

Guía técnica para la elaboración de estudios de viabilidad de aprovechamientos hidroeléctricos

Catálogo de publicaciones del Ministerio: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/publicaciones/>
Catálogo general de publicaciones oficiales: <https://cpage.mpr.gob.es/>

GUÍA TÉCNICA PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE VIABILIDAD DE APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

Diciembre 2024

Autor/Autores: Tomás Ángel Sancho Marco, Tania Gutiérrez Martín, Imanol García Sendón

Coordinador: Francisco José Hijós Bitrián

Colaboradores: Jorge Gutiérrez González y Milagros Piñeiro Pérez (Confederación Hidrográfica del Miño-Sil), David Pérez Méndez – Castrillón y Adolfo Gutiérrez Nieto (Confederación Hidrográfica del Cantábrico), Javier Santaella Robles y Sergio García Talaván (Confederación Hidrográfica del Guadalquivir), Elena Cebrián Calvo y Laura López Cusí (Confederación Hidrográfica del Júcar), Baldomero Navalón Burgos, César Lanza Suárez, Enrique Cifres Giménez y Justo Mora Alonso-Muñoyerro.

Con la asistencia técnica de Pedro Luis Peñalver Martínez y Óscar Romera Martínez, de la consultora NTT DATA Spain, S.L.U. y David Castro Valdivia, de Qanat Ingeniería.

Fotografía de cubierta: Central Hidroeléctrica de Lafortunada-Cinqueta

Autor: Confederación Hidrográfica del Ebro

(Ubicación de la fotografía): Huesca



VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

Edita:
SUBSECRETARÍA
Gabinete Técnico

NIPO en línea: 665250207
NIPO en papel: 665250207
ISBN en línea: 978-84-18778-67-4
ISBN en papel: 978-84-18778-66-7
Depósito Legal: M-7910-2025
Diseño y maquetación: Tragsatec. Grupo Tragsa
Impresión:

Agradecimientos

El presente documento se enmarca en los trabajos del contrato de servicios de “*Soporte técnico y jurídico para las actuaciones derivadas de las extinciones de derechos al uso privativo del agua para producción hidroeléctrica, reversiones de infraestructuras y concursos de aprovechamientos hidroeléctricos, para la identificación de oportunidades y necesidades de la estrategia de la Administración Hidráulica con relación al binomio agua-energía*”, clave 21.804-0022/0411, durante los años 2022 y 2023. La elaboración del documento ha sido posible gracias al impulso de Tomás Ángel Sancho Marco, Subdirector General Adjunto de Dominio Público Hidráulico e Infraestructuras, de Tania Gutierrez Martín, Jefa del Área de Dominio Público Hidráulico, con el apoyo del responsable del Servicio de Agua y Energía, Imanol García Sendón, ICCP del Estado, que han contado con la asistencia técnica de Pedro Luis Peñalver Martínez y Óscar Romera Martínez, de la consultora NTT DATA Spain, S.L.U. y David Castro Valdivia, de Qanat Ingeniería.

Esta Guía no se hubiera realizado sin las aportaciones de los técnicos de las Confederaciones Hidrográficas, en especial de Jorge Gutiérrez González y Milagros Piñeiro Pérez de la Confederación Hidrográfica del Miño-Sil, David Pérez Méndez – Castrillón y Adolfo Gutiérrez de la Confederación Hidrográfica del Cantábrico, Javier Santaella Robles y Sergio García Talaván de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir y Elena Cebrián Calvo y Laura López Cusí de la Confederación Hidrográfica del Júcar. Sus valiosas contribuciones han enriquecido enormemente este documento y han ayudado a enmarcar los objetivos y alcance de los trabajos.

Asimismo, se hace preciso extender el agradecimiento a todos los profesionales, expertos y colaboradores, en especial a Baldomero Navalón, César Lanza, Enrique Cifres y Justo Mora, que compartieron su tiempo, conocimientos y experiencia para enfocar el contenido de esta guía.

Por último, pero no menos importante, se destaca el papel de los usuarios y lectores potenciales de esta guía cuyo objetivo es proporcionar una herramienta útil y práctica que generalice y facilite la elaboración de estudios de viabilidad previa a la reversión de aprovechamientos hidroeléctricos, promoviendo así las mejores prácticas en este campo.



Prólogo

La energía hidroeléctrica ha desempeñado un papel destacado en el panorama energético de España durante décadas, contribuyendo significativamente a su desarrollo social y económico y proporcionando una fuente de electricidad limpia y renovable. Situada en un entorno geográfico privilegiado, España cuenta con una amplia red de ríos y embalses que han sido aprovechados para la generación hidroeléctrica. La historia de la energía hidroeléctrica en España se remonta al siglo XIX, cuando se construyeron las primeras centrales hidroeléctricas para abastecer a las primeras industrias eléctricas del país. Desde entonces, el sector ha experimentado un continuo desarrollo y expansión, con la construcción de numerosas presas y embalses en todo el territorio.

La energía hidráulica es la tercera fuente de generación de energía renovable en España siendo, en la actualidad nuestro país uno de los principales productores de energía hidroeléctrica en Europa, con una capacidad instalada que supera los 17 gigavatios, sin contar con el almacenamiento hidráulico de energía. La generación hidroeléctrica representa el 14,3 % de la potencia instalada total, lo que la sitúa como cuarta tecnología por detrás de la eólica, la solar fotovoltaica y el ciclo combinado. Esta capacidad hidroeléctrica proporciona una importante fuente de electricidad, especialmente en periodos de alta demanda y durante la estacionalidad de otras fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica. Además de su contribución a la seguridad energética y la diversificación del mix energético, la energía hidroeléctrica en España desempeña un papel crucial en la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, al ser una fuente de energía limpia y con bajas emisiones de carbono.

En cuencas intercomunitarias hay en la actualidad más un millar de centrales hidroeléctricas en explotación con concesión en vigor. En la próxima década, está prevista la extinción de aproximadamente 170 concesiones hidroeléctricas, por transcurso de su plazo concesional, que suponen una potencia instalada acumulada superior a los 1.700 MW.

Una primera estimación de su perspectiva futura, realizada por la Dirección General del Agua, en colaboración con los Organismos de cuenca, plantea que la Administración hidráulica debe prepararse para hacer frente a la continuidad de la explotación de más de un centenar de instalaciones en la próxima década, previéndose la posible demolición de una veintena y existiendo importantes dudas sobre su continuidad de cerca de 30 centrales.

En este contexto, el sector hidroeléctrico español también enfrenta desafíos, como la necesidad de modernización y renovación de infraestructuras existentes, la gestión sostenible de los recursos hídricos en un contexto de cambio climático y la adopción de medidas que permitan reducir el impacto sobre el estado de las masas de agua, así como, otros posibles efectos ambientales con criterios de sostenibilidad. En este sentido, la adecuada valoración de la viabilidad de explotación futura de aprovechamientos próximos a finalizar su plazo concesional supone una herramienta central para abordar estos desafíos y aprovechar las oportunidades que ofrece esta fuente de energía renovable y sostenible, en el actual contexto de transición energética.

Esta guía técnica ha sido cuidadosamente diseñada para proporcionar un marco completo y práctico para la elaboración de estudios de viabilidad, abordando cada etapa del proceso de manera detallada y sistemática, modulando el alcance del estudio a los objetivos específicos y la importancia del aprovechamiento. La metodología descrita abarca desde las actuaciones previas hasta el análisis de las alternativas futuras del aprovechamiento, ofreciendo orientaciones paso a paso, ejemplos y herramientas útiles para garantizar la homogeneidad y la precisión de los estudios de viabilidad.

Además, esta guía no solo se enfoca en aspectos técnicos y financieros, sino que también abarca consideraciones medioambientales y sociales que, hoy en día, suponen criterios imprescindibles para evaluar la viabilidad de un aprovechamiento, reconociéndose la importancia de afrontar el proceso con una perspectiva integral.

Espero que esta guía, que formará parte de una más completa destinada a orientar a los técnicos de la Administración hidráulica en la tramitación del complejo procedimiento de extinción de las concesiones hidroeléctricas, sea una herramienta valiosa y práctica para la realización de los estudios de viabilidad y su desarrollo sirva como una fuente de orientación y apoyo en la toma de decisiones relativas a la continuidad de los aprovechamientos que finalizan su plazo concesional, y a la gestión de los activos que reviertan al Estado.

Francisco José Hijós Beltrán
Subdirector General de Dominio Público Hidráulico e Infraestructuras



CONTENIDO

Agradecimientos	3
Prólogo	5
Contenido	7
Índice de figuras	8
Índice de tablas	9
Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Objeto	10
1.2 Alcance	10
1.3. Ámbito de aplicación	12
Capítulo 2. Aprovechamientos hidroeléctricos	13
2.1. Tipos de aprovechamientos hidroeléctricos y esquemas básicos	13
2.2. Componentes de un aprovechamiento hidroeléctrico	14
2.3. Definiciones	18
Capítulo 3. Actuaciones previas	19
3.1. Recopilación de información y documentación	19
3.2. Visita técnica	20
3.3. Ensayos	28
Capítulo 4. Análisis hidrológico y de generación	30
4.1 Análisis hidrológico	30
4.2 Análisis de la generación	33
Capítulo 5. Diagnóstico del estado actual	40
5.1. Evaluación documental	40
5.2. Descripción del aprovechamiento hidroeléctrico y sus componentes	41
5.3. Valoración de producción histórica	42
5.4. Calificación estado general de los componentes	42
Capítulo 6. Viabilidad económica - financiera del aprovechamiento	59
6.1. Ingresos	59
6.2. Costes de explotación	61
6.3. Tasas e impuestos	62
6.4. Flujos de caja	63
6.5. Indicadores financieros	63
6.6 Valoración de resultados	64
Capítulo 7. Estudio de alternativas	65
7.1. Análisis multicriterio	66
7.2. Análisis de proceso analítico jerárquico	76
Referencias	79
Anexo I. modelo ficha visita técnica	80
Anexo II. Contenido descripción del aprovechamiento	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Alcance análisis de viabilidad simplificado	17
Figura 2. Alcance análisis de viabilidad detallado.	17
Figura 3. Alcance análisis de viabilidad completo	18
Figura 4. Presa de derivación (azud).	21
Figura 5. Toma con reja y limpiarrejas	21
Figura 6. Conducción (canal).	22
Figura 7. Central o casa de máquinas	22
Figura 8. Equipo electromecánico de generación.	23
Figura 9. Subestación	23
Figura 10. Turbina Francis	30
Figura 11. Turbina Pelton.	30
Figura 12. Turbinas Kaplan.	31
Figura 13. Diagrama de utilización de turbinas principales	32
Figura 14. Ejemplo de curva de caudales clasificados	38
Figura 15. Ejemplo de análisis de tendencias y saltos.	40
Figura 16. Diagrama de flujo del cálculo de generación.	43
Figura 17. Curvas de eficiencia para diferentes tipos de turbinas	43
Figura 18. Jerarquía ilustrativa de activos hidroeléctricos para análisis de estado actual por método HAP	56
Figura 19. Tabla de evaluación y puntuación del estado de la turbina, DEA método HAP.	58
Figura 20. Sistema de calificación para la evaluación de partes de una turbina, DEA método HAP	59
Figura 21. Mapeo de la conducción de agua para la Turbina, DEA método HAP.	61
Figura 22. Evaluación y calificación de conducciones de agua de la central hidroeléctrica hasta la Turbina, DEA método HAP.	61
Figura 23. Tabla de síntesis de indicadores de componentes Indicador de Condición de la Unidad. DEA método HAP.	62
Figura 24. Indicadores de condición agregados de la planta. DEA método HAP.	63
Figura 25. Descripción general de los análisis de rendimiento según HAP.	64
Figura 26. Categorización inversión necesaria.	75
Figura 27. Categorización impacto de las medidas de mitigación sobre la ictiofauna autóctona (8) (7)	78
Figura 28. Categorización impacto en el estado de las masas de agua (8) (7)	79
Figura 29. Correlación entre emisiones CO ₂ evitadas (en t) y puntuación. Azul - con regulación. Naranja - sin regulación.	80
Figura 30. Ejemplo de estructura jerárquica (10).	82
Figura 31. Ejemplo esquema AHP para el estudio de viabilidad de un aprovechamiento hidroeléctrico.	84

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Componentes turbinas de acción y reacción.	31
Tabla 2. Ejemplo de registro de estaciones hidrométricas	36
Tabla 3. Bondad de ajuste según Criterio Nash-Sutcliffe.	38
Tabla 4. Tabla resumen de aprovechamiento. Ejemplo de C.H. La Riera.	47
Tabla 5. Escala de valoración de estado.	49
Tabla 6. Subcomponentes de presa	49
Tabla 7. Subcomponentes de toma.	50
Tabla 8. Subcomponentes de conducción (canal).	50
Tabla 9. Subcomponentes de conducción (cámara de carga).	50
Tabla 10. Subcomponentes de conducción (túnel en presión).	50
Tabla 11. Subcomponentes de conducción (chimenea de equilibrio).	51
Tabla 12. Subcomponentes de conducción (tubería forzada).	51
Tabla 13. Subcomponentes de central (edificio).	51
Tabla 14. Subcomponentes de central (sistemas auxiliares).	51
Tabla 15. Subcomponentes de equipo electromecánico de generación (turbinas).	52
Tabla 16. Subcomponentes de equipo electromecánico de generación (alternadores).	52
Tabla 17. Subcomponentes de subestación y línea.	52
Tabla 18. Ejemplo de diagnóstico de subcomponentes.	53
Tabla 19. Ejemplo de resumen de presupuesto de inversiones.	55
Tabla 20. Escala de valores del resultado numérico del DEA.	55
Tabla 21. Interpretación de Indicador de Condición CI según HAP.	60
Tabla 22. Estimaciones de precio para 2024 - 2033	66
Tabla 23. Gastos de O&M por inversión.	67
Tabla 24. Gastos de O&M por potencia instalada (€ de 2020).	68
Tabla 25. Tabla resumen de criterios e indicadores propuestos	72
Tabla 26. Categorización de la rentabilidad.	73
Tabla 27. Ejemplo análisis multicriterio básico	74
Tabla 28. Indicadores de impacto en espacios naturales protegidos de cada alternativa	77
Tabla 29. Coeficientes de ponderación ICAHs.	79
Tabla 30. Indicador de la actuación prevista en la alternativa respecto a los bienes de interés cultural.	81
Tabla 31. Categorización sobre la afección a usos y derechos vinculados de cada alternativa	81
Tabla 32. Categorización sobre la aceptación social de cada alternativa.	82
Tabla 33. Escala de Saaty (9).	82
Tabla 34. Índice aleatorio RI	83
Tabla 35. Límites del ratio de consistencia	83

Capítulo 1. Introducción

1.1 Objeto

La demolición o continuidad de la explotación de un aprovechamiento hidroeléctrico que se acuerda en el marco del procedimiento de extinción de una concesión de aguas para la producción de energía eléctrica es una decisión discrecional de la Administración hidráulica, que viene motivada por la viabilidad de la continuidad del aprovechamiento, y por el interés público que suscite su mantenimiento.

Es por ello por lo que el análisis de la viabilidad futura de un aprovechamiento hidroeléctrico, entendida de forma holística, supone un hito significativo en el procedimiento de extinción concesional debido a las consecuencias que pueda tener dicha extinción sobre el titular de la concesión, sobre el resto de los usuarios de las infraestructuras vinculadas o afectados por ellas, y en último término, sobre la sociedad en su conjunto. Por tanto, las citadas consecuencias, hacen del todo necesario que venga respaldada por un estudio de viabilidad futura del aprovechamiento, que ha de ser realizado, como actuación previa al procedimiento de extinción o durante la tramitación de éste.

Es evidente que la viabilidad futura del aprovechamiento no puede ser abordada desde una perspectiva exclusivamente económica, patrimonial o energética, sino que debe incluir equilibradamente, una valoración del impacto ambiental del aprovechamiento, y de su influencia o relevancia social, de forma que se aborde de forma objetiva la realidad y el futuro del aprovechamiento. Sin embargo, la valoración responsable y detallada de los múltiples factores que inciden en la viabilidad puede llegar a ser de una complejidad muy importante, ya sea por la naturaleza de los criterios, el tamaño del aprovechamiento, las incertidumbres asociadas a la materia o la carencia de información robusta, entre otras.

Ante la necesidad de analizar la viabilidad de explotación futura, y su complejidad, se ha desarrollado la presente Guía, en la que se incluyen prescripciones y recomendaciones técnicas para la elaboración de estudios de viabilidad de explotación futura de centrales hidroeléctricas cuya concesión vaya a extinguirse.

A los efectos de esta Guía, se entiende como estudio de viabilidad, el análisis integral que se realiza para evaluar la factibilidad, conveniencia y posibilidad de continuar o no con la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico. Su objetivo principal es el de proporcionar información detallada y precisa, que sirva de apoyo a la toma de decisiones, analizando aspectos como la viabilidad económica y financiera, la viabilidad técnica, la viabilidad ambiental, la viabilidad social o la viabilidad legal.

1.2 Alcance

Los estudios de viabilidad de explotación futura de aprovechamientos hidroeléctricos deben de cuantificar y valorar los efectos sociales, económicos, administrativos, ecológicos, patrimoniales, y de otra naturaleza, para cada una de las alternativas posibles para la instalación.

El alcance de los estudios de viabilidad deberá ser definido por el responsable del mismo, y dependerá de diferentes factores, entre los que se pueden destacar:

- el tamaño e importancia del aprovechamiento,
- la potencial conflictividad de la decisión,
- la relevancia de los usos y derechos asociados a las infraestructuras existentes,
- la riqueza ambiental de la región en la que se ubique, etc...

En base a estos criterios, el responsable del estudio de viabilidad determinará el alcance del mismo. Esta guía propone varios alcances: uno simplificado, uno detallado y otro completo.

El órgano responsable del estudio de viabilidad podrá omitir o añadir uno a varios análisis al estudio y simplificar o profundizar los análisis del Estudio, pues la amplísima casuística existente hará que existan casos donde esto sea conveniente.

En las siguientes figuras se detallan las etapas a completar en cada uno de los alcances:

Estudio de viabilidad de centrales hidroeléctricas Alcance simplificado

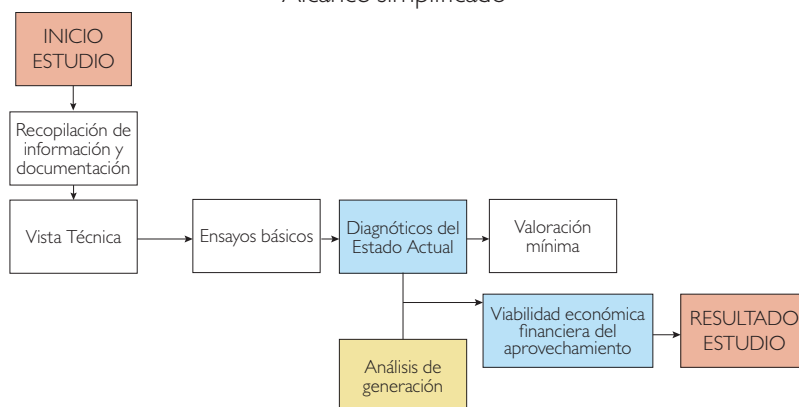


Figura 1. Alcance análisis de viabilidad simplificado

Estudio de viabilidad de centrales hidroeléctricas Alcance detallado

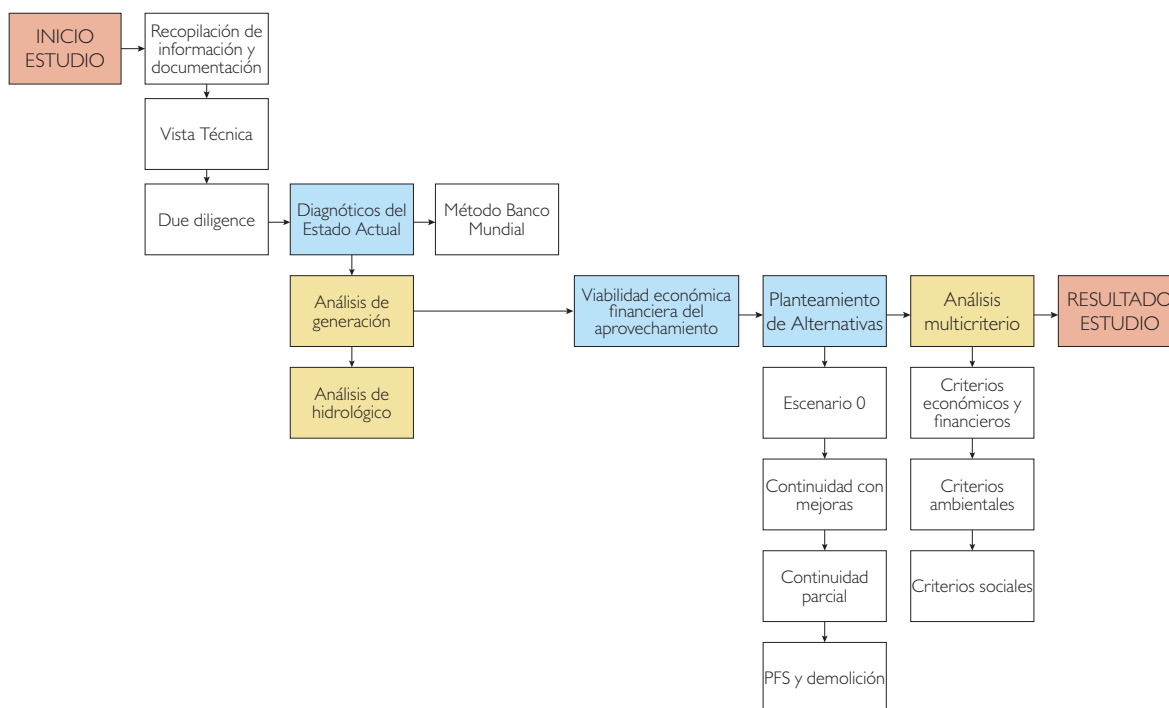


Figura 2. Alcance análisis de viabilidad detallado

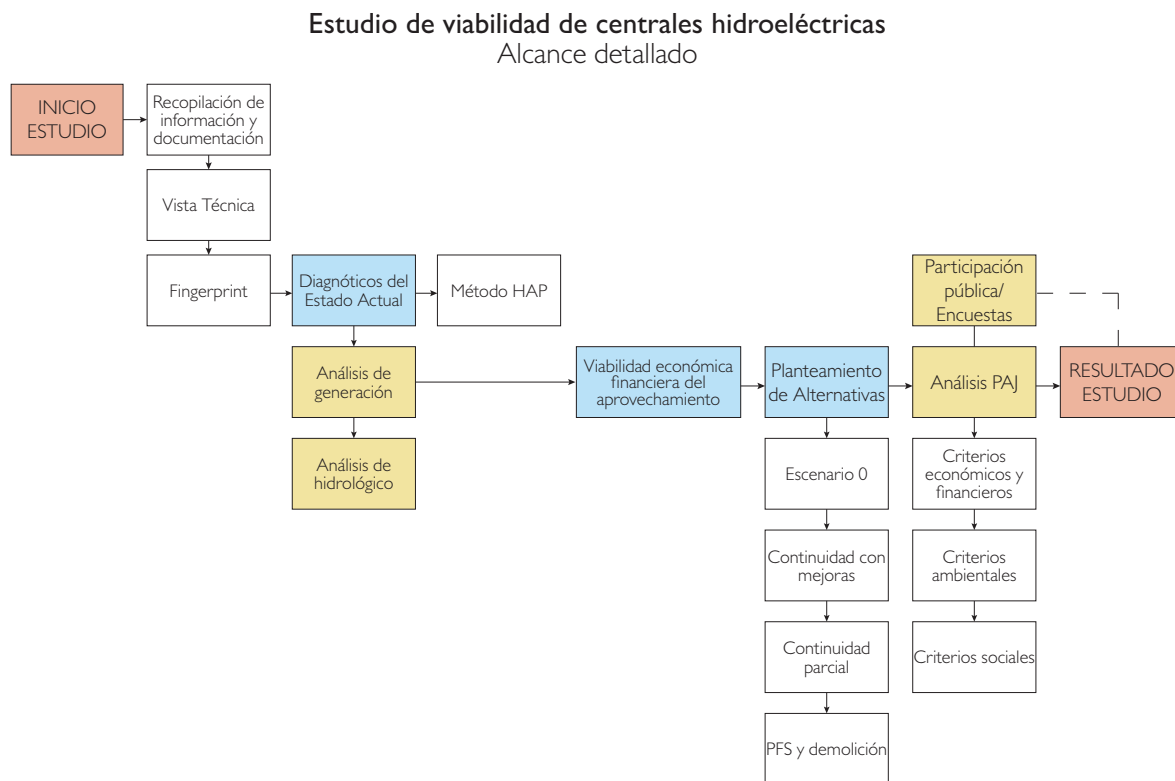


Figura 3. Alcance análisis de viabilidad completo

1.3. Ámbito de aplicación

La Guía recoge una serie de recomendaciones, que ayuden a la toma de decisiones del personal técnico de las Confederaciones Hidrográficas encargado de tramitar expedientes de extinción concesional de aprovechamientos hidroeléctricos.

En ningún caso el estudio de viabilidad sustituye al Informe del Servicio al que hacen referencia los art. 164.3, 167.4 y 165 bis del RDPH, sino que pretende proporcionar información detallada y precisa para ayudar a la toma de decisión y, por tanto, a la elaboración de este informe por parte del Organismo de cuenca.

Es recomendable que, en extinciones motivadas por transcurso del plazo concesional, los estudios de viabilidad de la explotación futura de la central se enmarquen en la fase de actuaciones previas al procedimiento de extinción, promovándose su elaboración al menos tres años antes de la finalización del plazo concesional, en especial, las actividades encaminadas al diagnóstico del estado actual del aprovechamiento.

De forma general, y en atención a los medios materiales y humanos de los Organismos de cuenca, se recomienda que el alcance general de los análisis de viabilidad se limite al análisis simplificado. Sin embargo, en aquellos aprovechamientos hidroeléctricos más complejos, ya sea por su tamaño o por su relevancia social o ambiental, se recomienda acudir al alcance detallado o completo. Asimismo, en aprovechamientos hidroeléctricos de potencia instalada superior a 20 MW, se recomienda realizar un análisis de viabilidad completo.

Capítulo 2. Aprovechamientos hidroeléctricos

Como es sabido, el agua que discurre por acción de la gravedad a través de los cauces fluviales, disipa en su curso la energía cinética asociada a la corriente (y que a su vez tiene su origen en la energía potencial o de altura) a causa del rozamiento entre las propias partículas fluidas y entre éstas y los materiales que encuentran en el cauce, desarrollando turbulencias, dando lugar a fenómenos erosivos y de transporte de materiales sólidos y generando calor, que da lugar a un aumento de la temperatura del agua, aunque este último efecto resulte difícil de apreciar o medir, dada la elevada capacidad calorífica del líquido elemento.

