

COMITÉ NACIONAL ESPAÑOL DE GRANDES PRESAS

CRITERIOS ECONÓMICO-FINANCIEROS PARA PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA

Isabel Jiménez Puente¹

Imanol García Sendón²

David Castro Valdivia³

RESUMEN:

La reciente modificación de la Ley de Aguas ha facilitado el camino para el desarrollo de nuevos proyectos de almacenamiento, al reconocerlo como un uso legítimo de los recursos hídricos, diferenciándolo de la producción convencional de energía y con una prioridad mayor en la prelación de usos. Una iniciativa clave en este contexto es el Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía, que tiene el objetivo de mejorar la gestión de los recursos hídricos al tiempo que se refuerza la transición energética.

La evaluación económico-financiera de estos proyectos presenta múltiples desafíos: variabilidad de precios de la electricidad, incertidumbre regulatoria, y necesidad de modelos financieros adaptados. Temas clave son la identificación de los factores de riesgo y variables económicas que afectan a la viabilidad de proyectos; la presentación de una metodología común para la valoración económico-financiera de proyectos; o el desarrollo de criterios uniformes para la evaluación de plazos concesionales.

¹ Ingeniera de Caminos, Canales y Puertos del Estado. Subdirección General de Dominio Público Hidráulico e Infraestructuras, Dirección General del Agua, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

² Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos del Estado. Subdirección General de Dominio Público Hidráulico e Infraestructuras, Dirección General del Agua, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

³ Ph.D. Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos. Qanat Ingeniería

1. CONSIDERACIONES GENERALES

A lo largo de los años, la evolución del sistema eléctrico en España ha evidenciado una creciente dependencia de tecnologías renovables como la eólica y la solar fotovoltaica. Sin embargo, debido a la propia variabilidad y volatilidad de estas fuentes, cobra cada vez más importancia la necesidad de poder disponer de otros sistemas de generación de respuesta inmediata y flexible que permitan facilitar la generación renovable intermitente en el sistema eléctrico.

Los aprovechamientos hidroeléctricos forman parte de las instalaciones estratégicas que contribuyen a mejorar la operación del sistema eléctrico. En el caso de las centrales hidroeléctricas reversibles (CHR), el almacenamiento hidráulico mediante bombeo (Pumped Storage Hydropower, PSH) se ha consolidado como un pilar fundamental en la estrategia de almacenamiento energético de España, aprovechando su capacidad para almacenar el exceso de electricidad en períodos de baja demanda y liberarlo cuando es necesario. Actualmente, la capacidad instalada total es de aproximadamente 6 GW, con instalaciones de PSH estratégicamente distribuidas en todo el país y que desempeñan un papel clave en la estabilización de la red al integrar el excedente de energía renovable.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es uno de los ejes prioritarios de acción para el periodo 2021-2030 en España. Entre sus principales objetivos, se sitúa el aprovechamiento eficiente del potencial de renovables existente en nuestro país, particularmente el solar y eólico. Como resultado del Plan, tras su actualización en 2023, se espera lograr en 2030 una presencia de energías renovables sobre el uso final de energía del 48% y un 81% sobre la generación eléctrica. En concreto, la potencia que está previsto instalar en centrales solares y eólicas, naturalmente dependientes de las condiciones de luz y viento, requiere un extraordinario aumento de la potencia de las CHR, ascendiendo a una capacidad de 22,5 GW de almacenamiento total instalado al final del periodo de planificación.

Debido a esta necesidad, el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de Diciembre que modifica el artículo 60 del Texto Refundido de la Ley de Aguas, ha facilitado el camino para el desarrollo de nuevos proyectos de PSH al abordar barreras clave como las incompatibilidades concesionales y los obstáculos financieros. En la modificación del artículo 60, por tanto, se reconoce el almacenamiento hidráulico de energía como un uso legítimo de los recursos hídricos, característico de centrales hidroeléctricas reversibles, diferenciándolo por lo tanto de la producción convencional de energía y con una prioridad mayor en la prelación de usos.

Los ambiciosos planes de España para el almacenamiento hidráulico de energía van más allá del mantenimiento de la infraestructura actual. Con 46 solicitudes de concesión para proyectos de almacenamiento hidráulico que superan los 20 GW, el país está preparándose para un crecimiento sustancial de la capacidad instalada. Una iniciativa clave en esta expansión es el Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE), que se centra en aprovechar los embalses de titularidad estatal para nuevos proyectos de PSH. Este programa se alinea con el PNIEC y tiene como objetivo mejorar la gestión de los recursos hídricos al tiempo que refuerza la transición hacia un sistema energético basado en energías renovables.

