

HIBRIDACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y BATERÍAS EN UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EXISTENTE

Alumnos:

**Carles Borrell Ruiz,
Yulia Kuzmina,
Rodrigo Mohedas Andrino,
Jennifer Sanchez Berrocal,
Didier Edinson Náñez Macías**

Tutora: Maitane Urrutia Aparicio

RESUMEN

Este proyecto estudia la hibridación hidro-solar con almacenamiento en baterías como una alternativa para avanzar hacia un modelo energético más sostenible en España. Para ello, se evaluaron 25 centrales hidroeléctricas reversibles con el objetivo de determinar su potencial para integrar plantas fotovoltaicas flotantes en sus embalses superiores. Tras el análisis, la central de Moralets (Huesca) se identificó como la más adecuada para el desarrollo de la propuesta.

La solución planteada contempla la instalación de una planta solar flotante en el embalse de Llauset, con una potencia pico de 17 MWp, junto a un sistema de almacenamiento de 30 MWh. Esta configuración permite aprovechar infraestructuras existentes, optimizar el uso combinado de los recursos hídrico y solar, y reducir emisiones. La energía generada abastecerá a una de las tres turbinas de la central cuando opere en modo de bombeo, y, en caso de no ser suficiente, se recurrirá al suministro desde la red. La integración se realiza a nivel de media tensión (15,5 kV), a través de un centro de reparto que agrupa las distintas tecnologías.

El proyecto incluye un estudio del recurso solar mediante PVSyst, la selección y dimensionamiento de equipos principales, un análisis ambiental y un análisis de viabilidad económica, que en conjunto ofrecen una visión integral de esta iniciativa.

En conclusión, la hibridación hidro-solar con baterías es técnicamente y ambientalmente viable, ofreciendo un suministro más estable y sostenible, pero actualmente no resulta rentable debido a los altos costes y al bajo rendimiento estacional. No obstante, los avances tecnológicos futuros podrían hacer este tipo de proyectos económicamente viables, sentando las bases para futuras implementaciones eficientes y sostenibles.

PALABRAS CLAVES

Fotovoltaica flotante

Hibridación energética

Baterías

Hidroeléctrica reversible

Transición energética

ABSTRACT

This project explores hydro-solar hybridization with battery storage as an alternative to advance towards a more sustainable energy model in Spain. To this end, 25 pumped-storage hydropower plants were evaluated to determine their potential for integrating floating photovoltaic systems in their upper reservoirs. Following the analysis, the Moralets plant (Huesca) was identified as the most suitable site for the proposed development.

The proposed solution involves the installation of a floating solar plant in the Llauset reservoir, with a peak capacity of 17 MWp, combined with a 30 MWh storage system. This configuration makes it possible to leverage existing infrastructure, optimize the combined use of hydropower and solar resources, and reduce emissions. The energy generated will supply one of the three turbines of the plant when operating in pumping mode; if the renewable supply is insufficient, the system will draw energy from the grid. Integration takes place at the medium-voltage level (15.5 kV) through a distribution center that interconnects the different technologies.

The project includes a solar resource study using PVSyst, the selection and sizing of key equipment, as well as environmental and economic feasibility analyses, offering a comprehensive assessment of this initiative.

In conclusion, hydro-solar hybridization with batteries is technically and environmentally feasible, providing a more stable and sustainable energy supply, but it is currently not economically viable due to high costs and seasonal performance limitations. However, future technological advancements could make such projects financially feasible, laying the groundwork for efficient and sustainable implementations.

KEYWORDS

Floating photovoltaic system

Energy hybridization

Batteries

Reversible hydroelectric

Energy transition

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA

ANEXO I: MARCO REGULATORIO

ANEXO II: MARCO TEORICO GENERAL

ANEXO III: EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

ANEXO IV: CARACTERIZACION DEL RECURSO SOLAR REPORTE PVSYST

ANEXO V: SELECCIÓN DE EQUIPOS

ANEXO VI: PLANOS

ANEXO VII: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA VIABILIDAD

MEMORIA

HIBRIDACIÓN DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA Y BATERÍAS EN UNA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EXISTENTE

Alumnos:

Carles Borrell Ruiz,

Yulia Kuzmina,

Rodrigo Mohedas Andrino,

Jennifer Sanchez Berrocal,

Didier Edinson Nández Macías

Tutora: Maitane Urrutia Aparicio

UNIVERSIDAD EUROPEA DE CANARIAS UEC

Máster Universitario en Energías Renovables

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN	5
2.	OBJETIVO	6
3.	CASOS REALES DE ESTUDIO	6
3.1	Proyecto Híbrido de la Central Hidroeléctrica de Bui (Ghana)	7
3.2	Estudio de Hibridación Simulada: Caso Noruega (IFE)	7
4.	DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	8
4.1	Antecedentes del caso de estudio	8
4.2	Introducción	18
4.3	Localización y accesibilidad del emplazamiento	22
4.4	Características de la central hidroeléctrica de Moralets	23
4.5	Características embalse Llauset	24
4.6	Consumos de bombeo y operación	25
4.7	Superficie útil del embalse superior Llauset	26
5	DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO	27
5.1	Descripción del emplazamiento	27
5.2	Análisis del recurso solar y dimensionamiento y selección de la instalación fotovoltaica PVSYST	28
5.2.1	Datos climáticos y recurso solar	28
5.4	Equipos principales de la instalación	30
5.4.1.	Módulos solares	31
5.4.2.	Plataformas flotantes	31
5.4.3.	Inversores	31
5.4.4.	Sistema de almacenamiento de baterías	32
5.4.5.	EMS	32

5.4.6. Centro de transformación para la planta solar flotante.....	33
5.4.7. Centro de transformación para BESS.....	33
5.4.8. Celdas de Media Tensión.....	34
6 INTEGRACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO EN LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA REVERSIBLE EXISTENTE.....	35
6.1 Descripción del sistema híbrido propuesto	35
6.2 Funcionamiento del sistema híbrido	38
6.3 Esquema general de integración tecnológica	38
6.4 Ventajas de la hibridación	39
6.5 Limitaciones y consideraciones técnicas del sistema híbrido	40
7 ANALISIS MEDIO AMBIENTAL.....	41
7.1 Introducción	41
7.2 Descripción del entorno	41
7.3 Identificación y valoración de impactos ambientales	44
7.4 Medidas preventivas y correctoras	45
7.5 Conclusiones y evaluación global.....	47
8 ANÁLISIS ECONÓMICO	47
8.1 Costes de inversión (CAPEX).....	47
8.2 Coste de operación (OPEX).....	48
8.3 LCOE y retorno de inversión (TIR, VAN)	49
8.4 Payback simple, Payback compuesto, ROI, índice de potencia e índice de energía	49
9 CONCLUSIONES Y LINEAS FUTURAS	51
9. CONCLUSIONS AND FUTURE LINES OF RESEARCH.....	55
10 BIBLIOGRAFIA.....	58

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Imagen de las centrales de bombeo existentes en España. Fuente: (Barbón et al., 2024)	9
Figura 2: Mapa de la irradiación global horizontal. Fuente: Barbón et al., 2024	13
Figura 3: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	18
Figura 4: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	18
Figura 5: Grupo turbina-bomba central de Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	19
Figura 6: Esquema Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).	20
Figura 7: Planta Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)...	21
Figura 8: Sección transversal y longitudinal Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).....	21
Figura 9: Emplazamiento Moralets 1/3. Fuente: Google Earth (s.f.)	22
Figura 10: Emplazamiento Moralets 2/3. Fuente: Google Earth (s.f.)	22
Figura 11: Emplazamiento Moralets 3/3. Fuente: Google Earth (s.f.)	23
Figura 12: Embalse de Llauset. Fuente: Google Maps (s.f.).....	26
Figura 13: Layout planta solar flotante.....	27
Figura 14: Layout BESS	27
Figura 15: Esquema de la hibridación solar-BESS de la central hidroeléctrica. Fuente: Cazzaniga et al. (2023).....	35
Figura 16: Esquema de funcionamiento de la hibridación en la central hidroeléctrica de Moralets. Fuente: Elaboración propia.....	36
Figura 17: Ubicación de las diferentes tecnologías de hibridación en la central hidroeléctrica de Moralets. Fuente: Google Maps (s.f.).....	36
Figura 18: Situación planta solar del estudio. Fuente: Elaboración propia a partir de Google Maps (s.f.).....	37
Figura 19: Esquema de la hibridación del estudio. Fuente: Elaboración propia.....	37

Figura 20: Potencial ecológico. Fuente: Elaboración propia	43
--	----

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Listado de centrales de bombeo existentes en España. Fuente: Barbón et al., 2024	9
Tabla 2: Datos técnicos de las centrales hidroeléctricas reversibles de España. Fuentes: laboración propia.con datos de BOE, s. f.; Endesa, s. f.; Enel, s. f.; Enel Green Power, 2022; Fundación Arquia, s. f.; Global Energy Monitor, s. f.; Naturgy, s. f.; Power Technology, s. f.; Prysmian Group, s. f..	12
Tabla 3: Datos meteorológicos de los emplazamientos. Fuente: Barbón et al., 2024	14
Tabla 4: Análisis de consumo de las centrales hidroeléctricas. Fuente: Elaboración propia	16
Tabla 5: Volumen y áreas disponibles de cada embalse. Fuente: Elaboración propia	17
Tabla 6: Características de la central Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)	24
Tabla 7: características del embalse de Llauset. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)	25
Tabla 8: Consumos de bombeo y operacion de Moralets. Fuente: Elaboracion propia	26
Tabla 9: Superficie útil del embalse superior. Fuente: Elaboración propia.....	26
Tabla 10: Condiciones Climáticas del Emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.....	28
Tabla 11: Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.....	29
Tabla 12: Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.....	30
Tabla 13: Características de las baterías. Fuente: Elaboración propia.	30
Tabla 14: Producción vs. Consumo Energético. Fuente: Elaboración propia.	30

1. INTRODUCCIÓN

En la situación actual de transición energética y descarbonización, la aplicación de energía renovable se ha convertido en una prioridad a nivel global. En este contexto, la hibridación de tecnologías como la energía solar fotovoltaica, el almacenamiento de la energía generada mediante baterías y la generación hidroeléctrica en instalaciones reversibles, permiten optimizar la generación y el uso de recursos renovables, contribuyendo a la transición sostenible y segura en los sistemas de generación, distribución y consumo de energía, minimizando el impacto ambiental. Además, facilitan la gestión de la variabilidad inherente de las fuentes energéticas de origen renovable mejorando la capacidad de respuesta frente a fluctuaciones de demanda y eventos climáticos, aspectos fundamentales para la transición energética, contribuyendo de esta forma a cumplir con los objetivos y políticas aplicadas por los estamentos internacionales en materia de transición energética.

Asimismo, eventos recientes como el apagón masivo ocurrido en España el 28 de abril de 2025, que dejó sin electricidad a millones de personas durante varias horas, evidencian la importancia de fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos. Este incidente destacó las vulnerabilidades del sistema ante momentos de alta penetración de energías renovables y subrayó la necesidad de mecanismos de respaldo e inercia adecuados para mantener la estabilidad de la red. La integración de tecnologías híbridas, como el almacenamiento en baterías y la generación hidroeléctrica reversible, son importantes para garantizar un suministro seguro y eficiente, permitiendo anticipar y mitigar riesgos derivados de fluctuaciones de demanda o eventos climáticos extremos.

Por consiguiente, este trabajo de fin de máster se centra en el análisis, diseño y evaluación de un proyecto de hibridación energética que combina energía solar fotovoltaica flotante, almacenamiento con baterías y generación hidroeléctrica en una instalación reversible en la central hidroeléctrica de Moralets, situada en el embalse de Llauset. Mediante la realización de este trabajo, se ha comprobado la viabilidad técnica y ambiental del proyecto de hibridación, seleccionando Moralets como la localización idónea de entre 25 emplazamientos en España sometidos a estudio. No obstante, tras realizar el análisis económico se ha demostrado que el proyecto no es viable debido factores clave, tales como alta inversión inicial, alta estacionalidad del recurso solar en zonas de montaña, bajo rendimiento y eficiencia en ciertas estaciones y, por ende, baja rentabilidad. A pesar de ello, la implementación de instalaciones solares flotantes y baterías se encuentran en fases muy preliminares, previendo que, actualmente con la cantidad de recursos invertidos en desarrollar dichas tecnologías, este tipo de soluciones híbridas en hidroeléctricas reversibles sean una alternativa estratégica para una transición energética segura, eficiente y sostenible.

La metodología seguida para realizar este trabajo de fin de máster ha sido la siguiente:

1. Selección del emplazamiento idóneo. Para ello se someten a estudio 25 emplazamientos diversos y, mediante información técnica, potencial solar, análisis de consumos, datos meteorológicos, superficies útiles y compatibilidades de las localizaciones con fotovoltaica y baterías, se selecciona la instalación más conveniente.
2. Caracterización del recurso solar en el emplazamiento seleccionado mediante datos extraídos de bases de datos como PVGis.
3. Propuesta técnica de la instalación fotovoltaica, baterías e hibridación, y selección de equipos principales que conforman el proyecto.
4. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica con baterías y simulaciones mediante el software PVsyst.
5. Análisis medioambiental. Comprensión del entorno, identificación y valoración de impactos ambientales y propuesta de medidas preventivas y correctoras.
6. Análisis económico, presentando CAPEX y OPEX, junto con indicadores financieros como el TIR, VAN, ROI, Payback e índices de potencia y energía.

2. OBJETIVO

El objetivo principal del proyecto se centra en estudiar la implementación de una instalación fotovoltaica con un sistema de baterías, para alimentar la turbina en modo bombeo en una instalación hidroeléctrica reversible ya existente. Para ello, se realiza un análisis exhaustivo que abarca desde un estudio previo de instalaciones reversibles para determinar el emplazamiento más idóneo para realizar dicha implementación, hasta la descripción y diseño del sistema híbrido planteado, analizando impactos ambientales, limitaciones técnicas y viabilidades económicas, proporcionando una visión integral que permita evaluar la factibilidad del proyecto.

3. CASOS REALES DE ESTUDIO

Con el fin de contextualizar el proyecto y demostrar la viabilidad técnica y económica de la integración de energías renovables en sistemas hidroeléctricos reversibles, resulta de interés presentar algunos casos reales de instalaciones similares desarrolladas en distintos lugares. Para un desarrollo más detallado del marco teórico y normativo que sustenta estos proyectos, se remite a los Anexos I y II.

3.1 Proyecto Híbrido de la Central Hidroeléctrica de Bui (Ghana)

Según la Bui Power Authority (s. f.), situada en el oeste de Ghana, concretamente en el río Black Volta, en la frontera entre las regiones de Savannah y Bono, es el único caso actualmente en operación que integra de una planta hidroeléctrica con generación solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías.

La planta entró en operación el 19 de diciembre de 2013, con una capacidad instalada de 404 MW, distribuidas en tres turbinas Francis de 133,33 MW y una auxiliar de 4 MW para el caudal ecológico. La infraestructura se ejecutó bajo un contrato EPC o llave en mano por Sinhydro Corporation, con una inversión final de 790 millones de USD.

Posteriormente, la Bui Power Authority ha desarrollado una estrategia de diversificación energética incorporando (Bui Power Authority, s. f.):

- Una planta fotovoltaica terrestre de 50 MWp.
- Una planta solar flotante de 5 MWp sobre el propio embalse.
- Un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) con 30 MWh de capacidad.

Este sistema híbrido está centrado en priorizar la energía solar durante el día mientras que el recurso hidráulico y las baterías cubren los picos de demanda y las horas nocturnas, mejorando así la estabilidad de la red.

Entre sus principales beneficios destacan la reducción de más de 47.000 t de CO₂ anuales, la optimización del uso hidráulico en épocas secas, una mayor fiabilidad de la red eléctrica y la disminución del coste de energía gracias a la sinergia entre tecnologías. Además, incorpora una estrategia de operación y mantenimiento avanzado que le convierte en un referente en el ámbito de las hibridaciones renovables. (Bui Power Authority, s. f.).

3.2 Estudio de Hibridación Simulada: Caso Noruega (IFE)

Ante la escasez de hibridaciones reales de hidroeléctrica, fotovoltaica y baterías, se han llevado a cabo numerosas simulaciones y estudios que han explorado la viabilidad técnica y económico de este tipo de integraciones. Uno de los más importantes y relevantes ha sido el desarrollado por el Instituto de Tecnología Energética (IFE) de Noruega. (Universidad del Valle, 2013).

El estudio tiene la premisa de instalar paneles solares flotantes en embalses de centrales hidroeléctrica reversibles existentes., combinados con sistemas de almacenamiento en baterías de ion-litio. Los objetivos de esta simulación son optimizar la producción renovable, reducir la dependencia de los combustibles fósiles y maximizar la eficiencia.

Este estudio los llevó a realizar un modelo que resultó de la siguiente manera:

La inclusión de baterías mejora el rendimiento global del sistema y disminuye los esfuerzos por arranque y parada de las turbinas.

De esta forma se reducía el coste de la energía (LCOE) hasta en un 2% gracias a una operación más predecible y estable.

La generación híbrida permite generar energía de manera más continua reduciendo la necesidad de capacidad instalada de reserva.

Por tanto, se demostró que este tipo de proyectos son viables técnicamente en zonas similares climáticamente a Noruega, reforzando aún más la posibilidad de llevar a cabo estas hibridaciones en Europa.

Ambos enfoques, tanto el práctico como el analítico resultan complementarios y aportan una visión integral sobre la viabilidad de las hibridaciones hidro-solar-baterías. Por un lado, el caso de Ghana demuestra que la implementación real y operativa es posible, rentable y replicable. Por otro lado, el estudio noruego valida, desde un enfoque técnico y de simulación, que este tipo de integraciones puede optimizar la gestión energética y reducir costes en entornos europeos. En conjunto, estos referentes refuerzan la viabilidad técnico-económica del modelo híbrido.