Así pues, en un determinado tramo de río en condiciones naturales (sin la existencia de instalación hidroeléctrica alguna), la energía potencial disponible por diferencia de cotas entre las secciones inicial y final fijará el contenido energético por unidad de masa fluida de la corriente, que será disipado gradualmente según la masa de agua discurre por el tramo.

Un aprovechamiento hidroeléctrico (AH) es el conjunto de instalaciones y equipos que, minimizando las pérdidas energéticas de un tramo de una masa de agua, transforma la energía potencial disponible en energía eléctrica mediante el uso de una turbina hidráulica y un alternador acoplado a ella.

La materialización de las instalaciones del aprovechamiento se adapta a las condiciones naturales de la masa de agua aprovechada, existiendo soluciones consistentes en derivar agua a través de una conducción, soluciones consistentes en la instalación de un elemento de retención (presa o azud) y toda una gama de soluciones mixtas.

Sistematizando las posibles clasificaciones, se pueden contemplar una serie de tipos de aprovechamientos hidroeléctricos y esquemas básicos, descritos a continuación.

2.1. Tipos de aprovechamientos hidroeléctricos y esquemas básicos

Dada la gran variabilidad de factores que influyen sobre la posible configuración de una central hidroeléctrica (CH), se comprende que exista un amplio abanico de soluciones, cada una de las cuales resuelve satisfactoriamente algunos de los condicionamientos existentes. Los aprovechamientos hidroeléctricos pueden clasificarse atendiendo a varios criterios.

Según la relación de la central con la superficie de terreno

- **Central exterior.** En la que los accesos y las obras de descarga e incorporación al río está al aire libre.
- **Central subterránea.** Situada debajo de la superficie de terreno, por lo que precisa una galería de acceso, una galería o pozo de ventilación y cables y un túnel de descarga para evacuar el caudal turbinado.
- **Central en pozo,** que puede considerarse un tipo intermedio entre los dos anteriores, en el que el acceso es al aire libre, pero los grupos turbogeneradores se sitúan en el fondo de un pozo a una gran profundidad en relación con el terreno.

Según la relación de la central con la presa

- **Presa-central.** En el que la toma y la descarga forman un conjunto integrado con la central, el cual sustituye a la presa. Es una solución típica de los ríos de llanura con grandes caudales equipados que aprovechan desniveles modestos.
- **Centrales de pie de presa.** La central se ubica independiente a la presa, pero en su pie o en sus proximidades. Es una solución empleada cuando el desnivel es importante o cuando el caudal equipado o las características del aprovechamiento desaconsejan integrarlo en la presa. Es el tipo de aprovechamiento con el que se han

puesto en servicio las mayores capacidades de generación. La central puede estar situada transversalmente al cauce, o en una de las márgenes del río.

- **Centrales separadas de las presas.** Este tipo de centrales es típico de los ríos con pendiente alta en los que resulta de interés construir una conducción para alejar el punto de descarga de la presa y, de esta forma, aumentar el salto utilizado y la capacidad instalada. Estas centrales se disponen adosadas a una de las márgenes del río, procurando un emplazamiento favorable para implantar la conducción procedente del embalse y las obras de descarga e incorporación al río.

Según el tamaño

Existen diferentes clasificaciones según el tamaño de la central, siendo lo más común categorizar como: **microcentrales**, a las de menos 1 MW de potencia instalada; **minicentrales**, a las de menos de 10 MW de potencia instalada; **medianas** centrales, a las de potencias comprendidas entre 10 MW y 50 MW y **grandes** centrales, a las de más de 50 MW de potencia instalada.

Según su régimen de flujo

- **Centrales en derivación o fluyentes.** Este tipo de centrales carecen de capacidad apreciable para almacenar agua. Turbinan el agua disponible en el momento, lo que limita su capacidad instalada.
- **Centrales con regulación propia o de embalse.** Este tipo de centrales utilizan un embalse para regular los caudales derivados, de forma que se pueda regular el agua que llega a las turbinas. Esta disposición permite concentrar la producción de energía, e independizarla de la disponibilidad de agua en el río.
- **Centrales reversibles, de almacenamiento hidráulico o de bombeo.** Estas centrales disponen dos depósitos a distinto nivel conectados por una conducción en presión equipada con una central capaz de bombear y turbinar. Estas centrales se llaman reversibles puesto que funcionan en ambos sentidos energéticos, y tienen capacidad de almacenar energía. Las centrales reversibles transforman energía de baja calidad y coste en energía regulada en punta, con un valor unitario mucho más elevado. Para conseguir esta transformación, las centrales reversibles consumen energía en momentos de oferta abundante y generan energía en momentos de alta demanda. Las centrales reversibles son consumidoras netas de energía puesto que el rendimiento del ciclo completo está en el entorno del 75%, por lo que se requieren 1,3-1,4 kWh de energía de valle, para generar 1 kWh de energía de punta.

Los esquemas reversibles se clasifican, a su vez, como de **bombeo puro o mixto**, según que el depósito superior carezca de aportaciones propias o tenga una aportación hidráulica significativa; en el primer caso, toda el agua turbinada ha debido ser previamente elevada desde el embalse inferior mediante bombeo, mientras que en el segundo una parte de la producción energética procede de la turbinación de la aportación natural al embalse superior.

2.2. Componentes de un aprovechamiento hidroeléctrico

Los aprovechamientos o saltos hidroeléctricos están integrados por un conjunto de obras e instalaciones que permiten crear el desnivel y derivar el caudal utilizado, dotadas con los equipos necesarios para el control y la transformación de la energía potencial en energía eléctrica y para el transporte de esta última hasta los centros de consumo. A los efectos de esta Guía, estos elementos, enumerados en forma sucinta en el sentido de la corriente, son:

- **Presa.** Estructura que eleva el nivel de agua en el río para crear un desnivel y para facilitar el control y la derivación del caudal utilizado. Las presas pueden ser de derivación, en las que el nivel del embalse permanece constante, o de regulación, en las que el del embalse varía para aumentar el caudal regulado o modular el caudal turbinado. A una presa de derivación de pequeño tamaño se la denomina azud.



Figura 4. Presa de derivación (azud).

- **Toma.** Estructura que controla el caudal derivado y, mediante una transición hidráulicamente favorable, lo transmite desde el embalse hasta la conducción. Las tomas pueden estar integradas en la presa o estar situadas en una de las márgenes del embalse; usualmente están dotadas de medios de control del flujo, como compuertas y ataguías, y de dispositivos de protección como rejas y limpiarrejas para evitar la captación de elementos indeseados.



Figura 5. Toma con reja y limpiarrejas

- **Conducción.** Se encarga de transportar el caudal desde el embalse hasta la central; la conducción puede ser en lámina libre (canal), en cuyo caso la sección tiene una superficie libre a presión atmosférica, o en presión, con la sección llena y sin superficie libre (túneles a presión y tuberías forzadas). También forman parte de la conducción algunos elementos auxiliares como acueductos, sifones, cámaras de carga o chimeneas de equili-

brio, requeridos para una operación eficiente y segura. Además de la conducción principal, puede haber otras captaciones afluentes a ella.



Figura 6. Conducción (canal)

- **Central.** Edificio donde se centraliza la utilización del salto creado por la presa o la conducción. Las centrales pueden ser exteriores o subterráneas y estar situadas al pie de la presa o alejadas de ella. A los efectos de esta Guía, se incluyen como elemento de la central las dependencias y los sistemas auxiliares junto con los equipos de protección correspondientes. En ocasiones se denominan sala o casa de máquinas.



Figura 7. Central o casa de máquinas

- **Equipo electromecánico de generación.** En general, estará integrado por uno o varios grupos turbina-alternador (también denominados grupos turbina-generator) donde se realiza la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica y luego eléctrica, y el regulador que controla el caudal turbinado.



Figura 8. Equipo electromecánico de generación

- **Subestación y línea eléctrica.** Equipos e instalaciones que se encargan de la transformación al nivel de tensión necesario, de la protección frente a las perturbaciones eléctricas externas y del transporte de la energía generada hasta los centros de consumo.



Figura 9. Subestación

2.3. Definiciones

En un aprovechamiento hidroeléctrico hay que diferenciar varios conceptos referentes al salto utilizable, al caudal y a la potencia. Las presentes definiciones, válidas para los objetivos de esta Guía, concuerdan con el Reglamento del Dominio Público Hidráulico vigente en 2023 (RDPH), si bien amplían algún concepto técnico.

- **Salto bruto:** la diferencia de cotas entre el nivel del agua en la toma y en la descarga.
- **Salto neto:** diferencia entre el salto bruto y la pérdida de carga (pdc) en la toma y conducción. El valor del salto neto no es fijo. Su variación puede ser despreciable en muchos casos, pero relevante en otros, particularmente cuando el salto bruto es pequeño y el embalse tiene variaciones significativas de nivel. Se hace preciso definir los siguientes tipos de salto neto:
 - **Salto neto nominal:** salto neto para el cual la potencia que entrega una turbina operando con el caudal nominal proporciona la capacidad nominal del alternador. Se conoce también como salto de diseño.
 - **Salto neto máximo:** salto neto correspondiente al nivel máximo normal de embalse y al nivel de agua en el punto de restitución con una turbina en operación.
 - **Salto neto mínimo:** salto neto correspondiente al nivel mínimo de operación del embalse y al nivel en la descarga con todas las turbinas de la central en operación.
 - **Salto neto medio ponderado:** valor del salto neto que produciría la misma cantidad de energía que la serie de saltos netos realmente aprovechados. Este salto se deduce mediante un estudio de operación del proyecto y, en consecuencia, depende del tipo de operación previsto.
- **Caudal nominal de una turbina:** caudal turbinado con el que se obtiene la potencia nominal de una turbina operando con salto nominal.
- **Caudal máximo:** máximo caudal que es capaz de turbinar una turbina.
- **Caudal de equipamiento de una turbina:** caudal para el que se han diseñado la turbina. Habitualmente coincide con el caudal nominal.
- **Caudal mínimo técnico:** valor de caudal por debajo del cual se deberá dejar de operar una turbina para evitar ocasionarle daños.
- **Caudal concesional:** caudal máximo que permite derivar el título concesional correspondiente, aplicable tanto a una turbina como a una central con varias turbinas.
- **Potencia nominal de la turbina:** potencia que se entrega cuando la turbina opera con salto nominal y caudal unitario nominal.
- **Potencia nominal (o de placa) del alternador:** potencia de diseño del alternador. Se mide en kVA con relación a un determinado factor de potencia.
- **Potencia instalada:** suma de las potencias nominales de todos los alternadores instalados en una central.
- **Utilización media en horas equivalentes:** relación entre la energía media generada (MWh) y la potencia instalada (MW) en un período de tiempo. Las centrales con una utilización media de entre 4.000 y 6.000 horas anuales pueden categorizarse como centrales de base, mientras que las centrales con una utilización de entre 2.000 y 4.000 horas anuales pueden categorizarse como centrales de semi-punta, y las de menos de 2.000 horas anuales, en centrales de punta.

Capítulo 3. Actuaciones previas

Para poder realizar un correcto análisis de viabilidad de explotación futura del aprovechamiento hidroeléctrico, es necesario contar con la máxima información y documentación técnica posible. La principal fuente de información a este respecto suele ser el propio concesionario. También se encuentra documentación e información relevante en los archivos de los Organismos de cuenca y de la Dirección General del Agua, así como de los organismos correspondientes de Industria y Medio Ambiente.

En este apartado se describen una serie de actuaciones previas a realizar con anterioridad al análisis de viabilidad de explotación futura del aprovechamiento.

3.1. Recopilación de información y documentación

Se considera relevante recopilar la siguiente documentación:

DOCUMENTACIÓN ADMINISTRATIVA

- Expediente concesional del aprovechamiento
- Expedientes otras concesiones, derechos o usos del agua dependientes de la central o de alguna manera vinculada a la misma.
- Certificado de Inscripción en el Registro de Aguas
- Certificado de Inscripción en el Registro de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica
- Nota simple informativa del Registro de la Propiedad
- Certificación catastral
- Copia de expediente de la administración competente en materia de energía
- Resolución de otorgamiento de permiso de acceso y conexión a red

DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

- Memoria técnica y planos de todas las instalaciones del aprovechamiento
- Fichas técnicas de equipos
- Acceso al Archivo Técnico de la Presa

DOCUMENTACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- Manual de O&M del aprovechamiento
- Información hidrológica histórica
- Registro histórico de producciones
- Registro histórico de incidencias en la producción
- Informes de mantenimiento de equipos y de obra civil
- Certificados de inspección y/o verificación de equipos

OTRA DOCUMENTACIÓN

- Documentación ambiental
- Documentación social

Es probable que en muchas ocasiones no se consiga recopilar toda la documentación, o que a criterio del responsable del estudio de viabilidad no sea preciso hacerlo. De ahí la necesidad de determinar la información y documentación esencial para poder llevar a cabo el estudio de viabilidad de explotación futura. Si no se consigue recopilar dicha información, el estudio deberá desarrollarse en base a información complementaria o accesoria.

En aquellos casos en que se vaya a realizar un análisis simplificado de la viabilidad de explotación futura, bastará con recopilar la información y documentación esencial para poder llevar a cabo el estudio de viabilidad. La **documentación e información esencial** que se deberá procurar recopilar en todos los casos es la siguiente:

1. Titularidad de los bienes y terrenos ocupados por el aprovechamiento, así como sus cargas y contratos relacionados.
2. Título concesional y sus modificaciones, aprobación del proyecto constructivo, acta de puesta en marcha de Industria y resolución ambiental que autorizó la construcción y explotación.
3. Descripción técnica de las infraestructuras y equipos que componen el aprovechamiento hidroeléctrico.
4. Producción histórica del aprovechamiento.
5. Principales consideraciones ambientales y sociales sobre el aprovechamiento.
6. Otros usos y derechos sobre el agua afectados por el AH.

3.2. Visita técnica

El objetivo de la visita técnica será determinar el estado de los bienes y de las infraestructuras vinculadas al aprovechamiento, la existencia y el estado de las tomas de agua vinculadas al AH y la de registrar las características de las diferentes instalaciones de la central. No debe confundirse la visita técnica para el estudio de viabilidad de explotación futura con la visita de inspección regulada en el Art. 164 del RDPH. La visita técnica, si bien podría simultanearse con la visita de inspección en los casos en que se considere conveniente, tiene unos objetivos distintos y no conlleva los formalismos reglamentarios previstos para la visita de inspección (acta, manifestaciones, etc.).

Asimismo, cuando la información y documentación recopilada haya sido insuficiente, se realizarán los trabajos precisos para obtener la información y documentación esencial del aprovechamiento, y toda aquella información adicional necesaria para la correcta realización del estudio de viabilidad.

En este capítulo de la Guía se pretende establecer las comprobaciones que se deben efectuar para conocer el estado de la central, el cumplimiento de las obligaciones en materia de seguridad, y la necesidad de realizar ensayos adicionales. La información recabada en la visita debe complementarse con el estudio de la información recopilada, y en los casos en que el responsable del estudio lo considere conveniente, con los ensayos adicionales que se realicen.

La recopilación de los datos a los que se refiere este capítulo, no se tiene que hacer, necesariamente en un mismo día, ya que, dependiendo del tamaño y la complejidad del aprovechamiento, es probable que se necesiten varias jornadas para poder recabar correctamente la información. Se realizarán comprobaciones mediante inspección visual y un reportaje fotográfico, que quedarán recogidos en el informe de la visita técnica.

Posteriormente a la visita, se elaborará un informe que recoja todo lo observado en ella. Este informe debería recoger, al menos, el esquema del aprovechamiento hidroeléctrico, las características de todos los elementos del aprovechamiento y su estado, una descripción de los caminos de acceso y el reportaje fotográfico con observaciones.

Se recomienda que además se realicen varios planos, incluyendo un croquis general con ortofoto de la instalación con la localización de todos los elementos del aprovechamiento, y croquis con medidas, en caso de que sea posible, de todos los elementos de la obra de toma y del edificio de la casa de máquinas.

Elementos del aprovechamiento

Presa o azud y embalse

La primera estructura que se encuentra es la de contención del agua, ya sea un azud o una presa, que permite retener y desviar o almacenar el agua para su aprovechamiento.

Dado que la normativa de seguridad de presas vigente establece, entre otras cosas, la realización de una inspección exhaustiva y análisis de seguridad un año antes de la fecha de término de la concesión, la visita se limitará a recoger las características principales de la infraestructura y a realizar una valoración general de su estado. Las características principales incluirán, al menos, las siguientes:

- La tipología, si es de hormigón o de materiales sueltos, el tipo de material utilizado en su construcción y el tipo de forma en planta (recta o curva).
- Medidas, tanto longitud como altura estimada desde cimientos.
- La tipología del aliviadero y sus medidas.
- Número, tipología y características de los órganos de desagüe.
- Características adicionales como la existencia de escala para peces.

Toma

La toma de un AH está condicionada por el tipo de presa, las características del embalse y del río y el tipo de operación del aprovechamiento, pudiéndose distinguir dos situaciones principales, según la presa sea de derivación con un nivel de embalse constante, o de regulación.

En el caso de presas de derivación, la toma suele ser superficial. En el caso de presas de regulación, por lo general la toma estará sumergida.

Las tomas de algunas centrales con presas de derivación pueden disponer tras las rejillas, de un desarenador.

Se evaluarán los siguientes aspectos:

- La tipología (superficial o sumergida) y existencia de desarenador. Características principales que se observan a simple vista y dimensiones aproximadas.
- Estado general de la obra de fábrica.
- Existencia de: sistema de control volumétrico de caudales derivados, rejillas, limpiarrejillas, compuertas, dispositivos para evitar entrada de ictiofauna y otros elementos auxiliares.
- Estado de los equipos, funcionamiento y tipo de alimentación eléctrica.

Conducción

Canales

En la visita se deberá evaluar el estado del canal o los canales, obtener las siguientes características, y cotejarlas con la documentación técnica existente:

- Tramos de canal y tipología de cada tramo
- Sección tipo y longitud de cada tramo
- Existencia de acueductos y sifones, y descripción de sus características generales.
- Existencia de compuertas, tajaderas u otros elementos hidromecánicos para la explotación. Estado de conservación y uso.

Cámara de carga

Durante la visita se deberá evaluar el estado de la cámara de carga, obtener sus dimensiones, y cotejarlas con la documentación técnica existente. Se evaluará el funcionamiento de los equipos hidromecánicos (compuertas, rejas, limpiarrejas, etc.).

Túneles en presión

En la visita se deberá evaluar el estado del túnel, determinar la sección tipo, la longitud del túnel y cotejarlas con la documentación técnica existente.

Chimenea de equilibrio

Al final de los túneles en presión, y antes de alcanzar la tubería forzada, en ocasiones existe una chimenea de equilibrio para amortiguar la energía generada por el agua en la tubería de presión en casos de parada o para movilizarla durante el arranque en un tiempo muy corto.

Existen cinco tipos básicos de chimeneas de equilibrio que se diferencian por los dispositivos utilizados para potenciar su efectividad. Estos tipos de chimeneas son:

- Pozo simple, que carece de dispositivos especiales.
- Con cámaras, en las que la mejora de eficiencia se consigue concentrando el volumen de la chimenea para provocar una pérdida de carga (p.d.c.) elevada que mejore la eficiencia
- Con estrangulamiento, en las que se dispone un estrangulamiento en la inserción del pozo con la chimenea para provocar una p.d.c. elevada que mejore la eficiencia
- Diferencial, en las que la p.d.c. se consigue disponiendo dentro de la chimenea un conducto elevador en prolongación del pozo de conexión con la galería, provisto con unas troneras de comunicación con el pozo exterior.
- Depósito presurizado, que mejora la eficiencia aumentando o disminuyendo la presión sobre la superficie del agua.

En el caso de que exista chimenea de equilibrio, se deberá evaluar su estado, determinar su tipología, describir sus dimensiones de forma aproximada y cotejarlas con las del proyecto original.

Tubería forzada

Se denomina tubería forzada o tubería en presión a la parte de la conducción situada entre el pie de la chimenea de equilibrio o, en su defecto, la toma en el embalse o en la cámara de carga, y la central. Pueden ser:

- Tuberías aéreas, apoyadas en silletas de acero o de hormigón, dispuestas a intervalos regulares, formando una viga continua. Dentro de este tipo se incluyen todas las tuberías exentas, es decir apoyadas a intervalos regulares, aunque estén situadas en el interior de un túnel.
- Tuberías enterradas en una zanja cubierta o embebida en hormigón y, por lo tanto, con un apoyo continuo en el fondo de la zanja o en el hormigón.

- Empotradas en un macizo de hormigón, como las situadas en el interior de las presas de fábrica.
- Tuberías subterráneas, en las que la conducción es un pozo vertical o inclinado con o sin revestimiento o blindaje.

Durante la visita técnica se deberá observar el estado de la tubería forzada, y se deberán obtener las siguientes características cotejándolas con el proyecto original en caso de estar disponible:

- Diámetro
- Longitud
- Material del que está construida
- Disposición
- Protección frente a la corrosión
- Identificación de principales accesorios (ventosas, drenajes, compensadores de dilatación, etc.).

Central

Se denomina central al edificio donde se aloja el equipo de generación y el conjunto de aparatos e instalaciones complementarias requeridas para la transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica. Se pueden establecer dos tipos principales de centrales; exterior, que será un edificio propiamente dicho, o subterránea, que será una caverna artificial.

Edificio de la central

En la visita técnica será necesario tomar medidas aproximadas o cotejar las medidas de los planos disponibles y conocer la disposición de los diferentes elementos del interior para poder realizar un croquis. También se evaluará su estado general, en base a guías específicas de evaluación del estado de edificios industriales, incluyendo la integración con el entorno.

Dentro de la central suelen existir espacios para alojar equipos auxiliares, oficinas, vestuarios, etc... A estos espacios se les denominará dependencias auxiliares, y se deberán revisar en la visita.

Sistemas auxiliares

Las centrales hidroeléctricas necesitan equipos y sistemas auxiliares que asistan a los equipos principales en el proceso de transformación de la energía; por ejemplo, conducciones eléctricas de potencia, celdas de protección, control y servicios auxiliares, válvulas de guarda, reguladores y sus actuadores, celdas de protección, pozos de achique y drenaje, sistema de control, puente grúa, sistema contra incendios y otros.

Deberá verificarse su existencia, describirse y valorar su estado de conservación y uso.

Equipo electromecánico de generación

El equipo electromecánico de una central hidroeléctrica lo componen las turbinas y los alternadores, y sus accesorios (volantes de inercia, cojinetes, ejes, válvulas de guarda, etc).

Turbinas

Las turbinas pueden clasificarse en dos grupos principales:

- Turbinas de acción, en las que el caudal de agua se utiliza en forma de chorro a la presión atmosférica, para lo que previamente se ha de transformar toda la energía potencial del agua en energía cinética. Dentro de este grupo, la turbina más común es la Pelton
- Turbinas de reacción, en las que el agua se utiliza a una presión superior a la atmosférica, por lo que solo una parte de su energía es cinética. Dentro de este grupo, las turbinas más comunes son las Francis y las Kaplan.



Figura 10. Turbina Francis



Figura 11. Turbina Pelton



Figura 12. Turbinas Kaplan

Las principales partes fijas y móviles de las turbinas de acción y reacción son:

TURBINAS DE ACCIÓN	TURBINAS DE REACCIÓN
Partes fijas	
Conducto distribuidor	Cámara espiral y ante distribuidor
Foso de la turbina	Tubo de aspiración
Carcasa	Tapa de la turbina
Partes móviles	
Inyectores	Distribuidor
Rodete	Rodete
Deflectores	Eje
Eje	

Tabla 1. Componentes turbinas de acción y reacción

El campo de utilización de las turbinas es variado, y depende de múltiples factores como la potencia, el salto disponible y el caudal. La figura siguiente muestra el campo de utilización de los distintos tipos de turbinas:

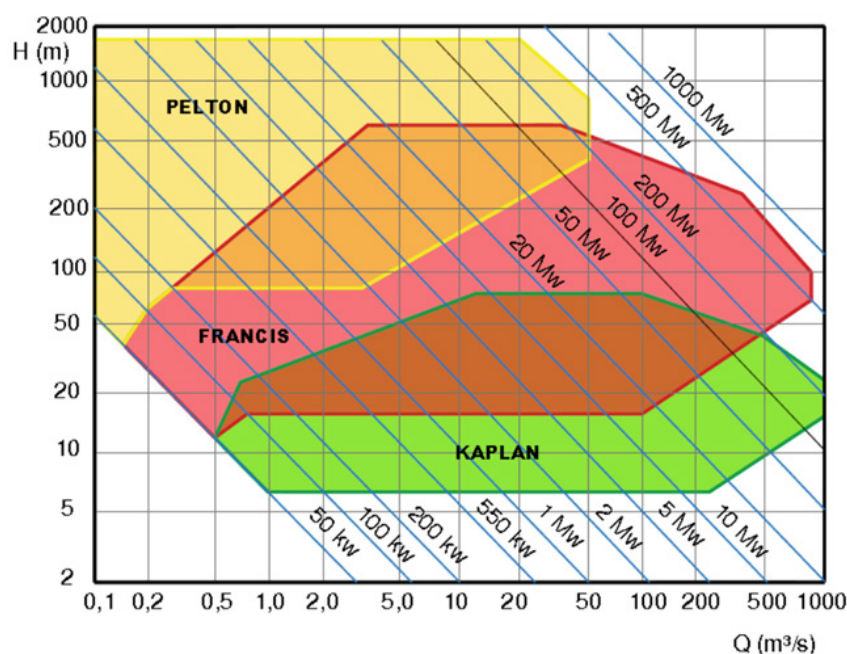


Figura 13. Diagrama de utilización de turbinas principales

En la visita técnica se deberá especificar el tipo de turbina, el estado general y de sus partes, así como las principales dimensiones y características. Se procurará comprobar que la turbina es capaz de entregar, a través del alternador, la potencia nominal para la que está diseñada, midiéndola a través de los propios sistemas existentes en la central.

Alternador

El alternador o generador transforma la energía mecánica suministrada por la turbina en energía eléctrica. La mayor parte de los alternadores que se utilizan en centrales hidroeléctricas son de tipo síncrono, salvo en pequeñas centrales.

