



**MÁSTER OFICIAL EN DIRECCIÓN DE EMPRESAS**

**MBA**

**CURSO ACADÉMICO 2016-2017**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN  
DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA**

**EVALUATION OF THE INVESTMENT PROJECT OF A  
HYDROELECTRIC PLANT**

**JOSÉ RAMÓN ARANDA SIERRA**

**Tutora: REBECA GARCÍA RAMOS**

17 de julio de 2.017

## **AGRADECIMIENTOS**

A Marisol, Ruth y César,  
a los profesores y compañeros del MBA,  
y, en especial, a Mercedes y mi tutora Rebeca.

## RESUMEN

El momento energético de España obliga a buscar soluciones a la demanda de energía eléctrica que sean con energías renovables, respetan el medio ambiente y no perjudican el cambio climático.

En este trabajo fin de máster se analiza el proyecto de inversión para la rehabilitación de una central hidroeléctrica, que se dedicará a la producción de energía eléctrica a partir del caudal del río Pisuerga, que mueve el grupo turbina alternador. La corriente y tensión eléctrica se transforman para acoplarla a red de la compañía distribuidora. El sistema de medida, en alta tensión, registra la energía generada, para venderla en el mercado que gestiona el Operador del Mercado de Electricidad (OMEL).

Partiendo de la situación actual del sector energético, y específicamente en las energías renovables, en Europa y en España, se hace una proyección a largo plazo conjuntamente con la escasez de agua, encontrando una simbiosis de la demanda de las dos necesidades y una solución sostenible. Con análisis DAFO de la energía hidroeléctrica se concluye la oportunidad del proyecto. A continuación, se explica el funcionamiento de la central, se selecciona la alternativa más adecuada de generación y se hace una comparativa de la facturación de un cliente de baja tensión y la de la central.

La viabilidad económica del proyecto de inversión es evaluada a través de las técnicas del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). Para ello, se analizan tres escenarios diferentes en función de distintos años hidráulicos, el caudal de la turbina y la tarifa eléctrica. Asimismo, la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto ante cambios en el precio del MWh se analiza, en concreto, la parte que subvenciona la administración.

El análisis de la rehabilitación de esta central hidroeléctrica, con las características señaladas, resulta viable, tiene una tasa interna de retorno del 7,503%, un periodo regulatorio de 25 años y la concesión es a 40 años.

## SUMMARY

The energy momentum of Spain forces us to find solutions to the demand for electric energy that are renewable energy, respect the environment and do not harm climate change.

This master's project analyses the investment project for the rehabilitation of a hydroelectric plant, which will be dedicated to the production of electricity from the flow of the Pisuerga River, which moves the turbine generator group. The electric current and voltage are transformed to be coupled to the network of the distribution company. The metering system, in high voltage, registers the generated energy, to be sold in the market managed by the Electricity Market Operator (OMEL).

Based on the current situation in the energy sector, and specifically in renewable energies in Europe and Spain, a long-term projection is made in conjunction with water scarcity, finding a symbiosis of the demand for both needs and a sustainable solution. With SWOT analysis of hydropower, the project opportunity is concluded. Next, the operation of the plant is explained, the most appropriate generation alternative is selected and a comparison of the billing of a low voltage customer and the central one is made.

The economic viability of the investment project is evaluated through the techniques of the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR). For this, three different scenarios are analysed in terms of different hydraulic years, the flow of the

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

turbine and the electric tariff. Likewise, the sensitivity of the project's profitability to changes in the MWh price is analysed, in particular, the part subsidized by the administration.

The analysis of the rehabilitation of this hydroelectric power station, with the characteristics indicated, is viable, has an internal rate of return of 7.503%, a regulatory period of 25 years and the concession is to 40 years.

## ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	2
RESUMEN.....	3
SUMMARY .....	3
1. OBJETO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO.....	8
2. EL SECTOR DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA Y EN EUROPA .....	9
2.1. España .....	11
2.2. Europa.....	15
2.3. Análisis DAFO de la energía hidroeléctrica.....	17
3. CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	20
3.1. Funcionamiento de la central hidroeléctrica.....	23
3.2. Alternativas de la central.....	27
3.2.1. Variación de los caudales disponibles .....	27
3.2.2. Variación del grupo electromecánico de generación .....	29
3.2.3. Precio de la energía eléctrica generada .....	33
3.2.4. Conclusión y propuesta del grupo de generación eléctrica .....	37
3.3. La factura eléctrica del cliente tipo de baja tensión.....	39
4. VIABILIDAD ECONÓMICA.....	41
4.1. Desembolso inicial .....	41
4.2. Cobros.....	42
4.3. Pagos .....	44
4.4. Flujo de caja .....	46
4.5. Punto de equilibrio.....	48
4.6. Análisis de sensibilidad de la tarifa .....	48
5. CONCLUSIONES.....	51
6. BIBLIOGRAFÍA.....	53

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Comparativa de la energía con las distintas tecnologías. ....	10
Figura 2.2 Producto Interior Bruto de España .....	11
Figura 2.3 Generación de Energía Eléctrica de España .....	11
Figura 2.4 Porcentaje de las diversas tecnologías de Generación de Energía Eléctrica de España en 2016.....	12
Figura 2.5 Aprovechamientos hidroeléctricos de la Comunidad de Cantabria.....	14
Figura 2.6 Porcentaje de electricidad producida con fuentes de energía renovable por países. ....	16
Figura 2.7 Comparativa europea de la Variación Media Anual de la Intensidad Energética a Nivel Global en 2015. ....	17
Figura 3.1 Demanda de energía en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO <sub>2</sub> . ....	20
Figura 3.2 Curvas agregadas de oferta y demanda .....	21

# EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Figura 3.3 Precios horarios del mercado diario.....	21
Figura 3.4 Plano de planta de la localización de la Central El Pisón (Alar del Rey - Palencia).....	23
Figura 3.5 Esquema de una central hidroeléctrica fluvente.....	24
Figura 3.6 Riesgos eléctricos. 5 reglas de oro. ....	25
Figura 3.7 Energía fluvente, potencia y horas de utilización .....	31
Figura 3.8 Energía fluvente generada anualmente con la serie histórica y distintos caudales de equipamiento.....	32
Figura 3.9 Operador del mercado.....	33
Figura 3.10 Valor de ajuste para 2017 con la diferencia entre el precio estimado y el precio de mercado. Unidades €/MWh .....	35
Figura 3.11 Desembolso inicial y el Valor Actual Neto según los caudales de equipamiento. ....	38
Figura 4.1 Evolución del Valor Actual Neto con la tasa de descuento. ....	47
Figura 4.2 Punto de equilibrio.....	48

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Generación con diversas tecnologías y demanda eléctrica anual en España	9
Tabla 2.2 Consumo Energético Unitario según Usos en el sector Residencial en España. <sup>(1)</sup> .....	13
Tabla 2.3 Reservas hidroeléctricas anuales.....	14
Tabla 2.4 Generación eléctrica en Europa desglosada por las diversas tecnologías energéticas. ....	15
Tabla 2.5 Cuadro resumen del Análisis DAFO.....	19
Tabla 3.1 Clasificación de los años hidráulicos por la aportación anual (Hm <sup>3</sup> ) y el número de años de cada tipo. ....	27
Tabla 3.2 Caudales clasificados disponibles según los años hidrológicos y turbinados por un grupo de 13 m <sup>3</sup> /s .....	28
Tabla 3.3 Caudales medios mensuales de la serie histórica de la estación de aforo de Alar del Rey. ....	29
Tabla 3.4 Resumen de los caudales clasificados (m <sup>3</sup> /s) del año tipo.....	29
Tabla 3.5 Potencia (kW) y energía eléctrica (MWh) generada con un grupo de 13 m <sup>3</sup> /s .....	30
Tabla 3.6 Potencia (kW) y energía fluvente (MWh) y horas de utilización con distintos caudales de equipamiento. ....	31
Tabla 3.7 Parámetros retributivos de la instalación tipo IT-00742, aplicable a los años 2017, 2018 y 2019: retribución a la inversión, número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, umbral de funcionamiento y otros parámetros retributivos....	34
Tabla 3.8 Variación de los precios de la energía generada estimados y previstos por la administración. Apartado 2 del Anexo V de la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero. ....	34
Tabla 3.9 Variación de precios medios anuales de mercado y Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j» expresado en €/MW, según lo establecido en el artículo 22, del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Unidades €/MWh .....	35
Tabla 3.10 Precios del mercado diario del mes de marzo de 2017.....	36
Tabla 3.11 Potencia (kW) y energía fluvente (MWh) y horas de utilización con distintos caudales de equipamiento.....	37
Tabla 3.12 Datos para la facturación de Baja Tensión.....	39

Tabla 3.13 Comparativa de la facturación del cliente de Baja Tensión con el de la central.....	40
Tabla 4.1 Presupuesto de la inversión necesaria el incremento de potencia. Unidades €.....	41
Tabla 4.2 Producción anual de Energía fluyente.....	43
Tabla 4.3 Retribución específica (RE) de la instalación tipo IT-00742 en este caso....	43
Tabla 4.4 Resumen de los cobros .....	43
Tabla 4.5 Datos de la financiación.....	45
Tabla 4.6 Pagos de la explotación.....	46
Tabla 4.7 Flujo de caja con el grupo de 10 m <sup>3</sup> /s.....	46
Tabla 4.8 Tasa de descuento y Valor Actual Neto (VAN).....	47
Tabla 4.9 Flujo de caja de toda la vida regulatoria .....	49

## MEMORIA

### 1. OBJETO Y MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El objeto principal de este proyecto es analizar la viabilidad de la rehabilitación real de la generación hidroeléctrica en el río Pisuerga, en la localidad de Alar del Rey (Palencia).

La central venía funcionando desde 1995 y tenía una potencia de 80 kW. Por circunstancias, los directivos de la central se plantean la ampliación en base a la estabilidad regulatoria de España, el apoyo social a las energías alternativas y la disposición financiera de los accionistas. Se tramitó ante la Confederación Hidrográfica del Duero (CHD) el proyecto concesional de la rehabilitación para un caudal de 18 m<sup>3</sup>/s y una potencia de 585 kW que fue autorizado, debiendo presentar el proyecto constructivo. Debido a que el proceso fue muy largo, la coyuntura económica había cambiado y, también, la disponibilidad económica de la sociedad. El hecho fue que el proyecto constructivo que se había realizado no servía, porque se había puesto con un solo grupo y la tarifa de precios era distinta. Se decide poner varios grupos: uno con la potencia de 80 kW que estaba autorizada (que sustituía al averiado), otro grupo para aprovechar con eficiencia el caudal disponible del río, y un tercero que completaría el caudal concesional de 18 m<sup>3</sup>/s. También esta modificación fue aceptada por la CHD, pero nuevamente las circunstancias cambiaron y, entre otras cosas, la reglamentación del procedimiento de pago de la energía generada a través de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y que lo retrasaba dos meses y veinte días ni había experiencia en este procedimiento de facturación.

Con el rodaje que ha tenido la normativa de 2014 y 2015, y los pequeños ajustes que ha sufrido, se retoma la posibilidad de hacer un nuevo estudio de viabilidad para la rehabilitación de la central. Es preciso mencionar la coyuntura de la subasta que ha convocado en abril de 2017 el gobierno central para la instalación de 2000 MW de energías renovables y la intención que hay para 2017 de otros 3000 MW más. Estas subastas buscan las instalaciones de energía renovable más económicas, con más horas de funcionamiento al año, y con el máximo de sinergias positivas para el país.

Los objetivos secundarios del trabajo fin de máster (TFM) son:

- Análisis del sector de las energías renovables en España con el de Europa, en el momento actual y la tendencia a medio plazo.
- Análisis DAFO de las centrales hidroeléctricas como la de este TFM.
- Analizar la sensibilidad de la generación eléctrica en caso de caudales variables, según el año hidráulico, que se ha clasificado en cuatro categorías: muy húmedo, húmedo, normal, seco o muy seco.
- Analizar la sensibilidad de la generación eléctrica cambiando el caudal de equipamiento de la central.
- Analizar el efecto de la cuantía de subvención según la legislación vigente y el periodo de amortización.
- Análisis de la factura de un cliente de tarifa 2.0A y la factura de la empresa generadora de energía eléctrica.
- Analizar la sensibilidad del precio de venta con la tasa interna de retorno (TIR).

Para conseguir estos objetivos, el TFM se estructura como sigue. En el apartado segundo se revisa la situación actual del sector de la energía eléctrica en España y en Europa, destacando la evolución de la demanda, la diversificación de las tecnologías

de generación, y un análisis DAFO de las energías renovables. En el apartado tercero, se comentan la casuística de la central hidroeléctrica del proyecto en particular, con la forma de generar la energía eléctrica, las alternativas de diversos escenarios de explotación y unas conclusiones con la propuesta de viabilidad técnica. En el apartado cuarto, se obtienen los parámetros económicos de inversión para la rehabilitación de la central, definiendo el desembolso inicial, los cobros, los pagos. En el apartado quinto se finaliza con las conclusiones del trabajo y sus recomendaciones para la explotación y recuperación de la inversión.

## 2. EL SECTOR DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA Y EN EUROPA

En este apartado se aborda la importancia del sector de la energía eléctrica en España y en Europa.

En la Tabla 2.1 se expone como ha sido cubierta la demanda eléctrica de España entre los años 2014 a 2016 con las tecnologías disponibles.

Tabla 2.1 Generación con diversas tecnologías y demanda eléctrica anual en España

<b>Balance eléctrico anual nacional (GWh)</b>					
<b>Tecnología</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>Promedio</b>	<b>2016</b>
Nuclear	54.870	54.755	56.099	55.241	21,40%
Eólica	51.031	48.115	47.695	48.947	18,19%
Carbón	43.320	52.789	37.491	44.534	14,30%
<b>Hidráulica</b>	<b>35.459</b>	<b>31.221</b>	<b>39.171</b>	<b>35.284</b>	<b>14,94%</b>
Ciclo combinado	25.075	29.291	29.260	27.875	11,16%
Cogeneración y resto/Cogeneración	25.886	25.449	25.817	25.717	9,85%
Solar fotovoltaica	8.208	8.243	7.965	8.138	3,04%
Resto hidráulica	7.073	-	-	7.073	0,00%
Fuel + Gas	6.257	6.497	6.765	6.506	2,58%
Solar térmica	4.959	5.085	5.060	5.035	1,93%
Térmica renovable/Otras renovables	4.729	3.184	3.426	3.780	1,31%
Residuos	-	3.298	3.392	3.345	1,29%
Hidroeólica	1	9	18	9	0,01%
<b>Generación</b>	<b>266.867</b>	<b>267.936</b>	<b>262.161</b>	<b>271.485</b>	<b>100,00%</b>
Consumos en bombeo	-5.330	-4.520	-4.819	-4.890	
Saldo intercambios internacionales	-3.406	-133	7.667	1.376	
<b>Demanda transporte (barras central)</b>	<b>258.131</b>	<b>263.283</b>	<b>265.009</b>		

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos REE (REE, 2017).

En la Tabla 2.1, con los valores anuales del periodo de cada tecnología en España se calcula el promedio y, finalmente, el porcentaje que representa en el 2016 cada tipo de generación.

En la misma tabla, a partir de los datos de Red Eléctrica de España (REE), se ve como la demanda apenas creció, el peso que tiene la energía nuclear es muy importante, y como la energía eólica ha superado a la térmica de carbón<sup>1</sup>. Las grandes empresas empiezan a poner fecha de cierre a las centrales térmicas, Endesa habla del 2020 (MONFORTE, 2016) debido a los costes de la contaminación que provocan.

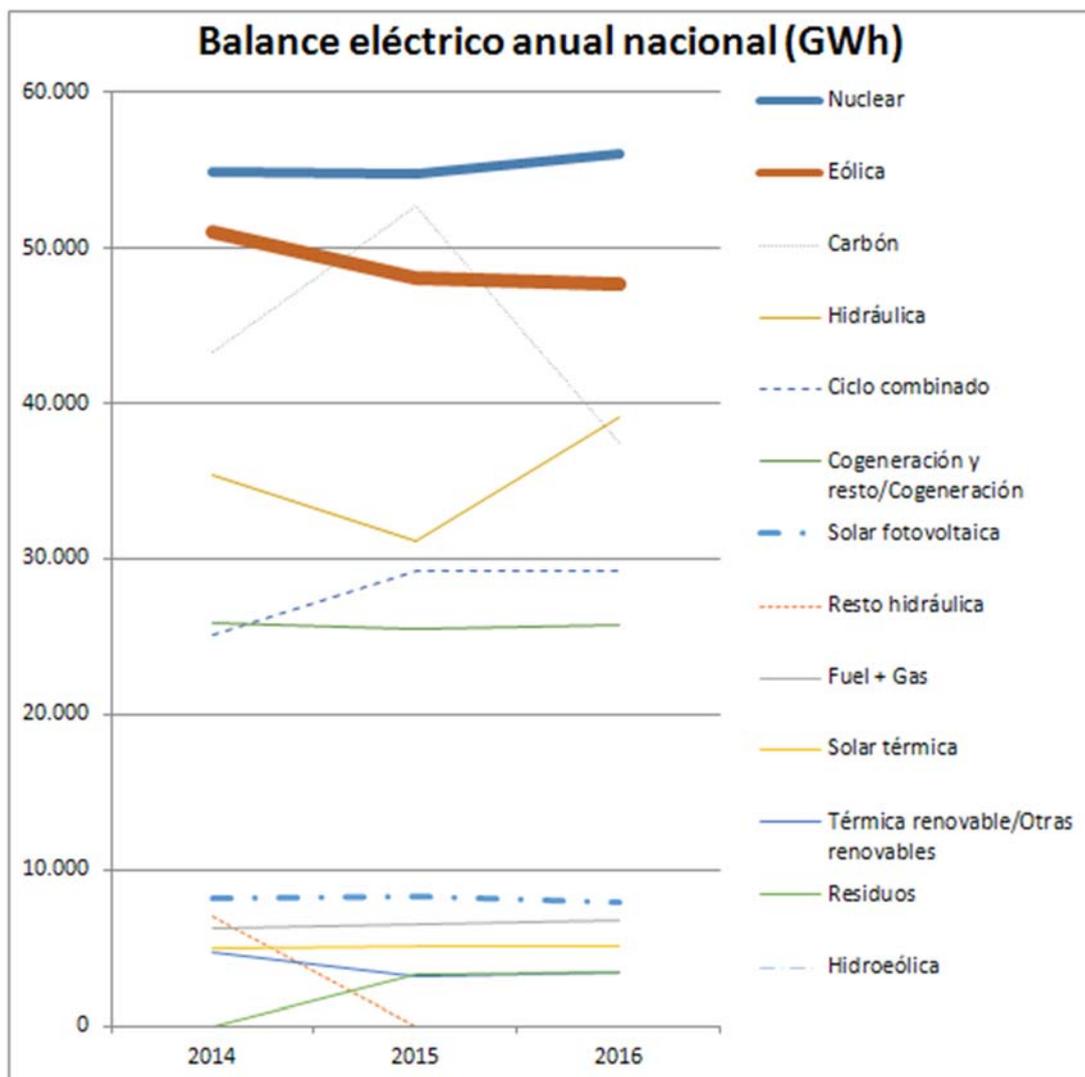
<sup>1</sup> Según la Orden IET/1662/2016 hay un Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva para el 31 de diciembre de 2018.

