



universidad
de león



Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Trabajo de Fin de Máster

ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN
DE HIDROCHAR ACOPLADA A UNA ESTACIÓN FOTOVOLTAICA

FEASIBILITY ANALYSIS OF A HYDROCHAR PRODUCTION
PLANT COUPLED TO A PHOTOVOLTAIC FACILITY

Autor: Raúl Díez Riesco
Tutor: Roberto López González

(Diciembre, 2021)

UNIVERSIDAD DE LEÓN
Escuela de Ingenierías Industrial, Informática y Aeroespacial

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
Trabajo de Fin de Máster

ALUMNO: Raúl Diez Riesco

TUTOR: Roberto López González

TÍTULO: Análisis de la viabilidad de una planta de producción de hidrochar acoplada a una estación fotovoltaica

TITLE: Feasibility analysis of a hydrochar production plant coupled to a photovoltaic facility

CONVOCATORIA: Diciembre, 2021

RESUMEN:

Tras los resultados publicados acerca de la viabilidad económica de una planta de hidrochar acoplada y sin acoplar a un ciclo de Rankine, se realiza un análisis de la variación de dicha viabilidad al incorporar una estación fotovoltaica teniendo en cuenta diversos escenarios: variación en la potencia instalada, uso de tecnología de ejes fija o móvil, análisis de la sensibilidad al precio de la energía eléctrica, etc. Una vez obtenidos los costes asociados, las subvenciones de los gobiernos competentes y las retribuciones por la venta de la energía producida por la planta fotovoltaica para cada escenario, se analiza su viabilidad en términos de los cambios del Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los resultados para los escenarios propuestos para la planta de hidrochar sin acoplar a ciclo de Rankine mantienen la viabilidad del proyecto inicial, pero en el caso de la planta de hidrochar acoplada a ciclo de Rankine, la mejora en la TIR indica que el proyecto, inicialmente no viable se vuelve económicamente interesante, mostrando una opción factible para la producción de energía eléctrica a partir de energías renovables.

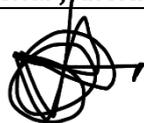
ABSTRACT:

Following the results published on the economic viability of a hydrochar plant coupled and uncoupled to a Rankine cycle, an analysis is made of the variation of this viability by incorporating a photovoltaic station taking into account different scenarios: variation in installed power, use of fixed or mobile axis technology, analysis of the sensitivity to the price of electricity, etc. Once the associated costs, the subsidies from the competent governments and the remuneration for the sale of the energy produced by the photovoltaic plant have been obtained for each scenario, its viability is analysed in terms of changes in the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR).

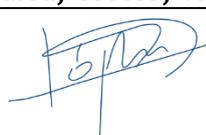
The results for the scenarios proposed for the hydrochar plant without coupling to Rankine cycle maintain the viability of the initial project but in the case of the hydrochar plant coupled to Rankine cycle, the improvement in the IRR indicates that the project, initially not viable, becomes economically interesting, showing a feasible option for the production of electricity from renewable energies.

Palabras clave: hidrochar, dióxido de carbono, fotovoltaica, costes, viabilidad.

Firma del alumno:



VºBº Tutor/es:





Índice de contenidos

1.	Introducción	8
1.1.	<i>CO₂ y Sostenibilidad</i>	8
1.2.	<i>Problema de sobrepoblación</i>	16
1.3.	<i>Soluciones globales frente al cambio climático actuales. La situación en España</i>	19
2.	Carbonización hidrotermal	23
2.1.	<i>El concepto de biomasa</i>	23
2.2.	<i>Carbonización hidrotermal (HTC)</i>	25
2.3.	<i>Materias primas y proceso industrial</i>	27
2.3.1.	<i>Materias primas</i>	27
2.3.2.	<i>Descripción del caso 1; obtención y venta de hidrochar</i>	30
2.3.3.	<i>Descripción del caso 2; obtención y venta del hidrochar y quemado de poda de olivo con ciclo de Rankine</i>	33
2.4.	<i>Objetivo del Trabajo de Fin de Máster</i>	37
2.4.1.	<i>Objetivo del trabajo</i>	37
2.4.2.	<i>Casos analizados</i>	37
2.4.3.	<i>Hipótesis de partida</i>	38
2.4.4.	<i>Principales asunciones de partida</i>	38
3.	Instalación Fotovoltaica	41
3.1.	<i>Escenario 1: Potencia de 10,8 MWp fija</i>	44
3.2.	<i>Escenario 2: Potencia de 27 MWp fija</i>	46
3.3.	<i>Escenario 3: Potencia de 10,8 MWp con libertad de movimiento en los 2 ejes</i>	48
3.4.	<i>Escenario 4: Potencia de 27 MWp con libertad de movimiento en los 2 ejes</i>	50
4.	Costes asociados a la instalación	52
4.1.	<i>Central fotovoltaica; Partes y costes asociados</i>	53
4.2.	<i>Ayudas y subvenciones</i>	63
4.3.	<i>Venta de la energía sobrante</i>	68
5.	Resultados y conclusiones	81
5.1.	<i>Resultados del caso 1: modificaciones de la planta de producción de hidrochar sin ciclo Rankine</i>	82



5.2. Resultados del caso 2: modificaciones de la planta de producción de hidrochar con ciclo Rankine	83
5.3. Sensibilidad de la TIR al precio de la energía eléctrica	84
5.4. Conclusión final	85
Referencias	86



Índice de figuras

<i>Figura 1.1 Balance global de la masa de los glaciares en los últimos 70 años. (Fuente [2])</i>	9
<i>Figura 1.2 Progresión del nivel del mar global. (Fuente [2])</i>	9
<i>Figura 1.3 Diferencia de precipitación entre los meses de enero y septiembre de 2021 con respecto a 1951-2000. (Fuente [2])</i>	11
<i>Figura 1.4 Relación del aumento de la temperatura global del planeta con el aumento del CO₂ presente en la atmósfera en los últimos años. (Fuente [5])</i>	12
<i>Figura 1.5 Relación del aumento de la temperatura global del planeta con el aumento del CO₂ presente en la atmósfera con el paso de los años (Fuente [8])</i>	14
<i>Figura 1.6 Variaciones de los movimientos de la Tierra en los últimos miles de años. (Fuente [10])</i>	15
<i>Figura 1.7 Variación del consumo de las fuentes de energía en los últimos 200 años (Fuente [11])</i>	17
<i>Figura 1.8 Variación del consumo de las fuentes de energía en los últimos 20 años, con previsiones futuras 30 años vista. (Fuente [12])</i>	17
<i>Figura 1.9 Evolución de la generación energética en España por tecnologías en los últimos 5 años. (Fuente [18])</i>	21
<i>Figura 2.1 Ciclo de la biomasa. (Fuente [20])</i>	24
<i>Figura 2.2 Proceso de la carbonización hidrotermal (Fuente [21])</i>	25
<i>Figura 2.3 Esquema del caso 1, en el cual la poda de olivo y el compost se usan para producir un carbón vegetal que se introduce directamente en el mercado para su venta. (Fuente [23])</i>	30
<i>Figura 2.4 Esquema de la instalación del caso 1 para la producción del hidrochar y posterior venta. (Fuente [23])</i>	32
<i>Figura 2.5 Esquema del caso 2, en el cual el hidrochar resultante se dispone a la venta y parte de la poda de olivo se quema en un ciclo de Rankine (Fuente [23])</i>	33
<i>Figura 2.6 Esquema de instalación del caso 2 para la producción del hidrochar, donde se integra un ciclo de Rankine para la combustión de uno de los componentes que forman el hidrochar, en concreto la poda de olivo. (Fuente [23])</i>	35
<i>Figura 2.7 Valor actual neto de todos los casos expuestos tras un estudio de viabilidad económica a 20 años vista (Fuente [23])</i>	37
<i>Figura 3.1 Emplazamiento de la instalación fotovoltaica, colindante con las instalaciones del HTC. (Fuente [27])</i>	41
<i>Figura 3.2 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 10,8 MWp fija. (Fuente [29])</i>	45



<i>Figura 3.3 Irradiación mensual sobre el plano fijo establecido en la simulación para la instalación de 10,8 MWp fija. (Fuente [29])</i>	45
<i>Figura 3.4 Irradiación mensual sobre el plano fijo establecido en la simulación para la instalación de 10,8 MWp fija. (Fuente [29])</i>	47
<i>Figura 3.5 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 27 MWp fija. (Fuente [29])</i>	47
<i>Figura 3.6 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 10,8 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])</i>	49
<i>Figura 3.7 Irradiación mensual establecido en la simulación para la instalación de 10,8 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])</i>	49
<i>Figura 3.9 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 27 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])</i>	51
<i>Figura 3.8 Irradiación mensual establecido en la simulación para la instalación de 27 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])</i>	51
<i>Figura 4.1 Costes asociados a instalaciones fotovoltaicas y promedios ponderados en EE.UU. según año y potencia instalada. (Fuente [32])</i>	52
<i>Figura 4.2 Ejemplo conexión módulos conectados en serie (string) a caja string CC. (Fuente [33])</i>	56
<i>Figura 4.3 Casación de la energía por parte de los compradores y los generadores de energía. (Fuente [37])</i>	72
<i>Figura 4.4 Identificación de fuentes de energía /ofertas de compra en las gráficas de casación de la energía. (Fuente [37])</i>	73
<i>Figura 4.5 Desplazamiento del punto de casación de la energía. (Fuente [37])</i>	74
<i>Figura 4.6 Curvas reales de casación de oferta y demanda del día 8 de enero de 2021, para las 12 a.m. (Fuente [38])</i>	75
<i>Figura 4.7 Curvas reales de casación de oferta y demanda del día 30 de enero de 2021, para las 12 a.m. (Fuente [38])</i>	76
<i>Figura 4.8 Precio final anual del mercado libre entre los años 2009 -2020. (Fuente [38])</i>	78
<i>Figura 5.1 VAN y TIR de todos los escenarios comparados con los iniciales. (Fuente [Elaboración propia]).</i>	81
<i>Figura 5.2 Precio mínimo de venta de la energía para que cada escenario sea rentable con un beneficio del 10%. (Fuente [Elaboración Propia])</i>	84



Índice de tablas

<i>Tabla 2.1 Relación H/C O/C de ciertas sustancias tras haberse realizado HTC. (Fuente [22])</i>	26
<i>Tabla 2.2 Propiedades físicas y químicas de las materias primas. (Fuente [23])</i>	29
<i>Tabla 3.1 Valores nominales del panel solar fotovoltaico. (Fuente [29])</i>	43
<i>Tabla 3.2 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 10,8 MWp. (Fuente [29])</i>	44
<i>Tabla 3.3 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 27 MWp fija. (Fuente [29])</i>	46
<i>Tabla 3.4 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 10,8 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])</i>	48
<i>Tabla 3.5 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 27 MWp con movilidad en los dos ejes. (Fuente [29])</i>	50
<i>Tabla 4.1 Costes asociados al escenario 1 (Potencia 10,8 MWp Fija). (Fuente [Elaboración propia])</i>	60
<i>Tabla 4.2 Costes asociados al escenario 2 (Potencia 27 MWp Fija). (Fuente [Elaboración propia])</i>	61
<i>Tabla 4.3 Costes asociados al escenario 3 (Potencia 10,8 MWp con libertad en ambos ejes). (Fuente [Elaboración propia])</i>	62
<i>Tabla 4.4 Costes asociados al escenario 4 (Potencia 27 MWp con libertad en ambos ejes). (Fuente [Elaboración propia])</i>	63
<i>Tabla 4.5 Subvenciones para todos los casos de estudio en el proyecto. (Fuente [Elaboración propia]).</i>	67
<i>Tabla 4.6 Estimación de precios actuales de coste de la energía solar.</i>	77
<i>Tabla 4.7 Retribución de la energía generada que se destina a la red eléctrica. (Fuente [Elaboración propia])</i>	79



1. Introducción

1.1. CO₂ y Sostenibilidad

En el siglo XXI y, enfatizando aún más, en estos últimos años, se ha visto como la temperatura global de la superficie de La Tierra medida a través de estaciones meteorológicas repartidas por todo el mundo ha aumentado de manera preocupante. Los valores de estas medidas pueden contrastarse con las registradas por los satélites. Otro indicador alarmante es la elevación de las de temperatura de los océanos [1], confirmándose una tendencia global ascendente. Este incremento anómalo en las temperaturas se puede ver reflejado en los siguientes fenómenos medioambientales que cada día se producen con una mayor frecuencia e intensidad:

- **Disminución de la extensión del hielo ártico** que se mantiene congelado en los meses de invierno. En las dos últimas décadas los glaciares situados en América del Norte han disminuido su masa, agravándose esto aún más en los últimos cinco años. En el mes de agosto de 2021, se produjo un valor de temperatura del aire por encima del nivel de congelación del agua a causa de lluvias en el punto más elevado del manto de hielo de Groenlandia, hecho que nunca antes había ocurrido [2]. Esta tendencia puede observarse en la figura 1.1, donde se aprecia como en los últimos años ha habido pérdidas de masa de hielo ártico próximas a 1200 kg/m².

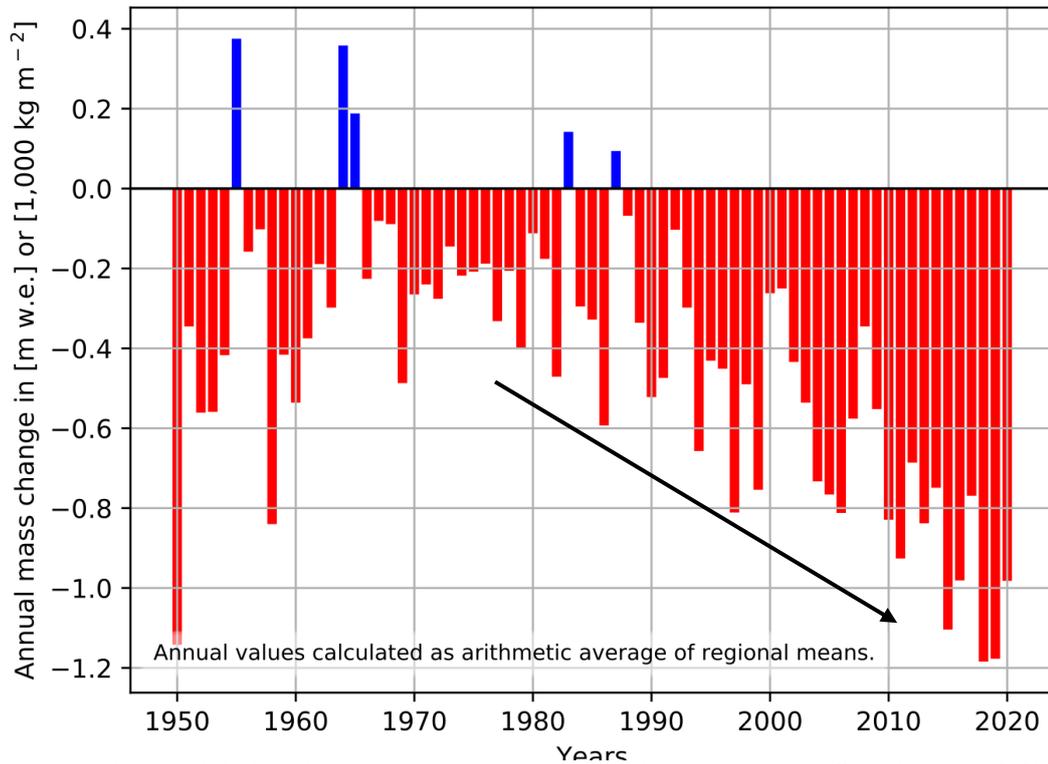


Figura 1.1 Balance global de la masa de los glaciares en los últimos 70 años. (Fuente [2])

La disminución de la masa de agua helada lleva consigo un aumento del nivel del mar, así como otros fenómenos medioambientales negativos, como la disminución del agua dulce disponible o el cambio en las mareas de los océanos [2].

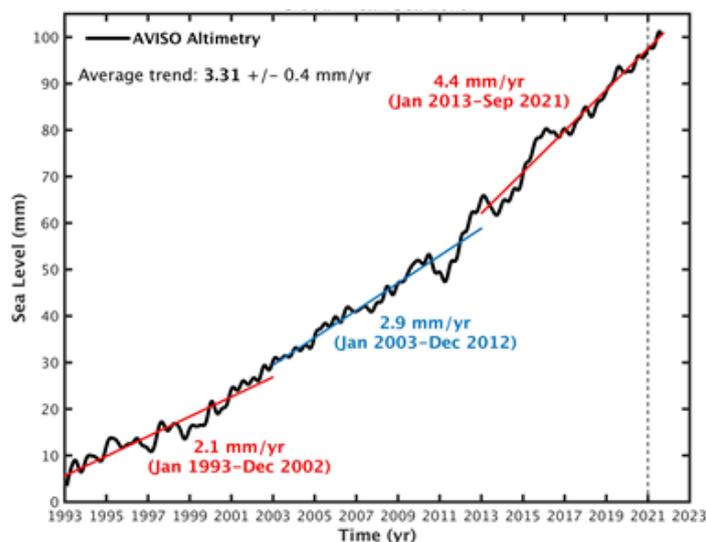


Figura 1.2 Progresión del nivel del mar global. (Fuente [2])

En la figura 1.2. se puede apreciar como en los últimos años el nivel del mar ha aumentado significativamente con respecto a las medidas registradas en años previos. El motivo principal se debe al deshielo comentado previamente.

- **Propagación de enfermedades** en lugares donde no se producirían normalmente.
 - **Aparición de fenómenos meteorológicos extremos** que pueden desarrollar los siguientes sucesos:
 - Grandes sequías con el consiguiente aumento de incendios como el producido en el norte de California el 13 de julio de este año, quemando casi 400.000 hectáreas, y siendo el mayor incendio registrado hasta la fecha en ese estado.
 - Periodos de calor más prolongados y fuertes. En el mes de agosto de 2021 en ciudades como Sicilia (Italia), Montoro (España) o Kairouan (Tunez), se han registrado valores de temperatura récord nunca antes recogidos, llegando hasta casi los 50°C [2].
 - Grandes precipitaciones, o incluso desastres naturales. A lo largo del mes de julio de 2021 se registró un total de 201,9 milímetros de lluvia en 1 hora en la ciudad de Zhengzhou (China) [2]. Otras ciudades europeas de países como Alemania o Bélgica sufrieron grandes precipitaciones que conllevaron severos deslizamientos de Tierra, destrozando los pueblos y ciudades afectadas [2].
- En la figura 1.3. se observan las variaciones de las precipitaciones entre los meses de enero y septiembre de 2021, frente a las producidas en la segunda mitad del siglo XX. Se puede destacar un aumento considerable en gran parte de Asia, Centro Europa y en el norte de Sudamérica.