Los componentes principales del alternador son:

- Rotor, que es la parte rotativa de los alternadores que, a través del eje del grupo, recibe el par motor transmitido desde la turbina.
- Estator, que es la parte fija del alternador donde se induce la corriente alterna, y se compone del núcleo o hierro activo, los arrollamientos o devanados, la estructura de soporte y la carcasa exterior.
- Eje, que transmite el par motor de la turbina al alternador.
- Cojinetes, que sirven para transmitir a la cimentación el peso y los empujes de las partes giratorias con el mínimo de pérdidas por rozamiento o fricción. En general, cada grupo hidroeléctrico tiene un único cojinete de empuje y dos o tres cojinetes de guía.
- Crucetas, que se disponen para trasladar a la cimentación las fuerzas transmitidas por los cojinetes de apoyo y de guía de los grupos hidroeléctricos verticales.
- Frenos. Los alternadores se equipan con un sistema de frenado mecánico para que al desconectar el alternador y cerrar la admisión a la turbina, se eviten daños en el cojinete de empuje.
- Refrigeradores, que se instalan para evitar la elevación de temperatura en el alternador provocada por las pérdidas energéticas.

- Sistema de excitación, que es el conjunto de dispositivos que suministran la corriente continua que necesitan los alternadores síncronos para inducir el campo magnético en los polos del rotor.

En la visita técnica se deberá especificar el tipo de alternador, sus dimensiones y características principales para su posterior contraste con la documentación recopilada. Asimismo, se evaluará el estado general del alternador y de sus componentes. Se verificarán, a través de los sistemas de la central, que no presentan temperaturas anormales y se procurará realizar una prueba de funcionamiento a potencia nominal, midiendo la misma con los propios sistemas existentes en la central.

Transformadores

Los elementos básicos de los transformadores son: el núcleo, los devanados, el sistema de refrigeración y los aisladores pasantes.

Se especificará la potencia del transformador principal y del transformador de servicios auxiliares, así como su tipología (interior, exterior, etc.).

Comprobaciones mediante inspección visual

El objetivo de la inspección visual será el de comprobar el estado de todos los componentes del aprovechamientos. Para su realización, se recomienda contar con la asistencia de personal especializado, ya sea de medios propios de los Organismos de cuenca, o mediante su contratación. Se abordarán las siguientes comprobaciones:

- Daños estructurales o grietas en los siguientes elementos:
 - Presa o azud
 - Escala de peces
 - Obra de toma
 - Desarenador
 - Canal de derivación
 - Cámara de carga
 - Tubería forzada
 - Chimenea de equilibrio
 - Edificio de la casa de máquinas
 - Canal de descarga
 - Túneles de acceso a central en caverna
- Estado general del edificio de la casa de máquinas
- Funcionamiento de los siguientes elementos:
 - Equipos de toma: compuertas y rejas
 - Equipos de la cámara de carga: compuertas y rejas
 - Equipo electromecánico: generador, válvula de guarda, armarios eléctricos, celdas, grupo oleo hidráulico, cableado y transformadores
 - Puente grúa
 - Energía eléctrica en la obra de toma
- Línea de interconexión
- Funcionamiento del sistema de comunicaciones entre los elementos de la central
- Funcionamiento de los sistemas de control (SCADA) y del tablero de control
- Seguridad de todos los componentes

Reportaje fotográfico

Se realizará un completo reportaje fotográfico, incluyendo todos los elementos del aprovechamiento. Junto a cada imagen se añadirá una descripción para facilitar su comprensión, lo que permitirá a la hora de realizar el diagnóstico una rápida identificación de lo representado en cada imagen.

Se deberán obtener fotografías de los distintos componentes del aprovechamiento, como presa, la toma, la conducción, la central, los equipos electromecánicos de generación y la subestación.

Asimismo, se recogerán fotográficamente los elementos no esenciales del AH y elementos del entorno que sean de interés para el estudio, particularmente caminos de acceso y tomas de agua para otros usos.

Informe de la visita

Una vez realizada la visita, se deberá preparar un informe que recoja todo lo observado en ella. Este informe debe recoger el esquema del aprovechamiento hidroeléctrico, las características de todos los elementos del aprovechamiento y su estado, una descripción de los caminos de acceso y el reportaje fotográfico con observaciones.

También se realizarán varios planos, incluyendo un croquis general con ortofoto de la instalación con la localización de todos los elementos del aprovechamiento, y croquis con medidas, en caso de que sea posible, de todos los elementos de la obra de toma y del edificio de la casa de máquinas.

El croquis de la obra de toma incluirá, en planta y en alzado, y se incluirán imágenes del reportaje fotográfico. En cuanto al croquis del edificio de la casa de máquinas, se realizará un croquis de la situación real de los accesos, y todos los elementos de su interior. Se dibujarán dos croquis en planta, uno de la cubierta y otro del interior.

En la Guía se incluye el Anexo I. Modelo ficha visita técnica como orientación para la realización de las visitas técnicas.

3.3. Ensayos

Una vez realizada la visita técnica, se realizarán una serie de ensayos al aprovechamiento hidroeléctrico. En el Capítulo 1. Introducción, se delimita el alcance general y ámbito de aplicación recomendado para los ensayos, según la potencia instalada del aprovechamiento, no obstante, el alcance específico de los ensayos dependerá del aprovechamiento concreto sobre el que se esté realizando el análisis de viabilidad recomendándose contar con la asistencia de una empresa especializada en este tipo de ensayos. La realización de ensayos es de una importancia capital en la evaluación del estado actual del aprovechamiento, ya que permiten; por un lado, identificar, sobre los componentes principales del aprovechamiento, aquellos que no se encuentren en condiciones de explotación segura, y por lo tanto, requieran revisiones y/o reparaciones; y por otro lado, aportan a futuros interesados en la explotación de las centrales revertidas, información precisa del estado de dichos equipos, así como de su rango de operación permitido. Los ensayos se han agrupado en los siguientes bloques:

Ensayos básicos.

El conjunto de ensayos básicos consiste principalmente en la realización de ensayos de potencia en la central, así como en la comprobación del estado de los transformadores, de las turbinas y de los generadores. Estos ensayos resultan económicos y sencillos de llevar a cabo, pudiendo en muchas ocasiones realizarse con la ayuda de los equipos de medición de la propia central. Deberán realizarse antes que cualquier otro porque un resultado satisfactorio puede llevar a omitir los siguientes ensayos.

Ensayo de rendimiento de la turbina

El rendimiento de una turbina se define como el cociente entre la energía producida por la misma y la energía disponible, es por ello que el conocimiento del rendimiento de una central hidroeléctrica, dotada con uno o varios grupos turbina-alternador, se traduce en una mejor explotación de la misma mediante la optimización del aprovechamiento del agua disponible, adicionalmente sirve para realizar un seguimiento del estado de la unidad, cuyo desgaste y deterioro se traduce en una pérdida de rendimiento de la instalación.

Comprobación del estado de transformadores y generadores

En general, es esperable, que los transformadores y los generadores estén sometidos a revisiones periódicas por parte del concesionario, por lo tanto, el estudio documental de las revisiones sería suficiente para valorar el estado de los mismos. Sin embargo, en caso de no disponerse de dicha información, se recomienda la realización de ensayos adicionales sobre los transformadores y generadores.

Due diligence técnica

La evaluación en detalle del aprovechamiento conlleva la realización de un conjunto detallado de ensayos, que se pueden denominar como *due diligence técnica*, en la que se evalúa por completo el estado de todos los componentes del aprovechamiento. Con carácter adicional a los ensayos básicos descritos anteriormente, se realizarán ensayos destinados a investigar posibles deterioros o causas de pérdidas de rendimiento, empleando algunos de los siguientes:

- Ensayos de rendimiento de turbina
- Ensayos de rendimiento de alternador
- Ensayos de vibraciones y de pulsaciones
- Ensayos de aislamiento del generador
- Termografía infrarroja y ultrasonidos
- Ensayos sobre el transformador (DGA, FQ y FF¹)
- Analíticas de los aceites de regulación y de lubricación
- Ensayo de pérdidas de carga
- Inspección visual del estado interno de la turbina

Fingerprint

Al ensayo completo del aprovechamiento, se le conoce como *fingerprint*, y consiste en la realización de todos los ensayos de la *due diligence técnica*, junto con la evaluación del funcionamiento de los componentes del aprovechamiento en un régimen de operación transitorio (arranques, paradas, cambios de carga y disparos).

1 DGA – Dissolved Gas Analysis; FQ – Físico químicos; FF – Furfural

Capítulo 4. Análisis hidrológico y de generación

Para plantear el escenario futuro en el que el aprovechamiento va a tener que desenvolverse, es fundamental realizar una proyección de las producciones estimadas de la central hidroeléctrica para que sirvan de base al cálculo de los indicadores económicos del estudio de viabilidad.

4.1 Análisis hidrológico

El objetivo del estudio hidrológico es obtener una curva de caudales clasificados del aprovechamiento, para en última instancia, obtener la producción P50 de la central, que es el valor anual de generación que tiene una probabilidad del 50 % de ser superado en un año completo. Dependiendo de la cantidad y calidad de los datos, el estudio en general se puede hacer de dos maneras:

- Por traslado de información de una o varias estaciones de aforos
- Utilización de un modelo hidrometeorológico

El primer caso se dará cuando existan estaciones de aforo en el mismo río donde se capta el agua o en una cuenca muy cercana, cuyas condiciones sean semejantes a la cuenca del aprovechamiento. Estas condiciones pueden ser el tamaño, la pendiente media, la orientación y la pertenencia a una misma cuenca de mayor tamaño.

En el segundo caso no existirán estaciones de aforo aptas para realizar un traslado de información. Se deberá recurrir entonces a realizar una calibración y validación de un modelo hidrometeorológico de una cuenca cercana y posteriormente implementar este modelo en la cuenca del aprovechamiento. En este caso se deberá recurrir a información de precipitación, temperatura y otras que requiera la modelización, tanto en la cuenca de referencia como en la del aprovechamiento.

Estaciones de aforo

Para realizar el estudio hidrológico, se deberá realizar un inventario con los datos existentes de la cuenca del aprovechamiento y cuencas cercanas que podrían aportar información. Se propone la siguiente tabla de contenido para inventariar cada estación.

Id	Tipo	Nombre	Corriente	Fecha inicio	Fecha final	%lagunas	Coordenadas

Tabla 2. Ejemplo de registro de estaciones hidrométricas

Los datos de las estaciones de aforo deberán tener una resolución diaria para poder general adecuadamente la curva de caudales clasificados.

Las cuencas tanto del aprovechamiento como de las que drenan hacia la estación de aforos se delinearán utilizando Sistemas de Información Geográfica (SIG), utilizando como base los Modelos Digitales del Terreno (MDT) disponibles en el Instituto Geográfico Nacional (IGN).

Se completarán las series no registradas en la información existente. Para ello se utilizarán métodos comúnmente utilizados en hidrología tales como:

- Correlaciones simples
- Correlaciones múltiples
- Vector Regional

El comportamiento homogéneo de las estaciones analizadas puede comprobarse por ejemplo con el método de Dobles Masas. Este método considera que, en una zona meteorológica homogénea, los valores de una variable que ocurre en diferentes puntos de esa zona en períodos determinados guardan una relación de proporcionalidad que puede representarse gráficamente.

Posteriormente, se realizará un análisis de tendencias y saltos siguiendo el mismo procedimiento propuesto para el Análisis histórico de la producción de la central.

Cuando se realice un traslado de datos de una estación de aforos al punto de toma del aprovechamiento, se procederá mediante la realización de una proporción de área y de precipitación de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Q_{ai} = Q_{bi} \times \frac{Aa}{Ab} \times \frac{Pa}{Pb}$$

Donde,

Q_{ai} = Caudal de la cuenca “a” en el día i (caudal calculado)

Q_{bi} = Caudal de la cuenca “b” en el día i (dato cuenca de referencia)

Aa = Área de la cuenca “a” en km² (cuenca de estudio)

Ab = Área de la cuenca “b” en km² (cuenca de referencia)

Pa = Precipitación media anual de la cuenca “a” (mm)

Pb = Precipitación media anual de la cuenca “b” (mm)

Modelo hidrometeorológico

Cuando se carece de datos de aportaciones, los métodos más utilizados son los modelos hidrometeorológicos, basados en la simulación del proceso precipitación-aportación de la cuenca.

Estos modelos simulan el ciclo hidrológico mediante balances hídricos. Estiman las aportaciones de la red fluvial a partir de las condiciones meteorológicas (precipitación, evapotranspiración, etc.), de las características físicas de la cuenca, y de la capacidad de infiltración y retención de agua en el suelo. Las precipitaciones son las determinantes de la aportación del río; aparte de la cantidad total caída, influye mucho la distribución de las mismas, y es importante determinar el régimen de precipitaciones de la cuenca.

El modelo se calibra y valida en una cuenca con datos de caudales y con semejanza hidrológica respecto a la cuenca de estudio. Los parámetros de calibración encontrados se aplican a la cuenca de estudio para que, mediante la información de precipitación de la cuenca entre otros inputs, se puedan generar los caudales en el punto de toma del aprovechamiento. Algunos modelos comúnmente usados son:

- Modelo matemático de transformación precipitación- aportación” (J.R. Témez, 1977).
- Modelo HBV. Instituto Meteorológico e Hidrológico sueco (SMHI).

El modelo deberá tener una eficiencia elevada, es decir, deberá reproducir los caudales reales con una precisión aceptable. Para esto se recomienda utilizar el criterio de Nash-Sutcliffe, que es uno de los más usados en Hidrología. Se define como:

$$E= 1- \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{sim,i} - Q_i)^2}{\sum_{i=1}^n (Q_i - \bar{Q})^2}$$

Donde,

$Q_{sim,i}$ = Caudal simulado en el mes i, m³/s

Q_i = Caudal observado (m³/s)

\bar{Q} = Promedio de caudales observados (m³/s)

y mide cuánto de la variabilidad de las observaciones es explicada por la simulación. Si la simulación es perfecta, E=1; si se intentase ajustar las observaciones con el valor promedio, entonces E=0. Algunos valores sugeridos para la toma de decisiones son resumidos en la siguiente tabla (1):

E	AJUSTE
<0,2	Insuficiente
0,2-0,4	Satisfactorio
0,4-0,6	Bueno
0,6-0,8	Muy bueno
>0,8	Excelente

Tabla 3. Bondad de ajuste según Criterio Nash-Sutcliffe

Curva de caudales clasificados

Independientemente del método utilizado para la obtención de los caudales, se calcularán las probabilidades asociadas a cada valor utilizando la formulación de Weibull descrita para la realización del Análisis histórico de la producción de la central.

El gráfico resultante será una curva de caudales clasificados (CCC) como la que se muestra en la siguiente figura:

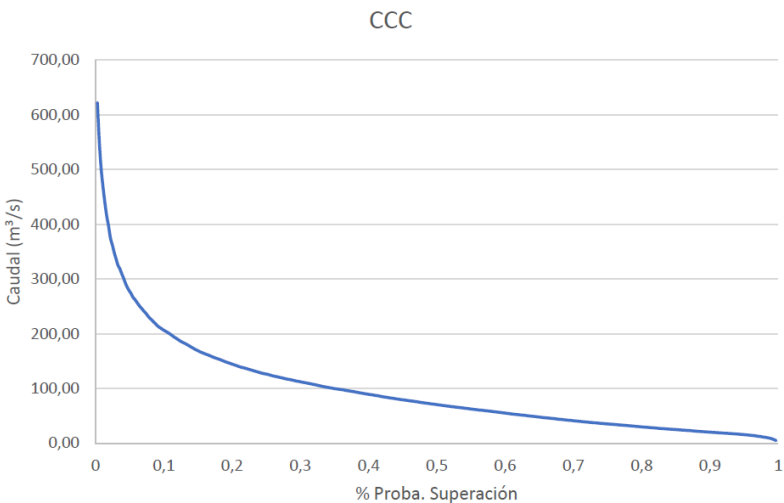


Figura 14. Ejemplo de curva de caudales clasificados

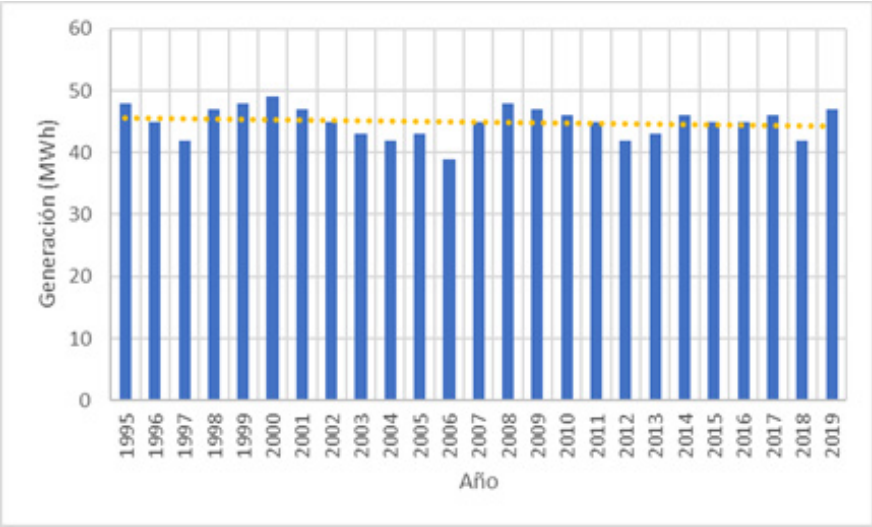
Para establecer la CCC para el año medio, bastará con transformar la probabilidad de superación (eje X del gráfico) en días multiplicando la probabilidad por 365.

4.2 Análisis de la generación

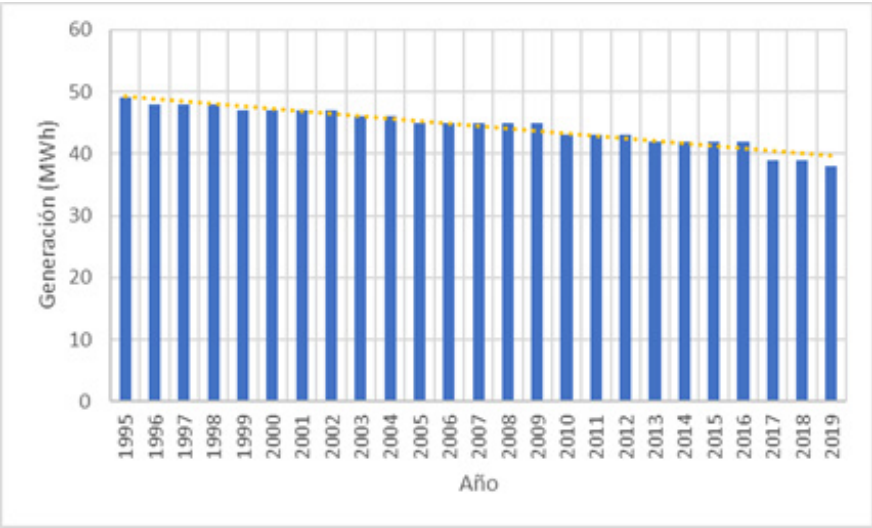
Análisis histórico de la producción de la central

Para realizar un análisis de generación de un aprovechamiento hidroeléctrico robusto, se considera necesario disponer de al menos 10 años completos de valores de generación anual, y preferentemente 30 años comprendidos en el último período climático normal. Los valores de generación podrán obtenerse de diferentes fuentes; autoliquidaciones del canon por utilización del agua para la producción de energía eléctrica, información remitida por el concesionario, el sistema de control de caudales (si se ha incluido la medición de la energía generada) o solicitarla al Operador del Sistema Eléctrico Español.

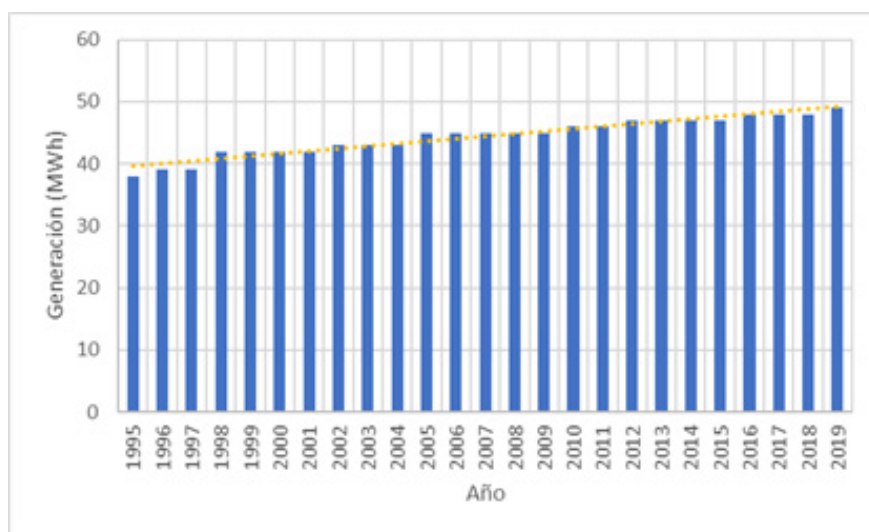
En primer lugar, se analizará si existe una tendencia o salto en la serie. Inicialmente esta evaluación se realizará de forma gráfica. Las siguientes imágenes muestran algunos ejemplos de series de datos con las que nos podemos encontrar:



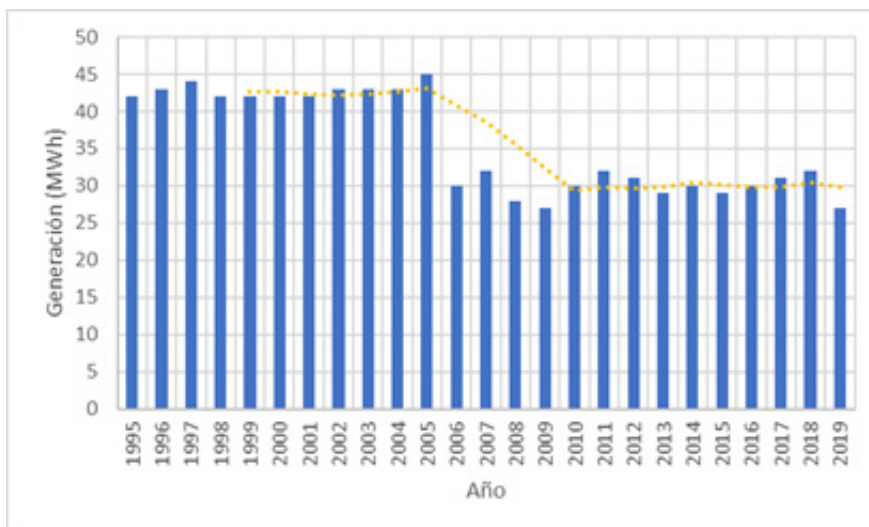
Serie sin evidencia gráfica de tendencia



Serie con evidencia gráfica de tendencia decreciente



Serie con evidencia gráfica de tendencia ascendente



Serie con evidencia gráfica de tendencia descendente

Figura 15. Ejemplo de análisis de tendencias y saltos

Si se observa una tendencia o salto en los datos, se deberá hacer un análisis para determinar si este comportamiento es estadísticamente significativo. Existen diferentes test para realizar este análisis, se recomienda utilizar los siguientes:

- Test Mann- Kendall (tendencial)
- Test Rho de Spearman (tendencial)
- Test Cusum (saltos)

Si no existiera evidencia estadística de una tendencia o si la tendencia fuera creciente, se procederá de la siguiente manera.

Los valores de generación anual se ordenarán de mayor a menor y a cada valor se le asignará una probabilidad de superación mediante la formulación de Weibull (plotting position):

$$P = \frac{m}{n + 1}$$

Donde,

m = posición del valor en la serie ordenada de mayor a menor

n = número de datos de la serie completa

El valor de generación correspondiente a una probabilidad de superación del 50% (P50) será el que se considere como representativo de las condiciones normales de la central.

Si existiera evidencia estadística de una tendencia decreciente, se procederá igualmente a estimar la P50 mediante la formulación de Weibull, teniendo en cuenta la ratio con la que la generación decrece anualmente. Esto hará que en cada año del periodo de análisis se tome en cuenta dicha tendencia decreciente. Esto es importante, especialmente si la disminución de las producciones se debe a una disminución en el caudal disponible, por lo que se deberá investigar las posibles causas de dicha tendencia negativa.

Si se encontrara un salto en los datos, se procederá al análisis de sus causas (cambio de equipo de generación, aumento de los caudales ecológicos, etc.) en este caso, se calculará la P50 únicamente con los datos más recientes de generación.

Debe señalarse que los métodos estadísticos reflejan la realidad de explotación ocurrida en el AH, no sólo la generación condicionada por motivos hidrológicos, sino que también recoge las indisponibilidades o averías ocurridas en el AH en el periodo de estudio. Esto implica que, a la hora de valorar los resultados, deba tenerse en cuenta los condicionantes que pueda haber sufrido el AH durante el período estudiado. No obstante, es considerado buena práctica no eliminar datos por haber sufrido sucesos de indisponibilidad significativos, puesto que los sucesos pueden repetirse en el futuro.

Análisis de producción para centrales fluyentes

El siguiente procedimiento es válido para centrales fluyentes y que no tienen ningún tipo de regulación. Es decir, aquellas centrales en las que la producción depende del caudal circulante en el momento de turbinar.

Los datos necesarios para el cálculo de la energía producida por la central hidroeléctrica son:

Curva de caudales clasificados

La curva de caudales clasificados se ha debido obtener en el estudio hidrológico. Para el cálculo de producciones se utilizará la curva media de caudales clasificados, generada a partir de todos los caudales diarios de las series completadas.

Caudal Ecológico y otros caudales prioritarios.

Antes de derivar cualquier cantidad de agua será necesario respetar el caudal ecológico mínimo fijado en el Plan Hidrológico en vigor y los caudales asociados a usos prioritarios. Solamente cuando disponibilidad de caudal sea superior, el aprovechamiento podrá comenzar a captar agua para turbinar hasta llegar al caudal de equipamiento (Qeq).

Se utilizarán los valores de caudal ecológico mínimo (Qec) que fije el Plan hidrológico de cuenca en vigor, correspondiente a la masa de agua en el punto de toma de la central. Para los usos prioritarios se tomarán los valores de caudales concesionales.

Perdidas de Carga en la Conducción y salto neto

Estas pérdidas de carga son principalmente debido a la fricción del agua con las paredes internas sobre todo en la tubería forzada, más las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla o de una válvula, etc. Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y se calculan mediante fórmulas derivadas de la dinámica de fluidos.

Se deberán conocer y verificar las características físicas que definen el salto útil y las conducciones que influyen en el cálculo del salto neto.

Tipo, número de turbinas y caudales de equipamiento (Q_{eq})

El tipo, número de turbinas y el caudal de equipamiento de cada una de ellas ha debido ser obtenido en la recopilación de información documental y en la visita técnica a la central, previa al DEA.

