continuo |
| • Instalación | Interior |

Los datos han sido proporcionados por ABB. El transformador será del tipo en baño de aceite, con refrigeración natural mediante radiadores, depósito de expansión, ruedas de transporte, y la posibilidad de adaptar un desecador de aire, termostato de seguridad, y relé de gases Buchholz.

Se instalará en una cabina metálica prefabricada y contará con un dispositivo para evacuar posibles pérdidas de aceite en la base del edificio, para prevenir incendios. El transformador cumple con las normas UNE 20-138 y las recomendaciones UNESA 5201-C y 5204-B.

Perdidas y otras características

- Potencia nominal 2322 KVA
- Perdidas debidas a carga a 75 °C 41 Kw
- Pérdidas en vacío 100% Un 7 Kw
- Tensión de cortocircuito 8%
- Intensidad en vacío 100% Un 0,8% (1)
- Nivel de ruido dB(A) 75 dB (2)
- Rendimiento a plena carga
 - o Cos f=1 98,8%
 - o Cos f=0,8 98,5%
- Caída de tensión a plena carga
 - o Cos f=1 1,25%
 - o Cos f=0,8 4,50%
- Pesos
 - o Peso aceite 1150 Kg
 - o Peso a desencumbrar 3300 Kg
 - o Total 5500 Kg
- Volumen de aceite 1300 litros
- Dimensiones
 - o Ancho 1400 mm
 - o Largo 2250 mm
 - o Alto 2200 mm

(1) Valor medio de las mediciones en las tres fases.

(2) Presión acústica, media de los valores medidos en cuatro posiciones a 0,3 m situados en los ejes del transformador (UNE 21-315).

En el transformador se realizan dos ensayos fundamentales: el de vacío y el de cortocircuito, que proporcionan una serie de datos y características como las mencionadas anteriormente.

En el ensayo de vacío se determinan las pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío, que ocurren en el circuito magnético. Estas pérdidas, para una tensión primaria constante, son prácticamente constantes para cualquier régimen de carga. También se estima la intensidad de vacío, que es la corriente que circula por el primario con el secundario abierto (sin carga). Este ensayo también puede proporcionar la relación de transformación nominal.

En el ensayo de cortocircuito se miden las pérdidas en el cobre o pérdidas por efecto Joule, que corresponden al régimen de plena carga (nominal), ya que la corriente nominal circula por los devanados. Estas pérdidas son variables y cambian con el cuadrado de la intensidad. Este ensayo también determina la tensión de cortocircuito. Normalmente, se trabaja con valores relativos referidos a la tensión nominal de entrada.

Con el transformador en vacío alimentado a la tensión nominal en el primario, se obtiene la tensión nominal en el secundario. En carga, la tensión del secundario es diferente y se produce una caída. Esta caída de tensión, en valor relativo referida al secundario, se calcula con la fórmula:

$$E_c\% = U_2/U_{2n} \cdot 100 = U_{2n} - U_{2c}/U_{2n} \cdot 100$$

LIQUIDO AISLANTE

El transformador cumple dos funciones principales: aislamiento entre partes con tensión, junto con los aislantes sólidos, y refrigeración, transmitiendo el calor generado por las pérdidas desde los arrollamientos y el núcleo a los radiadores.

Existen tres tipos de líquidos aislantes:

- **Aceite mineral:** Es el más económico, aunque requiere mayor atención debido a su tendencia a envejecer y perder sus características físico-químicas por la humedad, el calor y la oxidación causada por el aire. Tiene mejor conductividad térmica, mayor calor específico y mayor rigidez dieléctrica que el aire, siendo el más utilizado.
- **Pyraleno:** Es un hidrocarburo inflamable que no envejece, útil en caso de riesgo de incendio. Es tóxico, muy volátil, con olor desagradable y absorbe mucha humedad. Es caro.
- **Fluido de silicona:** Es útil cuando se necesita un producto que no propague el fuego y que no presente problemas ecológicos. Es el más caro.

Dadas las condiciones de trabajo del transformador y su ubicación, el líquido aislante será aceite mineral, cuyas características corresponden a la clase "I" según la norma *UNE 21-320/5*.

REFRIGERACIÓN

El tipo de refrigeración adecuado es la refrigeración natural (ONAN). Este método se ha elegido considerando las condiciones de funcionamiento, la potencia nominal y su economía, lo que lo hace el más adecuado. El aceite frío sube desde el fondo del tanque, circulando sobre las superficies de los conductores y recogiendo el calor mientras asciende a la parte superior del tanque. Desde allí, pasa a los radiadores donde se enfría. El fluido refrigerado vuelve al fondo del tanque del transformador, iniciando un nuevo ciclo.

El método de refrigeración del transformador se indica mediante cuatro símbolos, en el siguiente orden:

1. Naturaleza del medio de refrigeración.
2. Tipo de circulación.
3. Naturaleza del medio de refrigeración.
4. Tipo de circulación.

Las dos primeras letras indican el medio de refrigeración en contacto con los arrollamientos, y las dos últimas el medio de refrigeración en contacto con el sistema de refrigeración exterior.

Para la refrigeración ONAN:

1. O - Aceite mineral.
2. N - Natural.
3. A - Aire.
4. N - Natural.

ACCESORIOS

- Terminales de tierra
- Indicador de nivel de líquido aislante
- Tapón de llenado
- Dispositivo de vaciado y toma de muestras
- Anillas para elevación y desencubado

- Ruedas orientables: Atornilladas a dos perfiles soldados en el fondo del tanque, orientables en ambas direcciones sin necesidad de desmontarlas.
- Depósito de expansión: Un depósito cilíndrico en comunicación con el aceite mineral del tanque, ubicado sobre la tapa a un nivel superior al de los demás accesorios. Permite que el aceite esté en contacto con el aire fuera del tanque del transformador y facilita la libre dilatación del fluido con los cambios de temperatura, evitando grandes presiones sobre el tanque. También se le llama conservador y está pintado internamente para evitar la oxidación que podría contaminar el fluido refrigerante.
- Chimenea de expansión: Provista de un diafragma de seguridad, sirve como dispositivo de alivio en caso de sobrepresión fuerte en el transformador, evitando roturas o deformaciones del tanque.
- Desecador de aire: El aceite mineral del depósito de expansión está en contacto con el aire ambiente, con un flujo constante entre el depósito y el exterior debido a las variaciones del líquido provocadas por la diferencia de carga y temperatura. Este aire es el principal suministrador de humedad, el principal agente de envejecimiento y disminución de la rigidez dieléctrica. Para mantener la humedad ambiental alejada del aceite y preservar su alta calidad, se adapta un recipiente llamado desecador de aire en la tubería de aspiración del conservador. El agente deshidratante, conocido como "gel azul", tiene un alto poder de absorción. Es un silicagel impregnado con sales de cobalto que, en estado seco, es azul. A medida que acumula humedad, se vuelve rosáceo y debe ser reemplazado antes de que se torne completamente rosa.
- Relé Buchholz: Un relé protector que reacciona ante el desprendimiento de gases en el interior del transformador y al descenso excesivo del nivel del líquido refrigerante. Cuando la producción de gas es lenta y escasa, este penetra en la cámara superior, desplazando el aceite y originando una señal de alarma. Si la producción de gas es tumultuosa y abundante, o si hay un desplazamiento brusco del aceite desde el transformador hacia el depósito, la boya inferior actúa y, mediante el contacto correspondiente, da la orden de disparo al interruptor o interruptores para aislar el transformador, limitando la importancia del defecto. Actuación del relé Buchholz:
 - o Ruptura de una conexión.
 - o Fallo de aislamiento.
 - o Cortocircuito o sobrecarga brusca.
 - o Modificación de las propiedades químicas del aceite.
 - o Descenso del nivel de fluido refrigerante.
- Termómetro de esfera antivibratorio: Utilizado como indicador óptico de la temperatura del transformador y como protección térmica. Lleva incorporados dos contactos NA para protección a distancia. En la parte frontal de la carcasa hay un visor transparente con un tornillo central para ajustar los contactos. Su funcionamiento es el siguiente: al incrementar la

temperatura, aumenta el volumen del mercurio contenido en el bulbo, provocando un aumento de presión que se traduce en el movimiento sobre el muelle de la aguja que indica la temperatura.