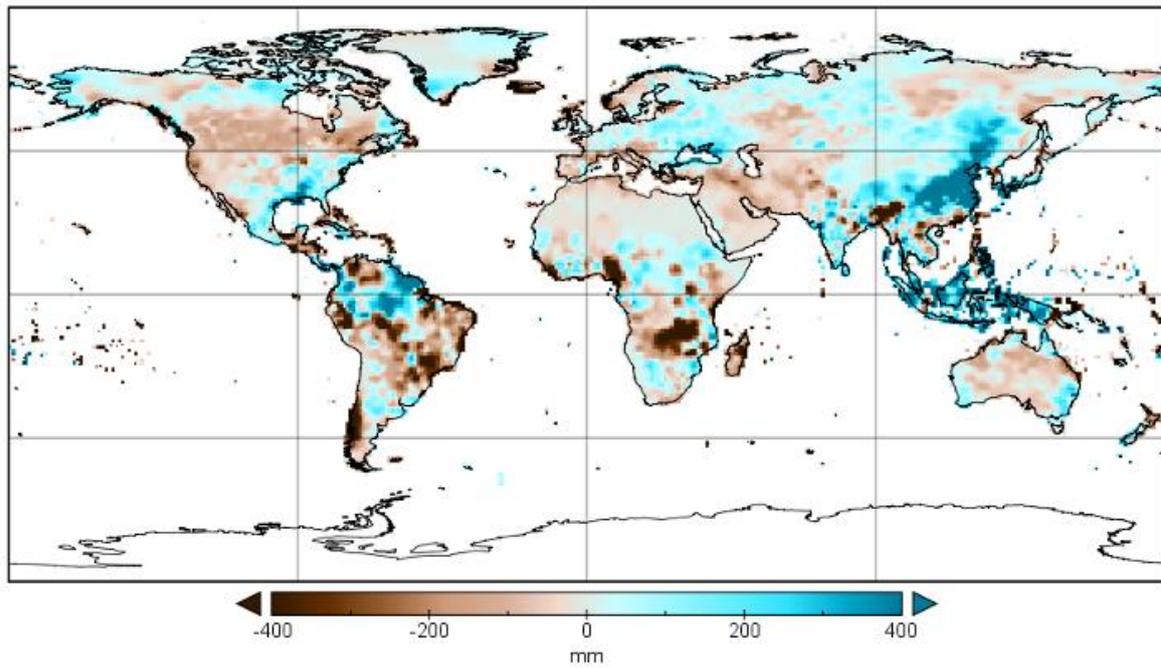


Figura 1.3 Diferencia de precipitación entre los meses de enero y septiembre de 2021 con respecto a 1951-2000. (Fuente [2])

- **Extinción de especies** existentes en los climas polares, tales como los osos polares de algunas regiones de Alaska y Rusia, donde se ha registrado un descenso de la población de entre el 25 y 50%. Se estima que en no más de 20 años comiencen a tener serios problemas de alimentación y reproducción [3].
- **Repercusiones socioeconómicas y medioambientales.** Tras un supuesto bombardeo de Marruecos que provocó la muerte de 3 civiles argelinos, estos han roto sus relaciones diplomáticas y con ellas el suministro de gas natural que los argelinos destinaban a Marruecos. El gas se conduce por el gaseoducto de Magreb, el cual comienza en Argelia, pasando por Marruecos y recorriendo el estrecho hacia la península ibérica. Todo ello genera un problema de suministro, dado que a través de ese gaseoducto llegaba el 22% de las importaciones de gas del País [4].

La causa fundamental del aumento de la temperatura, coincidente con el inicio de la revolución industrial, es la quema de materia orgánica y combustibles fósiles, lo que ha conllevado la producción y **emisión masiva de gases de efecto invernadero**, como por ejemplo el CO₂. Emisión descontrolada de CO₂ y aumento de temperatura global son dos conceptos ampliamente relacionados. Actualmente, la concentración de CO₂ global en la atmósfera ha llegado a las 400 ppm, un hecho que no ha ocurrido nunca en la historia. Observando la figura 1.4, se aprecia como este aumento de concentración se ha reflejado en un aumento de la temperatura media del planeta de 0,9°C respecto de la época preindustrial hasta 2015 [5].

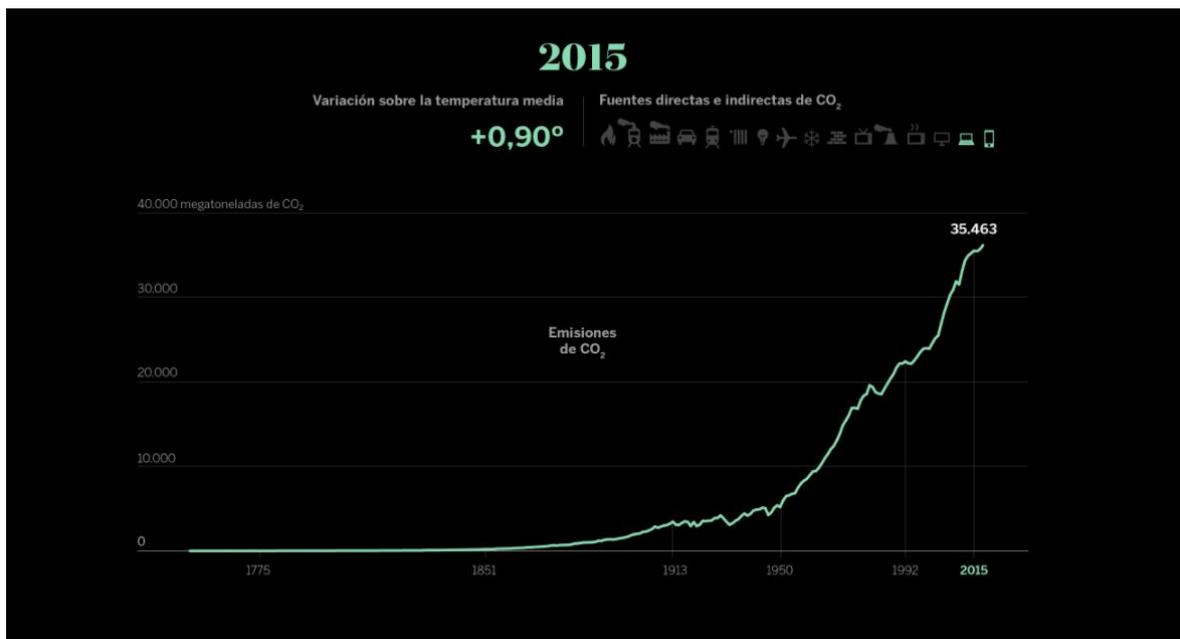


Figura 1.4 Relación del aumento de la temperatura global del planeta con el aumento del CO₂ presente en la atmósfera en los últimos años. (Fuente [5])

Los **principiantes causantes de la liberación de gases de efecto invernadero** son los siguientes [6]:

- **Quema de combustibles fósiles**, tales como carbón, petróleo y gas.



- **Deforestación**, eliminando así uno de los procesos naturales de eliminación del CO₂ de la atmosfera gracias a la fotosíntesis.
- **Explotaciones ganaderas**. Animales como vacas, pollos, cerdos ovejas e incluso termitas son productoras de CH₄.
- **Fertilizantes con altos niveles de N**.
- **Emisiones de gases fluorados**.

De forma mayoritaria, el CO₂ proviene de la quema de combustibles fósiles por particulares, automóviles e instalaciones industriales. Los combustibles fósiles pueden definirse como el conjunto de materiales de origen biomásico que se han mantenido enterrados durante millones de años bajo unas condiciones de presión y temperatura adecuadas, en connivencia con la falta de O₂, y han sido descompuestos de forma natural durante todo ese tiempo. Estas transformaciones han dado origen a sustancias con un contenido energético sustancioso, como el carbón, el petróleo o el gas natural. Estos combustibles son no renovables, puesto que se están utilizando a un ritmo mucho mayor de la tasa de velocidad a la que se generan.

Adicionalmente, el CO₂ produce que la radiación infrarroja que es reflejada por la superficie terrestre y que debería escapar hacia el espacio, se ve absorbida por las moléculas de CO₂ de la atmósfera (principalmente de la troposfera, donde la concentración de CO₂ y otros gases de efecto invernadero es mayor), elevando así sus energías interna y cinética y provocando un aumento de la temperatura global del planeta [6]. Revisando la temperatura media de la Tierra desde los registros más antiguos, se observa que, a lo largo de la historia, el clima se ha comportado de manera cíclica, con subidas y bajadas de temperatura considerables. Ello puede llevar a pensar que el aumento actual de la temperatura global del planeta puede deberse a un conjunto de fenómenos tales como el efecto invernadero, el Sol y las radiaciones cósmicas, y la propia órbita del planeta [7].

De todas ellas, una que posee una relevancia sustancial es la llegada de radiación cósmica y su interacción con la radiación procedente del Sol. En la literatura científica se ha descrito que existe una relación entre la temperatura global de la Tierra y la actividad Solar, la cual se puede determinar mediante las consecuencias de la llegada de rayos cósmicos a la Tierra. Esta radiación transforma átomos de ^{12}C en sus isótopos de ^{14}C , que es absorbido por las plantas a través de sus raíces y, por medio de la fotosíntesis, se integra en los tejidos vegetales. Cuando la actividad Solar es alta, los rayos del Sol hacen de pantalla frente a los rayos cósmicos, provocando que se formen menos isótopos de ^{14}C . Una consecuencia de este fenómeno se puede visualizar en los colores de los anillos de los troncos de los árboles (ver figura 1.5).

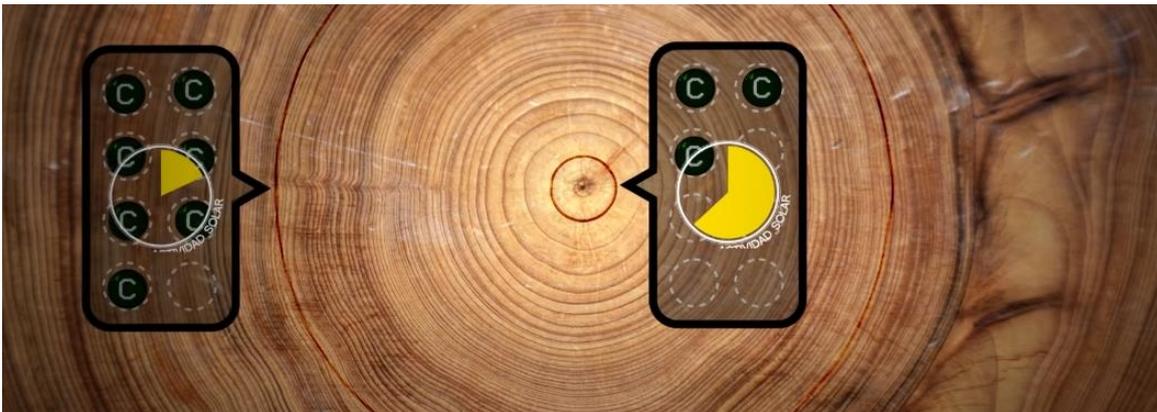


Figura 1.5 Relación del aumento de la temperatura global del planeta con el aumento del CO_2 presente en la atmósfera con el paso de los años (Fuente [8]).

Gracias al fenómeno anterior, podemos estimar la actividad Solar de los últimos 11000 años. [8] En ella se pueden observar una serie de ciclos, y de todos ellos, los de mayor consideración son los que se producen cada 200 años aproximadamente, coincidentes con hechos de la historia conocidos como la pequeña Glaciación, precedida de un periodo contrariamente caluroso conocido como óptimo climático medieval [9]. Siguiendo la periodicidad de estos ciclos, en estos periodos

deberíamos encontrarnos en un estado de valle, es decir, que actualmente nos encontramos en un punto donde la temperatura de la Tierra debería de estar disminuyendo, cuando no es así. Ello remarca aún más si cabe el efecto antropológico de la elevación de la temperatura de la Tierra, tanto en su superficie como en la troposfera.

Por otra parte, es científicamente conocido que la órbita de la Tierra tiene un efecto en la temperatura del planeta [10]. Los movimientos de la Tierra se resumen en los siguientes.

1. El giro de la Tierra alrededor del Sol de manera elíptica, el cual provoca el cambio de estaciones.
2. El cambio y precesión del eje de la Tierra.
3. El cambio de excentricidad de la elipse.

La variación de estos movimientos se denomina "Ciclos de Milankovic" (ver figura 1.6), los cuales están relacionados con el clima de la Tierra. El cambio de excentricidad de la Tierra ha determinado las grandes glaciaciones de los últimos siglos, mientras que los otros dos movimientos han determinado la cantidad de hielo que se producía en dicha glaciación [10].

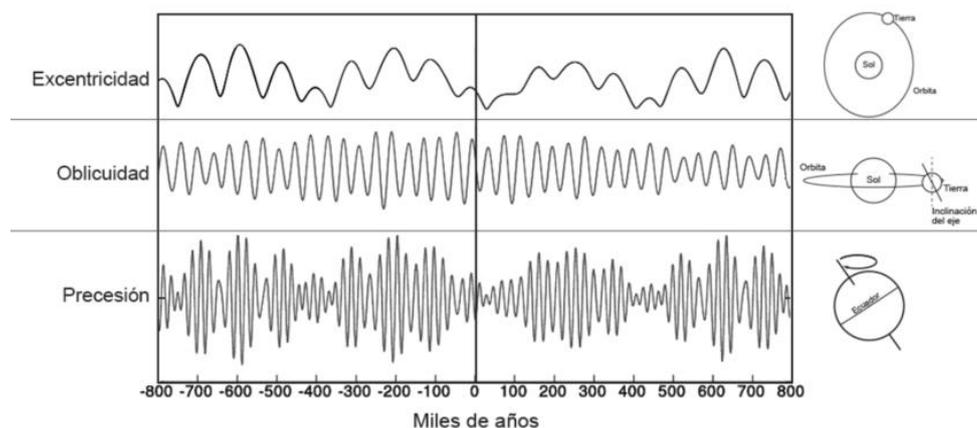


Figura 1.6 Variaciones de los movimientos de la Tierra en los últimos miles de años. (Fuente [10])



Pero lo importante de estos ciclos es que todos ellos se producen a través de miles de años y de manera periódica, por lo cual no se pueden relacionar con la elevación de temperatura que se está registrando en los últimos años en la Tierra si no se considera el efecto antropogénico de la misma.

La conclusión es que nos encontramos en un punto de no retorno. Un momento en el cual se debe actuar de manera rápida y eficaz para evitar que llegue el momento en que la vida en la Tierra sea prácticamente imposible tal y como la conocemos hoy.

1.2. Problema de sobrepoblación

Si hablamos del aumento de las emisiones del CO₂ en el planeta Tierra, se debe hacer mención a otro gran problema: el crecimiento exponencial de la población mundial, que está íntimamente relacionado con las emisiones de gases de efecto invernadero.

Un mundo cuyo modelo económico global se relaciona con un elevado consumo, en crecimiento constante, de bienes y servicios, se traduce en un uso intensivo de materias combustibles para la generación de la energía que la nueva población demanda. Ello conlleva inexorablemente un aumento de la concentración de CO₂ del planeta. Actualmente, el ser humano se encuentra sometido al uso insostenible de los combustibles fósiles. Para hacernos una idea actual y futura de este conflicto, se puede observar la figura 1.7, donde se ilustra el crecimiento energético en los últimos 200 años, hasta el año 2000 [11]. Por contraste, en la figura 1.8 vemos la evolución energética en los últimos 20 años y con posibles previsiones hasta el 2050.

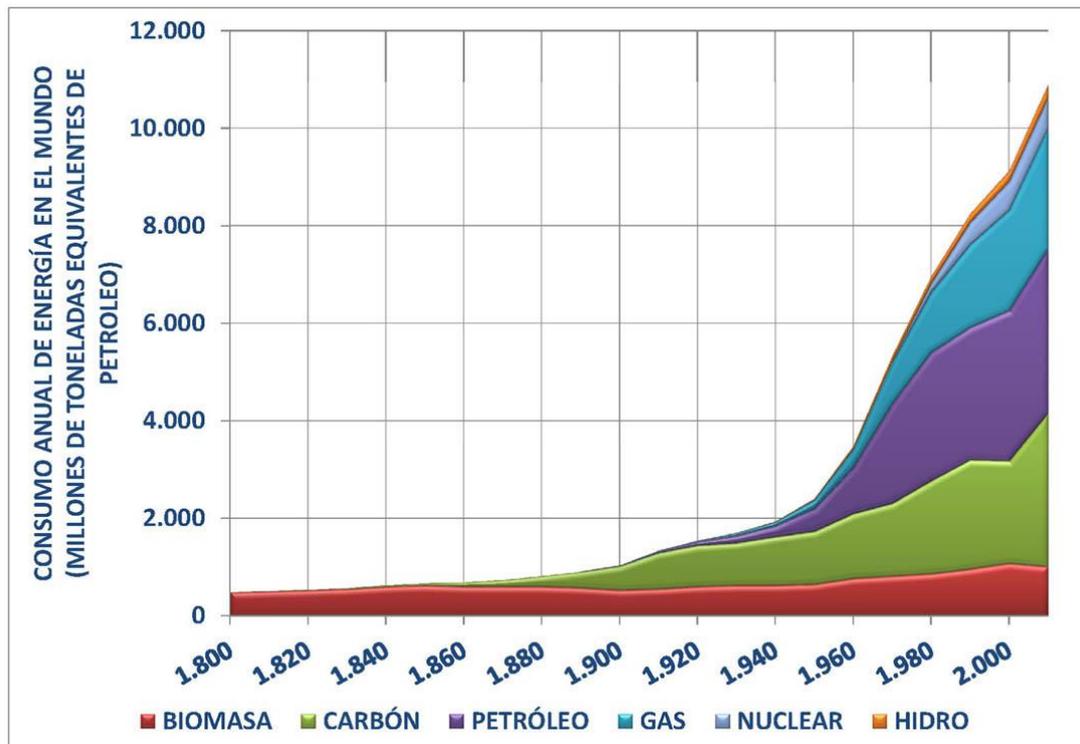


Figura 1.7 Variación del consumo de las fuentes de energía en los últimos 200 años (Fuente [11])

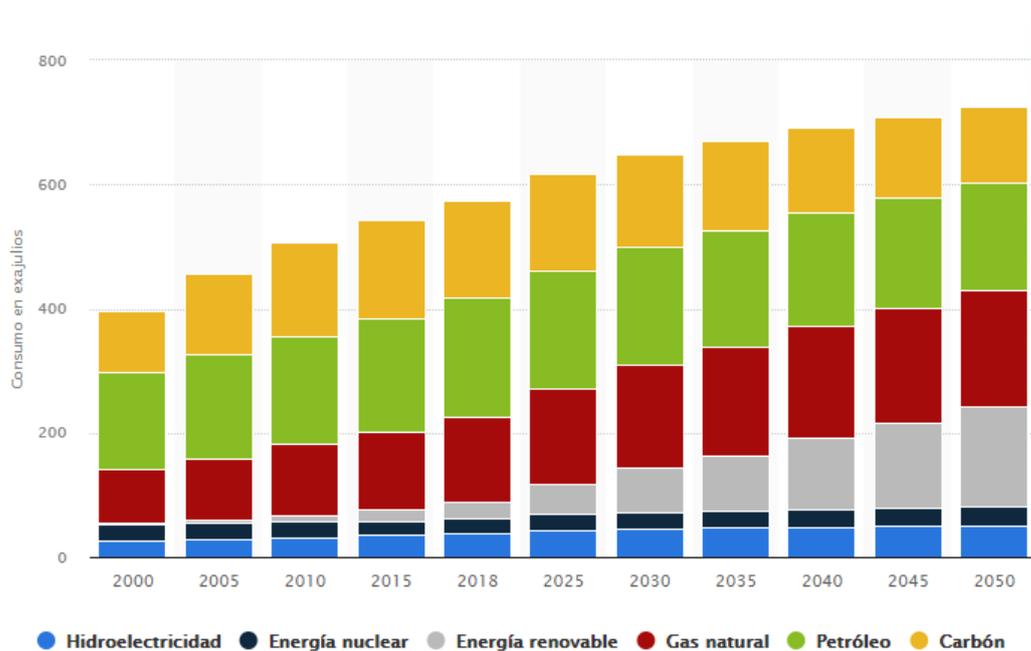


Figura 1.8 Variación del consumo de las fuentes de energía en los últimos 20 años, con previsiones futuras 30 años vista. (Fuente [12])



Tras la revolución industrial, el carbón comenzó a ser una materia prima muy relevante a nivel energético, y una de las fundamentales para la generación de energía entre los años 1860 hasta nuestros días. Aunque el primer pozo de petróleo moderno se construyó en el año 1859 [13], el petróleo no se convirtió en una fuente de energía relevante a nivel mundial hasta unas décadas después a causa de las primeras industrias con el petróleo como fuente de energía, la comercialización y venta de los de los vehículos a gran escala impulsados por motores de explosión y combustión, realizados por Daimler y Diesel a finales del siglo XIX, y la aparición del ferrocarril y otros medios de transporte impulsados por este combustible fósil [13].