El caudal mínimo técnico difiere dependiendo del tipo de turbina. A falta de la información técnica propia de cada turbina se recomienda adoptar los siguientes valores:

- Turbina Francis: 35% Q_{eq}
- Turbina Kaplan: 30% Q_{eq}
- Turbina Pelton: 10% Q_{eq}
- Turbina Crossflow: 17% Q_{eq}

El caudal turbinable que podría utilizarse para generación eléctrica será el resultante de descontar el caudal ecológico y el resto de los caudales prioritarios al caudal disponible. La función condicional utilizada para obtener los caudales turbinables en cada momento es la siguiente:

1) Si el caudal circulante por el río es menor que la suma del caudal ecológico y el resto de los caudales prioritarios, el caudal turbinable será cero.

2) Si la diferencia entre el caudal circulante y la suma del caudal ecológico y el resto de los caudales prioritarios es positiva, se verificará que esa diferencia sea mayor que el caudal mínimo de equipo o mínimo técnico. Este caudal mínimo varía en función del tipo de turbina a utilizar.

3) Una vez verificados a y b, el caudal turbinable será la diferencia entre caudal circulante y la suma del caudal ecológico y el resto de los caudales prioritarios.

4) En caso de que el caudal susceptible de turbinar sea mayor que el caudal de equipamiento de la turbina, se turbinará dicho caudal de equipamiento

A continuación, se adjunta un diagrama de flujo ilustrativo del proceso descrito, que determinaría la regla de operación de la turbina en cada momento, según el caudal circulante:

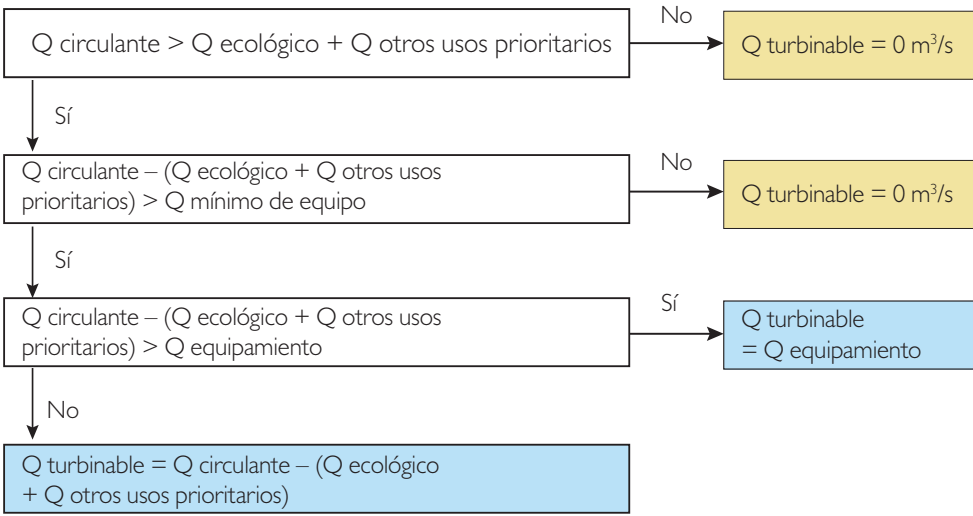


Figura 16. Diagrama de flujo del cálculo de generación

Rendimiento de las turbinas

En cuanto a los rendimientos de las turbinas, éstos dependerán del fabricante y del caudal que efectivamente se esté turbinando. En la práctica, el rendimiento máximo de las turbinas está comprendido entre 0,90 y 0,94, (2) no obstante, conforme el caudal se aleje del caudal nominal de equipamiento, los rendimientos serán inferiores. Así, para tomar en cuenta las variaciones de la eficiencia de las turbinas, existen curvas de eficiencia proporcionadas por fabricantes. Dichas curvas muestran la variación de la eficiencia respecto al caudal unitario (Caudal turbinado/Caudal de equipamiento), por lo que el valor utilizado en el cálculo de la potencia es variable y más preciso que un valor fijo de eficiencia.

Se deberá emplear los datos obtenidos de la recopilación de información y de la visita técnica previa al DEA. Si no se cuenta con las eficiencias de las turbinas del aprovechamiento, se recomienda utilizar los valores de los gráficos siguientes:

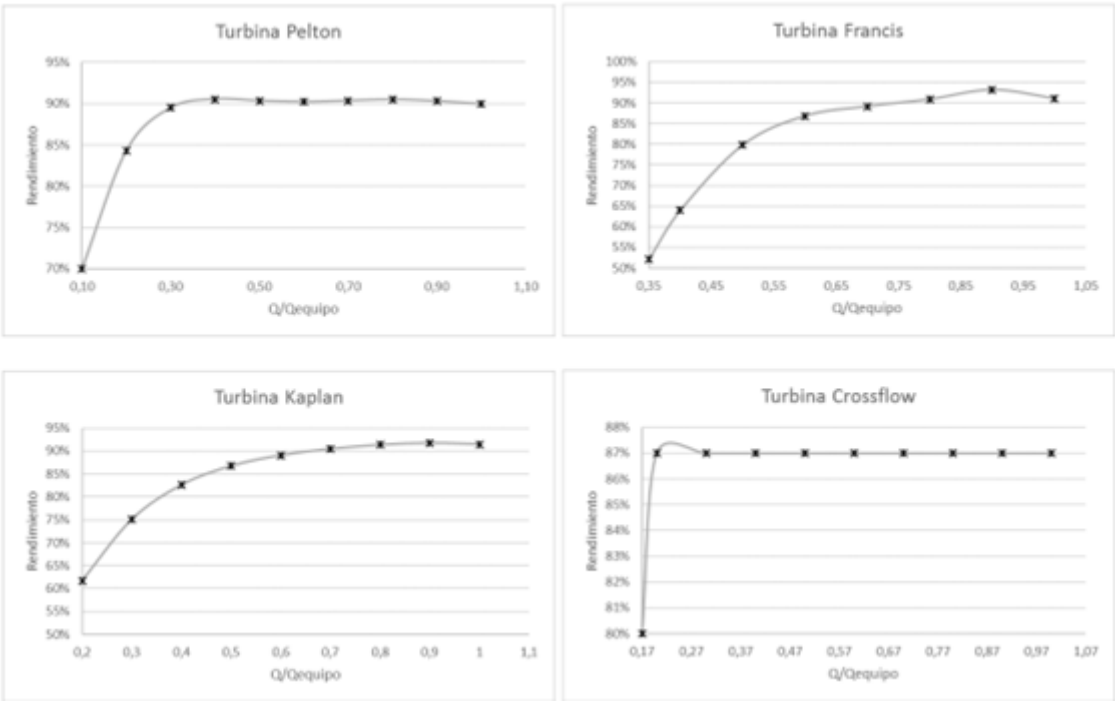


Figura 17. Curvas de eficiencia para diferentes tipos de turbinas

Rendimiento del generador y transformador

Se deberá emplear los datos obtenidos de la recopilación de información y de la visita técnica previa al DEA. En caso de que no se disponga de información propia del aprovechamiento se recomienda utilizar los siguientes valores:

- Rendimiento del Generador: $R_g = 96.0 \%$
- Rendimiento del Transformador: $R_{tr} = 99.0 \%$

Cálculo de producciones

La secuencia de cálculo a utilizar para la obtención de la potencia nominal de la central y la producción anual es la siguiente:

- 1) Se calcula el caudal mínimo técnico (Q_{min}) de cada turbina.
- 2) Se obtiene el caudal turbinable (Q).
- 3) La distribución de Q entre las turbinas, en caso de existir más de una, se deberá plantear teniendo en cuenta las instrucciones de operación del concesionario, procurando en todo caso que se maximice la producción.
- 4) Se obtiene el rendimiento de la turbina a partir del caudal que ingresa a esta.
- 5) Se calcula el salto neto (H_n) para el caudal turbinado.
- 6) Con el resto de los rendimientos de equipos se calcula la potencia generada por cada turbina utilizando la siguiente expresión:

$$P = 9,81 \times R_t \times R_g \times R_{tr} \times Q \times H_n$$

Donde:

P = Potencia de salida del transformador (kW).

R_t = Rendimiento de la turbina.

R_g = Rendimiento del generador.

R_{tr} = Rendimiento del transformador

Q = Caudal turbinado (m^3/s).

H_n = Salto neto (m).

La producción del día se calcula multiplicando la potencia de cada turbina por 24 horas de funcionamiento, y sumando las producciones individuales por turbina.

La suma de las producciones calculadas para cada uno de los 365 días del año resulta en la producción anual del año en estudio.

Análisis de producción para centrales con embalse de regulación

En los aprovechamientos hidroeléctricos fluyentes la consigna suele ser la maximización de la producción, lo cual se logra captando el máximo caudal permitido por la concesión de aguas, las restricciones ambientales que le sean de aplicación y a las limitaciones técnicas de los equipos.

Generalmente el salto bruto suele ser constante. Sin embargo, en el caso de centrales con embalse de regulación, existen otros factores a tomar en cuenta para modelizar la proyección

de la generación, tales como la maximización de la producción en horas punta o la variación del salto bruto por la fluctuación de los niveles del embalse.

Para determinar la producción eléctrica en centrales con embalse de regulación se tendrá que desarrollar un modelo particular del funcionamiento del embalse basado en balances de volumen del mismo, no solamente para obtener el caudal turbinable, sino para saber el salto bruto probable en cada momento del análisis, dada la variabilidad en el nivel del embalse a lo largo del año.

Lo que el modelo tendrá que hacer es, de forma diaria (idealmente de forma horaria), calcular el balance de volumen del embalse tomando las siguientes variables:

- Volumen al inicio del día. Se calculará mediante la curva volumen-nivel del embalse.
- Aportaciones del día. Obtenidas por proyecciones basadas en el estudio hidrológico desarrollado en el epígrafe 4.1, ya sea mediante registros de estaciones de aforo, registros de caudales entrantes del embalse o mediante un modelo hidrometeorológico.
- Caudal ecológico y otros caudales prioritarios. Si estos caudales son turbinables, por ejemplo, en el caso de un aprovechamiento de pie de presa y con equipos preparados para ello, deberá tomarse en cuenta en el modelo.
- Dentracciones. Se tomarán en cuenta todos aquellos volúmenes que reduzcan el volumen diario disponible para turbinar, por ejemplo, detracciones para riego o abastecimiento o las pérdidas por evaporación del embalse.
- Restricciones del embalse. Se tomarán en cuenta las restricciones de niveles del embalse recogidos en las normas de explotación (resguardo) o por la planificación que se tenga de otros usos (reservas con cotas mínimas establecidas).
- Consignas. Por ejemplo, maximización de la producción en horas punta o maximización de la producción total.

El modelo deberá optimizar el uso de los equipos disponibles, de tal forma que se cumplan las consignas con el mayor grado de eficiencia, verificando que en todo momento se respeten las restricciones impuestas, y servirá para el planteamiento de mejoras, hibridaciones y adaptaciones en los equipos existentes.

Capítulo 5. Diagnóstico del estado actual

Este capítulo tiene como objetivo describir el procedimiento para realizar un Diagnóstico del Estado Actual (DEA) del aprovechamiento hidroeléctrico, basado en la documentación existente, las visitas de campo y los ensayos realizados a los equipos del aprovechamiento.

El DEA puede tener una complejidad importante dependiendo, entre otros factores, del tamaño del aprovechamiento. En este sentido, se propone que – como mínimo – el estado de los componentes del aprovechamiento sea calificado por un técnico especializado, en base a la documentación recopilada, las visitas técnicas y los resultados de los ensayos. En aquellos casos en que se desee profundizar más en el estado del aprovechamiento, se proponen dos metodologías, una cualitativa y otra cuantitativa, para la determinación del estado de los componentes del aprovechamiento:

a) Método Banco Mundial. Este método consiste en realizar una evaluación simplificada de la central, basada en la metodología planteada por el Banco Mundial en su publicación de 2020 “Estrategias de operación y mantenimiento para energía hidroeléctrica: manual para profesionales y tomadores de decisiones” (3).

b) Método HAP. En este método se evalúan más exhaustivamente todos los componentes de la central, utilizando la metodología elaborada por el Hydropower Advancement Project (HAP) en su Manual de Evaluación de Condiciones (Revisión 1.1) (4) y en su Manual de Evaluación de Desempeño (Revisión 1.1) (5). Se recomienda utilizar este método en grandes centrales con potencias instaladas que superen los 50 MW y de singular importancia.

El resultado del DEA se recogerá en un informe específico, que de forma concisa delimitará:

- a) Una descripción del estado documental del aprovechamiento, argumentando si falta información y si es relevante o si por el contrario el inventario está completo y organizado correctamente.
- b) Una descripción del aprovechamiento, y de sus componentes.
- c) Una valoración sobre las producciones históricas, evaluando la utilización media del aprovechamiento, las indisponibilidades por fallos en los equipos y la posible falta de recurso y sobredimensionamiento de los equipos.
- d) Una calificación del estado general de los componentes del aprovechamiento, en la que se delimiten las reparaciones necesarias para que el aprovechamiento se encuentre en condiciones de explotación, y se programen las inversiones de actualización y mantenimiento necesarias para la continuidad de la explotación.

5.1. Evaluación documental

Una vez recibida, estudiada y archivada toda la información del aprovechamiento, se deberá hacer un inventario ordenado de toda la documentación existente, el cual se incluirá en el DEA de forma tabulada.

Asimismo, se detallará la información o documentación que, siendo necesaria, no ha sido posible localizar para su inclusión en el inventario de la documentación asociada al aprovechamiento.

En el Anexo II. Contenido descripción del aprovechamiento se encuentra el índice para realizar una descripción narrativa del AH.

5.2. Descripción del aprovechamiento hidroeléctrico y sus componentes

Se incluirá una tabla resumen en la que se definan las principales características del aprovechamiento. Esto servirá para tener una referencia rápida de todo lo que se incluirá a continuación.

Esta tabla resumen contendrá información de situación, salto, caudal de equipamiento, caudal concesionado, caudales ecológicos, tipo y número de turbinas, tipología (pie de presa, filo de agua, existencia de regulación), longitud y tipología de conducciones (canales, túneles, tuberías de acero, tuberías metálicas, etc.), longitud y tensión de línea de interconexión, subestación a la que se interconecta, volumen útil del embalse, producción media anual P50 y factor de planta.

Parámetro	Unidad	Valor
Nombre		La riera
Término(s) Municipal(es)		Somiedo
Provincia(s)		Asturias
Río(s)		Somiedo
Potencia instalada en alternadores	kVA	9.780
Potencia instalada en turbinas	kWh	7.824
Producción P50	MWh	32.000
Utilización media	H eq	4.090
Saldo bruto	m	127,20
Caudal de equipamiento de central	m³/s	7,86
Caudal máximo concesional	m³/s	9,00
Tipología de central		
Relación con el terreno		Exterior
Relación con el terreno		Separada
Tamaño		Minicentral
Régimen de flujo		Fluyente
Presas asociadas		
1		Somiedo
2		Saliencia
3		Azud de las Morteras
Volumen útil del embalse	hm³	
Longitud de conducción lámina libre	m	6.013
Canal de la Riera	m	4.406
Canal de las Mortreas	m	1.607
Tipología de conducción lámina libre		
		Canal a cielo abierto
		Canal en túnel
		Acueducto
Longitud de tubería forzada	m	238
Diámetro tubería forzada	cm	180
Tipo de turbinas		Francias
Nª de turbinas		3

Tabla 4. Tabla resumen de aprovechamiento. Ejemplo de C.H. La Riera.

Se podrán añadir otros parámetros, recomendándose limitar la extensión de la tabla a información básica.

Adicionalmente, se recomienda la inclusión de un esquema en planta del aprovechamiento hidroeléctrico, con la indicación de al menos los siguientes componentes: obra de toma, cámara de carga/chimenea de equilibrio, conducciones, edificio de la central y canal de descarga.

Posteriormente se describirán todos los elementos del aprovechamiento con el máximo detalle posible, agrupando los componentes en los siguientes bloques:

- 1) Obra civil
- 2) Equipos electromecánicos
- 3) Interconexión
- 4) Sistemas de comunicación y operación

5.3. Valoración de producción histórica

En base a la metodología descrita en el Capítulo 4. Análisis hidrológico y de generación, el informe de DEA incluirá un análisis de la producción histórica de la central, que incluya al menos, la siguiente información:

- Tabla resumen y gráfico de las producciones mensuales de los últimos 5 años
- Tabla resumen y gráfico de las producciones anuales de todos los años con registros
- Valoración sobre la relación entre potencia máxima entregada y potencia nominal de los grupos
- Valoración sobre periodos de indisponibilidad
- Valoración sobre periodos de producción con potencias menores a los mínimos técnicos de las turbinas.

5.4. Calificación estado general de los componentes

En base a lo recogido en el epígrafe 1.2, se recomienda utilizar alguno de los siguientes métodos.

Valoración mínima del estado actual del aprovechamiento

La valoración mínima del estado actual del aprovechamiento consistirá en la calificación subjetiva del estado, a nivel de componente, del aprovechamiento por parte de técnico especializado, en base al resultado de la documentación recopilada, de las visitas y de los ensayos realizados.

La valoración del estado deberá delimitar las reparaciones necesarias en el aprovechamiento, y una estimación de las inversiones de mantenimiento y actualización que serán necesarias en caso de continuar con la explotación.

Método Banco Mundial - Evaluación simplificada

Para realizar el diagnóstico mediante la evaluación simplificada del estado actual del aprovechamiento, se empleará la metodología que se describe a continuación y que está basada en la publicación de 2020 del Banco Mundial titulada “Estrategias de operación y mantenimiento para energía hidroeléctrica: manual para profesionales y tomadores de decisiones” (1). En concreto, la metodología que se basa en los siguientes capítulos de la citada publicación:

- 1.3 - Evaluación del estado de los activos
- 1.4 – Análisis de la raíz de la causa [de los deterioros de un activo]
- 3.4 – Planificación de reparaciones y mejoras
- 3.5 – Mejoras o actualizaciones del funcionamiento de las instalaciones
- 3.6 – Modernización de instalaciones existentes
- 6.3 – Estimación de presupuestos de inversiones [CAPEX]

- El método propuesto consiste básicamente en cinco pasos:
- 1) Valoración del estado actual del AH mediante asignación de puntuación según el estado de cada uno de los componentes integrantes del mismo.
 - 2) Análisis de los motivos de deterioro en aquellos componentes que están en mal estado.
 - 3) Determinar reparaciones necesarias
 - 4) Planificar inversiones de mantenimiento y actualización
 - 5) Estimar presupuestos asociados a las inversiones.

Paso 1: Valoración de estado

Para realizar el diagnóstico se recomienda establecer una escala numérica con la que se pueda evaluar el estado de cada componente del aprovechamiento por separado y en su conjunto. Se propone la siguiente escala:

Valor	Estado	Descripción
1	Pésimo	El componente de la central necesita una intervención inmediata para su correcto funcionamiento.
2	Deficiente	El componente de la central no necesita una intervención inmediata para su buen funcionamiento, pero su eficacia es limitada y debe intervenir a medio plazo.
3	Aceptable	El componente de la central NO necesita una intervención para su buen funcionamiento.
4	Bueno	El componente de la central NO necesita una intervención para su buen funcionamiento, es eficaz y presenta un estado óptimo.

Tabla 5. Escala de valoración de estado

En base a esta escala de valores se procederá a analizar cada uno de los componentes en formato tabla y basándose en la documentación recopilada, la vista técnica, y en su caso, los ensayos realizados a cada uno de ellos.

La primera etapa consistirá en dividir el aprovechamiento en componentes, y a su vez, cada uno de ellos en subcomponentes. Como referencia se propone la siguiente división general, que quedará abierta a las especificidades de cada proyecto:

Componente 1	Presa o azud y embalse
Subcomponentes	Accesos, medios humanos y auxiliares
	Auscultación
	Coronación
	Paramento aguas arriba
	Paramento aguas abajo
	Cimientos
	Galerías
	Aliviadero
	Cuenca amortiguador
	Órganos de desagüe
	Vaso y zonas adyacentes
	Escala de peces

Tabla 6. Subcomponentes de presa

Componente 2	Toma
Subcomponentes	Bocatoma
	Compuertas
	Reja de gruesos
	Reja de finos
	Limpiarrejas
	Barrera de peces
	Desarenador
	Suministro de energía eléctrica

Tabla 7. Subcomponentes de toma.

Componente 3.1	Conducción (canal)
Subcomponentes	Revestimiento
	Protección frente a caídas
	Cajeros
	Juntas
	Drenaje
	Túnel
	Acueducto
	Sifón
	Compuertas

Tabla 8. Subcomponentes de conducción (canal).

Componente 3.2	Conducción (cámara de carga)
Subcomponentes	Revestimiento
	Protección frente a caídas
	Juntas
	Drenaje
	Aliviadero
	Rejas
	Limpiarrejas
	Compuertas
	Suministro de energía eléctrica

Tabla 9. Subcomponentes de conducción (cámara de carga).

Componente 3.3	Conducción (túnel en presión)
Subcomponentes	Revestimiento
	Sostenimiento
	Emboquilles y accesos
	Piezómetros

Tabla 10. Subcomponentes de conducción (túnel en presión).

Componente 3.4	Conducción (chimenea de equilibrio)
Subcomponentes	Revestimiento
	Protección frente a caídas
	Juntas
	Drenaje
	Aliviadero
	Rejas
	Compuertas
	Suministro de energía eléctrica

Tabla 11. Subcomponentes de conducción (chimenea de equilibrio).

Componente 3.5	Conducción (tubería forzada)
Subcomponentes	Silletas
	Macizos de anclaje
	Protección anticorrosiva
	Uniones o soldaduras
	Juntas de dilatación
	Piezas especiales y drenajes

Tabla 12. Subcomponentes de conducción (tubería forzada).

Componente 4.1	Central (Edificio)
Subcomponentes	Estructura
	Cimentación
	Cerramiento
	Cubierta
	Dependencias auxiliares
	Accesos
	Gestión de residuos y aceites
	Puertas, ventanas, rejas y ventilación
	Puente grúa
	Canal de restitución

Tabla 13. Subcomponentes de central (edificio).

Componente 4.2	Central (Sistemas auxiliares)
Subcomponentes	Válvulas de protección
	Ataguías de descarga
	Sistemas de achique y drenaje
	Regulador
	Compresor
	Refrigerador
	Actuador
	Conducciones eléctricas
	Sistema de control
	Celdas
	Sistema contra incendios

Tabla 14. Subcomponentes de central (sistemas auxiliares).

Componente 5.1	Equipo electromecánico de generación (turbinas)
Subcomponentes	Conducto distribuidor
	Foso de la turbina
	Carcasa
	Cámara espiral y ante distribuidor
	Tubo de aspiración
	Tapa de la turbina
	Inyectores o distribuidor
	Rodete
	Deflectores
	Eje
	Admisión de aire

Tabla 15. Subcomponentes de equipo electromecánico de generación (turbinas).

Componente 5.2	Equipo electromecánico de generación (alternadores)
Subcomponentes	Rotor
	Estator
	Eje
	Cojinetes
	Crucetas
	Frenos y volantes de inercia
	Refrigeradores
	Sistemas de excitación

Tabla 16. Subcomponentes de equipo electromecánico de generación (alternadores).

Componente 5.2	Subestación y línea eléctrica
Subcomponentes	Núcleo transformador
	Devanados transformador
	Sistema de refrigeración
	Aisladores pasantes
	Interruptores de circuito
	Reconectores o cuchillas

Tabla 17. Subcomponentes de subestación y línea.

Paso 2: Análisis de motivo de deterioro

En paralelo al reconocimiento de los componentes, en concordancia con la documentación recopilada y analizada, se describirán, en caso de ser conocidos, los motivos de deterioro de aquellos elementos que no estén en estado “aceptable” o “bueno”.

La realización de los pasos 1 y 2, que generalmente podrán hacerse de forma simultánea, se concluirá con la confección de tablas de diagnóstico, que pueden seguir el ejemplo que se presenta en la página siguiente.

Se pondrá especial cuidado en calificar como pésimo un elemento, ya que esto supone requerir una inversión inmediata.

En la siguientes tabla se incluyen ejemplos de diagnósticos de distintos componentes.

Componente	Subcomponente	Estado (De acuerdo con escala de valores)	¿Necesita inversiones inmediatas? ²	Riesgo si no se realizan inversiones inmediatas	Observaciones y motivos del deterioro
Presa	Cuerpo de la presa	3	No		Depósitos calcáreos de magnitud moderada de origen incierto
Presa	Órganos de desagüe	1	Sí	Incumplimiento normativa seguridad de presas. Riesgo ante una avenida.	Fallos hidráulicos. La compuerta Taintor no abre completamente. Insuficiente presión de grupo oleo hidráulico para abrir la compuerta
Obra de Toma	Rejas de toma	4	No		Rejillas sustituidas en 2021
Obra de Toma	Limpiarrejas de toma	4	No		Limpiarrejas sustituido en 2021
Obra de Toma	Desarenador	2	No		Necesita reparaciones puntuales en el hormigón. Desgaste normal por antigüedad.
Conducción	Canal de hormigón	2	No		Necesita reparaciones puntuales en el hormigón. Desgaste normal por antigüedad.
Conducción	Cámara de carga	4	No		Reconstrucción completa en 2021
Conducción	Tubería forzada	2	No		Es necesario un refuerzo en la pintura. El macizo N°7 necesita reparación por daños por derrumbe. El mal estado de la pintura se debe al natural desgaste por acción de agentes meteorológicos.

² Solamente si el Estado = 1

Tabla 18. Ejemplo de diagnóstico de subcomponentes.

Paso 3: Determinación de reparaciones

Una vez realizadas las evaluaciones de los componentes del aprovechamiento, será necesario determinar las reparaciones necesarias para que el aprovechamiento se encuentre en condiciones de explotación. Tendrán la consideración de reparaciones todas aquellas actuaciones necesarias para poder continuar la explotación en el corto plazo, bien por fallos técnicos, bien por necesidades de mantenimiento atrasadas, o bien por cumplimiento de normativas, condicionantes ambientales o similares a los que estuviera obligado.

Por citar ejemplos, reparar un alternador con temperaturas fuera de rango, inspeccionar un transformador que lleva más tiempo del reglamentario sin inspección, o la instalación de iluminación de emergencia en una galería de presa, tendrán la consideración de reparaciones aun cuando la central aparentemente pueda seguir generando sin realizarlas.

Paso 4: Planificación de inversiones

Determinadas las reparaciones necesarias para que el aprovechamiento pueda seguir en condiciones de explotación, será necesario planificar las inversiones de actualización y mantenimiento, que no son necesarias para continuar con la explotación.

Como ejemplos, pueden señalarse: el pintado de una tubería forzada que empieza a mostrar síntomas leves de corrosión, la reparación de un rodete por la pérdida de rendimiento que se prevé tenga en un plazo determinado, realización de un nuevo órgano de desagüe en una presa. Sobre las inversiones necesarias, deberá señalarse no sólo su necesidad sino el momento estimado para realizarla.