Teniendo en cuenta todo esto, son previsibles numerosas solicitudes de creación de CHR en el futuro próximo, que como todo tipo de concesión solicitarán un plazo de vigencia. Para la evaluación, por parte de los organismos de la Administración Hidráulica, de estos plazos concesionales, se hace necesario desarrollar criterios uniformes que permitan una evaluación clara y objetiva.

Además, la evaluación económico-financiera de estos proyectos presenta múltiples desafíos debido a la variabilidad de los precios de la electricidad, la incertidumbre regulatoria y la necesidad de modelos financieros adaptados a su especificidad.

Esta comunicación tiene por objeto exponer una metodología, desarrollada en el marco de preparación del PNAHE [1,2], para la valoración uniforme de viabilidad económico-financiera, y el consiguiente análisis de plazos concesionales de los proyectos de almacenamiento hidráulico de energía a través de una serie de criterios transparentes y comparables.

2. MODELO ECONÓMICO – FINANCIERO

El modelo económico financiero que se presenta tiene como principal objetivo dotar a la Administración Hidráulica de criterios estandarizados que permitan valorar de manera homogénea la viabilidad de las solicitudes de concesión vinculadas al almacenamiento energético, en un contexto de rápido crecimiento de este tipo de infraestructuras.

La metodología de valoración se ha desarrollado basándose en mejores prácticas internacionales, adaptándose a las particularidades del sector hidroeléctrico, y calibrándose con casos de estudio representativos, identificando las variables y riesgos que pueden llegar a condicionar la rentabilidad de una central hidroeléctrica reversible.

2.1. INGRESOS DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE

Según el marco regulatorio vigente, y con la posible introducción del mecanismo de retribución por capacidad [3], los ingresos de una CHR se pueden dividir en las 3 categorías que se detallan a lo largo de esta sección.

Para un correcto análisis y configuración del modelo económico-financiero, y consiguiente análisis del periodo concesional, es fundamental estudiar las previsiones de cada uno de estos componentes en cada caso.

- Arbitraje

El arbitraje son ingresos obtenidos por la venta de energía turbinada a un precio superior que la energía consumida para el bombeo, incluidas las pérdidas de la central. El precio obtenido por arbitraje es variable según la oferta energética, demanda, parque renovable, almacenamiento, hidrocarburos, fiscalidad y otros muchos factores.

Para la realización del modelo, se han elaborado 3 escenarios a largo plazo basándose en datos de consultores cualificados y estimaciones a futuro. Los 3 escenarios, “Alto”, “Moderado” y “Estresado” engloban unos márgenes superior, inferior e intermedio para tener en cuenta en cada caso.

Por otro lado, las curvas de ingresos por arbitraje también incluyen una distinción entre proyectos con distinta capacidad de regulación: 4h, 8h o diaria y 20h o semanal.

Las Figuras 1, 2, 3 muestran los 3 escenarios considerados en cada una de las opciones de capacidad de regulación. Se puede comprobar un rápido descenso

inicial, conforme se produzca el despliegue de los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS), más acusado en las CHR con capacidad horaria de regulación.



Figura 1: Ingresos por arbitraje considerados en el modelo, 4h de capacidad de regulación



Figura 2: Ingresos por arbitraje considerados en el modelo, 8h de capacidad de regulación



Figura 3: Ingresos por arbitraje considerados en el modelo, 20h de capacidad de regulación

- Servicios de balance

Los servicios de balance, actualmente se dividen en servicios de activación manual, o servicios de activación automática [4]. No responden por tanto a una realidad física, sino más bien al reconocimiento de distintas habilidades de operación y tiempos de respuesta según las distintas tecnologías.

En general, estudios de mercado a medio y largo plazo se limitan a englobar una bolsa económica dedicada a servicios de balance, sin especificar técnicas

concretas [1], lo cual indica que estos conceptos serán variables durante el tiempo de vida útil de una instalación de CHR.

En el presente modelo se ha diseñado una banda a la hora de la previsión de los ingresos por estos servicios. En el escenario estresado, se ha simulado un límite inferior de este tipo de ingresos, lo cual está relacionado con el desarrollo de los emuladores basados en electrónica de potencia, y si son finalmente integrados como complemento a los BESS.

Los servicios de balance, en general, no se requieren durante horas continuas, si no que serán requeridos de manera puntual durante como máximo algunas horas de duración, por esto no se ha considerado una diferencia entre las capacidades de regulación de 8h y 20h en las curvas de ingresos del modelo.