Como consecuencia de todo ello, hemos llegado a un consumo anual de energía que supera los 12000 millones de toneladas equivalentes de petróleo [11], un valor cuya proyección futura es creciente. Este comportamiento creciente se basa en la actual demanda de energía y, por consiguiente, la gran dependencia energética de los combustibles fósiles debido a su alto poder calorífico [14]. En la figura 1.8, para el momento actual, se empieza a ver un pequeño aumento de las energías renovables con respecto a la estabilización y un ligero decrecimiento de energías como carbón y petróleo. No obstante, hay que tener en cuenta que ese aumento de energías renovables aparece como consecuencia de que se prevé una mayor demanda energética a nivel mundial, que, a día de hoy, no se puede cubrir únicamente con energías renovables.

Dada esta gran dependencia energética que existe en la actualidad, se estima que el petróleo y el gas natural se agotarán en no más de 80 años. Si consideramos únicamente el petróleo, el tiempo se reduce hasta los 40-50 años. En cambio, el carbón tiene unas reservas estimadas en unos 200 años al ritmo de consumo actual. No obstante, puede que la elevación del precio de la energía eléctrica actual haga que haya yacimientos que, no siendo económicamente explotables hace unos años,



devengan en interesantes desde el punto de vista económico en un futuro próximo [15].

Por otra parte, estos valores de duración estimados se pueden ver reducidos por el exponencial crecimiento de la población mundial, que pronostican un valor de 9700 millones de personas para mitad del siglo XXI e incluso sobrepasar la barrera de los 11000 millones al inicio del siglo XXII. [15]

En definitiva, toda la información presentada anteriormente apunta hacia un **modelo energético insostenible a corto-medio plazo**, que solo puede resolverse mediante la intervención de otras fuentes de energía menos contaminantes y de carácter renovable.

1.3. Soluciones globales frente al cambio climático actuales. La situación en España

En fechas recientes, en la cumbre del clima 2021 (COP26) celebrada en Glasgow (Reino Unido), se ha llegado a la conclusión de que perpetuar un modelo energético basado en el uso de combustibles fósiles es una distracción inoperante. Se ha comprobado que los objetivos que se han planteado en otras cumbres realizadas (Cumbre de Paris, entre otras) para aminorar las consecuencias del cambio climático aún se encuentran lejos de cumplirse [16].

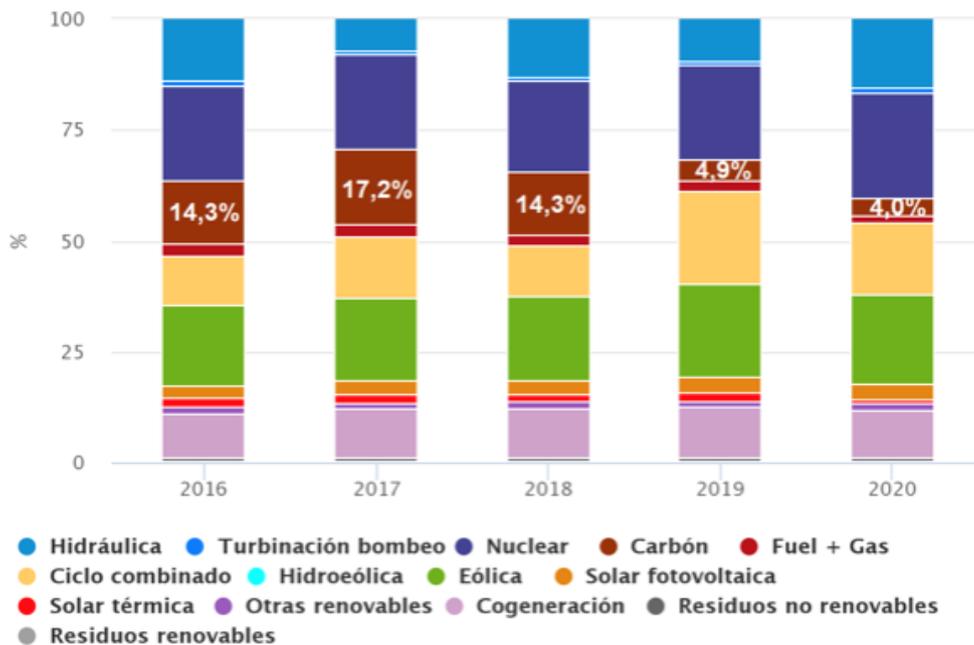
En la COP26 se ha pretendido dar a conocer la necesidad de una actuación rápida y eficaz hacia un mundo con una economía neutra en carbono, llevando a cabo lo que se conoce como una *descarbonización de la economía*, que solo puede ser posible mediante la cooperación de los países más contaminantes de todo el mundo. Algunos de los mensajes más destacados de dicha conferencia son los siguientes [17]:



- Es necesario la aprobación de **medidas equilibradas** que puedan ser concordantes con lo establecido en el Acuerdo de París y permita llegar a los objetivos establecidos de la ONU. Esto implica que todos los países deben ajustarse a las emisiones impuestas por los gobiernos, y buscar las emisiones netas nulas, estableciendo marcos regulatorios para crear entornos que puedan apoyar y fomentar todo tipo de inversiones cuya finalidad sea aplicar soluciones climáticas en cualquier sector.
- Se debe proporcionar toda **ayuda posible** a las **sociedades y economías para la rápida adaptación** a las estrategias necesarias para reducir el cambio climático.
- **La transición energética desde energías contaminantes a energías renovables** debe aprovechar la reducción de costes actuales y las mejoras tecnológicas en tanto al almacenamiento energético.
- Debe acelerarse la transición hacia **vehículos que no emitan emisiones de carbono** a la atmósfera.
- **La ayuda de los gobiernos** que puedan facilitar **inversiones** para llevar a cabo los puntos anteriores es un aspecto crítico para el éxito de la transición energética.
- La **descarbonización de la economía global requerirá de un impulso a la I+D** mediante un compromiso por parte de todas las personas, entidades y gobiernos.

En España, tras la revisión de la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) se han establecido unos límites más reducidos con respecto a emisiones de azufre y sus óxidos, óxidos nitrosos y partículas en suspensión de las centrales térmicas emitidos a partir de 2020. Este hecho, junto con las reformas del mercado de carbono de la Unión europea, que han eliminado

la competitividad del carbono en el mercado eléctrico, han hecho que empresas como Naturgy y Endesa hayan cerrado todas sus centrales térmicas de combustión de carbón. Por otra parte, la creciente competitividad de las energías renovables y el impulso de las ayudas a este sector ha conducido al fin de las centrales térmicas de combustión de carbón en España. En la figura 1.8. se puede apreciar el decrecimiento de la generación energética de carbón en España, con una bajada de casi el 10 por ciento entre 2018 y 2019.



Fuente: www.ree.es

Figura 1.9 Evolución de la generación energética en España por tecnologías en los últimos 5 años. (Fuente [18])

No obstante, hay que tener en consideración que no toda la producción de energía se ha sustituido por fuentes renovables. También se ha intensificado el uso del gas natural [18]. Aunque es cierto que las emisiones que genera el gas natural representan aproximadamente la mitad del CO₂ de las que presentaban las combustiones de carbón mineral, su uso creciente implica que aún se mantiene la dependencia de sistemas de producción de energía muy contaminantes.



Precisamente por todos los inconvenientes e importantes consecuencias medioambientales del uso de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica, numerosos procesos industriales han aflorado al albor de la reducción de emisiones contaminantes. Entre esos procesos se encuentra **la carbonización hidrotermal**, una tecnología prometedora ya que se podría obtener **un carbón vegetal con cero emisiones de CO₂**. Ello puede ser realmente interesante para potenciales inversores siempre que la rentabilidad del proceso productivo sea positiva. En ello se centrará este Trabajo de Fin de Máster para dar luz a un proceso industrial que puede tener una gran repercusión en los sistemas de producción de energía en un futuro próximo.

2. Carbonización hidrotermal

Tras una descripción del panorama climático actual global, en este apartado se propone y desarrolla un proceso termoquímico -la carbonización hidrotermal (HTC)- mediante el cual se obtiene un carbón vegetal con un poder calorífico próximo a carbones minerales (entre turba y hulla) y puede ser clasificado como libre -o prácticamente libre- de emisiones. Para ello haremos una exposición preliminar de ciertos conceptos clave, para proceder en segundo lugar a la explicación del proceso.

2.1. El concepto de biomasa

La biomasa podría definirse como el conjunto de *materia orgánica con capacidad de ser usada como fuente de energía* [19].

La biomasa es un recurso muy útil para el ser humano y es utilizado en una gran variedad de escenarios, como son la producción de energía tanto térmica como eléctrica a niveles industriales, y también en el entorno doméstico, como en la calefacción de los hogares, producción de biogás (combustible) e incluso como alimento o fertilizante en agricultura.

Cierto es que el aprovechamiento, gestión, manipulación y transporte de la biomasa procedente de ciertos sectores (por ejemplo, sectores agrícolas y forestales) pueden ser bastante costosos y complicados. Por ello, se debe realizar un estudio previo para considerar todos los factores económicos, políticos, tecnológicos y socioculturales para la manipulación de esa biomasa, de modo que los procesos industriales relacionados con ella sean técnicamente viables y, más importante aún, económicamente rentables.

No obstante, la gran ventaja del uso de la biomasa agrícola o forestal como fuente de energía radica en que presenta un balance neto próximo a cero (e incluso cero en algunos casos) de emisiones de CO_2 a la atmósfera [19], dado que, durante el crecimiento de la planta de la que procede, esta ha absorbido una tasa de CO_2 durante el proceso de fotosíntesis comparable a la que se emite durante la combustión. En la figura 2.1. [20] se dispone un esquema visual para una mejor comprensión de lo explicado anteriormente.



Figura 2.1 Ciclo de la biomasa. (Fuente [20])

2.2. Carbonización hidrotérmal (HTC)

La carbonización hidrotérmal (HTC) es un proceso por el cual se obtiene un producto *-hidrochar-* con una mayor ratio C/H y C/O con respecto a la materia orgánica de partida. Este producto final se denomina *hidrochar* porque en el proceso se incorporan grandes cantidades de agua (alcanzando proporciones de caudales máxicos de agua/biomasa inicial de 10/1 en el medio de reacción). A modo de síntesis, en la HTC la materia orgánica se dispone en un tanque a presión y temperatura elevadas durante un periodo de tiempo, con el fin de que las reacciones de carbonización tengan lugar en el medio de reacción en fase líquida. En la figura 2.2 se muestra un esquema del proceso de HTC. En él puede observarse como a partir de una materia prima biomásica diversa se obtienen tres fracciones: una gaseosa (sin interés desde el punto de vista energético), una líquida (medio de reacción en el que hay disueltos azúcares, ácidos carboxílicos, alcoholes, etc. que puede tener interés para obtener determinadas sustancias de forma sostenible) y una fracción sólida. Esta última se denomina biocarbón (comúnmente llamado *hidrochar*) y puede presentar un poder calorífico próximo a los carbones minerales [21].

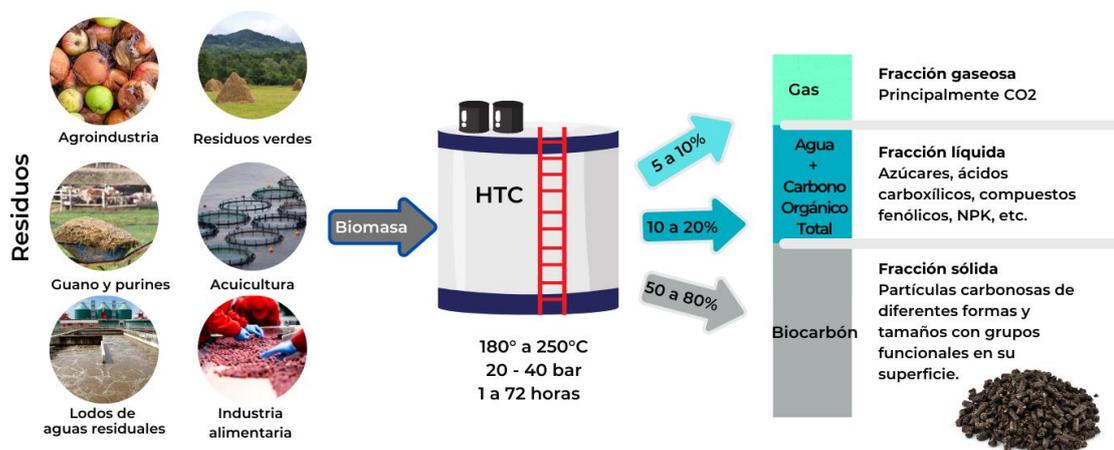


Figura 2.2 Proceso de la carbonización hidrotérmal (Fuente [21])

Un ejemplo de reacción que se produce en el proceso de HTC es la deshidratación de moléculas de glucosa existentes en la biomasa. Estas moléculas, junto con el agua, a unas determinadas condiciones de presión y temperatura, se deshidratan y tras varias reacciones químicas dan lugar a la lignina como material sólido y a una serie de compuestos como CO₂ y otras sustancias en fase líquida y gaseosa [22]. En la tabla 2.1. se observa otro ejemplo del HTC en el que se usaron otras sustancias, tales como la celulosa y madera, en la que se observan una reducción sustancial de las relaciones de que se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Relación H/C O/C de ciertas sustancias tras haberse realizado HTC. (Fuente [22])

Alimentación	Temperatura [°C]	Tiempo [h]	H/C	O/C
Celulosa	Sin tratar	-	1.67	0.83
	225	3	1.29	0.61
	200	50	0.76	0.28
Madera	Sin tratar	-	1.43	0.58
	200	72	0.97	0.25
	250	72	0.90	0.17

A la vista de los datos de la tabla 2.1, vemos como la relación H/C y O/C de la celulosa disminuyen dependiendo del tiempo del proceso y la temperatura del mismo. La carbonización del producto obtenido implica una mejora significativa con referencia al poder calorífico de la sustancia [22] gracias a la reducción de las ratios de H/C y O/C.

Otra de las ventajas, además de la obtención de *hidrochar* con amplias posibilidades de uso (catálisis, adsorción, almacenamiento de energía) es la generación de un compuesto estable, con una manipulación sencilla y sin toxicidad. Además, el HTC previene que los residuos que se utilizan como alimentación generen emisiones dada su fermentación natural.

En comparación con otras técnicas termoquímicas como la pirólisis, la gasificación y la torrefacción, el HTC no necesita del uso de temperaturas de operación extremas, por lo que requiere una menor energía para que se produzcan las reacciones químicas de transformación de la biomasa en el proceso.

2.3. Materias primas y proceso industrial

En este apartado se describen las materias primas y los distintos procesos industriales -en términos de casos tipo- que sirven de base para el estudio llevado a cabo en este Trabajo de Fin de Máster. Hay que remarcar que, tanto las materias primas como los procesos aquí descritos han sido previamente estudiados por grupos de investigación de la Universidad de León dando lugar a publicaciones que se utilizan como punto de partida para este trabajo [23].

2.3.1. Materias primas

En España, se ha estudiado una serie de residuos biodegradables que pueden ser susceptibles de utilizarse como materia prima en una planta de HTC. Uno de ellos es la poda de olivo, que se recolecta todos los años principalmente en los meses de noviembre y diciembre en la zona sur de la península ibérica mayoritariamente, donde las heladas tienen un riesgo de aparición muy bajo [24]. La producción de poda de olivo se estima entre 1400 y 1700 kg/he y si el olivar tiene rendimientos productivos elevados el valor de producción puede llegar hasta los 3000 kg/he.

Tradicionalmente, la salida de este residuo ha sido principalmente el aprovechamiento térmico mediante combustión. A día de hoy, se



consideran otras opciones tales como la incorporación a suelos o para la producción de energía eléctrica [24].

La poda de olivo (*olive pruning* – *OP*) tiene un poder calorífico promedio aproximado de 3100 kcal/kg [24], aunque este valor puede reducirse drásticamente en función de la humedad de la poda. Esto último da por consiguiente una posibilidad de combinar este residuo con otro que en su conjunto y tras realizar el proceso de HTC, aumente su poder calorífico.

Uno de los posibles biorresiduos que se ha demostrado adecuado para poder combinarse con la poda de olivo es el compost conseguido a partir de la descomposición aerobia microbiológica de la materia orgánica de los residuos orgánicos (por ejemplo, de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos). El resultado de este proceso es un abono orgánico que puede utilizarse como enmienda para suelos, con la finalidad de controlar la erosión del terreno, desarrollar recubrimientos o recuperar la fertilidad del suelo [25].

En este Trabajo de Fin de Máster, el compost a utilizar se compone, además de lo descrito en el párrafo anterior, de materiales no orgánicos (vidrios, cauchos, metales pesados) que impiden su uso en la agricultura o jardinería. Este compost, por tanto, no cumple las especificaciones requeridas para este uso agrícola, y por ello se le denomina *compost off-specifications* (*OSC*). Dentro de la cadena de gestión de residuos sólidos, el fin último del OSC debe ser el depósito en vertedero. Para mejorar la gestión de este residuo, se ha considerado la posibilidad de mezclar el OSC junto con la OP para obtener la materia prima de partida del proceso de HTC. Previamente a la mezcla, el OSC requiere de un pretratamiento, procurando eliminar mayoritariamente los compuestos pesados del mismo [23]. Al finalizar esta primera etapa, el OSC -que sigue sin cumplir especificaciones para uso agrícola- está en condiciones para mezclarse con OP en equipos industriales.

Para llevar a cabo las simulaciones industriales que conducen a la obtención de los parámetros principales de los equipos del proceso [23], en la tabla 2.2. se encuentran las características fisicoquímicas de las dos materias primas de partida.

Tabla 2.2 Propiedades físicas y químicas de las materias primas. (Fuente [23])

Material	Poda de olivo	Compost
Análisis próximo		
Humedad (%)	6.95	4.15
Materiavolátil ^a (%)	79.90	54.52
Ceniza ^a (%)	1.64	32.21
Carbono ^{a,c} fijo (%)	11.51	9.12
Análisis elemental		
C ^b (%)	48.15	33.57
H ^b (%)	5.74	3.18
N ^b (%)	0.39	1.93
S ^b (%)	0.05	0.62
O ^{b,c} (%)	45.67	60.7
Poder calorífico		
HHV (MJ/kg)	18.81	8.51

HHV = poder calorífico superior (Base seca); ^a; ^bBase seca sin cenizas; ^cCalculado por diferencia

Para la optimización de la producción de *hidrochar*, se realizaron pruebas por lotes en una planta piloto de forma experimental para determinar la mezcla exacta de cada materia prima que determinaba las

propiedades óptimas de OSC producido. En estos ensayos piloto, se determinó que la mezcla óptima a utilizar como materia prima debía contener un 75% OP y un 25% OSC [23].

A continuación, se describen los **escenarios base** sobre los cuales se han realizado las **propuestas de modificación oportuna en este Trabajo de Fin de Máster** con el objetivo de **mejorar la viabilidad** de las plantas estudiadas [23]. De todos los escenarios simulados en el trabajo previo realizado en la Universidad de León, para este Trabajo de Fin de Máster se han escogido los dos cuya viabilidad resultó ser mayor.

2.3.2. Descripción del caso 1; obtención y venta de hidrochar



Figura 2.3 Esquema del caso 1, en el cual la poda de olivo y el compost se usan para producir un carbón vegetal que se introduce directamente en el mercado para su venta. (Fuente [23])

En el primer modelo de planta HTC se utiliza la mezcla de materia prima óptima de OP y OSC para obtener un *hidrochar* que se destina íntegramente a la venta en el mercado (Véase la figura 2.3).

En la figura 2.4. se muestra un diagrama de flujo del proceso de producción de *hidrochar* para este caso 1. En el diagrama se pueden ubicar las siguientes corrientes de entrada y salida:

- **FEED:** Alimentación del proceso, compuesto por OP, OSC y agua en estado líquido. Los compuestos han sido triturados y se han



eliminado previamente los residuos de vidrio y metal que acompañaban al compost inicialmente.