Para cada inversión, se realizará una breve descripción técnica, con prescripciones básicas que permitan determinar los presupuestos estimados de las mismas.

Paso 5: Presupuestos de inversiones

La estimación de las inversiones se realizará en base a precios de referencia o índices, no siendo necesario desglosar todas las partidas al nivel de un Proyecto Constructivo. El objetivo es tener un valor cercano a la realidad, pero tomando en cuenta que pueden existir desviaciones respecto al momento en el que se ejecuten dichas inversiones. Si el Diagnóstico se realiza con suficiente antelación, la precisión en cuanto a los importes de inversión será mayor, ya que se podrán hacer mediciones más detalladas e incluso obtener precios de proveedores. Esto disminuye la incertidumbre y mejora las previsiones en el cronograma de inversiones.

Existen muchas fuentes de información de precios unitarios. A continuación, se desglosan algunas de ellas

Para los precios relacionados con la obra civil, destacan:

- Base de Precios de Referencia de la Dirección General de Carreteras
- Base de Precios de Canal de Isabel II
- Base de Precios del Grupo TRAGSA
- Base de Precios del Gobierno de Extremadura

Para los equipos electromecánicos y los costes de O&M, si bien se puede consultar con fabricantes, con proyectistas u operadores con amplia experiencia en el campo, suele ser suficiente aplicar índices y aproximaciones de fuentes de datos reconocidas, tales como:

- Natural Resources Canada – NRC (2005). Clean Energy Project Analysis. RETScreen

Engineering & Cases Textbook. Third Edition. Minister of Natural Resources Canada Natural Resources Canada (NRC) es el ministerio de Canadá responsable de los recursos naturales. Esta entidad ha desarrollado una herramienta para el análisis de viabilidad de proyectos de eficiencia energética, energías renovables y cogeneración, así como para el análisis del rendimiento energético operativo, denominada RETScreen (NRC, 2005) y que se actualiza frecuentemente, y se particulariza para distintas zonas del mundo.

El modelo RETScreen permite la estimación del presupuesto de la inversión en equipos e incluso en determinadas obras civiles. Concretamente, incluye dos metodologías: el Método de las Fórmulas y el Método Detallado.

El Método de las Fórmulas utiliza ecuaciones obtenidas a partir de datos recopilados a lo largo de veinte años, tanto de centrales hidroeléctricas de gran capacidad instalada como de minicentrales. Utilizando correctamente este método se tendrá una línea base para el proyecto. Por otro lado, el Método Detallado permite al usuario introducir cantidades y precios unitarios para el cálculo final del presupuesto.

- International Renewable Energy Agency – IRENA. Renewable Power Generation Costs

Las publicaciones anuales de IRENA, aunque no contienen precios específicos de equipos, son una buena referencia respecto a los costes por kW instalado de plantas nuevas, los valores de LCOE esperados y las referencias de costes de O&M.

- Alvarado Ancieta, Cesar. (2009). Estimating E&M powerhouse costs. International Waterpower and Dam Construction. 61. 21-25.

Después de recopilar datos estadísticos sobre los costos de equipos eléctricos y mecánicos para 81 proyectos hidroeléctricos seleccionados (60% 2007-2008 y 40% 2002-2006), el autor propone diagramas que permiten una estimación cercana de los costos de los equipos electromecánicos de centrales eléctricas con turbinas Pelton, Francis, Kaplan, Kaplan-Rohr, turbina Bulb o turbina de bomba Francis.

Esta publicación es de 2009 por lo que los precios unitarios resultantes deberán actualizarse en base a la inflación y la tendencia de los precios de estos productos.

Los resultados de la necesidad de inversiones se presentarán en una tabla como la que se muestra a continuación.

Componente	Subcomponente	Inversión estimada (€)	Prioridad	Calendario de inversión
Conducción	Conducción forzada	10.000	Baja	2027
Central	Elementos de seguridad	15.000	Alta	Inmediato
Central	Equipos Oleo hidráulicos	1.500	Media	2025
Central	Equipos de generación	150.000	Baja	2030
Central	Elementos auxiliares	25.000	Alta	Inmediato
Total inversiones prioridad Alta		210.000	94,82%	
Total inversiones prioridad Media		1.500	0,67%	
Total inversiones prioridad Baja		10.000	4,51%	

Tabla 19. Ejemplo de resumen de presupuesto de inversiones.

Las calificaciones del estado de los componentes se realizarán en base a 10 mediante la siguiente expresión:

Donde,

$$Estado = \frac{\Sigma CO}{\Sigma CMP} \times 10$$

Estado = estado general del componente

ΣCO = sumatoria de las calificaciones otorgadas (entre 1 – pésimo y 4 - bueno) a cada subcomponente.

ΣCMP = sumatoria cuyo total es la calificación máxima posible. Considerando que la calificación máxima es 4, bastará con multiplicar por este valor el número de componentes evaluados.

La escala de valores propuesta es la siguiente:

Valor	Estado	Descripción
0 – 3	Pésimo	La central necesita de muchas intervenciones para su funcionamiento.
3 – 5	Deficiente	La central necesita de intervenciones significativas para su óptimo funcionamiento.
5 – 7	Aceptable	La central necesita de pocas intervenciones para su óptimo funcionamiento
7 – 10	Bueno	La central necesita de un número mínimo de intervenciones para su óptimo funcionamiento.

Tabla 20. Escala de valores del resultado numérico del DEA

Esta escala se refiere a esfuerzo requerido para poner la central en su nivel óptimo de operación desde el punto de vista de la cantidad de intervenciones necesarias para tal fin, lo cual no necesariamente implica un importe elevado de inversiones.

La calificación únicamente dará una noción sobre la inmediatez de las inversiones a realizar, sin embargo, en una siguiente etapa se evaluará, mediante análisis multicriterio, si las inversiones estimadas son justificables de cara a la viabilidad futura del AH.

Método HAP - Evaluación detallada

La mayor complejidad de este método lo hace aconsejable sólo para casos donde se disponga de recursos suficientes para la elaboración del DEA y que correspondan a centrales de singular importancia, reservándose en todo caso a grandes centrales (> 50 MW), y no en todos los casos.

El método, consistente en la metodología elaborada por el Hydropower Advancement Project (HAP) en su Manual de Evaluación de Condiciones (Revisión 1.1) (4) y en su Manual de Evaluación de Desempeño (Revisión 1.1) (5), evalúa exhaustivamente todos los componentes de la central.

No es objetivo de esta Guía reproducir o traducir al castellano las citadas publicaciones, sino simplemente describir las metodologías que fijan para facilitar al Director del Estudio la decisión de aplicar o no las metodologías HAP.

En este método se distinguen dos partes. Por un lado, se evalúa la condición de la central como la suma de la condición de cada una de sus partes. Por otro lado, se realiza un análisis del desempeño del aprovechamiento en cuanto a sus producciones.

El alcance de los activos que se evalúan incluye todos los componentes principales de los sistemas mecánicos, eléctricos, civiles y de instrumentos y controles, así como algunos componentes mecánicos auxiliares. Cada componente que tiene un documento asociado para describir cómo se evaluará su condición, así como un formulario de inspección y una lista de verificación que proporcionan a los miembros del equipo de evaluación un cuaderno útil para la inspección in situ y la recopilación de datos.

Unidades de evaluación

En el contexto de la evaluación, los activos de la central hidroeléctrica se clasifican jerárquicamente como Plantas, Unidades, Componentes (Sistemas, Estructuras) y Partes, como se muestra en la siguiente figura:

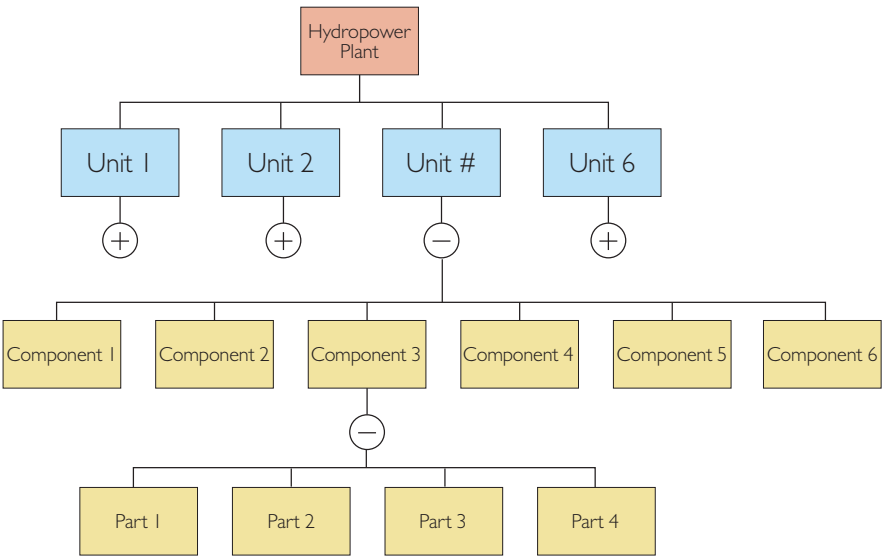


Figura 18. Jerarquía ilustrativa de activos hidroeléctricos para análisis de estado actual por método HAP

Las unidades de generación de energía son esencialmente el núcleo de una planta hidroeléctrica, pero el alcance de la evaluación de las condiciones de la unidad se extiende desde el equipo de turbina-alternador hasta el sistema eléctrico. El proceso de calificación es una agregación ascendente de calificación, con las partes de un componente agregadas a una calificación de componente, las calificaciones de componentes agregadas a calificaciones de unidad y las calificaciones de unidad agregadas a calificaciones de instalaciones. Por ejemplo, para evaluar la condición de una turbina, primero se califican las partes de la turbina y luego se puede evaluar la condición general de la turbina en función de las calificaciones de las partes de la turbina.

Cuando se evalúan todos los componentes, se puede evaluar la condición general de la unidad turbina-alternador y finalmente la condición de la planta.

Parámetros de condición

Los siguientes cinco parámetros de condición se calificarán para cada parte:

- **Antigüedad.** Los años que una pieza o equipo ha estado en servicio desde que se encargó inicialmente o se reemplazó previamente.
- **Condición física.** Este es un término muy general. Se refiere a aquellas características y desempeños que son observables o detectados mediante inspección visual, medición y prueba. El significado de Condición física puede variar de un componente a otro y de una parte a otra. Para rodetes de turbinas, significa rugosidad superficial, grietas, cavitación, etc., mientras que para devanados de generadores puede referirse a resistencia de aislamiento e índice de polarización. Para el diagnóstico del estado empleando este método, la Condición física se calificará en base a inspecciones visuales y recopilación de pruebas y mediciones anteriores.
- **Nivel de tecnología instalada.** Indica niveles de avance en diseño, manufactura, instalación y materiales. El nivel de tecnología puede tener un efecto en el rendimiento de la unidad y la planta, y las tecnologías obsoletas pueden generar dificultades para el reemplazo de piezas y un período prolongado de interrupción cuando falla.
- **Restricciones operativas.** La evolución de la economía, el mercado eléctrico, la tecnología, cambios en los caudales disponibles o requisitos ambientales, son factores que pueden limitar actualmente las operaciones respecto al diseño original. Además, también se consideran las restricciones operativas derivadas del deterioro de los activos envejecidos.
- **Requerimiento de mantenimiento.** Refleja las demandas históricas y actuales para las reparaciones y mantenimiento, particularmente la cantidad de mantenimiento correctivo.

Para los componentes eléctricos (p. ej., alternador, transformador) los resultados de algunas pruebas y análisis de datos específicos pueden ser más importantes que la inspección visual como indicador del estado y la condición del equipo. Aunque podrían clasificarse en Condición física, para enfatizar su importancia para la evaluación de la condición del equipo, se tratan como parámetros de condiciones adicionales. Por ejemplo, la agregación de pruebas eléctricas para el estator del generador, incluida la prueba de resistencia de aislamiento, la prueba de índice de polarización, la prueba del puente para la resistencia del devanado, etc., se tratará como uno de los parámetros de condición del generador. Para el sistema I&C (Instrumentación y Control), se desarrolla un conjunto diferente de parámetros de condición para indicar mejor la salud y estado de los componentes de instrumentación y control.

Aplicación

A continuación, se utiliza la turbina como un ejemplo de componentes para ilustrar el proceso de calificación. Los diferentes tipos de turbinas constan de diferentes partes, y las partes principales de los tres tipos principales de turbinas (Francis, Kaplan y Pelton) se enumeran en tablas preestablecidas. Cada unidad individual en una planta tiene una tabla para las partes de la turbina y la puntuación de la turbina. Asumiendo que, en la central evaluada, la Unidad 1 tiene una turbina Francis, la siguiente tabla se usaría para su evaluación:

Francis Turbine Unit____	Taxonomy ID	Physical Condition Score	Age Score	Installed Technology Score	Operating Restrictions Score	Maintenance Requirement Score	Data Quality Score	Weighting Factors for Parts
Spiral/Scroll Case	4.1.1.1							1.5
Stay Ring/Vanes	4.1.1.2							1.5
Wicket Gates Mechanism/ Servomotors	4.1.1.3							3.0
Runner	4.1.1.4							5.0
Draft Tube	4.1.1.5							2.0
Main Shaft	4.1.1.6							1.0
Guide Bearing	4.1.1.7							1.5
Mechanical Seal/ Packing	4.1.1.8							1.0
Head Cover	4.1.1.9							1.5
Vacuum Breaker/PRV	4.1.1.10							1.5
Aeration Devices	4.1.1.11							2.0
Bottom Ring	4.1.1.12							1.0
Weighting Factors for Condition Parameters		2.0	1.0	1.0	1.0	1.5	Data Quality→	0.00
Condition Indicator→								0.00

Figura 19. Tabla de evaluación y puntuación del estado de la turbina, DEA método HAP

Además de calificar los componentes, también se calcula un puntaje de calidad de los datos (Data Quality Score, Sd(K)), como métrica independiente que refleja la calidad de la información disponible y la confianza de la información utilizada para la evaluación de la parte. Los puntajes de calidad de los datos de cada parte/elemento evaluado son determinados por los evaluadores en función de la disponibilidad, integridad y precisión de los mismos. Además, en la Tabla anterior se observa que existen dos categorías de factores de ponderación que reflejan la importancia relativa de cada parámetro de condición (Weighting Factors for Condition Parameters) o cada parte de la evaluación general de la condición de la turbina (Weighting Factors for Parts).

La siguiente tabla muestra cómo se rellena cada casilla de la Tabla anterior, en base a las observaciones e información disponible:

Chart 1 Turbine Physical Condition Rating Criteria		
Physical Condition Rating Scale		Physical Condition Score
Excellent	No noticeable defects. Some aging or wear may be noticeable	9-10
Very good	Only minor deterioration or defects are evident, and function is full	7-8
Good	Some deterioration or defects are evident, but function is not significantly affected	5-6
Fair	Moderate deterioration, function is still adequate, but the unit efficiency may be affected	3-4
Poor	Serious deterioration in at least some portions, function is inadequate, unit efficiency or availability significantly affected	2
Very poor	Extensive deterioration. Barely functional.	1
Failed	No longer functions, may cause failure of a major component.	0

Chart 2 Age Rating Criteria for Turbine Parts			
Ages of the turbine major Parts/Items	Age Store	Ages of Oil Bearings and Seal Rings	Age of Water-Lubricated Guide Bearing
<5 years	10	<2 years	<1 years
5-10 years	9	2-5 years	1-2 years
10-15 years	8	5-7 years	2-3 years
15-20 years	7	7-10 years	3-5 years
20-25 years	6	10-12 years	5-6 years
25-35 years	5	12-17 years	6-8 years
35-40 years	4	17-20 years	8-10 years
40-45 years	3	20-22 years	10-12 years
45-50 years	2	22-25 years	12-13 years
50-60 years	1	25-30 years	13-15 years

Chart 3 Turbine Technology Rating Criteria	
Technology levels of the Parts/Items	Score for installed Technology Level
The technology has not been changed significantly since the part was installed; and the installed technology was supplied by brand name companies with great reputation	8-10
The technology has been more or less advanced but no problem to supply the matching parts in next 5-10 years, or the technology change has little effect on the efficiency and reliability of power generation (but may reduce the cost of replacement). The installed technology was supplied by medium companies with good reputation	4-7
The installed technology has been phased out, it is a problem to supply parts in reason order time, or the technology change has significantly improved the efficiency and reliability of power generation. The installed technology was supplied by small companies with bad reputation	0-3

Chart 4 Turbine Operating Rating Criteria	
Operating Restrictions or Off Design Conditions	Score for Operating Restrictions
The design standard has no changes, and the original turbine design has no constraints on the required operation	8-10
Minimal restraint: Operations to avoid minor rough zones; operation range can be expanded with revised turbine selection and design	4-7
Moderate restraints: Operations to avoid large rough zones, high vibrations, and hot bearings. The operation range and performance can be significantly improved with revised turbine selection and design	0-3
Severe limitations: The turbine is undesirable to operate anymore; the original design has significantly reduced the performance and reliability if it operates under current environment/requirement	0-2

Chart 5 Maintenance Requirement Rating Criteria	
Amounts of Corrective Maintenance	Maintenance Requirement Score
Minimum level (normal condition): A small amount of routine preventive maintenance is required (e.g., Runner blade surface cleaning and recoating). No corrective maintenance	9-10
Low level: Small amounts of corrective maintenance (e.g., less than 3 staff days unit per year). Repairs that could be completed during a unit preventive maintenance outage that is scheduled on a periodic basis	7-8
Moderate level: Some corrective maintenance that causes extensions of unit preventative maintenance outages (e.g., runner blade pit welding seal ring replacement).	5-6
Significant/Extensive level: Significant additional and corrective maintenance is required; forced outage occurs and outages are extended due to maintenance problems (e.g., corrosion caused leaks; re-profiling and machining to OEM specifications is required).	3-4
Severe level: Severe corrective maintenance that requires scheduled or forced outages. Repeated forced outages, frequent repairs, abnormal wear to components, and/or labor intensive maintenance is required.	0-2

Figura 20. Sistema de calificación para la evaluación de partes de una turbina, DEA método HAP

La puntuación final del estado de la turbina se calcula mediante el Indicador de Condición (Condition Indicator; CI) que se calcula con la siguiente expresión:

$$CI = \frac{\sum_{K=1,M}^{J=1,5} S_C(K,J) \times F(K) \times F(J)}{\sum_{K=1,M}^{J=1,5} F(K) \times F(J)}$$

Mientras que el Indicador de Calidad de los Datos (Data Quality Indicator; DI) de la turbina será la suma ponderada de todas las calificaciones de calidad de datos de las partes:

$$DI = \frac{\sum_{K=1,M} S_D(K) \times F(K)}{\sum_{K=1,M} F(K)}$$

Donde,

M = número total de partes asociadas a cada turbina

K= identificación del número de parte de la turbina (desde 1 hasta M)

J= identificación del número de parámetro de condición (desde 1 hasta 5, respectivamente para Condición Física, Edad, etc.)

Sc(K,J) = la puntuación de condición de la parte de una turbina para uno de los 5 parámetros de condición

Sd(K) = la puntuación de la calidad de los datos para de la parte

F(J) = factor de ponderación para un parámetro de condición

F(K) = factor de ponderación para una parte de la turbina

El cálculo da como resultado un valor de CI (indicador de condición) entre 0 y 10 y se utiliza la siguiente tabla para la interpretación de los resultados:

$7 \leq CI \leq 10$	Bueno	Puede continuar su operación sin restricciones
$3 \leq CI \leq 7$	Justo	Puede continuar la operación, pero se sugiere una reevaluación
$0 \leq CI \leq 3$	Pobre	Se requiere evaluación inmediata y ajuste de operaciones

Tabla 21. Interpretación de Indicador de Condición CI según HAP

Al igual que el CI, el Indicador de Calidad de los Datos resulta en un valor entre 0 y 10.

Para evaluar la condición “water to wire” de una unidad de generación, se consideran tentativamente un total de 19 componentes. Cada uno de dichos componentes tendrá una tabla de puntuación correspondiente a cada unidad individual. Algunos componentes, como el transformador, a menudo son compartidos por varias (o todas) las unidades turbina-generador de una planta. Si es así, este componente común se evalúa solo una vez y su Indicador de Condición (CI) sería aplicable a todas las unidades compartidas (es decir, una tabla de puntuación corresponde a todas las unidades compartidas). También se reconoce que algunas partes y componentes no se conectan inmediatamente a una unidad específica (no tan claro como la turbina y las partes de ésta), y deben mapearse e identificarse para una unidad específica. Por ejemplo, en la siguiente figura y tabla se muestra la forma en que se evaluaría todo el sistema de conducciones asociado a la Turbina 1:

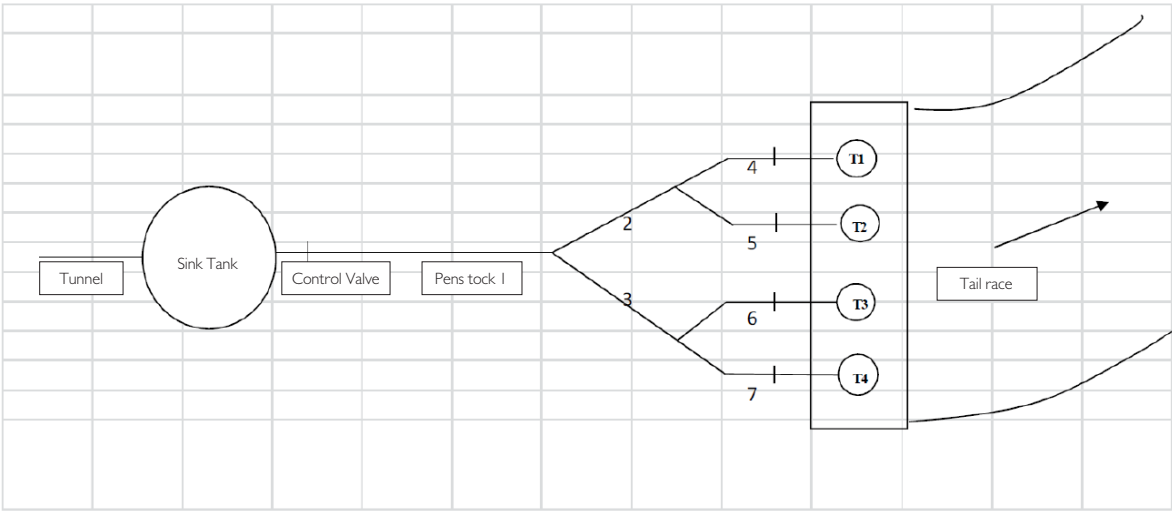


Figura 21. Mapea de la conducción de agua para la Turbina, DEA método HAP

Pressurized Water Conveyance for Unit 1	Taxonomy ID	Physical Condition Score	Age Score	Installed Technology Score	Operating Restrictions Score	Maintenance Requirement Score	Data Quality Score	Weighting Factors for Parts
Tunnel	3.3							1.5
Penstock 1	3.4.1							1.5
Penstock 2	3.4.1							3.0
Penstock 4	3.4.1							5.0
Bifurcation 1	3.4.2							2.0
Bifurcation 2	3.4.2							1.0
Lining & Coating	3.4.3							1.5
Foundation & Supports	3.4.4							1.0
Air Vent /Pressure Relief Valve	3.4.5							1.5
Joints & Coupling	3.4.6							1.5
Surge Tank	3.6							2.0
Weighting Factors for Condition Parameters		2.0	1.0	1.0	1.0	1.5	Data Quality→	0.00
Condition Indicator→								0.00

Figura 22. Evaluación y calificación de conducciones de agua de la central hidroeléctrica hasta la Turbina, DEA método HAP

Para los componentes eléctricos y de instrumentación y control, las partes/elementos enumerados en las tablas de evaluación de la condición pueden categorizarse de acuerdo con las diferentes funcionalidades, mientras que, para los componentes mecánicos y civiles, las partes/elementos se organizan más probablemente por sus características físicas y estructurales.

La siguiente tabla agrega todos los componentes de CI para una unidad de generación. El Indicador de Condición de la Unidad (Unit Condition Indicator; UCI) es la suma ponderada de los CI de todos los componentes asociados con la unidad:

$$UCI = \frac{\sum_{i=1,N} CI(i) \times W(i)}{\sum_{i=1,N} W(i)}$$

De igual manera, el Indicador de Calidad de Datos de la unidad (Data Quality Indicator, UDI) se calcula como:

$$UDI = \frac{\sum_{i=1,N} DI(i) \times W(i)}{\sum_{i=1,N} F(i)}$$

Donde,

N = número total de componentes asociados con la unidad. Actualmente el Método evalúa 19 componentes que están asociados con la eficiencia y confiabilidad o disponibilidad de las unidades generadoras.

i = número de identificación del componente (de 1 a N)

CI(i) = CI del componente (i)

DI(i) = DI del componente (i)

W(i) = factor de ponderación del componente (i)

Components	Component Code in Taxonomy	Weighting Factors W (i)	Condition Indicator CI(i) (0-10)	Data Quality Indicator DI(i) (0-10)
Trashracks and Intake	3.1/3.2	2.0		
Penstock/Tunnel/Surge Tank	3.3/3.4/3.6	1.5		
Control/shut-off Valve	3.5	1.0		
Flume/Open Channel	3.7	1.0		
Draft Tube Gate	3.8	0.2		
Leakage and Release	2.1/2.2/2.3	1.5		
Turbine	4.1.1	2.0		
Governor	4.1.2	1.0		
Generator	4.1.3	3.0		
Exciter	4.1.4	1.0		
Transformer	4.1.5	2.5		
Circuit Breaker	4.1.6	0.5		
Surge Arrester	6.1	0.5		
Instruments & Controls	4.3	0.5		
Powerhouse Crane	4.2.1	0.5		
Station Power Service	4.2.2	0.5		
Compressed Air System	4.2.3	0.5		
Raw Water System	4.2.4	0.5		
Lubrication System	4.2.5	0.5		
Unit indicators			0.00	0.00

Figura 23. Tabla de síntesis de indicadores de componentes Indicador de Condición de la Unidad. DEA método HAP.

Finalmente, los CI de los componentes y unidades se agregan en la siguiente tabla para brindar una descripción general de la condición de una planta y unidades. El CI de la planta es finalmente el promedio de los CI de todas las unidades evaluadas de la planta.

Components	Unit 1	Unit 2	Unit 3	Unit 4	Unit 5	Unit 6	Units Average
Trashracks and Intake							
Penstock/Tunnel/Surge Tank							
Control/shut-off Valve							
Flume/Open Channel							
Draft Tube Gate							
Leakage and Release							
Turbine							
Governor							
Generator							
Exciter							
Transformer							
Circuit Breaker							
Surge Arrester							
Instruments & Controls							
Powerhouse Crane							
Station Power Service							
Compressed Air System							
Raw Water System							
Lubrication System							
Unit indicators (UCI)							
Plant condition indicators (PCI)							

Figura 24. Indicadores de condición agregados de la planta. DEA método HAP.