- **Termostato:** Vigila la temperatura del aceite mineral. El bloque de contactos está situado en el interior de una caja moldeada. El principio de funcionamiento es igual que en el termómetro. La temperatura de actuación se puede regular actuando sobre el dial situado en el bloque de contactos.
- **Caja estanca:** Para el conexionado de estos dispositivos y del resto de protecciones.
- **Placa de características:** De acero inoxidable, grabada en bajo relieve, con todos los datos principales y un esquema de conexiones.
- **Pasatapas:** De porcelana con el exterior vidriado en color marrón, recambiables sin necesidad de desencubar el transformador. Todos los pasatapas cumplen la norma UNE 20-176.

Tensión más elevada	In	Tn	Designación
7,2 KV	385 A	12 KV	PATP 12e/385
17,5 KV	250 A	24 KV	PATP 24e/250

Tabla 33. Designación en función de tensión más elevada

- **Foso:** Como protección de los transformadores, se instalará un foso de recogida de aceite con capacidad suficiente para ambos, cuyo fondo se llenará de piedras para enfriar el aceite en caso de incendio y ahogar la combustión. La comunicación entre el foso y las celdas de los transformadores se realizará a través de una tubería de 20 cm de diámetro.

TRANSFORMADOR DE SRVICIOS AUXILIARES

Teniendo la misión de proporcionar a los servicios auxiliares de la central la potencia necesaria para su funcionamiento tomándola de la red exterior.

CARACTETISTICAS GENERALES

- **Transformador** trifásico
- **Potencia nominal** 50 KVA
- **Tensión primaria** + 2,5 + 5 % KV
- **Tensión secundaria** 400 V
- **Grupo de conexión** Dyn11
- **Neutro** Accesible a tierra BT
- **Frecuencia** 50 Hz

- Pasatapas alta tensión
- Tensión de cortocircuito 4%
- Intensidad en vacío 100% Un 3,6%
- Nivel ruido dB(A) 44 dB
- Rendimiento a plena carga
 - o Cos f=1 97,45%
 - o Cos f=0,8 96,81%
- Caída de tensión a plena carga
 - o Cos f=1 2,26%
 - o Cos f=0.8 3.77%
- Peso de aceite 150 Kg
- Peso a desencubar 285 Kg
- Volumen de aceite 175 litros

El transformador irá equipado con las siguientes protecciones:

- Desecador de aire
- Termómetro antivibratorio
- Relé Buchholz
- Termostato
- Pasatapas alta tensión

Tensión más elevada	In	Tn	Designación
17,5 KV	250 A	24 KV	PATP 24e/250

Tabla 34. Tensión más elevada y designación pasatapas alta tensión

- Pasatapas baja tensión

Tensión más elevada	In	Designación
1 KV	250 A	PAT 1e/250

Tabla 35. Tensión más elevada y designación pasatapas baja tensión

Las características constructivas y restantes son iguales al transformador principal pero adaptadas a la potencia y tensión de este.

ALOJAMIENTO DE TRANSFORMADORES

Para procurar una amplia ventilación del transformador se deben colocar rejillas de aireación convenientemente situadas en las caras anterior, posterior y superior. La superficie de estas rejillas para cada transformador será:

TRANSFORMADOR PRINCIPAL

$$\text{Potencia para disipar: } P_{\text{vacío}} + P_{\text{carga}} = 7 + 41 = 48 \text{ KW}$$

Para un incremento de temperatura $t_2 - t_1$ teniendo en cuenta que la energía que absorbe 1 m³ de aire por grado de aumento de temperatura es de 1,16 Kj/m³°C

Salto de Tª disponible 20 °C

Energía absorbida por el aire 1,16 Kj / m³·°C

$$V = (P_v + P_c) / (1,16 (T_2 - T_1)) = 48 / (1,16 * 20) = 2,07 \text{ m}^3/\text{s}$$

Pérdidas en Kw, e incremento en grados centígrados

La sección (m²) = caudal / velocidad

Dependiendo de la velocidad de evacuación se obtendrá una u otra sección.

Altura de tiro h (m)	Velocidad de salida V ₂ (m/s)
3	1
4	1
5	1
6	1
7	1

Tabla 36. Velocidad de salida V2

Si la velocidad de salida en V2, la sección necesaria ha de ser:

$$S2 = V/V2 (m2) \text{ y } S1 = 0,92 * S2 (m2)$$

Teniendo en cuenta que el aire fresco de entrada ocupa menos que el volumen de aire caliente se dispone

La velocidad de salida en función de la altura se obtiene de la siguiente tabla:

Para una altura de tiro considerada $h=3,5$ m, la velocidad de salida es $0,875$ m/s, con lo que los valores de las secciones de las rejillas de entrada y salida serán:

$$S2 = 2,07/0,875 = 2,366 \text{ m}^2$$

$$S1 = 0,92 * 2,366 = 2,177 \text{ m}^2$$

Para estar por el lado de la seguridad tomaremos una rejilla de $1,6 \times 1,6 \text{ m}^2 = 2,56 \text{ m}^2$

TRANSFORMADOR AUXILIAR

La potencia a disipar es	1,275 KW
Salto de t° disponible es	20 $^{\circ}$ C
Energía absorbida por el aire	1,16 Kj/m ³ · $^{\circ}$ C

El caudal de aire necesario:

$$V = (Pv+Pc)/(1,16 (T_2-T_1)) = 1,275/(1,16*20) = 0,055 \text{ m}^3/\text{s}$$

La sección de la rejilla vendrá expresada por:

La sección (m²) = caudal / velocidad

Dependiendo de la velocidad de evacuación se obtendrá una u otra sección.

Si la velocidad de salida en V2, la sección necesaria ha de ser:

$$S2 = V/V2 (m2) \text{ y } S1 = 0,92 * S2 (m2)$$

Teniendo en cuenta que el aire fresco de entrada ocupa menos que el volumen de aire caliente se dispone:

La velocidad de salida en función de la altura se obtiene de la siguiente tabla:

Para una altura de tiro considerada $h=3,5$ m, la velocidad de salida es $0,875$ m/s, con lo que los valores de las secciones de las rejillas de entrada y salida serán:

$$S2 = 0,055/0,875 = 0,06 \text{ m}^2$$

$$S1 = 0,92 * 0,06 = 0,055 \text{ m}^2$$

Para estar por el lado de la seguridad se tomará una rejilla de $0,5 \times 0,5 \text{ m}^2 = 0,25 \text{ m}^2$

ANEXO 5. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS LINEA DE CONEXIÓN A LA RED

La central estará interconectada a la red eléctrica. Estará constituida por dos tramos: un primer tramo de línea subterránea (LSAT) y un segundo tramo de línea aérea (LAAT) conectados mediante paso aero-subterráneo instalado en el primer apoyo de la línea aérea.

La potencia máxima que transporta esta línea es la que sale del transformador teniendo en cuenta la potencia en los servicios auxiliares:

$$Salida\ transformador = S_g * Salida\ transformador = 2322\ (Kva) * 0,97 * 0,99 = 2252,34\ KVA$$

La intensidad a transportar por fase es:

$$I_{lcr} = Salida\ transformador / (\sqrt{3} * V_g) = (2.139,72\ kW) / (\sqrt{3} * 20000) = 65,02\ A$$

TRAMO 1: LSAT

Para conectar el transformador de potencia con el segundo tramo de la línea de conexión a la red aérea, se procederá desde el transformador hasta el primer apoyo de dicha línea, utilizando un paso aéreo-subterráneo. Este apoyo se ubicará lo más cerca posible del edificio de la central, minimizando la longitud del tramo de LSAT.