Haciendo una comparativa contextualizada en el caso de España en referencia a las dos localizaciones citadas, en ciertas zonas se obtiene un recurso solar similar al de Ghana, pero con mayor estacionalidad. Además, España y Noruega comparten el mismo grado de desarrollo hidroeléctrico, aunque en el caso de la península, con limitaciones hídricas más marcadas por las condiciones ambientales y orográficas. Económicamente, desarrollar este tipo de proyectos en España tiene un menor coste que en Noruega, optando de igual forma a fondos europeos para implementar este tipo de instalaciones. Por todo ello, España presenta un contexto favorable para desarrollar e implementar este tipo de hibridaciones, teniendo en cuenta que los trámites y la obtención de permisos administrativos son algo más complejos y variables en función de la localización en la que se desarrolle el proyecto.

4. DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

4.1 Antecedentes del caso de estudio

Con el objetivo de determinar el emplazamiento más adecuado para la hibridación, en el Anexo III se llevó a cabo un análisis exhaustivo de las principales centrales de bombeo existentes en España.

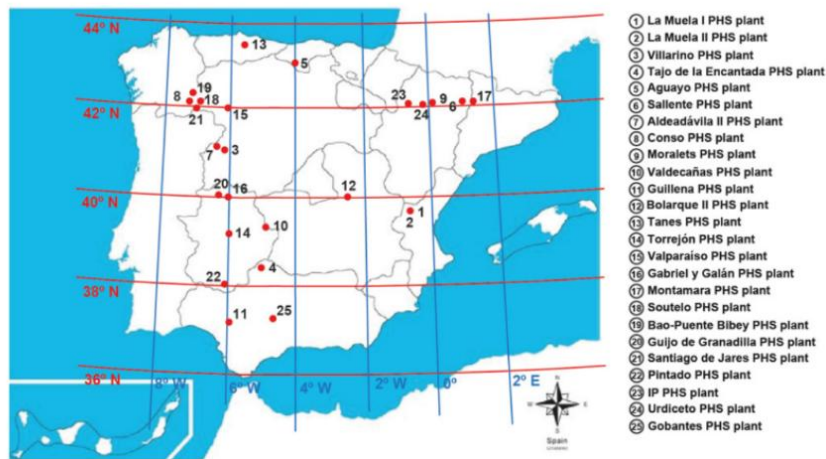


Figura 1: Imagen de las centrales de bombeo existentes en España. Fuente: (Barbón et al., 2024)

ID	NOMBRE DE LA PLANTA	NOMBRE DEL EMBALSE SUPERIOR	COORDENADAS EMBALSE		LATITUD
1	La Muela I	Depósito CH La Muela	39.23240 N	0.93070 W	800
2	La Muela II	Depósito CH La Muela	39.23240 N	0.93070 W	800
3	Villarino	La Almendra	41.24800 N	6.26160 W	700
4	Tajo de la Encantada	Valdecañas	39.82033 N	5.39290 W	210
5	Aguayo	Mediajo	43.09292 N	4.02090 W	1100
6	Sallente	Estany-Gento	42.51086 N	1.00253 E	2140
7	Aldeadávila II	Rio Duero	41.21200 N	6.68400 W	339
8	Conso	Cenza	42.19739 N	7.24730 W	1400
9	Moralets	Llauset	42.58352 N	0.68901 E	2200
10	Valdecañas	Valdecañas	39.80103 N	5.41650 W	400
11	Guillena	Superior de Guillena	37.64086 N	6.10379 W	279
12	Bolarque II	Bujeda	40.23929 N	2.83330 W	898
13	Tanes	Tanes	43.21961 N	5.42690 W	485
14	Torrejón	Torrejón-Tajo	39.83206 N	5.98450 W	245
15	Valparaíso	Valparaíso	41.99310 N	6.27530 W	830
16	Gabriel y Galán	Gabriel y Galán	40.24600 N	6.13600 W	372
17	Montamara	Tavascan	42.63745 N	1.25119 E	1110
18	Soutelo	Cenza	42.19601 N	7.24730 W	1307
19	Bao-Puente Bibey	Bao	42.20300 N	7.14100 W	646
20	Guijo de Granadilla	Guijo de Granadilla	40.18078 N	6.14220 W	320
21	Santiago de Jares	Santiago	42.40521 N	7.07500 W	306
22	Pintado	El Pintado	37.98961 N	5.95380 W	322
23	IP	Ibon de IP	42.72200 N	0.46100 W	2101
24	Urdiceto	Ibon de Urdiceto	42.66718 N	0.27988 E	2367
25	Gobantes	Conde de Guadalhorce	36.93358 N	4.80415 W	332

Tabla 1: Listado de centrales de bombeo existentes en España. Fuente: Barbón et al., 2024

Este estudio incluye:

- Inventario y recopilación de datos técnicos de las plantas, considerando potencia de turbinado y bombeo, características de los embalses, número y tipo de turbinas, así como parámetros hidráulicos y eléctricos.

La Tabla 2 presenta un resumen de las principales características de diversas centrales hidroeléctricas, tanto reversibles como convencionales, incluyendo su año de construcción, potencia turbinada y de bombeo, número de turbinas y tipo, salto hidráulico, caudal de bombeo, tensión del alternador, así como el volumen y superficie de los embalses superiores asociados.

En conjunto, la información permite comparar la capacidad de generación y almacenamiento, la dimensión de los embalses, la magnitud de los saltos aprovechados y la configuración técnica de las instalaciones.

CENTRAL	AÑO DE CONSTRUCCIÓN	POTENCIA TURBINADO (MW)	POTENCIA BOMBEO (MW)	Nº DE TURBINAS Y TIPO	SALTO (M)	CAUDAL BOMBEO (M³/S)	TENSION DEL ALTERNADOR	VOLUMEN EMBALSE SUPERIOR (HM³)	SUPERFICIE EMBALSE SUPERIOR (HA)
La muela i	1983-1988	628	555	-	116	-	-	23	115
La muela ii	2006-2013	880	744	3 grupos reversibles	524	36	15 KV	23	115
Villarino	1963-1970	810	728	6 grupos reversibles	140	202	13,5 KV	2649	8650
Tajo de la encantada	1978	380	360	4 grupos reversibles	381	24,5	13,5 KV	3162	1493
Aguayo	2021	339	339	4 grupos reversibles tipo Francis	-	-	20 KV	10	44

Sallente	1985	446	468	4 grupos reversibles	400,70	24	15,5 KV	3	25.8
Aldeadávila ii	1986	432	400	4 grupos reversibles	139,40	170	15 KV	114.3	268
Conso	1969	298	228	-	-	-	-	39	238
Moralets	1976-1983	204	227.7	3 grupos reversibles	86	30	15 KV	17	45
Valdecañas	1964	225	225	4 grupos reversibles	61	75	10,5 KV	1446	7300
Guillena	1973	210	210	3 grupos reversibles	307	34,4	13,8 KV	2	22
Bolarque ii	1974	239	208	4 grupos reversibles	267	100	13,8 KV	5	63
Tanes	1970-1978	129,6	129,6	2 grupos reversibles	105	115	-	25.3	143
Torrejón	1966	129.6	129	4 grupos reversibles	47,7	-	-	176	1041
Valparaíso	1982	67	67	2 grupos reversibles	48,5	58	13,8	162	1223
Gabriel y galán	1966	115	100	-	-	-	-	911	4683
Montamara	1962-1971	96	88	2 grupos reversibles	626,38	8	15 KV	1	8
Soutelo	1951	81,6	76	-	-	-	-	39	238
Bao-puente bibey	1960	285	64	4 grupos reversibles	356,6	22,7	15 KV	238	820

Guijo de granadilla		52.8	52	1 grupo reversible	60	165,77	18,5 KV	13	124
Santiago de jares		51.2	51	2 grupos reversibles	210	14	15 KV	1	50
Pintado		14	14	1 grupo reversible	191,50	5	6,3 KV	215	1050
Ip		88.85	84		1000	9.9		5.3	27
Urdiceto	1930	7,1	3,44	-	-	-	-	5	32
Gobantes	1947	3,44	3	-	-	-	-	66	526

Tabla 2: Datos técnicos de las centrales hidroeléctricas reversibles de España. Fuentes: laboración propia con datos de BOE, s. f.; Endesa, s. f.; Enel, s. f.; Enel Green Power, 2022; Fundación Arquia, s. f.; Global Energy Monitor, s. f.; Naturgy, s. f.; Power Technology, s. f.; Prysmian Group, s. f.

- Evaluación del potencial solar, mediante la irradiación global horizontal (GHI), estableciendo un umbral mínimo de 1500–1800 kWh/m² anuales para garantizar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica flotante.

La Tabla 3 presenta información sobre la radiación solar global anual (GHI), la temperatura ambiente, la temperatura de las células fotovoltaicas y la producción eléctrica anual estimada por metro cuadrado para distintas centrales hidroeléctricas.

En general, los datos muestran que la radiación solar anual varía entre aproximadamente 1.250 y 1.830 kWh/m², con temperaturas ambiente que van desde 4 °C hasta 19 °C y temperaturas de célula que reflejan el calentamiento asociado a la operación de los paneles solares. La producción de electricidad fotovoltaica anual por metro cuadrado oscila entre 176 y 334 kWh/m², dependiendo de la ubicación, las condiciones climáticas y las características de las instalaciones.

Esta información permite comparar el potencial fotovoltaico de distintas centrales hidroeléctricas, evaluando cómo la radiación solar y la temperatura influyen en la eficiencia y generación eléctrica de los sistemas híbridos hidro-solar.



Figura 2: Mapa de la irradiación global horizontal. Fuente: Barbón et al., 2024

NOMBRE	GHI ANUAL(KWH/M²)	T.AMBIENTE(°C)	T. CÉLULA (°C)	PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (KWH/M² ANUAL)
La muela i	1705.0	14.44	39.26	316.04
La muela ii	1705.0	14.44	39.26	316.04

Villarino	1690.8	12.46	36.68	315.02
Tajo de la encantada	1735.0	17.03	42.89	318.44
Sallente	1670.3	4.41	25.34	310.20
Aldeadávila ii	1692.5	13.58	30.14	176.31
Moralets	1651.6	4.13	21.15	245.28
Valdecañas	1735.6	16.91	37.37	318.03
Guillena	1827.0	19.23	41.60	333.79
Bolarque ii	1706.6	14.42	34.57	314.20
Tanes	1258.8	12.89	27.17	199.16
Torrejón	1748.5	16.92	37.28	315.97
Valparaíso	1655.3	12.41	32.83	308.41
Gabriel y galán	1754.4	16.54	34.51	322.54
Montamara	1645.1	10.98	29.09	258.22
Bao-puente bibey	1574.2	12.81	30.51	288.31
Guijo de granadilla	1753.7	16.48	36.82	321.63
Santiago de jares	1548.5	13.44	30.89	278.90

Tabla 3: Datos meteorológicos de los emplazamientos. Fuente: Barbón et al., 2024

- Análisis de consumos y ciclos de operación, estimando periodos de bombeo y turbinado, y su compatibilidad con la integración de generación solar.

La central de bombeo turbinará agua durante su ciclo correspondiente. Entonces, para que el depósito superior no se vacíe nunca, será necesario bombear el mismo volumen de agua que se turбина en todos los ciclos. Se procede a calcular la energía de bombeo del ciclo necesaria, pero antes se calcula la energía potencial que se turбина en cada ciclo.

La energía potencia almacenada en el depósito superior que da cobertura durante el ciclo al funcionamiento de las turbinas es la siguiente (Hutech, s.f.):

$$Energia_{teorica} = \frac{Q_t \times \rho \times g \times H_t \times t \times nt}{10^6} \quad [1]$$

Donde:

Energía teórica: Es la energía potencial en MWh.

Q_t es el caudal que circula por la turbina en m³/S

ρ Densidad del agua en kg/m³

g Aceleración de la gravedad en m/S²

H_t Salto de la turbina en m

t Tiempo de turbinado en horas

nt es el número de turbinas en funcionamiento

Suponiendo una densidad del agua de 997 kg/m³, una aceleración de 9,81 m/s² y que el rendimiento de la bomba es del 90% se puede sacar tanto la energía teórica y la energía de bombeo de cada planta:

CENTRAL	POTENCIA BOMBEO (MW)	Nº DE TURBINAS	SALTO (M)	CAUDAL BOMBEO (M ³ /S)	TIEMPO DE BOMBEO (H)	ENERGIA TEORICA TOTAL POR CICLO (MWH)	ENERGIA DE BOMBEO TOTAL POR CICLO (MWH)
La muela ii	744,00	3,00	524,00	36,00	18,00	9963,04	11070,04
Villarino	728,00	6,00	140,00	202,00	720,00	1194888,32	1327653,69
Tajo de la encantada	360,00	4,00	381,00	24,50	4,00	1460,75	1623,05
Sallente	468,00	4,00	400,70	24,00	4,00	1504,92	1672,14

Aldeadávila ii	400,00	4,00	139,40	170,00	720,00	667526,25	741695,83
Moralets	227,7	3,00	86,00	30,00	18,00	1362,63	1514,03
Valdecañas	225,00	4,00	61,00	75,00	720,00	128868,79	143187,54
Guillena	210,00	3,00	307,00	34,40	4,00	1239,49	1377,21
Bolarque ii (guadalajara)	208,00	4,00	267,00	100,00	4,00	4178,26	4642,51
Tanes (asturias)	129,60	2,00	105,00	115,00	4,00	944,80	1049,78
Valparaíso (zamora)	67,00	2,00	48,50	58,00	720,00	39618,35	44020,39
Montamara (lerida)	88,00	2,00	626,38	8,00	4,00	392,09	435,65
Bao-puente bibey	64,00	4,00	356,60	22,70	720,00	228015,23	253350,25
Guijo de granadilla	52,00	1,00	60,00	165,77	4,00	389,12	432,35
Santiago de jares	51,00	2,00	210,00	14,00	720,00	41407,02	46007,80
Pintado	14,00	1,00	191,50	5,00	720,00	6742,72	7491,92

Tabla 4: Análisis de consumo de las centrales hidroeléctricas. Fuente: Elaboración propia

- Superficie útil disponible en los embalses, para soluciones fotovoltaicas flotantes.

Un aspecto clave para la hibridación de centrales hidroeléctricas reversibles con energía solar es la disponibilidad de superficie para los paneles fotovoltaicos, preferentemente sobre el propio embalse mediante tecnología flotante. Esta solución aprovecha superficies ya artificializadas, reduce conflictos de uso del suelo y simplifica la tramitación administrativa. Además, el agua actúa como refrigerante, aumentando la eficiencia de los módulos y reduciendo la evaporación.

La relación entre el volumen y la superficie del embalse determina la planificación de los paneles. Aunque el embalse pueda reducir su volumen hasta un 15%, la superficie útil disponible se mantiene relativamente alta debido a la topografía, estimándose en este estudio un 60% de la superficie máxima del embalse. La densidad estándar de instalación flotante considerada es de 1 MWp/ha, y se priorizan áreas con buena radiación solar y pendientes suaves (<11%) para minimizar pérdidas por sombreado.

Así, seleccionando los embalses superiores y sus alrededores, se puede estimar de manera realista el potencial de energía fotovoltaica flotante para cada central, combinando eficiencia técnica, optimización de superficie y facilidad de operación.

CENTRAL	VOLUMEN		SUPERFICIE	
	EMBALSE	VOLUMEN	EMBALSE	AREA UTIL
	SUPERIOR	MINIMO (HM3)	SUPERIOR	(HA)
	(HM³)		(HA)	
La muela ii	23	3,45	115	69
Villarino	2649	397,35	8650	5190
Tajo de la encantada	3162	474,3	1493	895,8
Sallente	3	0,45	25,8	15,48
Aldeadávila ii	114,3	17,145	268	160,8
Moralets	17	2,55	45	27
Valdecañas	1446	216,9	7300	4380
Guillena	2	0,3	22	13,2
Bolarque ii (guadalajara)	5	0,75	63	37,8
Tanes (asturias)	25,3	3,795	143	85,8
Valparaíso (zamora)	162	24,3	1223	733,8
Montamara (lerida)	1	0,15	8	4,8
Bao-puente bibey	238	35,7	820	492
Guijo de granadilla	13	1,95	124	74,4
Santiago de jares	1	0,15	50	30
Pintado	215	32,25	1050	630

Tabla 5: Volumen y áreas disponibles de cada embalse. Fuente: Elaboración propia

Tras aplicar estos criterios, se descartaron emplazamientos con limitaciones técnicas, de superficie o de operación, seleccionándose como opciones finales las centrales de Moralets (Huesca) y Santiago de Jares (Ourense).

La comparación entre ambas concluyó que, si bien las dos son viables, Moralets presenta claras ventajas: mayor potencia de bombeo, un ciclo semanal mucho más flexible (semanal frente a estacional), irradiación ligeramente superior y mejor accesibilidad.

En consecuencia, Moralets fue seleccionado como emplazamiento óptimo para el desarrollo del caso de estudio, quedando la descripción técnica de esta central como objeto principal de este capítulo.

4.2 Introducción

La central de bombeo reversible de Moralets se construyó para aprovechar el gran desnivel entre los embalses de Llauset (superior) y Baserca (inferior) en el Pirineo aragonés. El embalse de Llauset fue recrecido artificialmente en 1983, convirtiéndose en el depósito superior de la central. Moralets está diseñada en el 1985 para operar mediante un ciclo semanal, bombeando agua en horas de baja demanda y turbinando en horas punta, optimizando así la producción energética según las necesidades de la red eléctrica (Fundación Arquia, s. f.).



