

Proyecto Fin de Carrera
Grado en Ingeniería de la Energía

Estudio de viabilidad de la conversión de las
centrales de El Carpio y Casas Nuevas a centrales
hidroeléctricas

Autor: José Luis Olivas Sánchez

Tutor: José María López Herrera Sánchez

Dep. Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de Fluidos
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Proyecto Fin de Carrera
Grado en Ingeniería de la Energía

Estudio de viabilidad de la conversión de las centrales de El Carpio y Casas Nuevas a centrales hidroeléctricas

Autor:

José Luis Olivas Sánchez

Tutor:

José María López Herrera Sánchez

Profesor titular

Dep. Ingeniería Aeroespacial y Mecánica de fluidos

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Proyecto Fin de Carrera: Estudio de viabilidad de la conversión de las centrales de El Carpio y Casas Nuevas a centrales hidroeléctricas

Autor: José Luis Olivas Sánchez

Tutor: José María López Herrera

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

*A mi familia y amigos con los que
he llegado hasta aquí.*

Agradecimientos

Quiero agradecer ante todo a mi familia, especialmente mis padres, por todos los consejos y apoyos que tanto me han guiado y ayudado en este último año.

A mi tutor, José María López Herrera, por haberme dado la oportunidad y sin el cual este trabajo no hubiese sido posible.

A mis “*True Gies*,” por todos los años de carrera, por las risas, llantos, enfados y alegrías que he tenido la suerte de compartir con vosotros.

A Marina, por acompañarme hasta aquí y hacer más fácil el camino, por tu presencia día a día, a pesar de la distancia.

A David, por todo el tiempo compartido y por las reflexiones más profundas que uno pueda esperar de un hermano.

José Luis Olivas Sánchez

Sevilla, 2018

Resumen

El proyecto se centrará en la utilización de RETScreen con tres centrales hidroeléctricas andaluzas: la antigua central de Casas Nuevas (Jaén), central de El Carpio (Córdoba) y la central de Iznájar (Málaga).

RETScreen se trata de un software que simula instalaciones de generación eléctrica (en nuestro caso instalaciones hidráulicas) y que permite de una forma sencilla realizar el prediseño de la central, así como estudiar la viabilidad del proyecto (con ratios financieros) en función de unos datos de partida.

En el primer caso se estudiará la posibilidad de recuperar la central abandonada para ponerla en marcha de nuevo, utilizando el antiguo emplazamiento para instalar nuevos equipos de turbinas. En los otros casos se comparará los resultados obtenidos con la utilización de RETScreen con la realidad, para comprobar el alcance de esta herramienta.

The project will focus on the use of RETScreen with three Andalusian hydroelectric plants: the old central of Casas Nuevas (Jaén), central of El Carpio (Córdoba) and the central Iznájar (Málaga).

RETScreen is a software that simulates electrical generation facilities (in our case hydraulic installations) and that allows in a simple way to carry out the pre-design of the plant, as well as to study the viability of the project (with financial ratios) based on some data of departure.

In the first case, the possibility of recovering the abandoned plant to start it up again will be studied, using the old site to install new turbine equipment. In the other cases, the results obtained will be compared with the use of RETScreen with reality, to check the scope of this tool.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxii
1 Justificación del proyecto	1
2 Introducción	3
2.1 <i>Situación en la UE</i>	3
2.2 <i>Situación en España</i>	3
2.3 <i>Situación Andalucía</i>	4
2.4 <i>Metodología del estudio</i>	6
2.4.1 Legislación	6
2.4.2 Introducción	7
2.4.3 RETScreen	8
3 Casos estudiados	21
3.1 <i>Central de Casas Nuevas</i>	21
3.1.1 Localización	21
3.1.2 Análisis de los caudales	22
3.1.3 Análisis energético	24
3.1.4 Costes	28
3.1.5 Emisiones	29
3.1.6 Análisis financiero	30
3.1.7 Riesgo	32
3.1.8 Comparativas	40
3.2 <i>Central El Carpio</i>	41
3.2.1 Localización	41
3.2.2 Análisis de los caudales	42
3.2.3 Análisis energético	44
3.2.4 Costes	47
3.2.5 Emisión	48
3.2.6 Análisis financiero	49
3.2.7 Riesgo	51
3.2.8 Comparativas	56
3.3 <i>Central de Iznájar</i>	57
3.3.1 Localización	57
3.3.2 Análisis de caudales	58
3.3.3 Análisis energético	61
3.3.4 Coste	64

3.3.5	Emisión	66
3.3.6	Análisis financiero	66
3.3.7	Riesgo	68
3.3.8	Comparativa	69
4	Conclusiones	11
5	Anexos	14
5.1	<i>Caudales Clasificados</i>	14
	Referencias	16

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Precio de exportación a la red.	7
Tabla 2-2: Discriminación horaria.	7
Tabla 2-3: Parámetros financieros.	16
Tabla 3-1: Caudales anuales promedios Casas Nuevas.	23
Tabla 3-2: Potencia de las turbinas.	29
Tabla 3-3: Eficiencia turbina Kaplan estándar.	35
Tabla 3-4: Comparación de los modelos. Casas Nuevas.	40
Tabla 3-5: Comparación Tipos de turbina Casas Nuevas.	40
Tabla 3-6: Comparativa número turbinas Casas Nuevas.	41
Tabla 3-7: Datos técnicos El Carpio.	41
Tabla 3-8: Promedio de caudales anuales. El Carpio	43
Tabla 3-9: Parámetros financieros El Carpio.	49
Tabla 3-10: Eficiencia estándar turbina Francis	53
Tabla 3-11: Comparación de los dos modelos. El Carpio.	56
Tabla 3-12: Comparativa modelos turbinas El Carpio.	57
Tabla 3-13: Comparativa número de turbinas El Carpio.	57
Tabla 3-14: Datos técnicos Iznájar.	58
Tabla 3-15: Parámetros financieros Iznájar.	67
Tabla 3-16: Comparativa modelo de turbinas. Iznájar.	70
Tabla 4-1: Comparación estudio de viabilidad de la central Casas Nuevas.	12

ÍNDICE DE FIGURAS

Figure 2-1: Potencia instalada en España según tecnologías.	4
Figure 2-2: Empleo generado por E. renovables en Andalucía.	5
Figure 2-3: Potencia instalada en Andalucía por provincias.	5
Figure 2-4: Ejemplo de curva de caudales clasificados.	8
Figure 2-5: Inicio RETScreen.	9
Figure 2-6: Selección de ubicación.	9
Figure 2-7: Datos meteorológicos.	10
Figure 2-8: Selección de la Instalación.	10
Figure 2-9: Coste de producción de energía según tecnologías.	11
Figure 2-10: Electricidad y combustible.	11
Figure 2-11: Tecnología “Turbina Hidráulica”.	12
Figure 2-12: CCC.	13
Figure 2-13: Energía producida y pérdidas.	13
Figure 2-14: Curva potencia y CCC.	14
Figure 2-15: Costes iniciales.	15
Figure 2-16: Costes anuales.	15
Figure 2-17: Análisis de emisiones.	16
Figure 2-18: Viabilidad financiera	17
Figure 2-19: Flujos de caja anuales.	18
Figure 2-20: Análisis de sensibilidad	18
Figure 2-21: Análisis de riesgo.	19
Figure 3-1: Localización de la antigua central de Casas Nuevas.	22
Figure 3-2: Caudales anuales promedios.	23
Figure 3-3: Curva Caudales Clasificados Casas Nuevas.	24
Figure 3-4: Precio de exportación de la electricidad.	24
Figure 3-5: Datos de inicio Casas Nuevas.	25
Figure 3-6: Datos caudales clasificados Casas Nuevas.	26
Figure 3-7: Curva eficiencia turbina Casas Nuevas.	26
Figure 3-8: Curva Caudales clasificados y potencia disponible RETScreen.	27
Figure 3-9: Energía producida. Casas Nuevas.	28
Figure 3-10: Costes iniciales Central Casas Nuevas.	28
Figure 3-11: Costes anuales Central Casas Nuevas.	29
Figure 3-12: Análisis de emisiones Central Casas Nuevas.	30
Figure 3-13: Parámetros financieros. Casas Nuevas.	30

Figure 3-14: Viabilidad financiera. Casas Nuevas.	31
Figure 3-15: Flujos de cajas anuales. Casas Nuevas.	32
Figure 3-16: Análisis de sensibilidad VAN. Casas Nuevas.	32
Figure 3-17: Análisis de riesgo. Casas Nuevas.	33
Figure 3-18: Datos de partida	34
Figure 3-19: Curva eficiencia turbina Kaplan estándar	36
Figure 3-20: Porcentaje de días del año que operan las turbinas.	36
Figure 3-21: Rendimiento de la turbina equivalente.	37
Figure 3-22: CCC con turbina equivalente. Casas Nuevas	37
Figure 3-23: Curva de potencia. Casas Nuevas	38
Figure 3-24: Energía producida y pérdidas. Casas Nuevas.	38
Figure 3-25: Viabilidad financiera (2). Casas Nuevas.	39
Figure 3-26: Localización de El Carpio	42
Figure 3-27: Promedio caudales anuales El Carpio.	43
Figure 3-28: Curva caudales clasificados El Carpio	43
Figure 3-29: Datos de partida El Carpio.	44
Figure 3-30: Curva Caudales Clasificados El Carpio.	45
Figure 3-31: Curva eficiencia El Carpio.	45
Figure 3-32: Capacidad de generación y energía producida El Carpio.	46
Figure 3-33: Curva caudal clasificado y curva de potencia El Carpio.	47
Figure 3-34: Costes iniciales Carpio.	47
Figure 3-35: Costes anuales el Carpio.	48
Figure 3-36: Emisiones El Carpio.	49
Figure 3-37: Viabilidad financiera El Carpio.	50
Figure 3-38: Flujo cajas anuales El Carpio	50
Figure 3-39: Análisis de sensibilidad. El Carpio.	51
Figure 3-40: Análisis de riesgo El Carpio.	51
Figure 3-41: Curva eficiencia Francis estándar.	53
Figure 3-42: Porcentaje de días del año que operan las turbinas.	54
Figure 3-43: Rendimiento de la turbina equivalente.	54
Figure 3-44: Eficiencia con turbina equivalente. El Carpio.	55
Figure 3-45: Energía producida con turbina equivalente.	55
Figure 3-46: Viabilidad financiera con turbina equivalente. El Carpio.	56
Figure 3-47: Localización Iznájar	58
Figure 3-48: Caudales anuales Iznájar 2000-2015.	59
Figure 3-49: Caudales anuales Iznájar.	60
Figure 3-50: Curva caudales clasificados Iznájar.	60
Figure 3-51: Datos de partida Iznájar.	61
Figure 3-52: Caudales clasificados Iznájar.	62

Figure 3-53: Curva de eficiencia de las turbinas. Iznájar.	63
Figure 3-54: Energía producida y generación eléctrica. Iznájar.	63
Figure 3-55: Curva de potencia Iznájar.	64
Figure 3-56: Costes iniciales Iznájar.	65
Figure 3-57: Coste anual Iznájar.	65
Figure 3-58: Análisis de emisiones Iznájar.	66
Figure 3-59: Flujos de cajas anuales Iznájar.	68
Figure 3-60: Análisis de sensibilidad VAN. Iznájar.	68
Figure 3-61: Análisis de sensibilidad Payback. Iznájar.	69
Figure 3-62: Análisis de riesgo VAN. Iznájar.	69
Figure 5-1: Caudales Clasificados El Carpio	14
Figure 5-2: Caudales clasificados Casas Nuevas	14
Figure 5-3: Caudales clasificados Iznájar	15

Notación

CCC	Curva de caudales clasificados
VAN	Valor Presente Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
Q	Caudal (m ³ /s)

1 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Los intelectuales resuelven problemas, los genios los previenen.

- Albert Einstein -

EL proyecto realizado tiene varios objetivos principales. Uno de ellos es el impulso de la energía hidráulica como fuente renovable en Andalucía. En esta comunidad Autónoma el 43,2% de la energía eléctrica que se consume proviene de origen renovable. Si hablamos de la energía hidráulica, hay instalado una potencia de 620 MW (incluyendo las de bombeo) provenientes de 91 centrales a lo largo de todo el territorio. Si bien la energía hidráulica está consolidada y existen pocos aprovechamientos disponibles, hay muchas de estas explotaciones que son muy antiguas y que se pueden rehabilitar además de potenciar de nuevo. También se debe impulsar la instalación de pequeñas centrales de agua fluyente (minihidráulicas), que tienen un impacto ambiental menor (puesto que no hay que desviar el cauce natural del río) y unos costes de inversión mucho menores, además de tener una aplicación para autoconsumo (combinada con otras fuentes de energía) en zonas de difícil acceso.

Puede ser la solución para abastecer a pequeñas comunidades locales con una fuente de energía no contaminante y relativamente barata. La apuesta por las energías renovables en Andalucía puede ser un factor muy importante que contribuya al desarrollo de las zonas rurales y a la generación de puestos de empleos en un territorio que cuenta con un alto porcentaje de paro (25%). Estas tecnologías suponen también un alto valor añadido a la actividad económica de la región, además de garantizar un modelo energético sostenible que pueda garantizar las necesidades de la población sin comprometer los recursos naturales.

El segundo objetivo es probar la utilidad de RETScreen, un software desarrollado por el gobierno de Canadá, para el estudio y el análisis de centrales de generación de energía eléctrica y otras instalaciones industriales. Mediante el prediseño y la simulación de tres centrales hidroeléctricas basadas en instalaciones reales localizadas en la región de Andalucía, estimaremos los costes y la producción eléctrica y las compararemos con la realidad.

2 INTRODUCCIÓN

*El científico no tiene por objeto un resultado inmediato.
El no espera que sus ideas avanzadas sean fácilmente
aceptadas. Su deber es sentar las bases para aquellos
que están por venir y señalar el camino*

-Nikola Tesla-

La energía hidráulica es aquella que se obtiene de aprovechar la energía potencial de una masa de agua situada en un punto del cauce del río, para convertirla primero en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica.

Está formada por un conjunto de instalaciones hidráulicas y equipos electromecánicos. La turbina transforma la energía potencial en mecánica que a su vez mueve un generador eléctrico para convertirla en energía eléctrica. La potencia es proporcional al caudal de agua utilizado y la altura del salto en un aprovechamiento.

2.1 Situación en la UE

La Unión Europea, ha sido durante mucho tiempo, líder mundial en la promoción y el desarrollo de las energías renovables, para combatir el cambio climático, fomentar la transición hacia una economía hipocarbónica y estimular el crecimiento económico de gran potencial. Además, este interés por el desarrollo de las energías renovables también se debe a razones de seguridad y diversificación del suministro de energía.

El marco actual para 2020 establece para toda la UE varios objetivos, entre los que destacan la reducción de los gases de efecto invernadero un 20%, aumentar la eficiencia energética para ahorrar un 20% del consumo y alcanzar el 20% de fuentes renovables en la UE.

Si nos centramos en la energía hidráulica, Europa es la región del mundo con la mayor capacidad de generación hidroeléctrica, cerca de 260 GW de potencia instalada del total mundial estimado de 1034 GW.

2.2 Situación en España

En España hay instalados cerca de 47.921 MW de potencia de renovables. Gracias al enorme impulso de este tipo de energías, en 2016 se consiguió que supusiera el 40,5% de la generación eléctrica total (unos 100 GWh). Este dato ha sido posible, principalmente, por el crecimiento del 25,5% de la producción hidráulica y por el descenso de la generación con carbón, cuya producción fue un 30,9% inferior a la del 2015 [1].

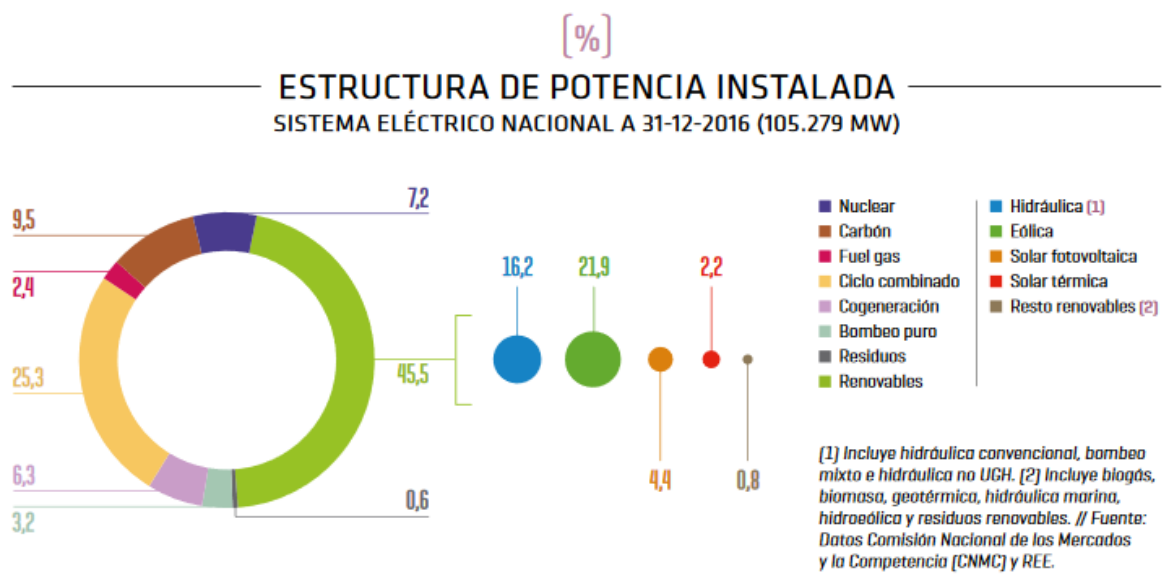


Figure 2-1: Potencia instalada en España según tecnologías.

Si nos centramos en la e. hidráulica, España tiene un elevado potencial, desarrollado a lo largo de más de un siglo. Dentro de las energías renovables, la energía hidroeléctrica es la tecnología más consolidada y de mayor grado de madurez, gracias a la orografía y a la existencia de un gran número de presas (con 22.000 hm³ de capacidad). Si hablamos de potencia instalada, la energía hidráulica cuenta ahora mismo con 17.025 MW y supuso el 35,5% de la generación eléctrica en el conjunto de las renovables, después de la eólica (47%).

No obstante, el peso de la hidráulica en el conjunto de las renovables se ha visto reducido, por el gran impulso que ha sufrido otras energías de este tipo, como puede ser la e. eólica y la fotovoltaica.

2.3 Situación Andalucía

Andalucía cuenta con un modelo de abastecimiento energético que está muy ligado a los combustibles fósiles, es decir, que presenta una elevada dependencia energética del exterior. Las importaciones llegan hasta el 80% del consumo debido a los derivados del petróleo que cubren el 43.6% de la demanda energética andaluza [2]

Como hemos dicho, el uso de las nuevas energías renovables permite frenar la dependencia que tenemos además de contar con los beneficios medioambientales. La abundancia de recursos renovables propios y el impulso que han sufrido los últimos años estas formas de energías alternativas han hecho que actualmente el 43,2% de la energía eléctrica consumida provenga de estas fuentes.

Todo este esfuerzo queda reflejado en la estrategia energética de Andalucía 2020, que propone cinco objetivos que pueden colocar a esta CC.AA como referencia energética en el plano europeo: reducir un 25% el consumo de energía primaria, aportar con energías renovables el 25% del consumo final bruto de energía, descarbonizar en un 30% el consumo de energía respecto al valor de 2007, autoconsumir el 5% de la energía eléctrica generada con fuentes renovables y mejorar un 15% la calidad del suministro energético.

Si hablamos del impacto que tienen las energías renovables en la generación de empleo en Andalucía, tenemos que hablar de los 44.300 puestos de trabajo que se crearon en 2016, siendo los empleos de mantenimiento y operación los más importantes, puesto que son fijos durante la vida útil de las instalaciones. Las tecnologías que más puestos van a generar, según estimaciones, son las solares: la de concentración, con un 26,6% del total, la fotovoltaica, con un 24% y la solar térmica, con un 10,5%. También tendrán una incidencia importante la eólica y la biomasa. [3]

Empleo que generan las renovables en Andalucía

Descripción de tecnología Planta tipo	Nº trabajadores construcción	Tiempo de construcción	Nº de trabajadores construcción/año	Nº trabajadores/año operación/mantenimiento
Eólica 20 MW	57	1	57	3
Minihidráulica 5 MW	23	1,5	15,3	2
Solar-Termoeléctrica 17 MW Torre	456	2	228	30
50 MW CCP	724	2	362	44
SolarFotovoltaica 1 MW	22	1	22	2
Biomasa Eléctrica 10 MW	62	1,5	4	1,7
Biogás Eléctrica 2 MW	9	1	9	3
Energía Solar térmica 100 m ²	0,85	1	0,85	0,1
Biocarburantes (Biodiésel) 180.000 tep/año	870	1	870	40

Figure 2-2: Empleo generado por E. renovables en Andalucía.

Si nos centramos en la energía hidráulica, comprobamos que hay instalados 598.8 MW (sin incluir instalaciones de bombeo) (a 31.12.2016, REE). Esto representa el 3.5% de toda la potencia instalada en España de este tipo de energía. Si nos vamos a términos de producción eléctrica, estas instalaciones producen 694 GWh, que representa el 1,9% del total de generación hidroeléctrica del sistema nacional.

Debido a que este tipo de energía se encuentra muy desarrollada tecnológicamente y los emplazamientos con mejores perspectivas se encuentran explotados, se está dando una tendencia hacia la recuperación, modernización y explotación de centrales minihidráulicas (menores de 10 MW). [4]

Provincia	Hidráulica (MW)
Almería	8,39
Cádiz	9,89
Córdoba	89,37
Granada	96,10
Huelva	15,00
Jaén	212,22
Málaga	126,66
Sevilla	63,05
Andalucía	620,68

Figure 2-3: Potencia instalada en Andalucía por provincias.

Las provincias que cuentan con una mayor potencia instalada de energía hidráulica son: Jaén, Málaga y Granada.

2.4 Metodología del estudio

2.4.1 Legislación

Se detallará a continuación la legislación en el precio de venta de electricidad a la red.

La ley 54/1997 [5] del sector eléctrico establece dos regímenes de generación eléctrica:

- Régimen ordinario: para aquellas centrales convencionales.
- Régimen especial: aquellas centrales de menos 50 MW de potencia instalada y que utilicen recursos renovables. En nuestro caso nos acogeremos a este régimen.

En el Real Decreto 661/2007 [6] se especifican las categorías y los grupos que se acogen al régimen especial:

- Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.
- Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

Dentro de esta categoría se hace referencia a dos subgrupos que nos serán muy útiles:

- Grupo b.4: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.
 - Grupo b.5: Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea inferior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.
- Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b).

En el artículo 24 se especifica que los propietarios de las instalaciones deberán elegir entre ceder la electricidad a la red a cambio de una *tarifa regulada*, única para todos los plazos y dependiendo del subgrupo al que pertenezca, expresada en céntimos de euro por kilovatio – hora, o vender la electricidad al mercado de producción eléctrica, percibiendo por ello el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio-hora.

Potencia	Plazo	Tarifa regulada (c€/kWh)	Prima de referencia (c€/kWh)	Límite Superior c€/kWh	Límite Inferior c€/kWh	
b.4	< 10 MW	Primeros 25 años	7.800	2.5044	8.5200	6.520
		A partir de entonces	7.020	1.3444		
b.5	10 MW < P < 50 MW	Primeros 25 años	$T = 6.60 + 1.20 \times [(50 - P) / 40]$	2.1044	8.000	6.1200
		A partir de entonces	$T = 5.94 + 1.08 \times [(50 - P) / 40]$	1.3444		

Tabla 2-1: Precio de exportación a la red.

De igual forma, aquellas instalaciones que se acojan a la tarifa regulada, también lo podrán hacer, con carácter voluntario, a la discriminación horaria de dos periodos siguiente:

Invierno		Verano	
Punta	Valle	Punta	Valle
11-21 h	21-24 h y 0-11 h	12-22h	22-24 h y 0-12 h

Tabla 2-2: Discriminación horaria.

La tarifa regulada a percibir en este caso se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

Asi mismo, la evaluación de impacto ambiental tendrá que ser acorde con la normativa medioambiental, según la ley 6/2001.

2.4.2 Introducción

Antes de introducir la herramienta de RETScreen, es necesario conocer qué datos de partida necesitamos, así como caracterizar una central hidroeléctrica.

Los parámetros que son críticos en una central vienen determinados por el emplazamiento donde queremos construirla. Éstos son el salto (el desnivel del río que podemos aprovechar) y el caudal que circula por el río. Las centrales producen energía eléctrica a partir de la energía potencial (masa a una cierta altura) contenida en el agua de los ríos, mediante equipo turbina-generador, que se encarga de convertir la energía mecánica en eléctrica. [7] Se pueden clasificar de muchas formas las centrales, pero las que utilizaremos en esta memoria se diferencian según su régimen de flujo [8]:

- Centrales de tipo fluyente: Operan de forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua. Turbinan el agua disponible del río en ese momento, no tienen capacidad de regulación.
- Centrales con regulación propia (embalse): utilizan un embalse para reservar agua e ir graduando el agua que pasa por la turbina. Esto permite aumentar el flujo cuando el caudal que pasa es pequeño.
- Centrales de bombeo: se disponen dos embalses a distinta altura conectados por un conducto de presión equipada con una central que sea capaz de bombear. En periodos de baja demanda (horas valle) bombea agua al embalse superior, que posteriormente se turbinan durante las horas de punta (mayor demanda).

Una vez que sepamos la localización de la nueva central, debemos recopilar toda la información sobre los caudales del río sobre la que se sitúa. Se puede consultar las páginas de las Confederaciones Hidrográficas (en nuestro caso, la del Guadalquivir) o la del Ministerio de Pesca y Agricultura. Se debe coger una muestra que abarque varios años para eliminar los posibles errores de años que sean muy secos u otros que el río sea bastante caudaloso. El objetivo es escoger un caudal nominal que utilizaremos para diseñar las turbinas (el modelo y la potencia que puede desarrollar). Tenemos que elaborar la curva de caudales clasificados, donde se muestra el nº de días del año que supera un determinado caudal.

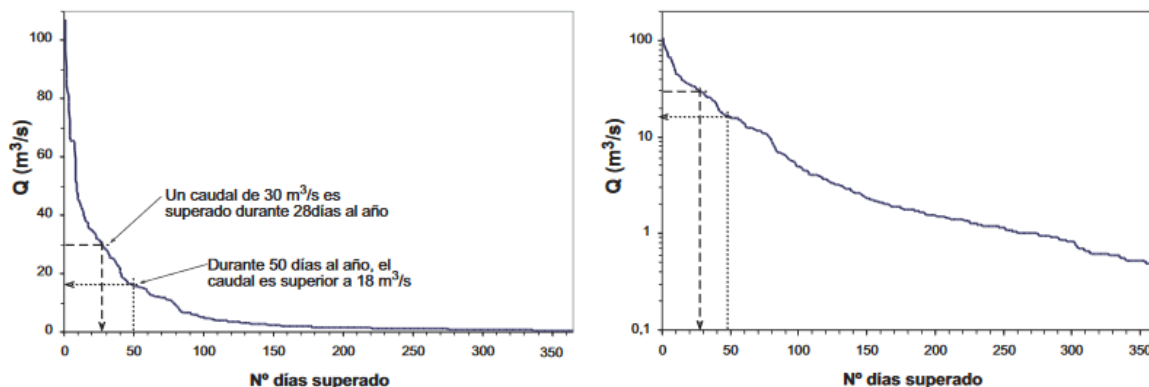


Figure 2-4: Ejemplo de curva de caudales clasificados.

Para ello hemos cogido los caudales mensuales de todos los años comprendidos entre 2000-2015, obteniendo los flujos medios anuales. Escogemos como referencia el año que más se aproxime a ese valor, para trabajar a continuación con los caudales diarios de ese año base. Ordenando de mayor a menor y calculando las probabilidades, se elabora la curva final. Un criterio que se suele utilizar para establecer el caudal de diseño o nominal de la central, es elegir el Q80, o el caudal que sea superado al menos 80 días al año [9].

Es el momento de elegir la(s) turbina(s). Se clasifican principalmente en dos grupos: turbinas de reacción y de acción. En las primeras se utiliza tanto la energía cinética como la potencial para mover el rodete, disminuyendo su presión a su paso (Ej: Kaplan). Las de acción en cambio solo utilizan la velocidad del flujo para su giro, manteniéndose la presión atmosférica constante en todo momento (Ej. Pelton). Cada tipo de turbina tiene unos rangos de funcionamiento en función del salto y del caudal, que hay que tenerlos en cuenta a la hora de instalarlas [10].

Con estos resultados de partida, podemos estimar la potencia de la central, la energía producida y la viabilidad financiera, para lo cual nos apoyaremos en la herramienta RETScreen.

2.4.3 RETScreen

El RETScreen es un software desarrollado por el gobierno de Canadá, que permite la identificación exhaustiva, la evaluación y la optimización de la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energía renovable y de eficiencia energética; igualmente, permite la medición y verificación del rendimiento de instalaciones, así como la identificación de oportunidades de ahorros/producción energética. Se centra tanto en energía renovables como convencionales [11].

Nos apoyaremos en este software para estudiar los distintos casos propuestos de centrales hidroeléctricas, y evaluar el impacto económico que tienen estas instalaciones, así como aspectos como las emisiones emitidas o la viabilidad financiera expresada a través de ratios económicos. La versión que utilizaremos (RETScreen Expert) es gratuita, si bien tiene algunas limitaciones, nos servirá para el estudio que queremos hacer.