Se empleará un método de instalación de cables enterrados en zanja dentro de un tubo, bajo condiciones normales de instalación:

Temperatura del terreno: 25 °C

Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W

Resistividad térmica del tubo: 3,5 K·m/W

Diámetro interior del tubo: al menos 1,5 veces el diámetro equivalente de la terna de cables unipolares.

La intensidad por fase que transcurre por este cable es de 65,02 A.

Según RLAT-ITC06 de Líneas subterráneas con conductores aislados, para las condiciones de instalación especificadas, un cable unipolar de aluminio aislado con XLPE de sección 25 mm² soporta una intensidad máxima admisible de 100 A, por lo que se escogerá esta sección para el tramo. La línea se protegerá en el paso aéreo-subterráneo con un pararrayos autovalvular.

TRAMO 2: LAAT

Para conectar el primer apoyo de la línea con el entronque de la línea de la compañía, ubicada aproximadamente a 15 km entre Atazar y la subestación de Torrelaguna, el último apoyo se ubicará cerca del apoyo de la red, conectando la línea mediante un vano "destensado" debido a su corta longitud. La intensidad por fase es la misma que la del tramo de línea subterránea, siendo 65,02 A.

Características de la línea:

Número total de apoyos: 128 de celosía con cruceta recta según norma UNE 207017

Primer apoyo: principio de línea.

Apoyos intermedios: amarre en ángulo (cada 117 metros).

Último apoyo: fin de línea.

Características de los vanos:

Primer vano (cantón): longitud de 117 metros, desnivel de 37,5 metros.

Intermedio vano (cantón): longitud de 117 metros, desnivel de 7,5 metros.

Último vano (destensado): longitud de 7 metros, desnivel de 0 metros.

El cable elegido es aleación de aluminio de 50 mm, cuya densidad de corriente máxima según RLAT-ITC07 es 3,70 A/mm². Este valor se corrige con un coeficiente de reducción según su composición ("6+1" → K = 0,937), resultando en una intensidad máxima admisible de 173,35 A.

$$I_{max adm} = \text{densidad corriente} * K * \text{sección} = 3,70 * 0,937 * 50 = 173,35 \text{ A}$$

Para calcular la pérdida de potencia:

Coefficiente de temperatura del aluminio: $4,032 \cdot 10^{-3} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$.

Temperatura máxima de trabajo: 85 °C.

Longitud de la línea: $117 + (126 * 117) + 7 = 14.866$ metros

Resistencia por kilómetro del cable a 20 °C: 0,148 Ω/km.

Resistencia de la línea:

$$R_l = \text{longitud} R_{20} * (1 + \alpha_{al} * (\vartheta_{max} - 20^{\circ}\text{C})) = 14,866 * 0,148 * (1 + 4,032 \cdot 10^{-3}) * ((85 - 20)) = 2,78 \Omega$$

La pérdida de potencia en la línea aérea es:

$$P_{pérdida} = 3 * R_l * (I_{LAAT})^2 = 3 * 2,78 * (65,02)^2 = 35,26 \text{ kW}$$

La pérdida de potencia en la línea aérea es 35,26 kW, aproximadamente un 1,52%, por lo que son aceptables.



Las flechas máximas y tablas de tendido se calculan según RLAT-ITC07 y normas UNE-EN 50341-1 y UNE-EN 50423-1. La distancia mínima respecto al terreno es de 6 metros, por lo que se eligen apoyos de celosía de 12 metros de altura y cruceta recta de 2 metros.

ANEXO 6. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DIMENSIONADO HIDROGENERA

Este anexo integra de manera exhaustiva todos los cálculos, justificaciones y procedimientos utilizados para dimensionar la planta de producción y almacenamiento de hidrógeno verde alimentada por la central hidroeléctrica del Embalse de El Atazar. Se detallan los parámetros hidráulicos, eléctricos y de eficiencia, selección de equipos, análisis de energía, consumo de agua, diseño de electrolizadores, sistemas de compresión, licuefacción y almacenamiento, estimaciones de costes, mejoras por recuperación de calor y recomendaciones técnicas.

Datos de partida y justificación previa

Caudal máximo turbinable: 7,94 m³/s, con dos turbinas Francis de 2,99 MW en paralelo.

Horas de operación: 3.373,24 h/año (disponibilidad alta en centrales caverna).

Recuperación de calor: Uso del circuito de refrigeración (80°C) para precalentar agua de electrólisis.

Potencia nominal por turbina:

- Cada turbina Francis nominal: 2,99 MW.
- Potencia total instalada: 2 × 2,99 MW = 5,98 MW

Energía Disponible para Electrólisis

Se asume que la central hidroeléctrica cuenta con una caudal de 7,94m³/s (dos turbinas en paralelo) resultando una potencia eléctrica útil de 5,98 MW, basada en estudios técnicos previos y datos oficiales de la central. Asimismo, se considera un funcionamiento equivalente de 3.373,24 horas al año, valor realista para una central de este tipo, y una eficiencia global del 88% para transformar la energía potencial del agua en energía eléctrica útil.

La fórmula utilizada para calcular la energía anual es:

$$E_{eleC} = P \times t$$

donde:

- E_{eleC} es la energía eléctrica anual (MWh/año)
- P es la potencia instalada (MW)
- t es el tiempo de operación (horas/año)

Aplicando los valores:

$$E_{eleC} = 5,98 \text{ MW} \times 3.373,24 \text{ h} \approx 20.171,975 \text{ MWh/año}$$

Consumo Específico de Electrólisis

Utilizando tecnología alcalina con solución de KOH, se estima un consumo energético de 5 kWh por cada Nm³ de hidrógeno (H₂) producido. La densidad del hidrógeno se toma como 0,0899 kg por Nm³, derivada de las propiedades físicas del gas.

La fórmula para obtener el consumo específico en kWh/kg es:

$$E_{sp} = (5 \text{ kWh/Nm}^3) / (0.0899 \text{ kg/Nm}^3)$$

Calculando:

$$E_{sp} \approx 55.6 \text{ kWh/kg de H}_2$$

Este valor se justifica en base a estudios comparativos de consumo en plantas de electrólisis modernas.

Producción Estimada de Hidrógeno

La producción anual de hidrógeno se obtiene dividiendo la energía eléctrica anual disponible por el consumo específico:

$$H_{2_total} = E_{e\text{lec}} / E_{sp}$$

Sustituyendo los valores:

$$H_{2_total}: 20.171,975 \text{ MWh/año} / 55,6 \text{ kWh/kg} = 362,8 \text{ tonelada/año}$$

La producción diaria promedio se calcula dividiendo por 365:

$$H_{2_día} = 362,8 \text{ tonelada} / 365 = 0,994 \text{ t/día}$$

Dimensionado de Electrolizadores

Electrolizadores Nel A485 (2,2 MW, 1046 kg H₂/día). Huella: 14,1×4,3 m = 60,6 m².

Para operar al máximo de la capacidad, se requiere que los electrolizadores consuman:

$$E_{req} = 994 \text{ Kg/día} * 55,6 \text{ Kwh/kg} = 55.266 \text{ KWh/día}$$

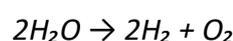
Si se opera continuamente durante 24 horas, la potencia eléctrica necesaria es:

$$P_{req} = 55.266 \text{ Kwh} / 24 \text{ h} = 2.303 \text{ Kw} \approx 2,3 \text{ MW}$$

El electrolizador de 2,2 MW cubre la demanda, operando con margen de seguridad del 4,5%.