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Prescindir de la energía nuclear con energía eólica sería duplicar el parque actual y desde luego no habría la misma garantía de generación.

En España, seis tecnologías (la energía nuclear, la eólica, la térmica de carbón, la hidráulica, la térmica de ciclo combinado y la cogeneración) suponen el 90% de la generación. El 10% restante se lo reparten entre las otras siete.

Figura 2.1 Comparativa de la energía con las distintas tecnologías.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos REE (REE, 2017).

En la Figura 2.1 se presenta gráficamente la Tabla 2.1. Los valores son sensiblemente constantes debido a que la demanda lo fue. También se aprecia como la variación de la energía hidráulica repercute en la generación por carbón. Cuando baja la hidráulica sube el carbón y viceversa.

La importancia de la demanda y su repercusión económica hace imprescindible la búsqueda de las tecnologías más eficientes para la generación eléctrica. La hidráulica es la cuarta en importancia desde el punto de vista eléctrico, pero el recurso hidráulico, por ser cada vez más escaso, debería contar con una mayor regulación y conciencia social, desde su uso por parte de todos hasta la forma en que se aproveche el agua con más eficiencia y se obligue a invertir en instalaciones que regulen los caudales de los ríos a lo largo del año, con embalses que se interconecten.

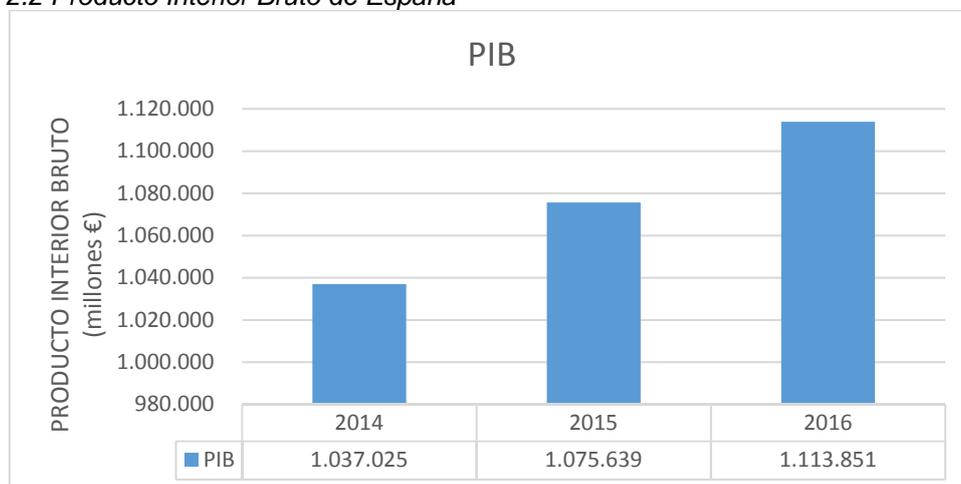
## 2.1. ESPAÑA

Después de la ruptura económica del 2006-2008 la situación del país ha ido mejorando.

Cabe destacar la importante contribución del sector energético al Producto Interior Bruto (PIB), que en el caso de España se sitúa en el 1,9%. Para analizar el sector se parte de la demanda de energía, como consecuencia, de las necesidades para el desarrollo del país. A continuación, mediante una política de subasta garantizada, se buscan las tecnologías más eficientes para generarla. Finalmente, la demanda queda abastecida mediante la infraestructura de transporte y distribución existente.

En la Figura 2.2 se representa el PIB durante el periodo 2014-2016, pasando de 1,04 a 1,11 billones de euros.

Figura 2.2 Producto Interior Bruto de España



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Instituto Nacional de Estadística.

En la Figura 2.3 se ve que la generación en 2016 se ha reducido respecto a la de 2014 (1,76%), aunque subiera levemente en 2015.

Figura 2.3 Generación de Energía Eléctrica de España



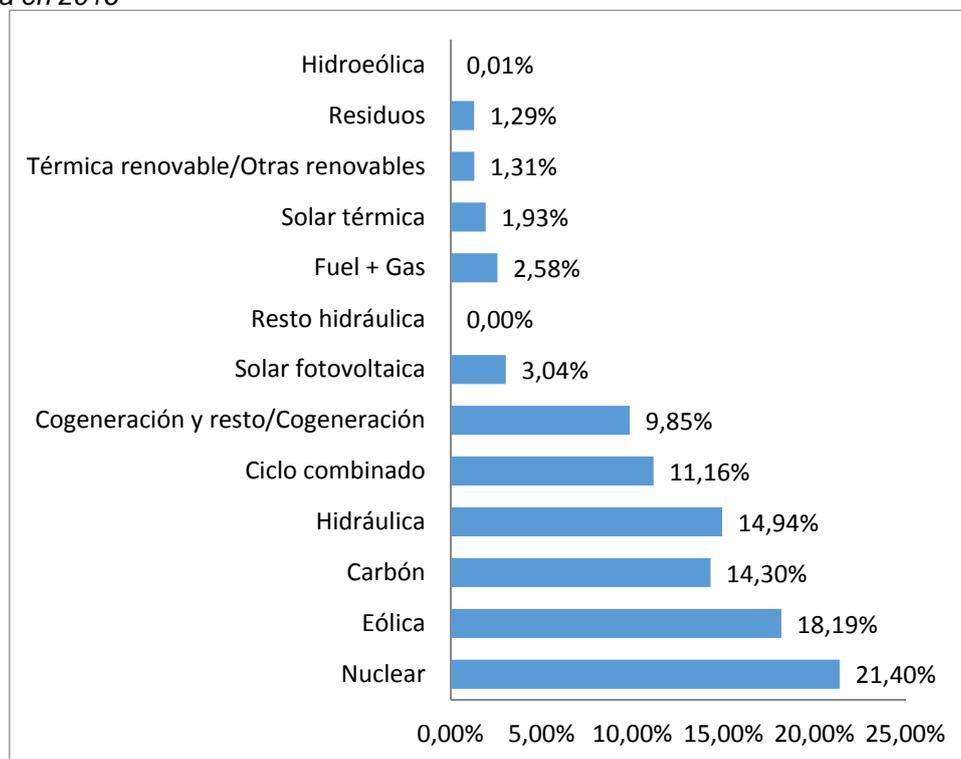
Fuente: Elaboración propia a partir de Red Eléctrica Española.

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Como también se ve en la Figura 2.3, la generación eléctrica media de los últimos tres años es de 265.655 GWh y la importancia relativa que tiene, puesto que con un precio de 4,05 €/kWh, supera al PIB (Sociedad, 2011). En la actualidad el precio de la energía, para el consumo en baja tensión y potencias no mayores de 10 kW, está en 0,11105 €/kWh.

Las políticas europeas que se están siguiendo con el objetivo de 20/20/20 (20% de reducción del consumo energético, 20% de reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y 20% de energías alternativas) han hecho que la demanda cambie su tendencia de crecimiento, se estabilice y últimamente disminuye, como se ha comentado. Estas actuaciones persiguen paliar el efecto invernadero disminuyendo la proyección al aire de CO<sub>2</sub> y otros gases (por ejemplo, de centrales térmicas de carbón) que hacen que los rayos del sol que llegan a la Tierra y se reflejan, en lugar de volver al espacio estos gases que se quedan en la atmosfera se lo impiden, retornando a la Tierra, provocando el aumento de la temperatura del planeta.

Figura 2.4 Porcentaje de las diversas tecnologías de Generación de Energía Eléctrica de España en 2016



Fuente: Elaboración propia a partir de Red Eléctrica Española.

En la Figura 2.4 se esquematiza la distribución de menor a mayor porcentaje de participación de cada tecnología en el mix energético español.

Además de la generación eléctrica es importantísima la regulación del agua, como se ha comentado, para abastecimiento, para regadío, y para producción de energía eléctrica. La cuestión del cambio climático es otra variable que se ve afectada negativamente por las tecnologías tradicionales (emisiones de gases efecto invernadero, incremento de temperatura de ríos y lagos por los efluentes de las centrales...). Por esta razón, coordinar el agua con el viento convertiría una energía aleatoria generada en oportuna a través del uso del agua y su aprovechamiento racional.

La reducción que se produjo en la generación en 2016 se debió a la bajada del consumo por las políticas que se han realizado de eficiencia energética desde años atrás. En la Tabla 2.2 se ve como hubo un crecimiento desde el año 2000 al 2006, luego un cambio de tendencia entre el 2006 a 2010 por la crisis económica del país y un tercer periodo desde el 2011 al 2015 por las medidas incentivadoras del consumo energético responsable.

Tabla 2.2 Consumo Energético Unitario según Usos en el sector Residencial en España. <sup>(1)</sup>

Indicadores: Consumo Unitario por vivienda/ Sector Residencial	Consumo Unitario ajustado al Clima de Referencia (UE28)	Consumo Unitario por unidad de superficie ajustado al Clima de Referencia (UE28) (2) (3)	Consumo Unitario con Corrección Climática por unidad de Superficie (2) (4)	Consumo Unitario de Calefacción	Consumo Unitario de Calefacción ajustado al Clima de Referencia (UE28)	Consumo Unitario de Agua Caliente Sanitaria	Consumo Unitario de Cocina	Consumo Unitario de Iluminación & Electrodo- mésticos
Unidad	tep/viv	Kep/viv- m <sup>2</sup>	Kep/viv- m <sup>2</sup>	tep/viv	tep/viv	tep/viv	tep/viv	kwh/viv
2000	1,283	14,35	10,40	0,4728	0,8353	0,1971	0,0736	2.024,5
2001	1,278	14,29	10,71	0,4463	0,7884	0,2411	0,0642	2.074,8
2002	1,236	13,79	10,91	0,3998	0,7062	0,2891	0,0574	2.095,9
2003	1,275	14,21	10,91	0,4124	0,7285	0,2999	0,0640	2.078,4
2004	1,339	14,89	10,80	0,4627	0,8174	0,2719	0,0619	2.120,2
2005	1,377	15,28	10,67	0,5085	0,8983	0,2102	0,0754	2.167,3
2006	1,324	14,66	11,27	0,4639	0,8196	0,2311	0,0741	2.221,8
2007	1,295	14,32	10,55	0,4617	0,8156	0,2099	0,0704	2.216,9
2008	1,252	13,82	10,09	0,4448	0,7857	0,2001	0,0679	2.200,9
2009	1,254	13,82	10,54	0,4392	0,7759	0,2015	0,0656	2.342,9
2010	1,275	14,03	10,40	0,4104	0,7249	0,1858	0,0773	3.157,6
2011	1,156	12,69	10,28	0,3641	0,6432	0,1593	0,0696	3.141,0
2012	1,133	12,42	9,37	0,3559	0,6288	0,1586	0,0685	3.058,6
2013	1,083	11,87	8,81	0,3473	0,6136	0,1479	0,0636	2.868,7
2014	1,068	11,68	9,39	0,3448	0,6091	0,1439	0,0618	2.841,2
2015	1,085	11,84	9,37	0,3569	0,6305	0,1434	0,0606	2.808,3
□ 15/14	1,55%	1,37%	-0,18%	3,51%	3,51%	-0,34%	-1,81%	-1,16%

<sup>(1)</sup> Cambio metodológico a partir del 2010 en la estimación del consumo por usos, que se modeliza partiendo del estudio SECH-SPAHOUSEC I y de acuerdo con las directrices del Manual de estadísticas energéticas en los hogares (MESH). El consumo se refiere a todas las viviendas, tanto principales como secundarias.

Informe Análisis del Consumo Residencial (SPAHOUSEC)

Análisis del consumo residencial (SPAHOUSEC): información básica

Manual de estadísticas de consumo energético en los hogares (MESH)

<sup>(2)</sup> Cálculos referenciados a una superficie media de vivienda, estimada a partir de los Censos de Viviendas publicado por el INE en 1991, 2001 y 2011, ajustada según el ritmo de construcción de viviendas.

<sup>(3)</sup> Correcciones Climáticas según los Grados-Día de Referencia correspondientes a la media Unión Europea de 28 países (UE28).

<sup>(4)</sup> Correcciones Climáticas según los Grados-Día de Referencia correspondientes a España.

Fuente: Elaboración propia con datos del IDAE (IDAE, 2017).

La potencia instalada en España, a fecha de mayo de 2017 (REE, 2017), es de 105.315 MW, de los que más del 19% (20.354 MW) son de origen hidráulico (17.025 de hidráulica convencional y 3.329 MW de bombeo puro)

También hay que decir que, en la actualidad, socialmente no está bien vista la generación hidroeléctrica, y en concreto la minihidráulica, pero tampoco la venta de su energía según los grupos ecologistas (Galicia, 2017), debido a que algunas no han realizado las medidas correctoras oportunas para respetar el medio ambiente. Asimismo, hay rumores de que en España las centrales hidroeléctricas pasaran a ser del Estado una vez que finalicen las actuales concesiones (Ojeda, 2016) porque en

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

ese momento las instalaciones que estén en terreno público pasan a la Confederación Hidrográfica correspondiente.

Tabla 2.3 Reservas hidroeléctricas anuales

	Reservas embalse anual (GWh)	Reservas embalse hiperanual (GWh)	Total reservas (GWh)	Llenado embalse anual (%)	Llenado embalse hiperanual (%)	Llenado total reservas (%)
2010	5.556	6.741,15	12.297,53	61,97	70,43	66,34
2011	3.834	5.856,25	9.690,68	42,76	61,19	52,27
2012	3.672	3.407,18	7.079,45	40,95	35,60	38,19
2013	4.658	6.009,11	10.667,03	51,95	62,78	57,54
2014	5.550	6.275,66	11.825,70	61,89	65,57	63,79
2015	3.837	4.807,40	8.644,20	42,79	50,23	46,63
2016	3.429	3.842,97	7.271,90	38,24	40,15	39,23
2017	4.762	3.143,69	7.905,88	53,11	32,85	42,65

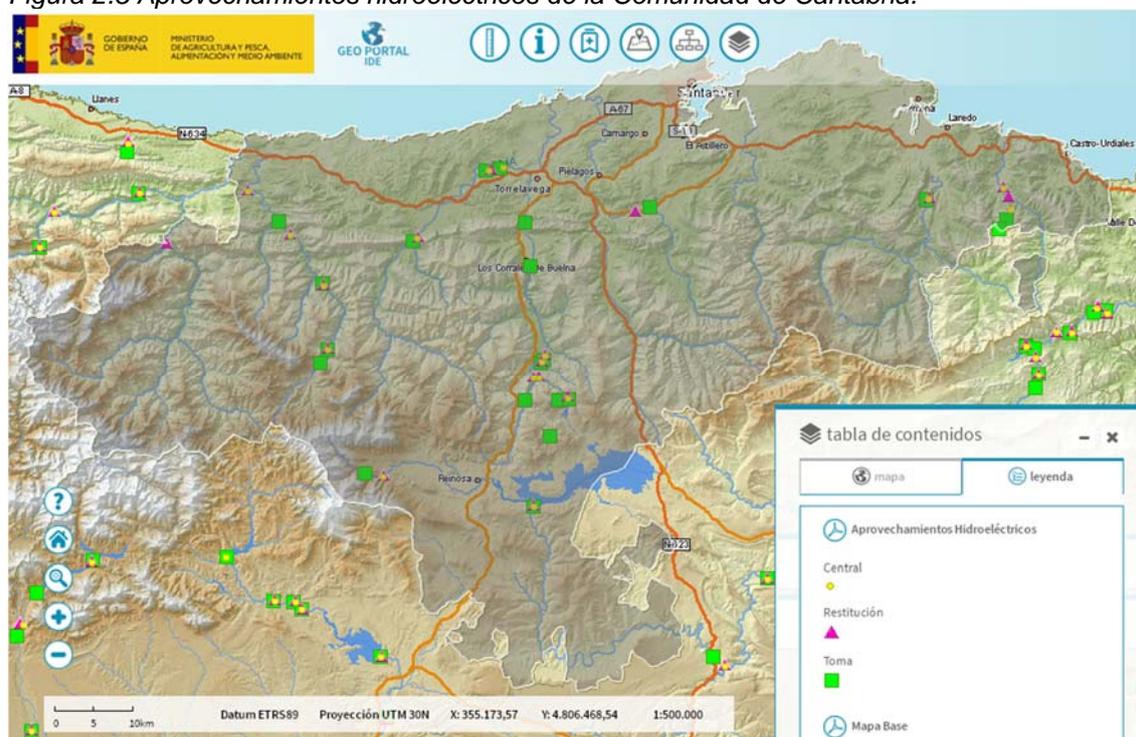
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos REE (REE, 2017).

En la Tabla 2.3 se ve que los embalses están por los caudales anuales a la mitad de su capacidad, pero el porcentaje mejora en su funcionamiento hiperanual (regulando varios años).

Otro dato a considerar es que en la segunda mitad del siglo XX el número de presas que se construían por década superaban las 150, y en lo que va de siglo, únicamente, se han hecho 45.

El Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente facilita la información de los aprovechamientos hidroeléctricos, las presas, y los volúmenes de agua almacenados en los embalses.

Figura 2.5 Aprovechamientos hidroeléctricos de la Comunidad de Cantabria.



Fuente: (Ministerio de Agricultura y Pesca, 2011)

## 2.2. EUROPA

En Europa en 2014, como se ve en la Tabla 2.4, se ha reducido la producción de energía primaria, es decir, la energía disponible en la naturaleza en cualquier forma, con respecto a 2004.