Figura 3: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

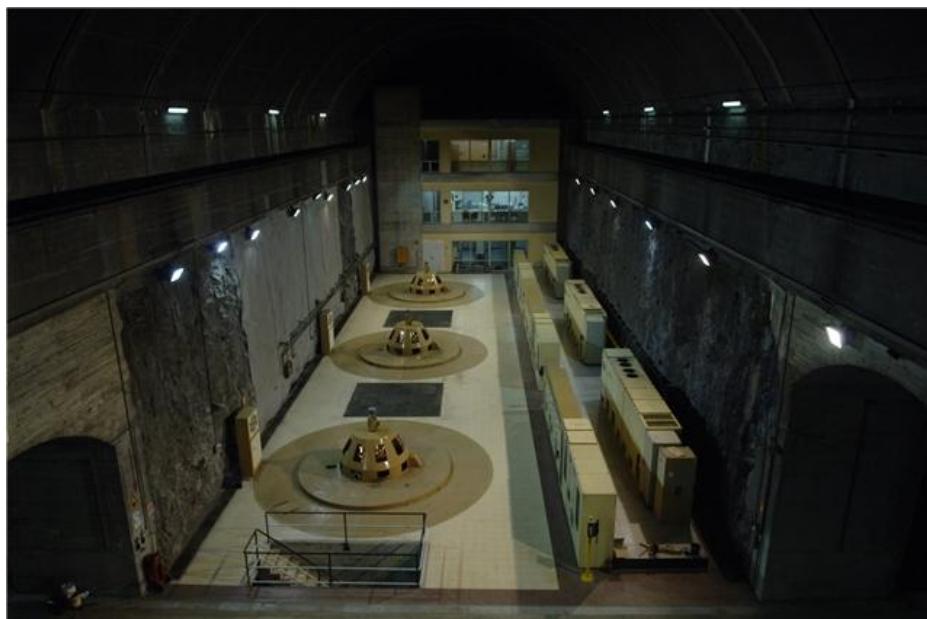


Figura 4: Central hidroeléctrica de Moralets 1/2. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

La central de bombeo de Moralets de aproximadamente 200 MW de potencia, utiliza el desnivel existente entre ambos embalses, disponiendo de tres grupos binarios turbina-bomba (Figura 5), alternador-motor.

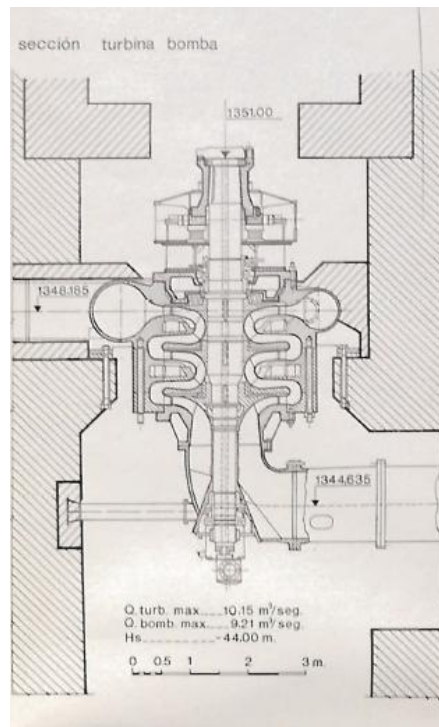


Figura 5: Grupo turbina-bomba central de Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

En el circuito hidráulico del salto de Moralets existe una galería de presión de 3600 m de longitud, la chimenea de equilibrio de tipo bicámara con pozo de enlace y la tubería forzada que se ubica en una galería inclinada de 45° de, aproximadamente, un kilómetro de longitud. (Fundación Arquia, s. f.).

La presa es de tipo bóveda, diseñada para regular el caudal de una cuenca con una superficie de aportación de 7,60 km². El embalse resultante ocupa una superficie de 0,44 km², con un volumen útil de 13,70 hm³ y un volumen total de 16,50 hm³, permitiendo almacenar y gestionar eficientemente el recurso hídrico. (Fundación Arquia, s. f.).

La cota de coronación de la presa se sitúa en 2.192,00 m, mientras que el nivel máximo ordinario del embalse es de 2.191,50 m, y el nivel mínimo de explotación se establece en 2.150,00 m. La longitud de coronación alcanza 300,00 m, y la altura total desde los cimientos es de 89,00 m, garantizando la estabilidad y seguridad de la estructura. (Fundación Arquia, s. f.).

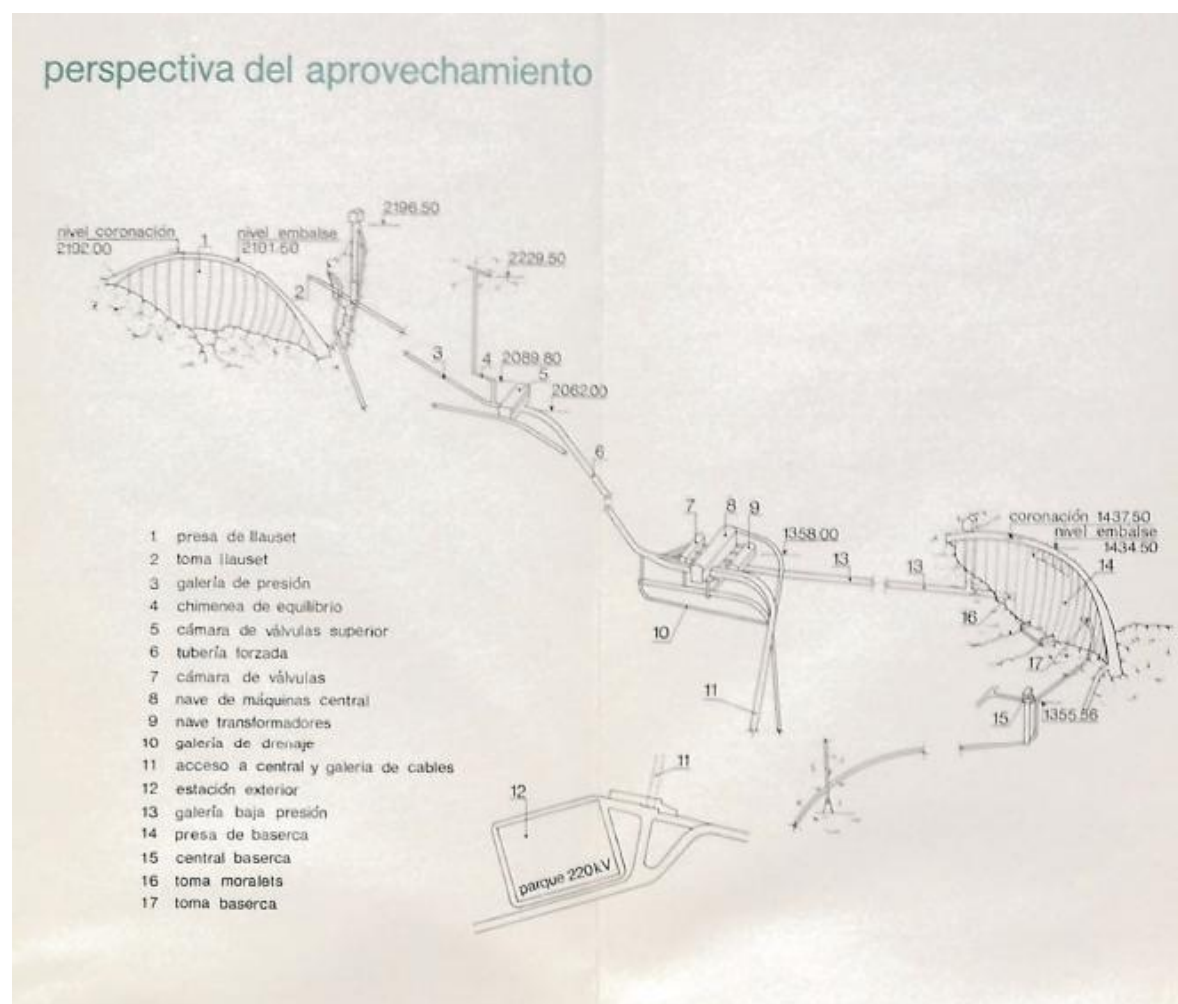


Figura 6: Esquema Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

El volumen de hormigón utilizado en la presa asciende a 220.000 m³, reflejando la magnitud y robustez de la obra. A continuación, se presentan las representaciones gráficas de la presa: planta, perfil y sección transversal, que permiten apreciar con detalle sus dimensiones y características. (Fundación Arquia, s. f.).

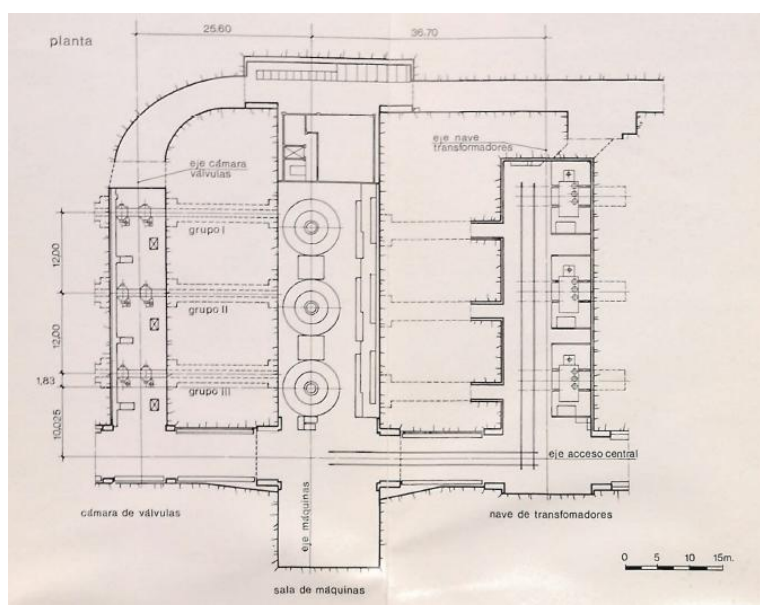


Figura 7: Planta Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)

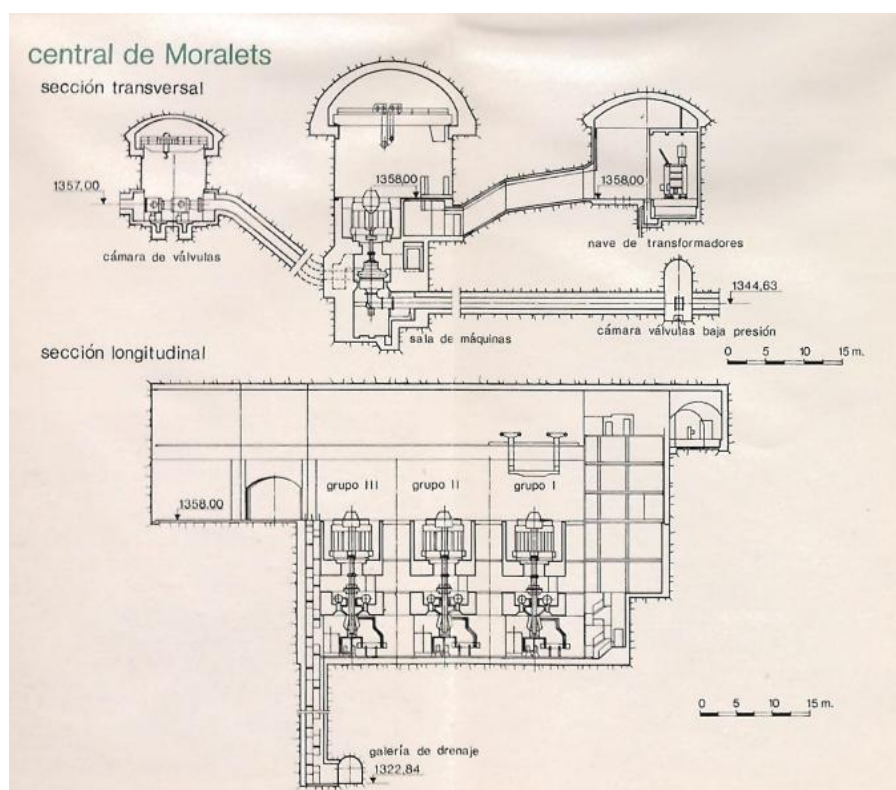


Figura 8: Sección transversal y longitudinal Central Hidroeléctrica Reversible Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.).

4.3 Localización y accesibilidad del emplazamiento

El complejo hidroeléctrico este situado en la cabecera del río Noguera Ribagorzana en los Pirineos Aragonés, está constituido por los embalses de Llauset (cota 2.191) y el embalse de Baserca (1.315, en el río Noguera Ribagorzana). Se encuentra en el parque natural de Posets-Maladeta en la comarca de Ribagorza, entre Huesca y Lérida. Las coordenadas son 42.56991948481508, 0.7567285112298425.

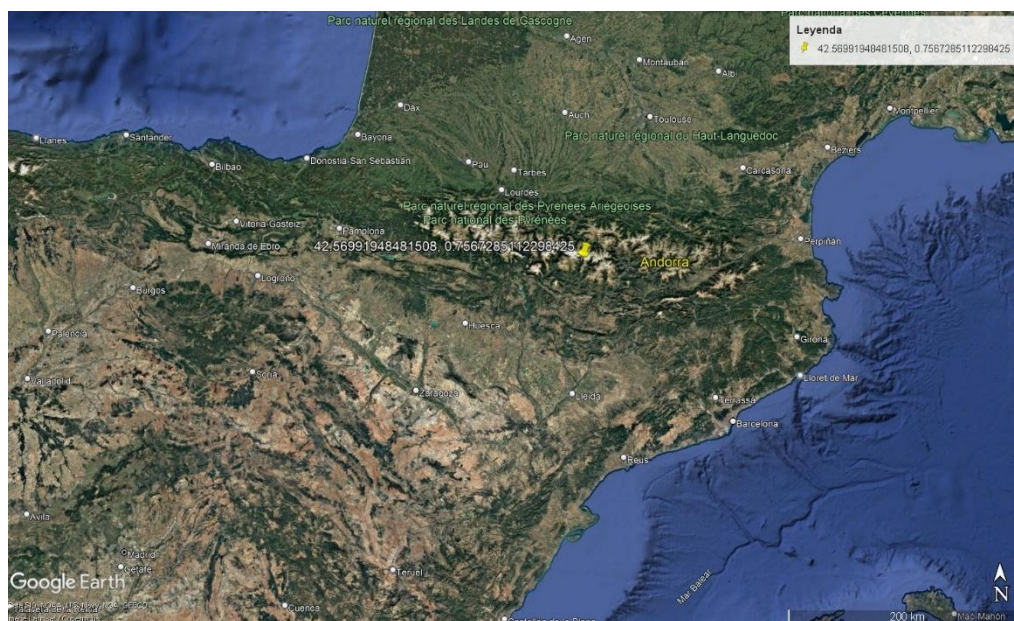


Figura 9: Emplazamiento Moralets 1/3. Fuente: Google Earth (s.f.)

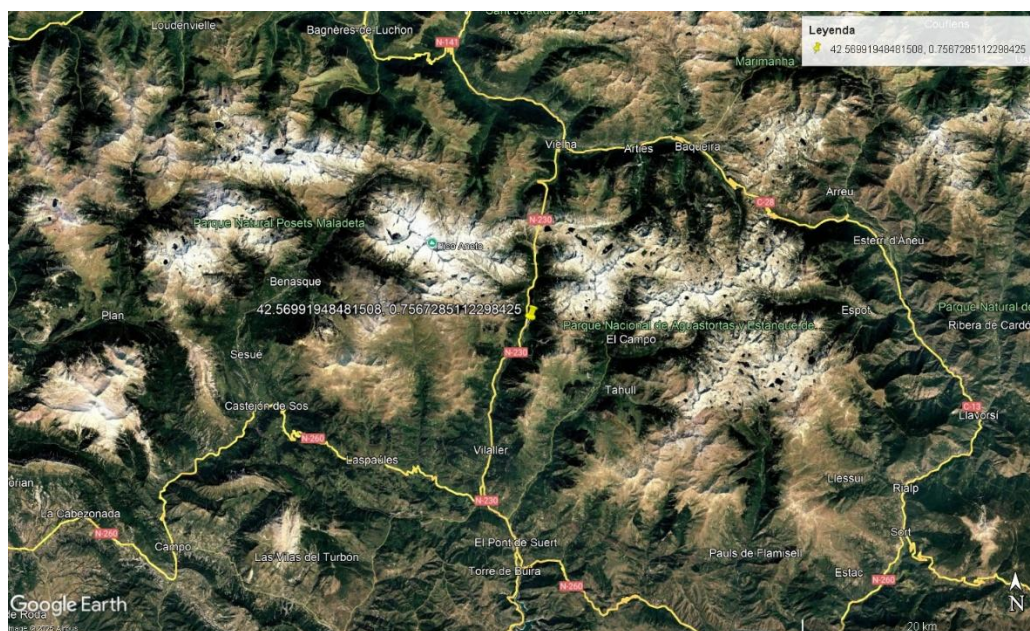


Figura 10: Emplazamiento Moralets 2/3. Fuente: Google Earth (s.f.)