Consumo de Agua

La reacción de electrólisis es:



En condiciones ideales, para producir 1 kg de H₂ se requieren aproximadamente 8,95 m³/día de agua ultrapura.

$$\text{Agua} = 994 \text{ Kg H}_2/\text{día} * 9 \text{ Kg H}_2\text{O}/\text{kg H}_2 = 8.946 \text{ Kg}/\text{día} = 8,95 \text{ m}^3/\text{día}$$

Si incluimos un sistema de purificación de agua (ósmosis inversa + deionización), estimaríamos una capacidad superior a 10 m³/día.

Almacenamiento de Hidrógeno para 2 meses (60 toneladas)

La selección de tanques a presión en lugar de sistemas criogénicos para el almacenamiento de gases se fundamenta en su mayor eficiencia energética, menores costos operativos y de mantenimiento, así como en su adaptabilidad y seguridad en aplicaciones industriales y residenciales.

Mientras los tanques a presión operan a temperatura ambiente sin pérdidas térmicas significativas, los sistemas criogénicos requieren un consumo energético elevado para mantener temperaturas extremadamente bajas, además de presentar riesgos asociados al manejo de fluidos criogénicos y una infraestructura más compleja.

Los documentos técnicos analizados respaldan esta elección al demostrar que las pérdidas en sistemas criogénicos (como el boil-off) pueden ser críticas, mientras que los tanques a presión ofrecen una solución escalable, económica y conforme a normativas internacionales. Por lo tanto, salvo en casos de grandes volúmenes o aplicaciones especializadas, los tanques a presión representan la opción más viable y sostenible:

Masa total para almacenar: 60 toneladas (60.000 kg).

Presión de trabajo: 500 bar (óptimo para equilibrio entre densidad y coste).

Densidad del H₂ a 500 bar: ~39 kg/m³ (a 15°C).

$$V = \frac{\text{Masa}}{\text{Densidad}} = \frac{60.000 \text{ Kg}}{39 \text{ Kg}/\text{m}^3} = 1,538 \text{ m}^3$$

A 350 bar, el volumen sería 2,635 m³. Usar 500 bar reduce el espacio un 40%.

Configuración de Tanques

Se opta por tanques modulares de fibra de carbono (Type IV), estándar en el mercado:

Capacidad por tanque: 50 m³ (1,950 kg de H₂ a 500 bar).

Número de tanques:

$$N_{\text{tanques}} = \frac{1,538 \text{ m}^3}{50 \text{ m}^3/\text{tanque}} = 31 \text{ tanques}$$

Agrupación: 4 bancadas de 8 tanques cada una (para facilitar mantenimiento).

Especificaciones Técnicas por Tanque

Parámetro	Valor
Material	Fibra de carbono (Type IV)
Presión máxima	700 bar (margen de seguridad)
Temperatura operación	-40°C a +60°C
Dimensiones	Ø1.8 m × 10 m (cilindro)
Peso	~5,000 kg (vacío)
Normativa	ISO 16111, EN 17339

Cada tanque ocupa aproximadamente 20 m² (incluyendo accesos y válvulas).

Total: 31 tanques × 20 m² = 620 m²

Distancia mínima entre bancadas: 10 m (para mitigar riesgos de incendio/explosión).

Zona vallada con detectores de fugas (H₂ es inflamable al 4–75% en aire).

Equipos Auxiliares

Sistema de compresión:

- Compresores de 3 etapas (para llevar H₂ de 30 bar a 500 bar).
- $P = 41,4 \text{ Kg/h} * 2,5 \text{ Kwh/kg} = 103,5 \text{ Kw}$
- Potencia: 103,5 Kw

Válvulas y tuberías:

- Acero inoxidable 316L (resistente a fragilización por H₂).
- Válvulas automáticas con sellos metal-metal.

Control y seguridad:

- Sensores de presión/temperatura en cada tanque.
- Sistemas de purga y venteo a antorcha.

ANEXO 7. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS PRODUCCIÓN ENERGIA ANUAL Y HORAS

EQUIVALENTES.

Para el cálculo de energía producida anual total, se ha tenido en cuenta dos escenarios de cálculo de aprovechamiento a través de los caudales registrados en la estación de aforo 3156 del embalse del Atazar en las fechas 01-10-1980 al 30-09-1986, teniendo en cuenta una franja del 10% para las probabilidades.

Escenario A

En el “escenario A” se calculará el aprovechamiento mensual a través de un caudal máximo de 7,94m³/s, saltos netos y probabilidades mensuales, de tal forma que se realizará una suma de la energía producida y horas equivalentes de funcionamiento por mes para obtener la anual.

A continuación, se refleja la energía producida y horas equivalentes por mes.

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95
Qttotal (m3/s)	8,06	6,55	5,65	5,22	4,16	3,10	2,64	2,59	2,44	1,45
Qeco (m3/s)	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Qturbinable (m3/s)	7,64	6,13	5,23	4,80	3,74	2,69	2,22	2,18	2,03	1,03
Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Qturbinado (m3/s)	7,64	6,13	5,23	4,80	3,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Salto Neto (m)	82,74	82,74	82,74	82,74	82,74	82,74	82,74	82,74	82,74	82,74
Rend. turbina	0,89	0,71	0,61	0,56	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Enero										
Potencia (KW)	5.276,37	3.397,56	2.473,64	2.083,85	1.262,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
AT (h)	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4
Energía (KWh)	345.454,27	222.445,33	161.953,92	136.434,08	82.642,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Energía total producida	948.930,03									
	948,93									
Horas equivalentes	204,37									

Tabla 37. Energía producida y horas equivalentes – mes enero

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95		
Febrero	Qttotal (m3/s)	6,50	5,60	4,40	3,62	3,12	2,58	2,12	1,40	1,17	1,05	
	Qeco (m3/s)	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	
	Qturbinable (m3/s)	6,17	5,27	4,07	3,29	2,79	2,25	1,79	1,07	0,84	0,72	
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	
	Qturbinado (m3/s)	6,17	5,27	4,07	3,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Salto Neto (m)	82,31	82,31	82,31	82,31	82,31	82,31	82,31	82,31	82,31	82,31	
	Rend. turbina	0,72	0,61	0,47	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	
	Potencia (KW)	3.422,20	2.498,79	1.488,09	973,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	AT (h)	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	69,6	
	Energía (KWh)	209.603,11	153.045,90	91.142,56	59.626,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Energía total producida	513.418,54	kWh									
		513,42	mWh									
	Horas equivalentes	170,48	h									

Tabla 38. Energía producida y horas equivalentes – mes febrero

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95		
Marzo	Qttotal (m3/s)	5,94	4,85	4,21	3,70	3,21	2,70	2,25	1,71	1,46	1,39	
	Qeco (m3/s)	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	
	Qturbinable (m3/s)	5,62	4,53	3,90	3,38	2,89	2,38	1,93	1,40	1,14	1,07	
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	
	Qturbinado (m3/s)	5,62	4,53	3,90	3,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Salto Neto (m)	83,02	83,02	83,02	83,02	83,02	83,02	83,02	83,02	83,02	83,02	
	Rend. turbina	0,65	0,53	0,45	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	
	Potencia (KW)	2.864,74	1.861,69	1.375,19	1.036,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	AT (h)	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	
	Energía (KWh)	187.560,35	121.888,54	90.036,38	67.884,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Energía total producida	467.369,97	kWh									
		467,37	mWh									
	Horas equivalentes	185,39	h									

Tabla 39. Energía producida y horas equivalentes – mes marzo

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95	
Abril	Qttotal (m3/s)	6,39	5,56	4,55	4,24	3,61	3,11	2,42	2,01	1,42	0,20
	Qeco (m3/s)	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35	0,35
	Qturbinable (m3/s)	6,03	5,21	4,19	3,88	3,26	2,76	2,06	1,66	1,07	0,00
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
	Qturbinado (m3/s)	6,03	5,21	4,19	3,88	3,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Salto Neto (m)	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90	84,90
	Rend. turbina	0,70	0,60	0,49	0,45	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	Potencia (KW)	3.374,85	2.511,30	1.630,56	1.396,29	982,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	AT (h)	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
	Energía (KWh)	213.830,52	159.115,95	103.312,35	88.469,23	62.234,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Energía total producida	626.962,63									
	626,96										
Horas equivalentes	211,11										