Evaluación del Desempeño

Las evaluaciones de desempeño tienen como objetivo cuantificar el desempeño de la unidad y la planta e investigar las oportunidades para mejoras de desempeño basadas en operaciones, equipos y mantenimiento que conduzcan a una generación adicional.

En el contexto de la evaluación detallada del estado actual del aprovechamiento, se realizan tres tipos de evaluaciones o análisis de desempeño:

- 1) Evaluación del proceso de desempeño;
- 2) Análisis de desempeño basados en hidrología; y
- 3) Análisis de rendimiento basados en la optimización.

En la siguiente figura se muestra una descripción general de los análisis de rendimiento basados en la hidrología y los análisis de rendimiento basados en la optimización.



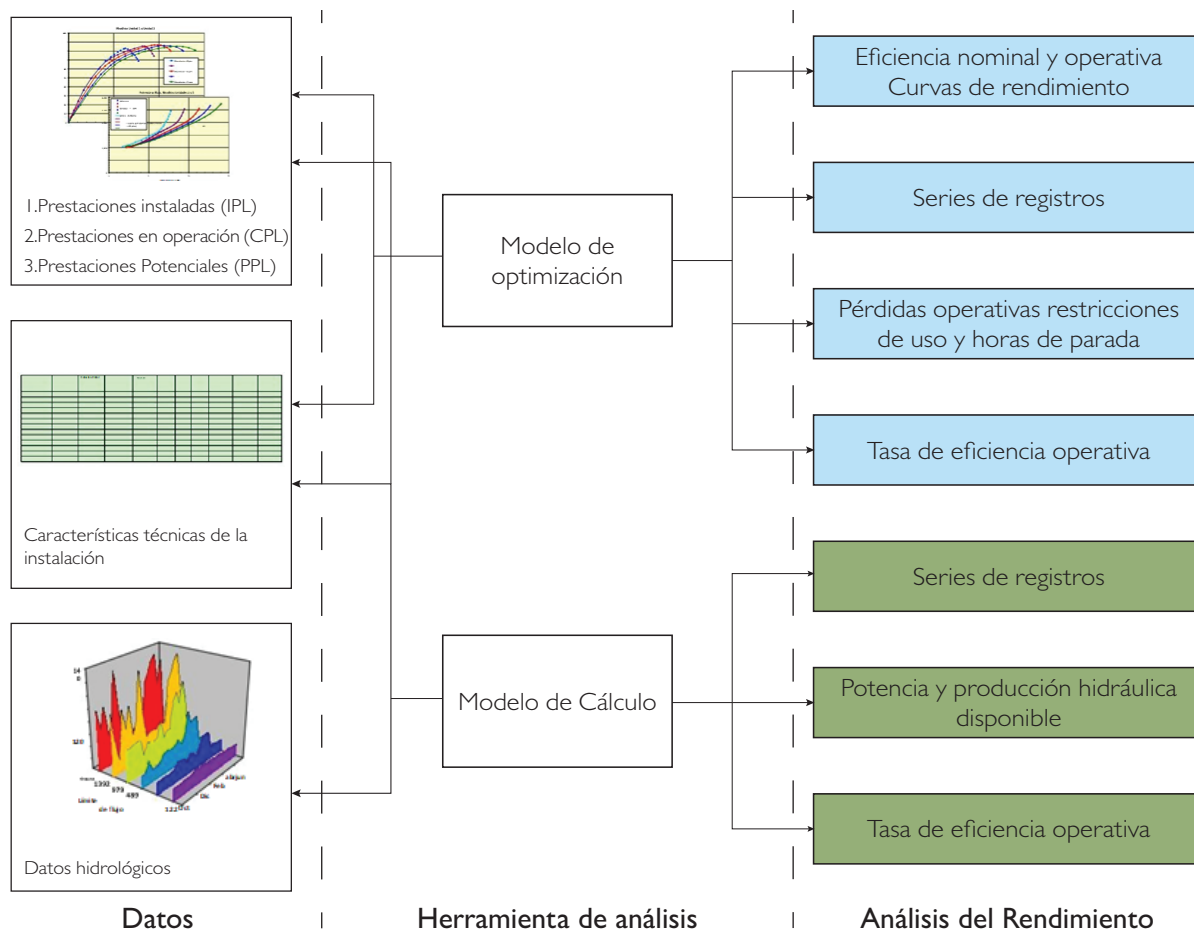


Figura 25. Descripción general de los análisis de rendimiento según HAP

Las herramientas principales para los análisis de rendimiento incluyen un motor de optimización y un motor de cálculo, como se describe en las subsecciones siguientes

- Motor de optimización: El motor de optimización utilizado para el análisis de rendimiento basado en la optimización se implementa mediante la herramienta Solver en Microsoft Excel. El motor de optimización se utiliza para determinar cómo se asigna una carga de planta determinada entre unidades para proporcionar la mayor eficiencia posible de la planta. La información requerida incluye la potencia de la planta, el salto y las características de la unidad. El motor de optimización también puede incorporar restricciones, como una orden de despacho de unidad preferida. Dada esta información, el motor de optimización calcula la asignación de carga unitaria que cumple con la carga de planta dada con el menor uso de agua posible, proporcionando la mayor eficiencia posible de la planta.
- Motor de cálculo: El motor de cálculo es un programa basado en Excel que permite la automatización de múltiples análisis de datos. Se requiere una configuración adicional del motor de cálculo con un script de análisis y bibliotecas de cálculo para cada tipo particular de análisis. Se pueden configurar análisis específicos para calcular tanto análisis de rendimiento basados en la hidrología como análisis de rendimiento basados en la optimización utilizando las ecuaciones y procedimientos previamente establecidos.

La metodología completa puede consultarse en: <https://www.osti.gov/biblio/1862132/>

Capítulo 6. Viabilidad económica - financiera del aprovechamiento

Una vez se dispone del DEA y de los modelos de análisis hidrológico y de análisis de generación es posible desarrollar un análisis de viabilidad económica – financiera del aprovechamiento. Este análisis es crucial para determinar su perspectiva y rentabilidad a largo plazo.

Aunque el análisis se encuadre en un marco económico-financiero, debe considerar todos aquellos aspectos medioambientales y sociales, que puedan limitar el régimen de explotación del aprovechamiento. Entre las principales consideraciones para tener en cuenta se encontrará:

- El cálculo de la producción media anual del aprovechamiento considerando la disponibilidad real de recurso, el resto de los usos existentes, y el régimen de caudales ecológicos de aplicación a las masas de agua afectadas.
- Las inversiones de actualización y mejora que vayan a ser obligatorias para la continuidad de la explotación del aprovechamiento deberán ser consideradas como costes iniciales del proyecto. No deberán incluirse las reparaciones para que el aprovechamiento se encuentre en condiciones de explotación, puesto que estas actuaciones serían requeridas al concesionario saliente.
- La necesidad de adquirir bienes no ubicados en dominio público hidráulico y no comprendidos dentro del ámbito de la concesión, como edificios anexos, o la expropiación o pagos de servidumbres por el uso de bienes ajenos a la concesión, deberá incluirse en el modelo económico financiero.
- La identificación y evaluación de los riesgos asociados al proyecto como la volatilidad de precios de la electricidad, la disminución de la disponibilidad de recurso por los efectos del cambio climático o el incremento de los costes de operación y mantenimiento.

La viabilidad económica – financiera del aprovechamiento se determinará mediante el cálculo de determinadas métricas financieras clave, como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Para su determinación, será necesario construir un modelo financiero que, en base a los ingresos y los costos, determine los flujos de efectivo a lo largo del tiempo. Se recomienda que el modelo financiero sea sometido a un análisis de sensibilidad para evaluar cómo varían los resultados bajo diferentes escenarios, como cambios en los precios de la electricidad o en los costos de operación y mantenimiento.

6.1. Ingresos

Los ingresos principales de un aprovechamiento hidroeléctrico se obtienen por la producción de energía eléctrica. Un productor de energía eléctrica puede percibir ingreso por los siguientes conceptos:

- a) la venta de energía en el mercado diario e intradiario que gestiona el OMIE
- b) la venta de energía en el mercado de contratos bilaterales con entrega física o a plazos (PPA)
- c) la venta de energía para servicios de ajuste que gestiona REE
- d) los incentivos y complementos por tener derecho a un régimen retributivo específico que gestiona la CNMC

Dependiendo de la tipología de la central, podrá tener acceso a los diferentes conceptos, que deberán ser justificados en el estudio de viabilidad. En general, para centrales fluyentes, se deberán considerar únicamente ingresos procedentes de la venta de energía en el mercado diario e intradiario que gestiona el OMIE, mientras que, en centrales con embalses de regulación, se deberán considerar adicionalmente los ingresos procedentes de la venta de energía para servicios de ajuste que gestiona REE.

Los ingresos procedentes de la venta de energía en los distintos mercados será el resultado de multiplicar durante todo el periodo analizado, la producción de energía eléctrica por el precio de venta de la energía.

Para calcular la producción de energía eléctrica prevista se utilizarán los modelos construidos para el aprovechamiento conforme a lo descrito en el epígrafe 4.2 de la Guía.

Para calcular el precio de venta de la energía en el mercado diario e intradiario se deberán acudir a datos de mercado eléctrico y elaborar una estimación propia de manera justificada. Algunas fuentes de previsión de precios son, los precios a los que cotiza en el mercado de futuros la energía eléctrica (<https://www.meff.es/esp/Home>), o los precios de referencia del mercado a plazo anual de energía eléctrica del MIBEL (<https://www.omip.pt/es>).

Los ingresos procedentes de la venta de energía para servicios de ajuste que gestiona REE suelen repercutirse en los ingresos de la central como un incremento sobre el precio de venta de la energía en el mercado diario e intradiario, que se determina en base a dos factores. 1) el precio de los servicios en los que participe la central y 2) el volumen de energía destinado a este mercado. En centrales con una regulación significativa (más de 8 horas), en 2023 puede suponerse un 30% adicional, como valor aproximado para evaluar casos sencillos.

Así, pues, el ingreso procedente de la venta de energía eléctrica se determinará como:

$$I_n = (P_M^n + \Delta P_A^n) \times E_n$$

Donde,

I_n , son los ingresos en el año n

P_M^n , es el precio medio de venta de energía en el mercado diario e intradiario en el año n

ΔP_A^n , es el incremento en el precio medio de venta de la energía por la participación en los servicios de ajuste de REE en el año n

E_n , es la energía generada en el año n

En casos sensibles o de especial importancia, existe la posibilidad de adquirir datos de precios futuros del mercado eléctrico en consultoras de reconocido prestigio.

Para la estimación en casos de microcentrales y minicentrales, a fecha de 2023, puede ser útil adoptar los valores resumen que se presentan a continuación y cuyo cálculo se ha realizado mediante un análisis de mercado según valores publicados de contratos a largo plazo.

Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Precio €/MWh	104	76	56	49	45	43	41	41	40	40

Tabla 22. Estimaciones de precio para 2024 - 2033

Los datos presentados en la tabla anterior pueden actualizarse en el futuro acudiendo a las dos fuentes de información pública citadas anteriormente. El Director del Estudio debe considerar, al valorar el uso de la tabla anterior, que las estimaciones de precio son sumamente volátiles y pueden quedar obsoletas rápidamente y que debe asegurarse de su razonabilidad en el momento de emplearla.

6.2. Costes de explotación

Para el año cero (previo al inicio de explotación), la línea de costes contemplará como Coste de año cero ($C_{out,0}$) las inversiones inmediatas calculadas en el DEA y los gastos adicionales que se estime precisos para comenzar la explotación. Típicamente, estos gastos adicionales se estimarán como el 33% de los gastos de operación y mantenimiento de un año, por ser este el desfase de caja previsible en el inicio de la operación.

En los años siguientes los costes, excluido el pago de impuestos, peajes, canon y tasas ($C_{out,n}$) se calculan de la siguiente manera:

$$C_{out,n} = C_{O\&M}(1 + r)^n + C_{per}(1 + r)^n$$

Donde,

$C_{out,n}$ = Costes (excluido pago de impuestos, peajes, canon y tasas) generales del año “n”

$C_{O\&M}$ = Costes de Operación y Mantenimiento

C_{per} = Costes periódicos

r = Tasa general de inflación estimada para el período de estudio.

n = Año

Costes de Operación y Mantenimiento

Para cada alternativa se obtendrán los gastos asociados a la operación y mantenimiento de la central (O&M). El anterior concesionario puede haber comunicado unos precios estimados de sus costes de operación y mantenimiento. En caso contrario, dichos gastos se pueden estimar en base a índices de referencia para el análisis económico y financiero.

En el caso de centrales de nueva construcción, los Gastos de O&M se suelen calcular como un porcentaje de los Gastos de Inversión por kW instalado por año. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (15) (IRENA por sus siglas en inglés), valores de entre 1% y 4% de la inversión por unidad de kW y año se consideran típicos. La Agencia Internacional de la Energía (16) (IEA por sus siglas en inglés) considera valores de 2.2% para grandes centrales hidroeléctricas y de entre 2.2% a 3% para proyectos de menor escala, para un promedio global de 2.5%, también con referencia a la inversión por kW y año. No obstante, estos valores no consideran trabajos mayores como el reemplazo de equipo electromecánico, por ejemplo.

Teniendo en cuenta los rangos anteriores, se propone utilizar los siguientes porcentajes sobre los gastos de inversión por kW instalado por año.

Microcentrales y minicentrales	3%
Resto	2%

Tabla 23. Gastos de O&M por inversión

En valores por kW instalado, de acuerdo con los rangos típicos de Gastos de Inversión evaluados por IRENA en el año 2020 (15), los valores anteriores se pueden expresar en los siguientes ratios de gastos de O&M por año y kW instalado:

Microcentrales y minicentrales	75,87 €/kW
Resto	38,86 €/kW

Tabla 24. Gastos de O&M por potencia instalada (€ de 2020)

Costes periódicos

En los costes periódicos se deberán incluir aquellas inversiones de actualización y mantenimiento estimadas en el Diagnóstico del Estado Actual y su año de aplicación. Además, se incluirán los costes asociados a convenios de financiación con terceros (administraciones locales o entes de la sociedad civil) que se mantengan vigentes.

6.3. Tasas e impuestos

Finalmente, se analizarán e incluirán en el modelo los impuestos y tasas aplicables, tales como:

Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE)

El Impuesto sobre el valor de la Producción de Energía Eléctrica, que grava al 7% la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español. Este impuesto gravará la capacidad económica de los productores de energía eléctrica cuyas instalaciones originan importantes inversiones en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para poder evacuar la energía que vierten a las mismas, y comportan, por sí o como resultas de la propia existencia y desarrollo de las tales redes, indudables efectos medioambientales, así como la generación de muy relevantes costes necesarios para el mantenimiento de la garantía de suministro. El impuesto se aplicará a la producción de todas las instalaciones de generación.

La base imponible de este tributo está constituida por el importe total que corresponda al productor de energía eléctrica por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación, en el periodo impositivo.

Peaje de acceso a las redes de transporte y distribución (Real Decreto 1.544/2.011)

El referido peaje es aplicable a los productores de energía eléctrica, tanto de régimen ordinario como de régimen especial, por cada una de sus instalaciones. El peaje se devengará desde el 1 de enero de 2011 para todas aquellas instalaciones que a dicha fecha estuvieran conectadas a la red. Hasta que se desarrolle la metodología y se establezcan los peajes de acceso de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1.997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, el precio del peaje de generación a aplicar será el establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto ley 14/2.010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que asciende a 0,5 €/MWh.

Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (artículo 112 bis del Texto Refundido de la Ley de Aguas)

El tipo de gravamen anual será del 25,5 por ciento del valor de la base imponible (valor económico de la energía producida medida en barras de central) y la cuota íntegra será la cantidad resultante de aplicar a la base imponible el tipo de gravamen. El canon se reducirá en un 92 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW. La cuota íntegra es igual a la cantidad resultante de aplicar dicho porcentaje sobre la base. La base imponible de dicho canon será el valor económico de la energía producida medida en barras de central, de acuerdo con la potencia definida como la suma de las potencias de los grupos instalados en la central hidroeléctrica, sin que pueda subdividirse la potencia total de cada central incluida en la concesión de aguas a los efectos del canon en grupos de potencia individual inferior.

Otras figuras impositivas y asimilables

Impuesto de actividades económicas (en caso de no estar exento). Impuesto de bienes inmuebles

Financiación del operador del sistema (Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico).

La suma de todos los conceptos impositivos y asimilables se denominará para un año concreto “n”:

$$C_{tax,n}$$

Debe señalarse que se excluye deliberadamente los impuestos directos, como Sociedades. La determinación de figuras impositivas aplicables al flujo de caja se ha realizado con el criterio de aplicar aquellas que son independientes del resultado de la explotación, y que en realidad son asimilables a un coste, siendo por tanto el flujo de caja asimilable al EBITDA.

6.4. Flujos de caja

Los flujos de caja de cada año del periodo de análisis se generan como la diferencia entre los ingresos y la suma de los costes e impuestos esperados del proyecto.

De esta forma, el flujo de caja (FC_n) para el año n es la diferencia entre los ingresos y los egresos:

$$FC_n = I_n - C_{out,n} - C_{tax,n}$$

6.5. Indicadores financieros

Tasa interna de retorno (TIR)

El procedimiento para el cálculo de la TIR estriba en definir la tasa de interés que anula la suma de movimientos de fondos actualizados al momento inicial del proyecto. Es decir, se resuelve la siguiente ecuación:

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n}$$

Donde,

N = Periodo de estudio

FC_n = Flujo de caja para el año n

El flujo de caja en el año cero será la dotación inicial económica para comenzar la operación, que debe calcularse como la suma de los valores de inversiones inmediatas determinadas en el DEA más una provisión de gastos, típicamente el 33 % del valor de operación y mantenimiento del primer año. La TIR del proyecto se calculará antes de impuestos directos (sociedades, IRPF, etc.) conforme a lo habitual.

El aprovechamiento será viable si la TIR iguala o supera la Tasa de Descuento.

Valor Actual Neto (VAN)

Se calcula con la siguiente fórmula.

$$VAN = FC_0 + \sum_{n=0}^N \frac{\widetilde{FC}_n}{(1+k)^n}$$

Donde,

FC_0 = Flujo de caja del año cero, que debe ser negativo.

FC_n = Flujo de caja del año "n"

N = período de estudio

k = Tasa de descuento

El VAN deberá ser igual o mayor que cero para que el aprovechamiento sea viable. Se calcula antes de impuestos directos.

6.6 Valoración de resultados

La valoración de los resultados del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) es esencial para determinar la viabilidad futura del aprovechamiento hidroeléctrico. A continuación, se aportan algunas indicaciones sobre cómo interpretar estos resultados:

El VAN es una medida del valor presente de los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto, descontados a una tasa de descuento apropiada. Un VAN positivo indica que los ingresos futuros del proyecto superan los costos de inversión y operación, lo que sugiere que el proyecto puede generar valor. Un VAN negativo indica que los costos superan a los ingresos, lo que implica que el proyecto podría no ser rentable.

Por lo tanto, si el VAN es mayor que cero, el proyecto es financieramente viable y genera valor para los inversores. Si el VAN es igual a cero, los ingresos del proyecto son exactamente iguales a los costos, por lo que no hay ganancias ni pérdidas adicionales. Si el VAN es menor que cero, el proyecto no es rentable y puede no ser una inversión adecuada.

La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero, es decir, es la tasa de rendimiento esperada del proyecto. Una TIR más alta indica una mayor rentabilidad del proyecto, ya que implica que los flujos de efectivo futuros generados por el proyecto tienen un valor presente más alto. Generalmente, se compara la TIR del proyecto con la tasa de descuento o con otras oportunidades de inversión para evaluar su atractivo relativo, por lo tanto, si la TIR es mayor que la tasa de descuento requerida o que la tasa de rendimiento esperada de otras inversiones comparables, el proyecto se considera atractivo y rentable. Si la TIR es menor que la tasa de descuento requerida, el proyecto puede no ser lo suficientemente rentable como para justificar la inversión.

Se puede emplear como valor de referencia para la Tasa de descuento el concepto de Rentabilidad Razonable aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos (6). El valor de la Rentabilidad Razonable es la suma de 300 puntos básicos al rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años. Este criterio se adoptó en el RDL 9/2013 y su lógica sigue vigente. Para el período 2020 – 2025, puede usarse como valor de Rentabilidad Razonable el fijado por Orden Ministerial de 2020 en el 7,09%, mientras que, para el plazo concesional, se recomienda utilizar las prescripciones que recoja la normativa de los planes hidrológicos en vigor en cada demarcación.

Capítulo 7. Estudio de alternativas

Una vez analizada la viabilidad económico-financiera del aprovechamiento en su configuración actual, y con la información del DEA y de los modelos de análisis hidrológico y de análisis de generación, se plantearán una serie de alternativas para el aprovechamiento. Esta fase es fundamental, y requiere que, para un estudio completo, se planteen todas aquellas alternativas razonables para el aprovechamiento, desde su continuidad en las condiciones actuales, hasta su clausura y demolición.

En todos los aprovechamientos que se sometan al estudio de alternativas, se recomienda considerar las siguientes, salvo que existan condicionantes evidentes que eliminen una o varias.

Continuidad del aprovechamiento con la configuración actual

En esta alternativa se planteará la continuidad del aprovechamiento con la configuración actual, es decir, sin que se realicen obras de mejora sustanciales, más allá de las reparaciones y las inversiones de actualización y mantenimiento. En esta alternativa se incluyen las inversiones necesarias para la adaptación de las infraestructuras y del régimen de explotación del aprovechamiento a las circunstancias actuales.

Continuidad del aprovechamiento con mejoras en la configuración

En este caso, se planteará la continuidad del aprovechamiento con una o varias mejoras a realizar por el futuro operador de la central, que tendrán carácter adicional a las actuaciones previstas en la alternativa anterior. Algunos ejemplos de posibles mejoras serían: una repotenciación, una hibridación con otra fuente de generación renovable, la conexión con una instalación de almacenamiento por baterías o el desarrollo de una instalación de almacenamiento hidráulico de energía utilizando los bienes vinculados a la concesión. En caso de que sean viables varias mejoras, se pueden plantear varias alternativas diferenciadas que planteen la realización de una o un conjunto de mejoras según su viabilidad de desarrollo.

Cierre de la central hidroeléctrica y continuidad de parte de los bienes para un uso distinto al de producción de energía eléctrica

En este caso, se planteará la no continuidad de la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico, pero se contemplará que parte de los bienes asociados a la concesión, se mantengan para un uso distinto al de la producción de energía eléctrica. Bajo esta alternativa se puede plantear la continuidad de algunos elementos como puede ser la presa o la conducción – por ejemplo, cuando haya usos consolidados adicionales al de producción de energía eléctrica que utilicen el embalse o la conducción - o el edificio de la central cuando existan motivos justificados que lo aconsejen, como por ejemplo figuras de protección patrimonial, o cualesquiera otros.

Demolición de la instalación y restauración ambiental del tramo de río afectado

En este caso, la demolición y restauración ambiental puede responder a un alto deterioro tanto de las instalaciones como del equipamiento de generación o a una incompatibilidad ambiental del aprovechamiento. El primer caso se habrá concluido tras el diagnóstico del estado actual de la central, mientras que el segundo como parte del análisis de criterios ambientales del aprovechamiento.

Una vez planteadas las alternativas, cada una de ellas deberá ser estudiada y analizada con la ayuda de una herramienta de apoyo a la toma de decisión. De acuerdo con el alcance fijado en el epígrafe 1.2, para una evaluación detallada de un aprovechamiento hidroeléctrico, se propone la realización de un análisis multicriterio básico que valore criterios de sostenibilidad financiera, junto con criterios técnicos, ambientales y sociales. Para una evaluación más detallada de la explotación futura del aprovechamiento, se propone la utilización de un estudio multicriterio que emplee la metodología AHP (Analytic Hierarchy Process). Ambas metodologías se describen en los capítulos siguientes.

7.1. Análisis multicriterio

El presente método simplificado de análisis multicriterio será aplicable en la generalidad de los casos, independientemente del tamaño del AH. Sólo en casos de especial complejidad, no necesariamente debida al tamaño de la central, sino de complejidad en la decisión, estaría justificado el empleo de métodos más complejos y gravosos para el análisis.

Un análisis multicriterio tiene por finalidad evaluar distintas alternativas a un determinado problema, empleando para ello un número determinado de variables. Se trata de un método extendido como herramienta de apoyo a la toma de decisiones. Para la aplicación del presente método simplificado, se deberá hacer un Análisis Multicriterio básico que tenga en cuenta diferentes criterios e indicadores para cada una de las alternativas planteadas, proponiéndose los siguientes:

Criterios	Indicadores
Subcomponentes	Rentabilidad económica
	Inversión necesaria
	Otros efectos económicos
Ambientales	Impacto en espacios naturales protegidos
	Compatibilidad con Plan Hidrológico
	Estado o potencial ecológico de la masa de agua
	Estado químico de la masa de agua
	Impacto en cambio climático y transición energética
Sociales y otros	Valor patrimonial de los bienes afectos
	Afección a otros usos y derechos existentes
	Aceptación social

Tabla 25. Tabla resumen de criterios e indicadores propuestos

Los indicadores deberán ser determinados de forma cuantitativa, o de forma cualitativa, por expertos en cada una de las áreas a que se refiere el criterio. La descripción de los indicadores y la propuesta de su categorización se plantean en los siguientes apartados.

La metodología del presente análisis multicriterio simplificado consiste por tanto en:

- 1) Definición de indicadores para los tres criterios
- 2) Asignación de peso a cada indicador
- 3) Asignación de peso a cada criterio
- 4) Definición de alternativas aplicables
- 5) Asignación de puntuación a cada indicador para cada alternativa
- 6) Cálculo de puntuación de cada alternativa basado en puntuaciones de indicadores y pesos de indicadores y criterios.
- 7) Comparación y discusión del resultado.

El peso asignado a cada uno de los indicadores y de los criterios deberá ser definido por el Director del Estudio, basándose en su experiencia y atendiendo a la realidad específica del AH.