Tabla 2.4 Generación eléctrica en Europa desglosada por las diversas tecnologías energéticas.

	Producción total de energía primaria (MM Tn petróleo)		Proporción de la producción total, 2014 (%)				
	2004	2014	Energía nuclear	Carbón	Gas natural	Petróleo	Energía renovable
Islandia	2,3	5,2	-	-	-	-	100,00
Malta	-	-	-	-	-	-	100,00
Letonia	1,8	2,4	-	0,1	-	-	99,60
Portugal	3,9	6,0	-	-	-	-	97,50
Chipre	0,1	0,1	-	-	-	-	94,20
Lituania	5,1	1,5	-	1,9	-	5,6	91,30
Luxemburgo	0,1	0,2	-	-	-	-	78,80
Austria	9,9	12,1	-	-	9,0	7,6	77,60
Italia	29,2	36,8	-	0,1	15,9	16,6	64,20
Finlandia	15,7	18,1	33,7	8,9	-	0,4	55,80
Croacia	4,7	4,4	-	-	33,2	13,9	52,70
España	<b>32,4</b>	<b>34,9</b>	<b>42,3</b>	<b>4,7</b>	<b>0,1</b>	<b>0,9</b>	<b>51,50</b>
Suecia	33,8	34,1	49,0	0,4	-	-	48,80
Montenegro	-	0,7	-	52,6	-	-	47,50
Irlanda	1,9	2,0	-	48,3	6,1	-	42,50
Turquía	24,1	31,2	-	52,0	1,3	8,1	38,50
Bosnia y Herzegovina	3,6	6,0	-	62,3	-	-	37,70
Albania	1,1	1,9	-	-	1,3	65,6	33,10
Eslovenia	3,4	3,7	44,6	22,2	0,1	-	32,00
Alemania	136,8	119,9	20,9	36,8	5,7	2,9	30,00
Grecia	10,3	8,8	-	72,5	0,1	0,7	26,50
UE-28	931,7	770,7	29,3	19,4	15,2	9,1	25,40
Bélgica	13,5	12,2	71,2	-	-	-	23,40
Rumania	28,6	26,6	11,3	16,7	33,0	15,8	22,90
Eslovaquia	6,2	6,3	64,1	9,2	1,3	0,2	22,80
Serbia	12,0	9,4	-	60,8	4,7	12,4	22,00
FYR de Macedonia	1,6	1,3	-	78,0	-	-	22,00
Hungría	10,2	10,0	40,3	15,8	14,3	8,2	20,40
Estonia	3,7	5,8	-	78,5	-	-	20,30
Dinamarca	30,9	15,8	-	-	26,3	51,2	19,90
Bulgaria	10,2	11,3	36,5	45,3	1,4	0,2	16,40
Kosovo	1,3	1,6	-	83,6	-	-	16,40
Francia	135,4	135,9	82,8	-	-	0,8	15,50
República Checa	33,1	29,1	27,0	58,0	0,7	0,9	12,60
Polonia	78,1	66,9	-	80,2	5,6	1,4	12,00
Reino Unido	224,3	107,6	15,3	5,3	30,5	38,1	9,00
Países Bajos	68,2	58,4	1,8	-	85,8	3,4	7,80
Noruega	228,8	196,3	-	0,6	48,4	44,3	5,50

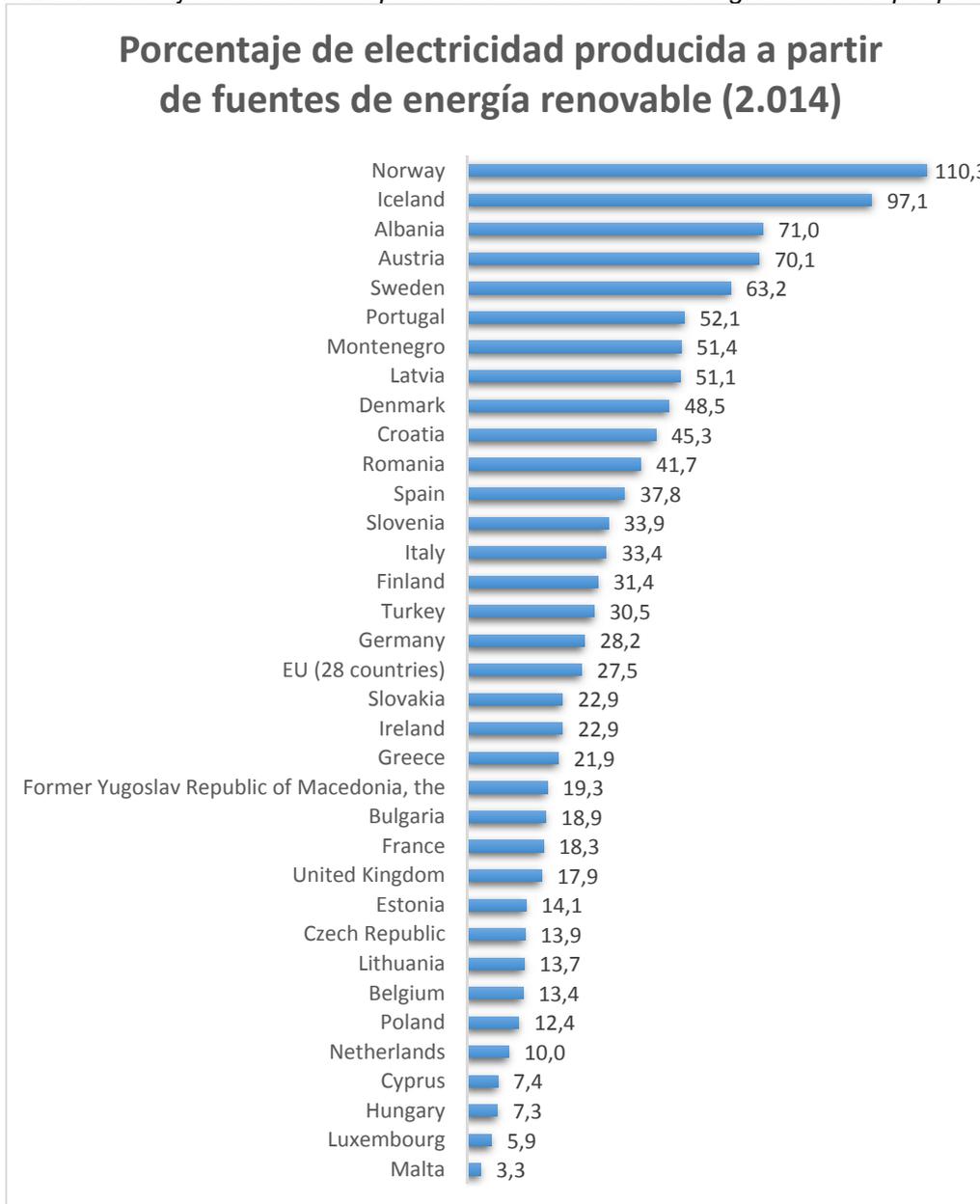
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de Explained Code (ten00076) (Explained, 2016)

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Como se aprecia en la Tabla 2.4, en la producción de energía eléctrica en Europa tiene mucha importancia la energía renovable. España en el 2014 era décimo segundo país de Europa en energía renovable con el 51,50%. Islandia y Malta tienen su energía 100% renovable, y por el otro extremo están Reino Unido, Países Bajos y Noruega con menos de un 10%. Lituania es el país que más ha reducido su consumo un 71%, seguido de Reino Unido con un 52%, y Dinamarca con un 49%. Han aumentado Islandia con un 126% y Luxemburgo con un 100%.

Los valores son similares según la fuente consultada de Eurostat (2014).

Figura 2.6 Porcentaje de electricidad producida con fuentes de energía renovable por países.



Fuente: Eurostat

En la Figura 2.6 se ve la distribución ordenada de mayor a menor porcentaje de electricidad generada a partir de energías renovables en el año 2014. Únicamente 14 de los 35 países, de la lista, tienen menos de un 20%, los demás están por encima. Y

con más de un 50% solo hay 8. Lo que significa que hay mucho campo de trabajo en el sector en los próximos años.

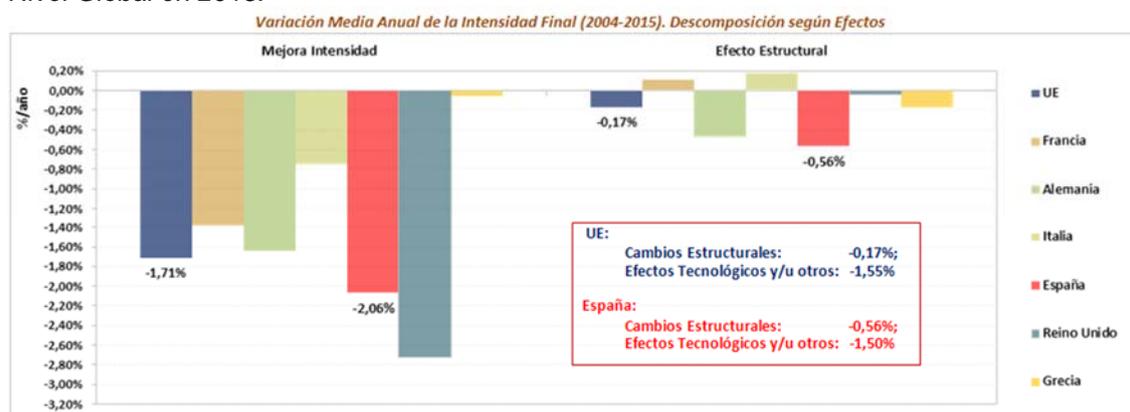
Todos los países han tomado medidas para reducir sus consumos, ya sea con cambios estructurales o por cambios tecnológicos.

En la página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) hay estudios, informes y estadísticas desde 1990 (el más reciente en la fecha de este TFM es el 2015). Analiza 19 tipos de energía, 23 sectores, 13 industriales, 5 tipos de transporte y 5 de usos diversos.

Para este proyecto, que tiene una vida de 40 años, lo que es importante es el efecto que tendrían la modernización de las tecnologías actuales y los cambios estructurales, fundamentalmente políticos, que se produzcan.

En la Figura 2.7 se ve que la incidencia de los cambios estructurales en España ha sido muy superior a la media de la Unión Europea (UE). Sin embargo, el efecto de las tecnologías ha sido ligeramente inferior en España.

Figura 2.7 Comparativa europea de la Variación Media Anual de la Intensidad Energética a Nivel Global en 2015.



Fuente: EnR/IDAE (IDAE, 2017).

### 2.3. ANÁLISIS DAFO DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

En España la situación de la energía hidroeléctrica tiene dificultades y también buenas perspectivas, por ello se considera oportuno hacer un análisis de Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades (DAFO). Este análisis contempla las características internas (debilidades y fortalezas) y su situación externa (amenazas y oportunidades).

Debilidades: Dentro del sector de la energía, la generación hidroeléctrica con centrales renovables tiene principalmente tres problemas.

- El primero es la realización del proyecto concesional por un equipo interdisciplinar que analiza toda la problemática, técnica, medioambiental y económica. A continuación, su tramitación lenta y dilatada, los múltiples actores que intervienen desde las asociaciones ecologistas hasta las entidades regionales y municipales pasando por las Confederaciones Hidrográficas que son las que, al final, tienen la última palabra.
- El segundo problema es la falta de uniformidad de la generación eléctrica motivada por los caudales variables a lo largo del año, y de un año a otro. Se debe comentar que la vida acuática a lo largo del río se debe mantener y debe fluir el caudal necesario para esa vida, salvo que por sequía el caudal del río

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

sea inferior. El uso del agua para producción de energía eléctrica está después de que se haya cubierto la demanda del abastecimiento a las poblaciones, y la necesidad del riego agrícola.

- El tercero de los problemas es que el proceso legal es muy complejo, con unos plazos muy dilatados y variables. En el caso del proyecto de la central hidroeléctrica “El Pisón” la tramitación medioambiental tuvo una duración de 13 años, que incide en los gastos financieros de la inversión.

Amenazas: La generación hidroeléctrica está amenazada por otras tecnologías más vanguardistas y con más interés mediático. También se puede hablar de tres grandes conjuntos de amenazas.

- Un primer paquete viene por el impacto medioambiental y de seguridad que tiene la construcción de centrales hidroeléctricas en los cauces de los ríos. Se deben tomar medidas para que los peces puedan circular sin obstáculo por el río con la construcción de una escala de peces que tenga pequeños saltos (con potencia inferior a 180 W) por la parte superior y un orificio al tresbolillo en las paredes de las artesas para las especies que se mueven por el fondo. Evitar que entre en el canal de entrada y de salida de la central, teniendo en cuenta que los peces que bajan son más pequeños que los que suben. También, se reseña la circunstancia que debe quedar cubierta de la sobreelevación que tiene el nivel del río por encima del azud en caso de caudales extraordinarios, llamados avenidas, aunque funcionen todos los sistemas de desagüe de la central.
- El segundo bloque es el poco interés que despierta por el impacto social y medioambiental, al decidir medidas tendentes a la regulación interanual de los caudales de los ríos. En las épocas posteriores a la guerra civil, fue la solución que se tomó para potenciar el sector primario, aumentando las tierras de regadío y el asentamiento de las poblaciones en el medio rural. En los últimos años esta circunstancia ha cambiado y apenas se construyen nuevas presas y no se es consciente de la desertización que está teniendo el país.
- El tercer motivo son los cambios políticos en la visión de la necesidad de infraestructuras, la inversión en obras públicas y los puestos de trabajo que atrae. Por otro lado, la reglamentación revisable por los nuevos gobiernos que condiciona la recuperación de la inversión.

Fortalezas: Las fortalezas de la generación hidroeléctrica frente a otras tecnologías las vamos a centrar en tres comentarios.

- La energía es una variable independiente de las ideologías políticas. Una vez que se genera la electricidad y se inyecta en la red, se distribuye conjuntamente con la generada por otras centrales para cubrir la demanda. Si la demanda cambia, la generación debe hacerlo también y en el mismo sentido. En la actualidad se buscan tecnologías renovables que no consuman recursos, no dependan de importaciones de otros países y sustituyan a las centrales contaminantes.
- La transformación de la energía potencial y cinética del agua en energía eléctrica tiene un rendimiento muchísimo más alto (80%) que las centrales térmicas (20%). Su funcionamiento es más regular que las eólicas, pero por esta misma razón, en épocas de pocas lluvias existen gradientes térmicos que provocan la producción eléctrica de los aerogeneradores. Las fotovoltaicas dependen de las horas de sol, mientras que las hidráulicas, existiendo agua, funcionan por la noche.
- El grupo de turbina – generador, con un régimen de trabajo adecuado al rango señalado por el fabricante y con las revisiones periódicas correspondientes, tienen una vida muy larga. Los elementos que se deterioran no son los

eléctricos sino los mecánicos, por problemas de rozamientos, equilibrados, inclusión de burbujas de aire en el agua y vibraciones.

Oportunidades: La energía hidroeléctrica tiene un diferencial muy importante para el futuro del país y debe aprovecharse con toda eficacia.

- El agua es el oro del futuro. En España la legislación estableció con la ley de aguas (BOE, 2001) que es un recurso público y a través de las confederaciones hidrográficas se realiza el control de su uso y la vigilancia de los cauces. Las minicentrales al tener un funcionamiento fluyente no facilitan la regulación de los caudales del río porque no tienen capacidad de embalse, pero si dan una energía próxima a puntos de consumo rurales, alejados de las grandes líneas evitando pérdidas de energía en la distribución.
- La tecnología de generación hidroeléctrica no produce CO<sub>2</sub>, por lo que globalmente a nivel de España se reduce la contaminación y la penalización a pagar.
- Asimismo, las centrales hidroeléctricas fluyentes no afectan al cambio climático porque su proceso no es térmico, y la temperatura del agua antes y después de la central es la misma en unidades de grados.

Tabla 2.5 Cuadro resumen del Análisis DAFO

Debilidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tramitación del proyecto concesional muy largo</li> <li>• Generación eléctrica aleatoria: la generación eléctrica depende de la cantidad de agua disponible (caudal del río menos el caudal ecológico).</li> <li>• La legalización de la instalación es compleja.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto medioambiental: se deben tomar medidas para reducir y paliar el impacto de la construcción en la vida del río, así como, el peligro de inundaciones por las avenidas (caudales extraordinarios).</li> <li>• Desinterés social: La alternativa de la regulación de los ríos con la construcción de embalses</li> <li>• Cambios políticos: El problema de los cambios legislativos cada 4 años, en una inversión con un periodo de concesión de 25 años.</li> </ul>
Fortalezas	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía renovable: es una energía limpia.</li> <li>• Eficiente: Los rendimientos de conversión de la energía primaria en energía eléctrica son muy altos.</li> <li>• Los equipos son robustos, los procesos son mayoritariamente automáticos, con un mantenimiento razonable.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El agua es un bien escaso: Compatible con el aprovechamiento del agua para otros usos, la regulación de los ríos.</li> <li>• Reducción de la contaminación por CO<sub>2</sub>.</li> <li>• Mitiga el cambio climático: evita la deforestación porque mantiene la humedad del lugar.</li> </ul>

Fuente: *Elaboración propia*

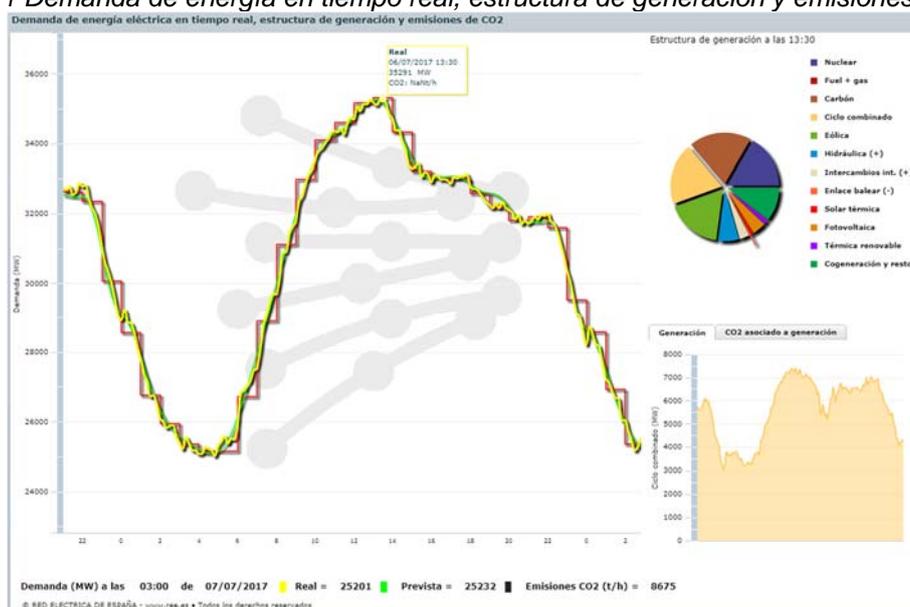
### 3. CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Esta central hidroeléctrica como modelo de proyecto de inversión versa sobre su rentabilidad de negocio al vender la energía eléctrica generada una vez inyectada a la red eléctrica.