- **WATERHTC:** Alimentación de agua que llega hasta el tanque donde se realiza propiamente el proceso de HTC. Esta corriente tiene la finalidad de alcanzar la proporción másica de 10/1 entre el agua y la materia de alimentación al reactor.
- **HIDROCHAR:** Producto final resultante.
- **CONDENSA:** Gases de escape del proceso.
- **DISCHARG:** Salida del agua de la centrifugadora que se utiliza para reducir el contenido de agua que acompaña al *hidrochar* a la salida del reactor de HTC.

La alimentación del proceso se suministra a 25 °C y 1 bar de presión y se mezcla con una corriente de agua en estado líquido que proviene principalmente del proceso de deshidratación del *hidrochar*. La corriente resultante se precalienta con otras corrientes del proceso y se presuriza y bombea a 30 bares hacia el reactor HTC. El reactor opera a 230°C y 30 bares [23].

Una vez en el reactor, la alimentación y el agua de proceso necesaria permanecen el tiempo de residencia adecuado para producirse las reacciones químicas pertinentes y obtener el subproducto deseado (HIDROCHAR).

En la simulación realizada por el programa de procesamiento de plantas industriales Aspen Plus [23] se añade una corriente de agua como alimento del reactor HTC para asegurar un adecuado medio de reacción. La corriente se introduce a la misma presión y temperatura de la alimentación mediante un grupo de bombeo y una serie de intercambiadores [23].

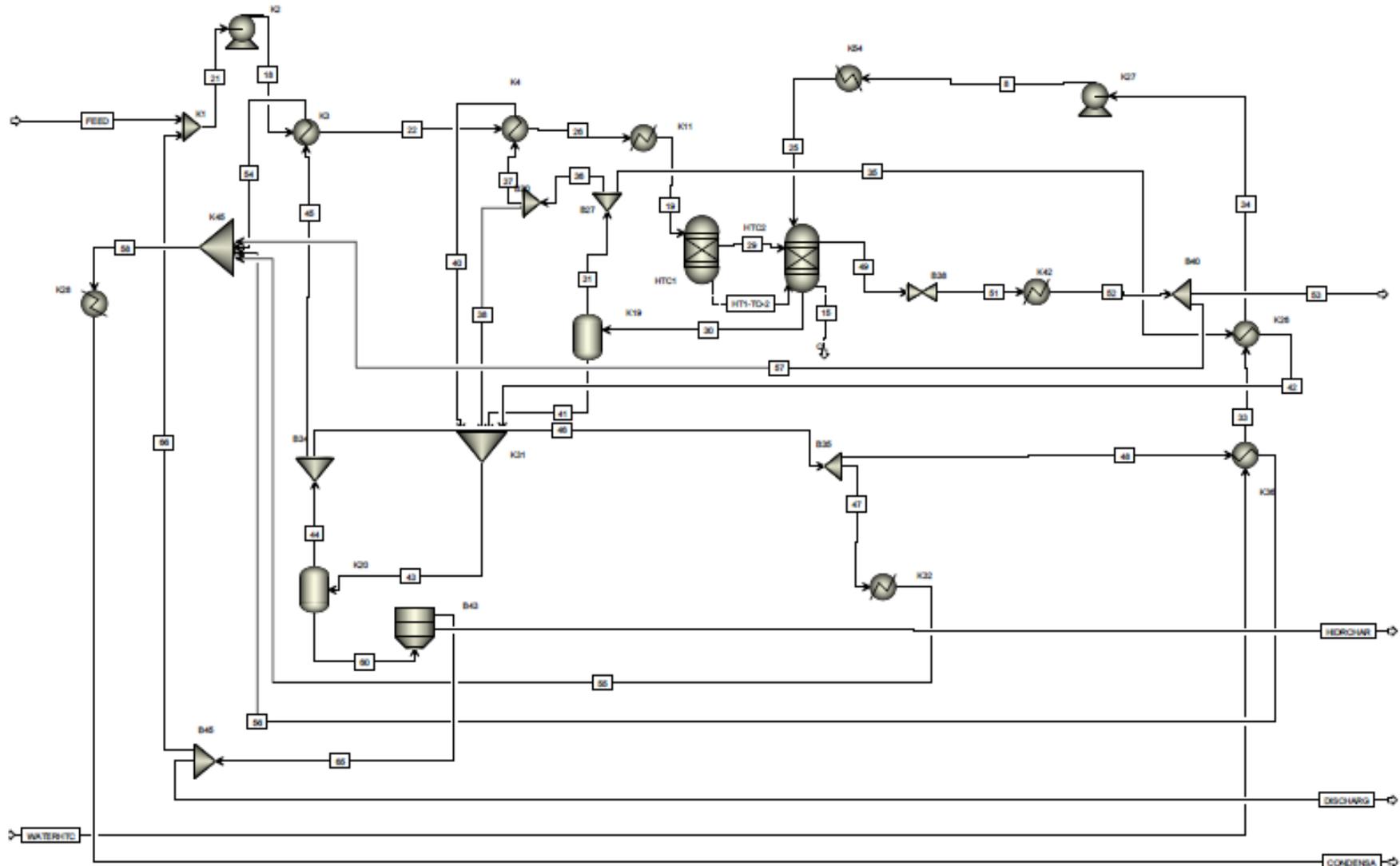


Figura 2.4 Esquema de la instalación del caso 1 para la producción del hidrochar y posterior venta. (Fuente [23])

Del reactor se obtienen 2 corrientes:

- Gases de las reacciones resultantes.
- Corriente sólido-líquido compuesta por *hidrochar*, cenizas, agua y otros componentes de la reacción.

Los gases generados se expanden hasta 1 bar, y se enfrían hasta los 60°C (K42) [23]. Los gases más volátiles son emitidos al exterior mientras que los menos volátiles son recirculados para ser condensados antes de su descarga en estado líquido.

La corriente sólido-líquido pasa por una destilación flash, obteniendo un vapor que se reaprovecha en la instalación en los intercambiadores de calor. Estas destilaciones flash van concentrando el *hidrochar* hasta disponerlo en condiciones adecuadas como para introducirlo en un filtro rotatorio del que se obtienen 2 salidas: una que se recircula y mezcla con la alimentación de la planta (dado que se necesitan grandes cantidades de agua en el proceso) y otra que está formada por el *hidrochar*, con una cantidad adecuada de humedad [23].

2.3.3. Descripción del caso 2; obtención y venta del hidrochar y quemado de poda de olivo con ciclo de Rankine

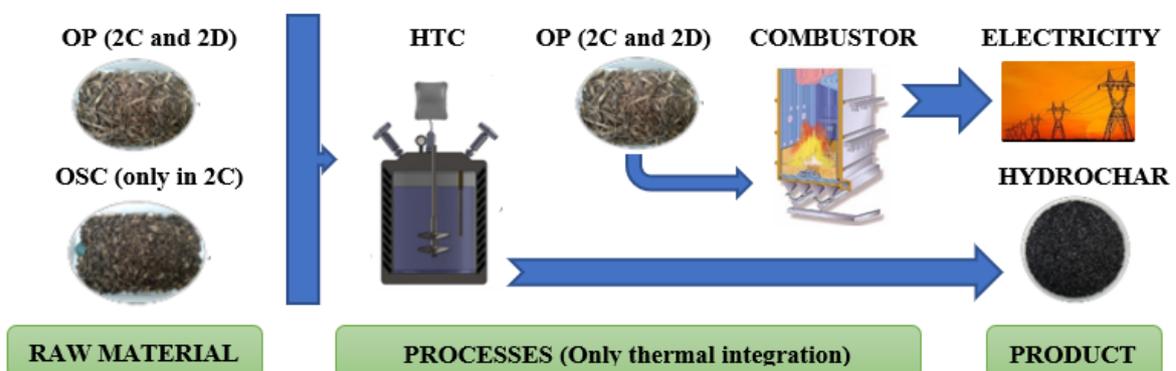


Figura 2.5 Esquema del caso 2, en el cual el hidrochar resultante se dispone a la venta y parte de la poda de olivo se quema en un ciclo de Rankine (Fuente [23])

En este segundo caso, se puede observar que la planta HTC es exacta a la descrita en el caso anterior. La diferencia entre los casos 1 y 2 es la integración de un ciclo de Rankine con una potencia nominal de 10MWe (Véase la figura 2.5.). El producto resultado del HTC, de igual manera que en el anterior caso, se dispondrá a la venta. Como materia prima para la combustión que se produce en el combustor que permite evaporar el agua necesaria para el ciclo de Rankine se utiliza únicamente poda de olivo como alimentación [23].

En la figura 2.6 se muestra un diagrama de flujo de la planta estudiada en el caso 2. Mediante el análisis de la figura, se observa que la planta cuenta con las siguientes entradas y salidas de materia:

- **FEED:** Alimentación del proceso, compuesto por OP, OSC y agua en estado líquido. Los compuestos han sido triturados y se han eliminado previamente los residuos de vidrio y metal que acompañaban al compost inicialmente.
- **OPRANKINE:** Alimentación del combustor que suministra calor para evaporar el agua que circula en el ciclo de Rankine. Esta corriente está formada únicamente por OP.
- **AIR:** Corriente de aire necesaria para el combustor.
- **WATERHTC:** Alimentación de agua que llega hasta el tanque donde se realiza propiamente el proceso de HTC. Esta corriente tiene la finalidad de alcanzar la proporción másica de 10/1 entre el agua y la materia de alimentación al reactor.
- **HIDROCHAR:** Producto final resultante.
- **CONDENSA:** Gases de escape del proceso.
- **DISCHARG:** Salida del agua de la centrifugadora que se utiliza para reducir el contenido de agua que acompaña al *hidrochar* a la salida del reactor de HTC.
- **GAS EXIT:** Gases generados en el combustor, que se emiten a la atmósfera porque así lo permite su composición.

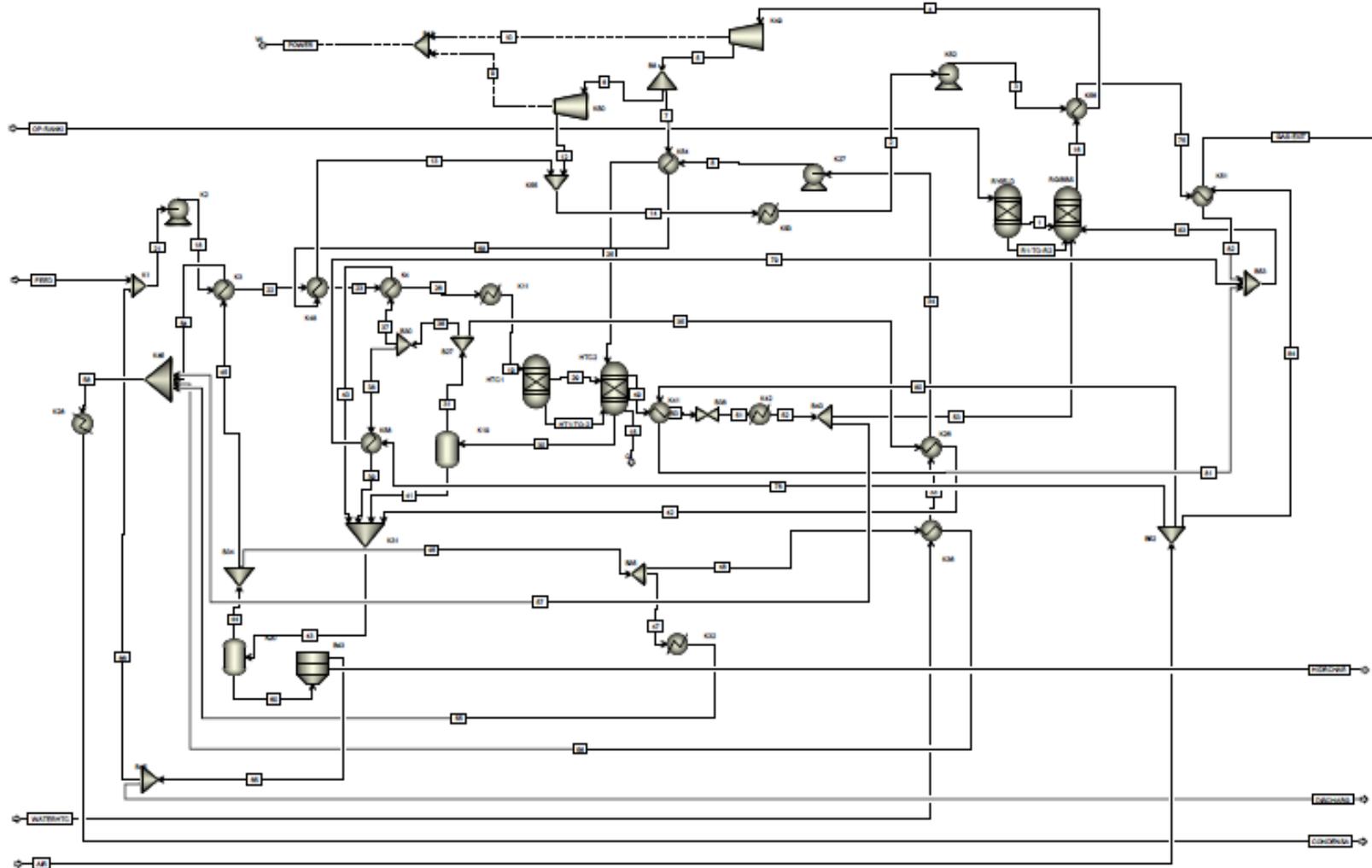


Figura 2.6 Esquema de instalación del caso 2 para la producción del hidrochar, donde se integra un ciclo de Rankine para la combustión de uno de los componentes que forman el hidrochar, en concreto la poda de olivo. (Fuente [23])

Como puede observarse en la figura 2.6, en este caso 2 se ha integrado el ciclo de Rankine a nivel energético con la planta HTC. La integración es únicamente energética, no másica, ya que el *hidrochar* generado en la planta de HTC no se utiliza para alimentar el combustor. Sin embargo, sí que se realiza una integración energética para aprovechar los puntos calientes y fríos de las distintas partes del proceso con la intención de precalentar/enfriar otras corrientes de la planta y conseguir, de esta forma, una integración energéticamente eficaz.

El ciclo de Rankine cuenta con dos turbinas, un condensador, un grupo de bombeo y varios intercambiadores de calor para la integración energética con la planta HTC.

En el combustor se alcanza una temperatura próxima a los 1250°C, produciendo la evaporación del caudal de agua del ciclo de Rankine (K56) previamente presurizado hasta 80 bares. Este vapor se sobrecalienta hasta los 500°C. Una vez generado el vapor a alta temperatura y alta presión, es introducido en la turbina de alta presión (K49). Tras una primera expansión isentrópica, parte de la corriente de vapor se utiliza para la integración energética en el proceso de HTC y el resto del vapor se lleva a una segunda expansión isentrópica en una turbina de presión intermedia [23].

En lo referente a la viabilidad económica de los procesos descritos en los casos 1 y 2, en la figura 2.7 se presenta valor actual neto (VAN) de proyectos que representan diversos casos recogidos en la literatura [23]. En todos los casos se hizo un estudio de viabilidad para un tiempo de vida de la planta de 25 años. De los diversos casos recogidos en el manuscrito de referencia, en este Trabajo de Fin de Máster nos centraremos en los casos 1A (caso 1 de este TFM) y 2C (caso 2 de este TFM), seleccionados porque son los que presentan el mayor VAN de la categoría de procesos a los que corresponden.

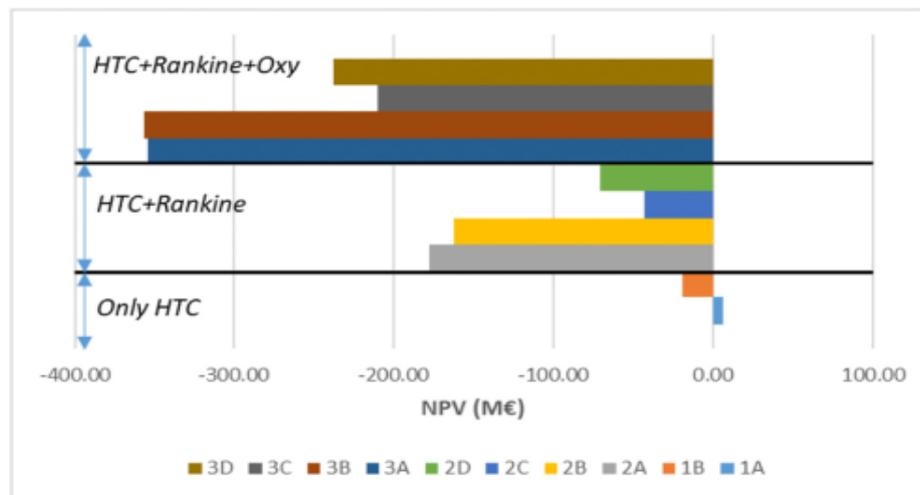


Figura 2.7 Valor actual neto de todos los casos expuestos tras un estudio de viabilidad económica a 20 años vista (Fuente [23])

2.4. Objetivo del Trabajo de Fin de Máster

2.4.1. Objetivo del trabajo

El objetivo principal de este Trabajo de Fin de Máster es la reevaluación de la viabilidad económica de una planta de HTC (caso 1) y una planta de HTC integrada energéticamente con un ciclo de Rankine (caso 2) mediante el uso de una instalación fotovoltaica para la producción de energía eléctrica. Mediante la integración de una estación fotovoltaica se persigue obtener energía eléctrica sostenible que podrá ser vendida en el mercado eléctrico.

2.4.2. Casos analizados

Para la consecución del objetivo de este trabajo, el caso 1 y caso 2 previamente explicados se han modificado en los siguientes términos:

- Acople de central fotovoltaica 10,8 MWp con ejes fijos.



- Acople de central fotovoltaica 10,8 MWp con movilidad en 2 ejes
- Acople de central fotovoltaica de 27 MWp con ejes fijos.
- Acople de central fotovoltaica de 27 MWp con movilidad en 2 ejes

Por lo tanto, en conjunto, se estudia la integración de 4 plantas de generación de energía eléctrica por tecnología fotovoltaica a cada caso base problema. En el proceso de cálculo de la viabilidad económica de cada escenario se calcularán los flujos de caja teniendo en cuenta el *hidrochar* producido, la energía eléctrica generada (en su caso), los costes de su gestión, las posibles subvenciones, etc. Finalmente, la integración de toda la información permitirá elegir el escenario que conduzca a la obtención de la mayor rentabilidad en términos del VAN del proyecto.

2.4.3. Hipótesis de partida

Se enumeran las hipótesis consideradas:

1. El acoplamiento de centrales fotovoltaicas de una potencia media de 10 MW a la planta de producción de *hidrochar* hace viable el proyecto conjunto.
2. La tecnología de 2 ejes de la central fotovoltaica debe considerarse un proyecto con mayor viabilidad económica comparado con la tecnología de ejes fijos, independientemente de la potencia instalada.

2.4.4. Principales asunciones de partida

Se consideran las siguientes asunciones:



- En los valores obtenidos de la energía generada en los paneles solares se observan fluctuaciones diarias. No obstante, estas fluctuaciones no se han tenido en cuenta dado que sus valores son insignificantes con respecto a la media de la energía eléctrica diaria generada.
- Tras conocer las nuevas subvenciones provenientes de la Junta de Andalucía, se ha supuesto que estas no entablan conflicto alguno con las subvenciones propuestas en el proyecto inicial, siendo posible la suma de ambas.
- Para los casos de las plantas fotovoltaicas fijas, no se toma en consideración la adquisición de nuevo personal dado el poco mantenimiento que requiere y que el personal que se ha propuesto en el proyecto inicial podría cubrir las necesidades del control y mantenimiento de la planta fotovoltaica.
- Aunque el precio de la electricidad haya tenido un comportamiento muy volátil a lo largo de los años 2020 y 2021, se ha estimado que los valores de precio de venta irán hacia valores normalizados con el paso de los años.
- Ciertas partes de los costes de las plantas fotovoltaicas se han extraído de otros proyectos similares en relación a la potencia instalada presentados no antes del 2020 dada la fluctuación de precios de los componentes necesarios de una central fotovoltaica. No obstante, se ha trabajado con los valores superiores de las horquillas de los costes y se han aplicado porcentajes de seguridad para elaborar un presupuesto lo más realista y actualizado posible. Esta premisa implica que, si se realiza un presupuesto con mayor profundidad, siempre se podrán obtener costes inferiores.
- Dados los valores de inflación nacional publicados por el Instituto Nacional de Estadística [26], se ha considerado un



valor medio del 2% para los cálculos durante toda la vida de los proyectos.