Tabla 40. Energía producida y horas equivalentes – mes abril

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95	
Mayo	Qttotal (m3/s)	7,14	5,54	4,94	4,51	4,31	3,75	3,29	2,78	2,48	1,29
	Qeco (m3/s)	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41
	Qturbinable (m3/s)	6,73	5,14	4,53	4,11	3,90	3,34	2,88	2,37	2,07	0,88
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
	Qturbinado (m3/s)	6,73	5,14	4,53	4,11	3,90	3,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	Salto Neto (m)	86,65	86,65	86,65	86,65	86,65	86,65	86,65	86,65	86,65	86,65
	Rend. turbina	0,78	0,60	0,53	0,48	0,45	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	Potencia (KW)	4.287,60	2.494,80	1.944,21	1.594,46	1.439,95	1.056,27	0,00	0,00	0,00	0,00
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	AT (h)	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4
	Energía (KWh)	280.717,67	163.339,67	127.291,27	104.392,20	94.276,12	69.156,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Energía total producida	839.172,95									
	839,17										
Horas equivalentes	222,41										

Tabla 41. Energía producida y horas equivalentes – mes mayo

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95		
Junio	Qttotal (m3/s)	9,06	7,69	6,93	5,84	4,93	4,60	4,01	3,48	3,03	2,23	
	Qeco (m3/s)	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	
	Qturbinable (m3/s)	8,55	7,17	6,42	5,33	4,42	4,08	3,49	2,97	2,52	1,72	
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	
	Qturbinado (m3/s)	7,94	7,17	6,42	5,33	4,42	4,08	3,49	0,00	0,00	0,00	
	Salto Neto (m)	87,64	87,64	87,64	87,64	87,64	87,64	87,64	87,64	87,64	87,64	
	Rend. turbina	0,92	0,83	0,74	0,62	0,51	0,47	0,40	0,00	0,00	0,00	
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	
	Potencia (KW)	6.030,96	4.918,17	3.936,96	2.712,76	1.865,67	1.592,58	1.165,30	0,00	0,00	0,00	
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	AT (h)	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	
	Energía (KWh)	382.121,79	311.615,34	249.445,78	171.880,49	118.209,11	100.905,72	73.833,28	0,00	0,00	0,00	
	Energía total producida	1.408.011,50	kWh									
		1.408,01	mWh									
	Horas equivalentes	265,30	h									

Tabla 42. Energía producida y horas equivalentes – mes junio

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95		
Julio	Qttotal (m3/s)	8,01	7,13	6,74	6,17	5,80	5,17	4,48	3,69	3,03	2,92	
	Qeco (m3/s)	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	
	Qturbinable (m3/s)	7,48	6,60	6,20	5,64	5,27	4,64	3,95	3,16	2,50	2,39	
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	
	Qturbinado (m3/s)	7,48	6,60	6,20	5,64	5,27	4,64	3,95	0,00	0,00	0,00	
	Salto Neto (m)	87,17	87,17	87,17	87,17	87,17	87,17	87,17	87,17	87,17	87,17	
	Rend. turbina	0,87	0,76	0,72	0,65	0,61	0,54	0,46	0,00	0,00	0,00	
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	
	Potencia (KW)	5.321,21	4.142,57	3.662,62	3.024,85	2.640,89	2.047,05	1.482,56	0,00	0,00	0,00	
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	AT (h)	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	
	Energía (KWh)	348.390,34	271.222,49	239.799,26	198.043,12	172.904,09	134.024,36	97.066,41	0,00	0,00	0,00	
	Energía total producida	1.461.450,06	kWh									
		1.461,45	mWh									
	Horas equivalentes	312,10	h									

Tabla 43. Energía producida y horas equivalentes – mes julio

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95		
Agosto	Qttotal (m3/s)	8,56	8,14	7,52	6,60	5,81	5,30	4,77	3,87	3,25	2,65	
	Qeco (m3/s)	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	
	Qturbinable (m3/s)	7,99	7,57	6,96	6,03	5,24	4,74	4,20	3,30	2,69	2,08	
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	
	Qturbinado (m3/s)	7,94	7,57	6,96	6,03	5,24	4,74	4,20	3,30	0,00	0,00	
	Salto Neto (m)	86,47	86,47	86,47	86,47	86,47	86,47	86,47	86,47	86,4	86,4	
	Rend. turbina	0,92	0,88	0,81	0,70	0,61	0,55	0,49	0,38	0,00	0,00	
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	
	Potencia (KW)	5.950,10	5.411,17	4.569,17	3.433,91	2.596,30	2.116,83	1.668,75	1.028,36	0,00	0,00	
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	AT (h)	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	
	Energía (KWh)	389.565,26	354.280,08	299.152,86	224.825,05	169.984,94	138.592,81	109.256,32	67.328,49	0,00	0,00	
	Energía total producida	1.752.985,80										
Horas equivalentes	334,79											

Tabla 44. Energía producida y horas equivalentes – mes agosto

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95		
Septiembre	Qttotal (m3/s)	9,94	9,19	8,66	8,36	7,89	7,40	6,41	4,94	4,49	4,02	
	Qeco (m3/s)	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	
	Qturbinable (m3/s)	9,23	8,48	7,95	7,65	7,18	6,68	5,70	4,23	3,78	3,30	
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	
	Qturbinado (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,65	7,18	6,68	5,70	4,23	3,78	3,30	
	Salto Neto (m)	85,23	85,23	85,23	85,23	85,23	85,23	85,23	85,23	85,2	85,2	
	Rend. turbina	0,92	0,92	0,92	0,89	0,83	0,77	0,66	0,49	0,44	0,38	
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	
	Potencia (KW)	5.865,39	5.865,39	5.865,39	5.442,84	4.799,82	4.157,32	3.023,46	1.663,64	1,32	1,01	
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
	AT (h)	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	
	Energía (KWh)	371.631,32	371.631,32	371.631,32	344.858,30	304.116,87	263.407,68	191.566,60	105.408,21	84,2	64,3	
	Energía total producida	2.472.839,31										
Horas equivalentes	479,09											

Tabla 45. Energía producida y horas equivalentes – mes septiembre

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95
Octubre										
Qtotal (m3/s)	10,28	9,27	8,70	7,94	7,06	5,59	4,26	3,60	2,64	1,76
Qeco (m3/s)	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Qturbinable (m3/s)	9,67	8,66	8,09	7,33	6,45	4,98	3,65	2,99	2,03	1,15
Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Qturbinado (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,33	6,45	4,98	3,65	0,00	0,00	0,00
Salto Neto (m)	85,11	85,11	85,11	85,11	85,11	85,11	85,11	85,11	85,1	85,1
Rend. turbina	0,92	0,92	0,92	0,85	0,75	0,58	0,42	0,00	0,00	0,00
Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Potencia (KW)	5.857,14	5.857,14	5.857,14	4.989,84	3.863,45	2.302,82	1.236,12	0,00	0,00	0,00
h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
AT (h)	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4	74,4
Energía (KWh)	383.478,37	383.478,37	383.478,3	326.694,9	252.948,0	150.770,0	80.931,0	0,00	0,00	0,00
Energía total producida	1.961.779,09	kWh								
	1.961,78	mWh								
Horas equivalentes	380,61	h								