Figura 4: Ingresos por servicios de balance considerados en el modelo, 4h de capacidad de regulación



Figura 5: Ingresos por servicios de balance considerados en el modelo, 8h y 20h de capacidad de regulación

- Ingresos por capacidad

La capacidad de una CHR garantiza que exista potencia firme disponible para cubrir la demanda en escenarios adversos, complementando la energía no gestionable.

Si finalmente se lleva a cabo la introducción de servicios de capacidad para el periodo 2026-2030 como se ha comentado [3], las subastas tendrían las siguientes características:

- Las subastas podrán recibir propuestas de CHR, BESS y otros sistemas.
- Pay as bid
- Duración máxima de la mitad de la vida útil de la instalación, con un máximo de 15 años. En el caso de las CHR, el plazo serán 15 años máximo
- Consideración de ayudas de Estado

El modelo desarrollado, permite decidir si considerar o no el pago por capacidad en los distintos escenarios y para los distintos periodos de regulación como muestra la Tabla 1. Todo ello, considerando el periodo 2031-2045.

Escenario	4h de regulación	8h de regulación	24h de regulación
Alto	12.500	15.000	15.000
Moderado	11.000	13.000	13.000
Estresado	8.000	8.000	8.000

Tabla 1: Retribución por capacidad contemplada en el modelo, €/MW-año

El modelo considera, por tanto, 18 curvas de ingresos, en función de los 3 escenarios (alto, moderado, estresado), las horas de regulación (4h, 8h, 20h), y la consideración o no de retribución por capacidad durante 15 años. En general se recomienda la utilización de la hipótesis moderada sin retribución por capacidad, siendo posibles motivos de adopción de la hipótesis alta la integración de la CHR en modelos de negocio donde las capacidades de la central se usen para complementar un parque de generación existente y optimizar una oferta de energía global de un determinado operador. La adopción de la banda estresada podría darse en situaciones no previstas en la actualidad, como por ejemplo una penetración masiva de almacenamiento BESS.

2.2. GASTOS OPERATIVOS

Los gastos operativos de una central hidroeléctrica se dividen en varias categorías desde costes de operación de la central, mantenimiento preventivo y correctivo, personal, fiscalidad y tasas, etc.

Para tener en cuenta los gastos operativos en el modelo, se han utilizado como base los datos de OAK RIDGE National Laboratory [5], información pública de la mayor parte del bombeo en Estados Unidos. La información ha sido debidamente corregida para el presente modelo, eliminando ciertos costes no aplicables al caso español, como los costes de bombeo, que en el caso en que nos encontramos se han modelado como parte del arbitraje, así como la tasa de uso del agua, que también se trata de forma distinta. Además, se han realizado ciertos ajustes por tipo de cambio, inflación de la eurozona y paridad de poder adquisitivo entre EE.UU y la UE.

De esta manera, se propone en el modelo una banda de costes puramente operativos y de mantenimiento en tres niveles, como muestra la Tabla 2.

	Superior	Base	Inferior
Costes operativos €/MW-año	3.705	7.411	11.116

Tabla 2: Banda de costes operativos utilizada en el modelo

En cuanto a fiscalidad general, sectorial, y cánones, se han tenido en cuenta los siguientes aspectos a la hora de desarrollar el modelo:

- Impuesto IBI-BICES, que se establece como un 0,8% de la inversión.
- Impuesto de sociedades, se asume un gravamen del 25%, y se aplica una amortización del 4% anual sobre equipos, y 2% anual sobre obra civil.
- Impuesto IVPEE, que se considera del 7% del importe global de ingresos.
- Tasa de financiación del sistema, que se asume como un 0,35% de ingresos.
- Canon hidráulico del artículo 112 bis del TRLA, cuya tasa tras bonificación es del 2,55%, cuyo 50% se asignará al Organismo de Cuenca.
- Canon del artículo 133 del RDPH, para centrales que utilicen infraestructuras del Estado, cuyos ingresos se destinarían al Organismo de Cuenca correspondiente.
- Canon de regulación, se considera en el modelo este canon destinado a financiar al Organismo de Cuenca.

2.3. CAPEX ASOCIADO A LAS INVERSIONES

Con el objeto de estimar de manera fiable los rangos de inversión en España en la actualidad, se han analizado datos de una muestra de proyectos. Por un lado, una serie de proyectos de ciclo abierto que aprovechan como depósito inferior un embalse existente (tipo 1), y, por otro lado, proyectos de ciclo cerrado con agua procedente de una masa de agua (tipo 2). En total se analizan 12 proyectos tipo 1 y 8 proyectos tipo 2, variando en un rango amplio de potencia.