2.4.3.1 Inicio

Al abrir el programa nos muestra un esquema de lo que van a ser los pasos que tendremos que recorrer para llevar a cabo el estudio de viabilidad, en lo que serán distintas fases centradas en un aspecto concreto.



Figure 2-5: Inicio RETScreen.

Desde este menú también podríamos abrir o guardar proyectos con los que estamos trabajando, pero en esta versión esa opción se encuentra deshabilitada.

Si seleccionamos “Análisis de factibilidad” comenzaremos con un nuevo proyecto y nos aparece la ventana de ubicación.

2.4.3.2 Ubicación

Lo primero que debemos seleccionar es la ubicación donde en la que se encuentra nuestra instalación, a través de un mapa donde se muestran las estaciones meteorológicas cercanas y las coordenadas de la localización. El programa asignará de forma automática la estación más cercana a nuestra selección para extraer los datos climáticos.

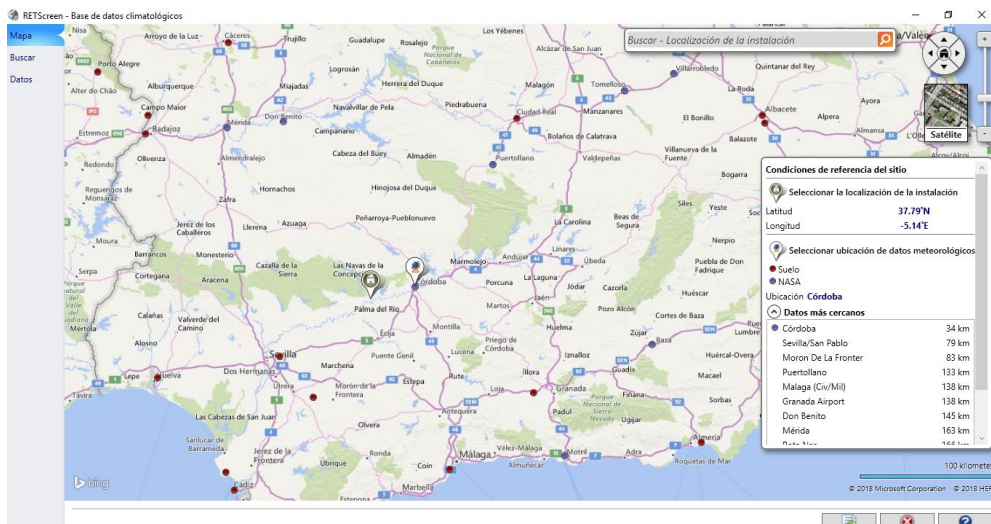


Figure 2-6: Selección de ubicación.

RETScreen extrae de la base de datos de la NASA todos los valores que le hacen falta para elaborar una tabla donde se muestran parámetros como la temperatura del aire, humedad, precipitaciones y la presión atmosférica, entre otros. Es

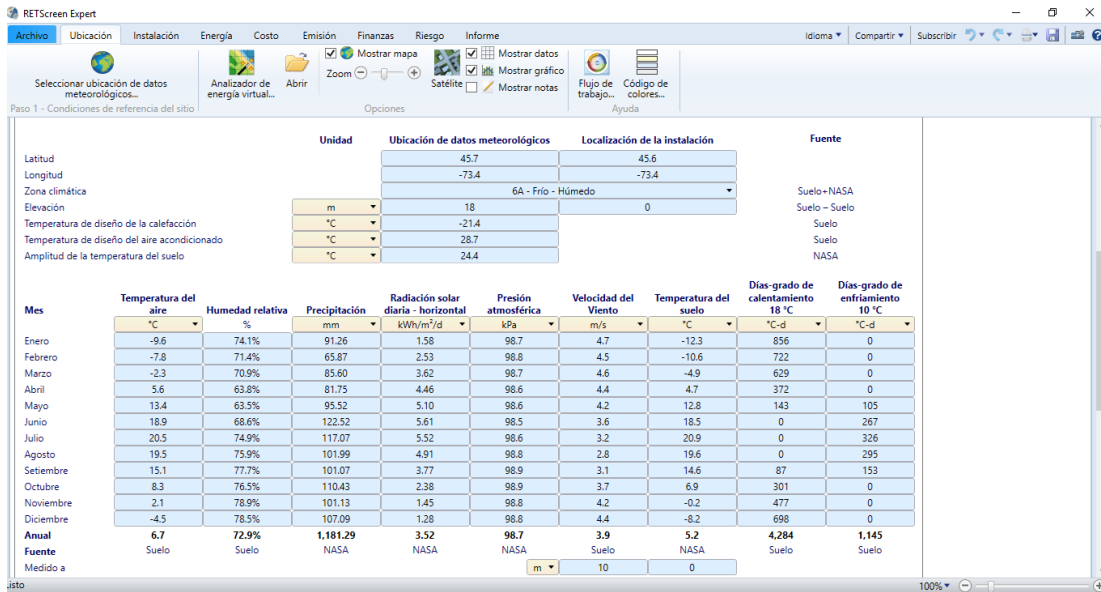


Figure 2-7: Datos meteorológicos.

2.4.3.3 Instalación

El software ofrece una gran cantidad de posibilidades de modelar distintas instalaciones (no solo de generación eléctrica, sino de tipo industrial, agrícola y residencial). Dentro de la producción de energía podemos encontrar centrales de energías convencionales (ciclo combinado...) como de renovables (eólica, hidráulica...)



Figure 2-8: Selección de la Instalación.

En la misma pestaña se encuentra el rango de los costes de producción de la energía (€/MWh) de las diferentes tecnologías, que nos sirven como punto de referencia para comparar unas con otras.

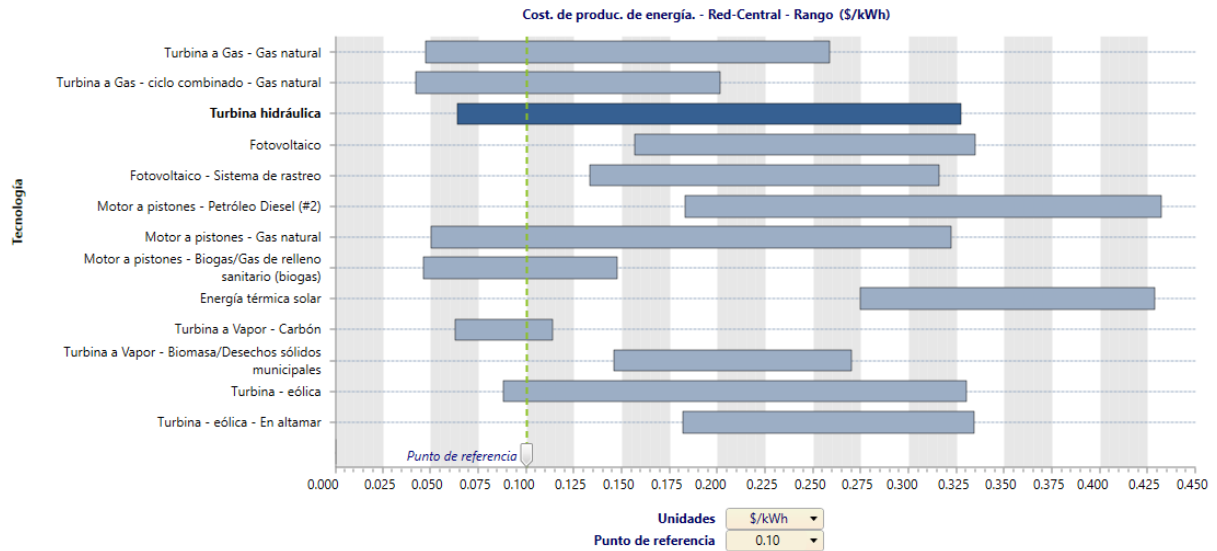


Figure 2-9: Coste de producción de energía según tecnologías.

2.4.3.4 Energía

Este apartado tiene tres “fases” o pasos, que a continuación describiremos. En el primero de ellos se elige qué combustible consume nuestra central (en caso de que no sea renovable) y el precio de exportación de la energía producida (según normativa).

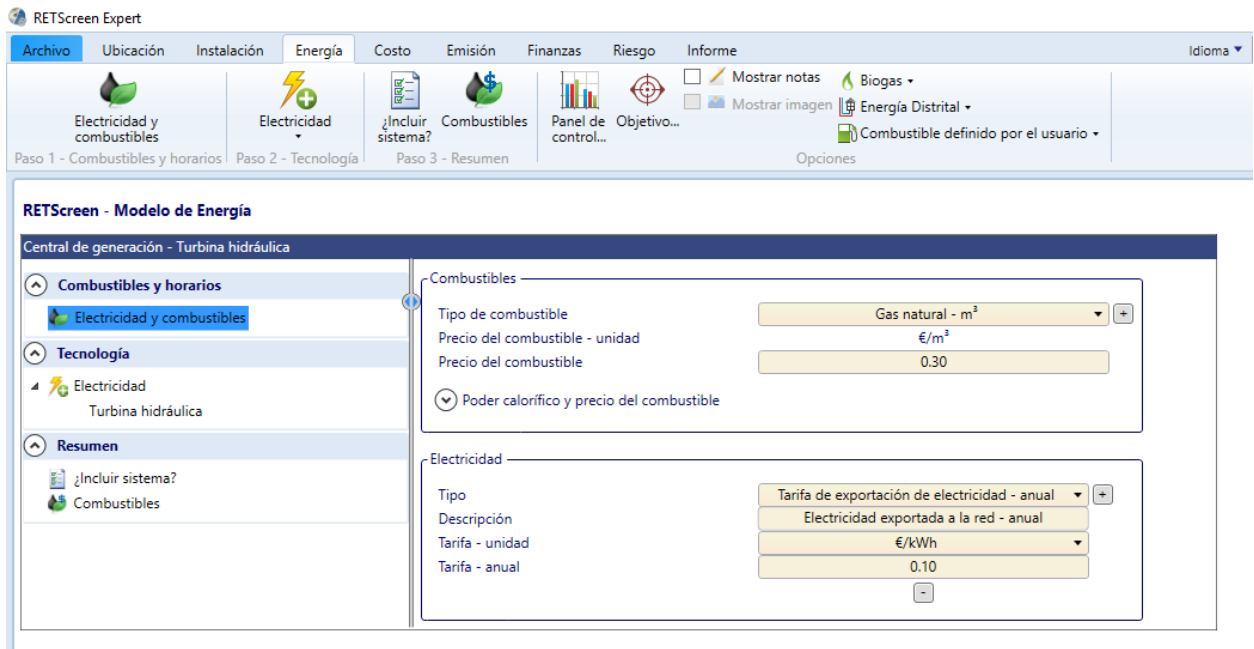


Figure 2-10: Electricidad y combustible.

En el segundo apartado (“Tecnología”) elegimos con qué tecnología iremos a trabajar (en nuestros casos, turbina hidráulica). Existen dos niveles según el nivel de detalle y el número de variables que quieras introducir. Nosotros siempre utilizaremos el nivel 2, que tiene más profundidad.

Evaluación de recursos		
Proyecto Propuesto		A filo de agua
Método de análisis hidrológico		Definido por el usuario
Altura de caída bruta	m	30
Máximo efecto de agua de descarga	m	1
Flujo residual	m ³ /s	2
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%	95%
Flujo firme	m ³ /s	
Turbina hidráulica		
Flujo de diseño	m ³ /s	20
Tipo		Francis
Eficiencia de la turbina		Estándar
Número de turbinas		2
Fabricante		
Modelo		
Coefficiente de diseño		4,5
Ajuste de eficiencia	%	1%
Eficiencia máxima de la turbina	%	89,2%
Flujo a máxima eficiencia	m ³ /s	16,5
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%	85,9%

Figure 2-11: Tecnología “Turbina Hidráulica”.

Se detallarán algunos parámetros dentro de “evaluación de recursos”:

- Proyecto propuesto: señala si la central es de tipo fluvente o de pie de presa. Aparece indicado como “a filo de agua” o de “reservorio” según sea una u otra.
- Método de análisis hidrológico: hace referencia a la curva de caudales clasificados. Si elegimos “definidos por el usuario” será el usuario quien introduzca los datos.
- Máximo efecto de agua de descarga: se introduce la máxima altura que puede disminuir el salto aprovechable debido a la crecida de los ríos (tailwater effect).
- Flujo residual (o ecológico): es el caudal mínimo que hay que dejar pasar (sin turbinar) para mantener el ecosistema. Lo tomaremos como el 10% del nominal.

Respecto a los parámetros de la turbina hidráulica, destacar el flujo de diseño (seleccionado mediante el Q80 de la CCC), el tipo de turbina y la eficiencia (que podemos seleccionar “estándar” o introducirla el usuario).

También hay algunos resultados que el programa estima y que nos lo muestra en pantalla:

- Eficiencia máxima de la turbina: muestra el pico de rendimiento de la curva de eficiencia.
- Flujo a máxima eficiencia: hace referencia al caudal en el punto máximo de rendimiento.
- Eficiencia de la turbina en flujo de diseño: rendimiento en el punto que circula el caudal de diseño.

Justo debajo se encuentra la tabla de CCC que tenemos que rellenar con los resultados de nuestra curva. La siguiente columna muestra la eficiencia de la turbina en función del porcentaje del flujo nominal, así como el número de turbinas en funcionamiento. Nótese cómo funciona RETScreen: las turbinas se activan una detrás de otra, una vez que circulan por ellas el máximo del flujo para el que se han diseñado.

%	Flujo m ³ /s	Eficiencia de la turbina	Número de turbinas	Eficiencia combinada
0%	276.70	0.00	0	0.00
5%	105.23	0.00	1	0.00
10%	70.90	0.00	1	0.17
15%	64.72	0.08	1	0.35
20%	56.91	0.17	1	0.50
25%	49.12	0.26	1	0.64
30%	45.56	0.35	1	0.75
35%	43.87	0.43	1	0.83
40%	39.48	0.50	1	0.88
45%	37.01	0.57	1	0.88
50%	35.12	0.64	1	0.85
55%	31.61	0.69	2	0.69
60%	27.85	0.75	2	0.75
65%	24.38	0.79	2	0.79
70%	19.82	0.83	2	0.83
75%	17.07	0.86	2	0.86
80%	15.34	0.88	2	0.88
85%	11.54	0.89	2	0.89
90%	7.67	0.88	2	0.88
95%	6.59	0.87	2	0.87
100%	5.50	0.85	2	0.85

Figure 2-12: CCC.

A continuación, se describen las pérdidas de la instalación:

- Pérdidas hidráulicas: al circular el agua por la central se producen pérdidas. El programa nos da unos valores orientativos (2%-7%).
- Pérdidas varias: debido a corrientes eléctricas parasitarias o a pérdidas del transformador (1%-3%).
- Eficiencia del generador: los rendimientos de los generadores suelen ser muy elevados (97%).
- Disponibilidad: hay que someter a la central a un mantenimiento que requiere que esté unos días parada, durante los cuales no está produciendo. Este parámetro expresa el porcentaje del tiempo que está funcionando.

Pérdidas

Máximas pérdidas hidráulicas	%	3%
Pérdidas varias	%	2%
Eficiencia del generador	%	97%
Disponibilidad	%	95%

Resumen

Capacidad de generación eléctrica	kW	4,645	Firme
Factor de ajuste de flujo disponible		1	0
Factor de planta	%	78.9%	
Costos iniciales	€/kW		\$
	€		
Costo de O y M (ahorros)	€/kW-año	30	\$
	€	139,351	
Tarifa de exportación de electricidad		Electricidad exportada a la red - anual	
	€/kWh	0.10	
Electricidad exportada a la red	MWh	32,104	
Ingresos por exportación de electricidad	€	3,210,443	

Figure 2-13: Energía producida y pérdidas.

Dentro de resumen se muestra:

- La capacidad de generación eléctrica representa la máxima potencia que puede dar la central calculada por el programa, en kW o MW.
- Factor de planta: ratio entre la energía producida en un año y la que produciría si hubiese estado

trabajando a plena carga.

- Factor de ajuste de flujo disponible: coeficiente que se aplica a los valores de la CCC y para la energía producida (incrementando o disminuyendo el valor).
- Costes: se dividen en los c. iniciales para poner en funcionamiento la central, y los c. anuales del mantenimiento de los equipos. Los iniciales se desglosan de forma más detallada en la siguiente pestaña.

Finalmente, con toda la información que hemos introducido al programa, nos muestra la energía producida (MWh) que exportaremos a la red y los ingresos obtenidos de la venta.

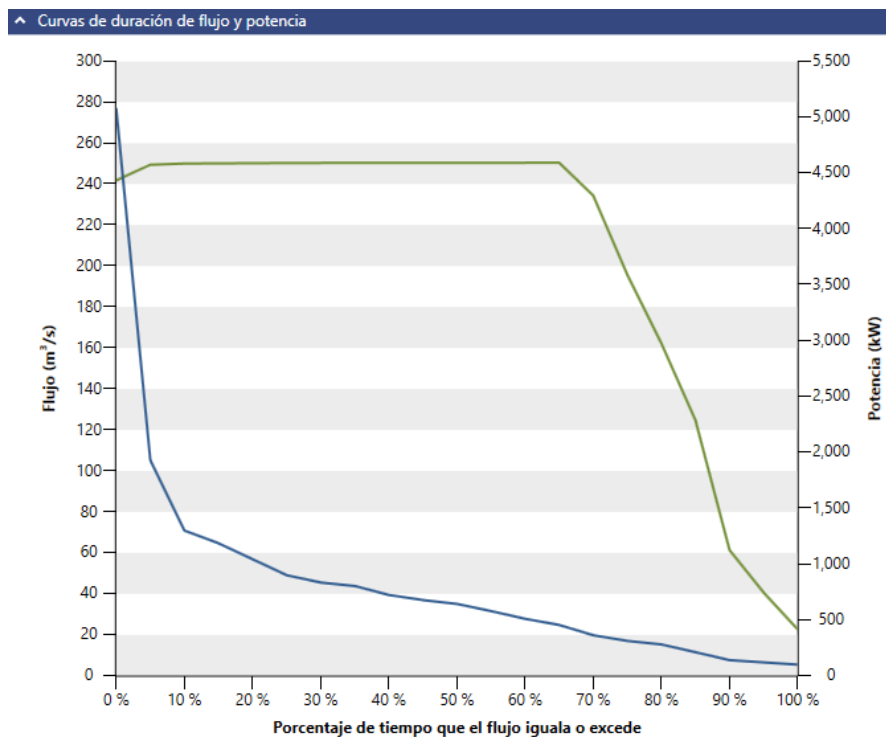


Figure 2-14: Curva potencia y CCC.

En la figura se representa la CCC (azul) que hemos introducido en la tabla en los pasos previos, así como la curva de potencia respecto al porcentaje del tiempo que el flujo iguala o supera. Nos será útil para conocer qué potencia desarrolla durante un determinado nº de días del año.

2.4.3.5 Costo

Existen tres niveles de detalle para desglosar el coste inicial; nosotros seleccionaremos el nivel “2”, un nivel intermedio. Están divididos en tres partes:

- Estudios previos y desarrollo: entre los que destacan los Estudios de factibilidad, Desarrollo e ingeniería. Suele ser del orden del 8-9% del coste total.
- Sistema eléctrico de potencia: donde introduciremos el coste del equipo eléctrico – mecánico de la instalación, así como la subestación, los caminos de acceso si hiciese falta etc.
- Balance del sistema y misceláneos: se especifica el transporte de los equipos y la obra civil de la presa.

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad					
<input type="checkbox"/> Estudio de factibilidad	costo		€ 11,000	€ -	
Subtotal:				€ -	
Desarrollo					
<input type="checkbox"/> Desarrollo	costo		€ -	€ -	
Subtotal:				€ -	
Ingeniería					
<input type="checkbox"/> Ingeniería	costo		€ -	€ -	
Subtotal:				€ -	
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica	kW	4,645	€ 300	€ 1,393,508	
Caminos-accesos	km		€ -	€ -	
Línea de transmisión	km		€ -	€ -	
Subestación	proyecto	1	€ 200,000	€ 200,000	
Mediciones de eficiencia energética	proyecto		€ -	€ -	
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo		€ -	€ -	
Subtotal:				€ 1,593,508	39.2%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%		€ -	€ -	
Transporte	proyecto	1	€ 100,000	€ 100,000	
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d		€ -	€ -	
<input type="checkbox"/> Obra civil	costo	1	€ 2,000,000	€ 2,000,000	

Figure 2-15: Costes iniciales.

En los costes anuales se muestran el coste de mantenimiento del equipo como un coste que lo identifica como “partes y labor”. Es un parámetro que representa el nivel de automatización de la planta, estableciendo un coeficiente entre 0.2 y 1 según la automatización, que se multiplica por el salario de un operario.

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
<input checked="" type="checkbox"/> Mostrar datos				€ 139,351
Partes y labor	proyecto	1	€ 10,000	€ 10,000
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo		€ -	€ -
<input type="checkbox"/> Contingencias	%		€ 149,351	€ -
Subtotal:				€ 149,351

Figure 2-16: Costes anuales.

2.4.3.6 Emisión

RETSscreen tiene incluido un análisis de emisiones donde muestra la reducción anual de tCO₂. Seleccionando el país del caso base y “todos los tipos de combustibles”, asigna un factor de emisión y suma las pérdidas de transporte. Con estos datos calcula la cantidad de tCO₂ equivalentes a la energía que producimos con nuestra central hidráulica que se dejarían de emitir al ambiente.

Tiene la opción de mostrar el equivalente de tCO₂ en otras escalas, como el número de barriles de crudo que se deja de consumir.

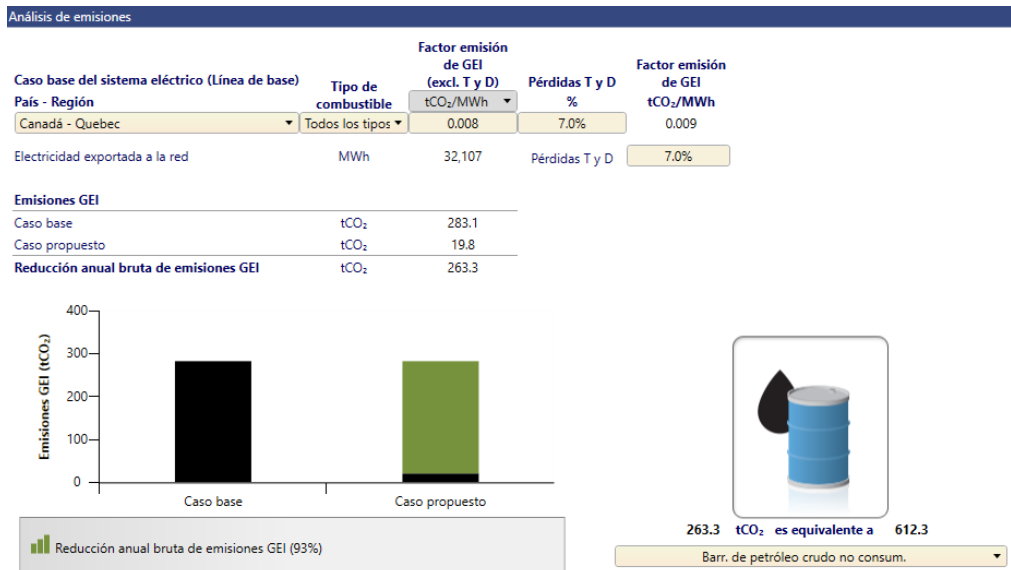


Figure 2-17: Análisis de emisiones.

2.4.3.7 Finanzas

En el análisis financiero el programa calcula una serie de ratios financieros para valorar la rentabilidad y la viabilidad del proyecto a partir de unos parámetros económicos.

Inflación	Ratio de inflación anual durante la vida del proyecto
Tasa de descuento	Coste de capital que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro.
Tiempo de vida del proyecto	Duración de la instalación, se usa para la viabilidad financiera
Incentivos y donaciones	Ayuda económica o subvención que se reciba para los costes del proyecto
Relación de deuda	Ratio que refleja qué porcentaje del coste inicial se convierte en deuda
Tasa de interés de la deuda	Interés anual por la deuda
Duración de la deuda	Número de años para pagar la deuda
Pagos de la deuda	Cantidad de dinero que hay que abonar para pagar la deuda
Tasa de escalamiento de exportación	Incremento anual del precio de exportación de la electricidad

Tabla 2-3: Parámetros financieros.

Una vez definidos los elementos en que se basa para estudiar la viabilidad, y teniendo en cuenta los ingresos y

costes anuales, aparecen en un apartado los resultados definidos por:

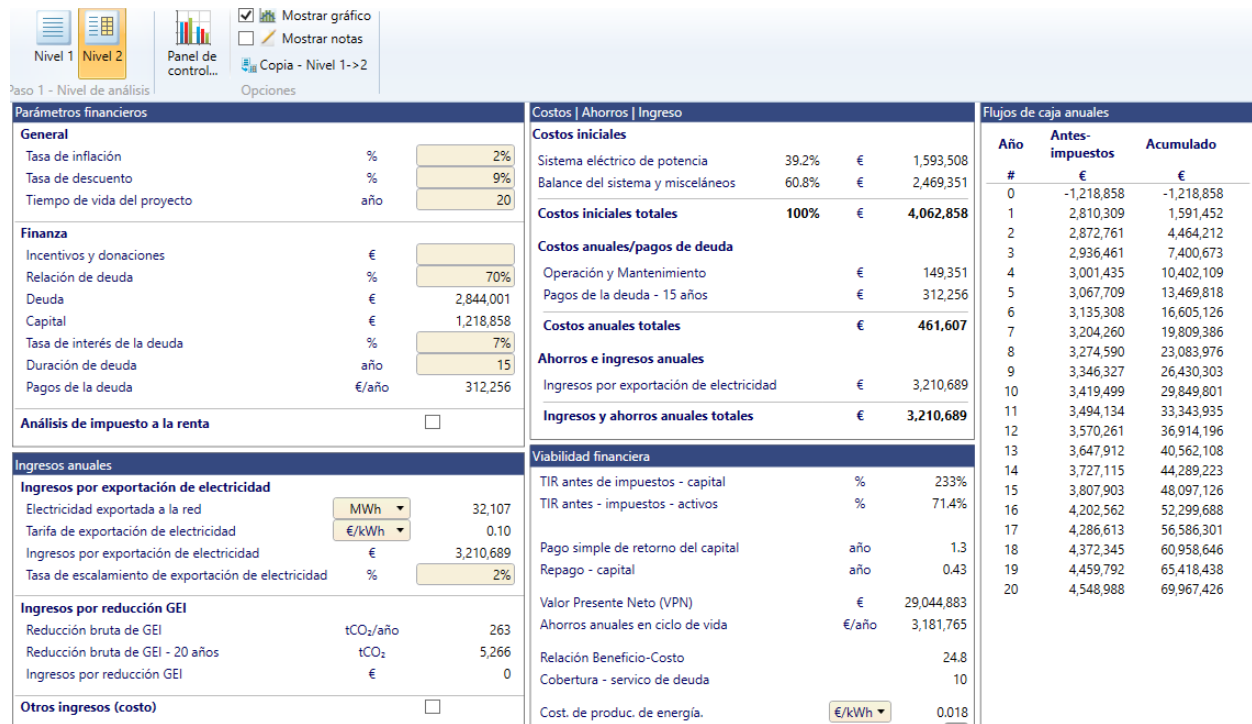


Figure 2-18: Viabilidad financiera

- **TIR del capital:** es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto (antes de impuestos). Se calcula utilizando los flujos de cajas y la vida del proyecto.
- **TIR de los activos:** es la tasa interna de retorno aplicada a los activos del proyecto.
- **Pago simple de retorno del capital:** el número de años que se tarda en recuperar el coste inicial del proyecto, también conocido como payback.
- **Repago del capital:** es el payback aplicado al capital invertido por los inversores.
- **VAN (€):** o valor presente neto, es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. Si el VAN es mayor que 0, el proyecto es viable económicamente.
- **Relación beneficio – costo:** ratio entre los beneficios netos y los costes del proyecto. Si es mayor que 1 significa que es rentable.
- **Cobertura- servicio deuda:** ratio entre los beneficios del proyecto sobre los pagos de la deuda.
- **LCOE:** o coste de producción de energía (€/MWh): representa el precio de venta de la energía para tener un VAN igual a 0.

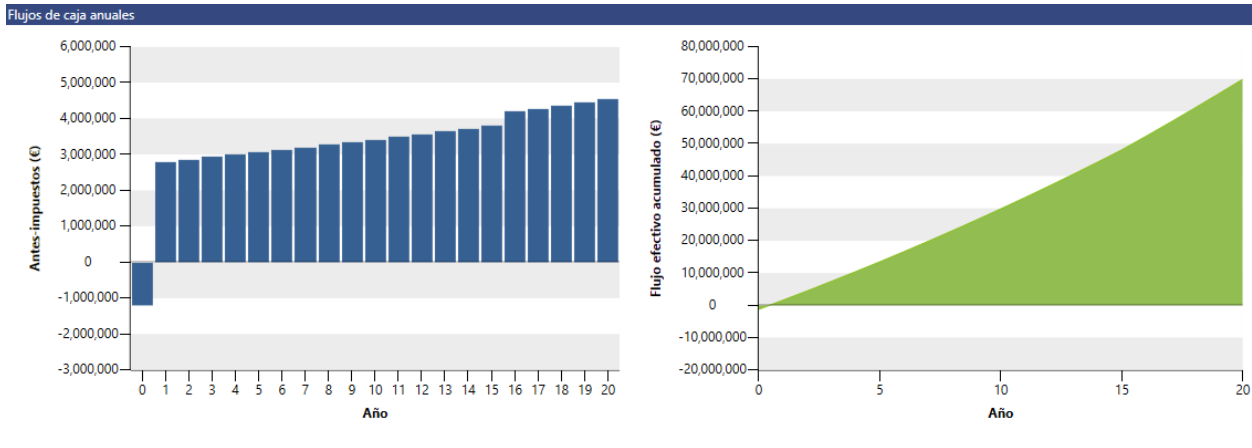


Figure 2-19: Flujos de caja anuales.