- Cuando se ha recalculado la viabilidad de los proyectos de referencia que han servido de base para elaborar este Trabajo de Fin de Máster, se han planteado todos los escenarios para asegurar una TIR del 10%, ya que este fue el valor considerado en los proyectos de referencia.

3. Instalación Fotovoltaica

Para todos los escenarios, la instalación fotovoltaica se ubicaría colindante a la planta HTC, situada entre los municipios de Aldeire y La Calahorra (Granada), más concretamente en las parcelas cercanas a la instalación de ANDASOL, como puede verse en la figura 3.1 [27].

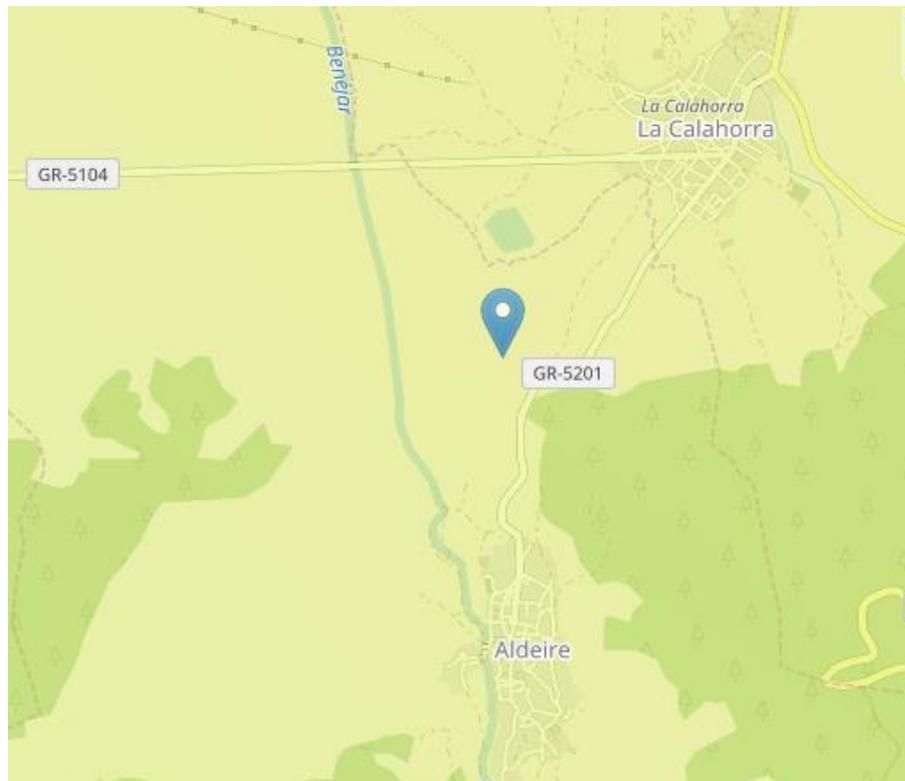


Figura 3.1 Emplazamiento de la instalación fotovoltaica, colindante con las instalaciones del HTC. (Fuente [27])

La elección del emplazamiento se basa en la gran eficiencia con la que la instalación termosolar de ANDASOL ha funcionado desde su instalación. Cuenta con un total de 3 sectores, con una producción de 175 GWh/año por cada sector y con un sistema de almacenamiento térmico de hasta 7,5 horas [28]. Así mismo, la ubicación en la zona sur de la península ayuda a que se abarate el coste de la poda de olivo, dada su gran producción en estas zonas. Además, la zona cuenta con una

instalación de una red eléctrica de alta tensión (400 kV) para el transporte de la energía generada en la instalación fotovoltaica.

La potencia nominal de la fotovoltaica que se instale corresponderá a la suma de las potencias de los inversores, es decir, a la suma de la potencia de los elementos en los que se transforma la energía generada en los módulos en corriente continua (CC) y posteriormente transformada a corriente alterna (CA), para su consumo distribución y transporte. La potencia nominal de la planta servirá para suplir la demanda de la planta de HTC, y se valorará la gestión de la energía sobrante para introducirla a la red.

La potencia de los módulos a utilizar se denomina *potencia pico*, que deberá ser superior a la nominal para contrarrestar las pérdidas desde la generación hasta consumo o distribución.

Las pérdidas, denominadas PR "*Performance Ratio*" de la instalación o rendimiento energético, definido como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, donde se tienen en cuenta las siguientes pérdidas que se originan:

- Pérdidas por dispersión de potencia de los módulos instalados.
- Pérdidas por incremento de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Pérdidas debido a la acumulación de suciedad en los módulos que pueda reducir su rendimiento.
- Pérdidas por sombras en los módulos.
- Pérdidas por degradación de los módulos.
- Pérdidas eléctricas.
- Pérdidas por reflectancia.

Junto a estas pérdidas, se deberá tener en cuenta el rendimiento del inversor de CC a CA. Se tendrán en cuenta las pérdidas de los tramos de CA que distribuyan la energía para alimentar la planta y las pérdidas en los posibles transformadores si hiciera falta.

Teniendo en cuenta todos estos valores, para todos los casos se escogerá un valor de pérdidas del 8% sobre la potencia pico, que se repartirá en el número de inversores que se deseen instalar.

Para todos los casos, el módulo seleccionado sería un módulo de 555 Wp, de silicio monocristalino, con eficiencia de 21,2%, cuyas características eléctricas en condiciones iniciales son las siguientes.

Tabla 3.1 Valores nominales del panel solar fotovoltaico. (Fuente [29])

ELECTRICAL DATA (STC)	Dates
Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	555
Power Tolerance-PMAX (W)	0+5%
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	31,8
Maximum Power Current-IMPP (A)	Ent. AA17,45
Open Circuit Voltage-VOC (V)	38,1
Short Circuit Current-ISC (A)	18,56
Module Efficiency η_m (%)	21,2

En base a estos datos, se realiza un cálculo previo para determinar la generación de los casos supuestos. Todos los cálculos de las plantas se realizarán en base a la aplicación que ofrece el Centro Común de Investigación JRC [29]. Tras la introducción de los datos de partida, como la potencia y ubicación de la instalación, las características principales de la misma, y el tipo de modulo a utilizar, **nos ofrecerá unos valores de radiación solar y temperatura** como promedios mensuales y unos datos de rendimiento fotovoltaico y generación de energía.

3.1. Escenario 1: Potencia de 10,8 MWp fija

Tras introducir los datos de localización, la tecnología del modelo, las pérdidas del sistema estimadas previamente y la potencia instalada en kWp, se obtienen los siguientes datos (véase la tabla 3.2. y las figuras 3.2 y 3.3). Para obtener los 10,8 MWp de instalación contamos con un total de 19450 paneles solares.

Las pérdidas relacionadas con el ángulo de incidencia, efectos espectrales y temperatura y baja irradiancia son calculadas por el software, según los datos almacenados en la base de datos PVGIS-SARAH [30], que han sido calculadas por el Climate Monitoring Satellite Application Facility (CM SAF) [31].

Tabla 3.2 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 10,8 MWp. (Fuente [29])

Datos proporcionados	
Localización [LAT/LON]	37,173/-3.071
Horizonte	Calculado
Base de datos	PVGIS – SARAH
Tecnología panel fotovoltaico	Silicio Cristalino
Potencia instalada [kWp]	10.800
Perdidas del sistema [%]	8
Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación [°]	33 (óptimo)
Ángulo de azimut [°]	-8 (óptimo)
Producción anual panel fotovoltaico [GWh]:	18,18
Irradiación anual [kWh/m2]	1.984,65
Variación interanual [GWh]	0,50
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]	-2,74
Efectos espectrales [%]	0,58
Temperatura y baja irradiancia [%]	-5,77
Pérdidas totales [%]	-15,2

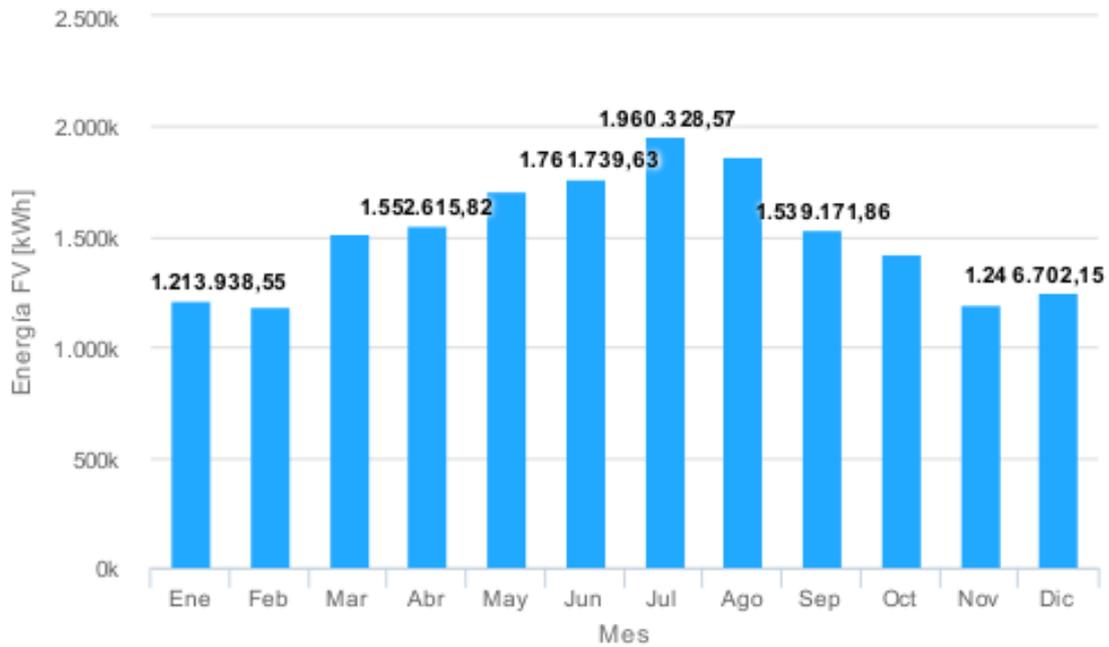


Figura 3.2 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 10,8 MWp fija. (Fuente [29])

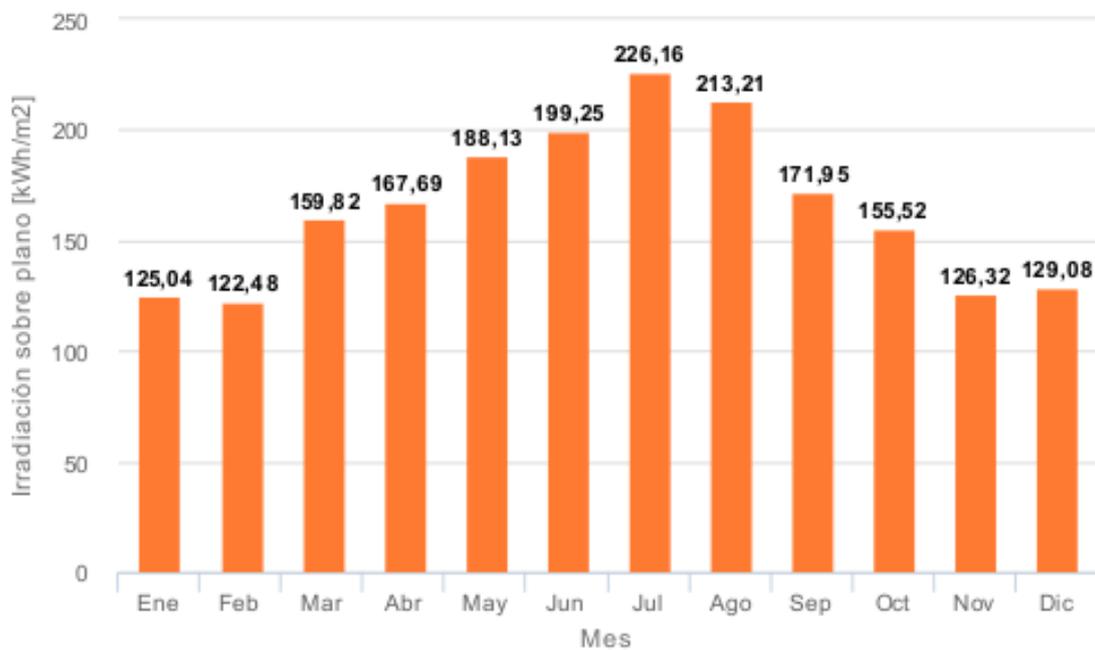


Figura 3.3 Irradiación mensual sobre el plano fijo establecido en la simulación para la instalación de 10,8 MWp fija. (Fuente [29])

3.2. Escenario 2: Potencia de 27 MWp fija

Tras introducir los datos de localización, la tecnología del modelo, las pérdidas del sistema como hicimos en el anterior caso y la potencia instalada en kWp, se obtienen los siguientes datos (véase la tabla 3.3. y las figuras 3.4 y 3.5). Para obtener los 27 MWp de instalación contamos con un total de 48650 paneles solares.

Tabla 3.3 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 27 MWp fija. (Fuente [29])

Datos proporcionados	
Localización [LAT/LON]	37,173/-3.071
Horizonte	Calculado
Base de datos	PVGIS – SARA H
Tecnología panel fotovoltaico	Silicio Cristalino
Potencia instalada [kWp]	27.000
Pérdidas del sistema [%]	8
Resultados de la simulación	
Ángulo de inclinación [°]	33 (óptimo)
Ángulo de azimut [°]	-8 (óptimo)
Producción anual panel fotovoltaico [GWh]:	45,44
Irradiación anual [kWh/m ²]	1.984,65
Variación interanual [GWh]	1,25
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]	-2,74
Efectos espectrales [%]	0,58
Temperatura y baja irradiancia [%]	-5,77
Pérdidas totales [%]	-15,2

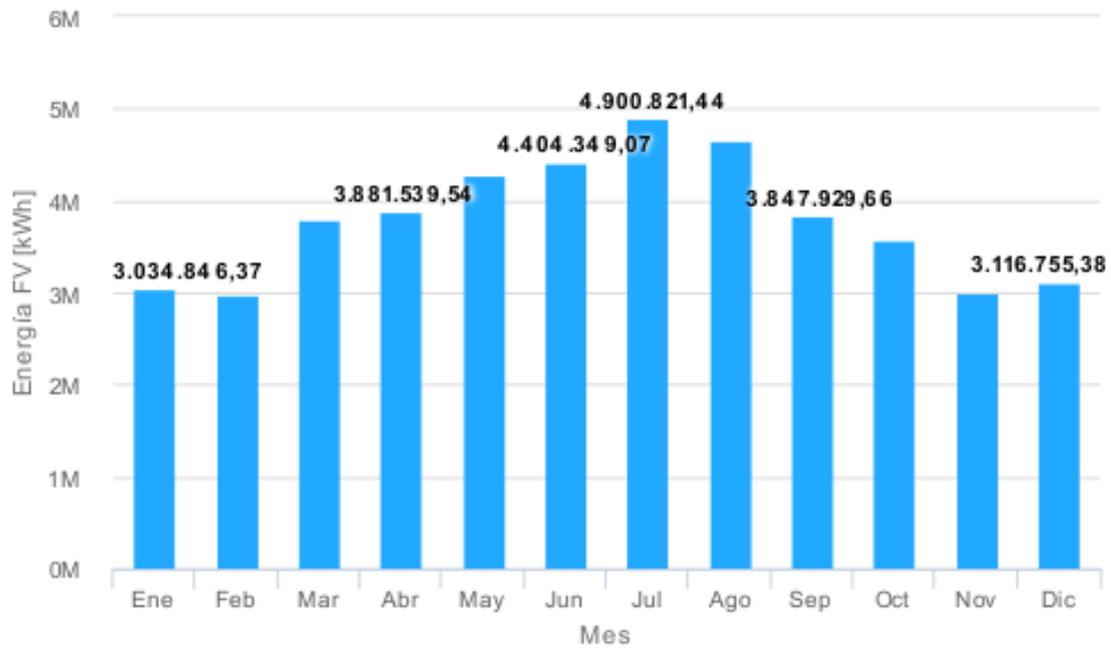


Figura 3.5 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 27 MWp fija. (Fuente [29])

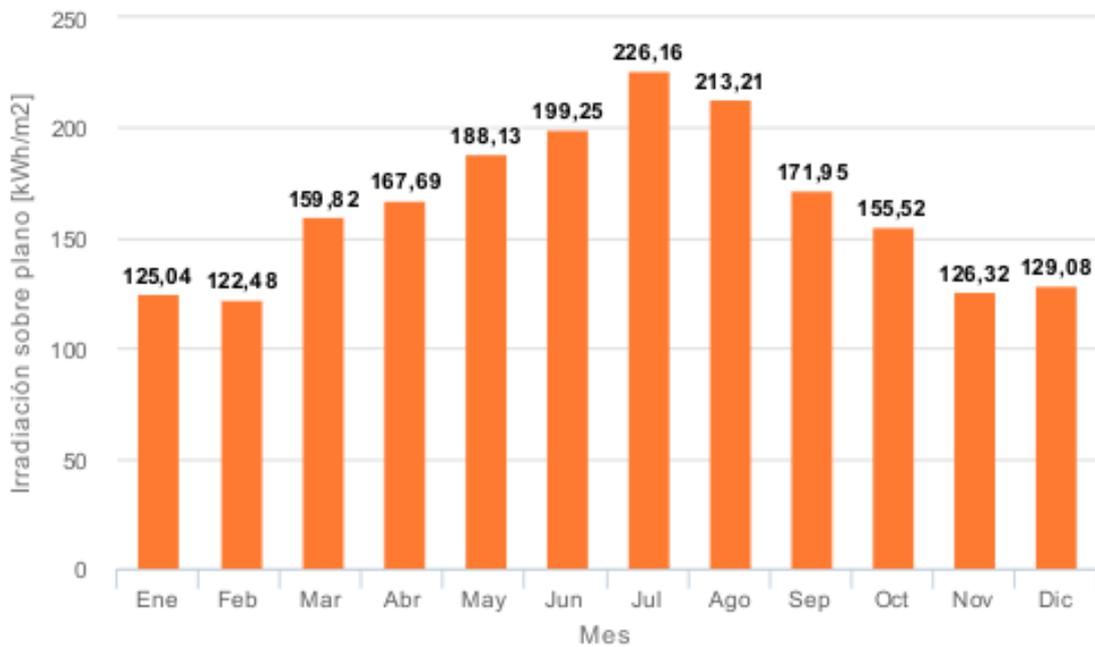


Figura 3.4 Irradiación mensual sobre el plano fijo establecido en la simulación para la instalación de 10,8 MWp fija. (Fuente [29])

3.3. Escenario 3: Potencia de 10,8 MWp con libertad de movimiento en los 2 ejes

La diferencia entre este escenario y el primero es que, en este caso, los paneles solares cuentan con una tecnología por la que el panel solar se sitúa perpendicular al Sol gracias a que la estructura que los sustenta puede variar tanto el ángulo de inclinación como el ángulo del azimut. Tras introducir los datos de localización, la tecnología del modelo, las pérdidas del sistema como hicimos en el anterior caso y la potencia instalada en kWp, se obtienen los siguientes datos (véase la tabla 3.4. y las figuras 3.6 y 3.7).