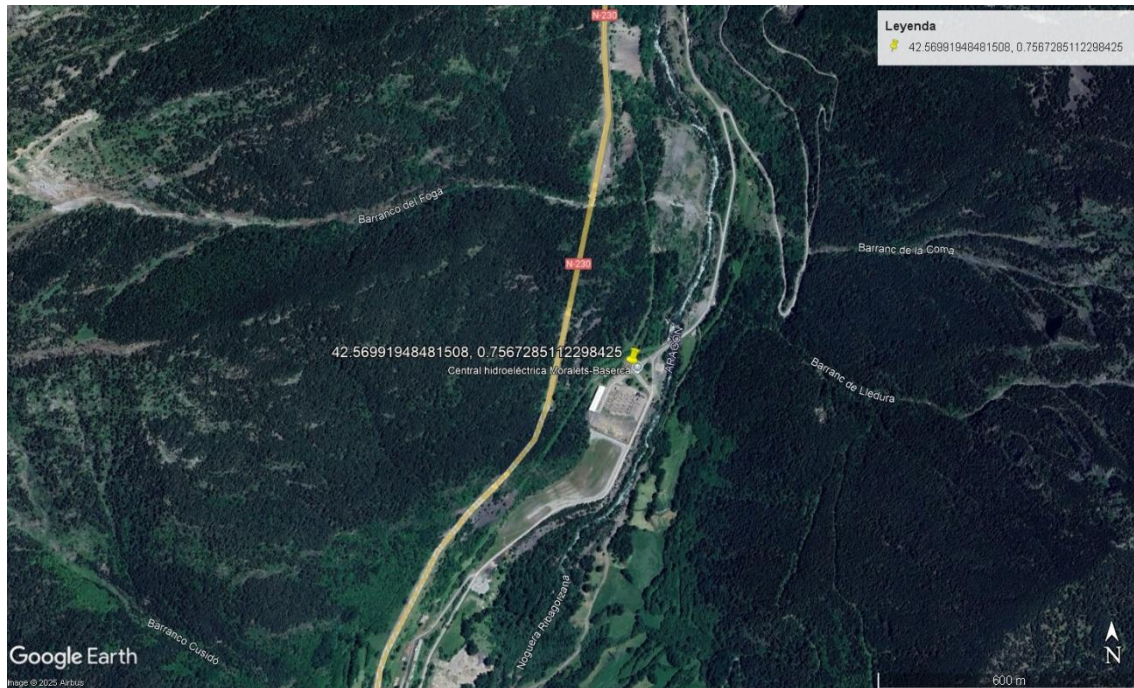


Figura 11: Emplazamiento Moralets 3/3. Fuente: Google Earth (s.f.)

4.4 Características de la central hidroeléctrica de Moralets

El Salto de Moralets cuenta con un sistema de galerías y tuberías compuesto por tres elementos principales: una galería de presión de 3.600 m de longitud y 4,90 m de diámetro, una tubería forzada de 1.050 m de longitud con un diámetro medio de 2,65 m, y una galería de baja presión de 620 m de longitud y 4,90 m de diámetro interior.

El desnivel aprovechado por el salto es de 86 m de salto útil.

La central hidroeléctrica asociada dispone de tres grupos de generación, cada uno equipado con una turbina-bomba vertical de tres etapas. La potencia nominal aparente del sistema es de 82 MVA, con un factor de potencia nominal de 0,9. La velocidad de rotación sincrónica de las turbinas es de 750 r.p.m., mientras que la velocidad de embalamiento alcanza los 1.040 r.p.m. y la velocidad máxima instantánea los 1.150 r.p.m. La frecuencia nominal de operación es de 50 Hz, con una tensión nominal del alternador-motor de 15,50 kV y una intensidad nominal del motor de 3.054 A.

La instalación cuenta con tres transformadores, cada uno con un arrollamiento de media tensión de 15,50 kV e intensidad de 82 A, y un arrollamiento de alta tensión de 220 kV conectado en estrella. La potencia nominal de cada transformador es de 82 MVA. Ver Tabla 6.

CARACTERÍSTICAS DEL SALTO DE MORALETES		
Galerías y tuberías	Galería de presión	Longitud: 3600 m, Diámetro: 4,90 m
	Tubería forzada	Longitud: 1.050 m Diámetro medio 2,65 m
	Galería de baja presión	Longitud: 620 m, Diámetro interior 4,90 m
Desniveles aprovechados	Salto útil	86 m
Central hidroeléctrica	Grupos	3 Ud.
	Tipo de turbina	Turbina-bomba vertical (3 etapas)
	Caudal	
	Potencia nominal aparente	82 MVA
	Factor de potencia nominal (cas, p)	0,9
	Velocidad de rotación sincrónica	750 r.p.m.
	Velocidad de embalamiento	1040 r.p.m.
	Velocidad máxima instantánea	1150 r.p.m.
	Frecuencia nominal	50 Hz
	Tensión nominal alternador-motor	15,50 kV
	Intensidad nominal -motor	3054 A
Transformadores (3 Ud.)	Media tensión	15,50 kV, Arrollamiento M.T., Intensidad 82 A
	Alta tensión	220 kV, Arrollamiento A.T., Conexión estrella
	Potencia nominal	82 MVA

Tabla 6: Características de la central Moralets. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)

4.5 Características embalse Llauset

La presa es de tipo bóveda y se sitúa en una cuenca de aportación con una superficie de 7,60 km². El embalse resultante tiene una superficie de 0,44 km², con un volumen útil de 13,70 Hm³ y un volumen total de 16,50 Hm³.

La cota de coronación de la presa se encuentra a 2.192,00 m, mientras que el nivel máximo ordinario del embalse alcanza los 2.191,50 m y el nivel mínimo de explotación se sitúa en 2.150,00 m. La longitud de coronación de la presa es de 300,00 m y su altura total desde cimientos es de 89,00 m.

El volumen de hormigón utilizado en la construcción de la presa es de 220.000 m³. Ver Tabla 7.

Tipo de presa	Bóveda
Superficie de cuenca de aportación	7,60 km ²
Superficie del embalse	0,44 km ²
Volumen útil del embalse	13,70 Hm ³
Volumen total del embalse	16,50 Hm ³
Cota de coronación	2.192,00 m
Nivel máximo del embalse ordinario	2.191,50 m
Nivel mínimo de explotación	2.150,00 m
Longitud de coronación	300,00 m
Altura total desde cimientos	89,00 m
Volumen de hormigón en la presa	220.000 m ³

Tabla 7: características del embalse de Llauset. Fuente: Fundación Arquia, (s. f.)

4.6 Consumos de bombeo y operación

La central de Moralets cuenta con una potencia de bombeo de 227,7 MW distribuida en tres turbinas. El salto útil del sistema es de 86 m, con un caudal de bombeo de 30 m³/s. El ciclo de operación es semanal, con un tiempo de bombeo de 18 horas.

La energía teórica total por ciclo alcanza los 1.362,63 MWh, mientras que la energía de bombeo total por ciclo es de 1.514,03 MWh, lo que corresponde a 504,68 MWh por bomba por ciclo. La superficie útil asociada al embalse es de 27 hectáreas.

En cuanto a la integración de energía solar, la instalación cuenta con una potencia máxima fotovoltaica de 27 MW. Gracias a esta aportación, el tiempo de bombeo por bomba se incrementa ligeramente hasta 18,69 horas por ciclo. Ver Tabla 8.

Parámetro	Moralets
Potencia bombeo (MW)	227,7
Nº de turbinas	3,00
Salto (m)	86,00
Caudal bombeo (m ³ /s)	30,00
Tipo de ciclo	Semanal
Tiempo de bombeo (h)	18,00

Energía teórica total por ciclo (MWh)	1362,63
Energía de bombeo total por ciclo (MWh)	1514,03
Energía de bombeo por bomba por ciclo (MWh)	504,68
Área útil (ha)	27,00
Potencia máxima fotovoltaica (MW)	27,00
Tiempo de bombeo con la fotovoltaica por bomba (h)	18,69

Tabla 8: Consumos de bombeo y operación de Moralets. Fuente: Elaboración propia

4.7 Superficie útil del embalse superior Llauset

El embalse superior cuenta con un volumen total de 17 Hm³, mientras que su volumen mínimo de explotación es de 2,55 Hm³. La superficie del embalse es de 45 hectáreas, de las cuales 27 hectáreas corresponden a área útil. Ver Tabla 10.

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Volumen embalse superior (hm ³)	17
Volumen mínimo (hm ³)	2,55
Superficie embalse superior (ha)	45
Área útil (ha)	27

Tabla 9: Superficie útil del embalse superior. Fuente: Elaboración propia

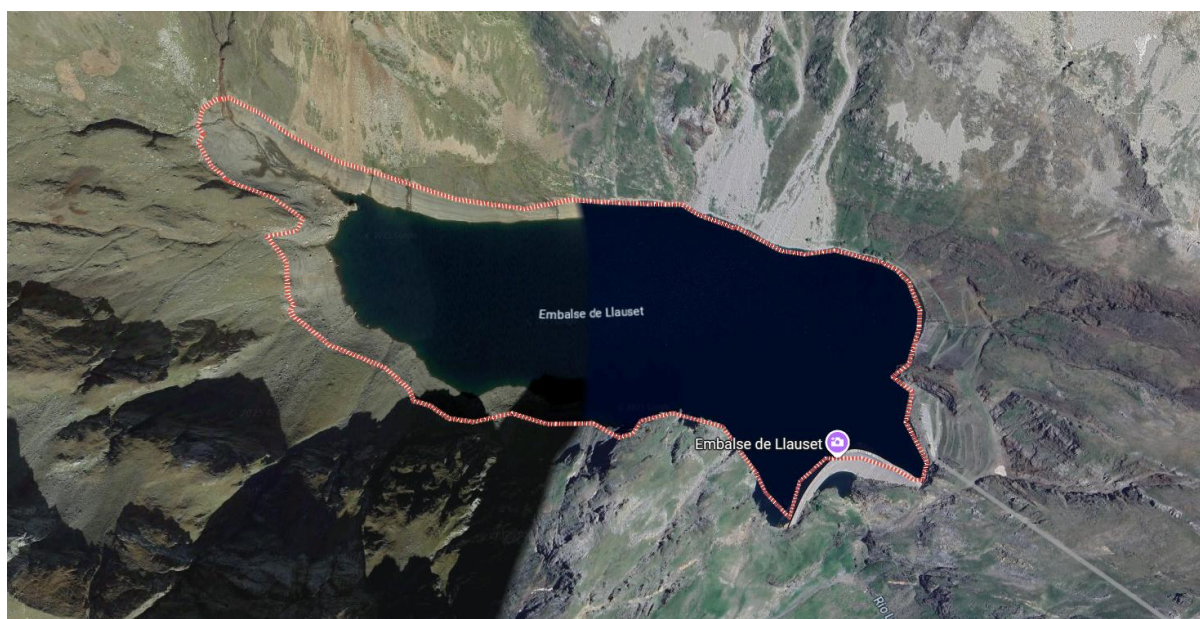


Figura 12: Embalse de Llauset. Fuente: Google Maps (s.f.)

5 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE PLANTA FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO

5.1 Descripción del emplazamiento

La instalación se desarrollará en la central hidroeléctrica reversible de Moralets. La planta fotovoltaica flotante se instalará sobre el embalse superior de Llauset. Este embalse permite aprovechar el espacio disponible sin interferir en la operación hidráulica del sistema. La instalación de los paneles sobre plataformas flotantes minimiza el impacto sobre el entorno y reduce la evaporación del agua.

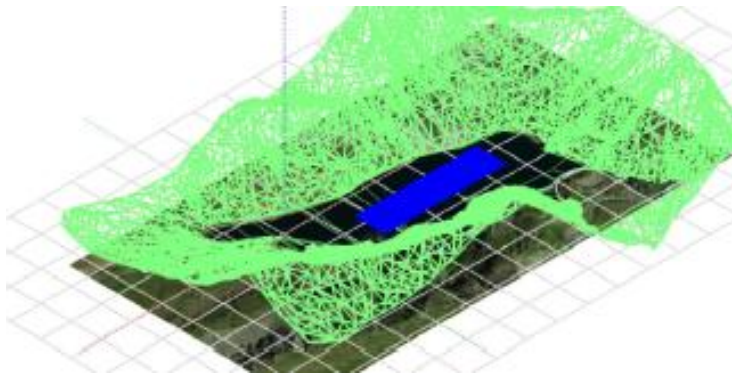


Figura 13: Layout planta solar flotante

Por otra parte, el sistema de almacenamiento mediante baterías (BESS) se ubicará junto a la central hidroeléctrica de Moralets junto con el centro de transformación para elevar la tensión desde baja tensión hasta la tensión de operación de la turbina (15,5 kV).

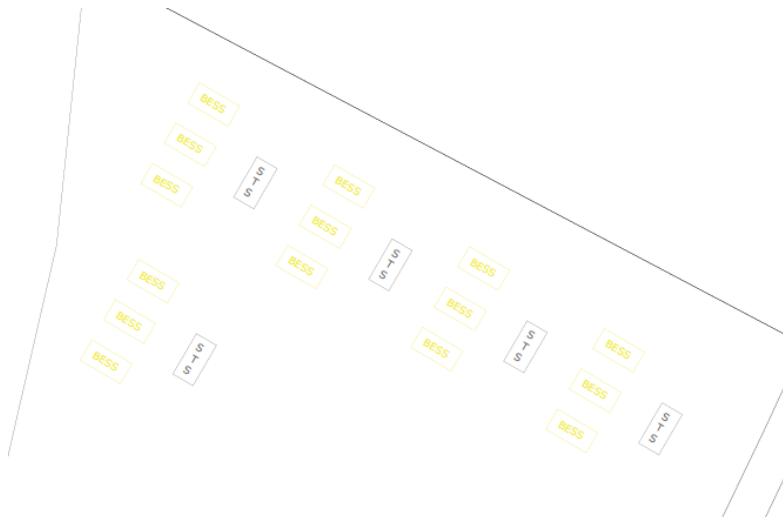


Figura 14: Layout BESS

En cuanto a la hibridación del sistema se realiza a nivel de media tensión (15,5 kV) es decir, tanto la planta solar como el sistema BESS cuentan con centros de transformación independientes lo

que eleva su tensión para el centro de reparto común. Dicho centro de reparto está dotado de celdas de media tensión de 24 kV libres de SF6.

Finalmente, el centro de reparto se conecta al embarrado de media tensión (15,5 kV) de la turbina en la central de Moralets.

5.2 Análisis del recurso solar y dimensionamiento y selección de la instalación fotovoltaica PVSYST

5.2.1 Datos climáticos y recurso solar

Este apartado analiza el recurso solar disponible en el embalse de Llauset (Huesca, España) para la implementación de un sistema híbrido de energía fotovoltaica y baterías en una central hidroeléctrica reversible. El estudio se basa en simulaciones realizadas con el software PVsyst (PVsyst SA, 2025).

Diversos factores climáticos se tienen en cuenta en la selección del emplazamiento para la instalación planteada. Aspectos como la temperatura afecta considerablemente el rendimiento del módulo fotovoltaico. La tabla 6 muestra el resumen con los datos más relevantes de cada uno de los factores estudiados en el emplazamiento sometido a estudio:

Parámetro	Valor
Ubicación	Lat. 42,58°N, Long. 0,69°E
Altitud	2.190 msnm
Temperatura media anual	7,2 °C
Rango térmico anual	-8 °C a 22,8 °C
Humedad relativa media	70%
Velocidad media del viento	1,2 m/s
Radiación solar anual	1.652,6 kWh/m²
Índice de claridad (Kt)	0,6
Meses de menor radiación	Enero, febrero y marzo
Meses de mayor radiación	Junio, julio y agosto

Tabla 10: Condiciones Climáticas del Emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

Se resalta que las temperaturas promedio a lo largo del año son bajas en comparación a la temperatura media en la península ibérica. Esto presenta un aspecto positivo en cuanto al rendimiento de los paneles solares. Lógicamente, presenta un comportamiento estacional,

umentando el valor de la temperatura coincidiendo con los meses de mayor radiación solar. Aun así, las temperaturas en los meses de verano siguen siendo moderados.

La irradiancia solar anual se encuentra en un valor medio-alto, adecuado para una planta fotovoltaica, siendo compatible con una producción de energía eficiente y estando dentro del rango de valores de irradiancia típicos en climas mediterráneos. Además, se observa una clara estacionalidad en el comportamiento, aportando durante los meses de verano el 30-35% de la producción anual, y un 5-7% del total anual en los meses de noviembre y febrero. El índice de claridad es moderadamente bueno, lo que indica buena calidad de irradiancia en días soleados. Y las horas de sol útil promedio, situándose entorno de las 4 horas de promedio anual, presenta un comportamiento típico en zonas de radiación con una buena producción anual, pero debe considerarse el descenso estacional, provocando posibles cambios en los ciclos de las turbinas de la central hidroeléctrica. En los meses de verano se aprovecha para generar excedentes y cargar con ellos el sistema de almacenamiento.

Con referencia en los datos de radiación del sitio el dimensionamiento de sistemas fotovoltaico presenta las siguientes características principales.

Parámetro	Valor
Inclinación óptima	54,6°
Azimut	0° (orientación sur)
Perdidas por orientación	<10%
Sombreado en invierno	Hasta 40%

Tabla 11: Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

Una vez configurado el generador fotovoltaico, con los datos de entrada requeridos por el software, se tienen un generador fotovoltaico de las siguientes características. Ver Tabla 12

Parámetro	Valor
Potencia nominal	17 MWp
Producción estimada	27.643 MWh/año
Producción neta	15.995 MWh/año
Modelo de paneles	LONGI LR7-72HTHF-630M
Número de paneles	26.988 (1038 cadenas × 26)
Superficie cubierta	64.364 m ² (celular), 72.900 m ² (total)

Tensión nominal	1.060 V
Corriente nominal	14.948 A
Separación entre filas	1,3 m

Tabla 12: Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

El sistema fotovoltaico se respalda sobre un sistema de baterías dimensionado de acuerdo con las necesidades y generación eléctrica del sistema. La Tabla 13 muestra las características principales del grupo de baterías del conjunto implementado.