En un lado de la pantalla apreciamos los flujos de caja en forma de tabla, y justo abajo aparecen representados en forma de gráficas. Los flujos de caja son las entradas y salidas netas de dinero de un proyecto en un año.

2.4.3.8 Riesgo

En primer lugar viene la opción de realizar un análisis de sensibilidad sobre nuestro proyecto; consiste en analizar qué le ocurre a un indicador financiero que seleccionemos cuando dos variables sufren variaciones.

El análisis se puede efectuar sobre: VAN, TIR, payback y el coste de producción de energía. El rango de sensibilidad hace referencia a la variación que sufren los otros parámetros. El usuario indica un “umbral” por el cual si el parámetro lo supera la casilla se pone en color naranja, lo que significa que no es viable.

Análisis de sensibilidad

Efectúe análisis sobre: Valor Presente Neto (VPN)

Rango de sensibilidad: 75%

Umbral: 0 €

- Quitar análisis		Costos iniciales				
Tarifa de exportación de electricidad		1,015,715	2,539,286	4,062,858	5,586,430	7,110,002
€/MWh		-75.0%	-37.5%	0.0%	37.5%	75.0%
25.00	-75.0%	6,061,787	4,660,842	3,259,896	1,858,950	458,004
62.50	-37.5%	18,954,281	17,553,335	16,152,389	14,751,443	13,350,497
100.00	0.0%	31,846,775	30,445,829	29,044,883	27,643,937	26,242,991
137.50	37.5%	44,739,268	43,338,323	41,937,377	40,536,431	39,135,485
175.00	75.0%	57,631,762	56,230,816	54,829,870	53,428,924	52,027,978

- Quitar análisis		Costos iniciales				
Operación y Mantenimiento		1,015,715	2,539,286	4,062,858	5,586,430	7,110,002
€		-75.0%	-37.5%	0.0%	37.5%	75.0%
37,338	-75.0%	33,046,208	31,645,262	30,244,316	28,843,370	27,442,424
93,344	-37.5%	32,446,491	31,045,545	29,644,600	28,243,654	26,842,708
149,351	0.0%	31,846,775	30,445,829	29,044,883	27,643,937	26,242,991
205,357	37.5%	31,247,058	29,846,112	28,445,166	27,044,220	25,643,274
261,364	75.0%	30,647,342	29,246,396	27,845,450	26,444,504	25,043,558

Figure 2-20: Análisis de sensibilidad

En la tabla se pueden modificar las dos variables de las que dependerá el análisis, aplicándoles el rango de sensibilidad.

El segundo tipo de análisis que incluye RETScreen es el de riesgo. Este tipo de análisis permite al usuario especificar la incertidumbre asociada a una serie de parámetros de entrada y evaluar el impacto de esta incertidumbre en el TIR, VAN, Payback y LCOE.

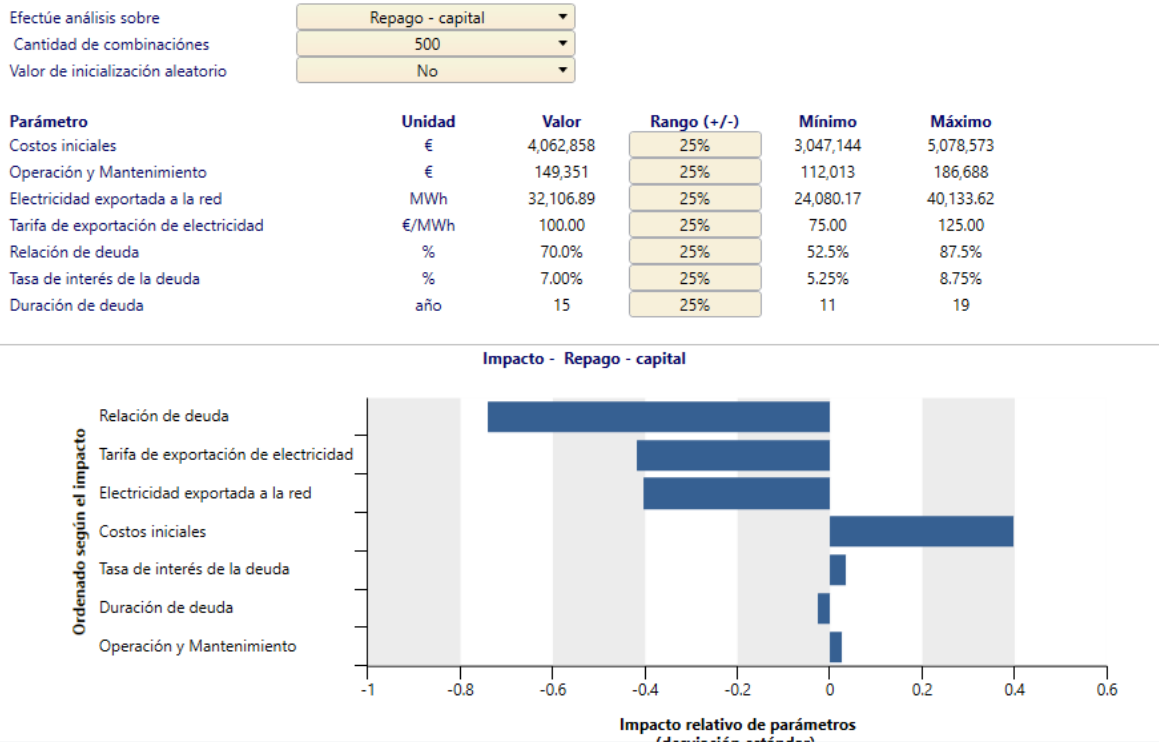


Figure 2-21: Análisis de riesgo.

Los parámetros de entrada (coste inicial, O y M, energía, relación de deuda, tasa interés de la deuda y duración de la deuda) tienen un rango (%) que podemos modificar para variar nuestro análisis. El impacto de estas variables sobre el parámetro financiero escogido se obtiene aplicando una regresión lineal múltiple estandarizada.

RETSscreen usa el método de Monte Carlo que incluye desde 500 hasta 5.000 combinaciones posibles de variables de entrada, obteniendo de 500 a 5.000 valores de los indicadores financieros.

El análisis permite al usuario evaluar si la variabilidad del indicador es aceptable o no, al observar la distribución de los posibles resultados.

Este apartado es el último que incluye el estudio de viabilidad y prediseño de nuestra instalación. El siguiente paso sería la elaboración del informe que recogería la información más importante y el resumen de toda la instalación. En esta versión no tenemos disponible esta opción, pero vendría desglosado en los siguientes puntos:

1. Portada
2. Resumen Ejecutivo
3. Ubicación
4. Puntos de referencia
5. Central de generación
6. Objetivo
7. Emisiones GEI
8. Viabilidad financiera
9. Flujo de efectivo
10. Riesgo
11. Tipo de análisis

3 CASOS ESTUDIADOS

No basta tener un buen ingenio, lo principal es aplicarlo bien.

- René Descartes -

A Continuación se desarrollarán los casos propuestos de estudio de viabilidad y comprobación de RETScreen como herramienta útil en el prediseño de instalaciones hidráulicas. Se escogerán: la antigua Central de Casas Nuevas, la central de El Carpio e Iznájar.

3.1 Central de Casas Nuevas

3.1.1 Localización

Esta minicentral de tipo fluyente se encuentra en el río Guadalquivir, cerca de la localidad jienense de Marmolejo, y a 66 km de la capital. Fue construida en la primera década del siglo XX, inaugurándose en 1916. Inicialmente, la central se encontraba junto a la orilla, pero una riada desvió el río por el margen izquierdo, dejando a la central en mitad del cauce y obligando a construir otra presa entre la nueva orilla y la instalación inicial para permitir el acceso y evitar que el agua escapase [12].

En 1964 la instalación fue desmantelada, en un momento en que las compañías eléctricas apostaban por las grandes centrales hidroeléctricas y su mayor rentabilidad. Actualmente aguas arriba se encuentra la central de tipo fluyente de Marmolejo.

En esta primera central el objetivo es estudiar la viabilidad de poner en funcionamiento de nuevo la instalación, reaprovechando la casa de máquinas y las construcciones de la presa, en el marco de una serie de estudios que se están llevando a cabo por la Junta de Andalucía para el reaprovechamiento de minicentrales hidráulicas (menos de 10 MW). Posee un salto de 6,5 m y habría que reinstalar los equipos de turbina – alternador. Se estimará la potencia que pueda desarrollar, la energía producida y los costes necesarios para que se encuentre de nuevo operativa.

Seleccionamos la ubicación donde se encontraba la antigua central; a 50 km se encuentra la estación meteorológica de Córdoba, de donde extraerá los datos que necesite.

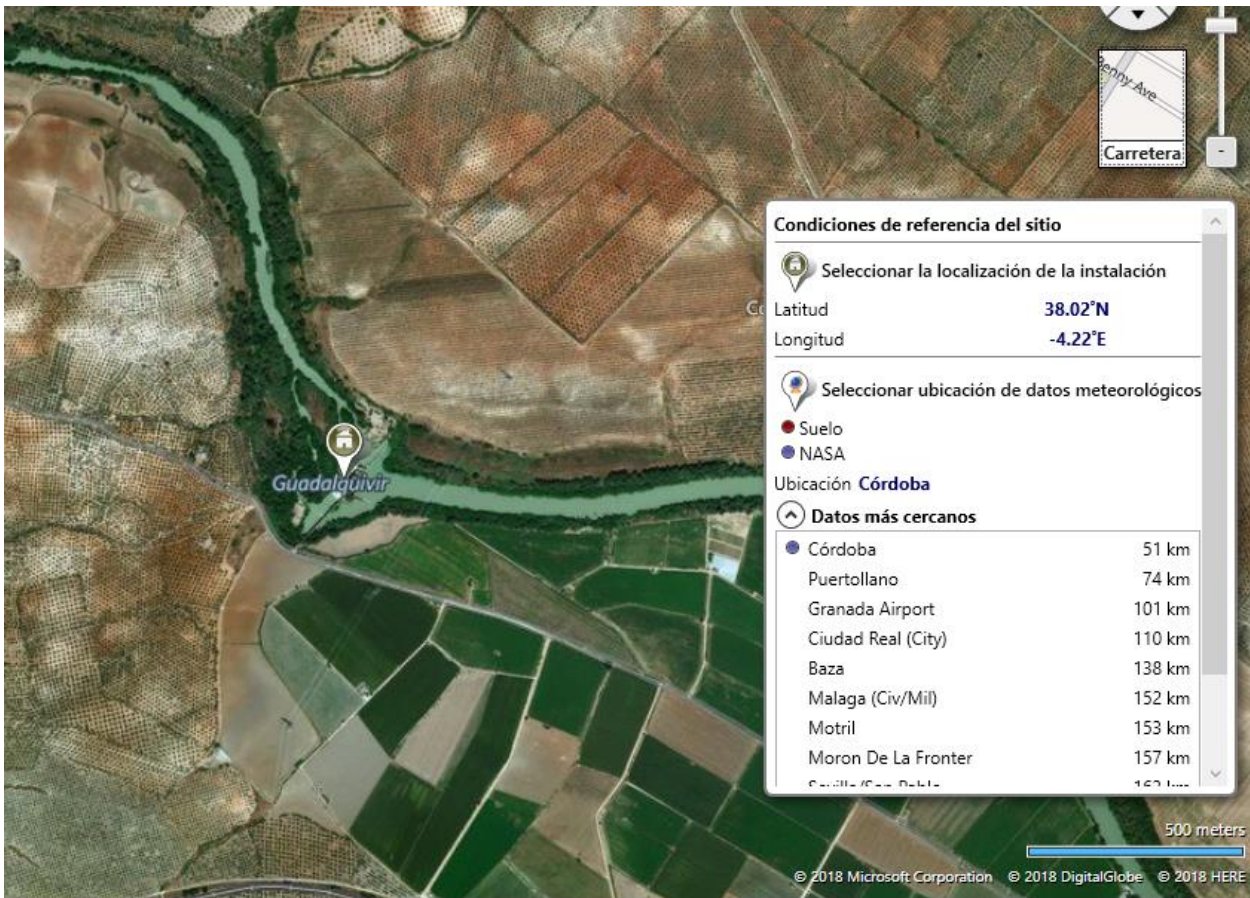


Figure 3-1: Localización de la antigua central de Casas Nuevas.

3.1.2 Análisis de los caudales

Se han recopilado los datos de los caudales medios mensuales en el periodo comprendido entre los años 2000-2015, facilitados por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir [13], que depende del Ministerio de Agricultura y pesca, Alimentación y Medio Ambiente.

Partiendo de ahí, se han calculado los caudales anuales promedios:

Año	Promedio
2000	15.69
2001	42.46
2002	19.69
2003	31.22
2004	26.33

2005	16.90
2006	11.50
2007	7.78
2008	12.53
2009	34.97
2010	160.98
2011	61.08
2012	30.32
2013	110.807
2014	52.52
2015	20.87

Tabla 3-1: Caudales anuales promedios Casas Nuevas.

En forma gráfica:

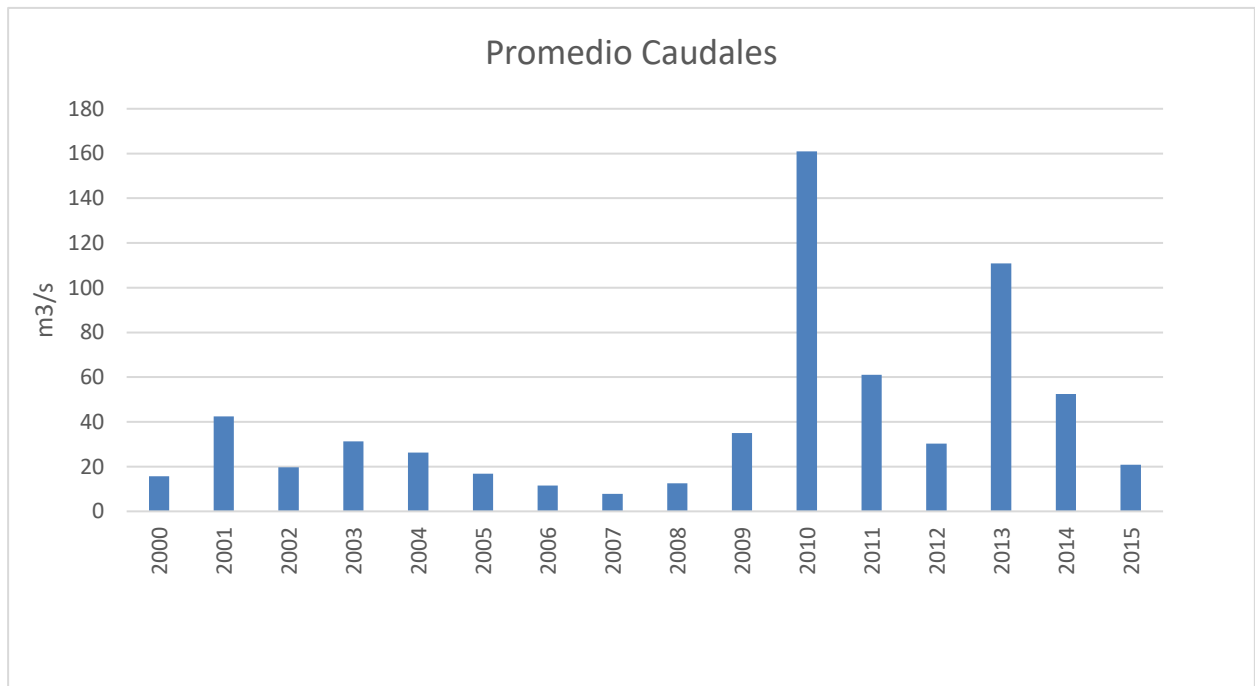


Figure 3-2: Caudales anuales promedios.

La media de todos los años resulta ser 40,98 m³/s, por lo que tomaremos como año base el 2001/2002, cuyo caudal promedio es 42,46 m³/s. En el anexo de las CCC se especifica el modo de calcular la curva de caudales clasificados.

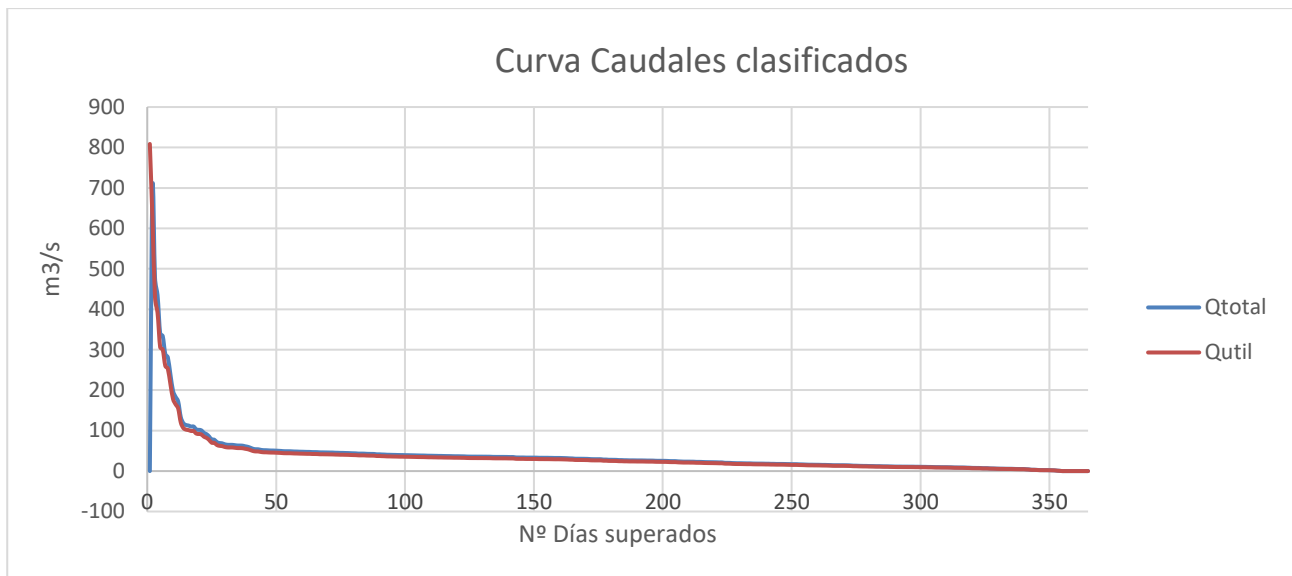


Figure 3-3: Curva Caudales Clasificados Casas Nuevas.

En la figura se muestra el número de días que supera un determinado caudal del río. El Q_{util} hace referencia al caudal que realmente podemos aprovechar, puesto que se ha tenido en cuenta el Q_{ecológico} que hay que dejar pasar sin turbinar para preservar los valores ecológicos del río. Este valor se ha estimado en un 10% del total.

El caudal de equipamiento o mínimo técnico se establece escogiendo el caudal que circule por el río durante 80 días del año (Q₈₀). En este caso el Q de diseño será 39,55 m³/s.

3.1.3 Análisis energético

La minicentral de Casas Nuevas estaría suscrito en el régimen especial, perteneciendo al subgrupo b.4 (centrales hidroeléctricas de menos de 10 MW), por lo que se establece que la tarifa de venta a la red sea de 0.078 €/KWh durante los primeros 25 años, a partir de los cuales pasaría a ser 0.0702 €/kWh. Como RETScreen no nos permite modificar la tarifa, tomaremos el precio de venta como 0.078 €/KWh durante toda la vida útil de la instalación.

Central de generación - Turbina hidráulica

Combustibles y horarios

- Electricidad y combustibles
- Tecnología
 - Electricidad
 - Turbina hidráulica
- Resumen
 - ¿Incluir sistema?
 - Combustibles

Combustibles

- Tipo de combustible: Gas natural - m³
- Precio del combustible - unidad: €/m³
- Precio del combustible: 0.30
- Poder calorífico y precio del combustible

Electricidad

- Tipo: Tarifa de exportación de electricidad - anual
- Descripción: Electricidad exportada a la red - anual
- Tarifa - unidad: €/kWh
- Tarifa - anual: 0.078

Figure 3-4: Precio de exportación de la electricidad.

A continuación, en el punto de “tecnología”, introduciremos los datos de partida con los que el programa calculará los resultados, así como establecer los criterios técnicos como el tipo y número de turbinas que se quieren instalar.

Nuestro emplazamiento, que como hemos dicho es de tipo fluyente (“a filo de agua”), cuenta con un salto de

6.5 m y suponemos que el máximo efecto de agua de descarga es nulo. El flujo residual o ecológico lo establecimos en el 10% del caudal de diseño, es decir, 3.955 m³/s.

En el apartado técnico de la turbina hidráulica introducimos el caudal de equipamiento que emplearán las dos turbinas Kaplan (que son el número de turbinas que tenía instaladas la antigua central de Casas Nuevas). El RETScreen por defecto realiza los cálculos como si las dos turbinas fuesen exactamente iguales, dividiendo el caudal de diseño entre el número de equipos que haya. Esto quiere decir que por cada turbina puede pasar hasta un máximo de 19.775 m³/s y que se ponen en marcha una detrás de otra una vez que haya sobrepasado este valor.

Consideramos el coeficiente de diseño como 4.5 y el ajuste de eficiencia en un 0%.

Evaluación de recursos			
Proyecto Propuesto			A filo de agua
Método de análisis hidrológico			Definido por el usuario
Altura de caída bruta	m		6.5
Máximo efecto de agua de descarga	m		0
Flujo residual	m ³ /s		3.955
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%		100%
Flujo firme	m ³ /s		0
Turbina hidráulica			
Flujo de diseño	m ³ /s		39.55
Tipo			Kaplan
Eficiencia de la turbina			Estándar
Número de turbinas			2
Fabricante			
Modelo			
Coeficiente de diseño			4.5
Ajuste de eficiencia	%		0%
Eficiencia máxima de la turbina	%		89.9%
Flujo a máxima eficiencia	m ³ /s		29.7
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%		89.4%

Figure 3-5: Datos de inicio Casas Nuevas.

El software (con la opción de rendimiento “estándar”) con estos datos te devuelve la eficiencia máxima (89.9%), el valor del caudal en que se produce (29.7 m³/s) y el rendimiento en el punto de diseño (89.4%).

Introduciendo los datos de caudales clasificados que hemos calculado, RETScreen calcula la eficiencia y el número de turbinas que están funcionando en función del porcentaje del flujo nominal. La última columna hace referencia al rendimiento combinado de cada equipo.

%	Flujo m ³ /s	Eficiencia de la turbina	Número de turbinas	Eficiencia combinada
0%	898.60	0.00	0	0.00
5%	103.70	0.00	1	0.00
10%	62.70	0.00	1	0.41
15%	48.80	0.07	1	0.75
20%	45.90	0.41	1	0.87
25%	40.80	0.62	1	0.89
30%	37.90	0.75	1	0.90
35%	35.63	0.83	1	0.90
40%	33.30	0.87	1	0.90
45%	31.16	0.89	1	0.90
50%	27.17	0.89	1	0.89
55%	24.95	0.90	2	0.90
60%	21.77	0.90	2	0.90
65%	18.41	0.90	2	0.90
70%	15.91	0.90	2	0.90
75%	13.28	0.90	2	0.90
80%	10.95	0.90	2	0.90
85%	9.49	0.90	2	0.90
90%	6.27	0.90	2	0.90
95%	2.28	0.90	2	0.90
100%	0.00	0.89	2	0.89

Figure 3-6: Datos caudales clasificados Casas Nuevas.

A partir de rellenar estos apartados, se representa en forma de curva los datos que estaban en forma de columna, esto es, el rendimiento de la turbina frente al porcentaje del caudal nominal elegido (Figura 3-7). Vemos como el rendimiento crece drásticamente a partir del 25%, esto nos indica que el caudal de equipamiento ha sido elegido correctamente, debido a que una turbina Kaplan comienza a tener rendimientos óptimos a partir del 25-30% de su caudal nominal.

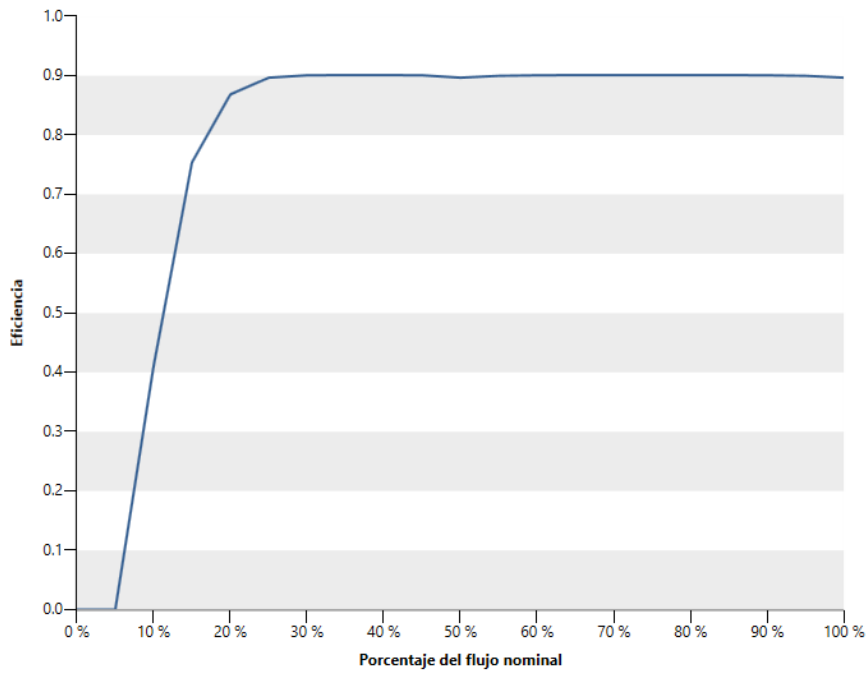


Figure 3-7: Curva eficiencia turbina Casas Nuevas.

Nos devuelve también una gráfica en donde se muestra por un lado la curva de caudales clasificados y por otro la potencia que está disponible en cada momento. Si trazamos una recta que parta desde nuestro caudal de diseño y que cruce las líneas verde y azul, observamos que en ese punto se produce 100 kW durante al menos el 95% del tiempo.

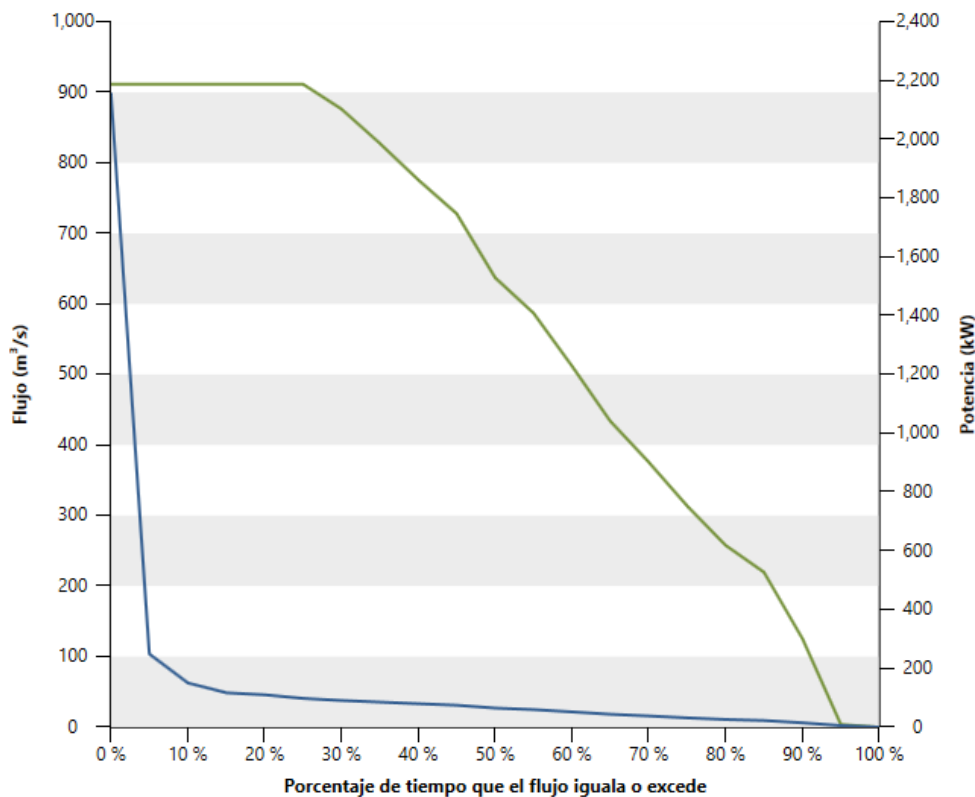


Figure 3-8: Curva Caudales clasificados y potencia disponible RETScreen.

Por último, consideramos las pérdidas hidráulicas y otras pérdidas varias en un 2% y 1% respectivamente, valores estándares para minicentrales como la nuestra. Los rendimientos de los generadores son muy altos, por lo que hemos introducido un valor del 97%. El 95% de disponibilidad hace referencia al porcentaje del tiempo que está funcionando la central, quitando los días que está parada debido a mantenimiento o fallo de los equipos.

Con todos los parámetros que hemos introducido en este punto, el programa elabora un cálculo interno y nos da un resumen de las características técnicas de la instalación. En primer lugar, tenemos la capacidad de generación eléctrica de la minicentral (2.124 KW) determinando el factor de ajuste en 1.