Una vez analizadas las muestras, se obtienen unos rangos de coste de cada elemento funcional por MW de potencia instalada para los tipos 1 y 2, así como unos rangos para la inversión total. Estos resultados, han sido comparados con los datos proporcionados en [5,6], observándose medias con un orden de magnitud similar para los tipos 1 y 2 respectivamente. Se puede observar en las Figuras 6 y 7, una tendencia descendente de coste por MW según la potencia instalada, siendo en general los proyectos tipo 1 más económicos al utilizar un embalse existente.

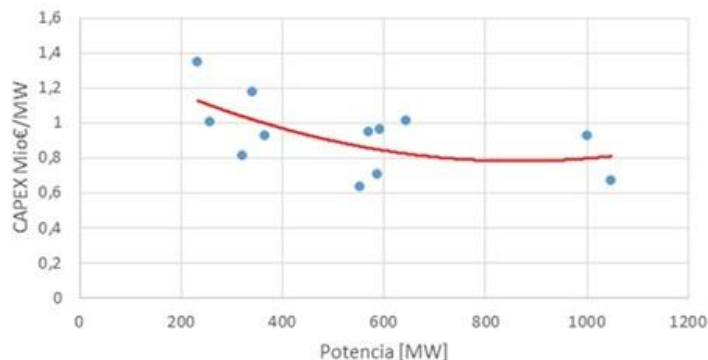


Figura 6: CAPEX/MW proyectos tipo 1

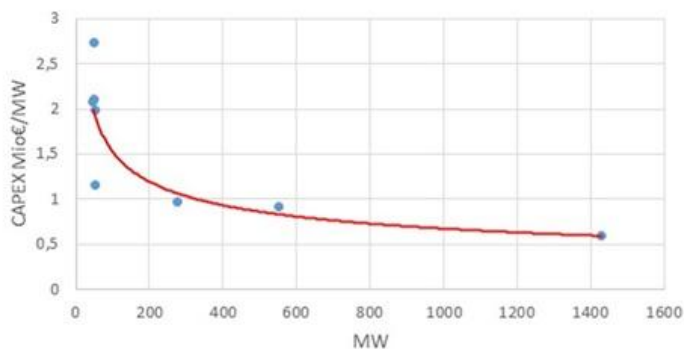


Figura 7: CAPEX/MW proyectos tipo 2

3. DETERMINACIÓN DEL PLAZO CONCESIONAL

Para la determinación del plazo concesional en el modelo, en primer lugar, se determina el plazo mínimo que convierte al proyecto en financieramente neutro. En segundo lugar, se establecen unas directrices para la obtención de un valor de plazo concesional propuesto que suponga una retribución razonable para el promotor, basándose en la tasa interna de retorno (TIR) de los flujos de caja [1]. De esta manera, la Administración propondrá fijar en cada caso un plazo concesional superior al mínimo.

No se han incluido en el modelo consideraciones relativas a las distintas formas de financiación del proyecto, ni posibles aportaciones por ayudas de Estado. Se entiende que el plazo concesional debe determinarse de manera independiente a cómo se financie el proyecto, siendo la estructura financiera dependiente del promotor en cada caso, pudiendo evolucionar con el mercado, por lo que si se tuviese en cuenta, acercaría el modelo a la economía particular de cada promotor y podría ser además manipulable para pretender obtener un plazo concesional superior, lo cual se aleja del propósito de desarrollo de esta metodología.

El modelo financiero [1] se presenta por tanto mediante un esquema de flujos de caja libres del proyecto, de periodicidad anual, incluyendo los bloques ya expuestos en las secciones 2.1, 2.2 y 2.3. Los distintos flujos anuales, resultan por tanto de la diferencia entre ingresos y costes, con los relevantes ajustes por impuestos, tasas y cánones, siendo la base de cálculo de los indicadores financieros del modelo.

Para el estudio a largo plazo de los flujos de caja, se ha introducido una tasa de descuento que se aplica al flujo de cada año, metodología propuesta por la Comisión Europea en su guía de análisis coste-beneficio de infraestructuras públicas y concesionales [7]. Se aplica en este modelo el coste de capital (CoC) como tasa de descuento, ya que el desarrollo de las CHR se prevé que se realice por empresas privadas. El CoC representa por tanto la rentabilidad mínima que debe generar el proyecto para mantener inalterado el valor de una empresa. Es específico para cada sector, y en el caso de proyectos de almacenamiento hidráulico, puede estimarse como la suma del valor del bono soberano a 10 años, más un diferencial que recoja el riesgo inherente a una actividad y mercados concretos [1].