La central, en la actualidad, está parada y la empresa propietaria se plantea la viabilidad de rehabilitarla y ponerla en marcha, en la situación normativa del momento y el interés que hay en las energías renovables. La empresa propietaria es conocedora del negocio ya que anteriormente la central estuvo trabajando, pero cesó por el cambio normativo y la avería de la turbina. Sin embargo, la autorización administrativa que tiene por parte de la Confederación Hidrográfica del Duero de un caudal de 18 m<sup>3</sup>/s para producir energía hidroeléctrica es una ventaja competitiva para los inversores que les interese, pues esta autorización llevó 13 años por los temas medioambientales. La central dejaría un caudal ecológico de 5 m<sup>3</sup>/s entre los meses de noviembre a abril, y de 3,5 m<sup>3</sup>/s entre los meses de mayo a octubre. Estos caudales son superiores al de 3 m<sup>3</sup>/s que la misma confederación<sup>2</sup> tiene en este punto.

La ubicación es en Alar del Rey (Palencia), a pocos metros, aguas abajo, de la toma del Canal de Castilla. Las aguas del río Pisuegra se retienen por un azud de unos 150 m, alimentado al Canal de Castilla y esta central, que en otra época fue molino.

Figura 3.1 Demanda de energía en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO<sub>2</sub>.



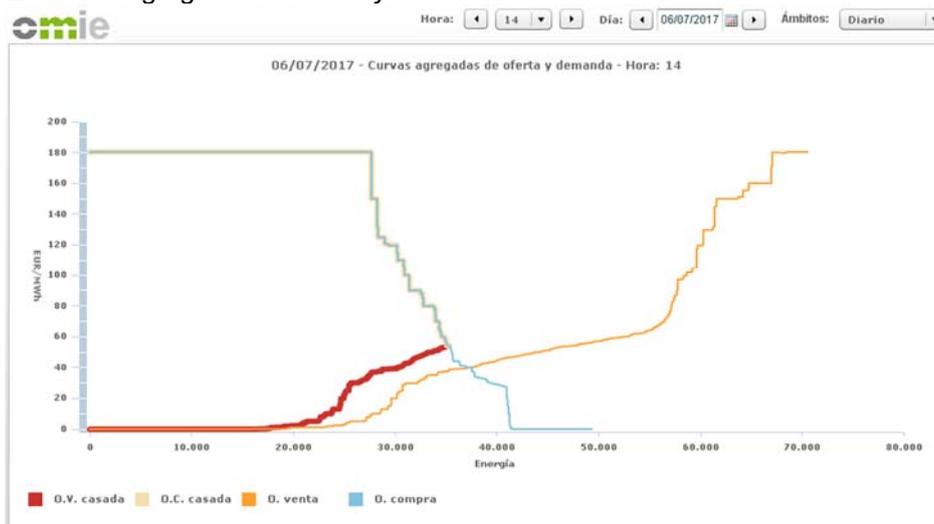
Fuente: (REE, 2017)

Toda la energía generada se vende a precio de mercado, por lo que no es preciso hacer un estudio de mercado, en cuando a clientes y competencia; ni estudio de marketing para la política comercial (energía, precio, distribución, promoción, etc.). Esto es consecuencia del proceso de cobertura de la demanda. El precio de la energía se ajusta el día anterior casando las posiciones de oferta de los grupos de generación y la demanda prevista por el Operador del Sistema para cada franja horaria. En la

<sup>2</sup> Se hace un seguimiento del incumplimiento diario de este caudal mínimo desde 2010. file:///C:/Documents%20and%20Settings/arandaj/Mis%20documentos/Descargas/grados-incumplimientos-2011-2012.pdf

Figura 3.1 puede verse de color rojo la Demanda Programada. Posteriormente hay un ajuste de la demanda cada 10 minutos, que da origen a la curva de color verde, denominada Demanda Prevista. Para cubrir la diferencia de demanda con la programada se requieren centrales con una rapidez de respuesta adecuada a la variación de la demanda, y, por tanto, muy flexibles para generar más (hidráulicas, ciclo combinado, importación de energía de otros países...) o consumir el exceso (bombes, exportaciones...). Finalmente, la realidad difiere y sale la curva amarilla de Demanda Real y que la oscilación con respecto a la prevista también hay que satisfacer con los grupos más eficientes y con más rapidez de respuesta.

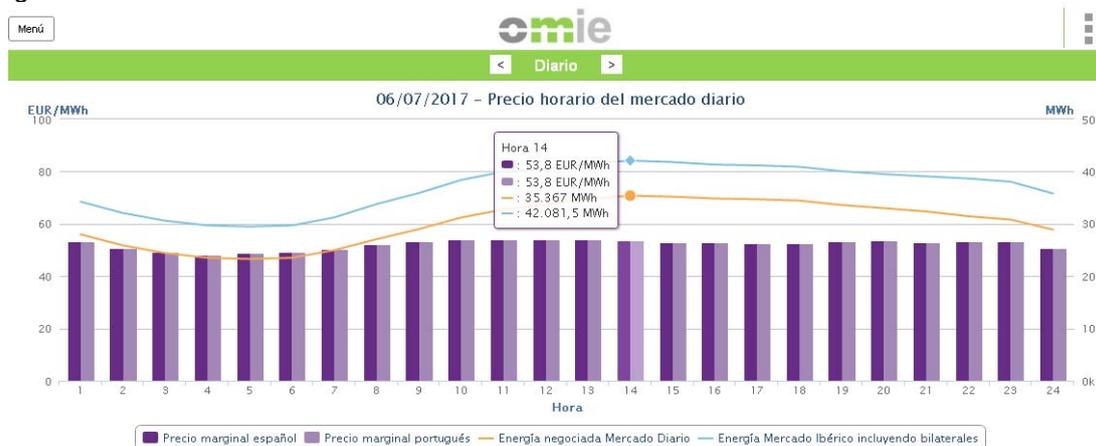
Figura 3.2 Curvas agregadas de oferta y demanda



Fuente: (Español, 2017)

En la Figura 3.2 se ve el ajuste entre la demanda y la oferta para llegar al precio. Las centrales renovables entran primero para cubrir la demanda a coste cero, y como aportan potencia al sistema hace que baje el precio porque se necesita menos potencia y hay mucha oferta. Posteriormente, entran las demás ordenadas por el precio más bajo hasta abastecer la demanda. Con el precio del último MWh se cierra el precio para todas las centrales. En la Figura 3.3 se muestra los precios horarios subastados.

Figura 3.3 Precios horarios del mercado diario



Fuente: (Español, 2017)

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Se realizará un plan de operación para concretar su proceso de producción, los recursos humanos (puestos de trabajo, conocimientos, tipos de contrato), los proveedores, los recursos materiales para su funcionamiento, y la logística por su localización.

Además, se precisa un plan financiero que contemple el reparto de la inversión entre los recursos propios y los ajenos, la tesorería, la cuenta de rendimientos y el balance provisional de la explotación.

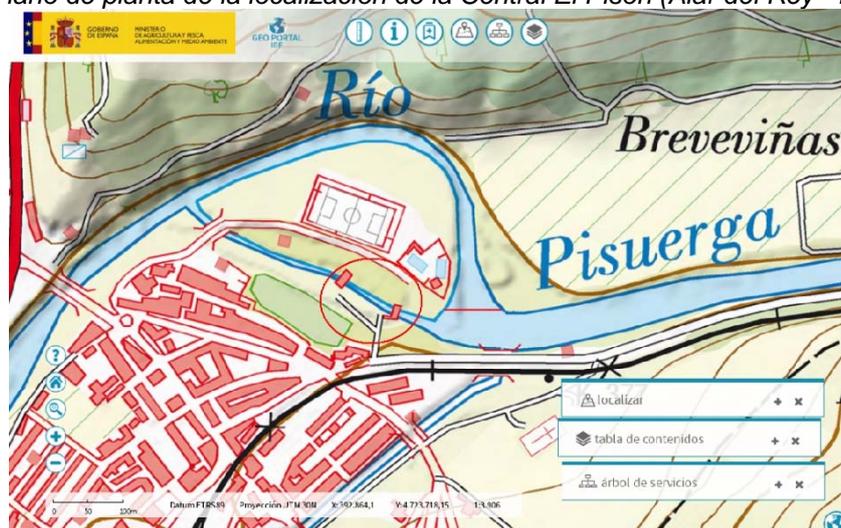
Finalmente se informa de la tramitación para la autorización administrativa como productor de energía eléctrica, el tratamiento fiscal y la recepción de las subvenciones a las que tiene derecho.

### 3.1. FUNCIONAMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

#### Descripción del proceso de generación eléctrica

El agua del río Pisuerga se retiene por el azud que hay en el cauce, teniendo dos salidas, una hacia el canal de Castilla y otra hacia el canal de la central hidroeléctrica. El agua entra en la turbina y por la diferencia de altura sale al canal de desagüe moviendo la turbina. Como los ejes de la turbina y del generador están acoplados, aquélla hace que gire el rotor del generador. De manera resumida, la generación eléctrica se debe a que en el generador hay dos partes de bobinadas: el rotor (parte móvil) y el estátor (parte fija). Los bobinados del estator crean un campo magnético y produce un flujo magnético entre ellos. El giro de las bobinas del rotor hace que el flujo del estátor que las atraviesa sea variable en el tiempo, pero periódico, aparece una diferencia de tensión entre los terminales de las bobinas y se crea la corriente eléctrica que sale la energía del generador hacia la red.

Figura 3.4 Plano de planta de la localización de la Central El Pisón (Alar del Rey - Palencia)



Fuente: (Ministerio de Agricultura y Pesca, 2011)

En la Figura 3.4 se indica dentro de un círculo rojo la ubicación de la central. El sentido del agua es de derecha a izquierda.

La potencia eléctrica que sale del generador depende de la diferencia de altura del agua (entrada y salida), el caudal que entra en la turbina, los rendimientos mecánicos y las pérdidas eléctricas. Las unidades en las que se cuantifica para la central serán en kilovatios (kW).

La energía resulta de la potencia por la unidad de tiempo. Por tanto, serían kilovatios hora (kWh) o megavatios hora (MWh).

#### Procesos

La materia prima es el agua. En la Figura 3.5 se ve el esquema de una central fluyente. Los procesos que tiene la central son cuatro:

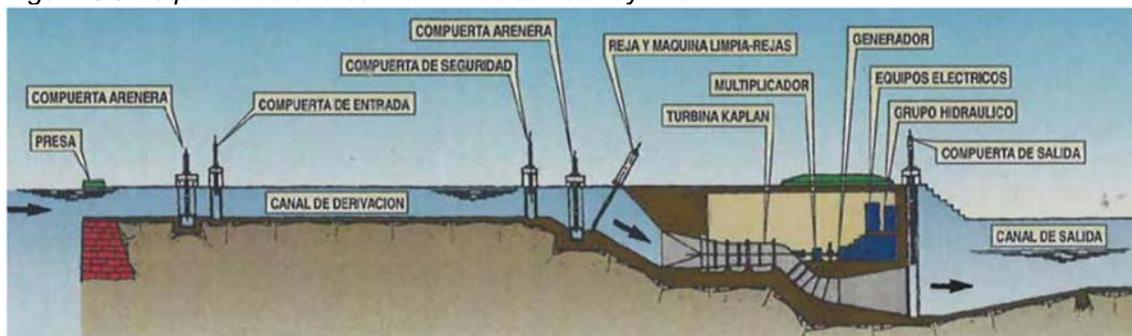
1. Hidráulico: El agua debe circular con una velocidad relativamente lenta, de manera que no haya pérdida de salto. Las rejas en la entrada deben evitar que

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

se introduzcan objetos a la turbina. Los canales deben limpiarse periódicamente para evitar la reducción de la sección. La revisión de las medidas correctoras medioambientales del río.

2. Mecánico: La turbina y los circuitos de regulación y engrase de las palas y rodamientos. También, los circuitos oleohidráulico para accionamiento de las compuertas de entrada, y limpiarreja.
3. Eléctrico: El generador eléctrico, la instalación eléctrica, los dispositivos de regulación, control, comunicación y protección hasta el sistema de medida, siendo la frontera la instalación eléctrica de la compañía distribuidora.

Figura 3.5 Esquema de una central hidroeléctrica fluyente



Fuente: (Ministerio de Agricultura y Pesca, 2011)

4. Administrativo: El registro de la energía producida, la cuantificación económica mensual de la energía con las tarifas correspondientes, la facturación y venta de dicha energía, el registro de gastos (personal, mantenimiento, consumos, etc.), el cobro de la energía por parte de la CNMC.

### Mantenimiento

El mantenimiento se refiere a todas las labores previstas en el manual de operación de la central para un funcionamiento fiable, seguro y eficiente generando la máxima energía con el caudal disponible y reduciendo las paradas imprevistas por deficiencias o accidentes.

Las operaciones de mantenimiento corresponden tanto en funcionamiento ordinario, como en las paradas y arranques. También, las pruebas periódicas de los equipos (eléctricos e hidráulicos) y los sistemas de la central, para un mantenimiento preventivo y correctivo. Todas las operaciones tendrán su planificación, una orden de trabajo, especificando personal, tiempos, y medios.

Los consumibles del tipo de lámparas de alumbrado, aceites y grasas de lubricación, y raticidas.

### Personal

El personal debe estar capacitado y motivado para ser eficaz en sus quehaceres dentro de la central. Deberá recibir formación periódica: técnica, administrativa, seguridad y prevención de los riesgos laborales que implique su trabajo. Dispondrán de carteles informativos de los procesos, las operaciones que implican, los controles que se realizan, las señales de peligro y las alarmas de emergencia o en una situación de parada de seguridad.

Es muy importante que la central funcione en las condiciones óptimas y el personal debe conocer la casuística que se puede presentar en cada operación.

Las descripciones funcionales son, según el convenio colectivo de la Industria, Servicios e Instalaciones del Metal de CC.AA. de Castilla León:

- Operario Oficial de primera. Nivel 5. Descripción funcional: Mantenimiento, operación y explotación de la central. Número de trabajadores (2).
- Técnico auxiliar para la Oficina administrativa. Nivel 3. Descripción funcional: Gestión de la central. Número de trabajadores (1).

### Seguridad y Salud: Indumentaria y equipo de seguridad

Se dotará al personal de las medidas de seguridad personal necesarias para trabajar en la central. Todos los puntos con riesgo estarán identificados. En la zona eléctrica se dispondrá un panel informativo con las 5 reglas de oro (abrir, bloquear, verificar, aterrizar y delimitar). La realización práctica de un simulacro, anual, de emergencia de la central.

Figura 3.6 Riesgos eléctricos. 5 reglas de oro.



Fuente: (Melfosur, 2017)

### Equipos

Las herramientas, los materiales, equipos auxiliares y recursos técnicos para realizar las tareas mantenimiento.

- Compuertas, ataguías, bombas y válvulas.
- Turbina, sistema de arranque de turbina y sistemas de lubricación, refrigeración y estanquidad de cojinetes. El regulador automático de velocidad para situación estable, variaciones transitorias de velocidad, máxima variación transitoria de velocidad y velocidad de embalamiento. Las protecciones de las turbinas hidráulicas y de sus equipos. Las protecciones mecánicas (temperaturas, presiones, niveles, caudales, velocidad).
- Generador, la excitación, el sistema de refrigeración y el sellado del alternador. El sistema de control de velocidad según la demanda de carga solicitada al grupo. Control de desconexión por exceso de velocidad. Protecciones eléctricas (del alternador, transformador de grupo, los sistemas auxiliares corriente alterna y corriente continua, y sistemas y componentes del parque eléctrico). Dispositivos para supervisión de posición del rotor, expansiones diferenciales y tensiones en turbina y alternador, durante el rodaje o parada, y

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

en cambios de carga. Sistemas de continua monitorización para máquinas rotativas. Inhabilitación temporal y pruebas de equipos en planta. Análisis de vibraciones en protecciones mecánicas.

- Ordenador con programa de control y pantallas que visualicen cada operación de la central.

### Mobiliario

Se dispondrá de una mesa sobre la que se colocará el ordenador, una silla, una mesa auxiliar para reuniones con cuatro sillas, y un armario donde se archivará la documentación de consulta.

### Requerimientos legales

La empresa debe cumplir con las ordenanzas municipales del Ayuntamiento de Alar del Rey, estar inscrita en el registro de actividades económicas, dando de alta su centro de trabajo, sus trabajadores inscritos en la Seguridad Social y estar dada de alta en la agencia tributaria para la declaración de sus rendimientos empresariales.

El titular de la instalación suscribirá un contrato con la empresa distribuidora (Viesgo Distribución, S.L.) por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos.

La central como productora de energía eléctrica tiene derecho, entre otras, a contratar la venta según la Ley 24/ 2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, despacharla a través del operador del sistema, percibir la retribución que le corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica y el régimen retributivo específico regulado en el título IV del R.D. 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Instalación tipo a la que corresponde los siguientes parámetros retributivos:

- a) Término retributivo por unidad de potencia instalada<sup>3</sup>, retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ), en €/MW. Para el cálculo de estos ingresos se multiplicará la retribución a la inversión por la potencia con derecho al régimen retributivo específico, y, si procede, la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento.
- b) Término retributivo a la operación, retribución a la operación ( $R_o$ ), en €/MWh. Para el cálculo de estos ingresos se multiplicará la retribución a la operación por la energía vendida en el mercado de producción, y, si procede, la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento.
- c) Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación ( $I_{inv}$ ).
- d) Vida útil regulatoria.
- e) Número de horas de funcionamiento mínimo ( $N_h$ ).
- f) Umbral de funcionamiento ( $U_f$ ).
- g) Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso.
- h) Límites anuales superiores (LS) e inferiores (LI) del precio del mercado.
- i) Precio medio anual del mercado diario e intradiario ( $P_m$ ).