El factor de planta o de capacidad, que es la relación entre la energía generada durante un año y la energía que hubiese producido a plena carga, resulta ser del 54%, un valor que sitúa se sitúa en el rango bajo, puesto que este indicador oscila entre el 40% y 95% en el resto de centrales hidroeléctricas. Respecto a los costos de mantenimiento (la inversión inicial se hará más adelante) se ha estimado en 60 €/KW por año, basándonos en el gasto de otras minicentrales. Esto hace un total de 127.458 €.

Finalmente podemos obtener la energía que produce nuestra instalación (10.056 MWh), y teniendo en cuenta que el precio de venta a la red es de 0.078 €/kWh se determina que los ingresos que produce nuestra central cada año son 784.399 €.

Pérdidas		
Máximas pérdidas hidráulicas	%	2%
Pérdidas varias	%	1%
Eficiencia del generador	%	97%
Disponibilidad	%	95%
Resumen		
Capacidad de generación eléctrica	kW	2,124
Factor de ajuste de flujo disponible		1
Factor de planta	%	54%
Costos iniciales	€/kW	
	€	
Costo de O y M (ahorros)	€/kW-año	60
	€	127,458
Tarifa de exportación de electricidad		Electricidad exportada a la red - anual
	€/kWh	0.08
Electricidad exportada a la red	MWh	10,056
Ingresos por exportación de electricidad	€	784,399

Figure 3-9: Energía producida. Casas Nuevas.

3.1.4 Costes

Los costes de la central se dividen en dos; por una parte los costes capitales, que son los iniciales para poner en funcionamiento la instalación, mientras que por otro lado están los costes de operación y mantenimiento que se tendrán en cuenta todos los años en que esté operativa la central.

Ingeniería			
<input type="checkbox"/> Ingeniería	costo	1	€ 220,000
			€ 220,000
Subtotal:			€ 220,000 7.4%
Sistema eléctrico de potencia			
Turbina hidráulica	kW	2,124	€ 921
Caminos-accesos	km		€ -
Línea de transmisión	km	0	€ 20,000
Subestación	proyecto	1	€ 200,000
Mediciones de eficiencia energética	proyecto		€ -
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo		€ -
Subtotal:			€ 2,160,277 72.8%
Balance del sistema y misceláneos			
Repuestos	%		€ -
Transporte	proyecto	1	€ 200,000
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d		€ -
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo		€ -
Contingencias			% 15.0% € 2,580,277 € 387,042
Intereses durante la construcción			€ 2,967,318 € -
Subtotal:			€ 587,042 19.8%
Costos iniciales totales			€ 2,967,318 100.0%

Figure 3-10: Costes iniciales Central Casas Nuevas.

El coste del grupo electromecánico viene determinado por la siguiente expresión (para turbinas Kaplan) [14]:

$$C_{em} = 33236 \cdot (P)^{-0.58338} \cdot (H)^{-0.113901} \quad (\text{€/KW})$$

Siendo:

- P, potencia de cada turbina en KW.
- H, altura

Los datos de nuestra central son:

Turbinas Kaplan (2)	
Potencia de la central (KW)	2124
Potencia de cada turbina (KW)	1062
Salto (m)	6.5

Tabla 3-2: Potencia de las turbinas.

A partir de aquí, obtenemos el coste del grupo electromecánico en €/KW, que multiplicándolo por la potencia instalada nos da un coste total de 1.956.477 €.

Las carreteras y accesos ya están construidos y no habría que hacer ningún arreglo, y se tiene que instalar una línea de transmisión a lo largo de 190 m. El coste de la subestación y del transporte se ha basado en proyectos similares del RETScreen, siendo 200.000 € cada uno.

Los gastos en ingeniería y derivados se estima que representa entre el 7-8% [15] de la inversión inicial, por lo que supone 220.000 €. En total, la inversión inicial requerida para poner en marcha la central es de 2.967.318 €.

Se muestran también los costes anuales, que están desglosados en los gastos de mantenimiento de equipos, que introducimos en el análisis energético, y un costo de operación de la planta. Para calcular este último, RETScreen nos indica que debemos coger el salario de un operario (25.000€) y multiplicarlo por un coeficiente que va de 0,2 a 1 según el nivel de automatización. En nuestro caso tomaremos como valor 0,2, puesto que lo que se plantea en este apartado es la modernización de la instalación con equipos y sistemas nuevos.

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Mostrar datos				€ 127,458
Partes y labor	proyecto	1	€ 5,000	€ 5,000
Definido por el usuario	costo			€ -
Contingencias	%		€ 132,458	€ -
Subtotal:				€ 132,458

Figure 3-11: Costes anuales Central Casas Nuevas.

3.1.5 Emisiones

En este apartado el software hace un análisis y nos muestra una aproximación de cuantas emisiones se dejan de

emitir a la atmósfera con la energía eléctrica generada por nuestra central, en este caso 2.926,5 tCO₂. Esto equivale a 6.800 barriles de petróleo.

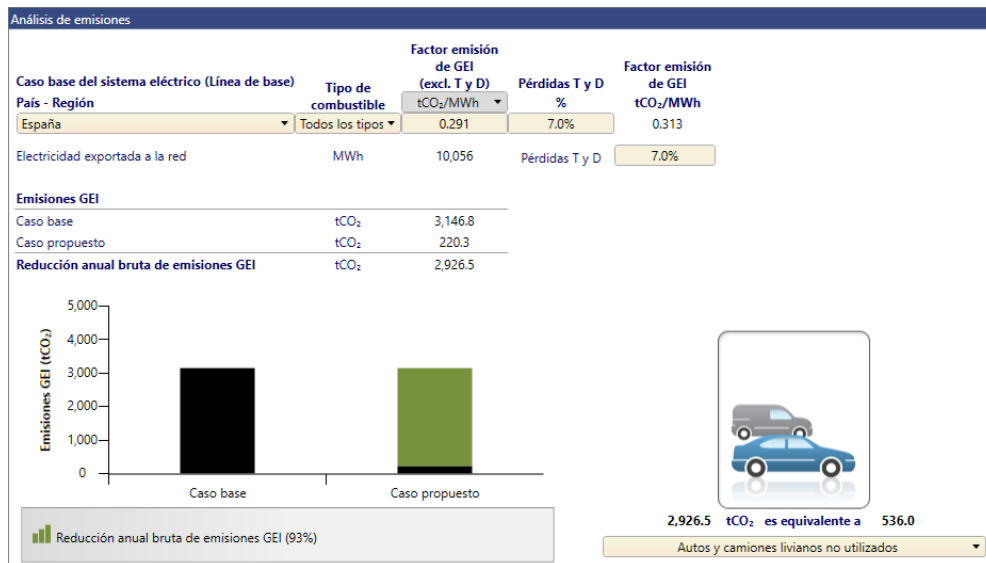


Figure 3-12: Análisis de emisiones Central Casas Nuevas.

3.1.6 Análisis financiero

Quedará de la siguiente manera:

Parámetros financieros		
General		
Tasa de inflación	%	2%
Tasa de descuento	%	9%
Tiempo de vida del proyecto	año	60
Finanza		
Incentivos y donaciones	€	
Relación de deuda	%	70%
Deuda	€	4,098,001
Capital	€	1,756,286
Tasa de interés de la deuda	%	7%
Duración de deuda	año	15
Pagos de la deuda	€/año	449,938
Análisis de impuesto a la renta <input type="checkbox"/>		
Ingresos anuales		
Ingresos por exportación de electricidad		
Electricidad exportada a la red	MWh	10,056
Tarifa de exportación de electricidad	€/kWh	0.08
Ingresos por exportación de electricidad	€	784,399
Tasa de escalamiento de exportación de electricidad	%	1%
Ingresos por reducción GEI		
Reducción bruta de GEI	tCO ₂ /año	2,927
Reducción bruta de GEI - 60 años	tCO ₂	175,591
Ingresos por reducción GEI	€	0

Figure 3-13: Parámetros financieros. Casas Nuevas.

Para la tasa de inflación tomaremos el índice medio que tuvo España en el año 2017 (2%) y para la tasa de descuento nos guiaremos por los baremos más comunes según el RETScreen, tomando como valor un 9%. En cuanto a la vida útil de las plantas hidroeléctricas, éstas suelen ser variadas, pero pueden ir desde los 30 años a

más de 80 años, por lo que tomaremos 60.

Consideraremos la relación de deuda un 70%, por lo que el capital inicial que los inversores tendrán que poner será de 890.000 €. El resto (2.077.122 €) será en forma de deuda, con una tasa de interés del 7% y una duración de 15 años. Estableceremos la tasa de escalamiento de exportación de la electricidad en un 1%, siguiendo el ejemplo de proyectos similares a éste.

Costos iniciales				Año	Antes-impuestos	Acumulado
				#	€	€
Ingeniería	7.4%	€	220,000	0	-890,195	-890,195
Sistema eléctrico de potencia	72.8%	€	2,160,277	1	429,079	-461,116
Balance del sistema y misceláneos	19.8%	€	587,042	2	434,299	-26,817
Costos iniciales totales	100%	€	2,967,318	3	439,545	412,728
Costos anuales/pagos de deuda				4	444,815	857,543
Operación y Mantenimiento		€	132,458	5	450,110	1,307,654
Pagos de la deuda - 15 años		€	228,057	6	455,429	1,763,083
Costos anuales totales		€	360,515	7	460,773	2,223,856
Ahorros e ingresos anuales				8	466,139	2,689,995
Ingresos por exportación de electricidad		€	784,399	9	471,529	3,161,525
Ingresos y ahorros anuales totales		€	784,399	10	476,942	3,638,467
Viabilidad financiera				11	482,378	4,120,845
TIR antes de impuestos - capital	%		49.5%	12	487,835	4,608,680
TIR antes - impuestos - activos	%		16.4%	13	493,314	5,101,994
Pago simple de retorno del capital	año		4.6	14	498,814	5,600,808
Repago - capital	año		2.1	15	504,335	6,105,143
Valor Presente Neto (VPN)	€		5,178,220	16	737,933	6,843,077
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año		468,702	17	743,494	7,586,571
Relación Beneficio-Costo			6.8	18	749,075	8,335,646
Cobertura - servicio de deuda			2.9	19	754,674	9,090,319
Cost. de produc. de energía.	€/MWh		41.61	20	760,291	9,850,610
				21	765,925	10,616,535
				22	771,577	11,388,112
				23	777,245	12,165,357
				24	782,929	12,948,285
				25	788,627	13,736,913
				26	794,341	14,531,253
				27	800,067	15,331,321

Figure 3-14: Viabilidad financiera. Casas Nuevas.

Con todos los ingresos anuales, calculados en el apartado de costes, y con los gastos anuales de operación y mantenimiento más el pago anual correspondientes a la deuda, se obtiene una serie de parámetros financieros entre los que destacan: una tasa interna de retorno o TIR de un 49,5%, un payback de 4.6 años, y un payback del capital inicial puesto por los inversores de 2.1 años. Nos muestra también la información del VAN (5.178.220 €) y el coste de producción de energía o LCOE de 41,61 €/MWh.

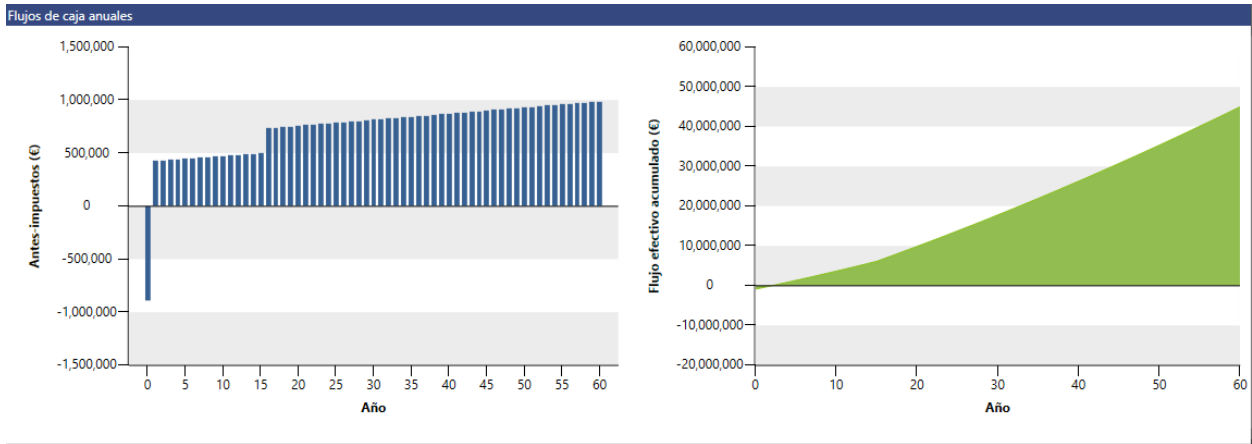


Figure 3-15: Flujos de cajas anuales. Casas Nuevas.

Para terminar, se muestran dos gráficas: a la izquierda se representa el flujo de cajas anuales antes de los impuestos; a la derecha el acumulado durante la vida útil del proyecto. En el primer año podemos ver cómo el flujo es negativo debido a la inversión que se ha tenido que hacer hasta que la planta está operativa y empiece a producir. A partir del año 15 la deuda se liquida y comienza a aumentar los beneficios.

3.1.7 Riesgo

a) Análisis de sensibilidad

Realizaremos un análisis de sensibilidad sobre alguna variable que pueda resultar interesante, en este caso el VAN. Tomaremos un rango de sensibilidad del 55% y un umbral de 0.

Si el precio de exportación de la electricidad se reduce en un a la mitad manteniéndose los costes iniciales, el VAN sería negativo y no sería rentable desde el punto económico. Es decir, el precio límite al que se podría exportar electricidad sin que el proyecto dejase de ser viables es de 38.68 €/MWh.

Análisis de sensibilidad										
Efectúe análisis sobre		Valor Presente Neto (VPN)								
Rango de sensibilidad		55%								
Umbral		0 €								
- Quitar análisis										
Tarifa de exportación de electricidad		Costos iniciales								
€/MWh		1,335,293	1,743,299	2,151,306	2,559,312	2,967,318	3,375,324	3,783,331	4,191,337	
		-55.0%	-41.3%	-27.5%	-13.8%	0.0%	13.8%	27.5%	41.3%	
35.10	-55.0%	1,288,431	913,263	538,096	162,928	-212,239	-587,407	-962,574	-1,337,742	
38.68	-50.4%	1,737,636	1,362,468	987,301	612,133	236,966	-138,202	-513,369	-888,537	
42.25	-45.8%	2,186,841	1,811,673	1,436,506	1,061,338	686,171	311,003	-64,165	-439,332	
45.83	-41.3%	2,636,046	2,260,878	1,885,711	1,510,543	1,135,375	760,208	385,040	9,873	
49.40	-36.7%	3,085,251	2,710,083	2,334,916	1,959,748	1,584,580	1,209,413	834,245	459,078	
52.98	-32.1%	3,534,456	3,159,288	2,784,120	2,408,953	2,033,785	1,658,618	1,283,450	908,283	
56.55	-27.5%	3,983,660	3,608,493	3,233,325	2,858,158	2,482,990	2,107,823	1,732,655	1,357,488	
60.13	-22.9%	4,432,865	4,057,698	3,682,530	3,307,363	2,932,195	2,557,028	2,181,860	1,806,693	
63.70	-18.3%	4,882,070	4,506,903	4,131,735	3,756,568	3,381,400	3,006,233	2,631,065	2,255,898	
67.28	-13.8%	5,331,275	4,956,108	4,580,940	4,205,773	3,830,605	3,455,438	3,080,270	2,705,103	
70.85	-9.2%	5,780,480	5,405,313	5,030,145	4,654,978	4,279,810	3,904,643	3,529,475	3,154,307	
74.43	-4.6%	6,229,685	5,854,518	5,479,350	5,104,183	4,729,015	4,353,847	3,978,680	3,603,512	
78.00	0.0%	6,678,890	6,303,723	5,928,555	5,553,388	5,178,220	4,803,052	4,427,885	4,052,717	
81.58	4.6%	7,128,095	6,752,928	6,377,760	6,002,592	5,627,425	5,252,257	4,877,090	4,501,922	
85.15	9.2%	7,577,300	7,202,132	6,826,965	6,451,797	6,076,630	5,701,462	5,326,295	4,951,127	
88.73	13.8%	8,026,505	7,651,337	7,276,170	6,901,002	6,525,835	6,150,667	5,775,500	5,400,332	
92.30	18.3%	8,475,710	8,100,542	7,725,375	7,350,207	6,975,040	6,599,872	6,224,705	5,849,537	

Figure 3-16: Análisis de sensibilidad VAN. Casas Nuevas.

De la misma manera, aunque los costes iniciales llegasen a duplicarse por diferentes motivos, seguiríamos teniendo un VAN muy positivo (3.677.550 €).

b) Análisis de riesgo

Si aplicamos el análisis al VAN, con un rango del 25% de las demás variables, apreciamos que los parámetros que más impacto tienen sobre él son: la electricidad producida (que incide de forma positiva; cuanto más energía produzca la central mayor será el VAN), y el precio de venta, que también es positivo su impacto.

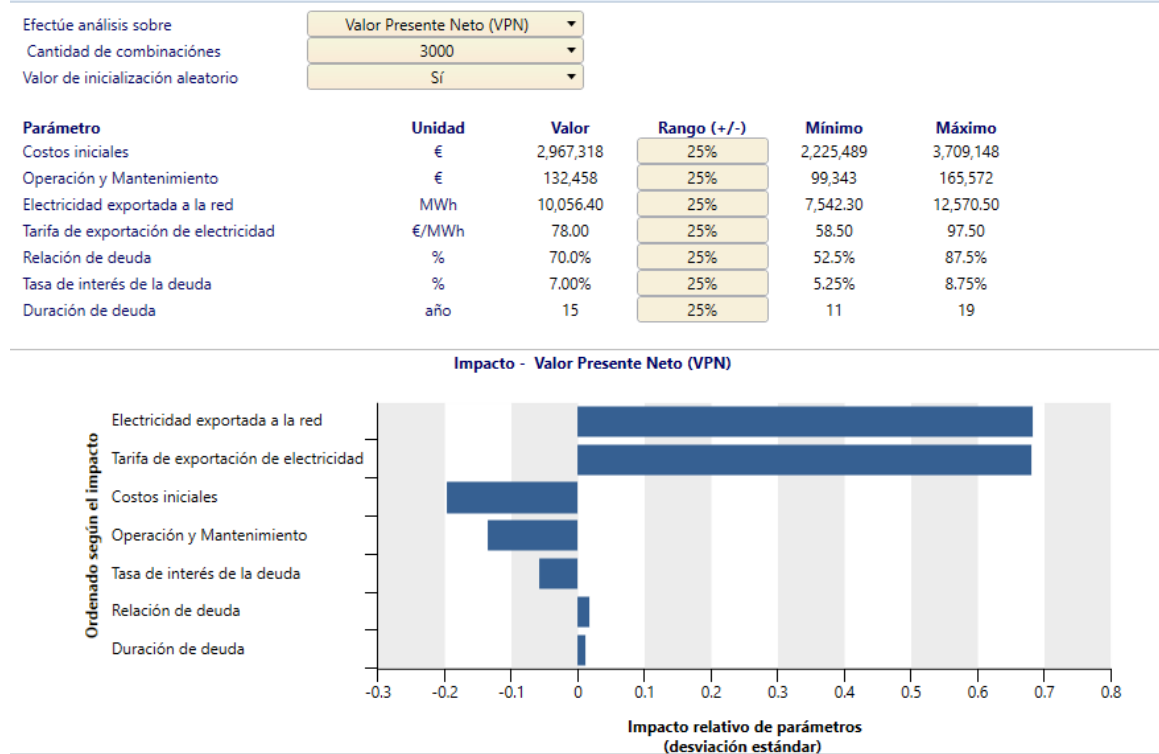


Figure 3-17: Análisis de riesgo. Casas Nuevas.

En los aspectos que influyen de forma negativa podemos encontrar como suponíamos los costes iniciales, pero menos determinante que los otros dos parámetros citados anteriormente.

3.1.7.1 Variantes del modelo original

A continuación haremos una modificación del supuesto, considerando que por una de las turbinas pasa el 60% del caudal y el resto por la otra turbina, con el objetivo de ver cómo afecta el cambio de funcionamiento a la eficiencia del conjunto y a la energía producida, así como comprobar si el RETScreen es capaz de simular estos cambios.

Como hemos visto, el software por defecto divide el caudal entre el número de turbinas (en nuestro caso 2) por igual, y simula que las turbinas se van activando en serie. Por lo tanto, lo que haremos será trabajar con la turbina equivalente para simular este nuevo régimen de funcionamiento, seleccionando en la eficiencia de la turbina la opción de “definida por el usuario”.

Evaluación de recursos

Proyecto Propuesto		A filo de agua
Método de análisis hidrológico		Definido por el usuario
Altura de caída bruta	m	6.5
Máximo efecto de agua de descarga	m	0
Flujo residual	m ³ /s	3.955
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%	100%
Flujo firme	m ³ /s	0

Turbina hidráulica

Flujo de diseño	m ³ /s	39.55
Tipo		Kaplan
Eficiencia de la turbina		Definido por el usuario
Número de turbinas		1
Fabricante		
Modelo		
Coefficiente de diseño		4.5
Ajuste de eficiencia	%	0%
Eficiencia máxima de la turbina	%	89.9%
Flujo a máxima eficiencia	m ³ /s	29.7
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%	89.5%

Figure 3-18: Datos de partida

Esto nos permitirá introducir la curva de eficiencia de la turbina equivalente, que es lo que deberemos obtener a continuación.

Lo primero que debemos obtener es la eficiencia de una sola turbina para conocer su comportamiento de forma individual. Estos datos nos los proporciona fácilmente RETScreen si, utilizando los mismos datos de partida, disponemos la opción “estándar” en el apartado de eficiencia, y seleccionamos una sola turbina.

Eficiencia turbina estándar	
0%	0
5%	0
10%	0
15%	0.074
20%	0.41
25%	0.62
30%	0.75
35%	0.82
40%	0.87
45%	0.88

50%	0.89
55%	0.898
60%	0.899
65%	0.899
70%	0.899
75%	0.899
80%	0.899
85%	0.899
90%	0.899
95%	0.898
100%	0.895

Tabla 3-3: Eficiencia turbina Kaplan estándar.

Se muestra en forma de tabla la eficiencia en función del porcentaje del flujo nominal, mientras que a continuación la podemos observar en forma de gráfica. Podemos sacar la función polinómica de la curva, que nos permitirá poder trabajar con ella y conocer la eficiencia en cualquier punto de funcionamiento.

$$y = 71.457x^6 - 255.74x^5 + 354.02x^4 - 233.21x^3 + 69.574x^2 - 5.2355x + 0.0319$$

Siendo:

- X el porcentaje del flujo nominal.
- Y el rendimiento en ese punto.

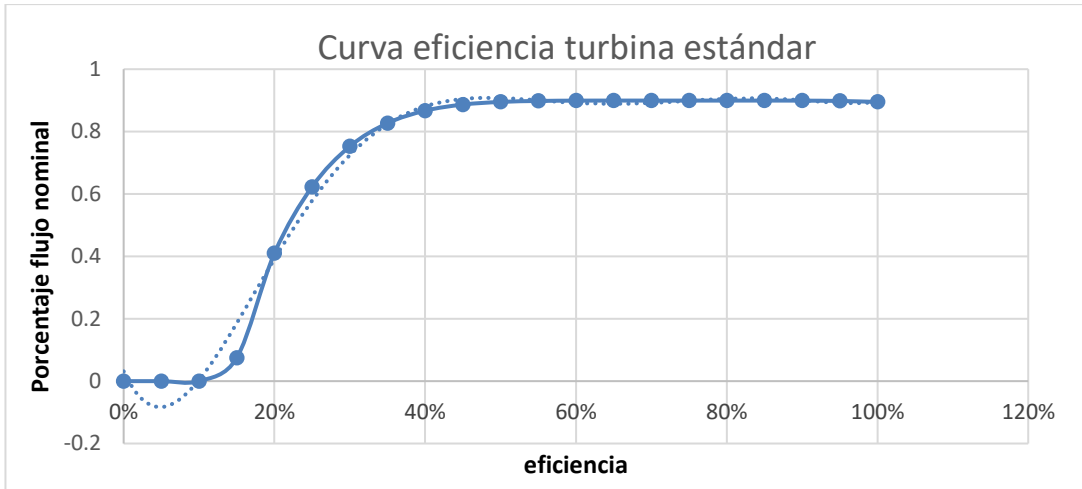


Figure 3-19: Curva eficiencia turbina Kaplan estándar

Teniendo los caudales diarios del año que tomamos como base, podemos saber qué caudal circula por cada turbina (pasando el 60% por la primera turbina y el resto por la segunda). En la siguiente gráfica se muestra qué porcentaje de los días del año funcionan los grupos de turbinas. Los días que no están activas es debido a que el caudal es menor del 25% del nominal y su eficiencia cae en picado.

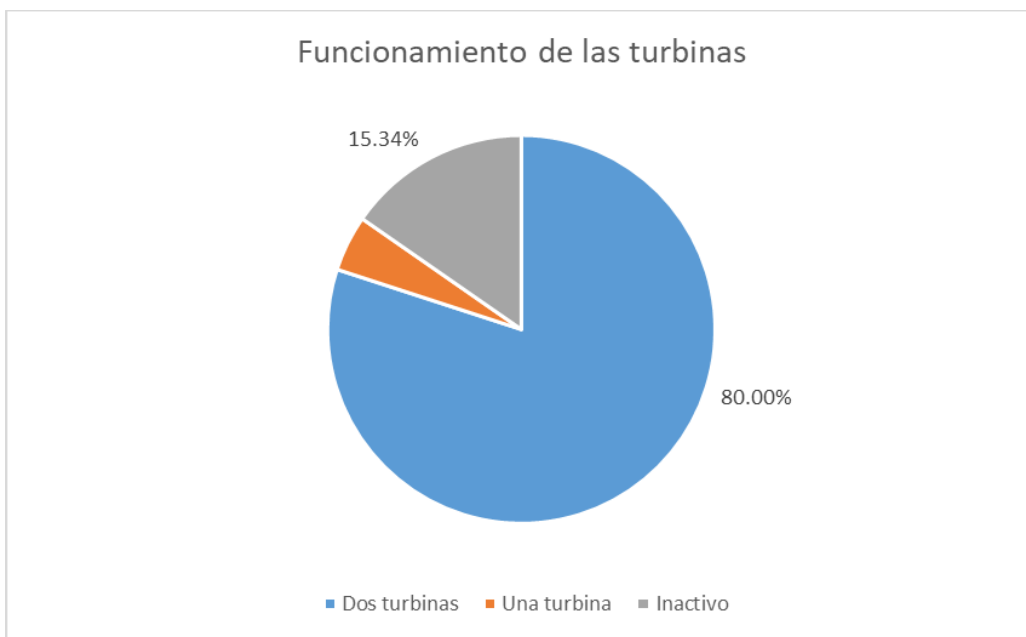


Figure 3-20: Porcentaje de días del año que operan las turbinas.

Una vez obtenido los índices de carga de cada grupo (definidos como la relación entre el caudal que circula y el nominal) y aplicando la expresión de la curva de rendimiento, calculamos la eficiencia diaria. El rendimiento de la turbina equivalente viene determinado por la siguiente fórmula:

$$\eta_t = \frac{(Q_1 \cdot \eta_1 + Q_2 \cdot \eta_2)}{(Q_1 + Q_2)}$$

Teniendo esos valores y los índices de carga total, podemos representar la curva de rendimiento equivalente:

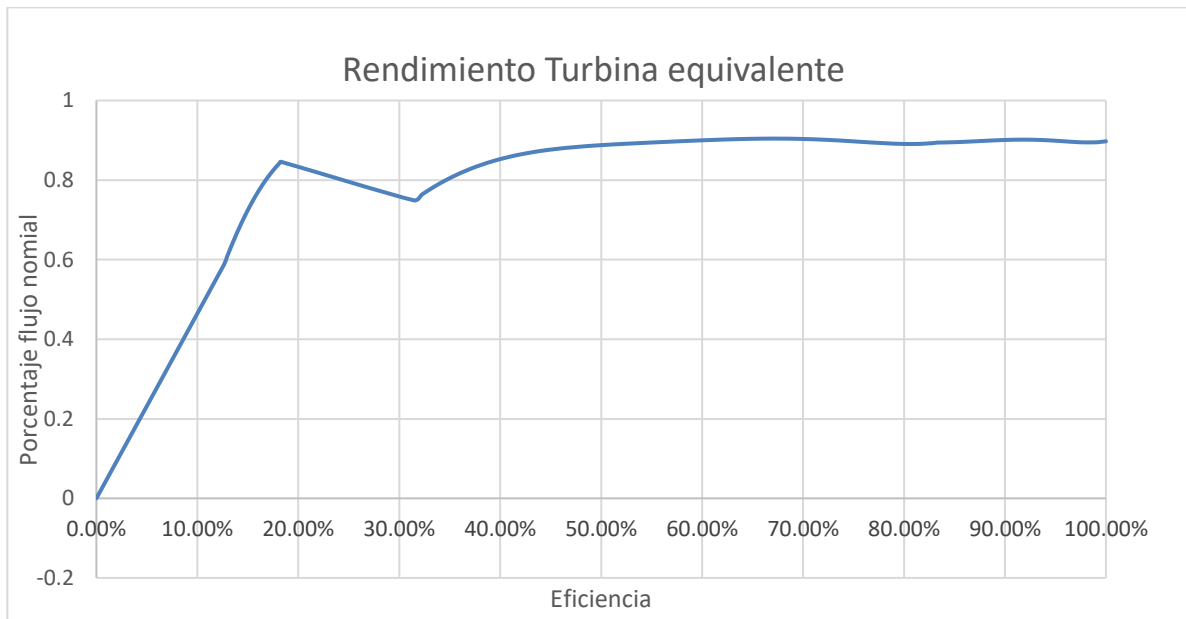


Figure 3-21: Rendimiento de la turbina equivalente.