Se recomienda mantener un equilibrio entre el peso otorgado a los indicadores y a los criterios, de forma que no haya una valoración excesiva de algún área determinada. En la página siguiente se muestra un ejemplo del resultado del análisis multicriterio básico sobre las siguientes alternativas:

- 1) Mantenimiento del aprovechamiento en las condiciones actuales
- 2) Repotenciación del aprovechamiento
- 3) Cierre de la central, y adecuación de la presa para mantenimiento del abastecimiento de poblaciones
- 4) Demolición total y restauración fluvial del tramo de río afectado

Indicadores del criterio económico-financiero

Como indicadores del criterio económico – financiero a incluir en el análisis multicriterio simplificado se proponen:

- 1) Rentabilidad financiera de la alternativa propuesta (aplicable a las alternativas que contemplan la continuidad de la explotación). Medida en los indicadores TIR y VAN del proyecto.
- 2) Inversión necesaria asociada a la alternativa propuesta. Tendrá en cuenta las inversiones programadas para la continuidad, basándose en el Diagnóstico de Estado Actual, para las alternativas de continuidad de la explotación. Tendrá en cuenta las inversiones de demolición, restauración y eventualmente reposición de servicios (por ejemplo, tomas de agua afectadas) para alternativas de no continuidad.
- 3) Indicadores de otros efectos económicos, como por ejemplo la afección a la economía local, afección a recaudación de administración local o gastos que se trasladarían a la administración o a terceros derivados de una no continuidad.

Rentabilidad de la alternativa propuesta

En las alternativas que planteen la continuidad de la explotación se deberá determinar la rentabilidad de la misma. Para las alternativas que planteen la no continuidad de la explotación, se considerará una rentabilidad nula.

Para el cálculo de la TIR y el VAN de cada una de las alternativas se seguirá la metodología descrita en el epígrafe Capítulo 6. Viabilidad económica - financiera del aprovechamiento.

Categorización rentabilidad de la alternativa propuesta

En relación con la rentabilidad de la alternativa propuesta, se categorizan en función del plazo necesario para alcanzar una $TIR > \text{Tasa de Descuento}$, y para alcanzar una $VAN > 0$.

	TIR Plazo para $TIR > \text{tasa descuento}$	VAN Plazo para $VAN > 0$	Rango de puntuación
Categoría 1	0 a 25	0 a 25	10-8
Categoría 2	25 a 50 años.	25 a 50 años	8-4
Categoría 3	50 a 75 años	50 a 75 años	8-4
Categoría 4	> a 75 años	> a 75 años	0

Tabla 26. Categorización de la rentabilidad

Se recomienda que a las alternativas que conllevan la no continuidad se les asigne un valor de 5

Inversión necesaria en alternativa propuesta

Con este indicador se pretende evaluar el valor de la instalación por comparación con el CAPEX medio de una nueva instalación de generación de energía eléctrica, de forma que se seleccione la alternativa con una mejor eficiencia en la asignación del capital. Para ello, con cada una de las alternativas propuestas se deberá estimar la inversión necesaria para llevarla a cabo. La estimación de inversiones necesarias deberá incluir:

1. Inversiones para que el aprovechamiento alcance condiciones de explotación
2. Inversiones de mejora en la configuración del aprovechamiento previstas en la alternativa

Para estimar las inversiones necesarias en cada una de las alternativas, se deberá seguir la metodología descrita en el epígrafe 5.4 de la Guía. Para la determinación de la inversión necesaria para la demolición y restauración de tramos de río, se utilizarán estimaciones en base a precios de referencia.

GUÍA PARA LA ELABORACIÓN DE ESTUDIOS DE VIABILIDAD DE APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS						
PROYECTO	ANÁLISIS MULTICRITERIO VIABILIDAD DE EXPLOTACIÓN FUTURA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA					
	MAX	PESO	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4
Rentabilidad de la alternativa propuesta	10	1,5	10,00	6,00	0,00	0,00
Inversión necesaria	10	1,5	9,80	7,65	0,00	0,00
SUMA ECONÓMICO-FINANCIEROS	20	3	19,80	13,65	0,00	0,00
PONDERADO ECONÓMICO - FINANCIEROS			9,90	6,83	0,00	0,00
TOTAL CRITERIOS ECONÓMICO-FINANCIEROS			29,70	20,48	0,00	0,00
Impacto en espacios naturales protegidos	10	1	8,00	3,00	5,00	5,00
Impacto en la continuidad fluvial del río y en la ictiofauna autóctona	10	1	0,00	3,33	6,67	10,00
Impacto en el estado de las masas de agua	10	1	3,33	6,67	6,67	6,67
Impacto en cambio climático y transición energética	10	1	3,10	3,50	0,00	0,00
SUMA AMBIENTALES	40	4	14,43	16,50	18,34	21,67
PONDERADO AMBIENTALES			3,61	4,13	4,59	5,42
TOTAL CRITERIOS AMBIENTALES			14,43	16,50	18,34	21,67
Valor patrimonial	10	1	7	9	8	9
Afección a otros usos existentes	10	1	6	6	6	6
Aceptación/Rechazo social	10	1	8	6	4	2
SUMA SOCIAL	30	3	21,00	21,00	18,00	17,00
PONDERADO SOCIAL			5,25	5,25	4,50	4,25
TOTAL CRITERIOS SOCIALES			21,00	21,00	18,00	17,00
TOTAL MULTICRITERIO	100		65,13	57,98	36,34	38,67

Tabla 27. Ejemplo análisis multicriterio básico

Categorización según la inversión necesaria en la alternativa propuesta

Para categorizar las alternativas según la inversión necesaria, se propone utilizar como referencia la inversión necesaria para la puesta en explotación de un sistema de generación de energía renovable nuevo de referencia.

Atendiendo a la información recogida en el borrador del PNIEC 2023-2030 (6), se estima una inversión de 117.600 millones de euros, en la implantación de nuevas renovables, que, atendiendo a la potencia prevista, se obtiene un ratio de 1,68 millones de euros por nuevo MW renovable instalado; siendo la tecnología fotovoltaica más económica que la eólica o la termosolar.

Así pues, se propone la siguiente correlación entre puntuación y ratio de inversión por MW.

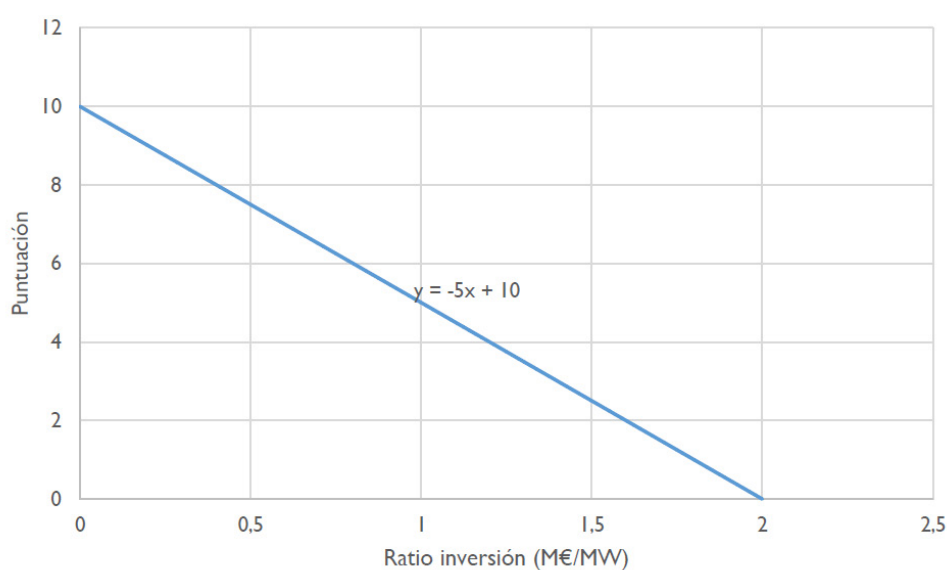


Figura 26. Categorización inversión necesaria

Por lo tanto, se aplicará la siguiente formulación:

$$\text{Si } RI > 2 \frac{M\text{€}}{MW} \rightarrow P = 0$$

$$\text{Si } 0 < RI \leq 2 \rightarrow P = -5 \times RI + 10$$

Donde,

RI, es el ratio de inversión, entendido como el cociente entre la inversión prevista y la potencia de la instalación.

P, es la puntuación resultante de la categorización.

Se recomienda que a las alternativas que conllevan la no continuidad se les asigne un valor de 5

Otros indicadores de efectos económicos

En algunas ocasiones, la continuidad o no continuidad de la explotación traen aparejados efectos económicos distintos de las inversiones y no cuantificables por flujo de caja, especialmente en escenarios de no continuidad. Sin intención de agotar la casuística, pueden señalarse algunos ejemplos ilustrativos:

- Menores ingresos para entidades locales
- Pérdida de financiación de entidades de la sociedad civil que tienen acuerdos vinculados a la explotación del AH

- Disminución de la actividad económica y pérdida de empleos
- Necesidad de incrementar gastos energéticos por perder energía gratuita/reservada
- Incremento de costes de bombeo por disminución de cotas
- Necesidad de reponer o modificar tomas

Cualquier efecto económico, tanto positivo como adverso, que sea relevante, deberá ser identificado y deberá ponderarse su inclusión como indicador, con un peso proporcionado a su relevancia, a criterio del Director del Estudio. Para la identificación de los posibles efectos, se pondrá especial cuidado en recogerlos en la recopilación de datos inicial y en el DEA.

Indicadores de criterio ambiental

Se parte de la premisa de que la construcción y explotación del AH siguió el procedimiento de evaluación ambiental preceptivo en su momento, por lo que no procede revisar la oportunidad de su construcción. En cambio, sí se debe tener en cuenta el impacto medioambiental que pueda suponer la realización de las obras de mejora o de demolición que se planteen en las diversas alternativas.

Como indicadores del criterio ambiental, se proponen los siguientes:

- 1) Impacto en espacios naturales protegidos
- 2) Impacto en el estado de las masas de agua
- 3) Impacto en cambio climático y transición energética

Impacto en espacios naturales protegidos.

La Legislación estatal (Ley 42/2007) prevé cinco figuras de protección (Parques, Reservas Naturales, Áreas Marinas Protegidas, Monumentos Naturales, Paisajes Protegidos), la legislación autonómica relativa a la conservación de la naturaleza incrementa las denominaciones elevando la tipología de espacios naturales a más de 40.

Se deberá ubicar espacialmente el aprovechamiento hidroeléctrico, de tal forma que se pueda determinar si existe alguna figura de protección vigente en el entorno. Para ello, se utilizará la información cartográfica de los Espacios Naturales Protegidos publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). Será necesario determinar qué limitaciones se contemplan en el correspondiente Plan de Uso y Gestión o documento equivalente del espacio relativas al aprovechamiento hidroeléctrico (si es un uso no permitido o si se puede seguir considerando viable en la actualidad).

Especialmente relevante es la figura de Parques Nacionales. Según el Real Decreto 389/2016, de 22 de octubre, por el que se aprueba el Plan Director de la Red de Parques Nacionales, en su apartado 3.2.3 b) establece lo siguiente:

“Los aprovechamientos hidroeléctricos se consideran incompatibles en el territorio de los parques nacionales. Respecto a los ya existentes, la gestión tenderá a su supresión que, en el supuesto de concesiones o autorizaciones administrativas, supondrá, al menos, su no renovación a la finalización de las mismas. Únicamente en circunstancias excepcionales debidamente justificadas por razones de protección ambiental o interés social, y siempre que no exista otra solución satisfactoria, se podrá considerar su mantenimiento.”

Por otra parte, en aquellos espacios naturales cuyos Planes de Ordenación de Recursos Naturales (PORN) o Planes Rectores de Uso y Gestión (PRUG) consideren compatible el mantener aquellas infraestructuras hidroeléctricas ya construidas dentro de los límites del espacio, considerándolos como “usos tradicionales”, se puede considerar la continuidad de explotación –teniendo en cuenta que se podrán imponer nuevos condicionantes ambientales para adecuarse a la normativa vigente en materia.

Asimismo, puede darse el caso de que el embalse generado por la presa haya sido protegido por alguna figura medioambiental que desaconseje su desmantelamiento. También deberá ser evaluado.

Categorización según la inversión necesaria en la alternativa propuesta

Se propone la realización de una valoración cualitativa del impacto en espacios naturales protegidos del aprovechamiento basada en las siguientes categorías para cada alternativa:

	Descripción	Puntuación
Categoría 1	Impacto compatible	10-8
Categoría 2	Impacto moderado	7-5
Categoría 3	Impacto severo	4-1
Categoría 4	Impacto crítico (o incompatibilidad total por motivos regulatorios)	0

Tabla 28. Indicadores de impacto en espacios naturales protegidos de cada alternativa

Impacto en la continuidad fluvial del río y en la ictiofauna autóctona

Se propone emplear como criterio ambiental el impacto en la continuidad fluvial del río y en la ictiofauna autóctona, para ello, se considera preciso abordar la problemática desde un punto de vista general, que contemple al río o cuenca en su conjunto, y no únicamente a la zona de afección del aprovechamiento.

La existencia de otros obstáculos aguas arriba o aguas abajo del aprovechamiento hidroeléctrico, inciden sustancialmente en la efectividad del impacto que cada alternativa supone a la continuidad fluvial del río. Adicionalmente, la caracterización de las especies presentes en el río tiene un impacto fundamental en la necesidad de mitigar el efecto barrera que el aprovechamiento pueda generar, tanto por la posible existencia de especies invasoras como por la existencia de especies piscícolas con altos requerimientos de movilidad.

Se propone emplear la metodología indicada en el protocolo de caracterización HMF elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (7; 8). Se establecen dos indicadores que determinan la fragmentación del cauce por estructuras de mayor o menor franqueabilidad, considerando también la capacidad de las especies piscícolas que habita o utilizan la masa de agua para desarrollar sus ciclos biológicos.

El primero de los indicadores es el Índice de Compartimentación de la masa de agua (IC), que relaciona la longitud de la masa de agua con el número de obstáculos existentes en ella y su efecto de barrera en ascenso y descenso, de forma que a mayor valor del índice mayor grado de compartimentación. El IC se calcula como el cociente entre el Índice de efecto de barrera de cada uno de los obstáculos (que varía entre cero, cuando permite el paso de todas las especies en cualquier condición de caudal, y hasta 10, cuando ninguna especie lo puede pasar), y la longitud total de la masa considerada.

Por su parte, el segundo indicador para la valoración es el Índice de continuidad longitudinal (ICL), que se calcula como el producto del IC por el coeficiente de prioridad de las especies piscícolas (ΣKi).

Valores altos indican ríos muy compartimentados con una alta afección a la comunidad de peces presente. Valores muy bajos indican que no hay problemas de continuidad porque estos afectan poco a la comunidad de peces presente: un río sin obstáculos tendrá un ICL de 0, independientemente de las especies que lo habiten.

Las tablas y formas de cálculo del citado índice se recogen y detallan en el protocolo de caracterización de la HMF anteriormente descrito (7; 8).

Categorización del impacto en la continuidad fluvial del río y en la ictiofauna autóctona

En función de los resultados obtenidos en cada indicador, se obtendrá una evaluación ponderada de la continuidad fluvial del río en cada alternativa y su impacto en la ictiofauna autóctona según la valoración propuesta en el protocolo de caracterización de la HMF que se recoge a continuación.

Indicadores		Grado de alteración y Valor de naturalidad del indicador				Naturalidad ponderada máxima
3.-Continuidad piscícola		ALTO	MODERADO	BAJO	MUY BAJO	
3.1	Índice de compartimentación de la masa de agua (IC)	IC>5	3<IC<5	1<IC<3	IC<1	6.00
		0	0.33	0.66	1	4.00
3.2	Índice de continuidad longitudinal de masa de agua (ICL)	ICL>200	200>ICL>100	100>ICL>25	ICL<25	10.00
		0	0.33	0.66	1	

Figura 27. Categorización impacto de las medidas de mitigación sobre la ictiofauna autóctona (8) (7)

Impacto en el estado de las masas de agua

Para valorar el impacto en el estado de las masas de agua asociadas al aprovechamiento hidroeléctrico se propone la utilización de los siguientes indicadores:

– Para la valoración de las alteraciones hidrológicas y sus posibles efectos sobre los caudales líquidos, se propone que se utilicen los indicadores ICAH 1, ICAH 2 e ICAH 3 del protocolo de cálculo de métricas en indicadores hidromorfológicos de las masas de agua de categoría río. (8) (7).

El indicador ICAH 1, se refiere tanto al efecto de los embalses como trasvases (incluidos los construidos para obras hidráulicas) con capacidad para transformar el régimen de caudales previo a su construcción (regulación hidrológica). A través de la comparación de la suma de las capacidades de almacenamiento de los embalses de grandes presas existentes aguas arriba de la masa de agua considerada (incluyendo los existentes en sus afluentes), considerando las aportaciones en régimen natural de la serie corta (SIMPA) de la cuenca vertiente de la masa de agua. En caso de que las alteraciones estén asociadas a la existencia de trasvases (incluyendo los relacionados con la explotación de centrales hidroeléctricas), el ICAH1 también se calculará para estas aportaciones, comparando el volumen total de las aportaciones trasvasadas con las aportaciones que llegan a la masa en régimen natural.

El indicador ICAH 2 se caracteriza la influencia hidrológica de los embalses sobre la masa de agua. Al menos la de aquellas con una importante capacidad de almacenamiento, y explotadas con objetivos básicamente de abastecimiento y laminación de avenidas. El cálculo se realiza mediante la comparación de la suma de las capacidades de almacenamiento de los embalses que regulan la cuenca vertiente a la masa de agua, y el volumen correspondiente a la avenida con 10 años de periodo de retorno, Q10 (datos CAUMAX).

El indicador ICAH 3 tiene como finalidad incorporar el análisis de la alteración motivada por infraestructuras hidráulicas de menor capacidad de almacenamiento, pero con capacidad para modificar los flujos diarios e intradiarios (como es el caso de las centrales hidroeléctricas), se incorpora un tercer indicador que se determina a partir del cociente entre el sumatorio del caudal medio nominal en las diferentes centrales existentes aguas arriba (no dominadas por embalses y no fluyentes según criterio del Organismo de Cuenca) y el caudal medio anual en régimen natural en la misma sección de cierre.

Categorización del impacto en el estado de las masas de agua

En función de los resultados obtenidos de cada indicador, se obtendrá una evaluación ponderada de la previsión de mejora o empeoramiento del estado de la masa de agua en cada alternativa según la valoración propuesta en el protocolo de caracterización de la HMF que se recoge a continuación.

Indicadores			Grado de alteración y Valor de naturalidad del indicador (Valores de referencia de las clases)			
1.1- Caudal e hidrodinámica (ICAHs)			ALTO	MODERADO	BAJO	MUY BAJO
1.1.1	Embalses y trasvases: Alteración de aportaciones	ICAH 1 $\sum VoIE / ApRN$ (o $ApTRmax 8hm^3 /$ $ApRN(hm^3);$ $DetTRmax8hm^3 /$ $ApRN(hm^3);$	$ICAH 1 > 0,9$	$0,3 < ICAH1 < 0,9$	$0,1 < ICAH1 < 0,3$ (o régimen ecológico de caudales aprobado en PHC y en cumplimiento)	$ICAH 1 < 0,1$
			0	0.33	0.66	1
1.1.2	Embalses: Laminación de avenidas	ICAH 2 $\sum VoIE / [0,0864 * QT10RN]$	$ICAH 2 > 7$	$5 < ICAH2 < 7$	$1 < ICAH2 < 5$ (o régimen de crecidas generadoras aprobado en PHC y en cumplimiento)	$ICAH 2 < 1$
			0	0.33	0.66	1
1.1.3	Hidrópicos	ICAH 3 $\sum Q(CENTRALES) / QmRN$	$ICAH 3 > 0,9$	$0,3 < ICAH3 < 0,9$	$0,1 < ICAH3 < 0,3$ (o régimen de tasas de cambio aprobado en PHC y en cumplimiento)	$ICAH 3 < 0,1$
			0	0.33	0.66	1

Figura 28. Categorización impacto en el estado de las masas de agua (8) (7)

No obstante, y en tanto que el análisis propuesto se limita a la utilización de los ICAHs 1, 2 y 3, es necesario modificar los coeficientes de ponderación de cada uno, según la tabla siguiente:

Índice	Ponderación
ICAH 1	3
ICAH 2	3
ICAH 3	4

Tabla 29. Coeficientes de ponderación ICAHs

Indicador de impacto en cambio climático y transición energética

Los aprovechamientos hidroeléctricos son instalaciones de generación de energía eléctrica renovable, libres de emisiones, que por su naturaleza contribuyen a alcanzar un sistema eléctrico neutro en carbono. En consecuencia, el mantenimiento de un AH supone una medida eficaz para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, para ello se propone medir el impacto en el cambio climático del aprovechamiento por las emisiones de gases de efecto invernadero que evita.

Se determinarán las emisiones de CO₂ anuales no emitidas gracias al aprovechamiento, empleando para ello la siguiente fórmula:

$$V_{CO_2eq} = P_m \times F_e$$

Donde,

V_{CO_2eq} , son las emisiones de CO₂ no emitidas anualmente

P_m , es la producción media del aprovechamiento para cada alternativa

F_e , es el factor de emisión aplicable al aprovechamiento hidroeléctrico. Con carácter general, podrá aplicarse un factor de 0,357 kg de CO₂/KWh.

Categorización del impacto en el cambio climático y en la transición energética

Para la categorización del impacto en el cambio climático y en la transición energética, además de las emisiones que se dejan de emitir, se tendrá en cuenta la tipología de central, en tanto que la energía generada en una central con capacidad de regulación sustituirá, previsiblemente, una mayor cantidad de energías fósiles que una central fluyente, que es una energía renovable variable. Esto, debido a que una central de regulación tenderá a generar en horas de mayor demanda, que en general son horas de generación con combustibles fósiles, contribuyendo a su desplazamiento.

En función del resultado de las emisiones de CO₂ evitadas por el AH, se aplicará la puntuación descrita en el gráfico siguiente, distinguiendo de si se trata de un aprovechamiento con regulación o sin regulación. La puntuación máxima estará limitada a 10 puntos para los aprovechamientos con regulación, y 8 puntos para los aprovechamientos hidroeléctrico en centrales fluyentes.

En la evaluación de alternativas de no continuidad, se asignará una puntuación de cinco puntos.

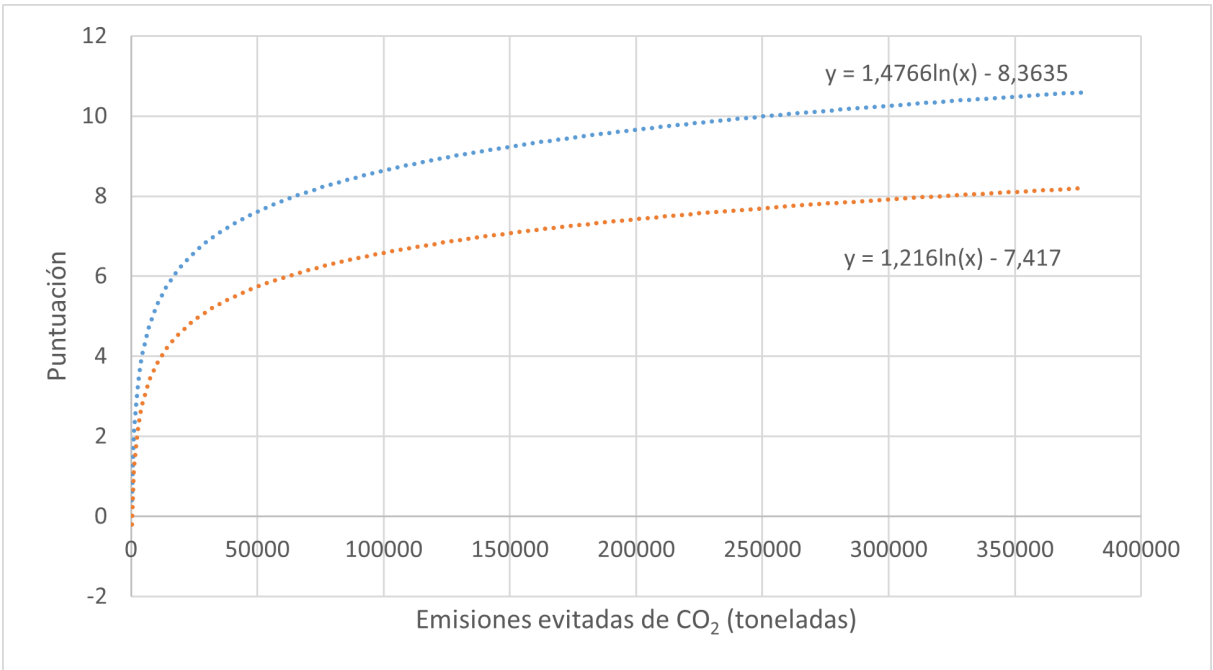


Figura 29. Correlación entre emisiones CO₂ evitadas (en t) y puntuación. Azul - con regulación. Naranja - sin regulación.

Indicadores de criterios sociales y otros

Valor patrimonial de los bienes vinculados

Desde el punto de vista de la normativa de patrimonio histórico, se puede dar el caso de que un aprovechamiento tenga asociado el reconocimiento de bien de interés cultural o patrimonial, o incluso histórico, lo que puede condicionar su explotación posterior o si esta no es viable impedir su demolición. No obstante, las declaraciones de valor histórico o patrimonial pueden llegar a ser inaplicables si el valor ambiental que aporta la demolición y restauración fluvial es superior al valor histórico o patrimonial. Puede suceder, también, que se compatibilicen ambos valores (por ejemplo, demolición de azud para recuperación de la continuidad fluvial y rehabilitación de central como elemento de valor patrimonial).

Categorización del valor patrimonial de los bienes afectos

Se propone la realización de una valoración cualitativa del impacto sobre el patrimonio histórico o cultural de los distintos ámbitos territoriales de la actuación prevista en la alternativa que se valora, basada en las siguientes categorías:

	Descripción	Puntuación
Categoría 1	Impacto positivo en el patrimonio histórico o cultural	10 - 8
Categoría 2	Sin afección al patrimonio histórico o cultural	8 - 5
Categoría 3	Afección leve al patrimonio histórico o cultural	5 - 3
Categoría 4	Afección severa al patrimonio histórico o cultural	3 - 0

Tabla 30. Indicador de la actuación prevista en la alternativa respecto a los bienes de interés cultural

Afección a otros usos y derechos existentes

Asociado a un aprovechamiento hidroeléctrico pueden haberse desarrollado usos que podrían verse afectados por las alternativas planteadas. Algunos ejemplos son: la utilización del embalse para navegación y actividades deportivas, usos agropecuarios, protección frente a incendios, etc. En consecuencia, se deberá valorar la afección a usos vinculados con el aprovechamiento hidroeléctrico de cada una de las alternativas presentadas.