Y también los que se precisen para calcularlos, como:

- a) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.
- b) Estimación del precio de mercado diario e intradiario ( $P_e$ ).
- c) Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo.

---

<sup>3</sup> Potencia inscrita en registro de régimen retributivo específico en estado de explotación

- d) Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción.
- e) Otros ingresos de explotación definidos en el artículo 24, del R.D. 413/2014.
- f) Estimación del coste futuro de explotación.
- g) Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable.
- h) Coeficiente de ajuste de la instalación tipo.
- i) Valor neto del activo.

## 3.2. ALTERNATIVAS DE LA CENTRAL

### 3.2.1. Variación de los caudales disponibles

En este apartado se explican cinco escenarios posibles de caudales según el año hidrológico para seleccionar el año más representativo hidráulicamente. En la Tabla 3.1 se resumen los datos del río Pisuerga en la estación de aforo 2024 (SAIH-ROEA, 2013) de Alar del Rey, entre el año 1962-63 y el 2012-13 (quitando el 1978-79<sup>4</sup>), (49 años), la aportación anual varía entre 808,95 y 180,63 Hm<sup>3</sup>. Considerando una distribución del rango en 15%-20%-30%-20%-15%, los años muy húmedos (3), húmedos (3), normales (20), secos (15) y muy secos (8). Se elige un año real con una aportación similar al promedio de cada año hidráulico a fin de que su distribución de caudales sea lo más real posible.

Tabla 3.1 Clasificación de los años hidráulicos por la aportación anual (Hm<sup>3</sup>) y el número de años de cada tipo.

nº años	3	3	20	15	8	
Año hidrológico	Muy Húmedo	Húmedo	Normal	Seco	Muy Seco	
Aportación anual	809	715	589	401	275	181
Promedio	797	682	500	348	237	
Año tipo	2000-01	1984-85	1983-84	1975-76	2007-08	
Aportación anual	791	677	494	352	254	

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos CHD (Duero, 2013)

El motivo de estos datos es porque en el embalse de Aguilar regula los caudales del Pisuerga antes de llegar a Alar del Rey. Si los caudales son abundantes y el embalse está lleno se realizan vertidos superiores a lo normal, pero es igual de probable que los caudales sean muy escasos (años muy secos).

<sup>4</sup> El año 1978-79 no se ha considerado porque tiene su aportación de 898,66 Hm<sup>3</sup>, supera en más de 2,5 la desviación estándar.

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tabla 3.2 Caudales clasificados disponibles según los años hidrológicos y turbinados por un grupo de 13 m<sup>3</sup>/s

Año hidrológico	Muy Húmedo	Húmedo	Normal	Seco	Muy Seco
Caudal medio (m <sup>3</sup> /s) superado días	2000-01	1984-85	1983-84	1975-76	2007-08
Q1(m <sup>3</sup> /s)	213,27	98,40	47,49	34,28	48,71
Q10(m <sup>3</sup> /s)	123,34	55,92	45,75	22,92	19,84
Q30(m <sup>3</sup> /s)	80,50	33,20	42,27	20,60	13,07
Q60(m <sup>3</sup> /s)	38,33	28,40	29,60	17,60	12,30
Q90(m <sup>3</sup> /s)	23,53	26,66	24,05	16,10	11,88
Q120(m <sup>3</sup> /s)	17,31	25,04	17,85	14,76	10,10
Q150(m <sup>3</sup> /s)	14,66	23,42	15,10	11,40	8,65
Q180(m <sup>3</sup> /s)	12,58	20,84	9,37	10,04	7,40
Q210(m <sup>3</sup> /s)	11,54	18,92	8,13	8,00	4,84
Q240(m <sup>3</sup> /s)	9,17	15,89	6,96	7,16	4,36
Q270(m <sup>3</sup> /s)	6,93	12,60	6,24	6,04	4,03
Q300(m <sup>3</sup> /s)	6,21	11,19	5,52	5,20	3,62
Q330(m <sup>3</sup> /s)	5,68	8,72	4,80	4,54	3,18
Q365(m <sup>3</sup> /s)	1,89	6,60	2,23	3,00	2,61
Potencia máx. (kW)	420	429	427	426	427
Energía Fluyente (MWh)	1.856	2.930	1.644	1.497	697
Horas utilización (h)	4.418	6.824	3.848	3.515	1.631

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos CHD (Duero, 2013)

En la Tabla 3.2 se ha tomado un año real representativo de cada año hidráulico, el volumen de agua que pasó por la estación de aforo, los caudales que pasaron (Q180 es el caudal que en 180 días fue igual o mayor), la potencia de la central, la energía generada y las horas de utilización. Se observa también, como los años con mucho caudal no son los mejores porque se pierde salto, ya que la potencia es el producto de salto y caudal; de hecho, en situaciones de grandes avenidas es mejor parar la central.

Se debe comentar que las potencias de los cinco tipos de años son muy parecidas, pero corresponden a situaciones distintas por lo comentado en el párrafo anterior. El caudal que dio la potencia máxima en 2000-01 fue el Q90, en 1984-85 sucedió con Q210, en 1983-84 lo produjo Q120, en 1975-76 debido a Q30 y 2007-08 con el Q10. Lógicamente, la energía fue muy variable (incremento 320% respecto al mínimo). Las horas de utilización, como cociente entre la energía y la potencia, también son muy dispares.

En conclusión, el 71,4% de los años hidrológicos son normales o secos. La aportación media ponderada de la serie histórica son 439,84 Hm<sup>3</sup>. La precisión de este dato es de 22,1 Hm<sup>3</sup>, que supone un error en los caudales medios diarios de 0,7 m<sup>3</sup>/s.

Tabla 3.3 Caudales medios mensuales de la serie histórica de la estación de aforo de Alar del Rey.

MES	DÍAS	CAUDAL DEL RÍO
		m <sup>3</sup> /s
Enero	31	14,26
Febrero	28	17,58
Marzo	31	15,50
Abril	30	14,41
Mayo	31	15,53
Junio	30	16,94
Julio	31	19,72
Agosto	31	19,14
Septiembre	30	14,09
Octubre	31	7,44
Noviembre	30	8,27
Diciembre	31	10,79

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos CHD (Duero, 2013)

Además, la distribución de los caudales para este trabajo se hará por caudales medios mensuales, Tabla 3.3 para el predimensionamiento y por caudales medios diarios clasificados Tabla 3.4 para la producción de energía.

Se harán los cálculos con años naturales en lugar de los años hidráulicos porque para este TFM se precisan las cuentas con años naturales y es la forma de llevar la administración contable de la empresa generadora.

En la Tabla 3.4, se hace un resumen de los 365 datos de los caudales medios diarios clasificados del año tipo y se ha tomado el caudal ecológico de 5 m<sup>3</sup>/s en los días de más caudal, hasta el Q180 correspondiente a los seis meses que señalo la CHD, y de 3,5 m<sup>3</sup>/s el resto del tiempo. El caudal disponible para la turbina sería la diferencia entre el del río y el caudal ecológico.

Tabla 3.4 Resumen de los caudales clasificados (m<sup>3</sup>/s) del año tipo

	Días	Q río	Q ecológico	Q disponible
Q1	1	72,60	5,00	67,60
Q10	10	38,25	5,00	33,25
Q30	30	27,44	5,00	22,44
Q60	60	21,70	5,00	16,70
Q90	90	18,08	5,00	13,08
Q120	120	15,57	5,00	10,57
Q150	150	13,60	5,00	8,60
Q180	180	11,56	5,00	6,56
Q210	210	10,09	3,50	6,59
Q240	240	8,78	3,50	5,28
Q270	270	7,67	3,50	4,17
Q300	300	6,78	3,50	3,28
Q330	330	5,82	3,50	2,32
Q365	365	4,74	3,50	1,24

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos CHD (Duero, 2013)

### 3.2.2. Variación del grupo electromecánico de generación

En este apartado se expone como la energía producida depende de la potencia del equipo. Esta potencia, manteniendo el salto, depende del caudal que turbine. Cuanto

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

mayor sea el caudal mayor es la potencia y la energía también. La fórmula siguiente es la expresión de la potencia.

$$Potencia (kW) = 9,81 \eta_t \eta_g Q_t (m^3/s) H_n (m)$$

Donde  $\eta_t$  el rendimiento de la turbina,  $\eta_g$  el rendimiento del generador,  $Q_t$  el caudal turbinado y  $H_n$  el salto neto. La energía sale de multiplicar la potencia por el tiempo en horas.

El salto neto ( $H_n$ ), sin pérdidas, en función del caudal del río ( $Q_r$ ) y del caudal turbinado ( $Q_t$ ), se expresa por la fórmula:

$$H_n = -0,000001Q_r^3 + 0,000213Q_r^2 - 0,026077Q_r + 4,459080 - 0,000726235Q_t^2$$

Los inconvenientes son tres fundamentalmente. El primero es que el caudal disponible estadísticamente está limitado. El segundo es que cuanto mayor es la potencia el precio de la inversión también lo es. Y el tercero es que las turbinas tienen un mínimo de generación (en este caso el 30% del caudal nominal) por debajo del cual la turbina hay que pararla para que no se estropee, por problemas de cavitación.

En la Tabla 3.5 se muestra los caudales medios mensuales del histórico entre 1962 a 2012, los caudales ecológicos, los caudales disponibles y usando el grupo de 13 m<sup>3</sup>/s, el salto neto máximo es de 4,27 m, resulta que la potencia máxima es 434 kW, y la energía fluyente anual son 2.755 MWh, que suponen 6.356 horas de utilización. El mes noviembre la central no tiene suficiente caudal para funcionar.

Tabla 3.5 Potencia (kW) y energía eléctrica (MWh) generada con un grupo de 13 m<sup>3</sup>/s

Unidades		m <sup>3</sup> /s	m <sup>3</sup> /s	m <sup>3</sup> /s	%	%	4,27	434	2.755
Mes	Días	Q <sub>r</sub>	Q <sub>e</sub>	Q <sub>d</sub>	Carga	Rend.	H <sub>n</sub>	Pot.	Energía
Enero	31	14,26	5,00	9,26	71%	84,16%	4,065	311	231
Febrero	28	17,58	5,00	12,58	97%	86,20%	3,946	420	282
Marzo	31	15,50	5,00	10,50	81%	85,05%	4,022	352	262
Abril	30	14,41	5,00	9,41	72%	84,25%	4,060	316	227
Mayo	31	15,53	3,50	12,03	93%	86,13%	3,997	406	302
Junio	30	16,94	3,50	13,44	100%	86,04%	3,951	434	312
Julio	31	19,72	3,50	16,22	100%	86,04%	3,897	428	318
Agosto	31	19,14	3,50	15,64	100%	86,04%	3,908	429	319
Septiembre	30	14,09	3,50	10,59	81%	85,05%	4,050	358	258
Octubre	31	7,44	3,50	3,94	30%	80,53%	4,265	133	99
Noviembre	30	8,27	5,00	3,27	0%	0,00%	4,257	0	0
Diciembre	31	10,79	5,00	5,79	45%	81,85%	4,177	194	144

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos CHD (Duero, 2013)

En los casos de caudales pequeños, la central con una turbina grande funcionaria los días con caudales grandes, pero se pararía cuando el caudal sea inferior al mínimo técnico. Es mejor que el número de horas de funcionamiento sea lo máximo posible.

Con el estudio de los caudales medios mensuales, resulta de la Tabla 3.6 que la energía fluyente producida máxima<sup>5</sup> es de 2.755 MWh, con el caudal de 13 m<sup>3</sup>/s y la potencia del grupo de 591 kW. Resultando que las horas de funcionamiento anuales son 6.525 horas.

<sup>5</sup> Se llegan a los 2.765 MWh con 16 m<sup>3</sup>/s pero con una potencia mayor, y tendrá un VAN inferior.

Tabla 3.6 Potencia (kW) y energía fluente (MWh) y horas de utilización con distintos caudales de equipamiento.

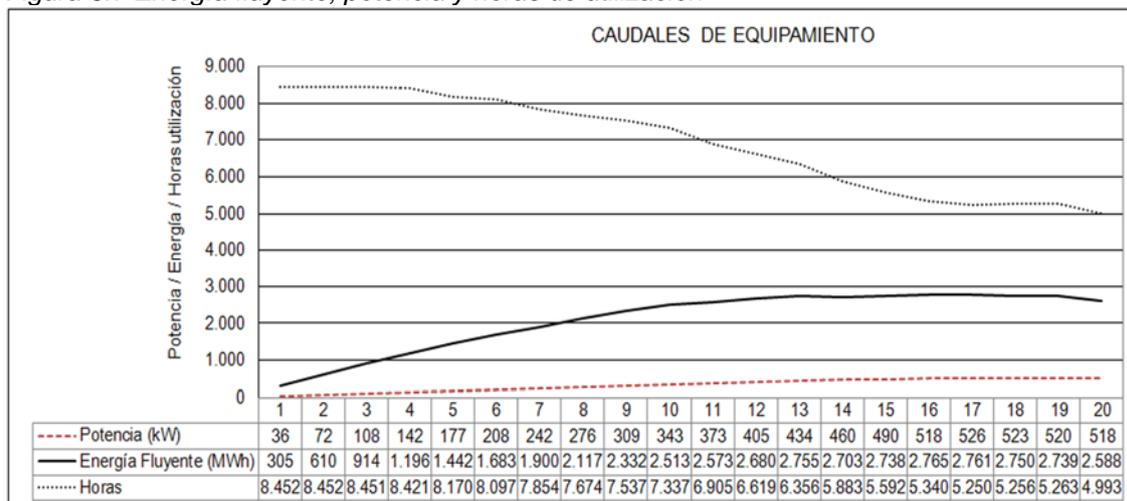
Caudal Equipamiento	Potencia	Energía Fluente	Horas Utilización
m <sup>3</sup> /s	kW	MWh	h
1	36	305	8.452
2	72	610	8.452
3	108	914	8.451
4	142	1.196	8.421
5	177	1.442	8.170
6	208	1.683	8.097
7	242	1.900	7.854
8	276	2.117	7.674
9	309	2.332	7.537
10	343	2.513	7.337
11	373	2.573	6.905
12	405	2.680	6.619
13	<b>434</b>	<b>2.755</b>	<b>6.356</b>
14	460	2.703	5.883
15	490	2.738	5.592
16	518	2.765	5.340
17	526	2.761	5.250
18	523	2.750	5.256
19	520	2.739	5.263
20	518	2.588	4.993

Fuente: Elaboración propia

Gráficamente la Tabla 3.6 se representa en la Figura 3.7. Se aprecia lo mentado de que por mucho que se aumente el caudal de equipamiento no suben ni la energía generada ni las horas de utilización.

Analizando la serie histórica entre los años naturales de 1966 a 2012 resulta la Figura 3.8. En ella se ve la energía fluente generada cambiando el caudal de equipamiento entre 2 a 30 m<sup>3</sup>/s, para cada caudal se representa: la máxima energía fluente generada, la mínima y la media. El valor medio de la energía, con los 47 años estudiados, tiene una precisión que va desde el 2,5% al 8,1% de la media, siendo 5,0% para el caudal de 13 m<sup>3</sup>/s.

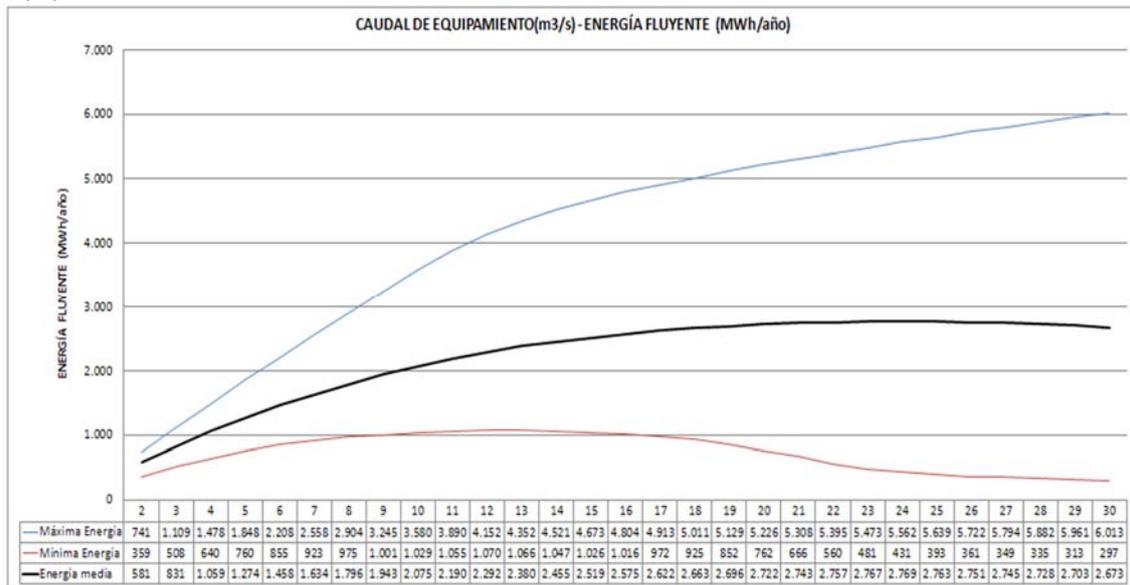
Figura 3.7 Energía fluente, potencia y horas de utilización



Fuente: Elaboración propia

# EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Figura 3.8 Energía fluyente generada anualmente con la serie histórica y distintos caudales de equipamiento



Fuente: Elaboración propia

También se aprecia como a partir de 12 m<sup>3</sup>/s, (1.070 MWh) la generación mínima disminuye al aumentar el caudal.

El valor máximo de la energía fluyente media anual de la serie histórica (2.769 MWh) se da con 24 m<sup>3</sup>/s. Sin embargo, la variación de generación a partir de 12 m<sup>3</sup>/s es inferior a un 4%.