Podemos introducir estos resultados en el programa, de forma que queda tal como se muestra en siguiente figura. Si lo comparamos con el caso original, los rendimientos a caudales cercanos al nominal no sufren variaciones muy significantes, sin embargo, para caudales bajos el rendimiento aumenta de forma considerable.

%	Flujo m ³ /s	Eficiencia de la turbina	Número de turbinas	Eficiencia combinada
0%	898.60	0.00	0	0.00
5%	103.70	0.00	1	0.00
10%	62.70	0.58	1	0.58
15%	48.80	0.73	1	0.73
20%	45.90	0.84	1	0.84
25%	40.80	0.80	1	0.80
30%	37.90	0.75	1	0.75
35%	35.63	0.81	1	0.81
40%	33.30	0.85	1	0.85
45%	31.16	0.88	1	0.88
50%	27.17	0.89	1	0.89
55%	24.95	0.90	1	0.90
60%	21.77	0.90	1	0.90
65%	18.41	0.90	1	0.90
70%	15.91	0.90	1	0.90
75%	13.28	0.90	1	0.90
80%	10.95	0.89	1	0.89
85%	9.49	0.90	1	0.90
90%	6.27	0.90	1	0.90
95%	2.28	0.90	1	0.90
100%	0.00	0.90	1	0.90

Figure 3-22: CCC con turbina equivalente. Casas Nuevas

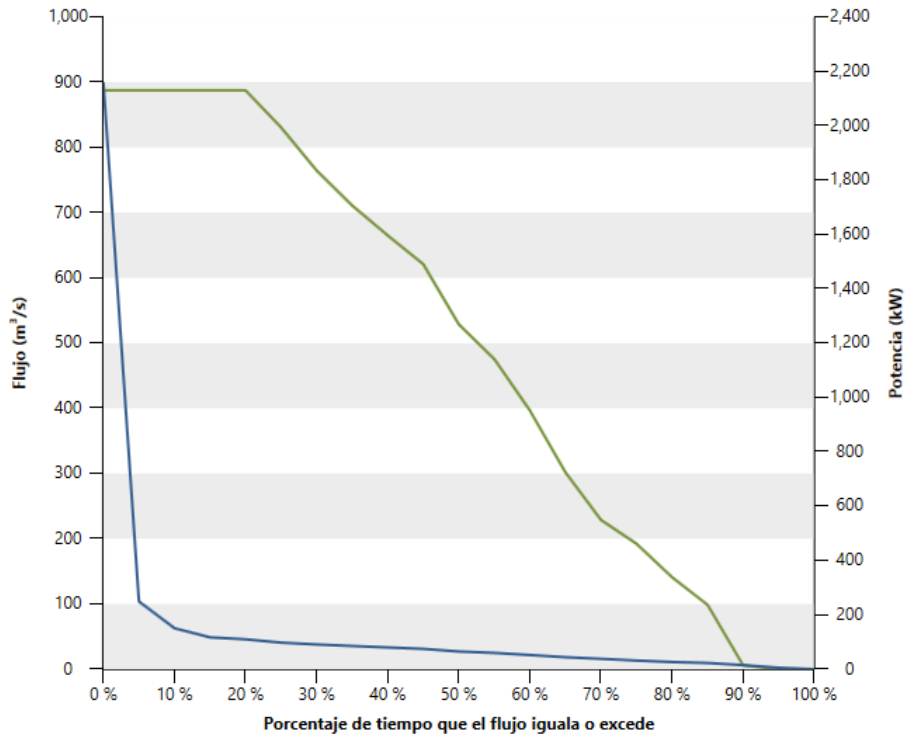


Figure 3-23: Curva de potencia. Casas Nuevas

Con el caudal de diseño, apreciamos que tendrá una potencia de 100 KW durante poco menos del 90% del tiempo, lo que significa que menos días del año superará esa potencia respecto al caso anterior (por poca diferencia).

Pérdidas		
Máximas pérdidas hidráulicas	%	2%
Pérdidas varias	%	1%
Eficiencia del generador	%	97%
Disponibilidad	%	95%
Resumen		
Capacidad de generación eléctrica	kW	2,124
Factor de ajuste de flujo disponible		1
Factor de planta	%	53.5%
Costos iniciales	€/kW	
	€	
Costo de O y M (ahorros)	€/kW-año	
	€	
Tarifa de exportación de electricidad		Electricidad exportada a la red - anual
	€/kWh	0.08
Electricidad exportada a la red	MWh	9,953
Ingresos por exportación de electricidad	€	776,364

Figure 3-24: Energía producida y pérdidas. Casas Nuevas.

Las pérdidas no cambian respecto al caso anterior, puesto que siguen siendo el mismo grupo electromecánico, generador etc. La potencia pico no sufre variación. El factor de planta disminuye un 0,5%, llegando al 53,5%.

La energía producida es 9.953 MWh y los ingresos por la venta representan 776.364 €.

Los costes, tanto iniciales como de mantenimiento son iguales, puesto que no se han hecho modificaciones en ese aspecto.

Costos iniciales				Año	Antes-impuestos	Acumulado
				#	€	€
Ingeniería	7.4%	€	220,000	8	457,439	2,622,753
Sistema eléctrico de potencia	72.8%	€	2,160,277	9	462,742	3,085,495
Balance del sistema y misceláneos	19.8%	€	587,042	10	468,067	3,553,562
Costos iniciales totales	100%	€	2,967,318	11	473,413	4,026,975
Costos anuales/pagos de deuda				12	478,781	4,505,756
Operación y Mantenimiento		€	132,458	13	484,169	4,989,925
Pagos de la deuda - 15 años		€	228,057	14	489,578	5,479,503
Costos anuales totales		€	360,515	15	495,007	5,974,510
Ahorros e ingresos anuales				16	728,512	6,703,022
Ingresos por exportación de electricidad		€	776,364	17	733,978	7,437,000
Ingresos y ahorros anuales totales		€	776,364	18	739,463	8,176,464
Viabilidad financiera				19	744,966	8,921,430
TIR antes de impuestos - capital	%		48.6%	20	750,486	9,671,916
TIR antes - impuestos - activos	%		16.1%	21	756,023	10,427,939
Pago simple de retorno del capital	año		4.6	22	761,575	11,189,515
Repago - capital	año		2.1	23	767,143	11,956,658
Valor Presente Neto (VPN)	€		5,077,824	24	772,726	12,729,384
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año		459,615	25	778,323	13,507,707
Relación Beneficio-Costo			6.7	26	783,933	14,291,640
Cobertura - servicio de deuda			2.8	27	789,556	15,081,196
Cost. de produc. de energía.	€/kWh		0.042	28	795,190	15,876,387
				29	800,836	16,677,223
				30	806,492	17,483,715
				31	812,158	18,295,873
				32	817,832	19,113,706
				33	823,514	19,937,220
				34	829,203	20,766,423
				35	834,898	21,601,322
				36	840,599	22,441,920

Figure 3-25: Viabilidad financiera (2). Casas Nuevas.

Los nuevos resultados son: una TIR de 48.6%, un payback de 4.6 años y un VAN de 5.077.824 €. El LCOE se sitúa en 42 €/MWh.

En comparación con el estudio base, esta variante en el modo de funcionamiento perjudica levemente a la producción eléctrica, de las que depende el resto de parámetros económicos. En global, el modo de operar de las turbinas penaliza el rendimiento.

	Modelo estándar RETScreen	Modelo con turbina equivalente
Energía producida (MWh)	10.056	9.953
Ingresos (€)	784.399	776.364

VAN (€)	5.178.220	5.977.824
PB (años)	4.6	4.6
LCOE (€/MWh)	41.61	42

Tabla 3-4: Comparación de los modelos. Casas Nuevas.

3.1.8 Comparativas

Hasta ahora hemos visto estudiado el modo de funcionamiento de los grupos de la instalación. En este apartado seleccionamos nuestro caso estándar y modificaremos otros aspectos de la central.

a) Tipos de turbinas

	Rendimiento en flujo de diseño (%)	Capacidad generación eléctrica (kW)	Factor de planta (%)	Energía producida (MWh)	Ingresos exportación electricidad (€)	Coste producción E. – LCOE (€/MWh)	Payback (años)
Francis	49	1.164	30.1	3.067	238.191	84.52	11.9
Kaplan	89.5	2.124	54	10.057	784.416	41.61	4.6
Pelton (2 ejes)	91.9	2.180	54.8	10.462	816.052	40.88	4.4

Tabla 3-5: Comparación Tipos de turbina Casas Nuevas.

Hacemos la comparación de nuestra instalación original con las otras dos modelos de turbinas más comunes. En el primer puesto se colocaría la turbina Pelton, con un rendimiento y una energía producida superior a la Kaplan. A priori esto es un fallo del RETScreen, puesto que las turbina Pelton se usan para alturas muy superiores a las de nuestro caso, por lo que penalizaría mucho su funcionamiento. Así mismo vemos como la T. Francis se encuentra en último lugar, cayendo hasta la mitad su rendimiento.

b) Número de turbinas

Hemos variado el número de grupos de turbinas respecto al caso base (2 turbinas) para analizar cómo afecta el incremento de equipos instalados a la energía y a los costes. Debemos tener en cuenta que al añadir equipos aumenta los costes iniciales y eso queda reflejado en el coste de producción de la energía.

	Nº turbinas	Factor de planta (%)	Energía producida (MWh)	Ingresos exportación electricidad (€)	Coste producción E. -LCOE (€/MWh)
Kaplan	1 turbina	52.2	9.716	757.884	30.23
	2 turbinas	54	10.057	784.416	41.61
	3 turbinas	54.3	10.106	788.258	58.1
	4 turbinas	54.4	10.126	789.793	78.4

Tabla 3-6: Comparativa número turbinas Casas Nuevas.

Observamos que a partir de la 3ª turbina instalada la energía que produce no varía de forma notable, mientras que el coste va aumentando hasta llegar a los 78.4 €/MWh. El factor de planta no sufre variaciones considerables. Si miramos en conjunto, la opción más equilibrada sin que se disparen los costes es la que hemos usado en el estudio base, la de dos turbinas.

3.2 Central El Carpio

3.2.1 Localización

Se trata de una central hidroeléctrica de tipo fluyente situada sobre el río Guadalquivir cerca de la localidad de El Carpio (Córdoba). Es la instalación más antigua de la provincia y fue proyectada por el ingeniero Carlos Mendoza, construyéndose finalmente en el año 1925. Actualmente está considerado monumento de interés cultural y es propiedad de Endesa [16].

Sus características técnicas (reales) son las siguientes:

Central El Carpio	
Potencia instalada (MW)	8.4
Salto bruto (m)	19.74
Número de turbinas	3
Cota de embalse (m)	137.25

Tabla 3-7: Datos técnicos El Carpio.

Introducimos la localización en RETScreen y nos marca que la estación más cercana es la de Córdoba, de donde

extraerá los datos meteorológicos.

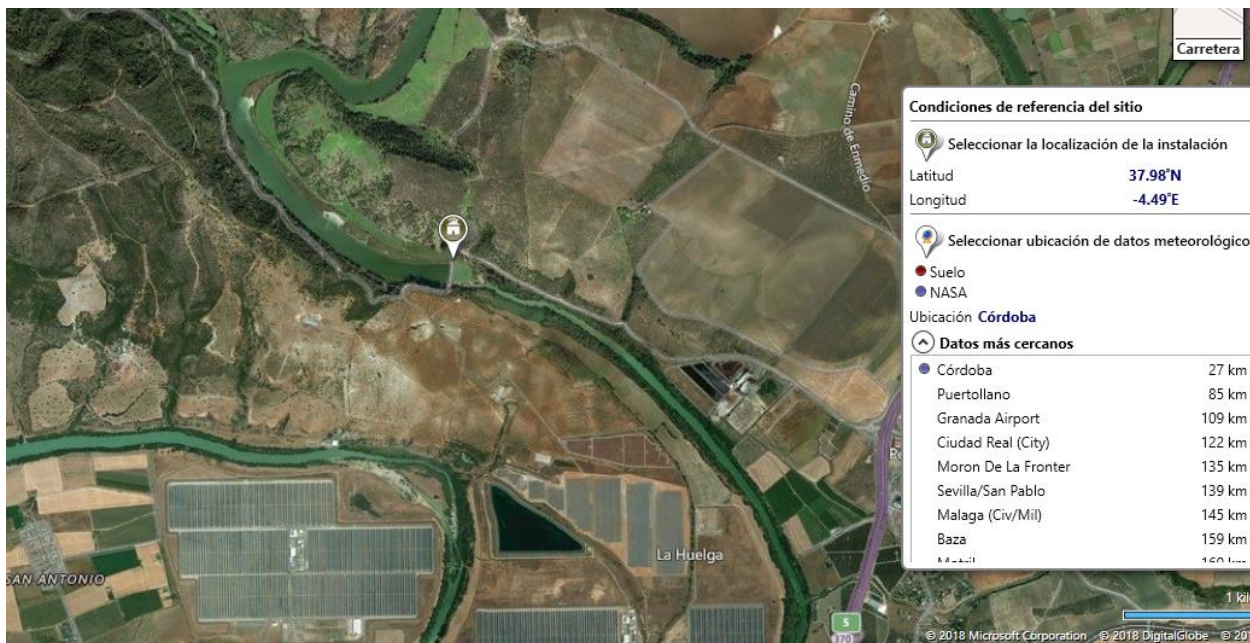


Figure 3-26: Localización de El Carpio

3.2.2 Análisis de los caudales

Como hicimos anteriormente en el primer caso, partiendo de los caudales diarios de 2000-2015 recopilados de la página de la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, se elabora una tabla con los caudales medios de esos años:

Caudales anuales (m ³ /s)	
2000	20.9
2001	58.7
2002	21.7
2003	44.4
2004	30.8
2005	19.8
2006	17.6
2007	16.48
2008	20.5
2009	40.56
2010	202.41
2011	68.29
2012	37.17
2013	145.69

2014	50.98
2015	21.04

Tabla 3-8: Promedio de caudales anuales. El Carpio

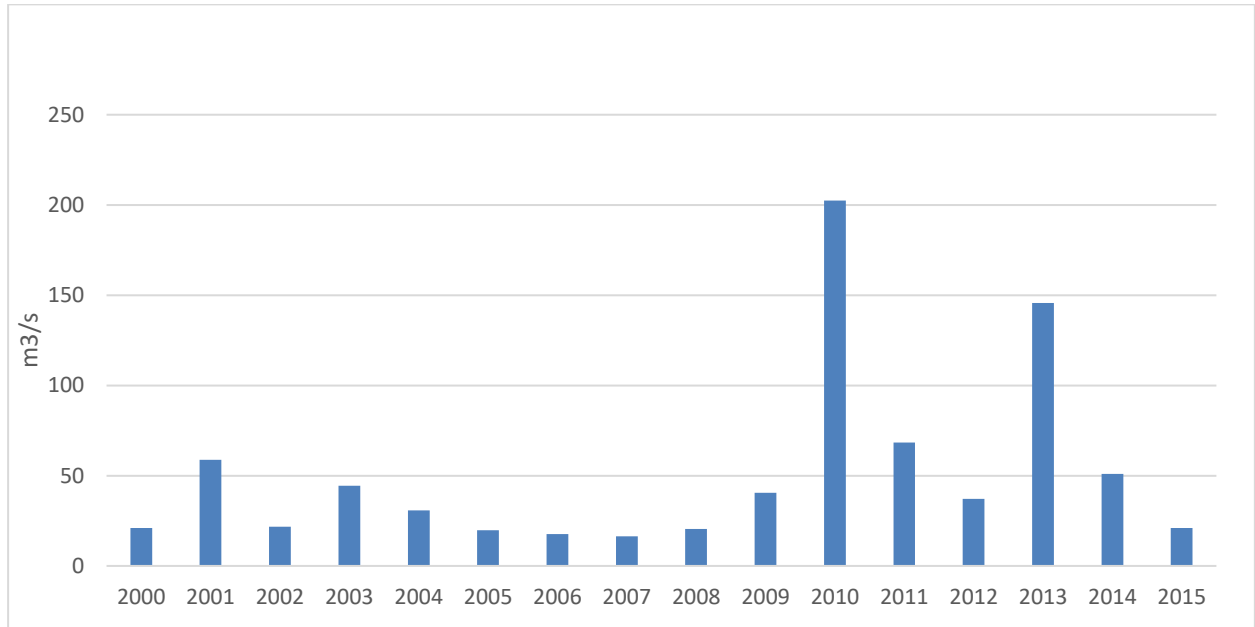


Figure 3-27: Promedio caudales anuales El Carpio.

La media de estos años resulta ser 51.08 m³/s, por lo que tomamos como base el año 2014 con un caudal de 50.98 m³/s. Utilizando los datos recopilados elaboramos la curva de caudales clasificados, donde en naranja aparece el caudal útil después de descontar el Q ecológico mínimo.

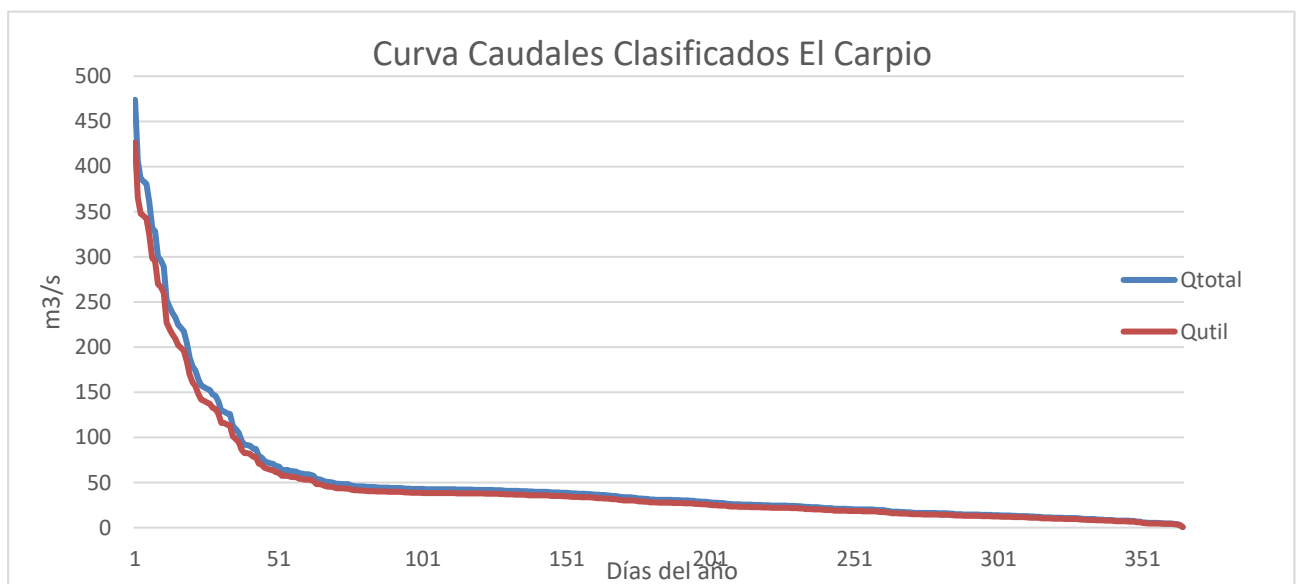


Figure 3-28: Curva caudales clasificados El Carpio

El caudal que supere al menos 80 días al año será el que estableceremos como caudal nominal o mínimo técnico para realizar los cálculos. En este caso será 41 m³/s.

3.2.3 Análisis energético

La potencia instalada es menor a 50 MW, por lo que el precio de exportación vendrá regulado por el régimen especial según el artículo 27.1 de la Ley 54/1997 del sector eléctrico. Nuestra instalación corresponde al subgrupo b.4, que engloba a las centrales hidroeléctricas que tengan una potencia inferior a 10 Mw. La tarifa regulada establece el precio en 0.078 €/KWh durante los primeros 25 años, a partir de los cuales pasa a ser 0.0702 €/KWh. Sin embargo, el programa no deja modificar el precio, por lo que tomaremos la tarifa de 0.078 €/KWh como la de toda la vida útil de la instalación.

A continuación pasaremos a desarrollar la parte tecnológica de la planta. Como la central es de tipo fluyente, seleccionamos “A filo de agua” para indicar que no posee ningún tipo de presa. Tomaremos como 0 el efecto de agua de descarga, introduciremos el salto bruto (19.74 m) y el flujo residual lo estableceremos en el 10% del caudal nominal, es decir, 4.1 m³/s.


La central cuenta con 3 grupos de turbinas tipo Francis, con un coeficiente de diseño de 4.5 y un 0% de ajuste de eficiencia.


Turbina hidráulica

Descripción Turbina hidráulica el Carpio

Nota

Nivel

 Nivel 1

 Nivel 2

Turbina hidráulica - Nivel 2

Evaluación de recursos

Proyecto Propuesto		A filo de agua ▼
Método de análisis hidrológico		Definido por el usuario ▼
Altura de caída bruta	m ▼	19.74
Máximo efecto de agua de descarga	m	0
Flujo residual	m ³ /s	4.1
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%	100%
Flujo firme	m ³ /s	0

Turbina hidráulica


Flujo de diseño		41
Tipo		Francis ▼ 
Eficiencia de la turbina		Estándar ▼
Número de turbinas		3
Fabricante		
Modelo		
Coeficiente de diseño		4.5
Ajuste de eficiencia	%	0%
Eficiencia máxima de la turbina	%	84.9%
Flujo a máxima eficiencia	m ³ /s	34.2
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%	80.3%

Figure 3-29: Datos de partida El Carpio.

De esta forma obtenemos el punto de funcionamiento óptimo, observando que cuando circula 34.2 m³/s se alcanza la máxima eficiencia (84.9%), mientras que cuando funciona con el caudal nominal (41 m³/s) el rendimiento disminuye al 80.3%.

⤴ Datos de duración de flujo y curva de eficiencia en la turbina

%	Flujo m ³ /s	Eficiencia de la turbina	Número de turbinas	Eficiencia combinada
0%	426.50	0.00	0	0.00
5%	184.25	0.00	1	0.00
10%	94.82	0.00	1	0.17
15%	56.43	0.00	1	0.36
20%	43.31	0.04	1	0.55
25%	39.54	0.11	1	0.74
30%	38.13	0.17	1	0.84
35%	37.37	0.24	2	0.46
40%	35.07	0.30	2	0.55
45%	32.14	0.36	2	0.65
50%	27.77	0.43	2	0.74
55%	25.15	0.49	2	0.83
60%	22.23	0.55	2	0.84
65%	20.25	0.62	2	0.81
70%	18.10	0.68	3	0.68
75%	14.71	0.74	3	0.74
80%	12.97	0.81	3	0.81
85%	11.37	0.85	3	0.85
90%	9.32	0.84	3	0.84
95%	6.81	0.83	3	0.83
100%	0.56	0.80	3	0.80

Figure 3-30: Curva Caudales Clasificados El Carpio.

El flujo nominal se divide entre los tres grupos de turbinas, siendo cada una de 13.66 m³/s, que se irán poniendo en funcionamiento una tras otra dependiendo del caudal que circule en ese momento. RETScreen muestra también la curva de eficiencia de la central y la curva de potencia, que se muestran a continuación:

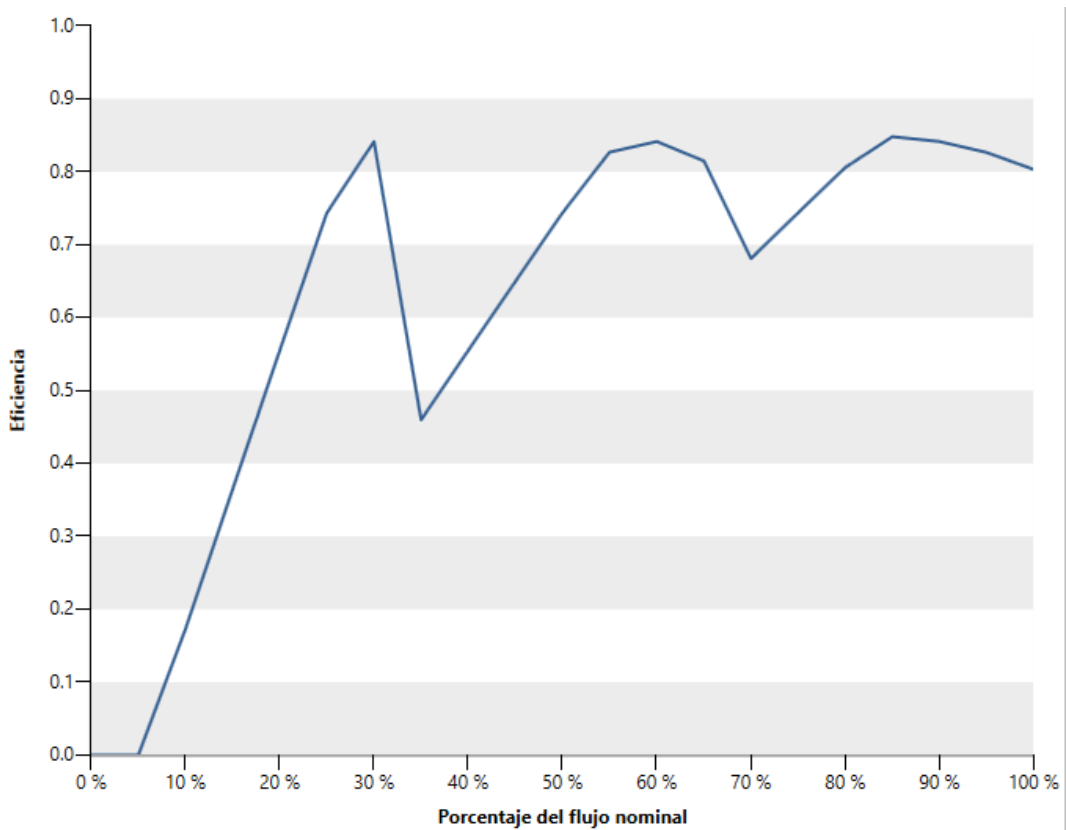


Figure 3-31: Curva eficiencia El Carpio.

Observamos que el rendimiento cae drásticamente cuando entra en funcionamiento la turbina siguiente (alrededor del 30% y 70% del flujo nominal). La explicación a esto es que el punto de funcionamiento de la turbina nueva es muy bajo (bajos caudales) por lo que su rendimiento es muy bajo, y penaliza al conjunto.

Pérdidas		
Máximas pérdidas hidráulicas	%	4%
Pérdidas varias	%	2%
Eficiencia del generador	%	97%
Disponibilidad	%	95%
Resumen		
Capacidad de generación eléctrica	kW	5,831
Factor de ajuste de flujo disponible		1
Factor de planta	%	52.6%
Costos iniciales	€/kW	
	€	
Costo de O y M (ahorros)	€/kW-año	35
	€	204,073
Tarifa de exportación de electricidad		Electricidad exportada a la red - anual
	€/kWh	0.08
Electricidad exportada a la red	MWh	26,844
Ingresos por exportación de electricidad	€	2,093,827

Figure 3-32: Capacidad de generación y energía producida El Carpio.

Establecemos las pérdidas hidráulicas y las pérdidas varias en 4% y 2% respectivamente. La eficiencia en un 97% y la disponibilidad de la planta en un 95%.

El programa calcula que la potencia nominal de la instalación es 5.8 Mw, un tercio por debajo de la potencia instalada. Esto puede ser por la diferencia de los caudales que se han tomado como año base para este estudio y los que se tomaron en su proyección. La central tiene un factor de planta de 52.6%.

Respecto a los costos de operación y mantenimiento, se establece un coste de 35 €/kWh-año, que represente 204.073 €. Los costes de capital se calcularán en el siguiente apartado.

En términos de energía, se exporta a la red un total de 26.844 MWh anuales, obteniendo un beneficio de 2.093.827 €.

Por último, nos fijamos en la curva que crea el programa con la potencia y el caudal disponible:

En la curva de potencia observamos que si trazamos una línea horizontal desde el caudal nominal (41 m³/s) que cruce el caudal y la potencia disponible, nos muestra que produce 500 kW durante el 90% del tiempo. Si nos fijamos en la potencia pico que puede dar la central, producirá 5.8 MW durante un poco más del 20% del tiempo

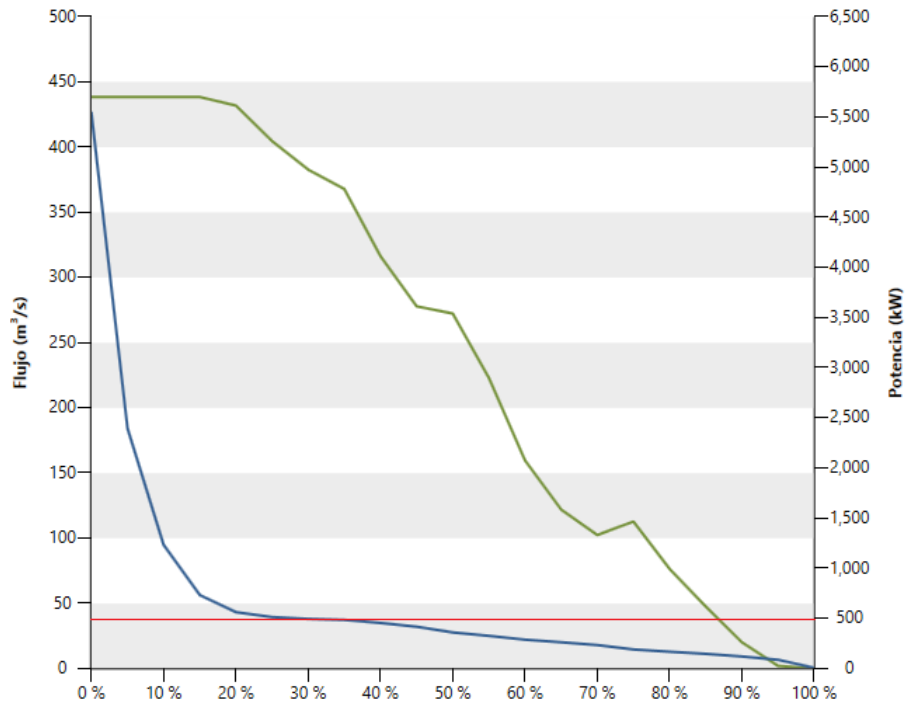


Figure 3-33: Curva caudal clasificado y curva de potencia El Carpio.