Parámetro	Valor
Modelo	Huawei FusionSolar LUNA2000-2.0MWH-2H1
Configuración	15 baterías en paralelo
Capacidad total	24.825 Ah, 1.267 V
Energía acumulada	25.167 kWh

Tabla 13: Características de las baterías. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente se presenta el resumen de producción versus el consumo energético en la Tabla 10.

Parámetro	Valor
Demanda Anual (MWh/año)	26.280
Producción Estimada (MWh/año)	27.643
Producción Neta (MWh/año)	15.995

Tabla 14: Producción vs. Consumo Energético. Fuente: Elaboración propia.

El sistema propuesto es técnicamente viable para cubrir la demanda energética de la central hidroeléctrica, con una producción estimada superior a la demanda anual. Sin embargo, las pérdidas por sombreado, especialmente en invierno, reducen significativamente la producción neta. Aun así, el sistema mantiene un margen de generación aceptable.

La orientación sur y la inclinación de 54,6° están dentro de los parámetros óptimos para maximizar la captación solar y minimizar pérdidas. Así como también, el sistema de baterías permite almacenar más de 25 MWh, lo que mejora la gestión de la energía generada y su disponibilidad durante los picos de bombeo.

5.4 Equipos principales de la instalación

Una vez identificadas las necesidades del sistema en el anexo III como la energía que necesitamos almacenar o la potencia se pueden seleccionar los equipos principales.

La arquitectura del sistema híbrido propuesto tiene tres elementos principales: la planta fotovoltaica flotante, la central hidroeléctrica reversible existente y el sistema de almacenamiento en baterías. La elección de los equipos principales se puede encontrar en el Anexo V.

5.4.1. Módulos solares.

Para la instalación del proyecto se ha seleccionado el modelo Longi LR7-72HTHF que pertenece a la serie Hi-MO X6 Max. Se trata de células monocristalinas de tipo HPBC (Hybrid Passivated Back Contact) (Solo Producto, s. f.).

El panel Longi LR7-72HTHF se encuentra fabricado en China y tiene una potencia nominal de 630 W bajo condiciones estándar (STC) y 470,8 W en condiciones operativas nominales (NOCT), con una eficiencia del 23,3 %.

Respecto a sus características eléctricas, el panel entrega un voltaje a máxima potencia (V_{mp}) de 53,02 V (STC) y 49,78 V (NOCT), con una corriente máxima (I_{mpp}) de 15,07 A y 12,17 A, respectivamente. Su voltaje en circuito abierto (V_{oc}) es de 44,78 V (STC) y 40,87 V (NOCT), mientras que la corriente de cortocircuito (I_{sc}) alcanza los 14,07 A en STC y 11,52 A en NOCT.

5.4.2. Plataformas flotantes.

La instalación fotovoltaica se encuentra sobre el agua del embalse y necesita un sistema de montaje flotante. Se ha optado por las plataformas SolarDock de HSB Marine que son diseñadas para embalses y superficies acuáticas.

El diseño de las plataformas SolarDock permite ajustar las distancias entre las filas y la inclinación de los paneles para maximizar la producción energética (HSB Marine, s. f.).

Las plataformas flotantes SolarDock de HSB Marine se encuentran diseñadas para instalar paneles solares sobre cuerpos de agua. El panel se sitúa a una altura máxima de 60 cm sobre el nivel del agua, mientras que los flotadores de plástico alcanzan una altura de 60 cm sobre el agua, proporcionando estabilidad y separación adecuada.

La estructura de las plataformas está fabricada con FRP (polímero reforzado con fibra), un material resistente y duradero que resiste condiciones ambientales exigentes. Su vida útil es de 20 años.

5.4.3. Inversores.

Como sistema de conversión de energía, se ha optado por el inversor V Skid Compact de Power Electronics. Este equipo se encuentra orientado para instalaciones a gran escala permitiendo

trabajar en el rango de entrada de 600 a 690 kV y a una potencia nominal de 1910 a 4390 kVA (PCSK & Multi PCSK | Power Electronics, s. f.).

El inversor Multi PCSK FP4390K4 de Power Electronics, tiene una potencia de salida de 4.390 kVA/kW calculada a 40 °C. Su tensión de red de funcionamiento es de 690 V CA con una tolerancia de ± 10 %. La tensión máxima de sistema que soporta es de 1500 V. Cuenta con cuatro entradas independientes, lo que le permite gestionar múltiples cadenas de paneles solares o sub-sistemas. Su eficiencia nominal se sitúa en 98,93 %, lo que indica que convierte casi el 99 % de la energía de entrada en energía útil para la red.

5.4.4. Sistema de almacenamiento de baterías.

Se incorpora un sistema de baterías de alta capacidad del modelo Huawei LUNA2000-2.0MWH-2H1. Tiene una capacidad energética de 2.032 kWh, una potencia de 1.016 kW y opera a tensión nominal de 1250 V. (Huawei, 2025).

El modelo LUNA2000-2.0MWH-2H1 tiene una tensión nominal es de 1.250 V, con una tensión máxima operativa de 1.500 V. La capacidad energética nominal del sistema es de 2.032 kWh, con una tasa de carga/descarga de hasta 0,5 C, lo que implica que puede cargarse o descargarse completamente en aproximadamente dos horas teóricas. Su potencia nominal es de 1.016 kW.

En cuanto a dimensiones físicas, cuenta con un contenedor de 6.058 × 2.896 × 2.438 mm y un peso máximo de hasta 30 toneladas. Está diseñado para operar en un rango de temperatura desde -30 °C hasta +55 °C, y su rango de almacenamiento se extiende de -40 °C a +60 °C. Está preparado para condiciones de humedad relativa de 0 % a 100 % y puede funcionar a una altitud máxima de 4.000 metros sobre el nivel del mar.

5.4.5. EMS

El PPC PRO es el sistema de control inteligente que gestiona la interacción de la planta fotovoltaica, de almacenamiento o híbrida con la red eléctrica (PPC PRO | Power Electronics, s. f.). Es decir, se asegura que la planta cumple con los requisitos del operador del sistema.

El sistema de control PPC PRO está diseñado para gestionar y supervisar sistemas energéticos de forma eficiente. Su consumo máximo es de 350 W, lo que lo convierte en una solución de bajo consumo energético. Admite una entrada de corriente alterna (AC) de 230 V o 120 V, y una entrada de corriente continua (DC) en un rango de 120 a 290 VDC, lo que le otorga una alta flexibilidad en su instalación.

Funciona a una frecuencia de 50 Hz y tiene un peso de 34 kg, con unas dimensiones de 641 × 847 × 357 mm, características que permiten una integración compacta en sistemas industriales o energéticos. Opera correctamente en un rango de temperatura de -20 °C a +50 °C, adaptándose a diferentes condiciones ambientales.

En cuanto a protección, cuenta con un grado IP54 (equivalente a NEMA 3R), lo que significa que está protegido contra el polvo y salpicaduras de agua, siendo adecuado para instalaciones tanto en interiores como en exteriores.

5.4.6. Centro de transformación para la planta solar flotante.

El centro de transformación Twin Skid Compact ha sido diseñado específicamente para aplicaciones en plantas solares flotantes, ofreciendo una solución integrada y compacta que facilita la instalación y operación en entornos exigentes (PCSK & Multi PCSK | Power Electronics, s. f.).

Este centro trabaja con inversores del tipo V Skid Compact, y cubre un rango de potencia de 3.820 a 8.780 kW a 40 °C, y de 3.550 a 8.150 kW a 50 °C, garantizando una alta eficiencia incluso en climas cálidos. Funciona con una tensión de entrada nominal de 690 V y una tensión de salida nominal de 15 kV, dentro de un rango de media tensión de hasta 34,5 kV, a una frecuencia de 50 Hz.

En cuanto a protección eléctrica, el sistema cuenta con interruptores motorizados integrados en el inversor para la protección contra sobretensiones. Opera dentro de un rango de temperatura de -25 °C a +50 °C y soporta una altitud máxima de hasta 1.000 m. Puede funcionar en condiciones de humedad relativa del 4 % al 95 %, lo que lo hace adecuado para entornos húmedos o cambiantes.

5.4.7. Centro de transformación para BESS.

El sistema JUPITER-6000K-H1 (Solución Almacenamiento y Fotovoltaica A Gran Escala | FusionSolar España, s. f.) de Huawei es un centro de transformación prefabricado y preensamblado en contenedor de 20 HC (High Cube) que está diseñado para las aplicaciones de generación y almacenamiento de energía. Para nuestra instalación se necesitará cinco contenedores de JUPITER-6000K-H1 ya que necesitamos cubrir una demanda de 27 MW.

El centro de transformación JUPITER-6000K-H1 está diseñado para aplicaciones en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), ofreciendo una integración eficiente y segura con las baterías LUNA2000-200KTL-H1. Este centro admite una tensión nominal de entrada de 800 V y una tensión de salida de 15 kV, funcionando a una frecuencia de 50 Hz. Puede soportar hasta

22 unidades de voltaje y amperaje de corriente alterna, permitiendo una alta capacidad de conexión para sistemas de gran escala.

El transformador principal cuenta con un sistema de refrigeración ONAN, y está equipado con tomas de regulación de voltaje de $\pm 2 \times 2,5 \%$, que permiten adaptarse a variaciones en la red. Además, incluye un transformador auxiliar de tipo seco, monofásico de 5 kVA, con salida de 230/127 V, útil para alimentar cargas auxiliares dentro del sistema.

En cuanto a su diseño físico, el centro tiene unas dimensiones de $6.058 \times 2.896 \times 2.438$ mm y un peso inferior a 23 toneladas. Está preparado para operar en un rango de temperatura de -25°C a $+60^{\circ}\text{C}$, con una humedad relativa de 0 % a 95 %, y una altitud máxima de funcionamiento de hasta 1.000 metros, lo que lo hace apto para diversas condiciones climáticas y de emplazamiento.

5.4.8. Celdas de Media Tensión.

Se ha seleccionado el modelo Siemens 8DJH 24-blue GIS que tiene una tensión nominal de 25 kV, frecuencia de 50 Hz, puede soportar impulsos hasta 125 kV y corrientes máximas de 52,5 kA.

La celda de media tensión 8DJH 24 – blue GIS tiene una tensión nominal de 15 kV y opera a una frecuencia nominal de 50 Hz. Su diseño permite soportar una tensión de corta duración a frecuencia industrial de 36 kV y una tensión de impulso de relámpago de 95 kV, asegurando un alto nivel de aislamiento eléctrico.

La celda puede soportar una corriente máxima nominal de 50/52,5 kA, y una corriente nominal durante 3 segundos de 20/21 kA, lo que garantiza resistencia frente a cortocircuitos temporales. También puede mantener esta misma corriente durante 1 segundo. La corriente continua nominal tanto en la barra colectora como en los alimentadores es de 630 A, lo que permite su uso en una amplia variedad de aplicaciones de distribución eléctrica.

En términos de diseño físico, el ancho de los alimentadores puede variar entre 350, 450 o 550 mm, dependiendo de la configuración seleccionada. La profundidad del equipo es de 775 mm sin conducto de alivio de presión, y de 890 mm con dicho conducto instalado, ofreciendo opciones para diferentes necesidades de instalación. Además, puede operar en un amplio rango de temperatura ambiente de -25°C a $+55^{\circ}\text{C}$, lo que lo hace adecuado para instalaciones en interiores en climas extremos.

6 INTEGRACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA Y ALMACENAMIENTO EN LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA REVERSIBLE EXISTENTE

6.1 Descripción del sistema híbrido propuesto

El sistema híbrido consiste en la integración de una planta fotovoltaica flotante y un sistema de almacenamiento en baterías para cubrir la energía requerida por una de las tres turbinas de la central hidroeléctrica de Moralets cuando esta funciona en modo bombeo reemplazando la necesidad de tomar energía de la red eléctrica.

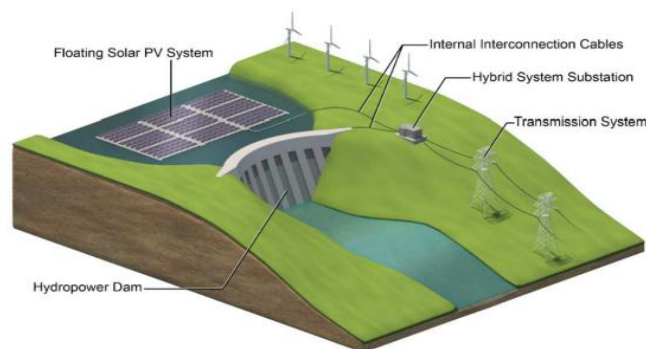


Figura 15: Esquema de la hibridación solar-BESS de la central hidroeléctrica. Fuente: Cazzaniga et al. (2023)

Como se muestra en la Figura 15, la planta fotovoltaica será de tipo flotante en el embalse superior de la central hidroeléctrica, en este caso Llauset. Por otro lado, el sistema de almacenamiento mediante baterías se instalará junto a la central hidroeléctrica de Moralets. Allí se dispondrá el correspondiente centro de transformación de la tecnología BESS, encargado de elevar la tensión desde el nivel de baja tensión de las baterías hasta la tensión de operación de la turbina, 15,5 kV.

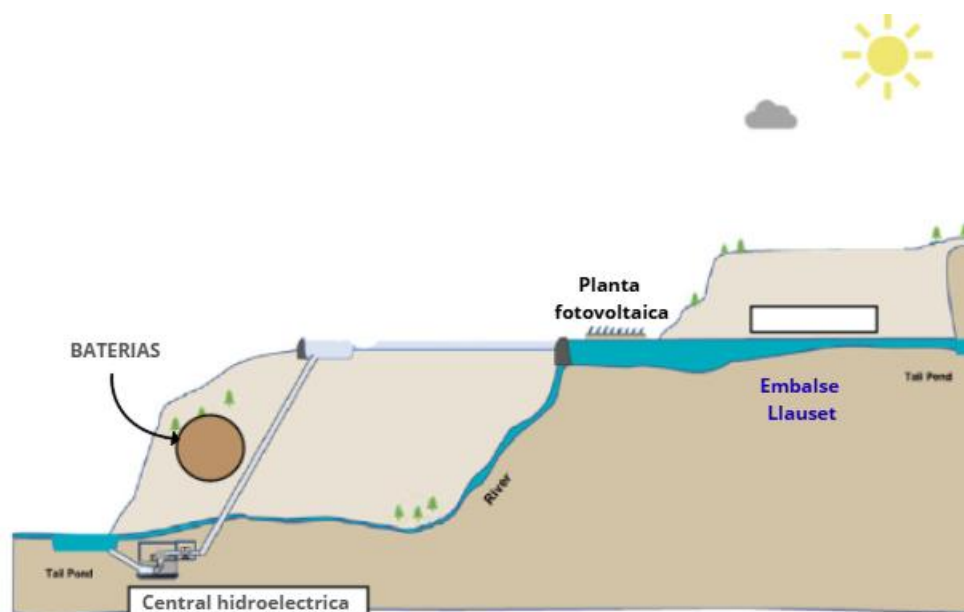


Figura 16: Esquema de funcionamiento de la hibridación en la central hidroeléctrica de Moralets. Fuente: Elaboración propia.



Figura 17: Ubicación de las diferentes tecnologías de hibridación en la central hidroeléctrica de Moralets. Fuente: Google Maps (s.f.)

La planta solar de este estudio tendrá los módulos fotovoltaicos sustentados por dispositivos de flotación, mientras que los inversores centrales junto con sus centros de transformación se situarán en el terreno contiguo.



Figura 18: Situación planta solar del estudio. Fuente: Elaboración propia a partir de Google Maps (s.f.)

La hibridación del sistema se realizará a nivel de media tensión, en la tensión correspondiente a la turbina, a 15.5 kV. La planta solar y las baterías contarán con sus propios centros de transformación conectados en serie que eleva la tensión hasta un centro de reparto equipado con celdas de media tensión de 24 kV libres de SF6. Un controlador central gestionará el modo de operación del sistema, determinando cuándo usar la energía solar, cuándo cargar o descargar las baterías, y cómo coordinar la producción y almacenamiento de la hidroeléctrica reversible. Finalmente, este centro de reparto se conecta al embarrado de media tensión de la turbina seleccionada en la central hidroeléctrica reversible de Moralets, integrando todas las fuentes en un único sistema híbrido gestionado de forma coordinada (ver Figura 19).

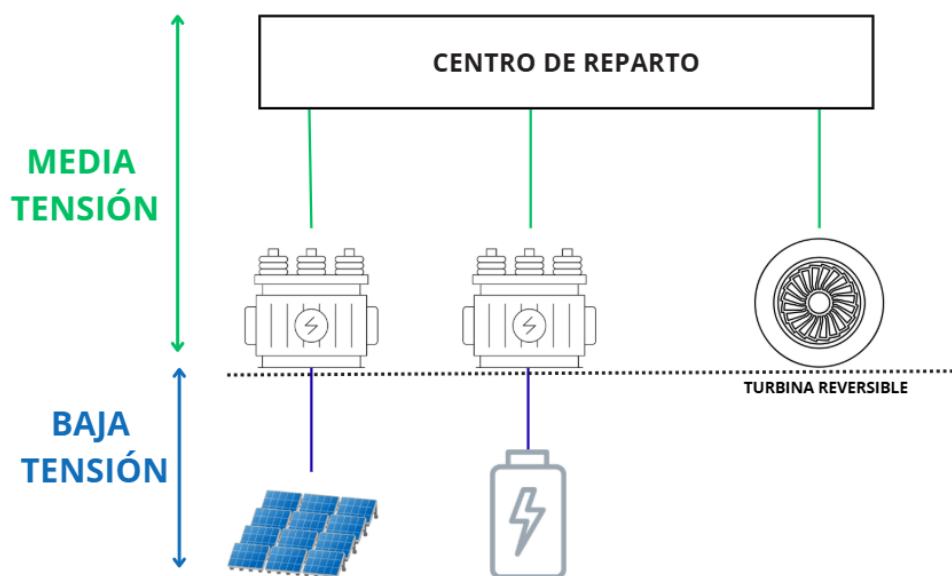


Figura 19: Esquema de la hibridación del estudio. Fuente: Elaboración propia.