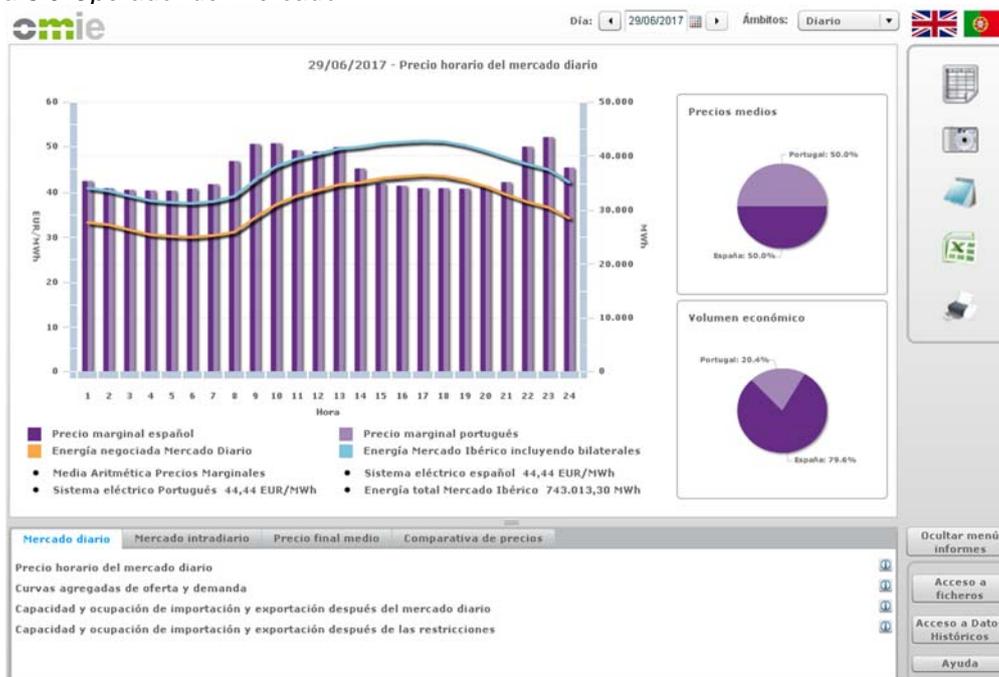
En conclusión, el caudal de equipamiento de 13 m<sup>3</sup>/s, con el predimensionamiento realizado de caudales medios mensuales, es el que más energía fluyente produce. Sin embargo, con las series históricas de caudales medios diarios, el rango se amplía hasta 24 m<sup>3</sup>/s.

### 3.2.3. Precio de la energía eléctrica generada

En este apartado se justifica como se llega al precio de venta de la energía generada. La venta de la energía producida en la central, al estar conectada a la red de distribución, es obligatoria a través de REE (Operador del sistema) y se paga de acuerdo a la legislación vigente. La alternativa sería el trabajo aislado de la red y convertirse en autoprodutor, ahorrándose las pérdidas del transporte y demás gastos de la gestión de la energía.

La “rentabilidad razonable” de las energías renovables está reglamentada y para este trabajo se ha tomado, el señalado en el apartado 2.3 del Anexo I de la Orden ETU/315/2017, un 7,503% (Ministerio de Energía, 2017), en caso de que no se llegue a ese valor el sistema compensa la pérdida con el montante que permita esa rentabilidad.

Figura 3.9 Operador del mercado



Fuente: (Español, 2017)

La Figura 3.9 se ha extraído de la página del Operador del Mercado, en ella se ve que el precio de mercado de la energía eléctrica oscila entre los 30 a 50 €/MWh.

Con estos precios una central hidroeléctrica no recupera la inversión durante el periodo de concesión, normalmente de 25 años, según la ley de Aguas. Esta cantidad viene a ser los costes de explotación como se señala en la Tabla 3.7.

Por consiguiente, la central de este proyecto precisa de un complemento retributivo para tener la rentabilidad razonable.

En este caso la instalación como central hidroeléctrica con una potencia inferior a 1 MW (es del grupo b.4), y sus instalaciones hidráulicas (azud, toma, canal y otras) han sido construidas exclusivamente para el uso hidroeléctrico está en el subgrupo b.4.2.

Según la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, el subgrupo de esta central con el año de autorización de la explotación fue el 18 de febrero de 2015, se correspondería con la instalación tipo de código IT-00742.

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

En la tabla 3.7 se ponen los datos de la central, de la instalación tipo y las retribuciones por la inversión y por la operación.

Tabla 3.7 Parámetros retributivos de la instalación tipo IT-00742, aplicable a los años 2017, 2018 y 2019: retribución a la inversión, número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo, umbral de funcionamiento y otros parámetros retributivos

Tecnología		Hidroeléctrica			
Certificado de inscripción en el Registro de Aguas		18/02/2015			
Potencia		<= 1 MW			
Año de autorización de explotación definitiva		2015			
Código Instalación Tipo		IT-00742			
Vida Útil Regulatoria (años)		25			
Coeficiente de ajuste C1,a		0,9442			
Retribución a la Inversión Rinv 2017-2019 (€/MW)		134.653			
Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2017-2019(h)		1.100,00			
Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2017-2019 (h)		560			
Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		3 meses	20%		
		6 meses	40%		
		9 meses	50%		
Año		2017	2018	2019	
Retribución a la Operación Ro (€/MWh)		0,729	2,313	2,398	
Características de la instalación durante la explotación:					
VI <sub>2014</sub> (€/MW)		1.592.000			
VNA <sub>2017</sub> (€/MW)		1.580.122			
Año		2014	2015	2016	
Vadj (€/MW)			0	15.170	
Año		2017	2018	2019	2020
Costes explotación (€/MWhE)		41,78	42,11	42,52	43,58
Ingresos Venta electricidad al Sistema por precio de mercado (€/MWhE)		41,05	39,80	40,12	49,82
Horas equivalentes de funcionamiento (h netas)		2.793	2.810	2.786	2.757

Fuente: Elaboración propia (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2017)

Tabla 3.8 Variación de los precios de la energía generada estimados y previstos por la administración. Apartado 2 del Anexo V de la Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero.

	2017	2018	2019
<b>LS2 (€/MWh)</b>	49,81	48,30	48,68
<b>LS1 (€/MWh)</b>	46,33	44,92	45,28
<b>P estimado (€/MWh)</b>	42,84	41,54	41,87
<b>LI1 (€/MWh)</b>	39,35	38,16	38,46
<b>LI2 (€/MWh)</b>	35,87	34,78	35,06
<b>Pm (€/MWh)</b>	41,05	39,80	40,12
<b>Pe-Pm (€/MWh)</b>	1,79	1,74	1,75

Fuente: Elaboración propia (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2017)

En la Tabla 3.8 se ponen los precios publicados para el periodo 2017-2019, la estimación del precio del año y el precio de mercado. Se ha añadido el diferencial entre el precio estimado y el de mercado, que en todo el periodo es favorable porque la estimación está por encima del de mercado.

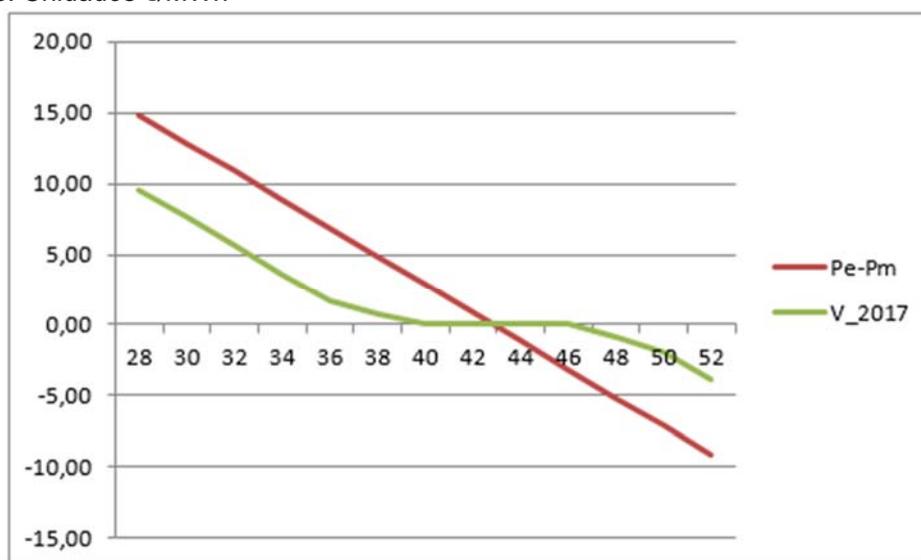
Tabla 3.9 Variación de precios medios anuales de mercado y Valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado en el año «i» del semiperiodo regulatorio «j» expresado en €/MW, según lo establecido en el artículo 22, del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Unidades €/MWh

Pm	2017		2018		2019	
	Pe-Pm	Vajdmi,j	Pe-Pm	Vajdmi,j	Pe-Pm	Vajdmi,j
28	14,84	9,61	13,54	8,47	13,87	8,76
30	12,84	7,61	11,54	6,47	11,87	6,76
32	10,84	5,61	9,54	4,47	9,87	4,76
34	8,84	3,61	7,54	2,47	7,87	2,76
36	6,84	1,68	5,54	1,08	5,87	1,23
38	4,84	0,68	3,54	0,08	3,87	0,23
40	2,84	0,00	1,54	0,00	1,87	0,00
42	0,84	0,00	-0,46	0,00	-0,13	0,00
44	-1,16	0,00	-2,46	0,00	-2,13	0,00
46	-3,16	0,00	-4,46	-0,54	-4,13	-0,36
48	-5,16	-0,84	-6,46	-1,54	-6,13	-1,36
50	-7,16	-1,93	-8,46	-3,39	-8,13	-3,02
52	-9,16	-3,93	-10,46	-5,39	-10,13	-5,02

Fuente: Elaboración propia

Para analizar el valor de ajuste se ha confeccionado la Tabla 3.9 y su gráfica en la Figura 3.10 para el año 2017. Se ve que el módulo del valor de ajuste (V) es inferior que el módulo de la diferencia (Pe-Pm), por lo cual, se gana menos y se pierde menos de lo que debería ser. El sistema se protege ante un cambio de los precios del mercado.

Figura 3.10 Valor de ajuste para 2017 con la diferencia entre el precio estimado y el precio de mercado. Unidades €/MWh



Fuente: Elaboración propia

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Los precios de la energía como se comentó varían por las órdenes de compra y venta del mercado. En la Tabla 3.10 se muestra, a modo de ejemplo, el mes de marzo de 2017.

Tabla 3.10 Precios del mercado diario del mes de marzo de 2017

<b>OMIE - Mercado de electricidad</b>				
<i>Precio final medio (EUR/MWh) - Total Demanda Nacional</i>				
Precio medio mensual (EUR/MWh)		<b>51,62</b>		
<b>Fecha</b>	Precio mínimo	Precio medio	Precio máximo	Energía (MWh)
01/03/17	47,22	57,04	64,46	721.554
02/03/17	49,48	58,21	66,50	723.574
03/03/17	42,09	49,60	55,98	734.358
04/03/17	30,73	44,68	55,15	668.114
05/03/17	22,02	38,29	49,11	614.571
06/03/17	36,27	52,77	64,35	701.867
07/03/17	43,68	56,93	69,10	710.100
08/03/17	46,22	56,95	64,86	699.191
09/03/17	51,26	57,18	64,41	694.145
10/03/17	48,10	56,69	65,17	682.235
11/03/17	47,30	54,26	58,45	608.868
12/03/17	23,44	33,40	47,01	568.489
13/03/17	23,06	43,23	57,70	698.783
14/03/17	36,24	47,68	59,82	711.742
15/03/17	38,18	53,07	61,05	696.801
16/03/17	43,66	53,27	59,48	693.258
17/03/17	46,99	54,12	59,26	685.715
18/03/17	47,05	50,99	56,83	609.911
19/03/17	46,66	53,44	57,81	561.768
20/03/17	49,72	54,82	58,24	657.398
21/03/17	45,03	53,61	58,01	695.589
22/03/17	37,72	46,99	57,42	712.320
23/03/17	37,88	53,97	66,78	723.784
24/03/17	54,03	58,79	62,58	734.915
25/03/17	40,51	48,09	59,39	662.448
26/03/17	36,43	44,43	50,70	579.444
27/03/17	39,70	53,46	66,02	710.758
28/03/17	48,28	55,40	62,05	707.515
29/03/17	50,77	55,51	62,33	698.534
30/03/17	45,31	53,19	57,76	689.301
31/03/17	39,22	50,30	58,36	683.794

Fuente: Elaboración propia (OMIE)

Concluyendo que con precio de mercado de 41,05 €/MWh, señalado por la administración para 2017, y un complemento retribución específica de 19,08 €/MWh según la IT-00742 para 2017, resulta 60,13 €/MWh.

### 3.2.4. Conclusión y propuesta del grupo de generación eléctrica

Para concretar el grupo de generación se hace una valoración de los diferentes grupos desde 1 hasta 20 m<sup>3</sup>/s. La facturación anual sería el producto de la energía por el precio de 60,13 €/MWh. Considerando el periodo (n) de 25 años y la rentabilidad (i) de 7,503% se hallaría el Valor Actual Neto según la fórmula:

$$VAN = -DI + \sum_{i=1}^n FC \left( \frac{1 - (1 + i)^{-n}}{i} \right)$$

Con todos valores calculados se analiza el incremento marginal del VAN ante variaciones en el desembolso inicial (inversión).

Los resultados se muestran en la Tabla 3.11 y en la Figura 3.11.

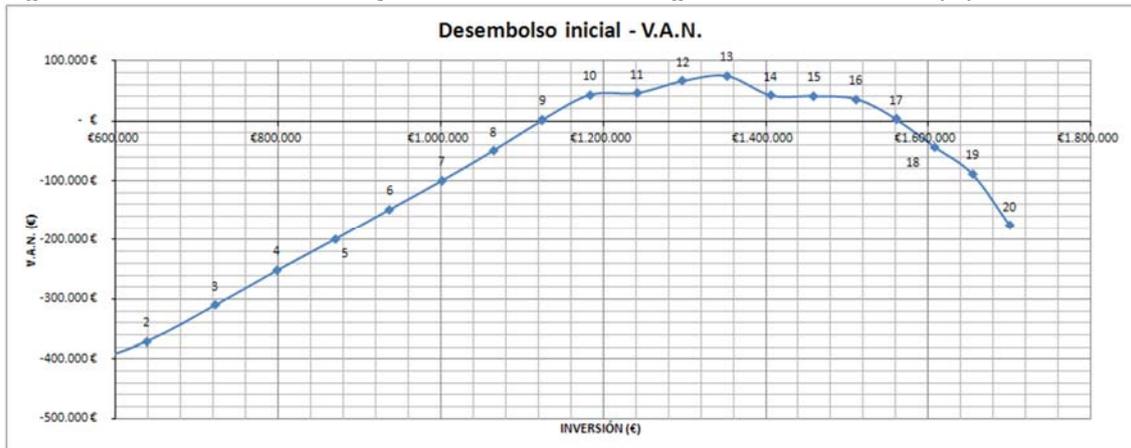
Tabla 3.11 Potencia (kW) y energía fluyente (MWh) y horas de utilización con distintos caudales de equipamiento.

CAUDAL EQUIPTO.	POTENCIA	ENERGÍA FLUYENTE	INVERSIÓN	FACTURACIÓN	V.A.N.	Marginal Incremento
m3/s	kW	MWh	€	€/ANUAL	€	
1	36	305	538.835€	10.714€	-419.443€	
2	72	610	638.000€	23.969€	-370.888€	2,04
3	108	914	722.249€	36.982€	-310.126€	1,39
4	142	1.196	798.465€	49.072€	-251.606€	1,30
5	177	1.442	869.733€	60.193€	-198.936€	1,35
6	208	1.683	936.977€	70.785€	-148.149€	1,32
7	242	1.900	1.001.775€	80.970€	-99.449€	1,33
8	276	2.117	1.064.302€	91.066€	-49.466€	1,25
9	309	2.332	1.124.938€	101.074€	1.435€	1,19
10	343	2.513	1.183.960€	110.123€	43.250€	1,41
11	373	2.573	1.241.244€	115.524€	46.153€	19,73
12	405	2.680	1.297.592€	122.390€	66.319€	2,79
13	434	2.755	1.352.456€	128.049€	74.527€	6,68
14	460	2.703	1.406.051€	129.959€	42.214€	-1,66
15	490	2.738	1.459.296€	134.627€	40.989€	-43,48
16	518	2.765	1.511.514€	138.860€	35.938€	-10,34
17	526	2.761	1.560.622€	140.283€	2.695€	-1,48
18	523	2.750	1.607.767€	140.385€	-43.310€	-1,02
19	520	2.739	1.654.313€	140.501€	-88.573€	-1,03
20	518	2.588	1.700.367€	136.835€	-175.478€	-0,53

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos CHD (Duero, 2013)

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Figura 3.11 Desembolso inicial y el Valor Actual Neto según los caudales de equipamiento.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos CHD (Duero, 2013)

A la vista de las diversas alternativas contempladas se elige:

1. El año hidráulico promedio con los caudales medios diarios, a partir de la serie histórica de 49 años.
2. Un caudal de equipamiento de 10 m<sup>3</sup>/s porque, si bien no es la máxima energía, ha resultado que la inversión valorada en la Tabla 3.11 y el precio de la energía justificado, es el de mayor Valor Actual Neto con 43.250 €, para un periodo de 25 años y una tasa de interés del 7,503%, fijada por el gobierno y denominada rentabilidad razonable.
3. La potencia de 343 kW, y la producción media anual fluente de 2.513 MWh.
4. Un precio de la energía igual al previsto por el Ministerio de Industria para los próximos años y un complemento para la rentabilidad razonable del 7,503%.

### 3.3. LA FACTURA ELÉCTRICA DEL CLIENTE TIPO DE BAJA TENSIÓN.

La energía que se genera en la central y que se ha comercializado en el mercado, debe transportarse hasta el cliente que la demanda. Esto conlleva una gestión del Operador del Sistema (REE) que, a través de las líneas y subestaciones, la lleva hasta las empresas distribuidoras (Iberdrola, Endesa, Viesgo...) que la ponen en el contador del demandante. Estas operaciones y las pérdidas tienen un coste que se llama peaje, que se incluye en la factura. Las empresas comercializadoras venden la energía según el contrato que firmen, habiendo unos precios de referencia máximos que se llaman Precio Voluntario del Pequeño Consumidor. Hay opción de acogerse al Bono Social para reducir la cuantía un 25% en casos especiales.