3.2.4 Costes

Los costes iniciales están desglosados de la siguiente manera; 820.000 € en los estudios de factibilidad, desarrollo e ingeniería.

Ingeniería					
<input type="checkbox"/> Ingeniería	costo	1	€	820,000	€ 820,000
Subtotal:				€	820,000 7.2%
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica	kW	5,831	€	764.84	€ 4,459,524
Caminos-accesos	km	1	€	2,592,000	€ 2,592,000
Línea de transmisión	km	1	€	50,000	€ 50,000
Subestación	proyecto	1	€	200,000	€ 200,000
Mediciones de eficiencia energética	proyecto		€		€ -
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo		€		€ -
Subtotal:				€	7,301,524 64.3%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%		€		€ -
Transporte	proyecto	1	€	200,000	€ 200,000
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d		€		€ -
<input type="checkbox"/> obra civil	costo	23,940	€	65	€ 1,556,100
Contingencias				€	9,877,624 € 1,481,644
Intereses durante la construcción				€	11,359,268 € -
Subtotal:				€	3,237,744 28.5%
Costos iniciales totales				€	11,359,268 100.0%

Figure 3-34: Costes iniciales Carpio.

Para calcular el coste del equipo de turbinas, se utilizará la siguiente fórmula para turbinas Francis [14]

$$C = 25.968 \cdot P^{-0.560135} \cdot H^{-0.127243} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right)$$

Siendo:

- H, salto bruto en m.
- P, potencia de cada una de las turbinas en KW.

Como son tres grupos, cada turbina tiene una potencia de 1943.6 KW.

$$C = 25968 \cdot (1943.6)^{-0.560135} \cdot (19.74)^{-0.127243} = 254.94 \text{ €/kw}$$

Obteniendo un coste de 764.84 €/kW si lo multiplicamos por los tres grupos, y 4.59.524 € si queremos obtener el coste total. Se tienen que construir 2.7 km de carretera para llegar a la central (de 6 m de ancho). Si el precio medio para 1000 m² de carretera es de 160.000 €, tendremos que sumar 2.592.000 € al coste inicial. El coste de la línea de transmisión (1 km) y de la subestación será de 50.000 € y 200.000 € respectivamente.

Respecto a la obra civil de la presa, que tiene unas dimensiones de 19 x 180 x 7 (m), se utilizará hormigón HA-30/F/40/IIb, que tiene un coste de 65 €/m³.

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Mostrar datos				€ 204,073
Partes y labor	proyecto	1	€ 15,000	€ 15,000
- Definido por el usuario	costo			€ -
+ Contingencias	%		€ 219,073	€ -
Subtotal:				€ 219,073

Figure 3-35: Costes anuales el Carpio.

En el apartado de costes anuales, a los costes de mantenimiento hay que añadir “partes y labor”. Dado la antigüedad de la instalación, pondremos un coeficiente de 0.6, que multiplicado por el salario de un técnico nos da un coste de 15.000 €.

3.2.5 Emisión

La reducción bruta de emisiones, si la central exporta 26.844 MWh, es de 7.811 tCO₂ al año (si seleccionamos todo tipo de combustibles). Esto equivaldría a 18.167 barriles de petróleo crudo que se dejarían de consumir.

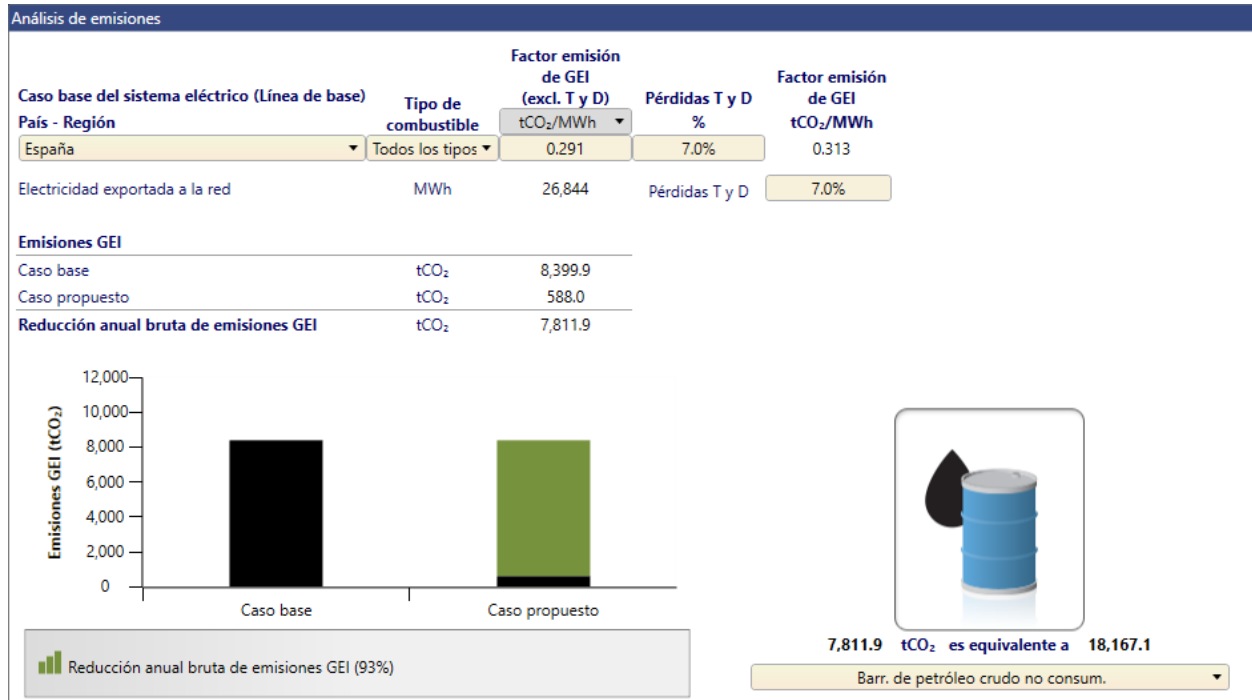


Figure 3-36: Emisiones El Carpio.

3.2.6 Análisis financiero

Los parámetros financieros que introduciremos serán:

Parámetros financieros	
Tasa de inflación	2%
Tasa descuento	9%
Tiempo de vida del proyecto	60 años
Relación de deuda	70%
Tasa interés de la deuda	7%
Duración de la deuda	15 años
Tasa de escalamiento del precio de electricidad	1%

Tabla 3-9: Parámetros financieros El Carpio.

Estos parámetros han sido seleccionados entre los valores más comunes, o de datos reales (como la inflación).

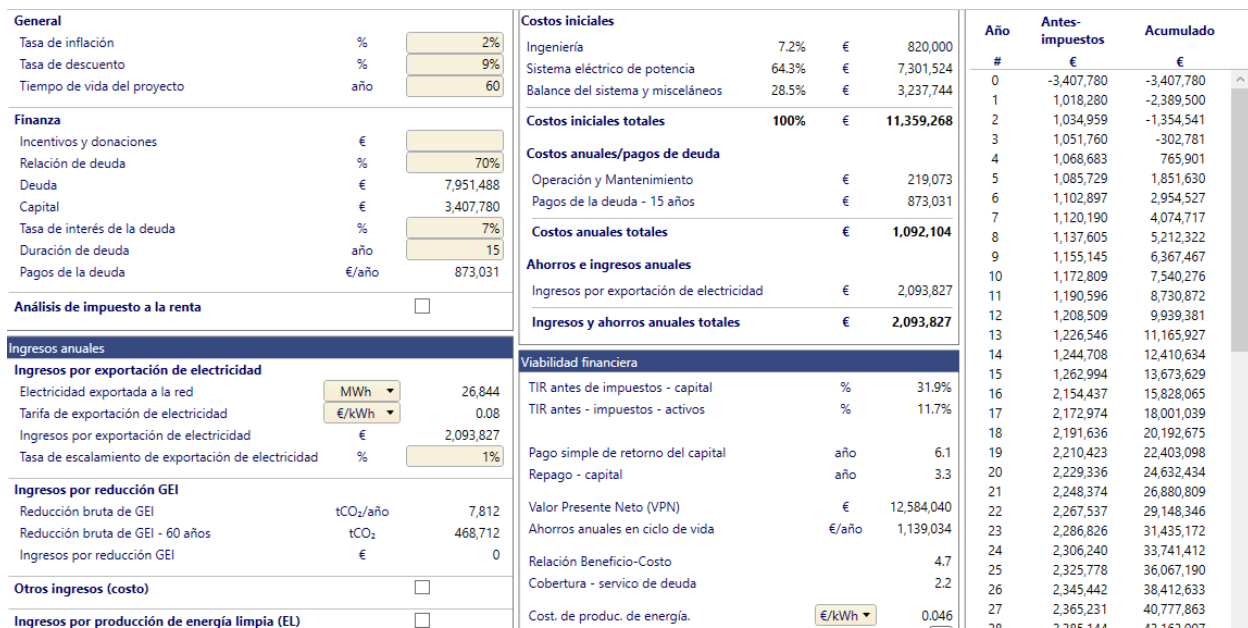


Figure 3-37: Viabilidad financiera El Carpio.

Teniendo en cuenta los costes iniciales y anuales ya descritos, así como los ingresos por la exportación de la electricidad, tenemos los siguientes resultados en cuanto a rentabilidad: un VAN de 12.584.040 €, un payback de 6.1 años, un TIR del 11.7% (antes de impuestos) y un LCOE de 45.58 €/MWh.

Se muestran también los flujos de caja anuales:

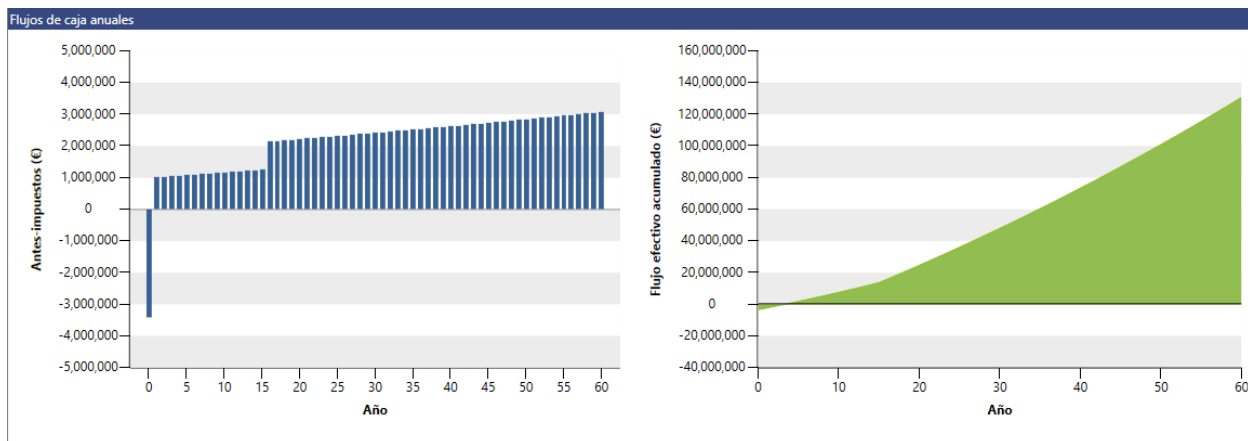


Figure 3-38: Flujo cajas anuales El Carpio

A la izquierda observamos los flujos de caja anuales, donde observamos el desembolso del capital inicial el primer año, y como a partir del año 15 los beneficios aumentan puesto que se ha pagado la deuda. A la derecha se muestra el flujo acumulado, donde a partir del año 4 el acumulado es por primera vez positivo.

3.2.7 Riesgo

a) Análisis de sensibilidad

Efectuaremos el análisis sobre el VAN, con la tarifa de exportación y los costes iniciales como variables y un rango de sensibilidad del 50%.

Análisis de sensibilidad								
Efectúe análisis sobre		Valor Presente Neto (VPN)						
Rango de sensibilidad		50%						
Umbral		0 €						
- Quitar análisis		Costos iniciales €						
Tarifa de exportación de electricidad	€/MWh	-50.0%	-33.3%	-16.7%	0.0%	16.7%	33.3%	50.0%
39.00	-50.0%	4,725,665	2,984,830	1,243,996	-496,839	-2,237,674	-3,978,508	-5,719,343
48.75	-37.5%	7,995,885	6,255,050	4,514,215	2,773,381	1,032,546	-708,289	-2,449,123
58.50	-25.0%	11,266,105	9,525,270	7,784,435	6,043,601	4,302,766	2,561,931	821,097
68.25	-12.5%	14,536,324	12,795,490	11,054,655	9,313,820	7,572,986	5,832,151	4,091,316
78.00	0.0%	17,806,544	16,065,710	14,324,875	12,584,040	10,843,206	9,102,371	7,361,536
87.75	12.5%	21,076,764	19,335,929	17,595,095	15,854,260	14,113,425	12,372,591	10,631,756
97.50	25.0%	24,346,984	22,606,149	20,865,315	19,124,480	17,383,645	15,642,810	13,901,976
107.25	37.5%	27,617,204	25,876,369	24,135,534	22,394,700	20,653,865	18,913,030	17,172,196
117.00	50.0%	30,887,424	29,146,589	27,405,754	25,664,919	23,924,085	22,183,250	20,442,415

Figure 3-39: Análisis de sensibilidad. El Carpio.

Si el precio al que vendemos la electricidad se reduce en un 50% (hasta los 39 €/MWh) el VAN saldría negativo (-496.839 €), por lo que resultaría rentable el proyecto. Por otro lado hay un gran margen en cuanto al incremento de los costes iniciales. Si aumentasen un 50% por determinadas circunstancias, el VAN seguiría siendo muy positivo (7.361.536 €). Se ha comprobado que incluso si los costes llegasen a duplicar el valor actual, el VAN tendría un valor de 2.136.000 €.

b) Análisis de riesgo

Efectúe análisis sobre

Cantidad de combinaciones

Valor de inicialización aleatorio

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	€	11,359,268	40%	6,815,561	15,902,975
Operación y Mantenimiento	€	219,073	40%	131,444	306,702
Electricidad exportada a la red	MWh	26,843.94	40%	16,106.36	37,581.52
Tarifa de exportación de electricidad	€/MWh	78.00	40%	46.80	109.20
Relación de deuda	%	70.0%	40%	42.0%	98.0%
Tasa de interés de la deuda	%	7.00%	40%	4.20%	9.80%
Duración de deuda	año	15	40%	9	21

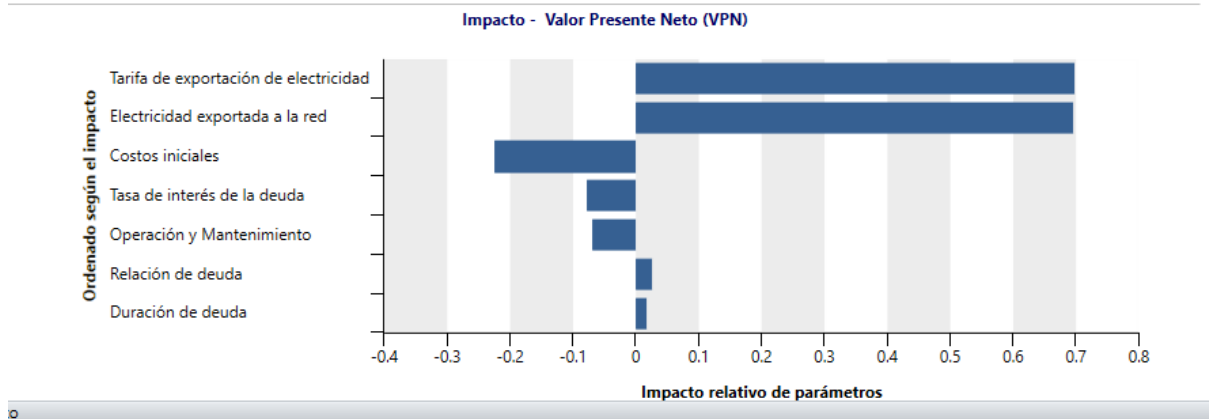


Figure 3-40: Análisis de riesgo El Carpio.

Efectuamos el análisis sobre el VAN, seleccionando 2.000 combinaciones, un valor de inicio aleatorio y un rango de 40% de las variables de entrada. La tarifa de venta y la energía producida tienen un impacto mucho mayor (en positivo) que cualquier otro parámetro. La variable que afecta negativamente de forma significativa al VAN son los costes iniciales del proyecto. Aún así, en términos absolutos este impacto negativo es menor que los índices positivos.

3.2.7.1 Variantes del modelo original

Someteremos el caso inicial a un cambio de modo de funcionamiento de los grupos de turbina. Estudiaremos los cambios de rendimiento y de energía cuando el caudal que llega a los grupos se divide de la siguiente manera: 50% por la primera turbina, y 25% por la segunda y tercera turbina.

Para determinar la eficiencia de la turbina equivalente (que será los que introduzcamos en el RETScreen), debemos conocer el rendimiento de una sola turbina, que nos lo proporciona el programa si seleccionamos una sola turbina Francis y seleccionamos “eficiencia estándar”.

Porcentaje Flujo nominal	Eficiencia
0%	0.00
5%	0.00
10%	0.00
15%	0.00
20%	0.05
25%	0.11
30%	0.18
35%	0.24
40%	0.31
45%	0.37
50%	0.43
55%	0.50
60%	0.56
65%	0.62
70%	0.69
75%	0.75
80%	0.81
85%	0.85

90%	0.84
95%	0.83
100%	0.80

Tabla 3-10: Eficiencia estándar turbina Francis

Y en forma de gráfica:

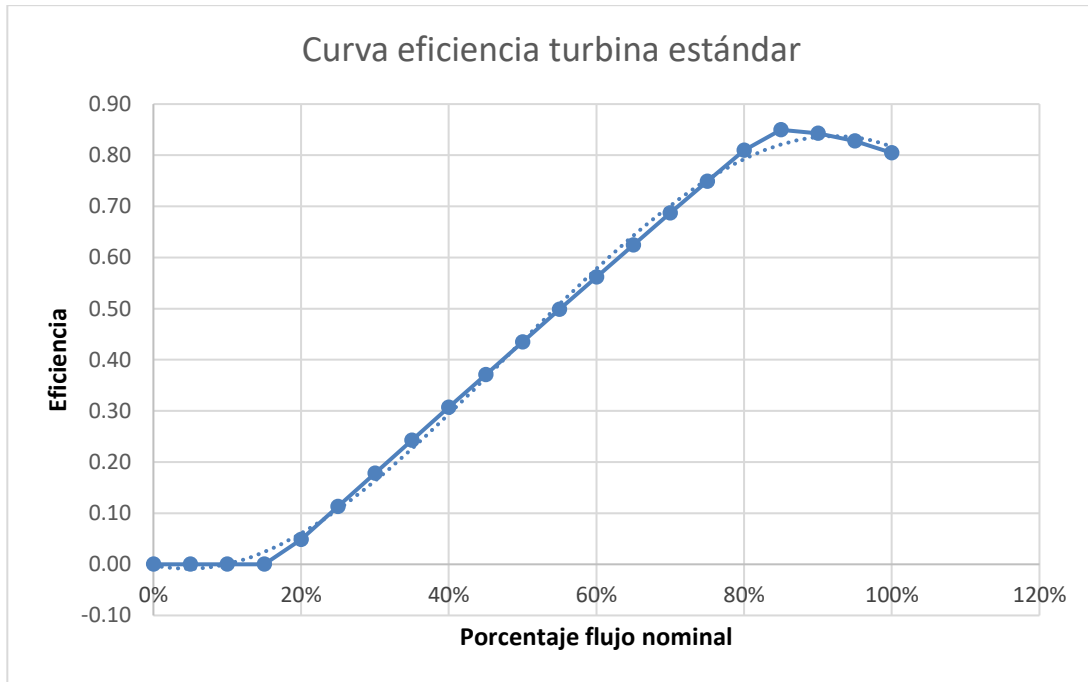


Figure 3-41: Curva eficiencia Francis estándar.

Sacando la función polinómica de la curva podremos conocer la eficiencia en cualquier punto de funcionamiento:

$$y = -2.5135x^3 + 3.6523x^2 - 0.3211x - 0.0014$$

Siendo:

- Y, la eficiencia en cada punto.
- X, el flujo en ese punto.

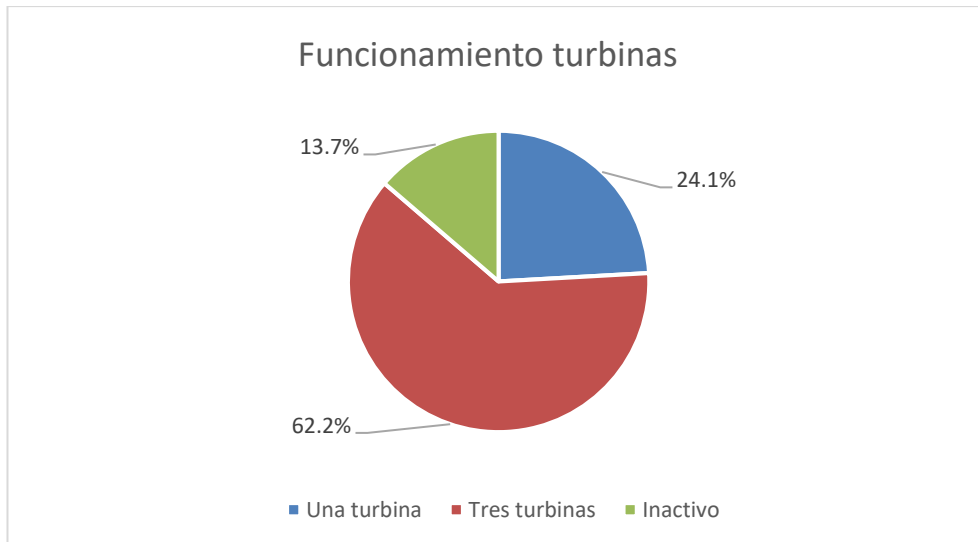


Figure 3-42: Porcentaje de días del año que operan las turbinas.

Con los caudales diarios, e imponiendo las condiciones del caudal circulante de este apartado, podemos estimar que durante el 62% de los días del año están funcionando los tres grupos de turbinas.

Como hicimos con el caso estudiado anterior, calculando previamente el índice de carga, y aplicando esta expresión podemos conocer los rendimientos diarios. Para conocer el rendimiento equivalente de los tres grupos de turbinas, debemos aplicar la siguiente fórmula:

$$\eta_t = \frac{(Q_1 \cdot \eta_1 + Q_2 \cdot \eta_2 + Q_3 \cdot \eta_3)}{(Q_1 + Q_2 + Q_3)}$$

A continuación se muestra la curva de rendimiento equivalente:

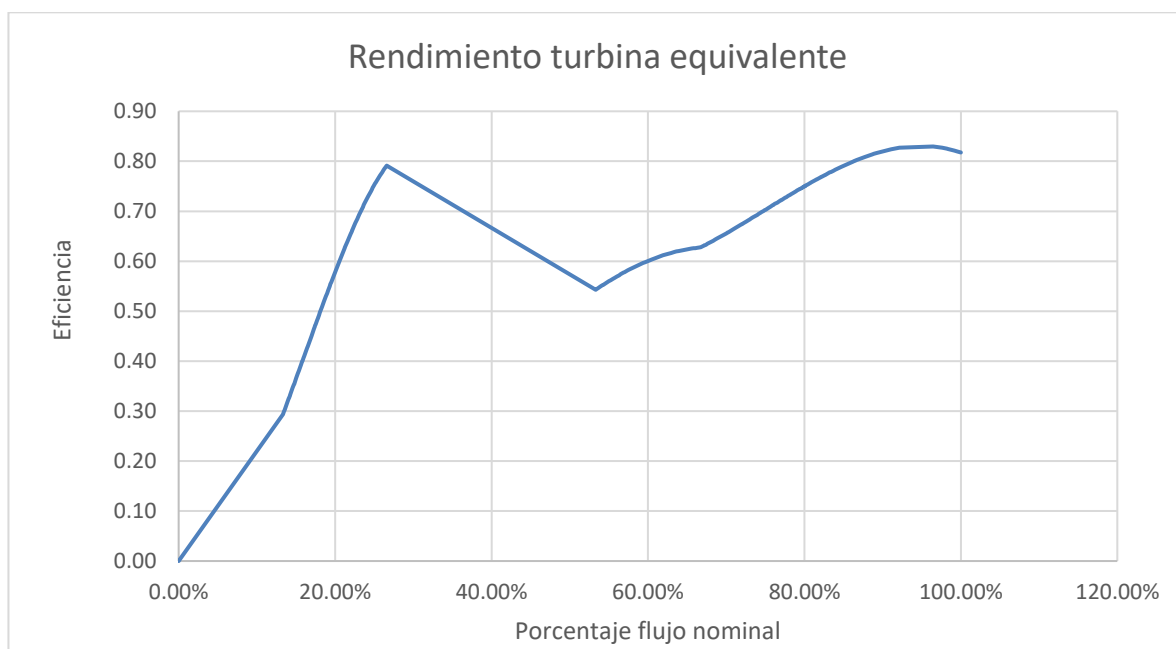


Figure 3-43: Rendimiento de la turbina equivalente.

%	Flujo m ³ /s	Eficiencia de la turbina	Número de turbinas	Eficiencia combinada
0%	426.50	0.00	0	0.00
5%	184.25	0.00	1	0.36
10%	94.82	0.10	1	0.81
15%	56.43	0.36	1	0.70
20%	43.31	0.59	1	0.57
25%	39.54	0.74	1	0.71
30%	38.13	0.81	1	0.80
35%	37.37	0.81	2	0.61
40%	35.07	0.76	2	0.57
45%	32.14	0.70	2	0.63
50%	27.77	0.63	2	0.71
55%	25.15	0.59	2	0.78
60%	22.23	0.57	2	0.80
65%	20.25	0.60	2	0.81
70%	18.10	0.65	3	0.65
75%	14.71	0.71	3	0.71
80%	12.97	0.76	3	0.76
85%	11.30	0.79	3	0.79
90%	9.32	0.80	3	0.80
95%	6.81	0.79	3	0.79
100%	0.56	0.82	3	0.82

Figure 3-44: Eficiencia con turbina equivalente. El Carpio.

Pérdidas	
Máximas pérdidas hidráulicas	% 4%
Pérdidas varias	% 2%
Eficiencia del generador	% 97%
Disponibilidad	% 95%
Resumen	
Capacidad de generación eléctrica	kW 5,872
Factor de ajuste de flujo disponible	1
Factor de planta	% 51.9%
Costos iniciales	€/kW
Costo de O y M (ahorros)	€/kW-año
Tarifa de exportación de electricidad	€/kWh 0.08
Electricidad exportada a la red	MWh 26,694
Ingresos por exportación de electricidad	€ 2,082,114

Figure 3-45: Energía producida con turbina equivalente.

La parte de pérdidas permanece igual, puesto que la instalación es la misma. El factor de planta disminuye hasta el 51.9%, así como la energía exportada a la red, hasta los 26.694 MWh.

TIR antes de impuestos - capital	%	31.3%
TIR antes - impuestos - activos	%	11.6%
Pago simple de retorno del capital	año	6.1
Repago - capital	año	3.3
Valor Presente Neto (VPN)	€	12,383,783
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año	1,120,908
Relación Beneficio-Costo		4.6
Cobertura - servicio de deuda		2.1
Cost. de produc. de energía.	€/kWh ▼	0.046

Figure 3-46: Viabilidad financiera con turbina equivalente. El Carpio.

El modelo con turbina equivalente produce casi 200 MWh menos que el original, lo que significa que la distribución del caudal por las turbinas perjudica el rendimiento global. No obstante, el coste de la producción de la energía y el payback es igual, por lo que la diferencia no es relevante. Esto es debido a que se deja de producir energía porque el caudal que circula por las dos últimas turbinas (recordemos que hemos establecido un 25% del Q que llega a la central) no cumple el mínimo para que funcione el grupo o que lo hace de una forma ineficiente.

	Modelo estándar RETScreen	Modelo con turbina equivalente
Energía producida (MWh)	26.844	26.694
Ingresos (€)	2.093.827	2.082.114
VAN (€)	12.584.040	12.383.783
PB (años)	6.1	6.1
LCOE (€/MWh)	46	46

Tabla 3-11: Comparación de los dos modelos. El Carpio.