Categorización de la afección a otros usos y derechos existentes

Se propone la realización de una valoración cualitativa del impacto sobre otros usos y títulos de derechos que se pueden ver afectados por las infraestructuras afectas al aprovechamiento hidroeléctrico basado en las siguientes categorías:

	Descripción	Puntuación
Categoría 1	Impacto positivo en los usos y derechos vinculados	10 - 8
Categoría 2	Sin afección a los usos y derechos vinculados	8 - 5
Categoría 3	Afección leve a los usos y derechos vinculados	5 - 3
Categoría 4	Afección severa a los usos y derechos vinculados	3 - 0

Tabla 31. Categorización sobre la afección a usos y derechos vinculados de cada alternativa

Aceptación o rechazo social al aprovechamiento

La decisión sobre la continuidad o no de un aprovechamiento hidroeléctrico tiene una gran relevancia social, principalmente en el ámbito local. Dependiendo de la sensibilidad, identificación y relevancia del aprovechamiento, la población de los municipios cercanos al aprovechamiento puede sentir desde una vinculación intensa con el aprovechamiento hasta un rechazo absoluto al mismo. En consecuencia, y en base a la información histórica del expediente, y de la posición

de la población de los municipios cercanos al aprovechamiento, se deberá valorar el grado de aceptación o rechazo a cada una de las alternativas presentadas. Se prestará especial atención a los resultados de los procesos de información pública, y si fuera el caso, a las reuniones mantenidas con entidades locales y agentes representativos de la sociedad civil, así como a alegaciones recibidas.

Categorización de la aceptación o rechazo social al aprovechamiento

Se propone la realización de una valoración cualitativa del grado de aceptación o rechazo de la alternativa planteada basado en las siguientes categorías:

	Descripción	Puntuación
Categoría 1	Existe una aceptación mayoritaria en la población	10 - 7
Categoría 2	Existe una posición intermedia en la población	7 - 4
Categoría 3	Existe un rechazo mayoritario en la población	4 - 1
Categoría 4	Existe un rechazo generalizado en la población	0

Tabla 32. Categorización sobre la aceptación social de cada alternativa

7.2. Análisis de proceso analítico jerárquico

Como alternativa al análisis multicriterio básico se propone la realización de un estudio multicriterio AHP (Analytic Hierarchy Process- Proceso Analítico Jerárquico) (9).

Se recomienda utilizar este método en casos de especial complejidad para la toma de decisiones (no necesariamente vinculado al tamaño del AH). El método consiste en resolver decisiones complejas con múltiples criterios o variables, normalmente jerarquizados, los cuales, suelen entrar en conflicto. Dicho método cuenta con elementos de autovalidación del mismo, de manera que se detectan las posibles inconsistencias.

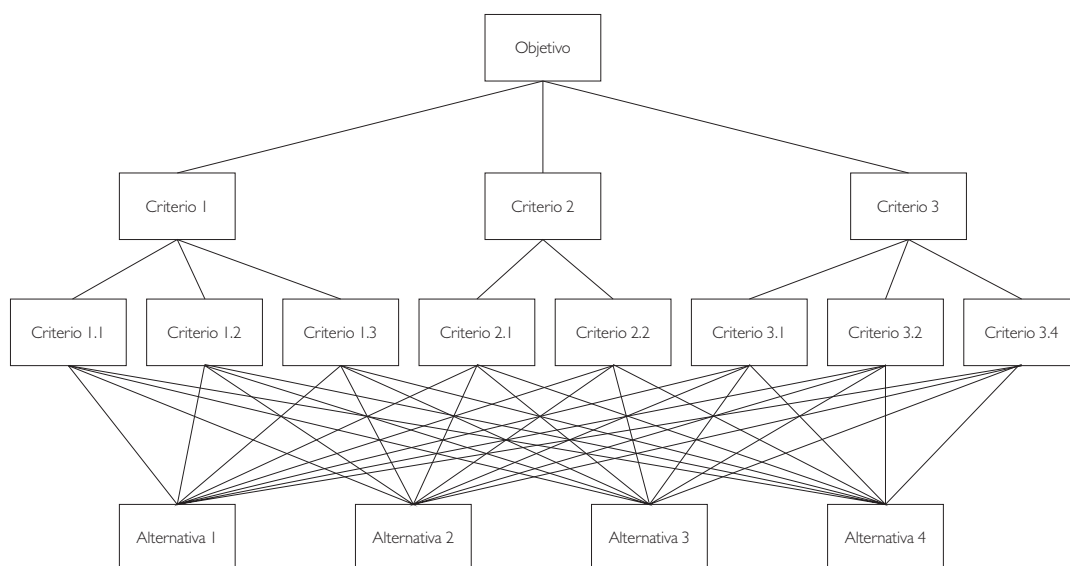


Figura 30. Ejemplo de estructura jerárquica (10)

Antes de la priorización por el método AHP, los indicadores se comparan por pares utilizando la escala de 9 puntos.

Puntaje	Definición	Explicación
1	Igual importancia	Los dos elementos contribuyen igualmente al objetivo.
3	Importancia moderada	La experiencia y el juicio están ligeramente a favor de uno de los elementos.
5	Importancia fuerte	La experiencia y el juicio están fuertemente a favor de uno de los elementos.
7	Importancia muy fuerte y demostrable	Un elemento es preferido sobre el otro en un grado muy fuerte y esta preferencia puede demostrarse en la práctica.
9	Importancia extrema	La evidencia favorece a una alternativa sobre la otra extremadamente
2,4,6,8	Para valores intermedios entre las definiciones	Algunas veces se necesita interpolar un juicio, porque no hay una palabra que describa la relación entre los elementos

Tabla 33. Escala de Saaty (9)

Las prioridades reales de la matriz se determinan aplicando el método del vector propio, a partir de la resolución de la ecuación $(A - \lambda_{max}I)q = 0$ para encontrar el vector prioridad. Por tanto, la matriz se multiplica varias veces consigo misma para luego sumar las filas y normalizar el resultado.

El método AHP mide la consistencia de las puntuaciones para evitar respuestas aleatorias. Para calcular el índice de consistencia (Consistency Index, CI) se utiliza el autovalor λ y el orden de la matriz en la siguiente ecuación:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1}$$

Un índice de consistencia igual a cero significa que la consistencia es completa. Como esta medida depende del orden de la matriz (n), Saaty propone la utilización de la Razón de Consistencia (CR) que se obtiene dividiendo CI por su valor esperado RI, calculado a partir de un gran número de matrices recíprocas positivas de orden n generadas aleatoriamente.

Tamaño de la matriz	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Índice aleatorio	0	0,58	0,9	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Tabla 34. Índice aleatorio RI

Por tanto, una vez la matriz es consistente siempre y cuando CR no supere los valores indicados en la Tabla siguiente. Si en una matriz se supera el CR máximo, hay que revisar las ponderaciones.

Tamaño de la matriz (n)	Ratio de consistencia
3	5%
4	9%
5 o mayor	10%

Tabla 35. Límites del ratio de consistencia

El método elimina las encuestas cuyo Índice de Consistencia es mayor que el permitido por el método.

AHP representa un método complejo y poco intuitivo en su desarrollo, basándose en estructurar el problema en diferentes niveles y subcriterios de manera jerárquica facilitando que el tomador de decisiones valore los diferentes factores y alternativas. En España, por ejemplo, se ha utilizado la técnica AHP para selección de una pequeña central hidroeléctrica en la cuenca del Miño-Sil (11) y en el estudio de viabilidad de la continuidad del aprovechamiento hidroeléctrico de Encinarejo (12).

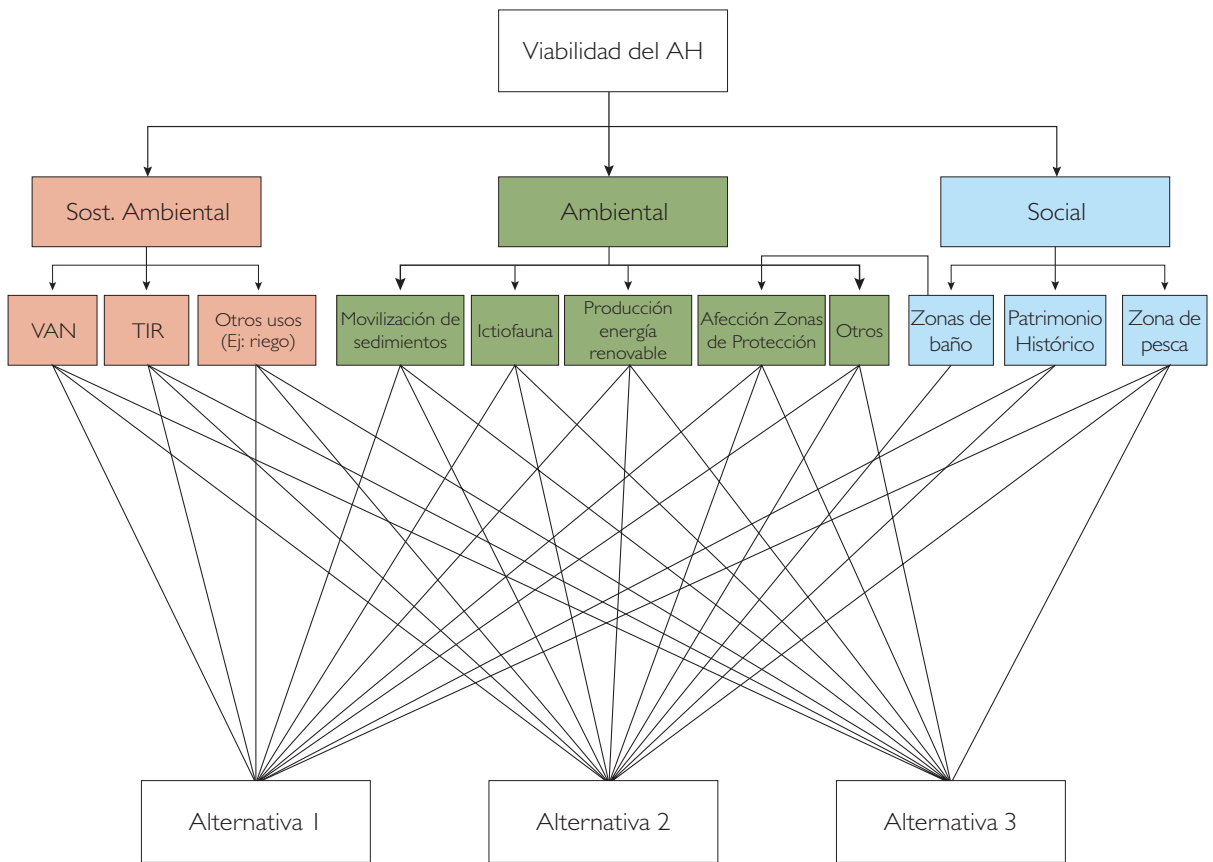


Figura 31. Ejemplo esquema AHP para el estudio de viabilidad de un aprovechamiento hidroeléctrico

En este método es importante establecer los criterios de decisión basados en todos los estudios anteriores realizados en el proceso del estudio de viabilidad. La Figura 31 muestra un ejemplo de un esquema de decisión para un estudio de viabilidad de un aprovechamiento hidroeléctrico.

Una vez seleccionados los criterios a evaluar, la valoración por pares se realizará directamente por trabajo de gabinete de los técnicos asociados al estudio de viabilidad del aprovechamiento, pudiendo enriquecerse con un proceso de participación pública mediante encuestas siguiendo la metodología descrita en el siguiente capítulo.

Participación pública

La participación pública en el análisis de alternativas futuras para el aprovechamiento se plantea mediante la realización de encuestas por parte de agentes involucrados directamente con el aprovechamiento, y agrupados en bloques idénticos a los criterios establecidos, es decir, económicos, sociales y medioambientales. A dichos agentes se les deberá proveer de una memoria descriptiva del aprovechamiento, de las alternativas posibles y los resultados de los indicadores económicos, sociales y medioambientales para cada una de ellas. Finalmente, la encuesta debería habilitar a los participantes a presentar observaciones adicionales a las encuestadas por la Administración.

Gracias a la introducción de la valoración social es posible delimitar qué aspectos económicos, sociales o medioambientales tienen mayor relevancia por sector, permitiendo así orientar las actuaciones futuras de la Administración, tanto ante una eventual demolición, como ante la continuidad de la explotación.

Referencias

1. **Molnar, P.** *Calibration. Watershed Modelling*. Zurich : Institute of Environmental Engineering. Chair of Hydrology and Water Resources Management. ETH Zurich. , 2011.
2. **Luis Cuesta, Eugenio Vallarino.** *Aprovechamientos Hidroeléctricos*. 2014.
3. **Banco Mundial.** *Estrategias de operación y mantenimiento para energía hidroeléctrica: manual para profesionales y tomadores de decisiones*. 2020.
4. **Hydropower Advancement Project (HAP).** *Manual de Evaluación de Condiciones*.
5. **Hydropower Advancement Project (HAP).** *Manual de Evaluación de Desempeño*.
6. **demográfico, Ministerio para la transición ecológica y el reto.** *Borrador de actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030*. 2023.
7. **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.** *Protocolo para el. Cálculo de Métricas de los Indicadores Hidromorfológicos de las masas de agua de categoría ríos*. 2019.
8. —. *Protocolo de caracterización hidromorfológica de masas de agua de la categoría ríos*. Madrid : s.n., 2019.
9. **Saaty, Thomas L.** *The Analytic Hierarchy Process: Planning, Priority Setting, Resource Allocation*. s.l. : McGraw-Hill, 1980.
10. **Yepes, Victor.** poli [Blogs] Universidad Politécnica de Valencia. *Universidad Politécnica de Valencia*. [En línea] 27 de 11 de 2018. [Citado el: 12 de 07 de 2023.] <https://victoryepes.blogs.upv.es/2018/11/27/proceso-analitico-jerarquico-ahp/>.
11. **Bargues, J., Ferrer, P.** *Selecting a small run-of-river hydropower plant by the analytic hierarchy process (AHP): A case study of Miño-Sil river basin, Spain*. 2015.
12. **Grusamar Ingeniería y Consulting.** *Desarrollo de un estudio de la viabilidad de la continuidad de la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico denominado Central Encinarejo – Lugar Nuevo*. Sevilla : Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, 2021. CO(CO)-6624..
13. **Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmica.**
14. **Peter Rutschmann, Eleftheria Kampa, Christian Wolter, Ismail Albayrak, Laurent David, Ulli Stoltz, Martin Schletterer.** *Novel Developments for Sustainable Hydropower*. s.l. : Springer, 2022. ISBN 978-3-030-99137-1.



Anexo I. modelo ficha visita técnica

INSPECCIÓN DE APROVECHAMIENTO HIDROELÉCTRICO

DATOS BÁSICOS			
DATOS BÁSICOS DEL APROVECHAMIENTO			
DENOMINACIÓN:			
TITULARIDAD:			
LOCALIZACIÓN:			
POTENCIA INSTALADA (kVA y kW):			
SALTO NOMINAL (m):			
CAUDAL DE LA CENTRAL (m³/s):			
TIPOLOGÍA:			
FLUYENTE []	REGULACIÓN []	REVERSIBLE []	
EXTERIOR []	SUBTERRÁNEA []	POZO []	
PRESA-CENTRAL []	PIE DE PRESA []	SEPARADA DE PRESA []	
NÚMERO DE GRUPOS:			
POTENCIA NOMINAL DE LAS TURBINAS (kW)			
GRUPO 1 (CÓDIGO):	GRUPO 2 (CÓDIGO):	GRUPO 3 (CÓDIGO):	
GRUPO 4 (CÓDIGO):	GRUPO 5 (CÓDIGO):	GRUPO 6 (CÓDIGO):	
GRUPO 7 (CÓDIGO):	GRUPO 8 (CÓDIGO):	GRUPO 9 (CÓDIGO):	
CONDICIONES DE CAMPO			
FECHA:		HORA:	
ASISTENTES:			
Tiempo meteorológico:		Cota del nivel del embalse:	
Central en explotación:		Acceso a instalaciones:	



PRESA			
Problemas		Diagnóstico	
PRE1. Ninguno		BIEN	
PRE2. Accesos, medios humanos y auxiliares		ACEPTABLE	
PRE3. Auscultación		DEFICIENTE	
PRE4. Coronación		PÉSIMO	
PRE5. Paramento aguas arriba		Comentarios	
PRE6. Paramento aguas abajo			
PRE7. Cimientos			
PRE8. Galerías			
PRE9. Aliviadero			
PRE10. Cuenco amortiguador			
PRE11. Órganos de desagüe			
PRE12. Vaso y zonas adyacentes			
PRE13. Escala de peces			
PRE14. Otros			

TOMA			
Problemas		Diagnóstico	
TOM1. Ninguno		BIEN	
TOM 2. Fisuras o grietas		ACEPTABLE	
TOM 3. Deterioro superficial del hormigón		DEFICIENTE	
TOM 4. Bocatoma		PÉSIMO	
TOM 5. Compuertas		Comentarios	
TOM 6. Reja de gruesos			
TOM 7. Reja de finos			
TOM 8. Limpiarrejas			
TOM 9. Barrera de peces			
TOM 10. Desarenador			
TOM 11. Suministro energía eléctrica			
TOM 12. Otros			

CONDUCCIÓN (CANAL)			
Problemas		Diagnóstico	
CCA1. Ninguno		BIEN	
CCA2. Filtraciones o fugas		ACEPTABLE	
CCA3. Fisuras o grietas		DEFICIENTE	
CCA4. Revestimiento		PÉSIMO	
CCA5. Protección frente caídas		Comentarios	
CCA6. Cajeros			
CCA7. Juntas			
CCA8. Drenaje			
CCA9. Túnel			
CCA10. Acueducto			
CCA11. Sifón			
CCA12. Compuertas			
CCA13. Otros			

CONDUCCIÓN (CÁMARA DE CARGA)			
Problemas		Diagnóstico	
CCC1. Ninguno		BIEN	
CCC2. Filtraciones o fugas		ACEPTABLE	
CCC3. Fisuras o grietas		DEFICIENTE	
CCC4. Revestimiento		PÉSIMO	
CCC5. Protección frente caídas		Comentarios	
CCC6. Juntas			
CCC7. Drenaje			
CCC8. Aliviadero			
CCC9. Rejas			
CCC10. Limpiarrejas			
CCC11. Compuertas			
CCC12. Suministro de energía eléctrica			
CCC13. Otros			

CONDUCCIÓN (TÚNEL EN PRESIÓN)			
Problemas		Diagnóstico	
CTP1. Ninguno		BIEN	
CTP 2. Filtraciones o fugas		ACEPTABLE	
CTP 3. Fisuras o grietas		DEFICIENTE	
CTP 4. Revestimiento		PÉSIMO	
CTP 5. Sostenimiento		Comentarios	
CTP 6. Emboquilles y accesos			
CTP 7. Piezómetros			
CTP 8. Otros			

CONDUCCIÓN (CHIMENEA DE EQUILIBRIO)			
Problemas		Diagnóstico	
CCH1. Ninguno		BIEN	
CCH 2. Filtraciones o fugas		ACEPTABLE	
CCH 3. Fisuras o grietas		DEFICIENTE	
CCH 4. Revestimiento		PÉSIMO	
CCH 5. Protección frente a caídas		Comentarios	
CCH 6. Juntas			
CCH 7. Drenaje			
CCH 8. Aliviadero			
CCH 9. Rejas			
CAC10. Compuertas			
CAC11. Suministro de energía eléctrica			
CAC12. Otros			

CONDUCCIÓN (TUBERÍA FORZADA)			
Problemas		Diagnóstico	
CTF1. Ninguno		BIEN	
CTF2. Filtraciones o pérdidas		ACEPTABLE	
CTF 3. Silletas		DEFICIENTE	
CTF 4. Macizos de anclaje		PÉSIMO	
CTF 5. Erosión, corrosión, oxidación, picaduras		Comentarios	
CTF 6. Protección anticorrosiva			
CTF 7. Uniones o soldaduras			
CTF 8. Junta de dilatación			
CTF 9. Piezas especiales y drenajes			
CTF 10. Otros			

CENTRAL (EDIFICIO)			
Problemas		Diagnóstico	
CMQ1. Ninguno		BIEN	
CMQ2. Estructura		ACEPTABLE	
CMQ3 Cimentación		DEFICIENTE	
CMQ4. Cerramiento		PÉSIMO	
CMQ5. Cubierta		Comentarios	
CMQ6. Dependencias auxiliares			
CMQ7. Accesos			
CMQ8. Gestión de residuos y aceites			
CMQ9. Puertas, ventanas, rejas y ventilación			
CMQ10. Puente Grúa			
CMQ11. Canal de restitución			
CMQ12. Otros			

CENTRAL (SISTEMAS AUXILIARES)			
Problemas		Diagnóstico	
CSA1. Ninguno		BIEN	
CSA2. Válvulas de protección		ACEPTABLE	
CSA3. Ataguías de descarga		DEFICIENTE	
CSA4. Sistema de achique y drenaje		PÉSIMO	
CSA5. Regulador		Comentarios	
CSA6. Compresor			
CSA7. Refrigerador			
CSA8. Actuador			
CSA9. Conducciones eléctricas			
CSA10. Sistema de control			
CSA11. Celdas			
CSA12. Sistema contra incendios			
CSA13. Otros			

EQUIPO ELECTROMECÁNICO DE GENERACIÓN (TURBINAS)			
Problemas		Diagnóstico	
ETU1. Ninguno		BIEN	
ETU2. Conducto distribuidor		ACEPTABLE	
ETU3. Foso de la turbina		DEFICIENTE	
ETU4. Carcasa		PÉSIMO	
ETU5. Cámara espiral y antedistribuidor		Comentarios	
ETU6. Tubo de aspiración			
ETU7. Tapa de la turbina			
ETU8. Inyectores o distribuidor			
ETU9. Rodete			
ETU10. Deflectores			
ETU11. Eje			
ETU12. Admisión de aire			
ETU13. Otros			

EQUIPO ELECTROMECÁNICO DE GENERACIÓN (ALTERNADORES)			
Problemas		Diagnóstico	
EAL1. Ninguno		BIEN	
EAL2. Rotor		ACEPTABLE	
EAL3. Estator		DEFICIENTE	
EAL4. Eje		PÉSIMO	
EAL5. Cojinetes		Comentarios	
EAL6. Crucetas			
EAL7. Frenos y volantes de inercia			
EAL8. Refrigeradores			
EAL9. Sistema de excitación			
EAL10. Otros			

SUBESTACIÓN Y LÍNEA ELÉCTRICA			
Problemas		Diagnóstico	
SUB1. Ninguno		BIEN	
SUB2. Núcleo transformador		ACEPTABLE	
SUB3. Devanados transformador		DEFICIENTE	
SUB4. Sistema de refrigeración		PÉSIMO	
SUB5. Aisladores pasantes		Comentarios	
SUB6. Interruptores de circuito			
SUB7. Reconectores o cuchillas			
SUB8. Otros			

NOTAS ADICIONALES:	

Anexo II. Contenido descripción del aprovechamiento

A) Obra civil

Se describirán las obras civiles, tales como presa, obra de toma, desarenador, conducciones, cámara de carga, chimenea de equilibrio, túneles, accesos, edificio de la central, canal de descarga y todos aquellos elementos asociados a esta disciplina (vallado perimetral, obras de protección de taludes, etc.). En este apartado se incluirán todos los aspectos, incluidas dimensiones, que hagan falta para definir las obras, tales como:

- Presa
 - o Tipología
 - o Longitud de coronación
 - o Altura
 - o Existencia de galerías
 - o Sistema de auscultación
 - o Tipos y dimensiones de los aliviaderos
 - o Tipos, número y dimensiones de las compuertas
- Desarenador
 - o Dimensiones
 - o Tamaño y disposición de las rejillas
 - o Descripción del limpiarrejás
 - o Descripción de los elementos de alivio, incluidas compuertas
- Conducciones
 - o Tipo de conducciones a baja presión (canal, tubería, túnel, enterrada, aérea, combinaciones de varios tipos)
 - o Número y dimensiones de las conducciones a baja presión
 - o Tipo de conducciones a presión (materiales, aérea, enterrada)
 - o Número y dimensiones de las conducciones a presión
- Cámara de carga
 - o Dimensiones
 - o Tamaño y disposición de las rejillas
 - o Descripción del limpiarrejás
 - o Descripción de los elementos de alivio, incluidas compuertas
- Chimenea de equilibrio
 - o Dimensiones
 - o Materiales
 - o Número de chimeneas

- Casa de máquinas
 - o Dimensiones y materiales (cerramiento, cubierta, etc.)
 - o Descripción de la distribución interior y exterior
 - o Número de turbinas y alternadores
 - o Sistema contra incendios
 - o Sistema de ventilación
- Canal de descarga
 - o Dimensiones
 - o Descripción de compuertas, válvulas, rejillas, etc.
- Accesos
 - o Ancho de calzada
 - o Tipo de firme
 - o Longitud total
 - o Descripción del drenaje longitudinal y transversal
- Otros
 - o Garitas de seguridad
 - o Vallado perimetral
 - o Obras de protección frente a deslizamientos
 - o Obras de protección frente a inundaciones
 - o Elementos asociados al PEP

B) Equipo electromecánico

Se hará una descripción lo más exhaustiva posible del equipo electromecánico del aprovechamiento, obtenida principalmente de la documentación técnica más reciente pero también mediante las observaciones de la visita de campo, principalmente lo relacionado al equipo de generación. Algunos aspectos que mencionar son los siguientes:

- Turbina:
 - o Fabricante
 - o Año de fabricación
 - o Número de unidades
 - o Tipo
 - o Caudal de equipamiento
 - o Potencia (kW)
 - o Multiplicador
- Alternadores
 - o Fabricante
 - o Año de fabricación

- o Número de unidades
 - o Potencia (kVA)
- Válvula de guarda
 - o Fabricante
 - o Tipo
 - o Diámetro
 - o Presión de diseño
 - o Sistema de cierre
 - o Descripción del bypass
- Central oleo hidráulica
 - o Capacidad del tanque
 - o Descripción de las bombas
 - o Descripción del tablero de control
- Puente grúa
 - o Ancho (luz libre)
 - o Capacidad máxima
 - o Tipo de sistema de elevación
- Sistema de refrigeración
- Transformador de servicios auxiliares
 - o Tipo
 - o Potencia
 - o Protecciones
- Celdas de media tensión
 - o Número
 - o Descripción
- Sistema de corriente continua
 - o Descripción del banco de baterías
 - o Descripción del cargador rectificador
 - o Descripción del tablero de distribución

C) Interconexión

Incluirá tanto los dispositivos de transformación y protección, como la propia línea eléctrica. Se describirá al menos lo siguiente:

- Transformador principal
 - o Fabricante
 - o Año de fabricación

- o Tipo
 - o Ubicación
 - o Potencia
 - o Relación de transformación
- Interruptores
 - o Número
 - o Tensión nominal
 - o Medio aislante
 - o Corriente nominal
- Seccionadores
 - o Número
 - o Tipo
 - o Tensión nominal
 - o Corriente nominal
- Línea de interconexión
 - o Tensión
 - o Tipo (aérea/enterrada, combinación)
 - o Longitud
 - o Número de apoyos
 - o Tipo de apoyos

D) Sistemas de operación y comunicación