Además de la energía también se paga en la factura la disponibilidad del servicio, que corresponde al término de potencia. La cantidad que corresponda se paga, aunque no haya consumo y, también, sirve para limitar la demanda.

Sobre estas dos cantidades se paga el impuesto de la electricidad, que empezó cubriendo la moratoria nuclear de los años 80, y ahora sirve, fundamentalmente, para compensar el déficit de tarifa por las retribuciones a las energías renovables.

Adicionalmente están otros conceptos que dependen de cada cliente como el alquiler de contadores, los servicios de mantenimiento, etc.

La suma de todas estas cantidades daría la base imponible a la que se aplicaría el 21% de IVA.

En la Tabla 3.12 se señalan los datos para realizar la facturación del término de potencia y del consumo de energía. Son habituales los precios con seis decimales, aunque el resultado de la factura sale con dos. En el ejemplo se han puesto descuentos y otros gastos por seguros, etc., por hacerla más general.

Tabla 3.12 Datos para la facturación de Baja Tensión

NOMBRE	RICARDO RUIZ	Tarifa	2.0A
NIF	13731778L	Potencia (€/kW y día)	0,115004464
Comercializadora	Endesa	Energía (€/kWh)	0,126305
Tensión (V)	230		
Intensidad (A)	20	Alquiler (€/día)	0,026451
Potencia Contratada (kW)	4,6	Asistencia, seguro,...(€/mes)	3,38
Descuento sobre la potencia	2%		
Consumo (kWh)	695	valores fijos	
Descuento sobre el consumo	1%	Impuesto de la electricidad	5,11269632%
Periodo de facturación (días)	62	IVA	21%

Fuente: Elaboración propia

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

En la Tabla 3.13 se muestra la facturación de un cliente estándar de Baja Tensión con la tarifa 2.0A (bimensual) y de la central del mes de enero. Las operaciones en ambos casos tienen una estructura similar.

Tabla 3.13 Comparativa de la facturación del cliente de Baja Tensión con el de la central

FACTURA (Diciembre-Enero)					FACTURA ENERO				
NOMBRE	RICARDO RUIZ								
NIF	13731778L								
Tarifa	2.0A				Central				
	€				€				
Potencia Contratada (kW)	62 días	4,6 kW	0,115004	32,80					
Descuento sobre la potencia	2%		32,80	-0,66					
Energía (kWh)		695	0,126305	87,78	Energía (MWh)	232,62	60,13	13.987,73	
Descuento sobre la energía	1%		87,78	-0,88					
Electricidad				119,05					
Impuesto de la electricidad	5,11%		119,05	6,09	Retribución OMIE (€/MW)	0,343	29%	8,73	-0,87
Alquiler			0,026451	1,64	Retribución REE (€/MW)	0,343	29%	38,43	-3,82
Asistencia	2,04		3,38	6,89					
Base imponible				133,66	Base imponible			13.983,05	
IVA	21%		133,66	28,07	IVA	21%		2.936,44	
<b>TOTAL</b>				<b>161,73</b>	<b>TOTAL</b>			<b>16.919,49</b>	
Repercusión		€/kWh		0,23					
Repercusión		€/MWh		232,71	Repercusión	€/MWh		60,11	
Diferencial				287%					

Fuente: Elaboración propia

Lógicamente la repercusión por unidad de energía es mayor en el cliente de Baja Tensión (BT). Dado que las cantidades que se ha puesto en el ejemplo son razonables, se puede concluir que si en generación el coste es de unos 60,1 €/MWh, en BT sería de 232,7€/MWh, que supone un diferencial de 287%.

## 4. VIABILIDAD ECONÓMICA

### 4.1. DESEMBOLSO INICIAL

Esta central hidroeléctrica estaba funcionando con una potencia de 80 kW.

Por un problema en la turbina, la empresa se plantea la posibilidad de ampliar la concesión a 585 kW, por lo que solicita la oportuna autorización, que le fue concedida (18-2-2015) por un periodo de 40 años. Las características económicas de la inversión que se debe realizar en la central eléctrica se han cuantificado basándose en el proyecto constructivo (Aranda Sierra, 2014). Sin embargo, por el análisis realizado sería más eficiente, con las tarifas actuales, elegir un grupo turbina de 10 m<sup>3</sup>/s, con un salto bruto de 4,46 m y una potencia de 343 kW. Para lo cual se precisa el desembolso justificado en la Tabla 4.1. Se han puesto cuatro grandes capítulos: la obra civil, el equipamiento mecánico, el equipamiento eléctrico y la asistencia técnica.

Tabla 4.1 Presupuesto de la inversión necesaria el incremento de potencia. Unidades €

	Euros	Total
<b>Obra Civil</b>		<b>461.078</b>
	Azud de derivación	25.740
	Obra de toma	47.987
	Canal de derivación	69.794
	Cámara de carga	94.510
	Edificio de la central	180.964
	Estudio de seguridad y salud	11.226
	Ayudas montajes y acabados	33.678
<b>Equipamiento mecánico</b>		<b>390.310</b>
	Tubería	6.241
	Turbina	384.069
<b>Equipamiento eléctrico</b>		<b>242.737</b>
	Generador	23.975
	Transformador de potencia	12.155
	Sistema eléctrico general	205.322
	Línea eléctrica 12 kV	1.285
<b>Asistencia técnica</b>		<b>89.835</b>
	<b>TOTALES</b>	<b>1.183.960</b>

Fuente: Elaboración propia

El objeto de esta inversión es generar valor, a través del aprovechamiento energético, del agua a su paso por la central actual, amortizando la inversión y ayudando a cubrir la demanda energética del país.

Se requiere la ocupación de terrenos para los accesos, instalaciones, canales de entrada y salida. Por estos terrenos se factura un alquiler por el uso de la finca para la explotación hidroeléctrica.

La obra civil de rehabilitación de la central comprende el acondicionamiento del azud de derivación, la reparación de la obra de toma, la consolidación de los muros y solera del canal de derivación y de la cámara de carga, la rehabilitación del edificio, equipamiento, el estudio de seguridad y salud, así como los imprevistos y las ayudas. El montante de este capítulo es de 461.078 €. El periodo de amortización es de 25 años ya que es la vida útil regulatoria (MINISTERIO DE ENERGÍA, 2017).

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Los equipos mecánicos de regulación, las conducciones, herramientas y la turbina totalmente instalada y probada asciende a la cantidad de 390.310 €. El periodo de amortización es de 25 años como se comentó anteriormente.

Los equipos eléctricos de generación eléctrica, herramientas eléctricas, complementos para la operación y mantenimiento eléctrico, sistema de control, centro de transformación, sistema de teledirigida y conexión a la red, con la realización de las pruebas y ensayos de la normativa, así como la legalización de la instalación, inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, y su puesta en marcha, por importe de 242.737 €. El periodo de amortización es de 25 años.

La asistencia técnica, coordinación y puesta en marcha de la central tiene un importe de 89.835 €. El periodo de amortización es de 25 años.

En resumen, como se desglosa en la Tabla 4.1, los activos de la central ascienden a la cantidad de 1.183.960 € amortizable en 25 años, a razón de 47.358 €/año.

A efectos del seguro el continente, obra civil, serían 461.078 € y el contenido, equipos mecánico y eléctrico, 633.047 €.

Para la puesta en marcha hay que depositar una fianza a la empresa distribuidora de 20 €/KW. En este caso, la potencia de la turbina es de 343 kW y la fianza resulta 6.851 €.

### **4.2. COBROS**

La generación eléctrica depende del agua fluyente disponible. En este caso, la ubicación aguas debajo del embalse de Aguilar de Campo garantiza cierta regularidad a lo largo del año, y con las conclusiones 1, 2 y 3 señaladas en el apartado 0, la producción anual de energía fluyente es de 2.513 MWh.

Considerando el precio de mercado señalado para el 2017 a 41,05 €/MWh, el ingreso por la venta de la energía es de 103.175 €.

La retribución específica (Re) por la generación de energía renovable, con un coeficiente a la inversión de 134.653 €/MW, un coeficiente a la operación de 0,729 €/MWh, resulta 47.959 €.

Por lo tanto, el ingreso anual (IA) es la suma de las dos cantidades, es decir, 151.134 €. Lo que implica que la energía generada tenga un precio medio final de 60,13 €/MWh, que es inferior a los 86,54 €/MWh (25 años) y 77,89 €/MWh (para el resto de la concesión) que se manejaban en el año 2012, debido a la tendencia de ajuste del déficit de tarifa.

En la Tabla 4.2 se calcula la energía fluyente anual de la central con un grupo de turbina de 10 m<sup>3</sup>/s y resulta 2.513 MWh. Como la potencia es de 343 kW son 7.337 horas de utilización al año.

Tabla 4.2 Producción anual de Energía fluyente.

Caudal												
10,00 NOMINAL												
30% EQUIPAM.												
3 MIN. TEC												
Hn (m)												
4,27 343 2.513 7.337												
MES	DÍAS	RÍO	ECOLÓGICO	DISPONIBLE	TURBINA	CARGA	R. TURB.	R. GEN.	SALTO NETO	POTENCIA EN GEN	PRODUCCIÓN N FLUYENTE	HORAS/DÍA Red. Max
		m3/s	m3/s	m3/s	m3/s	%	%	%	m	kW	MWh	h
Ene	31	14,26	5,00	9,26	9,26	93%	89,85%	95,86%	4,065	318	237	22,2
Feb	28	17,58	5,00	12,58	10,00	100%	89,63%	96,00%	3,988	337	226	24,0
Mar	31	15,50	5,00	10,50	10,00	100%	89,63%	96,00%	4,030	340	253	24,0
Abr	30	14,41	5,00	9,41	9,41	94%	89,93%	95,88%	4,060	323	233	22,6
Mayo	31	15,53	3,50	12,03	10,00	100%	89,63%	96,00%	4,029	340	253	24,0
Jun	30	16,94	3,50	13,44	10,00	100%	89,63%	96,00%	4,001	338	243	24,0
Jul	31	19,72	3,50	16,22	10,00	100%	89,63%	96,00%	3,947	333	248	24,0
Ago	31	19,14	3,50	15,64	10,00	100%	89,63%	96,00%	3,958	334	249	24,0
Sep	30	14,09	3,50	10,59	10,00	100%	89,63%	96,00%	4,059	343	247	24,0
Oct	31	7,44	3,50	3,94	3,94	39%	85,80%	94,78%	4,265	134	100	9,5
Nov	30	8,27	5,00	3,27	3,27	33%	85,35%	94,66%	4,250	110	79	7,9
Dic	31	10,79	5,00	5,79	5,79	58%	87,23%	95,16%	4,177	197	146	13,9

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4.3 se justifica el valor de la retribución específica para la energía entregada por la central a la red. Según el año la retribución media por la energía oscila entre los 60,13 a 60,87 €/MWh para el periodo 2017-2019.

Tabla 4.3 Retribución específica (RE) de la instalación tipo IT-00742 en este caso

	2017	2018	2019
Rinv (€/MW)	134.653	134.653	134.653
Ro (€/MWh)	0,729	2,313	2,398
Potencia (kW)	342,56	342,56	342,56
Energía (MWh)	2.513,39	2.513,39	2.513,39
Heq (h)	7.337	7.337	7.337
Horas netas (h)	2.793	2.793	2.793
Horas mínimas Nh (h)	1.100	1.100	1.100
Umbral Uf (h)	560	560	560
Tarifa (€/MWh)	41,05	39,80	40,12
Ingresos esperados mercado (€)	103.174,74	100.033,00	100.837,29
Retribución Específica (Re) (€)	47.959,47	51.940,68	52.154,32
Ingresos Anuales (IA) (€)	151.134,21	151.973,69	152.991,61
Tarifa media final (€/MWh)	60,13	60,47	60,87
Impuesto a la generación	7%	7%	7%
Porcentaje de pérdidas respecto a la situación inicial	-36,23%	-41,29%	-41,10%

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 4.4 se ponen el resumen de los cobros correspondientes a la venta de la energía en el mercado y a la retribución específica por ser energía renovable.

Tabla 4.4 Resumen de los cobros

	Ingresos	Euros	%
Ingresos por venta de Energía		103.174,74	68,3%
Retribución específica		47.959,54	31,7%
<b>TOTAL VENTAS DEL PERÍODO</b>		<b>151.134,29</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Elaboración propia

### 4.3. PAGOS

Los pagos que tiene esta central provienen de los gastos fijos y de los variables de la explotación.

Los gastos fijos de explotación son los debidos a:

- coste del alquiler de los terrenos por la empresa generadora a los propietarios: **2.070 €/año**
- el canon de la Confederación Hidrográfica del Duero por explotación concesional: 26,81 €/ha. La hectárea equivalente es 0,10 por la potencia en CV:  $0,10 \times 343 \text{ kW}/0,736$ , son 46,54 ha-eq. El importe es 1247,84 €/año. La tarifa por las obras hidráulicas específicas 4%:  $0,04 \times 1247,84 = 49,91$  €. En total **1.298 €/año**.
- gastos de representación en el mercado OMIE:  $29\% \times 8,73 \text{ €/MW} \times 0,343 \text{ MW} = 0,87$  €/mes. Al año son **10 €/año**.
- coste del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica a REE:  $1\%: 29\% \times 38,43 \text{ €/MW} \times 0,343 \text{ MW} = 3,82$  €/mes. Al año son **46 €/año**.
- gastos de administración y otros gastos generales: **200 €/año**.
- los gastos de seguros asociados a las instalaciones: 0,0364% del continente y 0,1364% del contenido, resulta **1.031 €/año**
- el impuesto sobre bienes inmuebles de características especiales (BICES): **100 €/año**.
- el personal para mantenimiento y seguimiento de la central: dos personas por horas, 2.269 €/año cada una, y una persona para dirección y administración: 3.948 €/año. Supone en total **8.486 €/año**.

Los gastos variables de explotación:

- ajustes Mercado Diario/Intradía: puede ser positivo o negativo. En este caso se hará cero ya que se compensa con el complemento retributivo específico.
- impuesto a la generación: 22% y una bonificación del 90% sobre los 2.513 MWh, resulta **3.325 €/año**.
- impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica que establece la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética: 7%, suponen **10.579 €/año**.
- los consumos auxiliares (eléctrico (**649 €/año**), telecomunicaciones (**720 €/año**), agua (0), gas (0))
- los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema y, en su caso, su puesta a disposición del gestor de la red de distribución, serán por cuenta de los generadores adscritos a los mismos. La operación y el mantenimiento (tanto preventivo como correctivo) estimados en 0,15% sobre la obra civil y los equipos, de los que 1.094€/año son de repuestos y 547 €/año de operación. En total **1.641 €/año**.

El total de gastos fijos (13.241 €) y variables (16.915 €) son **30.156 €**

Los gastos financieros son necesarios para evaluar el impuesto sobre beneficio:

- desde el año 1997, teniendo en cuenta el valor del interés legal, (<6%) los valores que se están obteniendo anualmente no son objeto de la actualización que resulta necesaria, para tener en cuenta la depreciación del dinero en la recuperación de la inversión (Duero, 2017).

- La financiación del pasivo de 1.205.601 € se hace con 355.188 € de (CAA) capital aportado por los accionistas, y 828.772 € (D) de deuda, en 884.506 € con un préstamo bancario a largo plazo y 21.641€ de un préstamo bancario a corto plazo.
- Los gastos financieros por intereses del préstamo hipotecario al (kdl) 3% suponen 24.863 €. Las comisiones bancarias al 0,5% resultan 4.144 €. En total son **29.007 €**
- Los gastos financieros por intereses del préstamo a corto plazo al (kdc) 5% suponen 1.082 €. Las comisiones bancarias al 0,5% resultan 108 €. La suma es **1.190 €**
- El total de los gastos financieros son **30.197 €** El acumulado de los gastos será: **60.353 €**
- El coste de los recursos propios (Ke) se obtiene a partir del modelo CAPM (Capital assets pricing model):

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

El  $R_f$  se toma como referencia el bono a 10 años: 1,592 (07-7-2017) (Economista, 2017)

El  $\beta$  del sector de la energía 0,39. (Buenaventura, 2017).

La prima de riesgo del mercado ( $R_m - R_f$ ) es 1,11% (Expansión, 2017).

Sustituyendo resulta:  $K_e = 1,592 + 0,39 (1,11) = 2,0249\%$

El coste medio ponderado del capital, WACC (del inglés Weighted Average Cost of Capital) se calcula con la fórmula:

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + Dl + Dc} + K_{dl}(1 - T) \frac{Dl}{CAA + Dl + Dc} + K_{dc}(1 - T) \frac{Dc}{CAA + Dl + Dc}$$

Tabla 4.5 Datos de la financiación

Variable	Ref.	Euros
Fondos Propios	CAA	379.074
Deuda a Largo Plazo	DI	884.506
Deuda a Corto Plazo	Dc	21.751
Pasivo total	PT	1.285.331

Fuente: Elaboración propia

$$\begin{aligned}
 WACC &= K_e \frac{CAA}{CAA + Dl + Dc} + K_{dl}(1 - T) \frac{Dl}{CAA + Dl + Dc} + K_{dc}(1 - T) \frac{Dc}{CAA + Dl + Dc} = \\
 &= 2,02\% \frac{379.074}{1.285.331} + 3\%(1 - 25\%) \frac{884.506}{1.285.331} \\
 &\quad + 5\%(1 - 25\%) \frac{21.751}{1.285.331} = 2,21\%
 \end{aligned}$$

En la Tabla 4.6 se resumen cantidades que se han justificado y se añade el tanto por ciento que esa cantidad representa sobre los ingresos.

# EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Tabla 4.6 Pagos de la explotación

Pagos	Anual	%(ingreso)	Auxiliar
Fijos	Euros		Euros
Alquiler de terreno	2.070	1,4%	
Confederación	1.298	0,9%	
Gastos por explotación OMIE	10	0,0%	
Gastos por explotación REE	46	0,0%	
Gastos de administración y otros gastos generales	200	0,1%	
Seguros	1.031	0,7%	
Impuestos (IAE. IBI)	100	0,1%	
Gastos de personal	8.486	5,6%	
<b>Variables</b>			
Impuestos canon a la Generación	3.325	2,2%	
Impuesto de sostenibilidad	10.579	7,0%	
Energía eléctrica	649	0,4%	
Teléfono e internet	720	0,5%	
Costes de operación	547	0,4%	
Mantenimiento	1.094	0,7%	
<b>Pagos</b>			<b>30.156</b>
Gastos financieros a largo plazo	24.863	16,5%	
Comisiones bancarias a largo plazo	4.144	2,7%	
Gastos financieros a corto plazo	1.082	0,7%	
Comisiones bancarias a corto plazo	108	0,1%	
<b>Gastos financieros</b>			<b>30.197</b>
<b>TOTAL GASTOS DEL PERÍODO</b>	<b>60.353</b>	<b>39,9%</b>	

Fuente: Elaboración propia

## 4.4. FLUJO DE CAJA

En este apartado partiendo de los cobros y los pagos se calculan los distintos parámetros hasta el resultado del flujo de caja. En la Tabla 4.7 se muestran los resultados para el flujo de caja con el grupo de 10 m<sup>3</sup>/s. El impuesto que se considera es la tasa del impuesto de sociedades (T) (25% (BOE, 2016)). El IVA (21%) no se incluye.

Tabla 4.7 Flujo de caja con el grupo de 10 m<sup>3</sup>/s

<b>Cobros</b>	<b>151.134</b>
<b>Pagos</b>	<b>-30.156</b>
<b>Flujo de caja antes de impuestos</b>	<b>120.979</b>
Amortización	-47.358
Beneficio antes de intereses e impuestos (BAII)	73.620
Gastos financieros	-30.197
Beneficio antes de impuestos o beneficio bruto (BAI)	43.423
<b>Impuesto (Imp) 43.423 x 0,25=</b>	<b>-10.856</b>
Beneficio después de impuestos o beneficio neto (BDI)	32.567
Beneficio antes de intereses y después de impuestos (BAIdI)=BAII+Imp	62.764
BDI + Amortización	79.926
<b>Flujo después de impuestos</b>	<b>110.123</b>

Fuente: Elaboración propia

Añadiendo la amortización, anteriormente citada, de 47.358 €, a los 60.353 € resulta 107.711 €

El flujo de caja después de impuestos, resulta: 110.123 €. Con este plazo de 25 años, se cubre la inversión de 1.183.960 €. La tasa interna de retorno se obtiene de la expresión:

$$VAN = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q}{(1 + TIR)^j} = 0$$

La TIR resulta de 7,917 %

Como se en la Tabla 4.8 el VAN difiere en 43.251 € para que el valor de la TIR sea 7,503%, esta cantidad se compensará al final de la vida regulatoria de la central, por un procedimiento de liquidación.

Tabla 4.8 Tasa de descuento y Valor Actual Neto (VAN)

Descuento %	VAN
0%	1.569.112
1%	1.241.293
2%	966.019
3%	733.626
4%	536.388
5%	368.106
6%	223.780
7,503%	43.251
7,917%	0
9%	-102.269
10%	-184.370
11%	-256.533
12%	-320.251
13%	-376.761

Fuente: Elaboración propia

En estas condiciones la instalación es rentable porque el coste del capital (2,21%) es inferior a la TIR (7,917%).

Al finalizar la vida regulatoria habría un saldo a favor de la administración de 43.251 €.

La representación de los valores calculados en Figura 4.1 muestran la evolución del VAN con la tasa de descuento y el punto de su paso por cero (la TIR).

Figura 4.1 Evolución del Valor Actual Neto con la tasa de descuento.



Fuente: Elaboración propia

#### 4.5. PUNTO DE EQUILIBRIO

El punto de equilibrio, también llamado punto muerto o umbral de rentabilidad, para esta central es la cantidad de energía que se cobra que iguala los pagos asociados a esa generación eléctrica. Este punto se usa para saber el momento en que se han cubierto los costes de funcionamiento de la central, si produce más energía el diferencial es positivo, pero si no da esa producción (MWh) el coste es superior al ingreso, resultando el diferencial negativo. En ese punto el beneficio es nulo.

Representando el beneficio (B), los cobros (It), el precio de la energía (p), la energía (E), los pagos totales (Ct), los gastos fijos (Cf), los gastos variables (Cv), el gasto variable unitario (Cvu), la formula sería como sigue:

$$B = 0 = I_t - C_t = p \cdot E - (C_f + C_v) = p \cdot E - (C_f + C_{vu} \cdot E)$$

$$E = \frac{C_f}{p - C_{vu}}$$

De los pagos totales (60.353 €), los costes fijos (C<sub>f</sub>) representan 46.449 € y el variable (C<sub>v</sub>) 13.904 €, para producir 2.513 MWh. El coste variable unitario (C<sub>vu</sub>) que le supone esta generación es de 5,53 €/MWh. El precio final de la energía (p) a 60,13 €/MWh.

Figura 4.2 Punto de equilibrio



Fuente: Elaboración propia

Sustituyendo:

$$E = \frac{C_f}{p - C_{vu}} = \frac{46.449 \text{ €}}{60,13 \text{ €/MWh} - 5,53 \text{ €/MWh}} = 850,71 \text{ MWh}$$

Es decir, a partir de (E) 850,71 MWh se cubren los gastos.

#### 4.6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TARIFA

En este apartado se realiza un análisis de sensibilidad del VAN del proyecto ante variaciones en distintas variables. En primer lugar, se consideran dos escenarios pesimistas para los flujos de caja, uno que supone un descenso en la retribución

específica de un 10%, y, en segundo lugar, otro escenario límite, que supone un descenso en la retribución específica de un 20%. Los precios finales que salen son inferiores a comentados de 77,89 €/MWh, que sirvió de referencia en el 2012, en el primer caso es 58,22 y en otro 56,32 €/MWh.

Tabla 4.9 Flujo de caja de toda la vida regulatoria

<b>MWh</b>	<b>2.513</b>			
<b>Pm (€/MWh)</b>	41,05		41,05	41,05
<b>Re (€/MWh)</b>	19,08	90%	17,17	80%
<b>Retribución total (€/MWh)</b>	60,13		58,22	56,32
	<b>COBROS</b>	Euros	Euros	Euros
<b>Venta de Energía mercado</b>	103.175		103.175	103.175
<b>Retribución específica</b>	47.960		43.164	38.368
	<b>TOTAL COBROS</b>	<b>151.134,3</b>	<b>146.338</b>	<b>141.542</b>
	<b>PAGOS</b>			
<b>Gastos fijos</b>	13.241		13.241	13.241
<b>Impuestos canon a la Generación</b>	3.325		3.219	3.114
<b>Impuesto de sostenibilidad</b>	10.579		10.244	9.908
<b>Energía eléctrica</b>	649		649	649
<b>Teléfono e internet</b>	720		720	720
<b>Costes de operación</b>	547		547	547
<b>Mantenimiento</b>	1.094		1.094	1.094
	<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>30.156</b>	<b>29.714</b>	<b>29.273</b>
Gastos financieros a largo plazo	24.863		24.863	24.863
Comisiones bancarias a largo plazo	4.144		4.144	4.144
Gastos financieros a corto plazo	1.082		1.082	1.082
Comisiones bancarias a corto plazo	108		108	108
	30.197		30.197	30.197
<b>TOTAL GASTOS DEL PERÍODO</b>	107.711		107.270	106.829
Resultado previsto	43.423		39.068	34.714
<b>Impuesto sobre sociedades</b>	<b>10.856</b>		<b>9.767</b>	<b>8.678</b>
Resultado después de impuestos	32.567		29.301	26.035
	<b>Flujo de Caja</b>	<b>110.123</b>	<b>106.857</b>	<b>103.591</b>
<b>Desembolso inicial</b>	<b>-1.183.960</b>		<b>-1.183.960</b>	<b>-1.183.960</b>
<b>Flujo de Caja 1</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 2</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 3</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 4</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 5</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 6</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 7</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 8</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 9</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 10</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 11</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 12</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 13</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 14</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 15</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 16</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 17</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 18</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 19</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 20</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 21</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 22</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 23</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 24</b>	110.123		106.857	103.591
<b>Flujo de Caja 25</b>	110.123		106.857	103.591
<b>V.A.N. (7,503%)</b>	<b>43.251</b>		<b>6.854</b>	<b>-29.542</b>
<b>TIR</b>	<b>7,92%</b>		<b>7,569%</b>	<b>7,217%</b>

Fuente: Elaboración propia

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Los resultados de se muestran en la Tabla 4.9 y como se puede observar los flujos de caja que resultaron fueron: 110.123 €, 106.857 € y 103.591 €, respectivamente. En los dos primeros casos para una tasa del 7,503% el VAN es positivo, pero el tercero el VAN es negativo.

Además, si en la situación de partida hay una variación positiva en la tarifa de la retribución específica de un 1%, el VAN crece un 8,42% y la TIR crece 0,44% respecto del de la situación de partida. Por el contrario, si baja la retribución específica un 1%, el VAN decrece un 8,42% y la TIR decrece 0,44%.

## 5. CONCLUSIONES

Con los datos previos del análisis del sector de la energía se puede ver una evolución creciente en la alternativa renovable, y la que más crecimiento ha tenido ha sido la energía eólica. Sin embargo, debido al cambio climático la escasez de agua en los años próximos obligará a la racionalización del uso del agua, su almacenamiento, en las zonas altas por su menor impacto ambiental, y generar o almacenar energía con su trasiego entre embalses. Se ha ralentizado mucho la construcción de nuevos embalses en lo que va de siglo, comparado con el último medio siglo XX.

Se ha analizado el mercado eléctrico, la casación de la oferta y la demanda, la variación de la demanda a lo largo del día, y la evolución del precio.

En España, en la actualidad, el precio de la energía renovable resulta como suma de dos cantidades: el precio de mercado y la retribución específica. Esta última tiene dos componentes: una por la inversión en función de la potencia y otra por la explotación en función de la energía. También se consideran las horas de utilización y su distribución anual, a fin de premiar la regularidad. Todo esto para garantizar, en la actualidad, la rentabilidad razonable de la instalación sea del 7,503%.

La regulación en el sistema de facturación ha permitido la reducción del déficit de tarifa, pero también la descapitalización del sector hidroeléctrico ya que no se han realizado inversiones.

Con el análisis DAFO de las centrales hidroeléctricas se ha confirmado el interés, la actualidad y la oportunidad de un trabajo en este tema. Destacando las subastas de 5000 MW de potencia en centrales renovables.

Se analizó el sistema de tarifas de un cliente estándar de Baja Tensión (tarifa 2.0A) con la facturación de la central hidroeléctrica, resultado que la repercusión de la energía en Baja Tensión supone 233 €/MWh (0,233 €/kWh) mientras que en la central son 60 €/MWh.

En la central hidroeléctrica de este proyecto, situada en la localidad de Alar del Rey, sobre el río Pisuega se ha analizado utilizando las técnicas del VAN y la TIR concluyendo que es viable la rehabilitación de la central con una potencia de 343 kW, con un grupo de turbina de 10 m<sup>3</sup>/s, una producción de energía fluyente de 2.513 MWh, la garantía de la administración de la rentabilidad razonable con una TIR de 7,503% a 25 años.

Finalizada la vida regulatoria de 25 años, continuará la explotación con la tarifa de mercado hasta el final de la concesión a los 40 años. Los ingresos se reducen y el flujo de caja también pero el resultado es que con la ampliación del plazo la TIR resulta del 8,73%.

Por el método deductivo utilizado se han clasificado los años hidrológicos del río Pisuega en la estación de aforo de Alar del Rey en cinco categorías por la aportación de agua que ha pasado por su sección. Concluyendo que el 71% de los años son de los tipificados como normales o secos. La justificación de esta regularidad es la existencia del embalse de Aguilar aguas arriba de la estación de aforo. Finalmente se tomó un año tipo representativo del comportamiento del río en esta zona para los cálculos energéticos.

Elegido el régimen de caudales y las características del salto hidráulico se analizó el caudal que más producción daba que fue el de 13 m<sup>3</sup>/s, con una energía fluyente de 2.755 MWh y requería un desembolso inicial de 1.352.456 €.

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

El análisis de la normativa de las tarifas reguladas a la generación renovable ha dado como resultado dos conclusiones. La primera que se estable la rentabilidad razonable en todas las instalaciones en el 7,503%. La segunda que ante la situación de discrepancia entre el precio del mercado real y el precio establecido de mercado la legislación propone un valor de ajuste que en valor absoluto es menor que el valor absoluto de la diferencia citada, es decir, se minora el desvío.

Con el análisis del VAN se vio que la alternativa mejor era el grupo de 10 m<sup>3</sup>/s y se hizo una comparativa de la inversión, los flujos de caja y el incremento marginal del rango entre 1 hasta 20 m<sup>3</sup>/s.

Se ha analizado la sensibilidad del VAN y la TIR con la variación del término de la retribución específica concluyendo que una minoración de este término en menos del 88,1%, el VAN sería negativo y la TIR inferior a 7,503%.

Se calculó el punto muerto o punto de equilibrio del grupo de 10 m<sup>3</sup>/s y se precisan 850,71 MWh para cubrir los gastos de la central.

Este trabajo puede tener nuevas líneas de desarrollo para nuevos TFM en la búsqueda de optimizar la selección de los caudales del río, o la sensibilidad del VAN y la TIR a variaciones de los caudales anuales en todo el periodo de explotación.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

Aranda Sierra, J. R., 2014. *Minicentral hidroeléctrica El Pisón. Fase 1ª rehabilitación del grupo 80 kW*. Santander(Cantabria): Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

BOE, 2001. *Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas*, Madrid: Boletín Oficial del Estado.

BOE, 2016. *Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre sociedades*, Madrid: BOE.

Buenaventura, G., 2017. *BETAS POR SECTOR*, Colombia: Universidad ICESI.

Duero, C. H. d., 2013. *Datos registrados en la estación de aforo de Alar del Rey*. [En línea]

Available at: [http://hercules.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos\\_dia.asp?indroea=2024&ano\\_hidr=2007](http://hercules.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos_dia.asp?indroea=2024&ano_hidr=2007)

Duero, C. H. d., 2017. *CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DE CANONES Y TARIFAS*. [En línea]

Available at: <http://www.chduero.es/Inicio/Gesti%C3%B3ndelaCuenca/Usosdelagua/Tasasc%C3%A11nonesytarifas/CriteriosdeElaboraci%C3%B3n/tabid/710/Default.aspx>

[Último acceso: 1 Julio 2017].

Economista, E., 2017. *Bono Español 10 años*. [En línea]

Available at: <http://www.economista.es/bono/bono-espana-10-years>  
[Último acceso: 7 Julio 2017].

Español, O. d. M. I. d. E. P., 2017. <http://www.omie.es>. [En línea]

Available at: <http://www.omie.es/reports/#>  
[Último acceso: 6 Julio 2017].

Español, O. d. M. I. -. P., 2017. [www.omie.es](http://www.omie.es). [En línea]

Available at: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>  
[Último acceso: 29 Junio 2017].

Expansión, 2017. <http://www.datosmacro.com>. [En línea]

Available at: <http://www.datosmacro.com/prima-riesgo/espana>  
[Último acceso: 7 Julio 2017].

Explained, E. S., 2016. *Energy production, 2004 and 2014 (million tonnes of oil equivalent)* YB16. [En línea]

Available at: [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Energy\\_production,\\_2004\\_and\\_2014\\_\(million\\_tonnes\\_of\\_oil\\_equivalent\)\\_YB16.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Energy_production,_2004_and_2014_(million_tonnes_of_oil_equivalent)_YB16.png)

Galicia, E. D., 2017. *Economía Digital Galicia*. [En línea]

Available at: [http://galicia.economiadigital.es/directivos-y-empresas/ecologistas-feijoo-favores-villar-mir-centrales-xallas\\_405405\\_102.html](http://galicia.economiadigital.es/directivos-y-empresas/ecologistas-feijoo-favores-villar-mir-centrales-xallas_405405_102.html)

IDAE, 2017. *Indicadores de detalle (2015)*, Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Melfosur, 2017. <http://www.melfosur.es/seguridad/>. [En línea]

Available at: [https://www.google.es/search?q=cinco+reglas+de+oro&newwindow=1&rlz=1C1RNPNenES377&source=Inms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwig04PpuN7UAhWIPBoKHQpNBPEQ\\_AUICigB&biw=1152&bih=779#q=cinco+reglas+de+oro&newwindow=1&tbn=i](https://www.google.es/search?q=cinco+reglas+de+oro&newwindow=1&rlz=1C1RNPNenES377&source=Inms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwig04PpuN7UAhWIPBoKHQpNBPEQ_AUICigB&biw=1152&bih=779#q=cinco+reglas+de+oro&newwindow=1&tbn=i)

## EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

sch&tbs=isz:l&imgrc=bOXgYFrDPd7qmM:  
[Último acceso: 27 Junio 2017].

Ministerio de Agricultura y Pesca, A. y. M. A., 2011. *APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS*, Madrid: [www.mapama.gob.es](http://www.mapama.gob.es).

MINISTERIO DE ENERGÍA, T. Y. A. D., 2017. *Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo*, Madrid: BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

Ministerio de Energía, T. y. A. d., 2017. *Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, ...*, Madrid: BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO.

MONFORTE, E. L. G. y. C., 2016. Endesa prevé cerrar sus centrales de carbón nacional en 2020. *Cinco Días*, 23 Noviembre.

Ojeda, L., 2016. *El periodico de la Energía*. [En línea] Available at: <http://elperiodicodelaenergia.com/todas-las-centrales-hidroelectricas-pasaran-a-pertenecer-al-estado-cuando-finalicen-las-concesiones-a-las-electricas/>

REE, 2017. *Red Eléctrica de España*. [En línea] Available at: <https://demanda.ree.es/demanda.html>  
[Último acceso: 7 Julio 2017].

REE, R. E. d. E., 2017. *Series estadísticas nacionales*. [En línea] Available at: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol>

REE, R. E. d. E., 2017. *www.ree.es*. [En línea] Available at: <https://demanda.ree.es/demanda.html>

SAIH-ROEA, R. i., 2013. *www.saihduero.es*. [En línea] Available at: <http://sig.mapama.es/redes-seguimiento/visor.html?herramienta=Aforos>  
[Último acceso: 1 Julio 2017].

Sociedad, E. y., 2011. *Manual de energía*. [En línea] Available at: [http://www.energiaysociedad.es/manenergia/5-3-contribucion-del-sector-electrico-y-gasista-a-la-sociedad/#\\_ftn128](http://www.energiaysociedad.es/manenergia/5-3-contribucion-del-sector-electrico-y-gasista-a-la-sociedad/#_ftn128)