Tabla 3.4 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 10,8 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])

Datos proporcionados	
Localización [LAT/LON]	37,173/-3.071
Horizonte	Calculado
Base de datos	PVGIS – SARA
Tecnología panel fotovoltaico	Silicio Cristalino
Potencia instalada [kWp]	10.800
Pérdidas del sistema [%]	8
Resultados de la simulación para dos ejes	
Producción anual panel fotovoltaico [GWh]:	24,87
Irradiación anual [kWh/m ²]	2706,15
Variación interanual [GWh]	0,82
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]	-1,4
Efectos espectrales [%]	0,54
Temperatura y baja irradiancia [%]	-6,67
Pérdidas totales [%]	-14,89

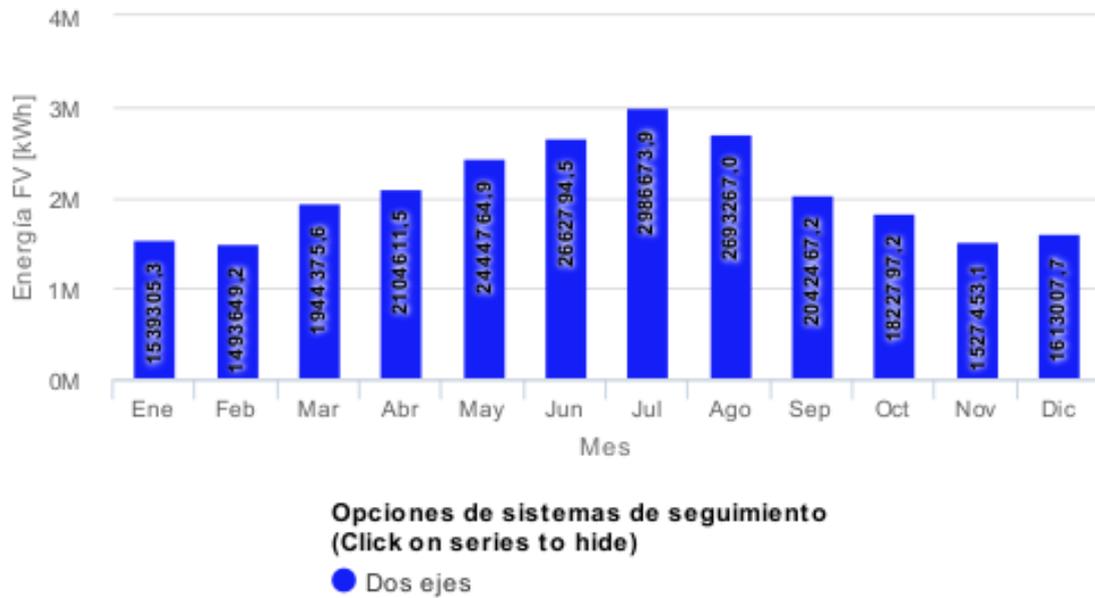


Figura 3.6 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 10,8 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])

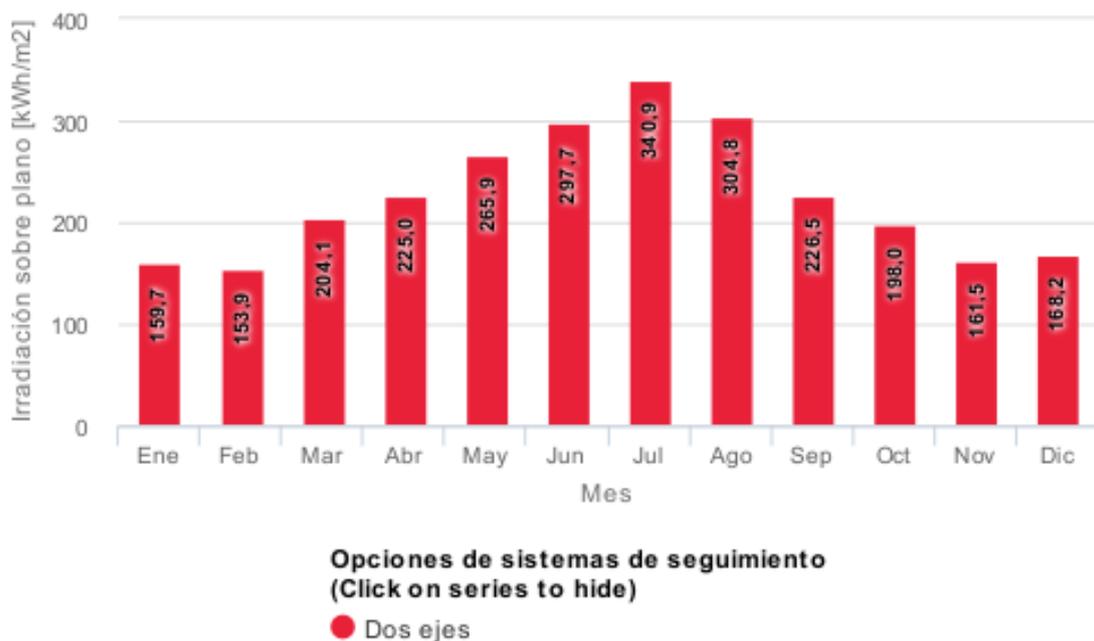


Figura 3.7 Irradiación mensual establecido en la simulación para la instalación de 10,8 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])

3.4. Escenario 4: Potencia de 27 MWp con libertad de movimiento en los 2 ejes

La diferencia entre este escenario y el segundo es que en este caso los paneles solares cuentan con una tecnología por la que el panel solar se sitúa perpendicular al sol gracias a que estos pueden variar tanto el ángulo de inclinación como el ángulo del azimut. Tras introducir los datos de localización, la tecnología del modelo, las pérdidas del sistema como hicimos en el anterior caso y la potencia instalada en kWp, se obtienen los siguientes datos (véase la tabla 3.5. y las figuras 3.8 y 3.9).

Tabla 3.5 Datos proporcionados y resultados obtenidos en la instalación de 27 MWp con movilidad en los dos ejes. (Fuente [29])

Datos proporcionados	
Localización [LAT/LON]	37,173/-3.071
Horizonte	Calculado
Base de datos	PVGIS – SARA
Tecnología panel fotovoltaico	Silicio Cristalino
Potencia instalada [kWp]	27.000
Pérdidas del sistema [%]	8
Resultados de la simulación para dos ejes	
Producción anual panel fotovoltaico [GWh]:	62,18
Irradiación anual [kWh/m ²]	2706,15
Variación interanual [GWh]	2,04
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]	-1,4
Efectos espectrales [%]	0,54
Temperatura y baja irradiancia [%]	-6,67
Pérdidas totales [%]	-14,89

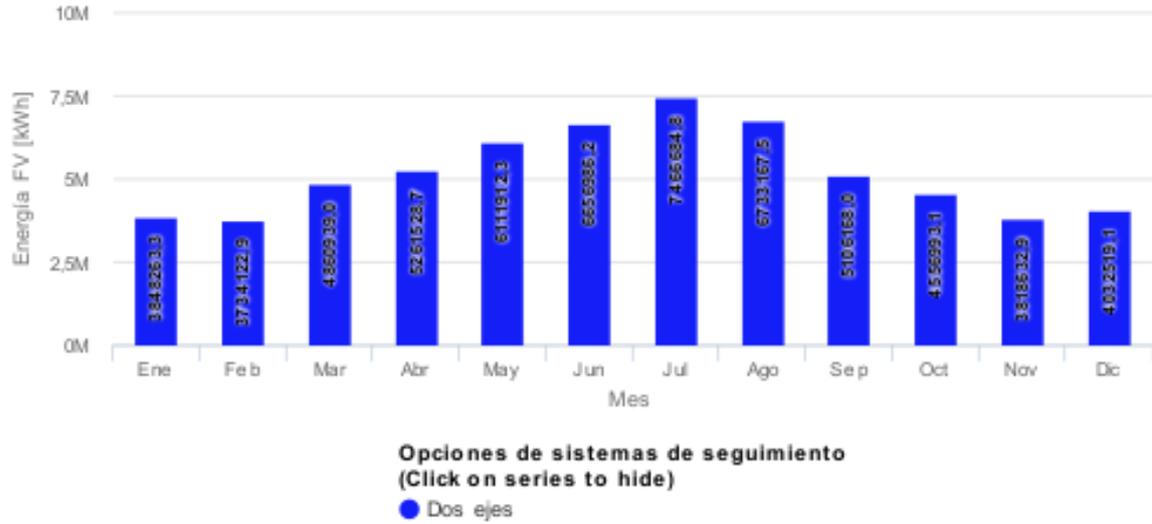


Figura 3.9 Producción de energía mensual de la central fotovoltaica de 27 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])

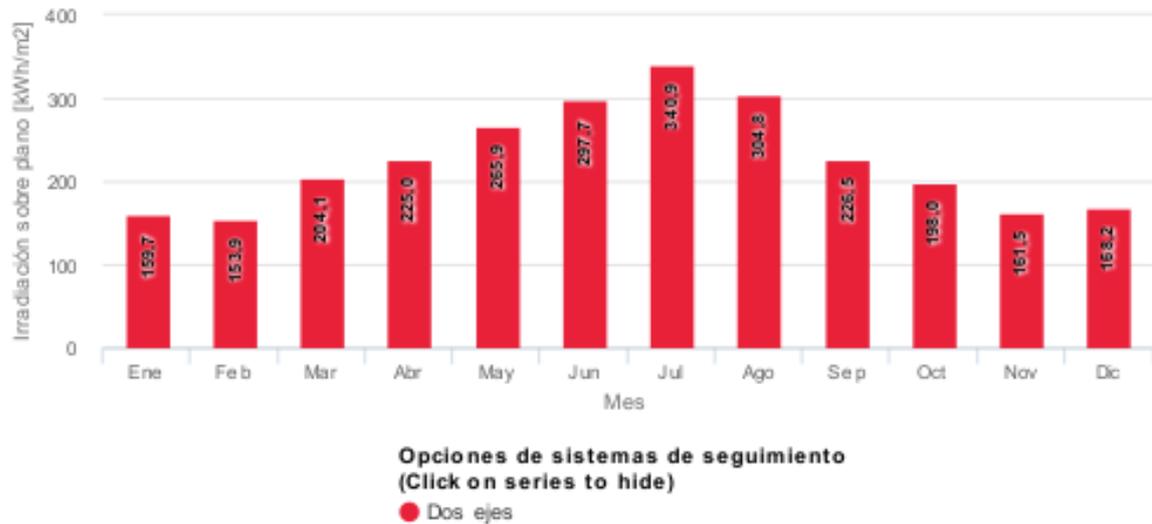


Figura 3.8 Irradiación mensual establecido en la simulación para la instalación de 27 MWp con movilidad en ambos ejes. (Fuente [29])

4. Costes asociados a la instalación

En este apartado se realiza un estudio económico para cada escenario en cada caso base, analizando el coste de la instalación y las ayudas estatales asociadas según la legislación española actual. Tras este análisis, se recalcula nuevamente el VAN asociado al proyecto en cuestión.

Como punto de partida, una base de referencia con respecto a los costes de instalación de una central fotovoltaica, se encuentra en el informe "RENEWABLE POBLE GENERATION COST IN 2019" proporcionado por el IRENA (*International Renewable Energy Agency*), organismo que analiza los costes totales de los sistemas fotovoltaicos instalados y promedios ponderados para sistemas a gran escala [32].

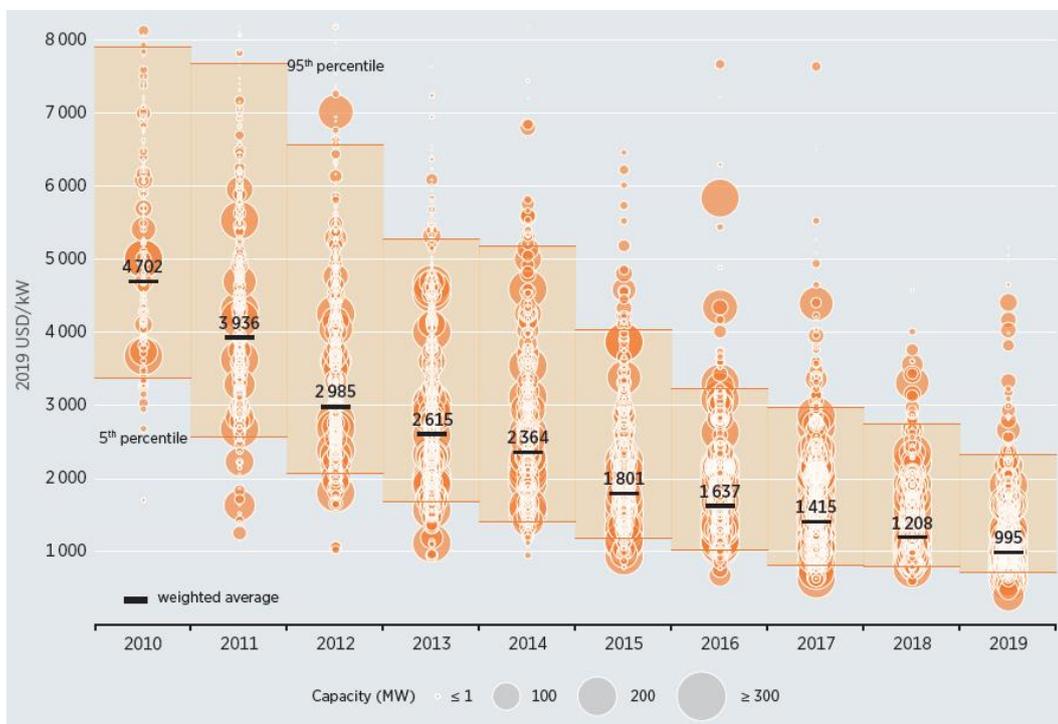


Figura 4.1 Costes asociados a instalaciones fotovoltaicas y promedios ponderados en EE.UU. según año y potencia instalada. (Fuente [32])



En la figura 4.1 se aprecia que los costes asociados a la instalación se reducen desde los 3500-8000 \$/kW, hasta los 2300-900 \$/kW a lo largo de los últimos diez años. También puede verse que se realizan más construcciones y con una mayor potencia de instalación, reduciéndose el coste asociado debido al mayor conocimiento de la tecnología y al efecto del incremento de escala.

Dado que en nuestro caso de estudios las centrales fotovoltaicas son de potencias menores (<100 MW), y viendo que las instalaciones similares en el año 2019 tienen un mayor rango de coste asociado, se podría estimar un precio total del sistema fotovoltaico en el rango de 1500-4500 USD/kW, teniendo así un valor de referencia inicial. Este valor no considera los costes de instalación, gastos generales y beneficios industriales.

En los apartados siguientes se expone una descripción de los elementos más importantes de la central fotovoltaica y su coste asociado para cada escenario. Posteriormente se realiza un análisis con respecto al valor de las ayudas asociadas, y, por último, se estima la retribución obtenida por la venta de energía sobrante de todos los escenarios posibles.

4.1. Central fotovoltaica; Partes y costes asociados

En este apartado se realiza una caracterización general de la planta, describiendo las partes de la misma en las que se basa el estudio económico, así como su coste asociado. Nuestra base serán otros proyectos de magnitud similar.

Los escenarios que se han estudiado en el capítulo 3 se componen de las siguientes partes:

1. Generador fotovoltaico: compuesto por los módulos fotovoltaicos TSM-DE19 de 555 Wp, de silicio monocristalino, con eficiencia de 21,2%. Según datos obtenidos a través de conversaciones con una empresa de instalaciones de plantas fotovoltaicas (*Energía Solar Verde*), el precio del modelo del panel fotovoltaico asciende a 0,378 €/Wp. Por lo tanto, obtendremos los precios asociados para cada escenario:

a. Escenarios 1 y 3:

$$\text{Precio Total Paneles Solares} = 0,378 \frac{\text{€}}{\text{Wp}} * 10.800.000 \text{ Wp} = 4.090.284 \text{ €}$$

b. Escenarios 2 y 4:

$$\text{Precio Total Paneles Solares} = 0,378 \frac{\text{€}}{\text{Wp}} * 27.000.000 \text{ Wp} = 10.206.000 \text{ €}$$

A estos precios se le añade un 0,2% para la adquisición de los conectores macho y hembra del cableado que irá posteriormente en la instalación.

2. Estructura metálica de apoyo y montaje: Es el soporte donde se situarán los módulos fotovoltaicos. Dependiendo de la planta fotovoltaica, deberemos de utilizar un tipo de estructura u otra. En los escenarios de las plantas fotovoltaicas fijas únicamente será necesaria una estructura de sustentación que pueda ajustarse al ángulo óptimo ya calculado. Para las plantas fotovoltaicas móviles se utilizará un modelo al que pueda acoplarse una serie de motores para el movimiento en ambos ejes:

a. Escenario 1: En el caso de la planta de 10,8 MWp, la estructura será de acero galvanizado sin seguidor con configuración 5H9 (el panel soporta un total de 45 módulos). Por cada estructura el precio asciende a 450 €.

$$\text{Precio Estructura Es. 1} = 450 \text{ €} * \left(\frac{19450}{45} \text{ paneles} \right) = 194.500 \text{ €}$$

b. Escenario 2: En el caso de la planta de 27 MWp, la estructura será igual que en el anterior escenario, pero necesitaremos más dado son necesarios más módulos.

$$\text{Precio Estructura Es. 2} = 450 \text{ €} * \left(\frac{48650}{45} \text{ paneles} \right) = 486.500 \text{ €}$$

c. Escenario 3: En el caso de la planta de 10,8 MWp la estructura lleva incorporado un sistema para que la sea capaz de regular el ángulo de inclinación y el azimut a lo largo del día. Con ello se consigue que los paneles se encuentren perpendiculares a las radiaciones solares. El precio asciende considerablemente, dado que a cada estructura se le deberá introducir los cambios estructurales pertinentes para que tenga libertad en los 2 ejes, separación entre estructuras para evitar sombras, elevación de la estructura para permitir movimiento, y la introducción de dos motores que realicen el movimiento. El precio de dicho sistema rondaría entre los 1300 y 1650 € según varias empresas instaladoras del sector. Nos situaremos en los valores más altos dado que esta instalación tiene una capacidad menor que otras del sector.

$$\text{Precio Estructura Es. 3} = 1650 \text{ €} * \left(\frac{19450}{45} \text{ paneles} \right) = 713.166 \text{ €}$$

d. Escenario 4: Para este último caso, reduciremos el precio con respecto al anterior un pequeño porcentaje, dado que la capacidad aumenta, y por lo tanto se realiza mayor compra de suministro, con la consiguiente rebaja.

$$\text{Precio Estructura Es. 4} = 1600 \text{ €} * \left(\frac{48650}{45} \text{ paneles} \right) = 1.729.777 \text{ €}$$

Para todos los escenarios, hay que añadir un precio de montaje del módulo en la estructura, el cual oscila entre los 9 y 10 € el módulo, según la dificultad del montaje.

a. Escenarios 1 y 3:

$$\text{Precio Montaje Paneles} = 10 \text{ €} * (19450 \text{ paneles}) = 194.500 \text{ €}$$

b. Escenarios 2 y 4:

$$\text{Precio Montaje Paneles} = 10 \text{ €} * (48650 \text{ paneles}) = 486.500 \text{ €}$$

3. Cajas string: Se le llama un string fotovoltaico a una asociación de módulos fotovoltaicos en serie. En esta caja string llegan todos esos módulos, cuya tensión es la suma de las tensiones de los módulos y la corriente es la del módulo de menor intensidad. Es el lugar donde se realizan los empalmes necesarios para llevar la energía directamente al inversor [33]. En la figura 4.1. se aprecia un tipo de conexión de serie de paneles a la caja string.