Tabla 46. Energía producida y horas equivalentes – mes octubre

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95
Noviembre										
Qtotal (m3/s)	9,07	8,44	8,02	7,40	6,71	5,61	4,31	3,10	2,55	2,50
Qeco (m3/s)	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Qturbinable (m3/s)	8,50	7,87	7,45	6,82	6,14	5,04	3,73	2,53	1,97	1,93
Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Qturbinado (m3/s)	7,94	7,87	7,45	6,82	6,14	5,04	3,73	0,00	0,00	0,00
Salto Neto (m)	84,40	84,40	84,40	84,40	84,40	84,40	84,40	84,40	84,4	84,4
Rend. turbina	0,92	0,91	0,86	0,79	0,71	0,58	0,43	0,00	0,00	0,00
Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Potencia (KW)	5.807,66	5.699,44	5.107,03	4.286,89	3.471,44	2.338,80	1.282,83	0,00	0,00	0,00
h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
AT (h)	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
Energía (KWh)	367.973,17	361.116,44	323.581,3	271.617,2	219.950,3	148.186,2	81.279,8	0,00	0,00	0,00
Energía total producida	1.773.704,65	kWh								
	1.773,70	mWh								
Horas equivalentes	347,05	h								

Tabla 47. Energía producida y horas equivalentes – mes noviembre

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95	
Diciembre	Qttotal (m3/s)	8,66	7,55	7,06	6,40	5,09	4,50	3,21	2,66	2,52	2,25
	Qeco (m3/s)	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49	0,49
	Qturbina (m3/s)	8,17	7,06	6,57	5,91	4,60	4,01	2,71	2,17	2,03	1,75
	Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
	Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
	Qturbinado (m3/s)	7,94	7,06	6,57	5,91	4,60	4,01	0,00	0,00	0,00	0,00
	Salto Neto (m)	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76	83,76
	Rend. turbina	0,92	0,82	0,76	0,68	0,53	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00
	Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
	Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	Potencia (KW)	5.764,23	4.554,78	3.944,31	3.191,44	1.933,06	1.470,27	0,00	0,00	0,00	0,00
	h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
	AT (%)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	AT (h)	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
	Energía (KWh)	365.221,93	288.591,13	249.911,50	202.209,43	122.478,44	93.156,11	0,00	0,00	0,00	0,00
	Energía total producida	1.321.568,54	kWh								
		1.321,57	mWh								
Horas equivalentes	260,53	h									

Tabla 48. Energía producida y horas equivalentes – mes diciembre

A partir de la suma de energías totales y horas equivalentes obtenidas mensualmente, se obtiene una producción anual de 15.548.193,06kWh y un total de horas equivalentes de funcionamiento de 3.373,24h.

	E. producida kWh	H eq h
Enero	948.930,03	204,37
Febrero	513.418,54	170,48
Marzo	467.369,97	185,39
Abril	626.962,63	211,11
Mayo	839.172,95	222,41
Junio	1.408.011,50	265,30
Julio	1.461.450,06	312,10
Agosto	1.752.985,80	334,79
Septiembre	2.472.839,31	479,09
Octubre	1.961.779,09	380,61
Noviembre	1.773.704,65	347,05
Diciembre	1.321.568,54	260,53
Total anual	15.548.193,06	3.373,24

Tabla 49. Energía producida y horas equivalentes – anual Escenario A

Escenario B

En el “escenario B” se calculará el aprovechamiento anual a través de un caudal máximo de 7,94m³/s, salto neto medio mensual y probabilidad anual.

	0,05	0,15	0,25	0,35	0,45	0,55	0,65	0,75	0,85	0,95
Qttotal (m3/s)	5,61	8,62	1,00	3,60	7,76	2,64	2,65	1,82	7,00	7,67
Qeco (m3/s)	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Qturbinable (m3/s)	5,13	8,14	0,52	3,12	7,27	2,15	2,17	1,33	6,52	7,19
Qmax (m3/s)	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94	7,94
Qmt (m3/s)	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
Qturbinado (m3/s)	5,13	7,94	0,00	0,00	7,27	0,00	0,00	0,00	6,52	7,19
Salto Neto (m)	84,95	84,95	84,95	84,95	84,95	84,95	84,9	84,9	84,95	84,95
Rend. turbina	0,59	0,92	0,00	0,00	0,84	0,00	0,00	0,00	0,76	0,83
Rend transformador	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
Rend alternador	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Potencia (KW)	2.436,04	5.845,85	0,00	0,00	4.901,61	0,00	0,00	0,00	3.938,8	4.793,0
h	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
AT (%)	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10	10	10	10	10
AT (h)	876,00	876,00	876	876	876,00	876	876	876	876	876
Energía (KWh)	1.877.895,4	4.506.448,66	0,00	0,00	3.778.555,95	0	0	0	3.036.4	3.694.8
									05,90	32,20

Energía total producida	16.894.138,10 kWh
	16.894,14 MWh
Horas equivalentes	7.880,77 h

Tabla 50. Energía producida y horas equivalentes – anual Escenario B

Escenario A

- Horas de funcionamiento: 3.373,24 h
- Energía generada: 15.548.193,06 kWh
- Producción específica:
- 15.548.193,06 kWh / 3.373,24 h ≈ 4.608,91 kW de potencia media

Escenario B

- Horas de funcionamiento: 7.880,77 h
- Energía generada: 16.894.138,10 kWh
- Producción específica:
- 16.894.138,10 kWh / 7.880,77 h ≈ 2.143,56 kW de potencia media

En la A, la central produce más potencia en menos tiempo. Esto puede indicar que está funcionando solo en momentos de alta demanda o alto caudal, pero no de forma continua. En la B, la central trabaja muchas más horas (casi toda la capacidad anual: 7880 h de 8760 h posibles al año) pero con menor potencia media. Eso es típico de una central con operación base o caudal estable.

Dado que se trata de una central hidroeléctrica de embalse, la opción más razonable es el escenario A, que contempla 3.373,24 horas de funcionamiento anual y una producción de 15.548.193,06 kWh. Este tipo de centrales está diseñado para operar de manera flexible, regulando el caudal del agua y generando energía principalmente durante los períodos de mayor demanda. Por lo tanto, es habitual que no funcionen de forma continua, sino en horarios seleccionados para maximizar la eficiencia y la rentabilidad.

La opción A refleja justamente este comportamiento, ya que presenta un menor número de horas de operación, pero con una potencia media significativamente mayor, lo cual indica una utilización más intensa y eficiente del recurso en los momentos estratégicos. En cambio, la opción B, con casi 7.900 horas de operación al año, se asemeja más al perfil de una central de pasada o de base, lo cual no se ajusta al funcionamiento típico de una central de embalse.

Con ello, se procede a realizar el estudio financiero con los siguientes indicadores de análisis:

- Horas de funcionamiento: 3.373,24 h
- Energía generada: 15.548.193,06 kWh

ANEXO 8. NORMATIVA ASOCIADA A LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y A LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

A continuación, se presentan recopiladas las normativas más importantes respecto a la generación hidroeléctrica y la producción del hidrógeno verde, a parte de las que se han ido mencionando a lo largo de este documento. Todas estas leyes y normativa serán de obligado cumplimiento en el desarrollo de la central.

Generación hidroeléctrica

Respecto a la generación hidroeléctrica tenemos una serie de normas ISO y normas UNE que deben cumplirse. Se realiza un listado de las más importantes respecto a nuestro ámbito:

- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre:** Regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, incluyendo las hidroeléctricas.
- **Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero:** Establece el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aplicable a instalaciones hidroeléctricas.
- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio:** Regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, incluyendo la hidroeléctrica.
- **Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre:** Establece los procedimientos de operación del sistema eléctrico para la programación, el despacho y la gestión de desvíos, relevantes para el vertido a la red de instalaciones hidroeléctricas.
- **UNE-EN IEC 63132-3:2020:** Guía para los procedimientos de instalación y tolerancias de las máquinas hidroeléctricas. Parte 3: Turbinas Francis verticales y turbinas-bomba. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en agosto de 2020).
- **UNE-EN IEC 63132-1:2020:** Guía para los procedimientos de instalación y tolerancias de las máquinas hidroeléctricas. Parte 1: Requisitos comunes. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en julio de 2020).
- **UNE-EN 61850-7-410:2013/A1:2016:** Sistemas y redes de comunicación para automatización de las instalaciones de generación. Parte 7-410: Centrales hidroeléctricas. Comunicaciones para monitorización y control. (Ratificada por AENOR en marzo de 2016).
- **ISO19283:2020:** Monitoreo de condiciones y diagnóstico de máquinas. Unidades generadoras hidroeléctricas.
- **ISO/CD20816-3:** Vibración mecánica. Medición y evaluación de la vibración de máquinas.