6.2 Funcionamiento del sistema híbrido

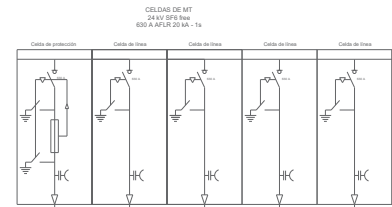
La planta fotovoltaica desempeña el papel principal dentro del sistema híbrido solar-hidroeléctrico con almacenamiento en baterías, su función es generar energía eléctrica limpia y directa a partir de la radiación solar. La electricidad producida por la PV puede ser utilizada de manera inmediata para abastecer la demanda interna de la bomba o para almacenarse dentro de las baterías.

Mientras tanto, el sistema de almacenamiento en baterías permite gestionar de manera la energía generada por la planta fotovoltaica y la hidroeléctrica reversible. Durante los periodos de alta irradiación solar, o cuando la turbina no esté funcionando, es decir, cuando la generación excede la demanda, las baterías almacenan el exceso de energía para ser utilizado posteriormente, garantizando suministro eléctrico incluso durante la noche o en días nublados, cuando la producción de la PV es insuficiente. Asimismo, estabiliza la red ya que la batería se mantendrá cargada parcialmente, suavizando las fluctuaciones de tensión y frecuencia derivadas de la intermitencia de la energía solar.

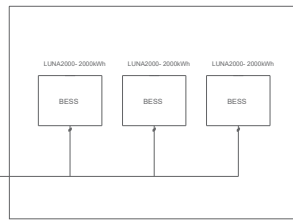
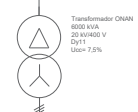
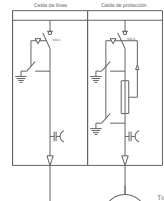
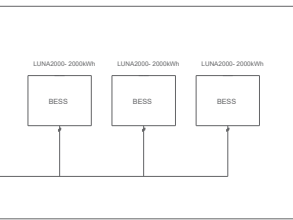
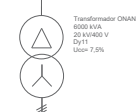
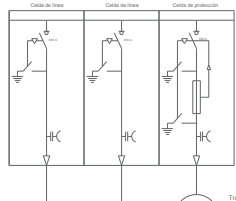
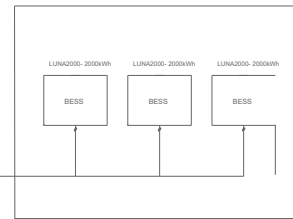
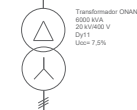
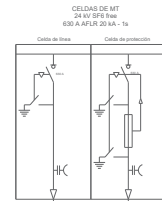
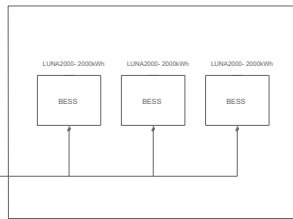
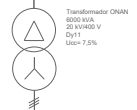
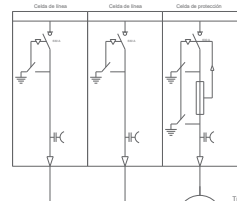
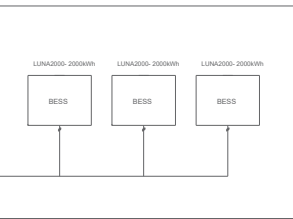
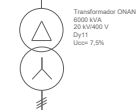
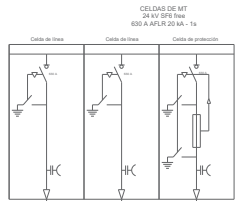
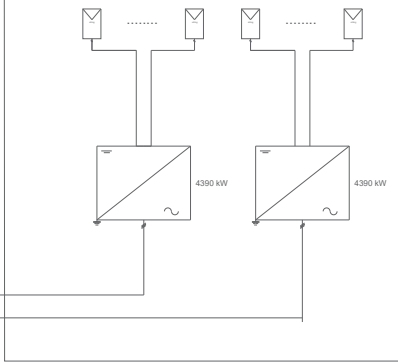
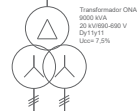
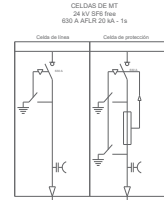
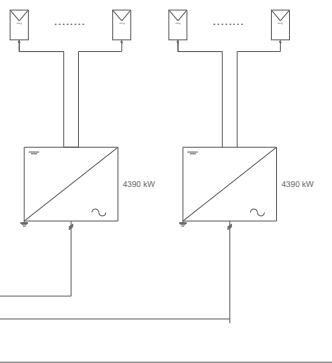
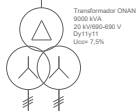
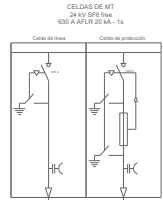
En resumen, durante las horas de sol, la energía generada por la planta fotovoltaica se utiliza prioritariamente para alimentar la operación de bombeo de la turbina. Si la energía solar no es suficiente, las baterías almacenan previamente excedentes solares para suministrar la demanda de la turbina en momentos de baja irradiación. Esto permite que la turbina funcione como bomba de manera autónoma reduciendo significativamente la dependencia de la energía de la red. El sistema de control centralizado coordina la operación de la turbina, la planta solar y las baterías, asegurando que:

- La turbina reciba energía prioritaria de la planta solar durante el bombeo.
- Las baterías compensen la falta de energía solar en caso de baja irradiación.

6.3 Esquema general de integración tecnológica



Embudo de MT de la burlina de la central hidroeléctrica



Hibridación de energía fotovoltaica y baterías en una central hidroeléctrica reversible existente

FECHA: ESCALA: PLANO: NUMERO

SEPTIEMBRE 2025

SLD

04

6.4 Ventajas de la hibridación

La hibridación de este proyecto ofrece importantes beneficios tanto para la operación como para la rentabilidad. La integración de energía solar, hidroeléctrica y sistemas de almacenamiento en baterías permite que las distintas fuentes se complementen, garantizando un suministro más estable y reduciendo la variabilidad asociada a la generación. Además, se aprovechan infraestructuras existentes, lo que disminuye los costes de inversión y evita la construcción de nuevas instalaciones, al mismo tiempo que reduce la dependencia de combustibles fósiles y contribuye a la reducción de la huella de carbono, apoyando la transición energética en España. (Barbón et al., 2024; Fundación Arquia, s. f.).

Los sistemas de almacenamiento proporcionan además un nivel adicional de control, ya que permiten una respuesta inmediata para servicios de regulación de frecuencia, control de tensión y respaldo instantáneo.

La utilización de instalación tipo flotante en el embalse superior aporta beneficios adicionales. Al cubrir la superficie del agua, se reduce la evaporación, y se mejora la eficiencia de la instalación gracias al efecto de refrigeración que proporciona la masa de agua. Esto permite un mayor rendimiento de los módulos solares. (Barbón et al., 2024; HSB Marine, s. f.).

Desde el punto de vista ambiental, esta hibridación contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, limita la eutrofización y mejora la calidad del agua del embalse al reducir la radiación solar directa sobre la lámina de agua. Al contar con energía almacenada, el sistema también disminuye la dependencia de la red eléctrica, mitigando los riesgos asociados a picos de demanda o interrupciones, y promoviendo un suministro más limpio, seguro y sostenible. (Barbón et al., 2024; HSB Marine, s. f.).

Asimismo, la integración del sistema fotovoltaico flotante y de almacenamiento de energía, con la infraestructura hidroeléctrica existente, favorece un uso más eficiente del territorio y de los recursos naturales, evitando la ocupación de nuevos suelos y minimizando el impacto sobre el entorno de alta montaña. Este tipo de hibridaciones se alinea perfectamente con los principios de sostenibilidad ambiental, como el uso responsable de los recursos, la priorización de energías limpias, la protección de la biodiversidad y la mitigación de la contaminación. Además, incorpora de forma indirecta la regla de las "R" (reducir, reutilizar y reciclar), al aprovechar las infraestructuras existentes y emplear materiales reciclables en los sistemas flotantes.

En conclusión, este proyecto representa un modelo de gestión ambiental responsable, capaz de combinar lo último en tecnología en energías renovables y la preservación del entorno natural.

6.5 Limitaciones y consideraciones técnicas del sistema híbrido

La hibridación de una central hidroeléctrica reversible con baterías y energía solar flotante presenta una serie de limitaciones técnicas y operativas que deben considerarse. En primer lugar, mayor CAPEX, la inversión inicial es un mucho superior a los sistemas convencionales, la incorporación de baterías de gran capacidad y de plantas solares flotantes implica una inversión inicial elevada ya que aún se trata de tecnologías inmaduras y en desarrollo. Esto se debe fundamentalmente al coste asociado a las baterías, sistema de flotación, amarres y anclajes.

Además de mayores costes de mantenimiento debido a la complejidad tecnológica y a la diversidad de equipos. Asimismo, la vida útil de las baterías es significativamente menor que la infraestructura hidroeléctrica, lo que requiere reemplazos periódicos y una gestión de residuos adecuada. Es decir, en general existe gran incertidumbre asociado al OPEX y a la O&M.

Desde el punto de vista operativo, la integración de estas tecnologías requiere sistemas avanzados de control y gestión energética que permitan sincronizar la generación hidroeléctrica, la solar y el almacenamiento en baterías. La coordinación de estos flujos de energía es compleja, y puede aumentar el riesgo de fallos si no existen protocolos robustos. (Barbón et al.)

En cuanto a meteorológica, los fenómenos climáticos extremos, como tormentas, vientos fuertes o crecidas, pueden dañar la infraestructura flotante y afectar la operación de la central. L

Otro aspecto crítico está relacionado con la obra civil y los accesos. La construcción y el mantenimiento del sistema híbrido pueden requerir mejoras en los caminos de acceso al embalse superior, así como la creación de plataformas de trabajo y la logística para transportar equipos pesados como centros de transformación, inversores, estructuras, baterías y paneles solares. (Fundación Arquia, s. f.; Power Technology, s. f.; HSB Marine, s. f.).

La dependencia de los recursos naturales constituye otra limitación. La disponibilidad de agua en el embalse es obligatoria para la operación del sistema, y puede verse afectada por sequías o variaciones climáticas. Del mismo modo, la producción solar está sujeta a la irradiación y condiciones meteorológicas, por lo tanto, no es lineal (World Bank Group, 2019)

Finalmente, el marco regulatorio y los aspectos de sostenibilidad también representan consideraciones importantes. Los mercados eléctricos eléctrico todavía no contemplan plenamente la incorporación de baterías a los sistemas por lo que la normativa al respecto es ambigua y de difícil interpretación.

7 ANALISIS MEDIO AMBIENTAL

7.1 Introducción

Al igual que en el resto de los proyectos que implican modificaciones del medio ambiente, se debe realizar un análisis medioambiental. En este caso evaluará los efectos derivados de la instalación de un sistema híbrido compuesto por paneles solares flotantes y baterías de almacenamiento en el embalse de Llauset, aprovechando las infraestructuras existentes de la central hidroeléctrica reversible de Moralets.

El objetivo principal es determinar la compatibilidad del proyecto con el entorno natural en el que se encuentra y proponer medidas correctoras y previsoras que garanticen la sostenibilidad y la perseverancia del ecosistema de la zona, y haciendo especial hincapié debido a que se encuentra dentro del Parque Natural Posets-Maladeta, en la comarca de Ribagorza, provincia de Huesca (Aragón), el cual cuenta con una gran riqueza en cuanto a naturaleza, siendo además un área protegida bajo designaciones ZEC y ZEPA de la Red Natura 2000. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s. f.).

7.2 Descripción del entorno

- Localización

El embalse de Llauset se encuentra situado en la cabecera del río Noguera Ribagorzana, en el interior del Pirineo Aragonés. Sus coordenadas son 42.56991948481508, 0.7567285112298425, y tiene una altitud media de 2.191 m sobre el nivel del mar.

Al norte limita con las aguas que separan Aragón de Francia y se pueden encontrar importantes picos como el Pico Vallibierna. Por el sur se encuentra el valle del Noguera Ribagorzana en todo su esplendor. Al este podemos encontrar Lérida, marcando la frontera entre Aragón y Cataluña, y por el oeste encontramos el macizo de la Maladeta con la cima más alta de los pirineos, el Aneto (3.404 m).

- Relieve y geomorfología

El embalse se encuentra en una zona con un relieve alpino caracterizado principalmente por altas cumbres montañosas con alturas superiores a los 3000 metros. Además, cuenta con pendientes abruptas superiores al 40% en algunas laderas cercanas al embalse. Por su parte, el suelo es delgado y pedregoso.

- Climatología

El emplazamiento presenta un clima alpino de alta montaña, lo que significa condiciones frías y con grandes diferencias estacionales. La temperatura media anual ronda los 4°C, reflejando la dureza del entorno.

Los inviernos son largos y muy fríos, con temperaturas mínimas que pueden llegar a los -15°C con presencia constante de nieve durante los meses más fríos. Por su parte, los veranos son cortos y templados con máximas de entre 15°C y 18°C.

Las precipitaciones suelen ser abundantes, alrededor de 1500 mm anuales. Además, los vientos también son importantes logrando velocidades que superan los 80 km/h.

Este clima influye de manera directa en la planificación de las obras, el mantenimiento de los equipos y en la operación del sistema. (Red Eléctrica de España, 2011)

- Medio hídrico

El embalse de Llauset forma parte de la regulación del río Noguera Ribagorzana, que nace en las cercanías y desemboca en el embalse de Baserca.

- Superficie de cuenca aportante: 7,6 km².
- Superficie del embalse: 0,44 km².
- Volumen útil: 13,7 hm³.
- Volumen total: 16,5 hm³.

En cuanto a la calidad del agua se puede decir que es excelente, gracias a la baja población en los alrededores y la ausencia de industrias y vertidos.

Además, se ha recolectado datos del potencial ecológico del embalse de Llauset, obtenido a partir de la Confederación Hidrográfica Ebro. Entre ellos podemos destacar que el potencial ecológico del embalse es moderado y que el estado químico es bueno. (Confederación Hidrográfica del Ebro, 2020).



Figura 20: Potencial ecológico. Fuente: Elaboración propia

- Flora y fauna

- **Flora:** El emplazamiento está situado en una zona entre piso subalpino y alpino por lo que favorece la presencia abundante de bosques de pino negro (*Pinus uncinata*) y abeto blanco (*Abies alba*). También se pueden encontrar matorrales de rododendro y gramíneas entre otros. En cuanto a vegetación acuática es escasa por la complejidad de la altitud, aunque se pueden encontrar algas bentónicas. (Confederación Hidrográfica del Ebro, 2020).
- **Fauna:** Es una zona con numerosas especies protegidas de gran valor ecológico. Entre ellas podemos destacar, de aves rapaces el quebrantahuesos (*Gypaetus barbatus*), el águila (*Aquila chrysaetos*) o el milano real (*Milvus milvus*). Entre los mamíferos predominan el zorro rojo, la marmota alpina o el sarrio (*Rupicapra*

pyrenaica). También existen algunas especies de peces, pero en menores cantidades, como pueda ser la trucha común (*Salmo trutta*). Además, podemos encontrar al tritón pirenaico (*Calotriton asper*), lagartos o víboras. (Confederación Hidrográfica del Ebro, 2020).

- **Espacios Natura 2000:** Dicha central se ubica dentro del Parque Natural Posets-Maladeta y forma parte por lo tanto de la Red Natura 2000, siendo además declarado Zona de Especial Conservación (ZEC) y Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA). Esto significa que se debe cumplir numerosas estrictas normativas para respetar este entorno y afectar al mismo lo menos posible. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, s. f.).

7.3 Identificación y valoración de impactos ambientales

- Impactos positivos

- **Reducción de emisiones:** La energía solar y el almacenamiento con baterías disminuyen la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂.
- **Aprovechamiento de infraestructuras existentes:** No se requiere la construcción de nuevas presas ni embalses, minimizando la alteración del terreno además de costes.
- **Optimización del recurso hídrico:** La instalación de paneles flotantes reduce la evaporación de agua en periodos de alta temperatura.
- **Integración operativa:** La hibridación hidro-solar mejora la flexibilidad del sistema eléctrico, aumentando la estabilidad de la red.
- **Contribución al cumplimiento de normativas ambientales y energéticas:** el proyecto se alinea con los objetivos de la Unión Europea y de España en materia de transición energética y descarbonización, favoreciendo la integración de las energías renovables como sistemas híbridos en alta montaña.

- Impactos negativos

La instalación de la planta fotovoltaica flotante y el sistema de baterías puede generar impactos en dos fases principales:

- **Fase de construcción:** El uso de maquinaria pesada provoca ruidos, polvo y compactación del suelo, además del riesgo de vertidos accidentales de aceites y combustibles cerca del embalse. También se produce cierta alteración del hábitat terrestre por el tránsito de camiones y transporte de materiales, como por ejemplo

pequeños deslizamientos del suelo o pérdidas de este. En caso de realizar obras en verano, que es cuando más visitantes recibe el Parque Natural, la presencia de obras y maquinaria puede generar molestias y restar atractivo turístico.