3.2.8 Comparativas

a) Tipo de turbinas

El modelo de turbina que mejor sale parado en la comparación es la Kaplan, llegando a producir 32.536 MWh, (casi 8.000 MWh más que la Francis) y teniendo un rendimiento en el punto de diseño bastante superior. El problema es que el salto de esta central (casi 20 m) es superior al rango con el que funcionan la mayoría de las turbinas Kaplan, por lo que en este caso no se podrían instalar. De igual forma ocurre con la Pelton, que se colocan en centrales con grandes saltos.

	Rendimiento en flujo de diseño (%)	Capacidad generación eléctrica (kW)	Factor de planta (%)	Energía producida (MWh)	Ingresos exportación electricidad (€)	Coste producción E. – LCOE (€/MWh)	Payback (años)
Francis	80.5	5.831	52.5	26.834	2.093.063	45.80	10.2
Kaplan	92.4	6.697	55.5	32.536	2.537.786	40.93	9.6
Pelton (2 ejes)	91.9	6.661	56.1	32.745	2.554.077	40.54	9.4

Tabla 3-12: Comparativa modelos turbinas El Carpio.

b) Número de turbinas

Conforme aumenta el número de equipos instalados, se incrementa el factor de planta y la energía producida (que tiene un impacto positivo en los ingresos). En el caso de 4 turbinas, si bien se consigue producir 2.000 MWh más, también se dispara el LCOE hasta los 52.35 €/MWh. Habría que estudiar en profundidad qué opción nos interesaría más.

En cambio, la diferencia entre el número de equipos con la que hemos diseñado en RETScreen (3) y equipar un grupo menos, es muy pequeña, así que para tomar una decisión habría que valorar otros aspectos (o aquellos que sean limitantes).

	Nº turbinas	Factor de planta (%)	Energía producida (MWh)	Ingresos exportación electricidad (€)	Coste producción E. – LCOE (€/MWh)
Francis	1 turbina	45.8	23.372	1.822.985	37.62
	2 turbinas	51.2	26.159	2.040.429	39.35
	3 turbinas	52.5	26.834	2.093.063	45.80
	4 turbinas	55.1	28.125	2.193.749	52.35

Tabla 3-13: Comparativa número de turbinas El Carpio.

3.3 Central de Iznájar

3.3.1 Localización

La presa de Iznájar, situada en el río Genil (Localidad de Cueva de San Marcos, Málaga), es la de mayor capacidad de Andalucía, con 1.067 Hm³. Fue proyectada por G. Bravo Guillén y finalmente construida en 1969 como una presa de gravedad (bóveda) con unas dimensiones de 409 y 101 m de longitud de coronación y altura sobre el cauce respectivamente [17]. La titularidad es de endesa. Los datos reales de la central son:

Central de Iznájar	
Potencia instalada (MW)	77
Salto bruto (m)	97.3
Número de turbinas	2 (Francis)
Cota de embalse (m)	421.6

Tabla 3-14: Datos técnicos Iznájar.

Las aguas del embalse se utilizan para el abastecimiento de las poblaciones cercanas y el riego de 65.000 ha aproximadamente, así como para generación eléctrica.

Junto al cuerpo de la central se encuentra la subestación, que eleva la tensión desde los 10.5 KV hasta los 132 KV para la reducción de pérdidas durante el transporte.

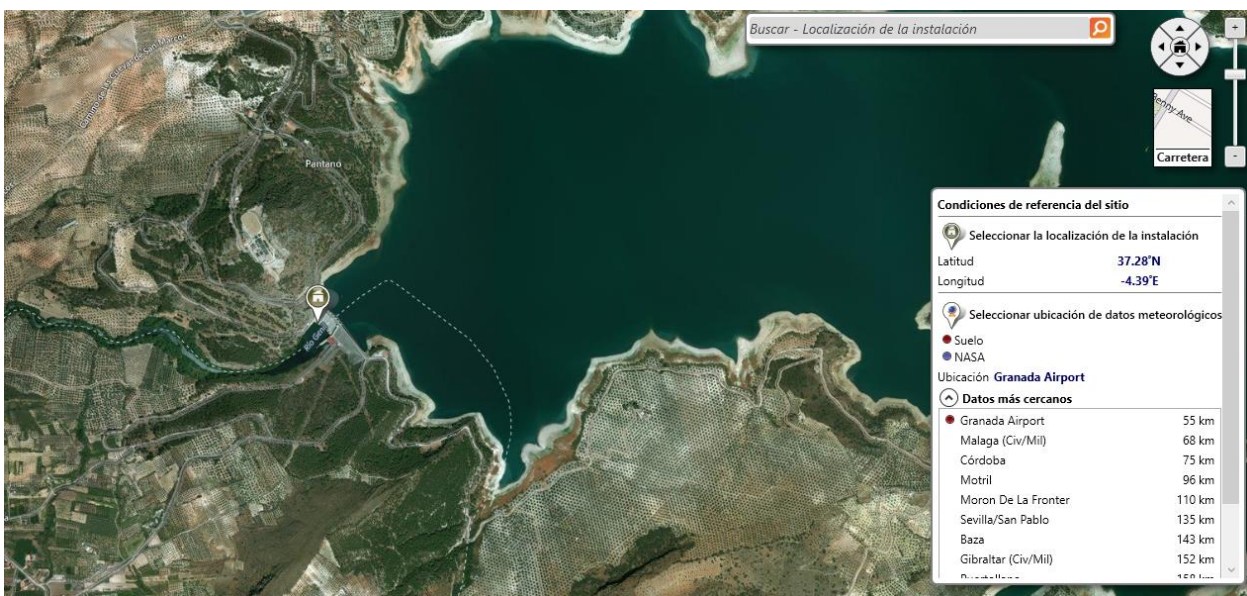


Figure 3-47: Localización Iznájar

Introducimos la localización en el RETScreen para que pueda recopilar los datos de meteorología y precipitación. Observamos que se puede acceder a la instalación mediante la carretera MA-202 desde la localidad Cuevas de San Marcos, que se encuentra 2.5 Km aproximadamente.

3.3.2 Análisis de caudales

Una vez recopilados los caudales mensuales de los años 2000-2015, elaboramos una tabla de los flujos anuales y obtenemos el promedio (en este caso, 12.97 m³/s). El valor que más se aproxima es el del año 2015 (12.95 m³/s), por lo que lo tomaremos como referencia para nuestro estudio. []

Año	Promedio (m ³ /s)
2000	10.48
2001	9.67
2002	8.66
2003	10.25
2004	9.88
2005	17.58
2006	7.05
2007	10.55
2008	4.29
2009	5.69
2010	25.58
2011	20.18
2012	12.80
2013	26.52
2014	15.43
2015	12.95

Figure 3-48: Caudales anuales Iznájar 2000-2015.

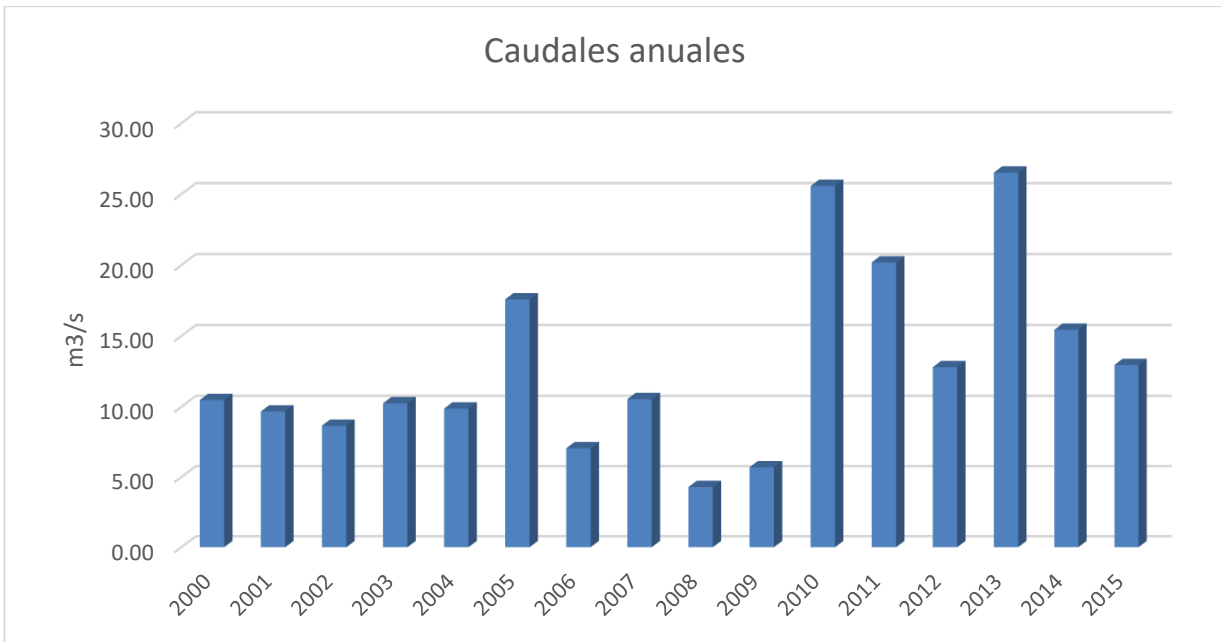


Figure 3-49: Caudales anuales Iznájar.

Nos centramos en los caudales diarios del año 2015 y elaboramos la curva de caudales clasificados, que nos permite conocer el flujo de diseño para nuestra instalación. El Qutil hace referencia al que está disponible para turbinar, después de descontar el 10% del total (Caudal ecológico).

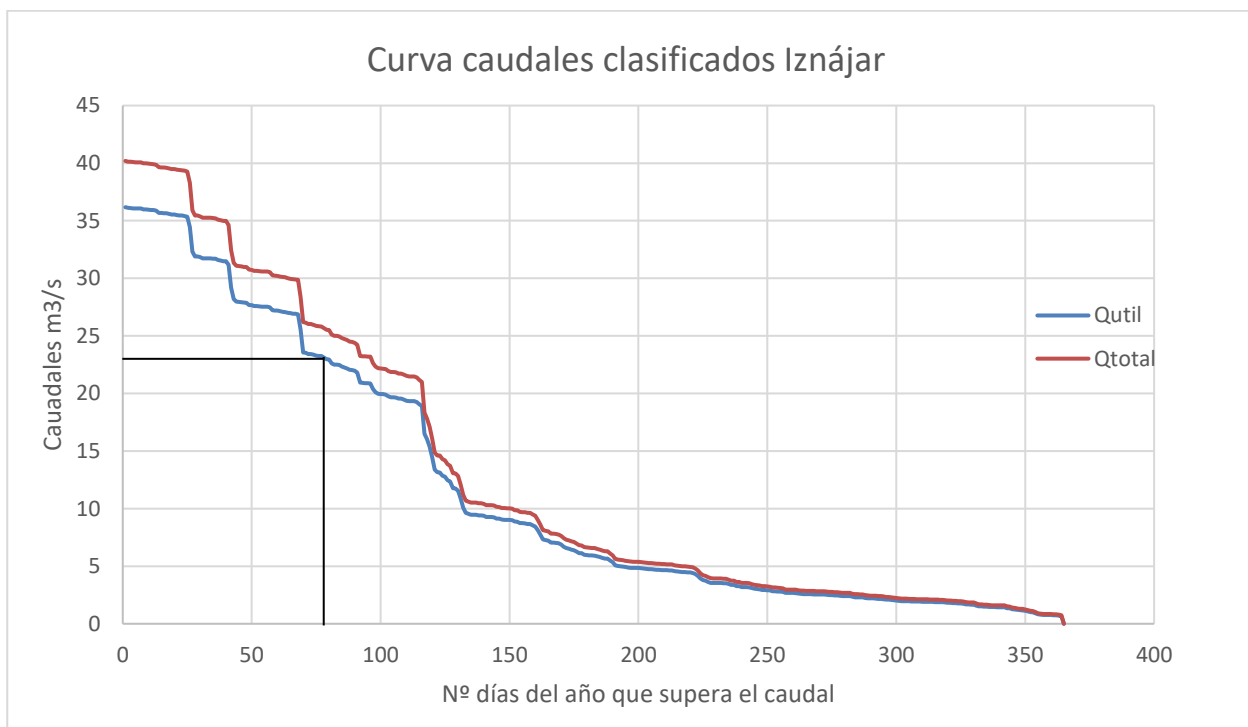


Figure 3-50: Curva caudales clasificados Iznájar.

Nuestro flujo de diseño será 22.96 m³/s. Nos servirá para dimensionar los equipos de turbinas.

3.3.3 Análisis energético

Según describe la Ley 54/1997, la central hidroeléctrica con potencia superior a 50 MW están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción de electricidad, por lo que no se puede establecer un precio estable. No obstante, como veremos a continuación, la capacidad de generación eléctrica de la central es inferior a 20 MW, por lo que se puede regir por el RD 661/2007 que regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Dentro de las categorías que establece el Real Decreto, nuestra instalación se encuentra en subgrupo b.5 (Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW). Para este caso se dispone que la tarifa regulada venga dada por la siguiente expresión (durante los primeros 25 años):

$$Precio = 6,6 + 1,20 \cdot [(50 - P) / 40]$$

Siendo P, la potencia de la central (MW).

El precio de venta de electricidad es 75.69 €/MWh. Como RETScreen no permite modificar el precio a lo largo de los años, tomaremos este valor durante todo el periodo.

El apartado de la tecnología quedará de la siguiente forma: al tratarse de una central a pie de presa seleccionaremos “reservorio”, con un salto de 97.3 m y un flujo residual de 2.296 m³/s. El caudal de diseño lo hemos determinado como 22.96 m³/s distribuido en dos grupos de turbinas (Francis). Los coeficientes de diseño y el ajuste de eficiencia los tomaremos como 4.5 y 0 respectivamente.

Evaluación de recursos			Reservorio
Proyecto Propuesto			
Altura de caída bruta	m		97.3
Máximo efecto de agua de descarga	m		0
Flujo residual	m³/s		2.296
Porcentaje del tiempo disponible de flujo firme	%		100%
Flujo firme	m³/s		0
Turbina hidráulica			
Flujo de diseño	m³/s		22.96
Tipo			Francis
Eficiencia de la turbina			Estándar
Número de turbinas			2
Fabricante			
Modelo			
Coefficiente de diseño			4.5
Ajuste de eficiencia	%		0%
Eficiencia máxima de la turbina	%		93.4%
Flujo a máxima eficiencia	m³/s		18.4
Eficiencia de la turbina en flujo de diseño.	%		89.7%

Figure 3-51: Datos de partida Iznájar.

Destacar que el rendimiento máximo de la turbina es 93.4% que se alcanza cuando circula un caudal de 18.4 m³/s La eficiencia cuando pasa a través de ella el flujo de diseño (22.96 m³/s) disminuye hasta el 89.7%.

%	Flujo m ³ /s	Eficiencia de la turbina	Número de turbinas	Eficiencia combinada
0%	36.17	0.00	0	0.00
5%	35.52	0.00	1	0.11
10%	31.58	0.11	1	0.38
15%	27.53	0.26	1	0.59
20%	23.35	0.38	1	0.74
25%	20.94	0.50	1	0.84
30%	19.36	0.59	1	0.90
35%	11.76	0.67	1	0.93
40%	9.10	0.74	1	0.93
45%	7.21	0.80	1	0.92
50%	5.91	0.84	1	0.90
55%	4.82	0.88	2	0.88
60%	4.45	0.90	2	0.90
65%	3.27	0.92	2	0.92
70%	2.77	0.93	2	0.93
75%	2.50	0.93	2	0.93
80%	2.16	0.93	2	0.93
85%	1.91	0.93	2	0.93
90%	1.66	0.92	2	0.92
95%	1.18	0.91	2	0.91
100%	0.00	0.90	2	0.90

Figure 3-52: Caudales clasificados Iznájar.

Introducimos los datos de caudales clasificados para que el software los incluya en sus cálculos y podemos observar la eficiencia respecto al porcentaje del caudal nominal.

Cada turbina tendrá un flujo de diseño de 11.48 m³/s, y en el momento en que el flujo que circule sea mayor que ese se pondrá en funcionamiento el segundo equipo.

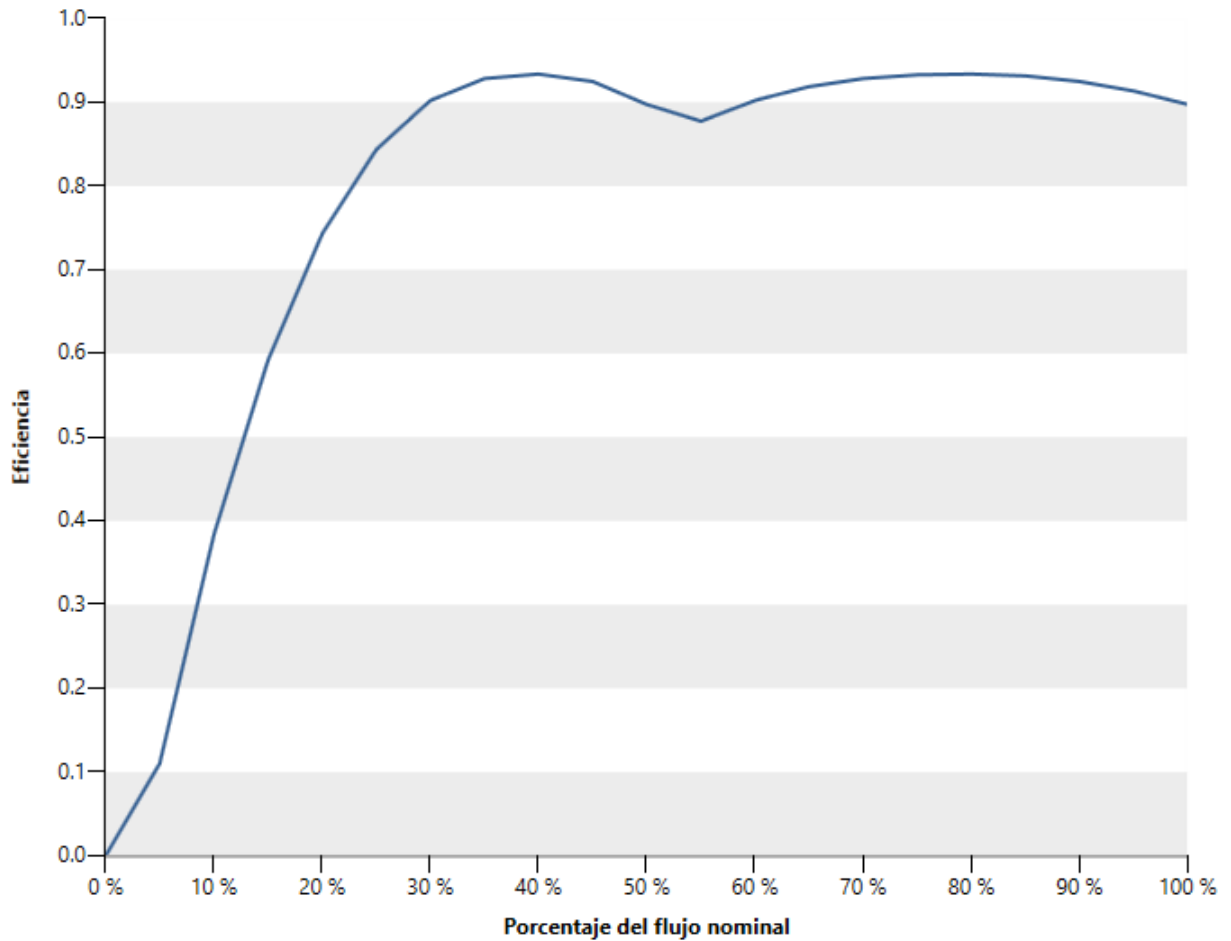


Figure 3-53: Curva de eficiencia de las turbinas. Iznájar.

En la figura podemos apreciar cómo la eficiencia a partir del 20% del flujo nominal comienza a crecer, alcanza su máximo y decrece justo cuando se pone en funcionamiento la segunda turbina (50% caudal nominal). Al comenzar a turbinar este segundo grupo a caudales bajo, penaliza el conjunto del rendimiento.

Pérdidas

Máximas pérdidas hidráulicas	%	5%
Pérdidas varias	%	2%
Eficiencia del generador	%	97%
Disponibilidad	%	95%

Resumen

Capacidad de generación eléctrica	kW	17,763
Factor de ajuste de flujo disponible		1
Factor de planta	%	34.6%
Costos iniciales	€/kW	
Costo de O y M (ahorros)	€/kW-año	30
Tarifa de exportación de electricidad	€/MWh	75.69
Electricidad exportada a la red	MWh	53,771
Ingresos por exportación de electricidad	€	4,069,922

Figure 3-54: Energía producida y generación eléctrica. Iznájar.

Las pérdidas hidráulicas se estiman en el 5%; la eficiencia del generador y la disponibilidad en un 97% y 95%.

Un dato que nos llama la atención es la generación eléctrica de la central. RETScreen nos muestra que la instalación tendría una potencia nominal de 17.7 MW, un valor muy inferior al real (77 MW). Esto puede ser debido a que el embalse, debido a su gran capacidad, tiene como prioridad el uso del agua para el abastecimiento y el riego, por lo que la producción eléctrica pasaría a segundo plano. El factor de planta (34.6%) nos sugiere que la central funciona en momentos puntuales y que no está en funcionamiento continuo.

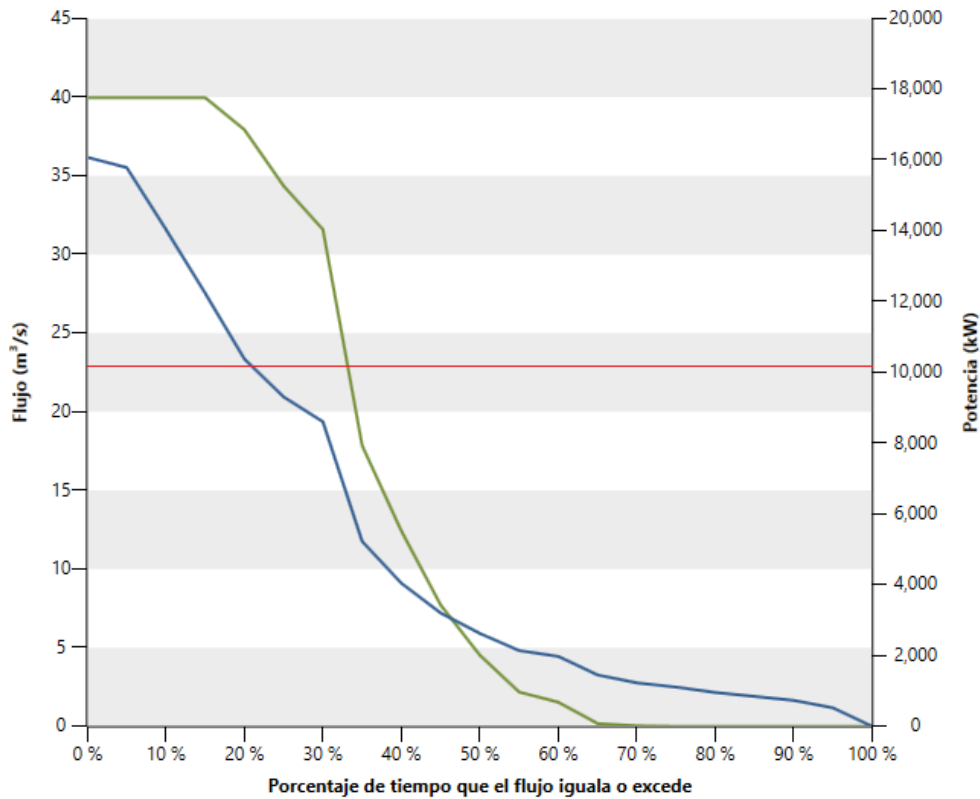


Figure 3-55: Curva de potencia Iznájar.

La energía producida representa 50.771 MWh-año y unos ingresos de 2.150.837 €.

En la curva de potencia (verde) podemos apreciar que para el flujo nominal, la instalación produce 10 MW durante el 35% del tiempo. Por otro lado producirá su máximo (17.7 MW) durante el 20% del tiempo del año.

3.3.4 Coste

Los costes iniciales se reparten de la siguiente forma:

Ingeniería					
<input type="checkbox"/> Ingeniería	costo	1	€ 8,000,000	€	8,000,000
Subtotal:				€	8,000,000 7.0%
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica	kW	17,763	€ 178.50	€	3,170,642
Caminos-accesos	km	1	€ 1,600,000	€	1,600,000
Línea de transmisión	km			€	-
Subestación	proyecto	1	€ 200,000	€	200,000
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			€	-
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo			€	-
Subtotal:				€	4,970,642 4.3%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%			€	-
Transporte	proyecto	1	€ 200,000	€	200,000
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d			€	-
<input type="checkbox"/> Obra	costo	1,396,000	€ 65	€	90,740,000
Contingencias	%	10.0%	€ 103,910,642	€	10,391,064
Intereses durante la construcción			€ 114,301,706	€	-
Subtotal:				€	101,331,064 88.7%
Costos iniciales totales				€	114,301,706 100.0%

Figure 3-56: Costes iniciales Iznájar.

Los dos grupos de turbinas Francis tienen un coste de 178.5 €/KW, resultado de la siguiente expresión:

$$C = 25.968 \cdot P^{-0.560135} \cdot H^{-0.127243} \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}} \right)$$

Siendo:

- P, la potencia de cada una de las turbinas, en este caso cada turbina será de 8.850 KW (según el resultado de RETScreen).
- H la altura bruta, es decir, 97.3 m.

Esto representa en global 3.170.640 €. Para llegar a al central hay que construir una carretera desde la localidad más cercana, Cuevas de San Marcos, que está a 2.5 Km. Suponemos que tenga 4 m de ancho, y teniendo en cuenta que el precio de carretera por 1000 m² es de 160.000€, nos arroja un resultado de 1.600.000€. La subestación, de 132 KV y situada a escasos metros de la central, tendrá un coste de 200.000 €.

Al ser una presa con la mayor capacidad de Andalucía, necesita contrarrestar el empuje de las aguas con una gran estructura sólida, utilizándose 1.396.000 m³ de hormigón en su construcción. A 65 €/m³ el hormigón, nos arroja un total de 90.740.000 €.

En resumen, los costes iniciales resultan ser 114.301.706 €, un valor bastante elevado debido en su mayor parte a la obra civil que hay que acometer. El índice de potencia es 6440.67 €/KW.

Operación y Mantenimiento					
<input type="checkbox"/> Mostrar datos					
Sistema eléctrico de potencia					
Turbina hidráulica			€ 532,880.938		Actualizar el costo
Partes y labor	proyecto	1	€ 10,000	€	10,000
<input type="checkbox"/> Definido por el usuario	costo			€	-
Contingencias	%		€ 542,881	€	-
Subtotal:				€	542,881

Figure 3-57: Coste anual Iznájar.

Al coste de mantenimiento de los equipos (532.880.938 €) hay que añadir el apartado de “partes y labor”. Supondremos un coeficiente de 0.4 (la presa es de 1969) que por el salario de un trabajador (25.000 €), nos da un total de 10.000 €.

3.3.5 Emisión

Con la producción de 53.771 MWh de energía hidroeléctrica por parte de nuestra central se dejarían de emitir 15.647 tCO₂ a la atmósfera, lo que equivaldría a 36.390 barriles de petróleo. Teniendo en cuenta que el barril de crudo se sitúa en estos momentos en 62.7 €/barril, esto supondría un ahorro de 22.816.652 €.

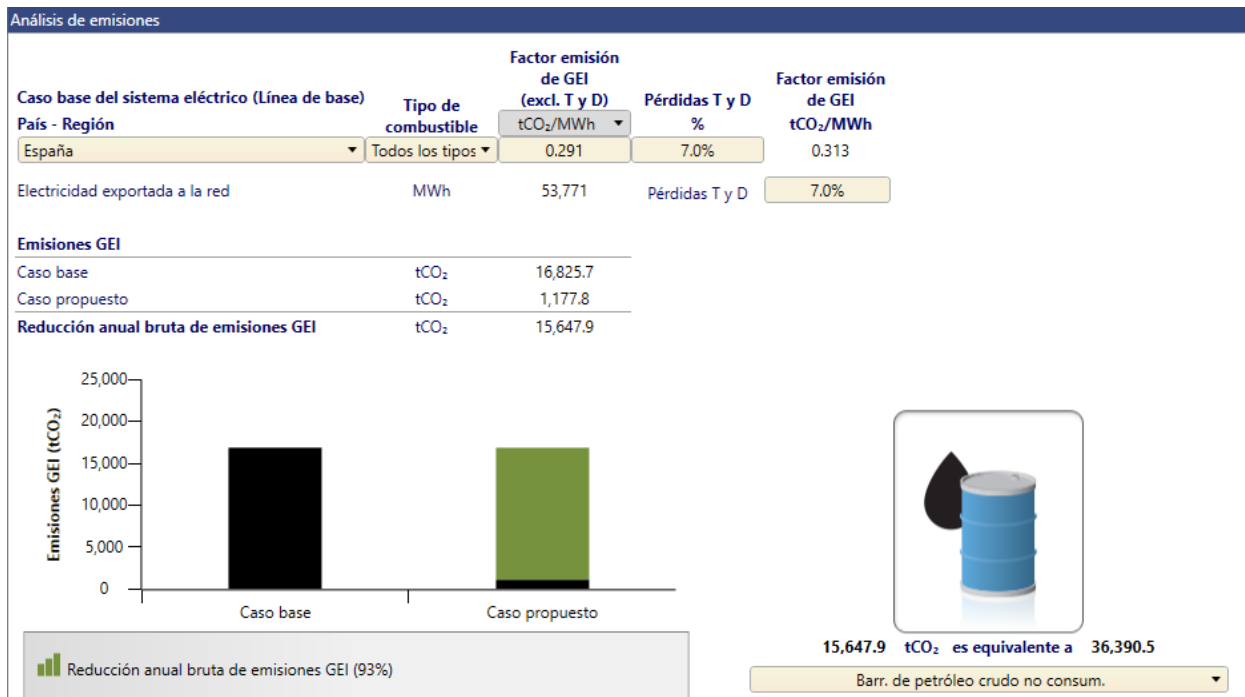


Figure 3-58: Análisis de emisiones Iznájar.