Producción, almacenaje y transporte de hidrógeno:

Se realiza a continuación un listado de leyes, normas y otros documentos que son necesarios para seguir en la producción, almacenaje y transporte del hidrógeno.

- **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, sobre el régimen jurídico de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable.
- **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030**, relacionado con la transición energética.
- **Estrategia Española de Hidrógeno 2020**, transcrita de la Estrategia de Hidrógeno de la UE, para impulsar el desarrollo del hidrógeno en España.
- **Directiva 2009/73/CE**, sobre normas comunes para el mercado interior del gas, el cual afecta al hidrógeno ya que es un gas.
- **Reglamento (UE) 2017/1938**, sobre medidas de seguridad del suministro de gas, por la misma razón que la anterior.
- **Directiva 2018/2001/UE**, sobre energías renovables (RED II), la cual promueve el uso del hidrógeno verde.
- **Reglamento (UE) 305/2011**, sobre productos de la construcción de los materiales en los cuales se almacenará y se transportará el hidrógeno.
- **Reglamento REACH** (Reglamento (CE) nº 1907/2006), el cual regula sustancias químicas como las empleadas en el electrolizador.
- **Normas de seguridad y transporte** (ADR, Acuerdo Europeo sobre el Transporte Internacional de Mercancías Peligrosas por Carretera): El hidrógeno es considerado un gas inflamable, por lo que está regulado bajo estas normas de transporte seguro.
- **UNE-EN 17127:2024**: Puntos de suministro de hidrógeno al aire libre que dispensan hidrógeno gaseoso e incorporan protocolos de llenado.
- **UNE 181001:2010**: Tecnologías del hidrógeno. Terminología.
- **ISO/TS 19870:2023**: Tecnologías del hidrógeno. Metodología para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la producción, acondicionamiento y transporte de hidrógeno hasta la puerta de consumo.
- **ISO/TR 15916:2015**: Consideraciones básicas para la seguridad de los sistemas de hidrógeno.
- **ISO 17081:2014**: Método de medición de la permeación de hidrógeno y determinación de la absorción y transporte de hidrógeno en metales mediante una técnica electroquímica.
- **ISO 11114-4:2017**: Cilindros de gas transportables. Compatibilidad de los materiales de los cilindros y las válvulas con los contenidos gaseosos. Parte 4: Métodos de prueba para seleccionar aceros resistentes a la fragilización por hidrógeno.
- **ISO21036:2025**: Sistemas de tuberías de plásticos para aplicaciones industriales.

Poliamida no plastificada (PA-U). Serie métrica para especificaciones de componentes y sistemas.

- **ISO/AWI/TS:15916:** Tecnologías del hidrógeno. Consideraciones básicas para la seguridad de los sistemas de hidrógeno.

ANEXO 9. RIESGOS Y MEDIDAS DE SEGURIDAD

En este apartado se reunirán y se ordenarán todos los riesgos asociados a nuestra planta, tanto en la central hidroeléctrica como en la producción y almacenamiento de hidrógeno. Algunos de estos riesgos ya se han comentado anteriormente, pero debido a que el manejo de hidrógeno conlleva muchos riesgos asociados, se ha decidido crear un apartado dedicado a todos los posibles riesgos.

Riesgos en una central hidroeléctrica

Si bien los riesgos asociados a una central hidroeléctrica son menores, no deja de ser necesario el establecer un listado de todos los riesgos que pueden ocurrir, así como las medidas de seguridad asociadas a ellos.

- **Rotura de presa:** El riesgo con mayor peligrosidad que puede ocurrir en una central es por suerte el que menor probabilidad tiene. Sin embargo, es imprescindible tener este riesgo siempre en mente, realizando evaluaciones y un mantenimiento periódico a la estructura de la presa, para poder detectar posibles roturas o fisuras que puedan derivar en roturas mayores.
- **Desgaste de las turbinas/generador:** Al ser los aparatos que más trabajo realizan, son los elementos que más hay que vigilar y asegurar que se encuentran en buen estado, realizando supervisiones periódicas y estudiando sus vibraciones, las cuales son un detector de posibles fallos mecánicos.
- **Riesgo de contaminaciones:** Pueden producirse vertidos de los sistemas de la central, como pudieran ser aceites, metales pesados... Es imprescindible realizar revisiones periódicas a todas las juntas y conexiones de todos los elementos, para poder detectar problemas cuanto antes.
- **Riesgo eléctrico:** Al trabajar en espacios con electricidad, todos los riesgos eléctricos inherentes a la misma estarán presentes. Habrá que tener medidas de seguridad como equipos antiestáticos y pértigas no conductoras para manipular los elementos en caso de fallos eléctricos. También se hará una supervisión rutinaria de conexiones y cableado.

Riesgos en la producción y almacenamiento de hidrógeno

Los principales riesgos del hidrógeno vienen derivados de su escaso tamaño molecular, lo cual lo hace un gas muy susceptible a fugas. Esto sumado a que es un gas muy difícil de detectar, ya que es inodoro e incoloro, y que produce llama invisible, provocan que tengamos que prestar especial atención a la detección del mismo.

- **Fugas o escape de hidrógeno en la producción del mismo:** Será en su producción uno de los momentos más críticos para evitar posibles fugas del hidrógeno. Todas las conexiones desde el electrolizador hasta que sea conducido al compresor deberán ser revisadas diariamente, así como comprobar el estado de las mismas. Las válvulas son puntos especialmente sensibles, que se revisarán diariamente.
- **Riesgos de explosiones o incendios:** Como ya se ha comentado, el hidrógeno tiene una llama que no es posible de detectar a simple vista. Es por ello por lo que se deberá tener instalado un sistema de detección de las fugas, ya que el contacto del hidrógeno con el aire puede provocar explosiones. Este sistema será automático, y detendrá la producción de hidrógeno en cuanto detecte una fuga, encendiendo a su vez todas las alarmas y sistemas de ventilación. Estos riesgos también se verán reducidos al emplear materiales resistentes a la corrosión química que produce el hidrógeno.
- **Riesgo de corrosión en los equipos:** Tal y como se acaba de indicar, es necesario que los materiales a emplear durante todo el recorrido del hidrógeno sean resistentes a la corrosión. Sin embargo, deberán realizarse una inspección y mantenimiento de todos los elementos metálicos, para detectar problemas antes de que puedan derivar en fugas u otros peligros como explosiones.
- **Riesgo en el almacenamiento:** Si bien y como se ha indicado, los materiales serán resistentes a la corrosión del hidrógeno, es esencial que en la zona de almacenaje también se disponga de dispositivos que monitoricen cualquier aumento de la concentración del hidrógeno en el aire. Este sistema será automático y en cuanto detecte una presencia elevada de hidrógeno, activará todas las alarmas, cerrará la sala de almacenaje y procederá a activar los sistemas de ventilación y de purificación del aire, para evitar excesivas acumulaciones que puedan conllevar incendios o explosiones. También deberá ser regulado y controlado el nivel de presión dentro de los cilindros, para evitar sobrepresiones que puedan provocar explosiones. Cada uno de los elementos presurizados de la central deberá contar con su correspondiente válvula de presión, las cuales serán examinadas dos veces por día por un operario, a parte del control autónomo de la central.
- **Riesgo en el transporte del hidrógeno:** Aunque no sea parte de nuestra central, deberemos asegurarnos de que la carga y descarga de los contenedores de hidrógeno se realiza de manera correcta, que todos quedan fijados y supervisar y controlar antes de que los camiones dejen la central.
- **Riesgo en los elementos de la nave:** Todos los elementos de la nave, como el electrolizador o el compresor, son susceptibles de posibles fallos y desgastes, con lo cual

también deberán ser revisados periódicamente. El sistema autónomo de detección de fallos también estará conectado con estos elementos, de manera que ante cualquier funcionamiento fuera de lo ordinario, se dará un aviso para proceder a revisarse por un operario.