La tasa media del último año completo de la deuda soberana española a 10 años se considera del 3,15%. Además, según las fuentes utilizadas en el modelo [6,8,9], el promedio resultante para el diferencial es un mínimo del 2,15%, valor que se adopta en el modelo desarrollado como se puede ver en la Tabla 3.

Fuente	Diferencial
Agencia Internacional de la Energía	0,75%-3,25%
Europe Economics	2,7%
IRENA	0,75%-2,75%
Banda Propuesta	2,15%-2,7%

Tabla 3: Diferencial sobre deuda soberana para el cálculo de CoC

El plazo concesional mínimo se determina, por tanto, con la identificación del año en el que el flujo de caja acumulado actualizado con la tasa de descuento, alcanza valor positivo.

Para la determinación del plazo concesional recomendado, se realiza un análisis de la consecución de una TIR objetivo para el proyecto. Esa TIR objetivo, debe fijarse mediante la comparación de la TIR obtenida con un umbral de rentabilidad considerado adecuado para el promotor, en línea con proyectos comparables del sector. El plazo recomendado, resulta, por tanto, aquel para la cual la TIR alcanza o supera dicho umbral.

Esta metodología, permite equilibrar el interés público con la necesidad de asegurar una rentabilidad razonable al capital invertido. Para la determinación de esa rentabilidad razonable, se han utilizado en el desarrollo del modelo diversas fuentes a nivel nacional e internacional [6,10]. En todo caso, se entiende que la TIR aceptable tiene que ser siempre superior al coste de capital, y varía dependiendo de la complejidad y riesgos típicos del tipo de proyecto, con valores post impuestos de entre el 5,5% y el 6%, que se introducen como valores aceptables de TIR en el modelo.

Resumiendo, el plazo concesional se propondrá de manera que la TIR post impuestos supere la banda del 5,5%-6% en el contexto económico actual, con un rendimiento de deuda soberana a 10 años del 3,1%, y con un posible diferencial del 2,4-2,9% sobre el rendimiento de la deuda soberana a 10 años. Consideraciones sobre riesgos adicionales de proyecto, podrían justificar valores de TIR más elevados, o un número adicional de años en previsión de retrasos administrativos o de construcción.

4. CONCLUSIÓN

La metodología presentada en esta comunicación establece una serie de herramientas estandarizadas para el análisis de la viabilidad económica y concesional de los proyectos de almacenamiento hidráulico de energía en distintos escenarios de mercado y regulatorios, que proporcionarán a la Administración Hidráulica unos criterios de valoración uniforme.

Esta necesidad se considera de vital importancia, tanto por la inversión asociada al almacenamiento hidráulico, como por su papel clave en la transición energética en España.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen de forma especial a la Dirección General del Agua del Ministerio para la Transición Ecológica, por el permiso para publicar esta Comunicación, y a Qanat Ingeniería, y en particular a David Castro por el magnífico trabajo realizado y sus valiosas aportaciones.

6. REFERENCIAS

1. Castro Valdivia, D., 2026. “Definición Metodológica de Criterios de Valoración Económico-Financiera de Proyectos de Almacenamiento Hidráulico de Energía”. Madrid. Qanat Ingeniería
2. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023. “Borrador del Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía PNAHE”.
3. Redondo, C., 2025. “Mercado de Capacidad”. Jornada sobre el Almacenamiento Hidráulico de Energía. Madrid. Spancold-MITECO
4. Domínguez Autrán, T., 2025. “El Almacenamiento Hidráulico en la Operación del Sistema”. Jornada sobre el Almacenamiento Hidráulico de Energía. Madrid. Spancold-REE
5. Oladuso, G. & Sasthav, C., 2022. “Hydropower Capital and O&M Costs: and Exploration of the FERC Form 1 Data”. Oak Ridge National Laboratory, US Department of Energy
6. IRENA, 2025. “Renewable power generation costs in 2024”. Abu Dhabi International Renewable Energy Agency.
7. Comisión Europea, Jaspers, 2015. “Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects for Cohesion Policy 2014-2020”. European Commission – Directorate General for Regional and Urban policy.
8. Europe Economics, 2018. “Cost of Capital Update for Electricity Generation, Storage and Demand Side Response Technologies”. Europe Economics – Chancery House
9. International Energy Agency, 2024. “Reducing de Cost of Capital”. IEA Publications
10. Trinomics, 2020. “IRR-studie voor het Vlaams Energie en Klimaatagentschap (VEKA)”. Gobierno de Flandes, Países Bajos.