3.3.6 Análisis financiero

En la tabla mostramos los parámetros financieros que hemos utilizado para este caso. Nótese que hemos alargado la vida útil de la instalación en 10 años debido a la magnitud del proyecto, así como el aumento de la duración de la deuda y la bajada en el interés de la deuda, con la intención de que incrementar la viabilidad de la instalación.

Tabla 3-15: Parámetros financieros Iznájar.

En la figura de a continuación vemos un resumen de los ingresos y costes, como ya hemos dicho, muy superiores en comparación con otros casos. Como esperábamos, los índices financieros son malos. El VAN es muy negativo (-49.822.099 €) y el retorno del capital (PB) se sitúa en 32.4 años. El TIR, aunque levemente positivo (2.1%) no supera a la tasa de descuento, por desde el punto de rentabilidad no es aconsejable. El coste de producción es también muy elevado (169 €/MWh) si lo comparamos al precio por el que exportamos la electricidad.

Costos iniciales				Año	Antes-impuestos	Acumulado
		€		#	€	€
Ingeniería	7%	€	8,000,000	0	-22,860,341	-22,860,341
Sistema eléctrico de potencia	4.3%	€	4,970,642	1	-3,596,275	-26,456,616
Balance del sistema y misceláneos	88.7%	€	101,331,064	2	-3,566,244	-30,022,860
Costos iniciales totales	100%	€	114,301,706	3	-3,536,023	-33,558,882
Costos anuales/pagos de deuda				4	-3,505,612	-37,064,495
Operación y Mantenimiento		€	542,881	5	-3,475,013	-40,539,508
Pagos de la deuda - 25 años		€	7,153,158	6	-3,444,226	-43,983,733
Costos anuales totales		€	7,696,039	7	-3,413,250	-47,396,983
Ahorros e ingresos anuales				8	-3,382,087	-50,779,070
Ingresos por exportación de electricidad		€	4,069,922	9	-3,350,737	-54,129,807
Ingresos y ahorros anuales totales		€	2,040,429	10	-3,319,201	-57,449,008
Viabilidad financiera				11	-3,287,479	-60,736,486
TIR antes de impuestos - capital	%		2.1%	12	-3,255,572	-63,992,058
TIR antes - impuestos - activos	%		0.4%	13	-3,223,481	-67,215,539
Pago simple de retorno del capital	año		32.4	14	-3,191,207	-70,406,747
Repago - capital	año		46.8	15	-3,158,751	-73,565,497
Valor Presente Neto (VPN)	€		-49,822,099	16	-3,126,113	-76,691,611
Ahorros anuales en ciclo de vida	€/año		-4,494,775	17	-3,093,295	-79,784,906
Relación Beneficio-Costo			-1.2	18	-3,060,298	-82,845,204
Cobertura - servicio de deuda			0.5	19	-3,027,123	-85,872,328
Cost. de produc. de energía.	€/MWh		169	20	-2,993,772	-88,866,100
				21	-2,960,245	-91,826,344
				22	-2,926,544	-94,752,889
				23	-2,892,671	-97,645,559
				24	-2,858,627	-100,504,186
				25	-2,824,413	-103,328,599
				26	4,363,126	-98,965,473
				27	4,397,672	-94,567,801
				28	4,432,202	-90,135,599

Figure 3-53: Viabilidad financiera Iznájar.

Si nos fijamos en los flujos de cajas anuales, el primer año tenemos que desembolsar 22.000.000 €, que es el capital inicial necesario (para un 80% de relación de deuda). Todos los años desde el primero hasta el número 25 (duración de la deuda) los flujos de caja salen negativos, es decir, los pagos de la deuda anual son mayores que los beneficios de venta de la producción. En la segunda figura, que muestra el acumulado, nos fijamos que a partir del año 25 las pérdidas acumuladas comienzan a decrecer (la deuda está pagada), llegando a un punto (año 46-47) donde se han cubierto las pérdidas de los años anteriores y el flujo acumulado es por primera vez positivo.

En resumen, aunque al final sí que existe un beneficio, el proyecto no es viable debido a la inmensa inversión inicial de construcción de la presa, que hace que la rentabilidad no sea suficiente.

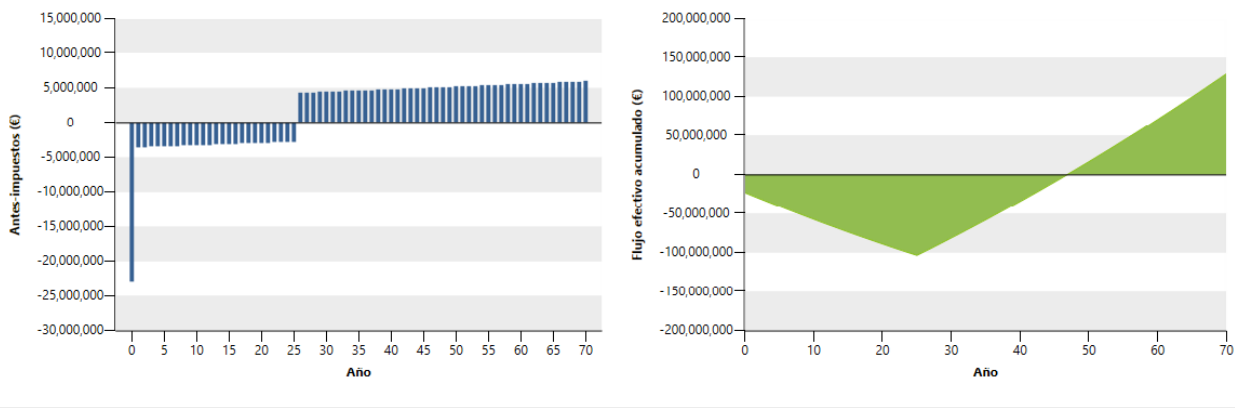


Figure 3-59: Flujos de cajas anuales Iznájar.

3.3.7 Riesgo

a) Análisis de sensibilidad

Estudiaremos cómo varía el VAN del proyecto teniendo los costes iniciales y la tarifa de exportación como variables (con una sensibilidad del 50%).

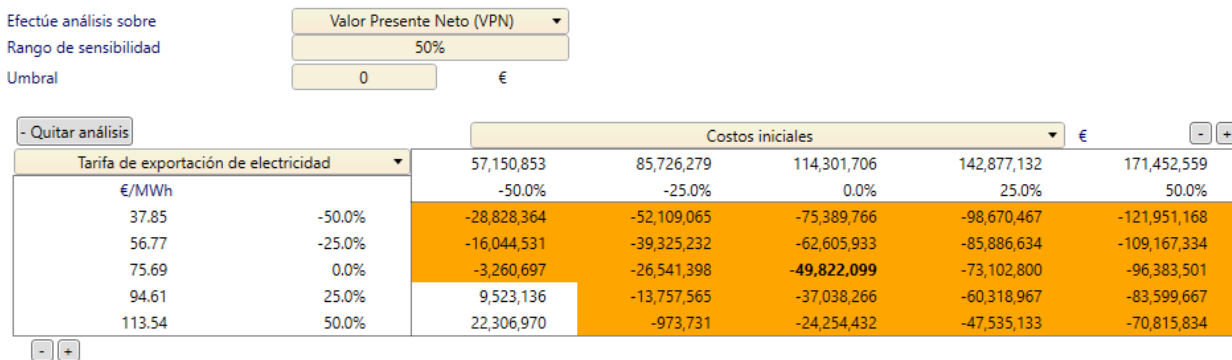


Figure 3-60: Análisis de sensibilidad VAN. Iznájar.

Si los costes iniciales consiguiésemos que disminuyesen un 50% (hasta los 57.150.00 €) y el precio se incrementase un 25% (113 €/MWh) obtendríamos un VAN positivo, lo que determinaría que el proyecto fuese viable.

Pongamos que queremos estudiar a continuación el payback, queriendo reducirlo a la mitad del actual (15 años). Las dos variables de las que dependerá será el coste inicial (es el factor determinante) y la tarifa venta. Sólo si redujésemos los costes de nuevo en un 50% y si el precio llegase a los 94.61 €/MWh conseguiríamos llegar a ese objetivo (con un payback de 9.6 años).

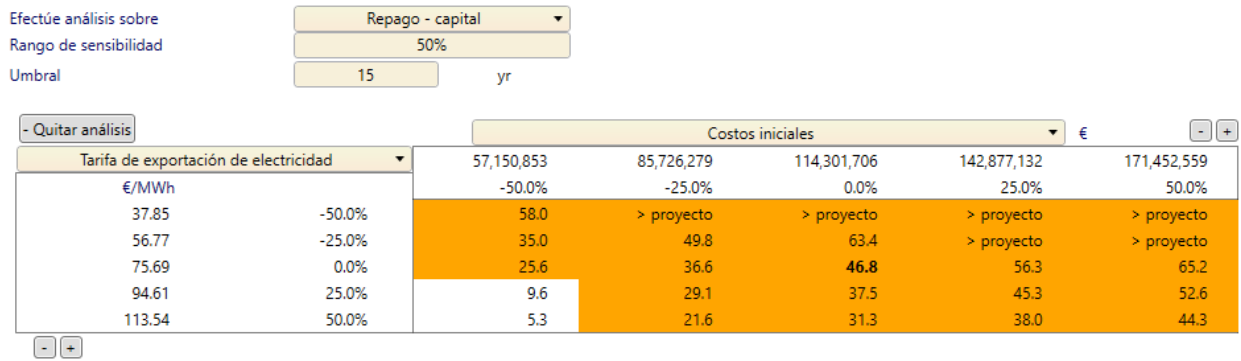


Figure 3-61: Análisis de sensibilidad Payback. Iznájar.

b) Análisis de riesgo

Centrando el análisis de riesgo sobre el VAN (que como hemos visto resulta ser muy negativo) confirmamos que de todos los parámetros el que más incide, de forma negativa, es la de costes iniciales. El precio de venta y la producción de electricidad, como es normal, inciden de forma positiva en la viabilidad del proyecto (si la tarifa aumenta y la central genera más energía, el VAN aumenta).

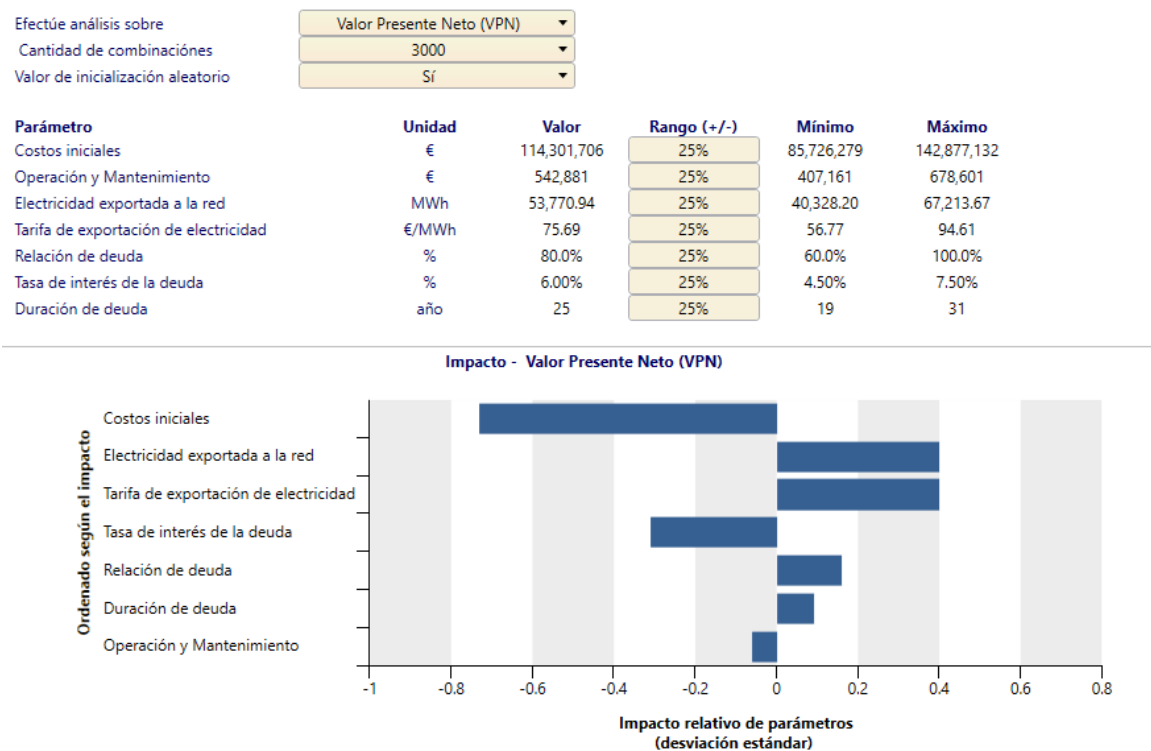


Figure 3-62: Análisis de riesgo VAN. Iznájar.

3.3.8 Comparativa

a) Tipos de turbinas

En este caso las tres opciones en cuanto a los resultados son muy parecidos, no hay grandes diferencias en cuanto a los parámetros estudiados. No obstante, por las condiciones del aprovechamiento (altura y caudal), la más favorable es la Francis.

	Rendimiento en flujo de diseño (%)	Capacidad generación eléctrica (kW)	Factor de planta (%)	Energía producida (MWh)	Ingresos exportación electricidad (€)	Coste producción E. – LCOE (€/MWh)	Payback (años)
Francis	89.7	17.763	34.6	53.771	4.069.922	169	32.4
Kaplan	91	18.015	34.4	54.348	4.113.576	168	32.1
Pelton (2 ejes)	90.9	17.985	35.3	55.589	4.207.508	164	31.3

Tabla 3-16: Comparativa modelo de turbinas. Iznájar.

b) Número de turbinas

Si nos fijamos en la tabla, hay una relación directa entre el aumento de turbinas y el incremento en la producción de energía. Nótese que pese a ello no existe una diferencia considerable entre el segundo y el cuarto caso.

En resumen, la instalación de 4 equipos sería factible desde el punto de vista económico y energético, aunque podemos pensar que si en el caso real no se ha hecho sea porque quizás la producción eléctrica no es el principal objetivo de la instalación.

	Nº turbinas	Factor de planta (%)	Energía producida (MWh)	Ingresos exportación electricidad (€)	Coste producción E. – LCOE (€/MWh)
Francis	1 turbina	32.6	50.705	3.837.839	180
	2 turbinas	34.6	53.771	4.069.922	169
	3 turbinas	35.2	54.707	4.140.746	166
	4 turbinas	35.3	54.987	4.161.987	166

Tabla 3-15: Comparativa número de turbinas Iznájar.

4 CONCLUSIONES

La frase más excitante que se puede oír en ciencia, la que anuncia nuevos descubrimientos, no es "¡Eureka!" (¡Lo encontré!) sino 'Es extraño'

-Isaac Asimov-

En este apartado se describirán las principales conclusiones de este trabajo, exponiendo las grandes oportunidades que brinda este software así como sus principales limitaciones.

Una de las restricciones que hemos podido comprobar a lo largo del desarrollo de esta memoria es que el precio de exportación es fijo, es decir, no permite modificar la tarifa durante toda la vida útil de la instalación. Según vimos en el apartado de *legislación*, la tarifa regulada está dividida en dos periodos; un precio durante los primeros 25 años, y a partir de entonces una tarifa distinta. La consecuencia es que el estudio de viabilidad financiera parte de una desviación respecto a la realidad, puesto que el ingreso por la venta a la red será menor, perjudicando los parámetros como el VAN, TIR y el payback. En el caso de las centrales de El Carpio y Casas Nuevas, pertenecientes al grupo b.4 según el RD 661/2207 (centrales de menos de 10 MW) la tarifa establece un precio de 0.078 €/kWh hasta los 25 años, después de los cuales disminuye hasta los 0.0702 €/kWh. Esto significa que si aplicásemos estos cambios durante el segundo periodo, los ingresos de Casas Nuevas se situarían en 705.000 € y los de El Carpio 1.884.448 €, es decir, un 10% menos de lo previsto. Para la central de Iznájar, la nueva tarifa en el año 26 sería 68.12 €/MWh y los ingresos 3.662.934 €, un 10% menos.

Por otro lado, el RETScreen no tiene desarrollado un aspecto de cómo operar la central, modificando el caudal que circula por cada turbina, el número de alabes etc. Esto es uno de los aspectos que se ha intentado impulsar en los dos primeros casos de estudio, suplir esa carencia del software mediante la simulación de una turbina equivalente cuyos datos sí que pudiese asimilar el programa, y viendo su funcionamiento. De igual manera, hemos observado cómo en algunos casos comparábamos distintos tipos de turbinas en un aprovechamiento que por sus características (caudal, salto) no era posible instalar según qué modelo de turbinas, y el programa no nos ha dado aviso en ningún momento de que no era posible. En un caso donde la altura aprovechable sea de 97.3 m se ha dado la situación que los resultados obtenidos de simularlo con turbinas Kaplan (que están diseñadas para alturas muy inferiores) sean igual o superiores a los resultados de otras turbinas que están pensadas para esas condiciones. Consideramos que esto es un error que puede dar lugar a fallos en el prediseño y viabilidad de la central que desarrollemos.

No obstante, esta herramienta brinda multitud de ventajas en torno al prediseño de instalaciones, en este caso hidráulicas. Su interfaz sencilla, y los pocos datos de partida requeridos hacen que sea ideal para una primera aproximación del proyecto a acometer.

En el primer caso nos habíamos propuesto como objetivo estimar el potencial y la viabilidad de recuperar la Central de Casas Nuevas con RETScreen. Si comparamos los resultados que obtuvimos con el informe de la Junta de Andalucía sobre la recuperación de minicentrales hidroeléctricas [18]:

	Caudal equipamiento (m ³ /s)	Turbina elegida	Potencia instalable (kW)	Energía generada (MWh)	Inversión inicial (€)	Índice potencia (€/KW)	TIR (%)
RETScreen	39.55	Kaplan	2.124	10.056	2.967.318	1397	49.5
Junta de Andalucía	40	Kaplan	2.200	16.810	2.978.000	1353	49.5

Tabla 4-1: Comparación estudio de viabilidad de la central Casas Nuevas.

Apreciamos que los resultados son muy parecidos; el caudal de diseño tanto la potencia es prácticamente igual. Si bien la diferencia entre el cálculo de la energía producida es mayor (esto puede deberse al número de horas equivalentes tomadas por cada uno) la inversión estimada para recuperar la central y los parámetros financieros son también muy similares. Según los datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), el valor medio para una minicentral hidráulica debe oscilar entre 1.500 y 2.000 €/kW. Sin embargo, este valor corresponde a centrales de potencia mayor a la considerada. En centrales con potencias instaladas pequeñas, este índice aumenta cuando disminuye la potencia total de la central. Esto es debido a que el coste de los equipos y las obras necesarias no disminuyen en la misma proporción que lo hace la potencia total instalada.

Respecto a la central de Iznájar, los resultados arrojan una mirada distinta. La diferencia entre la potencia instalada en el caso real (77 MW) y la máxima potencia que puede desarrollar según el software (17.7 MW) nos tiene que llevar a la conclusión de que se sobredimensionó la instalación, y que la generación eléctrica no es la prioridad de ese embalse, como nos indica la cantidad de zonas de riego que tiene a su cargo.

En resumen, RETScreen ha demostrado ser de gran utilidad y tener una alta versatilidad en cuanto a estudios de aprovechamiento y recuperación de minicentrales hidroeléctricas (fluyentes), pudiendo prediseñar la instalación con unos pocos datos iniciales y obteniendo resultados que puede ser una primera aproximación para detectar aprovechamientos interesantes. Así mismo, notamos sus limitaciones si nos referimos a centrales más grandes cuyos embalses tienen otros usos (abastecimiento, riego...) y las pocas opciones de simular estos parámetros en el estudio de potencial y viabilidad.

5 ANEXOS

5.1 Caudales Clasificados

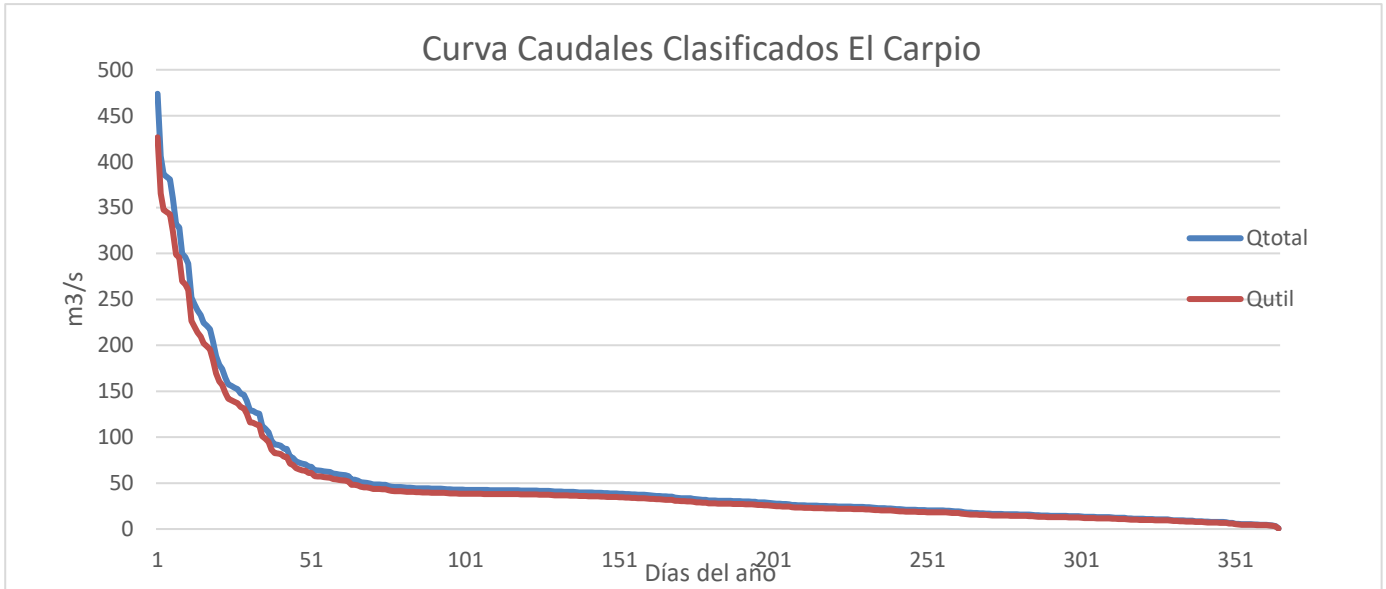


Figure 5-1: Caudales Clasificados El Carpio

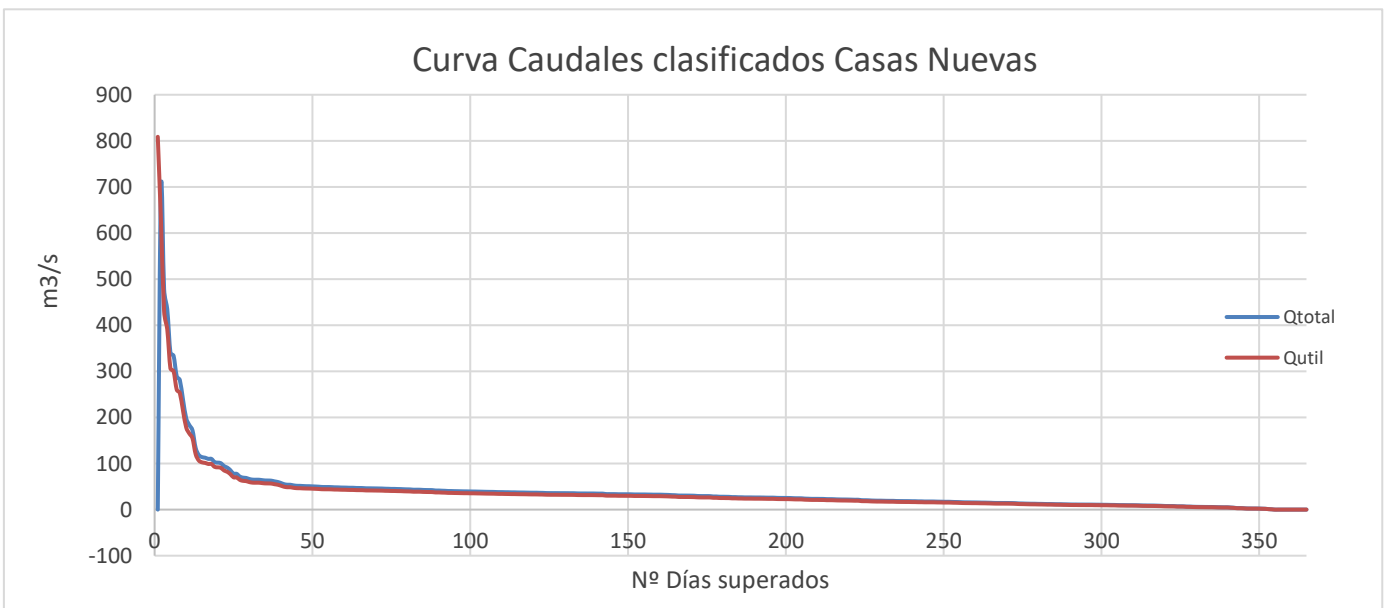


Figure 5-2: Caudales clasificados Casas Nuevas

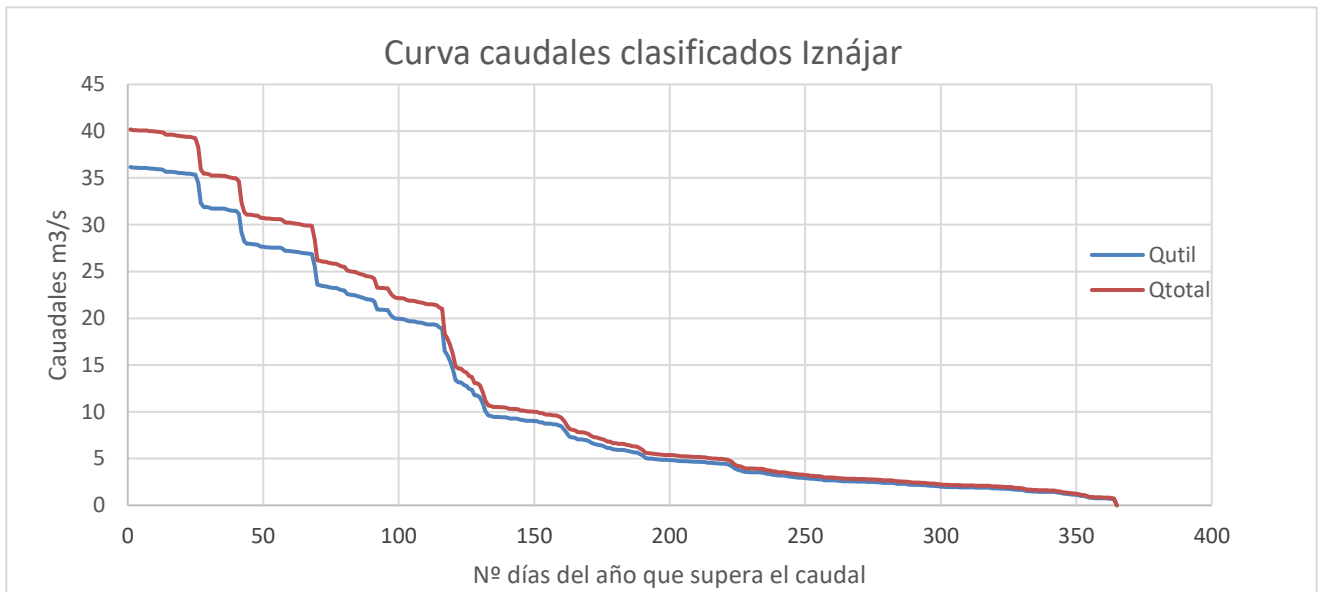


Figure 5-3: Caudales clasificados Iznájar

REFERENCIAS

- [1] «Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2016. Red Eléctrica de España».
- [2] *Datos Energéticos. Agencia Andaluza de la energía.*
- [3] Web:<http://helionoticias.es/las-energias-renovables-crean-en-andalucia-44-300-empleos-durante-2011/>.
- [4] *Energía hidráulica. Agenda Andaluza de la Energía.*
- [5] *Documento BOE-A-1997-25340.*
- [6] *Documento BOE-A-2007-10556.*
- [7] Web:<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1347-central-hidroelectrica>.
- [8] *Sector hidroeléctico.* Ministerio de Energía y turismo.
- [9] F. J. S. S. Román, «Curvas de caudales clasificados».
- [10] *Turbinas hidráulicas.* Universidad de Cantabria.
- [11] Web: «[http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7417,](http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7417)»
- [12] *Patrimonio Inmueble de Andalucía.*
- [13] Web: <http://www.chguadalquivir.es/saih/>.
- [14] «Cost determination of the electro-mechanical equipment». P.G Vidal, B. Ogayan
- [15] *Minicentrales hidroeléctricas. IDAE.*
- [16] Album 100 Grandes Presas en Andalucía.
- [17] Endesa, *Centrales hidroeléctricas en España..*
- [18] *Potencial Minihidráulico en Andalucía.* Agencia Andaluza de la Energía.