- **Fase de operación:** Los paneles flotantes pueden reducir la radiación solar sobre el agua, afectando a organismos fotosintéticos y alterando parcialmente el ecosistema acuático. Existe riesgo para aves acuáticas y migratorias, así como un impacto visual en el entorno del Parque Natural Posets-Maladeta. Además, las baterías implican posibles fugas de electrolitos o incendios y la instalación generará residuos peligrosos por el reemplazo de paneles, flotadores y celdas de almacenamiento. Por ello, el manejo y gestión de estas baterías debe ser muy cuidadoso, ya que un fallo en este entorno protegido puede tener consecuencias muy graves.
- **Estimación del número de aves potencialmente afectadas:** Teniendo en cuenta la densidad regional obtenida a partir de estudios genéricos de aves alpinas en los Pirineos y referencia locales del Parque Natural Posets-Maladeta, se pueden determinar cifras estimadas (no exactas) del número de aves podrían verse afectadas por el proyecto, tomando como afectación potencial del 5% al 10% de la población de la zona. Estas cifras son orientativas y deberán ser validadas por estudios ornitológicos específicos previos a la ejecución del proyecto. específicos
En función de la presencia habitual en la zona, se estima que podrían verse afectadas aproximadamente:
 - 10-20 individuos de quebrantahuesos.
 - 5-10 águilas reales.
 - 5-15 milanos reales.
 - 10-20 buitres leonados.
 - Entre 20-50 aves de tamaño pequeño.

7.4 Medidas preventivas y correctoras

- Fase de construcción
 - Plan de control de vertidos: Zonas de carga y mantenimiento impermeabilizadas.
 - Uso de accesos ya existentes.
 - Limitación de acceso: Restricción del tránsito de vehículos fuera de las áreas habilitadas.
 - Instalación de barreras de retención de sedimentos en laderas inestables.

- Protección de especies sensibles: Plan de vigilancia ambiental durante todo el proceso.
- Formación específica del personal de obra par condiciones de problemas de vertidos u otros ambientales.
- Llevar una planificación estricta y controlada del transporte de materiales pesados para minimizar los daños al medio ambiente de manera continua.
- Obligación de mantener las zonas de obra limpias y ordenadas, retirando diariamente escombros, plásticos y restos de materiales.
- Colocación de contenedores y cubetos específicos en el área de obra para evitar dispersión de residuos por viento o escorrentía.
- Fase de operación
 - Ocupación máxima del embalse: Limitar la cobertura fotovoltaica al 30% de la superficie.
 - Incorporación de marcadores anticolidión en las estructuras para reducir riesgos en las aves.
 - Diseños ecos-compatibles: Uso de flotadores reciclables, anclajes no invasivos y materiales resistentes a radiación UV.
 - Plan de gestión de baterías.
 - Sistemas BMS (Battery Management System) avanzados.
 - Protocolos de reciclaje y sustitución controlada.
 - Almacenamiento en recintos estancos con ventilación natural.
 - Realizar campañas de seguimiento de avifauna antes y después de la puesta en marcha, para evaluar pérdidas o desplazamientos de ellas.
 - Protocolo de gestión de residuos de operación (paneles dañados, aceites, químicos de baterías), garantizando su transporte y tratamiento en plantas autorizadas.
 - Colocar sensores de temperatura y nivel de agua en el embalse para verificar que la instalación no genera cambios significativos en el microclima acuático.
 - Posibilidad de implantar un plan de gestión paisajística: selección de colores discretos que se combinen con el entorno para una mejor visión turística.
 - Mantenimiento preventivo con registro documental de limpiezas, inspecciones y sustituciones de equipos.
 - Monitoreo ambiental: Controles periódicos de calidad del agua, biodiversidad, niveles de ruido y generación de residuos.

7.5 Conclusiones y evaluación global

El proyecto de hibridación energética en la central hidroeléctrica de Moralets, que combina fotovoltaica flotante y baterías, es técnicamente viable y ambientalmente sostenible. Aplicando las medidas preventivas, correctoras y un plan de seguimiento ambiental riguroso, los impactos negativos se consideran moderados, controlables y reversibles, sin comprometer la biodiversidad ni los valores ecológicos del Parque Natural Posets-Maladeta.

Además, dichas medidas permiten un uso más eficiente del recurso hídrico, contribuyen a la transición energética, favorecen la descarbonización y optimizan la integración de energías renovables en el sistema eléctrico.

El hecho de que el proyecto se desarrolle sobre una infraestructura hidroeléctrica consolidada en un embalse existente refuerza la compatibilidad ambiental, maximizando el aprovechamiento de recursos disponibles.

Los riesgos asociados a la fauna protegida, al paisaje de alta montaña y al complicado manejo de los residuos de las baterías, estos se consideran mitigables con medidas como las propuestas de control y seguimiento.

En su conjunto, el proyecto presenta un balance ambiental bastante positivo y constituye un caso de estudio relevante en la integración de varias energías renovables en sistemas montañosos que puedan servir de base para proyectos futuros similares.

8 ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1 Costes de inversión (CAPEX)

En nuestro plan de inversiones del proyecto de Hibridación de energía fotovoltaica y baterías en una central Hidroeléctrica reversible existente contemplamos los siguientes elementos claves para el desarrollo e implementación del proyecto que se indican en las siguientes tablas:

Concepto	Importe (€)	Unidades	Importe total (€)
<i>LR7-72HTHF</i>	132,00	26.988	3.562.416,00
<i>SolarDock de HSB Marine</i>	5.000,00	180	900.000,00
<i>V Skid Compact de Power Electronics</i>	163.220,00	4	652.880,00
<i>LUNA2000-2.0MWH-2H1</i>	577.730,00	15	8.665.950,00

<i>Twin Skid Compact</i>	170.000,00	2	340.000,00
<i>EMS+SCADA</i>	151.582	1	151.582,00
<i>Jupiter STS 6000K H1</i>	170.000,00	5	850.000,00
<i>Importe total equipos (€)</i>			15.122.828,00

Tabla 1: Tabla de costes de equipos seleccionados.

Descripción	Importe (€)
<i>Equipos seleccionados</i>	15.122.828,00
<i>Instalación eléctrica</i>	3.000.000,00
<i>Obra civil</i>	5.000.000,00
<i>Subtotal</i>	23.122.828,00
<i>Gastos generales (14%)</i>	3.237.195,92
<i>Beneficio industrial (6%)</i>	1.387.369,68
<i>Total CAPEX</i>	27.747.393,60

Tabla 2: Costes de total CAPEX.

8.2 Coste de operación (OPEX)

En cuanto a los gastos operacionales de la Hibridación de energía fotovoltaica y baterías en una central hidroeléctrica reversible existente incluye los costes de mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, los costes de mantenimiento del sistema de baterías (BESS) y los sistemas de control e integración que vienen reflejados en la tabla 3.

Costes de operación (OPEX)	Importe (€)
<i>Costes de mantenimiento de sistemas fotovoltaicos</i>	180.000,00
<i>Costes de mantenimiento del sistema de baterías (BESS)</i>	5.000,00
<i>Sistema de control e integración</i>	22.000,00
<i>Total</i>	207.000,00

Tabla 3: Costes de total OPEX.

8.3 LCOE y retorno de inversión (TIR, VAN)

Lo primero de todo hay que estimar los ingresos de la planta de la energía producida. Para ello, hay que estimar el coste de la tarifa que se paga por la energía. Según REE (Esios Red Eléctrica, s. f.), los daños de los 8 últimos años se muestran en la tabla 4.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Mercado diario (€/MWh)	71,10	49,19	45,20	132,93	393,46	122,27	138,15	54,49

Tabla 4: Valores del mercado diario 2018-2025 (Fuente: REE)

Valor medio (€/kWh) 125,85

Tabla 5: Valor medio del mercado diario 2018-2025.

Para el cálculo del LCOE se usa la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum OPEX_{anual}}{E_{total}} \quad [1]$$

$$LCOE = 0,162 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 161,84 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Para el cálculo del VAN se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad [2]$$

$$VAN = -27747393,60 + 21050430,00 = -6696963,60 \text{ €}$$

Como el valor del VAN < 0 quiere decir que con el coste del capital del 7%, los flujos de caja esperados durante 25 años no alcanzan a recuperar la inversión inicial.

Para el cálculo del TIR se usa la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad [3]$$

Resolviendo la ecuación obtenemos que TIR es 4,17% < k (7%). Dado que TIR es inferior a k, el proyecto resulta no rentable. Es decir, no cumple la rentabilidad mínima requerida.

8.4 Payback simple, Payback compuesto, ROI, índice de potencia e índice de energía

Para evaluar la rentabilidad y eficiencia de un proyecto energético, se utilizan varios indicadores financieros y técnicos. A continuación, se hace el cálculo de cada uno de ellos.

En primer lugar, el payback simple es un indicador financiero que mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Payback simple} : \frac{CAPEX}{\text{Ingresos} - OPEX} \quad [4]$$

Obtenemos el siguiente resultado:

$$\text{Payback simple} = 1,40 \text{ años}$$

Este cálculo nos proporciona una estimación directa y sencilla de cuánto tiempo tomará que el proyecto se pague por sí mismo. Un payback más corto significa que el proyecto es atractivo desde el punto de vista financiero.

En segundo lugar, para el cálculo del payback compuesto, si descontamos el 7% anual de la suma acumulada de flujos descontados, no llega a cubrir el CAPEX durante los 25 años (vida útil). Es decir, no hay payback descontado.

En tercer lugar, el retorno de inversión (ROI) es un indicador financiero que expresa la rentabilidad total de un proyecto como un porcentaje de la inversión inicial. Para su cálculo se usa la siguiente fórmula:

$$ROI = \frac{\text{Ingresos} - OPEX}{CAPEX} * 100 \quad [5]$$

Obteniendo el siguiente resultado:

$$ROI = 71,82 \%$$

En cuarto lugar, el índice de potencia es un indicador técnico que relaciona la potencia eléctrica generada por el sistema con la capacidad instalada. Este índice permite evaluar la eficiencia operativa del sistema en términos de producción energética respecto a su área. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de potencia} = \frac{\text{Potencial nominal}}{\text{Área}} = \frac{17.002}{72.900} = 0,233 \frac{kW}{m^2}$$

Por último, el índice de energía relaciona la energía consumida en un periodo de tiempo determinado con la potencia nominal. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Índice de energía} = \frac{E_{\text{anual}}}{\text{Potencia nominal}} = \frac{15.998.000,00}{17.002} = 940,95 \frac{kWh}{kW\text{año}}$$

9 CONCLUSIONES Y LINEAS FUTURAS

El sector energético siempre está en continuo cambio, motivado en parte por la necesidad de una transición energética a energías más limpias. La hibridación en generación renovable destaca en este contexto como una solución integradora de las instalaciones renovables para proporcionar energía de forma rentable. La hibridación hidro-solar con baterías ofrece un suministro más estable, eficiente y sostenible, aprovechando infraestructuras existentes y reduciendo emisiones, evaporación y dependencia de la red. Sin embargo, implica altos costes iniciales y de mantenimiento, menor vida útil de las baterías, complejidad operativa, vulnerabilidad climática, necesidad de obras complementarias y un marco regulatorio aún incierto.

Este trabajo ha tenido como objetivo principal evaluar la viabilidad técnica y económica de la hibridación hidro-solar con baterías en centrales hidroeléctricas reversibles de España, mediante la instalación de plantas fotovoltaicas flotantes. Este objetivo se ha cumplido parcialmente.

En relación con los objetivos planteados, se ha cumplido satisfactoriamente el análisis técnico del potencial solar y de las condiciones de integración con las instalaciones hidráulicas existentes, ya que se ha analizado el potencial técnico de implementar plantas fotovoltaicas flotantes sobre los embalses de todas las centrales hidroeléctricas reversibles de España, un total de 25 instalaciones. Para cada central se evaluaron diversos indicadores, como la irradiancia global horizontal, la superficie disponible, el ciclo de bombeo y las potencias alcanzables, entre otros. Los resultados muestran que la mayoría de las centrales presentan condiciones favorables para la instalación de plantas solares flotantes. Entre ellas, las más viables resultaron ser las centrales de Moralets (Huesca) y Santiago de Jares (Ourense). Tras la comparación, la central de Moralets se seleccionó como emplazamiento óptimo debido a sus ventajas en términos de mayor potencia, flexibilidad de operación, mejor irradiación solar y accesibilidad. Un factor limitante durante este análisis fue la dificultad para acceder a información técnica detallada, ya que muchas de estas centrales fueron construidas en el siglo pasado.

Desde el punto de vista técnico-ambiental, el proyecto resulta factible, con una viabilidad condicionada, ya que permite cubrir la demanda de la turbina mediante energía solar y

almacenamiento, integrándose de forma controlada con la operación hidroeléctrica y minimizando los impactos sobre el entorno protegido. Sin embargo, la integración del sistema fotovoltaico y de almacenamiento requiere resolver limitaciones relevantes como la complejidad operativa, la vulnerabilidad climática o la disponibilidad de espacio útil sobre el embalse. Así, puede afirmarse que la viabilidad técnica es parcial, dependiente de mejoras tecnológicas y de un diseño adaptado a las particularidades de cada emplazamiento. El autoabastecimiento mediante energía solar para alimentar una o varias turbinas, es preferible que los ciclos de bombeo no excedan un día. Ciclos más largos demandan sistemas de respaldo de gran capacidad, lo que incrementa significativamente la complejidad técnica y los costos de implementación. Diseñar el sistema considerando tiempos de bombeo cortos permite optimizar el uso de la energía solar disponible y reducir la necesidad de almacenamiento adicional.

En cuanto al análisis económico, se concluye que el proyecto no es viable en las condiciones actuales. El Valor Actual Neto (VAN) resultó negativo, lo que indica que los flujos de caja proyectados durante los 25 años de vida útil no son suficientes para recuperar la inversión inicial considerando un coste de capital del 7%. De manera similar, la Tasa Interna de Retorno (TIR) se estimó en 4,17%, inferior al coste de capital, lo que demuestra que la rentabilidad esperada no alcanza el mínimo requerido por los inversores. Estos resultados de viabilidad también se ven afectados por el bajo rendimiento de la instalación planteada, debido a factores como sombreado o la estacionalidad marcada del recurso solar, comportamientos típicos en zonas de alta montaña, como es el caso del emplazamiento seleccionado. Aun así, dicho emplazamiento era el más idóneo en comparación al resto de las localizaciones estudiadas.

El elevado coste de inversión (CAPEX) del proyecto, cercano a 27,7 millones de euros, se debe principalmente a la adquisición de las baterías de gran capacidad y a la instalación de paneles flotantes sobre el embalse. A esto se suma un coste operativo significativo (OPEX), vinculado al mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, de baterías y de control. Como resultado, los ingresos proyectados por la venta de energía eléctrica no son suficientes para generar beneficios económicos. No obstante, estos resultados no pueden extrapolarse de forma directa al conjunto de las 25 centrales hidroeléctricas que se estudian en este proyecto, ya que habría que analizar en detalle cada una de ellas.

A pesar de la falta de rentabilidad inmediata, el estudio aporta un marco metodológico original para evaluar el potencial de hibridación hidro-solar en centrales reversibles, combinando criterios técnicos, espaciales y económicos. Este enfoque puede servir como referencia o base para futuros estudios. Se prevé que, con el avance de la tecnología de instalaciones solares flotantes, los

costes de adquisición e instalación se reduzcan considerablemente en el futuro. La experiencia acumulada, mejoras en los sistemas de flotación, paneles más eficientes y baterías más económicas podrían transformar proyectos como este en económicamente viables, reduciendo tanto el CAPEX como el OPEX y mejorando la rentabilidad general. Por ello, aunque actualmente el proyecto no cumple los criterios de rentabilidad financiera, su desarrollo sirve como base para futuras implementaciones cuando la tecnología sea más accesible y económica.

Como líneas futuras de trabajo, se propone profundizar en varios aspectos limitantes que se identificaron durante el estudio y abren nuevas vías de investigación y mejora. Una de las principales fue la escasa disponibilidad de información técnica de muchas de las centrales hidroeléctricas analizadas, especialmente las mas antiguas. En futuros trabajos seria recomendable establecer contacto con el organismo correspondiente para acceder a datos actualizados sobre las centrales, permitiendo elaborar modelos técnicos más precisos y estimaciones más realistas.

Otra limitación se relaciona con la caracterización del recurso solar y condiciones orográficas de los embalses, especialmente en zonas de alta montaña donde el sombreado y la estacionalidad solar son factores determinantes. En este sentido, futuras investigaciones deberían utilizar herramientas de modelado mas avanzado para analizar con mayor detalle la irradiancia efectiva, las sombras proyectadas y las perdidas energéticas reales.

En primer lugar, será necesario ampliar el análisis de sensibilidad económica, considerando diferentes escenarios de evolución tecnológica (reducción de costes de paneles flotantes y baterías), variaciones en los precios de la energía y posibles políticas de apoyo o incentivos específicos para instalaciones híbridas. Este análisis permitiría establecer los umbrales a partir de los cuales el proyecto podría alcanzar rentabilidad.

También se recomienda en futuras fases del trabajo profundizar en el diseño eléctrico y estructural de la instalación, incluyendo el cálculo detallado de cableados, inversores, protecciones y sistemas de control, así como la planificación de la obra civil necesaria conforme a la normativa vigente.

Otra línea de trabajo relevante se centra en la gestión operativa conjunta del sistema hidro-solar con almacenamiento. La coordinación entre la producción fotovoltaica, el uso de baterías y los ciclos de bombeo y generación presenta una complejidad considerable. Por ello, se propone desarrollar modelos de simulación dinámica y control en tiempo real, que integren la predicción meteorológica y la disponibilidad hídrica, con el fin de optimizar el funcionamiento diario y mejorar la eficiencia energética global del sistema híbrido.