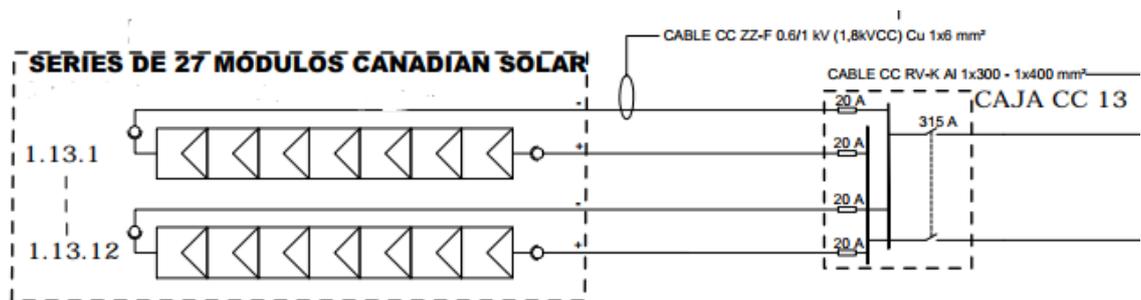


Figura 4.2 Ejemplo conexión módulos conectados en serie (string) a caja string CC. (Fuente [33])

Cada estructura tiene un total de 45 módulos, los cuales formarán 3 strings de 15 módulos. Se ha escogido una caja string que podrá albergar un total de 18 strings (15 módulos cada una). La tensión máxima soportada de la caja es de 750 V y la corriente máxima esperada será de 350 A. Esto significa que los valores de tensión de los módulos en serie no superarán dicha tensión y que cuando todas estas series de strings se conecten en paralelo para llevarlas al inversor, no superarán la máxima cantidad esperada de amperaje (en nuestro caso, la suma de voltaje de 1 string es de

465 V y si sumamos el amperaje de 18 cadenas que irán conectadas en paralelo, el valor suma un total de 315 A). El precio del producto asciende a 890 €.

- a. **Escenarios 1 y 3:** En estos casos se necesitarán las cajas string suficientes para recoger todos los strings que tiene la planta.

$$\begin{aligned} \text{Precio de cajas string} &= \frac{19450}{15 (\text{Módulos por String}) * 18 (\text{Strings})} \text{módulos} * \frac{850\text{€}}{\text{caja}} \\ &= 61.232 \text{ €} \end{aligned}$$

- b. Escenarios 2 y 4: En estos casos se necesitarán las cajas String suficientes para recoger todos los Strings que tiene la planta.

$$\begin{aligned} \text{Precio de cajas string} &= \frac{48650}{15 (\text{Módulos por String}) * 18 (\text{Strings})} \text{módulos} * \frac{850\text{€}}{\text{caja}} \\ &= 153.158 \text{ €} \end{aligned}$$

4. Inversores y CT: En la salida de las cajas string se conectarán los inversores para convertir la corriente continua que nos ofrecen los paneles solares en alterna. Cada inversor tendrá una capacidad máxima de 2500 kVA. A continuación, se escoge un centro de transformación para elevar la tensión de salida de los inversores y minimizar pérdidas en cuanto a la instalación. La idea principal del proyecto es que parte de esta energía sea puesta a la venta y parte se utilice en las plantas de HTC para la producción del *hidrochar*. Para tratar de ajustarnos lo mayor posible a un caso real de proyecto, se dispondrán todos los CT de baja a media tensión para tener a disposición la energía para su transporte hacia la planta de *hidrochar*, que se encontrará lo más próxima posible a la instalación fotovoltaica, y el resto de energía que pueda ser desplazada hacia la subestación más cercana para su venta. Se escogerá por tanto una unidad de centro de transformación con el inversor integrado,

incluyendo un trafo de 2.500 kVA con relación de transformación 0,550/ 30 kV, celdas de MT para protección, cuadro de AC BT y cableado de corriente alterna entre trafo de potencia y trafo de servicios auxiliares, aparamenta y el contenedor. El valor que oscila en el mercado este suministro se encuentra en torno a los 85.000 €.

a. Escenarios 1 y 3: Dada la potencia de la instalación, será necesario un total de 4 CT.

$$\begin{aligned} \text{Precio de CT + inversor} &= \frac{10}{2.5 \text{ Max Capacidad Inversor}} \frac{MW}{CT + Inversor} * \frac{85.000€}{CT + Inversor} \\ &= 340.000 € \end{aligned}$$

b. Escenarios 2 y 4: Dada la potencia de la instalación, será necesario un total de 10 CT.

$$\begin{aligned} \text{Precio de CT + inversor} &= \frac{25}{2.5 \text{ Max Capacidad Inversor}} \frac{MW}{CT + Inversor} * \frac{85.000€}{CT + Inversor} \\ &= 850.000 € \end{aligned}$$

5. Suministros eléctricos: Habrá que tener en cuenta todo el cableado de los módulos a las cajas, la conexión de las cajas a cada CT asociado, los sistemas de puesta a tierra, los consumos auxiliares y el sistema de comunicaciones. Otro apartado importante en la instalación es la conexión eléctrica de los CT a la subestación. En esta parte no podemos realizar una estimación precisa dado que no sabemos si se puede realizar una conexión hacia alguna subestación cercana (como puede ser las existentes en la central de ANDASOL), o se tenga que añadir una subestación propia que eleve la tensión a niveles de distribución (400 kV). Por todo ello realizaremos una previsión del 12% [33] del presupuesto total, en consonancia con otros proyectos realizados de categoría similar (instalaciones de 10 a 50 MW).

6. Obra civil e instalación eléctrica: Este apartado incluye todo el acondicionamiento del terreno, cimentaciones, zanjas, y la seguridad y control de la obra, que constituye el 16% [33] del presupuesto total, según otros proyectos realizados de categoría similar (instalaciones de 10 a 50 MW). Con respecto a la instalación eléctrica, que incluye la conexión eléctrica del cableado, sistema de puesta a tierra, seguridad y sistema de comunicaciones, será el 5,5% del presupuesto.

7. Sistemas auxiliares: Por norma general y para este tipo de instalaciones estos sistemas constituyen el 5% total del presupuesto [33]. Estos sistemas se componen de:

- a. Monitorización:** Con la integración de estaciones meteorológicas, unidades de control y software *scada* de gestión.
- b. Sistema de análisis de video vigilancia.**
- c. Seguridad y salud:** con sistemas de protección individual, colectivo y contra incendios.
- d. Gestión de residuos de la obra.**
- e. Medidas de mitigación.**

Tras esta evaluación de la instalación, vamos a obtener un valor aproximado de cada escenario, al que se le incluirán valores de beneficio industrial, gastos generales y el impuesto de valor añadido.

4.1.1. Coste Planta fotovoltaica escenario 1

A continuación se muestra la tabla 4.1 donde se expone el valor aproximado del escenario según los datos obtenidos hasta ahora para así poder calcular la cantidad restante de los otros apartados. Para obtener los porcentajes restantes en el presupuesto, se han estudiado otros proyectos realizados de instalaciones fotovoltaicas, donde el apartado de

paneles solares, centro de transformación y cajas string conforman el 50% del proyecto aproximadamente, y las estructuras solares suponen el 11,5% restante [33].

Tabla 4.1 Costes asociados al escenario 1 (Potencia 10,8 MWp Fija). (Fuente [Elaboración propia])

Partes instalación	% Presupuesto	Coste asociado (€)
Paneles fotovoltaicos	61,5	4.090.284
Inversores + CT		389.000
Cajas Sting		61.232
Estructura paneles		340.000
Suministros eléctricos	12,0	932.784
Obra civil	16,0	1.243.771
Instalación eléctrica	5,5	427.526
Sistemas Auxiliares	5,0	388.660
TOTAL	100	7.773.197
Costes Generales	+13,0 (de TOTAL)	1.010.506
Beneficio Industrial	+6,0 (de TOTAL)	466.392
TOTAL 2	-	9.250.094
TOTAL +IVA	+21,0 (de TOTAL 2)	11.192.614

4.1.2. Coste Planta fotovoltaica escenario 2

A continuación se muestra la tabla 4.2 donde se expone el valor aproximado del escenario según los datos obtenidos hasta ahora para así poder calcular la cantidad restante de los otros apartados. Para obtener los porcentajes restantes en el presupuesto, se han estudiado otros proyectos realizados de instalaciones fotovoltaicas, donde el apartado de paneles solares, centro de transformación y cajas string conforman el 50% del proyecto aproximadamente, y las estructuras solares suponen el 11,5% del total.

Tabla 4.2 Costes asociados al escenario 2 (Potencia 27 MWp Fija). (Fuente [Elaboración propia])

Partes instalación	% Presupuesto	Coste asociado (€)
Paneles fotovoltaicos	61,5	10.206.000
Inverores + CT		850.000
Cajas Sting		153.158
Estructura paneles		973.000
Suministros eléctricos	12,0	2.377.006
Obra civil	16,0	3.169.342
Instalación eléctrica	5,5	1.089.431
Sistemas Auxiliares	5,0	990.419
TOTAL	100	19.808.387
Costes Generales	+13,0 (de TOTAL)	2.575.090
Beneficio Industrial	+6,0 (de TOTAL)	1.188.503
TOTAL 2	-	23.571.981
TOTAL +IVA	+21,0 (de TOTAL 2)	28.522.096

4.1.3. Coste Planta fotovoltaica escenario 3

A continuación se muestra la tabla 4.3 donde se expone el valor aproximado del escenario según los datos obtenidos hasta ahora para así poder calcular la cantidad restante de los otros apartados. Para obtener los porcentajes restantes en el presupuesto, se han estudiado otros proyectos realizados de instalaciones fotovoltaicas, donde el apartado de paneles solares, centro de transformación y cajas string conforman el 50% del proyecto aproximadamente, y las estructuras solares suponen el 11,5% del total.

Tras hablar con ciertas empresas del sector, además del valor añadido de la estructura de paneles para la movilidad en los 2 ejes, se le incluye un 15% más de coste general de la instalación, dada las nuevas dificultades de una instalación con esta tecnología frente a las del panel fijo.

Tabla 4.3 Costes asociados al escenario 3 (Potencia 10,8 MWp con libertad en ambos ejes).
(Fuente [Elaboración propia])

Partes instalación	% Presupuesto	Coste asociado (€)
Paneles fotovoltaicos	61,5	4.090.284
Inverores + CT		389.000
Cajas Sting		61.232
Estructura paneles		907.666
Suministros eléctricos	12,5	1.071.774
Obra civil	16,5	1.429.031
Instalación eléctrica	5,5	491.230
Sistemas Auxiliares	5,5	446.572
TOTAL	100	8.931.446
Costes Generales	+13,0 (de TOTAL)	1.116.088
Beneficio Industrial	+6,0 (de TOTAL)	535.887
Coste adicional planta 2 ejes	+15,0 (de TOTAL)	1.339.717
TOTAL 2	-	11.923.135
TOTAL +IVA	+21,0 (de TOTAL 2)	14.426.993

4.1.4. Coste Planta fotovoltaica escenario 4

A continuación se muestra la tabla 4.4 donde se expone el valor aproximado del escenario según los datos obtenidos hasta ahora para así poder calcular la cantidad restante de los otros apartados. Para obtener los porcentajes restantes en el presupuesto, se han estudiado otros proyectos realizados de instalaciones fotovoltaicas, donde el apartado de paneles solares, centro de transformación y cajas string conforman el 50% del proyecto aproximadamente, y las estructuras solares suponen el 11,5% del total.

Tras hablar con ciertas empresas del sector, además del valor añadido de la estructura de paneles para la movilidad en los 2 ejes, se le incluye

un 15% más de coste general de la instalación, dada las nuevas dificultades de una instalación con esta tecnología frente a las del panel fijo.

Tabla 4.4 Costes asociados al escenario 4 (Potencia 27 MWp con libertad en ambos ejes).
(Fuente [Elaboración propia])

Partes instalación	% Presupuesto	Coste asociado (€)
Paneles fotovoltaicos	61,5	10.206.000
Inverores + CT		850.000
Cajas Sting		153.158
Estructura paneles		2.216.277
Suministros eléctricos	12,0	2.619.597
Obra civil	16,0	3.492.796
Instalación eléctrica	5,5	1.200.649
Sistemas Auxiliares	5,0	1.091.499
TOTAL	100	21.829.976
Costes Generales	+13,0 (de TOTAL)	2.837.897
Beneficio Industrial	+6,0 (de TOTAL)	1.309.799
Coste adicional planta 2 ejes	+15,0 (de TOTAL)	3.274.496
TOTAL 2	-	29.252.167
TOTAL +IVA	+21,0 (de TOTAL 2)	35.395.122

4.2. Ayudas y subvenciones

Las ayudas y subvenciones que puede recibir un proyecto del tipo de los estudiados en este trabajo pueden repercutir muy significativamente en la viabilidad de los escenarios propuestos. Estas ayudas son fomentadas por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE), a través de las distintas comunidades autónomas de España. En la región que nos ocupa, se ha publicado la *Resolución de 17 de septiembre de 2020 del Director General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se formaliza la primera*



convocatoria de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con energía de la biomasa, eólica y solar fotovoltaica en la Comunidad Autónoma de Andalucía cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea.

En esta convocatoria, la primera por parte de la Comunidad Autónoma de Andalucía, se encuentran registradas las ayudas destinadas a los proyectos de inversión en instalación de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable y las exigencias para optar a ellas:

- **La biomasa debe estar compuesta por combustible 100% de origen biológico:** En el caso del *hidrochar* generado por HTC, la materia prima es OP y OSC que, aunque pueda ser susceptible de contener sustancias de origen no biológico, una vez ha sido preprocesada se puede considerar una materia prima también de origen biológico.
- **La solar fotovoltaica** estará ubicada en instalación solar fotovoltaica, autoconsumo sin almacenamiento, en medianas instalaciones fotovoltaicas con alta producción para la industria $P > 1$ MW:
- **No podrán presentarse varios tipos de actuación en un mismo proyecto:** A la hora de presentar los documentos para la obtención de las ayudas, en el caso de la instalación fotovoltaica que suministra energía tanto a la planta HTC como a la planta de producción de energía eléctrica del ciclo de Rankine, deben presentarse dos propuestas separadas, una para cada instalación dedicada.

Las ayudas consisten en una **subvención a fondo perdido** que el IDAE podrá adelantar al beneficiario mediante un anticipo. **Con respecto a la biomasa sería un valor máximo de 3.400.000 €/MW y para la fotovoltaica 967.000 €/MW.**

Estas ayudas se calcularán de la siguiente manera:

$$\text{Importe de la ayuda unitaria a certificar} = \left(\frac{P_j}{Pot_R} \right) - Am$$

siendo P_j el presupuesto subvencionable justificado por el solicitante de la ayuda, en €; Pot_R . la potencia instalada real, en MW. El valor de Pot_R será el que aparezca en la inscripción administrativa de la instalación, según la definición del art. 3 del *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio*. Cuando no pueda obtenerse a través de estos registros, se calculará a través de los datos incluidos en el Certificado de Instalaciones Eléctricas, en la Autorización de Explotación o en el Proyecto de Ejecución. Las ayudas consisten en una subvención a fondo perdido que el IDAE podrá adelantar al beneficiario mediante un anticipo.

El término de aportación mínima unitaria es a cargo del beneficiario, Am . Este valor depende del tipo de actuación de entre las recogidas en el Anexo VIII de la resolución. En nuestro caso de estudio:

- **Biomasa** (combustible 100% de origen biológico) **680.000 €/MW**
- **Medianas instalaciones fotovoltaicas** con alta producción para autoconsumo en la industria $1 \text{ MW} \leq P$, **859.748 €/MW**.

En el caso de las ayudas, vamos a tener **dos casos** muy diferenciados:

- (Planta Caso 1) Producción de energía eléctrica a través de la instalación fotovoltaica para cubrir las necesidades de los equipos dispuestos en la producción de *hidrochar*.
- (Planta Caso 2) Producción de energía eléctrica a través de la instalación fotovoltaica para cubrir las necesidades de los equipos dispuestos en la producción de *hidrochar* y los equipos de la instalación del ciclo termodinámico de Rankine. En este caso también tendremos en cuenta la producción de la energía eléctrica generada en las turbinas de la instalación.

Ambas instalaciones se denominan *autodemanda* y están reguladas por el *Real Decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones*



administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica [34], que regula las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el art. 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico [35].

En cada caso, la potencia de la instalación será de 10,8 MWp y 27 MWp, que será la potencia correspondiente a los inversores (en la fórmula se dispondrá la potencia nominal, de 10 y 25 MW respectivamente). Se considera la potencia de instalación como la menor de entre la potencia pico y la potencia que se tiene en inversores.

Con respecto al ciclo de Rankine la potencia será de 10 MW.

Se muestran a continuación en la tabla 4.5 las ayudas a las que podemos acceder según el caso en el que nos encontremos. Se deberá tener en consideración que en el caso que disponga de ambas ayudas se tendrán que presentar proyectos separados.

Tabla 4.5 Subvenciones para todos los casos de estudio en el proyecto. (Fuente [Elaboración propia]).

	CASO 1 ESCENARIO 1: 10,8 MWp FIJOS SOLO HTC	CASO 1 ESCENARIO 2: 27 MWp FIJOS SOLO HTC	CASO 2 ESCENARIO 1: 10,8 MWp FIJOS HTC + RANKINE	CASO 2 ESCENARIO 2: 27 MWp FIJOS HTC + RANKINE	CASO 1 ESCENARIO 3: 10,8 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR SOLO HTC	CASO 1 ESCENARIO 4: 27 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR SOLO HTC	CASO 2 ESCENARIO 3: 10,8 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR HTC + RANKINE	CASO 2 ESCENARIO 4: 27 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR HTC + RANKINE
Potencia nominal [MW]	10	10	10	10	25	25	25	25
¿Biomasa compuesta por combustible Biodegradables?	-	-	Si	Si	-	-	Si	Si
P > 1 MW	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
¿Se requiere más de 1 tipo de actuación?	No	No	Si	Si	No	No	Si	Si
Caso accesible a las ayudas de fotovoltaica.	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Caso accesible a las ayudas de biomasa.	No	No	Si	Si	No	No	Si	Si
AYUDA MAX. FOTOVOLTAICA [€]	9.670.000 €	9.670.000 €	9.670.000 €	9.670.000 €	24.175.000 €	24.175.000 €	24.175.000 €	24.175.000 €
AYUDA MAX. BIOMASA [€]	- €	- €	34.000.000 €	34.000.000 €	- €	- €	34.000.000 €	34.000.000 €
CALCULO AYUDA BIOMASA [€/MW]	- €	- €	2.885.000 €	2.885.000 €	- €	- €	2.885.000 €	2.885.000 €
CALCULO AYUDA FOTOVOLTAICA [€/MW]	259.513 €	582.951 €	259.513 €	582.951 €	281.136 €	556.057 €	281.136 €	556.057 €
CALCULO AYUDAS FOTOV.[€]	2.595.133 €	5.829.513 €	2.595.133 €	5.829.513 €	7.028.396 €	13.901.422 €	7.028.396 €	13.901.422 €
CALCULO AYUDAS RANKINE.[€]	- €	- €	28.850.000 €	28.850.000 €	- €	- €	28.850.000 €	28.850.000 €

Los valores resultantes serán dispuestos en los nuevos cálculos de la viabilidad del proyecto.

4.3. Venta de la energía sobrante

En ambos casos de estudio (suministro de energía eléctrica a la planta HTC, o bien, suministro de energía eléctrica a la planta HTC y la instalación industrial del ciclo de potencia), estaremos en el caso de que parte de la energía sobrante se podrá volcar a la red para su venta. Este caso se denomina *instalación en autoconsumo con excedentes*. Se trata de instalaciones en autoconsumo conectadas a la red de distribución o transporte, que pueden ceder energía eléctrica a la red.

Al ser de autoconsumo con excedentes, existen dos posibilidades.

1. Autoconsumo con excedentes acogida a compensación:

Instalaciones de autoconsumo CON excedentes, en los que productor y consumidor optan por acogerse al sistema de compensación de excedentes.

El consumidor utiliza la energía procedente de la instalación de autoconsumo cuando la necesita, pudiendo comprar energía de la red en los momentos en que esta energía no sea suficiente para satisfacer su consumo eléctrico.

Cuando no se consume la totalidad de la energía procedente de la instalación de autoconsumo ésta puede inyectarse a la red y, en cada periodo de facturación (máximo un mes), la factura emitida por la comercializadora compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedentaria vertida a la red valorada al precio medio del mercado horario menos el coste de los desvíos (para consumidores PVPC) o al precio acordado con la comercializadora, aplicándose posteriormente



los beneficios a los que puedan acogerse (bono social) y los peajes e impuestos que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Para ello es necesario que se cumplan TODAS las condiciones siguientes:

- a) **La fuente de energía primaria sea de origen renovable.**
- b) **La potencia total de las instalaciones** de producción asociadas **no sea superior a 100 kW.**
- c) En su caso, el consumidor haya suscrito un **único contrato de suministro** para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- d) El consumidor y productor asociado hayan suscrito un **contrato de compensación** de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del Real Decreto 244/2019.
- e) La instalación de producción **no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo** adicional o específico.