- **Otros riesgos:** Hay otra serie de riesgos como problemas de contaminación de los gases (resultando en que no sean completamente puros y puedan producirse mezclas peligrosas) o riesgos asociados al oxígeno, los cuales hay que tener presentes.
- **Fallo en el servicio de control automático:** Por último, cabe destacar que el propio sistema de control automático, encargado de controlar que no ocurran todos los otros fallos, puede tener problemas. Es por ello por lo que todas las comprobaciones deberán también ser realizadas rutinariamente por operarios. También habrá que revisar el correcto funcionamiento de dicho control.

ANEXO 10. PLAN DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN

Como se ha comentado en los últimos apartados, una gran cantidad de fallos y de riesgos pueden evitarse con un correcto mantenimiento y revisión de los elementos de las centrales. Es por ello por lo que se ha realizado un plan para establecer cuándo deben de llevarse a cabo las revisiones mensuales y cuándo deben llevarse a cabo las revisiones diarias.

Mantenimiento de la central hidroeléctrica

Revisiones diarias

Se realizarán por un operario que anotará tanto en papel (serán guardados un año en la sala de control) como en formato digital todo lo referido a las revisiones diarias:

- **Control de los niveles de agua:** Se llevará un monitoreo diario de los caudales del agua que se empleará ese día en la generación hidroeléctrica.
- **Inspección rutinaria de turbinas y generadores:** Al igual que la inspección visual de la presa, se llevará a cabo una visita rutinaria para comprobar que tanto los niveles de ruido como los niveles de vibraciones se encuentran dentro de la normalidad.
- **Revisión de los sistemas eléctricos:** Comprobación diaria del buen estado de los cables y de las conexiones eléctricas, sobre todo a la salida y entrada de los equipos.
- **Comprobación de los sistemas de seguridad,** como pueden ser los extintores, sistemas antiincendios o sistemas de detección de anomalías.

Revisiones mensuales

Las revisiones mensuales son las que afectan a los elementos que menor desgaste sufren o menor probabilidad de riesgo de fallo tienen.

- **Inspección estructural detallada de la toma de agua:** Mediante técnicas de detección con sensores de ultrasonido, se estudiarán posibles micro fisuras en las paredes de la toma de agua, así como se comprobará su integridad física.
- **Cambio de cojinetes** en los sistemas anti vibratorios si fuera necesario.
- **Pruebas de seguridad eléctrica:** Verificación de que los generadores de back-up funcionan correctamente, realizando un encendido una vez al mes para comprobar que pueden utilizarse en caso de que fuese necesario.
- **Pruebas en los detectores,** para conocer que funcionarán correctamente en caso de que la incidencia sea real. Se probarán detectores de ruido, vibraciones, fugas de aceite...

Mantenimiento de los elementos auxiliares

La nave donde se encuentra el electrolizador y el almacén de hidrógeno es la parte más importante en temas de seguridad, y por tanto los controles en ella serán más rigurosos que en la central hidroeléctrica.

Revisiones diarias

El mantenimiento diario se basará en una supervisión humana del sistema de control autónomo, así como de una revisión visual de que todos los elementos de la nave funcionen correctamente.

- **Monitoreo constante de fugas de hidrógeno:** Si bien de esta función se encargará el sistema de control autónomo, es preciso que un operario controle también que no hay presencia de hidrógeno en la nave debido a fugas. En caso de que fallaran los sistemas de aviso, es preciso que dicho operario se encargue de activar los protocolos de emergencia ya mencionados.
- **Control de los elementos del electrolizador:** Se comprobará que el electrolizador tiene los elementos necesarios, tanto el agua como el electrolito. También se comprobará de manera visual el estado de los catalizadores, del cátodo y del ánodo, a fin de detectar desgaste o deterioro de los mismos.
- **Control de la presión y temperatura en los sistemas de almacenamiento:** Al igual que en el apartado anterior, dicho control debería ser controlado por el sistema autónomo, pero se ha querido añadir una capa más de seguridad y contar con la presencia de un operario que regule que los datos son los correctos.
- **Revisión de los sistemas de ventilación:** Comprobar que los sistemas de ventilación funcionan realizando una corta prueba y comprobando de manera visual que no hay nada obstruyendo los sistemas de ventilación.

- **Supervisión visual de las conexiones eléctricas**, comprobando que los cables se encuentran en buen estado, sin desgaste mecánico. También se comprobarán la puesta a tierra de los equipos.
- **Verificación de la carga y descarga de los tanques de hidrógeno**: Cuando haya que realizar la carga y descarga de los tanques siempre habrá un operario controlando que todo el proceso se haga siguiendo las instrucciones dadas y atendiendo a las normativas mencionadas. Esto se realizará todos los días que haya carga y descarga.
- **Comprobación de los sistemas antiincendios**: Se comprobará que se dispone de los extintores necesarios, correctamente identificados y en buenas condiciones, comprobando la válvula de seguridad. Esta es otra capa de seguridad, ya que el propio sistema de control autónomo tendrá acceso a un sistema de extinción de incendios.
- **Comprobación visual de las llaves de paso**: Se realizará una inspección visual breve de que las llaves de paso se encuentren en la posición correcta, ya que, si están en una posición que no deberían, pueden generar fugas o sobrepresiones.

Revisiones mensuales

- **Revisión completa del electrolizador**: Se llevará a cabo una revisión exhaustiva del electrolizador, realizando una parada y comprobando que todos los elementos se encuentran en perfecto estado y que no deben ser cambiados. Se estudiará también el estado de la membrana intermedia, la cual es la encargada de mantener separados el hidrógeno del oxígeno y por tanto su buen estado es importante para el desarrollo de la central. La información se almacenará en formato papel y en digital.
- **Revisión del compresor de hidrógeno y oxígeno**: Debido a que es uno de los elementos más importantes de la nave, después del electrolizador, será también necesario realizar una comprobación del mismo. Se comprobará que no se ha perdido potencia, los niveles de aceite, las válvulas... Al igual que con el electrolizador se apuntará todo y se almacenará en físico y en digital.
- **Calibración de sensores y sistemas de monitoreo**: Se comprobarán que los sensores que emplea el sistema de control autónomo funcionan correctamente. Se realizarán simulacros y pruebas donde se comprobará que los sistemas detectan los problemas y que el sistema de control actúa correctamente.
- **Revisión del estado de los contenedores de hidrógeno**: Se realizará una revisión cada vez que los contenedores sean recogidos para volver a ser usados. Se comprobará que no han sufrido daños en el transporte y que todos los elementos, como válvulas, funcionan correctamente. Al igual que con la supervisión de la carga y descarga, se realizará cuando sea necesario.
- **Evaluación del estado estructural de las instalaciones**: Se comprobará el estado de elementos de la nave que, si bien no tienen implicación directa con la generación de hidrógeno, sí que son importantes para un correcto funcionamiento de la central. Se realizará un examen de puertas, ventanas, techos, luces, suelo... comprobando que todo funciona adecuadamente y no tiene desgaste o corrosión.