Desde el punto de vista económico, el proyecto mostró una rentabilidad negativa bajo las condiciones actuales, lo que justifica la necesidad de realizar un análisis de sensibilidad más detallado. En futuros estudios sería conveniente evaluar diferentes escenarios tecnológicos y de mercado, considerando la reducción prevista en los costes de las baterías y sistemas flotantes, la evolución del precio de la electricidad y posibles políticas de apoyo a la hibridación renovable. De este modo, se podrían identificar las condiciones bajo las cuales el proyecto resultaría económicamente viable y definir estrategias para mejorar su rentabilidad.

Finalmente, resultaría de gran interés evaluar la replicabilidad del modelo propuesto en otras centrales hidroeléctricas reversibles, ampliando la metodología aplicada en este trabajo. Este análisis permitiría clasificar los emplazamientos más adecuados según su irradiancia, superficie embalsada, accesibilidad y demanda, y determinar si la falta de rentabilidad observada en Moralets es una característica general o específica del emplazamiento. Además, sería recomendable investigar la durabilidad y mantenimiento de los sistemas flotantes en entornos de alta montaña, evaluando su comportamiento frente a la radiación, el viento y las variaciones térmicas.

Por otro lado, en este trabajo también se ha considerado la posibilidad de evaluar escenarios alternativos que permitan explorar la sensibilidad de los resultados ante cambios en los parámetros económicos y tecnológicos más relevantes. Si bien el análisis económico se realizó bajo unas condiciones de mercado actuales y conservadoras, los resultados podrían variar significativamente en un contexto de reducción de costes o incremento del valor de la energía eléctrica. Por ejemplo, una disminución del 30–40 % en el precio de las baterías o de los sistemas de flotación, junto con un aumento moderado del precio de venta de la electricidad, podría revertir el resultado económico negativo. De igual forma, la introducción de ayudas o subvenciones a la generación híbrida o al almacenamiento energético, en el marco de las políticas europeas de transición ecológica, podría mejorar sustancialmente la rentabilidad del proyecto.

En general, el proyecto demuestra que la hibridación hidro-solar con almacenamiento es una alternativa prometedora y técnicamente alcanzable, aunque económicamente dependiente del avance tecnológico y del contexto regulatorio. Si bien los resultados actuales no reflejan una rentabilidad inmediata, el estudio aporta un valor añadido al establecer una base sólida para futuras aplicaciones más competitivas, contribuyendo al mismo tiempo a la integración sostenible y eficiente de las energías renovables en el sistema eléctrico español.

9. CONCLUSIONS AND FUTURE LINES OF RESEARCH

The energy sector is constantly evolving, driven in part by the need for an energy transition toward cleaner sources. Hybridization in renewable generation stands out in this context as an integrative solution for renewable facilities, providing energy in a cost-effective manner. Hydro-solar hybridization with batteries offers a more stable, efficient, and sustainable power supply, taking advantage of existing infrastructures and reducing emissions, evaporation, and grid dependence. However, it also involves high initial and maintenance costs, shorter battery life, operational complexity, climate vulnerability, the need for complementary works, and an uncertain regulatory framework.

The main objective of this study was to assess the technical and economic feasibility of hydro-solar hybridization with batteries in reversible hydropower plants in Spain through the installation of floating photovoltaic systems. This objective has been partially achieved.

Regarding the specific objectives, the technical analysis of solar potential and integration conditions with existing hydraulic facilities was successfully completed. The technical potential of implementing floating PV plants on the reservoirs of all 25 reversible hydropower stations in Spain was analyzed. For each plant, various indicators were evaluated, such as global horizontal irradiance, available surface area, pumping cycle, and achievable power capacity. The results show that most plants present favorable conditions for the installation of floating solar systems. Among them, the Moralets (Huesca) and Santiago de Jares (Ourense) plants proved to be the most viable. After comparison, the Moralets plant was selected as the optimal site due to its advantages in terms of higher power potential, operational flexibility, better solar irradiation, and accessibility. A limiting factor during this analysis was the difficulty of accessing detailed technical information, as many of these plants were built in the previous century.

From a technical-environmental perspective, the project is conditionally feasible, as it allows the turbine's demand to be met through solar energy and storage, integrating controllably with hydroelectric operation while minimizing impacts on the protected environment. However, integrating the PV and storage systems requires addressing relevant limitations such as operational complexity, climatic vulnerability, and limited available space on the reservoir. Therefore, technical feasibility can be considered partial, depending on technological improvements and a design tailored to each site's specific characteristics. For self-supply through solar energy to power one or more turbines, it is preferable that pumping cycles do not exceed one day. Longer cycles would require large backup systems, significantly increasing technical complexity and implementation

costs. Designing the system for short pumping times allows for optimal use of available solar energy and reduces the need for additional storage.

Regarding the economic analysis, it is concluded that the project is not viable under current conditions. The Net Present Value (NPV) was negative, indicating that projected cash flows over the 25-year lifespan are insufficient to recover the initial investment, assuming a 7% cost of capital. Similarly, the Internal Rate of Return (IRR) was estimated at 4.17%, below the cost of capital, demonstrating that expected profitability does not meet investors' minimum requirements. These feasibility results are also influenced by the low performance of the proposed installation, due to factors such as shading and the strong seasonality of solar resources—typical in high mountain areas, as in the selected site. Nevertheless, this location remained the most suitable among all those analyzed.

The high investment cost (CAPEX), approximately 27.7 € million, is mainly due to the acquisition of large-capacity batteries and the installation of floating panels on the reservoir. In addition, significant operating costs (OPEX) are associated with the maintenance of PV, battery, and control systems. As a result, projected revenues from electricity sales are insufficient to generate economic benefits. However, these results cannot be directly extrapolated to all 25 hydropower plants analyzed, as each would require a detailed individual assessment.

Despite the lack of immediate profitability, this study provides an original methodological framework to evaluate the hydro-solar hybridization potential in reversible hydropower plants, combining technical, spatial, and economic criteria. This approach can serve as a reference or basis for future studies. It is expected that as floating solar technology advances, acquisition and installation costs will decrease significantly. Accumulated experience, improvements in flotation systems, more efficient panels, and cheaper batteries could make such projects economically viable in the future, reducing both CAPEX and OPEX while improving overall profitability. Therefore, although the project currently fails to meet financial viability criteria, its development serves as a foundation for future implementations when technology becomes more accessible and cost-effective.

As for future research lines, it is proposed to deepen the analysis of several limiting factors identified during this study, which open new avenues for investigation and improvement. One of the main issues was the limited availability of technical information for many of the hydropower plants analyzed, especially older ones. Future work should establish contact with the relevant authorities to obtain updated data on the plants, allowing for more accurate technical modeling and realistic estimations.

Another limitation concerns the characterization of solar resources and the orographic conditions of reservoirs, particularly in high mountain areas where shading and solar seasonality are determining factors. Future research should therefore use more advanced modeling tools to analyze effective irradiance, projected shadows, and actual energy losses in greater detail.

First, it will be necessary to expand the economic sensitivity analysis by considering different scenarios for technological evolution (cost reduction of floating panels and batteries), variations in energy prices, and potential support policies or incentives for hybrid installations. This analysis would help determine the thresholds at which the project could become profitable.

It is also recommended that future work delve deeper into the electrical and structural design of the installation, including detailed calculations of cabling, inverters, protections, and control systems, as well as civil works planning in compliance with current regulations.

Another relevant research line focuses on the joint operational management of the hydro-solar-storage system. The coordination between PV generation, battery usage, and pumping and generation cycles presents considerable complexity. Therefore, it is proposed to develop dynamic simulation and real-time control models integrating weather forecasting and water availability to optimize daily operation and enhance the overall energy efficiency of the hybrid system.

From an economic standpoint, the project showed negative profitability under current conditions, which justifies the need for a more detailed sensitivity analysis. Future studies should assess different technological and market scenarios, considering the expected reduction in battery and floating system costs, the evolution of electricity prices, and potential support policies for renewable hybridization. In this way, it would be possible to identify the conditions under which the project could become economically viable and define strategies to improve its profitability.

Finally, it would be of great interest to assess the replicability of the proposed model in other reversible hydropower plants, extending the methodology applied in this study. This analysis would allow for classifying the most suitable sites according to irradiance, reservoir surface area, accessibility, and demand, and determining whether the lack of profitability observed in Moralets is a general or site-specific characteristic. Additionally, it would be advisable to study the durability and maintenance requirements of floating systems in high mountain environments, evaluating their behavior under radiation, wind, and thermal variations.

Moreover, this study also considered the possibility of evaluating alternative scenarios to explore the sensitivity of results to changes in key economic and technological parameters. Although the economic analysis was conducted under current and conservative market conditions, the results

could vary significantly in a context of cost reduction or increased electricity prices. For instance, a 30–40% decrease in battery or flotation system costs, combined with a moderate increase in electricity selling prices, could reverse the negative economic outcome. Likewise, the introduction of subsidies or incentives for hybrid generation or energy storage—within the framework of European green transition policies, could substantially improve the project's profitability.

Overall, the project demonstrates that hydro-solar hybridization with storage is a promising and technically achievable alternative, although economically dependent on technological progress and the regulatory context. While current results do not reflect immediate profitability, the study provides added value by establishing a solid foundation for future, more competitive applications, contributing at the same time to the sustainable and efficient integration of renewable energies into the Spanish power system.

10 BIBLIOGRAFIA

8DJH 24 - blue GIS. (s. f.). *siemens.com Global Website*.
<https://www.siemens.com/global/en/products/energy/medium-voltage/systems/8djh24.html>

Barbón, A., Rodríguez-Fernández, C., Bayón, L., & Aparicio-Bermejo, J. (2024). *Evaluating the potential of floating photovoltaic plants in pumped hydropower reservoirs in Spain*. *Electronics*, 13(5), 832.

BOE. (s. f.). *Boletín Oficial del Estado*. <https://www.boe.es/>

Bui Power. (s. f.). *Bui Hydro Project*. <https://buipower.com/bui-hydro-project/>

Casas, F. (2025, 24 junio). *Mejores baterías para placas solares en 2025*. *Emovili*.
https://emovili.com/blog/mejores-baterias-placas-solares/#Mejores_baterias_para_placas_solares_segun_modelos

Cambio Energético. (2025, 16 enero). *Principales inversores fotovoltaicos para uso industrial [2025]*.
<https://www.cambioenergetico.com/blog/inversores-fotovoltaicos-para-autoconsumo-industria/>

Confederación Hidrográfica del Ebro. (2020). *MAS1053. Informe final — Embalse de Llauset [Informe técnico]*.
<https://www.chebro.es/documents/20121/700589/MAS1053.+Informe+Final+Embalse+de+Llauset+2020.pdf/8481fa9a-235e-c791-ecd6-72160a7d2339?t=165287122522>

Enel. (s. f.). *Enel Green Power*. <https://www.enelgreenpower.com/es>

Enel Green Power. (archivado 2022). España – Tajo de la Encantada. <https://web.archive.org/web/20220630142731/https://www.enelgreenpower.com/es/paises/europa/espana>

Endesa. (s. f.). Endesa Energía. <https://www.endesa.com/>

Fernández Pérez, Á. (2022). Análisis técnico-económico de una central hidroeléctrica reversible en el Pirineo catalán [Trabajo de grado, Universitat Politècnica de Catalunya]. <https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/3933cf45-50dc-4468-b12c-9c601a50b517/content>

Fundación Arquia. (s. f.). Central Hidroeléctrica Moralets – Baserca. En Red FQ – Registro Endesa. Fundación Arquia Fundazioa. Recuperado el 6 de septiembre de 2025, de <https://fundacion.arquia.com/eu-es/red-fq/registro-endesa/p/Realizaciones/Ficha/6656>

Fundación Arquia. (s. f.). Central reversible Moralets-Montamara. Registro Endesa. <https://fundacion.arquia.com/eu-es/red-fq/registro-endesa/p/Realizaciones/Ficha/6656>

Global Energy Monitor. (s. f.). Moralets hydroelectric plant. GEM Wiki. https://www.gem.wiki/Moralets_hydroelectric_plant

Global Solar Atlas. (s. f.). Global Solar Atlas. <http://globalsolaratlas.info>

Google Maps. (s. f.). Google Maps. Recuperado de <https://www.google.com/maps>

Huawei. (2025). Advantages of battery energy storage system. Huawei Solar. <https://solar.huawei.com/es/blog/2025/advantages-of-battery-energy-storage-system/>

Hsbmarine. (s. f.). Sistema de plataforma fotovoltaica flotante (Solar-Dock). <https://www.hsbmarine.com/es/productos/solar-flotante>

Iberdrola. (s. f.). Iberdrola: Energía renovable y sostenible. <https://www.iberdrola.com/>

Longi. (s. f.). Paneles Solares Anti-Polvo Hi-MO X6 Guardian: Durabilidad y Eficiencia en un Solo Producto. <https://www.longi.com/es/products/modules/hi-mo-x6-guardian-anti-polvo/>

Málaga Historia. (s. f.). Embalse Tajo de la Encantada. Recuperado de https://www.malagahistoria.com/malagahistoria/embalse_tajo_encantada.html

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s. f.). Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) de la Red Natura 2000. Red Natura 2000. <https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/>

Naturgy. (s. f.). Naturgy Energía. <https://www.naturgy.com/>

PCSK & Multi PCSK | Power Electronics. (s. f.). <https://power-electronics.com/en/storage/pcsk-&-multi-pcsk>

Power Technology. (s. f.). Estany Gento Sallente, Spain. <https://www.power-technology.com/marketdata/estany-gento-sallente-spain/>

Power Technology. (s. f.). Power plant profile: Estany Gento Sallente, Spain. <https://www.power-technology.com/data-insights/power-plant-profile-estany-gento-sallente-spain/?cf-view>

Power Technology. (s. f.). Tajo de la Encantada – Power Plant Profile. <https://www.power-technology.com/marketdata/power-plant-profile-tajo-de-la-encantada-spain/>

Prysmian Group. (s. f.). 2014 La Muela II, la mayor central hidroeléctrica de bombeo de Europa. <https://es.prysmian.com/proyectos/2014-la-muela-ii-la-mayor-central-hidroelectrica-de-bombeo-de-Europa?utm>

PVsyst SA. (2025). PVsyst. Software de diseño y simulación para sus sistemas fotovoltaicos (Versión 8.0). <https://www.pvsyst.com>

Red Eléctrica de España. (s. f.). Red Eléctrica: Negocio eléctrico en España. <https://www.ree.es/es>

Red Eléctrica de España, S.A.U.. (2011, abril). Documento ambiental. Aumento de la capacidad de transporte de la línea 220 kV Moralets – Pont de Suert [Informe técnico]. https://www.redeia.com/sites/webgrupo/files/04_SOSTENIBILIDAD/Documentos/tramitacion_ambiental/RA/Documento%20Ambiental%20Repotenciaci%C3%B3n%20L220%20kV%20Moralets-Pont%20de%20Suert.pdf

Redacción de El Periódico de la Energía. (s. f.). El Periódico de la Energía. <https://www.elperiodicodelaenergia.com>

Rosa-Clot, M., & Tina, G. M. (2020). Floating PV plants. En *Integration of PV Floating With Hydroelectric Power Plants (HPPs)* (pp. 89–100). Academic Press. ISBN 9780128170618

ScienceDirect. (s. f.). Barbón, A., Rodríguez-Fernández, C., Bayón, L., & Aparicio-Bermejo, J. (2024). Evaluating the potential of floating photovoltaic plants in pumped hydropower reservoirs in Spain. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X23032255>

ScienceDirect. (s. f.). Cazzaniga, R., Cicu, M., Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P., Tina, G. M., & Ventura, C. (2023). Floating photovoltaic systems: Techno-economic and environmental assessment. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120313252>

Silverio, N. M., Barros, R. M., Tiago Filho, G. L., Redón-Santafé, M., Silva dos Santos, I. F., & de Mello Valerio, V. E. (2018). Use of floating PV plants for coordinated operation with hydropower plants: Case study of the hydroelectric plants of the São Francisco River basin. *Energy Conversion and Management*, 171, 339–349. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.05.063>

Solución Almacenamiento y Fotovoltaica a Gran Escala | FusionSolar España. (s. f.). Huawei. <https://solar.huawei.com/es/products/utility/>

Twin Skid Compact | Power Electronics. (s. f.-b). <https://power-electronics.com/solar/twin-skid-compact>

Un emplazamiento, un armario | Huawei Digital Power. (s. f.). https://digitalpower.huawei.com/es/site-power-facility/scene_solution/simplified_site/detail/311.html

Universidad de Cantabria. (s. f.). Bloque Energía III. <https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1865/course/section/1496/bloque-energia-III.pdf>

Universidad del Valle. (2013). Simulación de sistemas híbridos fotovoltaico/biogás. Recuperado de <https://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/7565/1/CB-0470365.pdf>

Universitat Politècnica de Catalunya. (s. f.). Estudio sobre centrales hidroeléctricas (tesis). <https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/d1c1c92f-e271-4916-850d-05c7c47a1c3b/content>

Valle del Guadalhorce. (s. f.). Presa Tajo de la Encantada. <https://valledelguadalhorce.org/presa-tajo-encantada-alora-malaga/>

Wikipedia. (s. f.). Bui Dam. https://en.wikipedia.org/wiki/Bui_Dam

World Bank Group; Energy Sector Management Assistance Program; Solar Energy Research Institute of Singapore. (2019). Where sun meets water: Floating solar market report. World Bank. <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/>