En las instalaciones objeto de estudio en este Trabajo de Fin de Máster, **la condición segunda no se cumple**, por lo que el mecanismo de compensación se descarta en estas instalaciones.

2. Autoconsumo con excedentes no acogida a compensación:

Pertenecerán a esta modalidad todos los autoconsumos con excedentes que no cumplan con alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad anterior, o que voluntariamente opten por no acogerse a ella. En este caso, los excedentes se venderán en el mercado eléctrico.

Dentro de cada modalidad de autoconsumo, el autoconsumo podrá clasificarse en *individual*, si solo existe un consumidor asociado a la instalación o instalaciones de producción, o *colectivo*, si se trata de varios consumidores asociados a la instalación o instalaciones de producción próximas. En los procesos que se estudian en este trabajo, el caso 1 (suministro exclusivo a la planta de HTC) puede clasificarse como de



autoconsumo individual, mientras que en el caso 2 (suministro a la planta de HTC y al sistema de Rankine), la clasificación será colectiva.

Podrán instalarse elementos de almacenamiento asociados a las instalaciones de producción en todas las modalidades de autoconsumo. En las instalaciones que se analizan en este trabajo no se hará almacenamiento.

Tanto en autoconsumo individual como colectivo, podrán participar instalaciones de generación conectadas en la red interior de los consumidores e instalaciones de generación conectadas a través de red, siempre que éstas últimas cumplan con los criterios que se exigen a las instalaciones próximas a través de red.

Como instalación CON excedentes NO ACOGIDAS A COMPENSACIÓN, la instalación volcará a la red los excedentes de energía no autoconsumida instantáneamente ni almacenada. **Esta energía excedentaria será vendida en el mercado eléctrico y recibirá el mismo tratamiento que el resto de energía producida por fuentes renovables**, cogeneración y residuos, siendo aplicable el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%. Antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución se deberá presentar, ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación, resguardo acreditativo de haber depositado una garantía económica por una cuantía de 40 € por cada kW instalado.

Respecto al régimen retributivo, corresponde el de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos regulado por el *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* [36]. Según esta norma legal, la instalación se clasificará en la Categoría b): Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles, Grupo b.1 Instalaciones que utilicen como energía



primaria la energía solar, Subgrupo b.1.1 Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía, en cuanto a la generación de energía mediante la tecnología solar fotovoltaica.

En cuanto a la generación mediante valorización de residuos, al ser la OP la materia prima mayoritaria, se clasificará como instalación del Grupo b.6. En este grupo se clasifican las centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes que regula la norma, entendiéndose por combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Además, según el *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*, será una instalación híbrida del tipo Hibridación tipo 3: *“Aquella instalación con derecho a la percepción del régimen retributivo específico a la que se incorpore una tecnología renovable de las definidas en los grupos y subgrupos de la categoría b) del artículo 2 [36].*

Por tanto la instalación, debido a sus características, salvo que entrase en una subasta de renovables para tener un régimen retributivo específico, **irá directamente a mercado libre**. Precisamente por ello se incluye a continuación una descripción del funcionamiento **del mercado eléctrico mayorista** [37].

Cada día, los compradores de energía (comercializadoras) estipulan el precio máximo que van a pagar por la energía para el día siguiente, mientras que los generadores indican cuál es su precio mínimo de venta de la energía. Ambos precios se sitúan en una gráfica (la de los compradores, de mayor a menor, y la de los generadores, de menor a

mayor, y se busca el punto donde se cruzan ambas gráficas. Este punto de corte es el precio que se acuerda para toda la energía. Se consideran como ofertas aceptadas las de los compradores y vendedores situados a la izquierda del punto de corte, indicando que se ha llegado a un acuerdo, es decir, que las ofertas *están casadas* [37]. Los compradores con oferta casada comprarán la energía a los vendedores que también han casado sus ofertas (véase la figura 4.3).

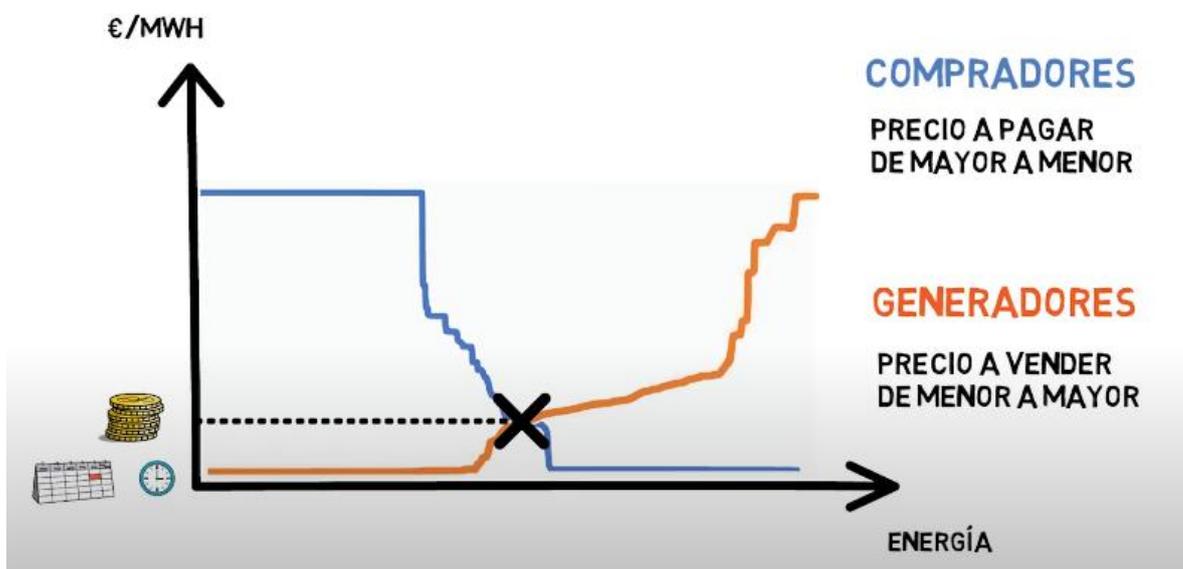


Figura 4.3 Casación de la energía por parte de los compradores y los generadores de energía.
(Fuente [37])

Este proceso se planifica siempre el día anterior, y se realiza para las 24 horas del día siguiente. Cuando nos encontramos en el día ya planificado, existen adicionalmente los mercados intradiarios [37], que ajustan las ofertas realizadas para llegar al valor real de la red.

En la figura 4.4. podemos identificar las fuentes de energía en la gráfica de generadores. La parte recta del inicio de la tabla refleja las energías renovables y nuclear, que tienen unos costes de generación casi nulos. Por el contrario, si vamos hacia la derecha nos encontramos la generación eléctrica procedente del uso de carbón o gas, ciclos

combinados, etc. que tienen un coste asociado de generación de energía más alto. Por el contrario, la gráfica de las comercializadoras, de izquierda a derecha, muestra dos sectores diferenciados: por una parte tenemos las ofertas de compra de energía a precio máximo, y por el otro lado tenemos las ofertas de compra de centrales de bombeo e industria programable.

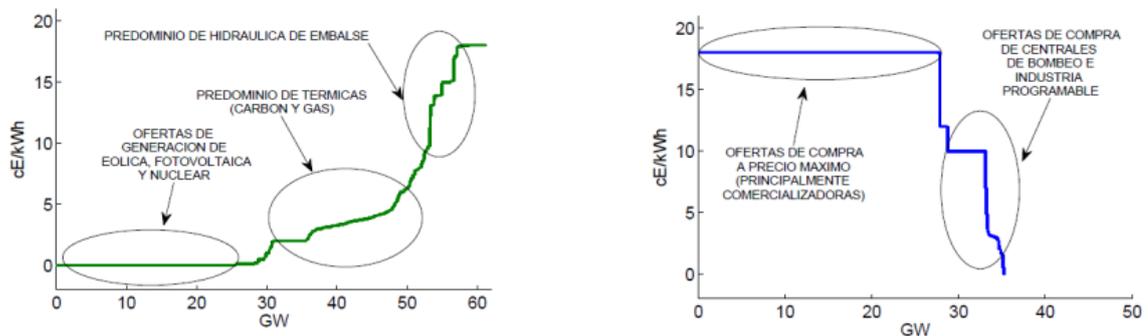


Figura 4.4 Identificación de fuentes de energía /ofertas de compra en las gráficas de casación de la energía. (Fuente [37])

Podemos hacernos una idea de la fluctuación de este tipo de mercado en situaciones reales más concretas. Un ejemplo muy claro es el que se produjo en el mes de enero de 2021 [37] en nuestro país, concretamente entre los días 6 y el 10 de dicho mes. Un fenómeno medioambiental llamado *Filomena* redujo las temperaturas considerablemente en la península española, haciendo que se necesitara una mayor demanda de energía, lo que contribuyó a un aumento de precios generalizado. En la figura anterior, esto se traduce en un desplazamiento de la gráfica de los compradores hacia la derecha, haciendo que el punto de corte se desplace y, por tanto, se eleve el precio de la energía. Además, la borrasca produjo una reducción en cuanto a la generación de energías renovables (sobre todo la solar). Si nos fijamos en la gráfica de los generadores, todas las energías renovables tienen una pendiente casi nula (parte recta del inicio de la gráfica naranja), dado que la generación

de la energía de las renovables tiene un coste muy bajo. Por lo tanto, esto se tradujo en un desplazamiento hacia la izquierda de la gráfica de compradores, puesto que no podemos contar con esas energías renovables. En la figura 4.5 se aprecia como del punto P1 en el que nos encontrábamos en la imagen anterior, nos hemos desplazado al punto P2. La línea de puntos indica que, en aquellos días, el precio del gas se encontraba más alto de lo normal, lo que elevó aún más el precio de la energía eléctrica en el mercado.

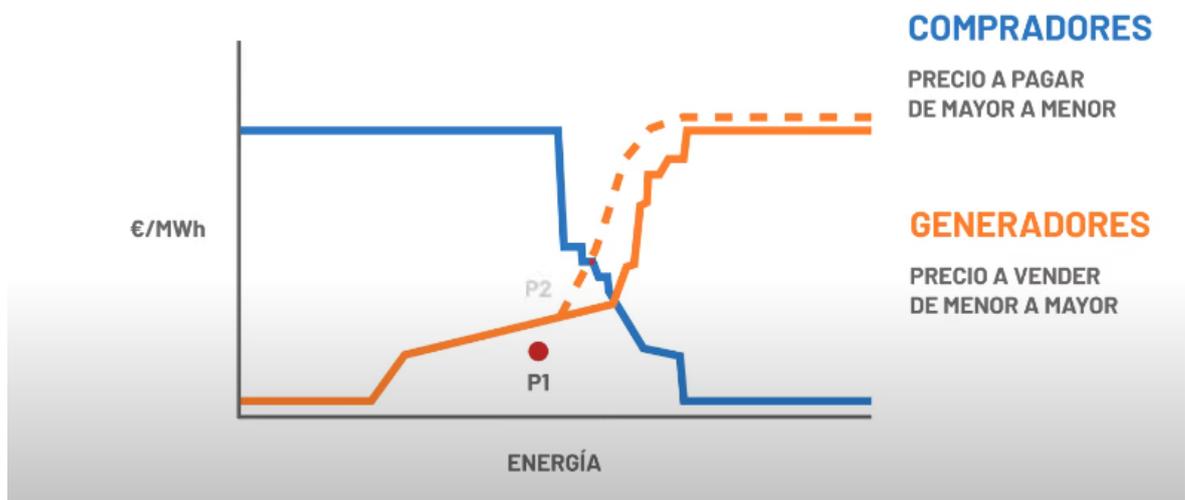


Figura 4.5 Desplazamiento del punto de casación de la energía. (Fuente [37])

En la figura 4.6 se detallan las curvas de oferta y demanda explicadas anteriormente en el día 8 de enero de 2021 a las 12 horas, donde se aprecia perfectamente lo explicado con anterioridad.

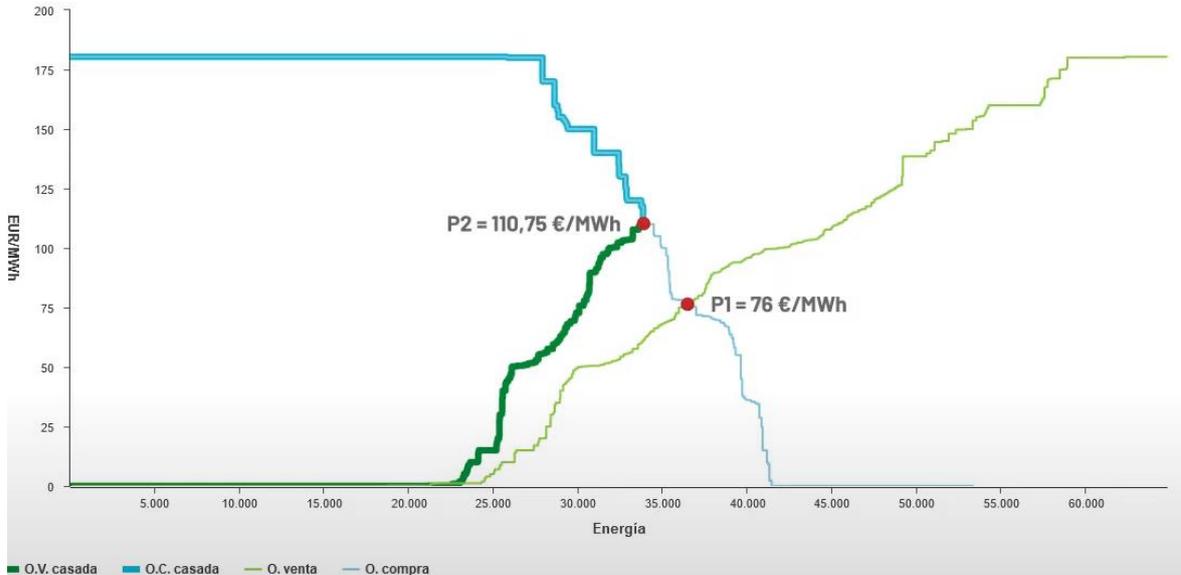


Figura 4.6 Curvas reales de casación de oferta y demanda del día 8 de enero de 2021, para las 12 a.m. (Fuente [38])

En línea fina, se refleja la previsión realizada el día anterior, y en la línea de mayor grosor lo que ocurrió realmente: la elevación del precio desde los 76 €/ MWh hasta los 110,75 €/MWh.

En el día 30 de este mismo mes se produjo un fenómeno a la inversa [37]. La estabilización de las temperaturas, con el aumento de la producción por energías renovables (solar y eólica) trajo consigo una reducción del precio del mercado libre. Ello sumado a que era fin de semana y había menos demanda (la energía se vende más barata), hizo que el precio descendiera respecto de la previsión (véase la figura 4.7).

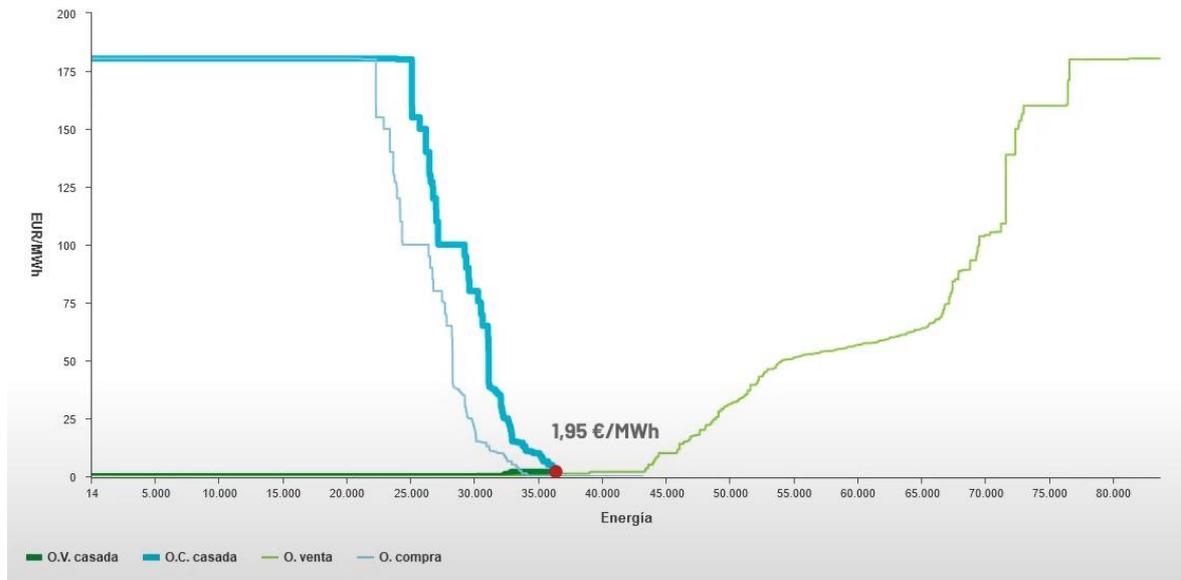


Figura 4.7 Curvas reales de casación de oferta y demanda del día 30 de enero de 2021, para las 12 a.m. (Fuente [38])

El funcionamiento de la casación de oferta y demanda explica **las variaciones a las que puede verse afectado el mercado eléctrico en situaciones anómalas**, tal y como se observó durante los momentos más críticos de la pandemia producida por el SARS-CoV-2 o por la actual subida de precios a causa de la descarbonización, lo que implica depender de otras energías de mayor coste.

A partir de este punto, el usuario consumidor puede atenerse a 2 tipos de mercados: el mercado regulado y el libre. En el mercado libre, tanto la comercializadora como el consumidor final fijan el precio de la energía y las fluctuaciones del mercado eléctrico son asumidas por la comercializadora, independientemente del precio mayorista de la energía [37].

Para todos nuestros escenarios, la energía sobrante que se genera en las plantas solares y en el ciclo de Rankine deberán someterse a este tipo de mercado. Actualmente en España existe una gran incertidumbre en cuanto a los elevados costes de la energía eléctrica. Empresas comercializadoras como Iberdrola están tratando de vender a sus clientes contratos de compra-venta de energía de mayor duración para así ofrecer

mejores precios y, fundamentalmente, más estables. El problema que se nos presenta es que realizar una estimación del precio de la energía a futuro, a 25 años vista, presenta grandes incertidumbres y, aún en la situación actual, las comercializadoras no se plantean realizar estudios de previsión de la venta de energía en el mercado libre de tanta duración.

Por lo tanto, para poder elegir un valor del precio de la energía eléctrica que sea lo más real posible, se han tomado precios que se están ofreciendo a los clientes actualmente con la previsión de que los precios de la luz comiencen a bajar con el paso de los años, cuando las energías renovables comiencen a tener un mayor peso en España y la dependencia de fuentes de generación basadas en combustibles como el gas se reduzca.

En este contexto, Iberdrola nos ha facilitado sus precios actuales en el mercado libre con previsiones a 5 años (tabla 4.6). No obstante, la empresa comercializadora nos advierte que, debido a la coyuntura actual del mercado, estos valores sufren variaciones diarias relevantes.

Tabla 4.6 Estimación de precios actuales de coste de la energía solar.

Año	Precio estimado [€/MWh]
2022	137,00
2023	78,50
2024	61,25
2025	51,40
2026	47,00

Como parte de la metodología empleada, se han utilizado los valores que nos ofrece Iberdrola durante los primeros 5 años de vida de las plantas consideradas y, posteriormente, se ha utilizado un valor promedio

entre estos años y el histórico que nos ofrece el OMIE del precio final anual del mercado libre (Véase la figura 4.8).

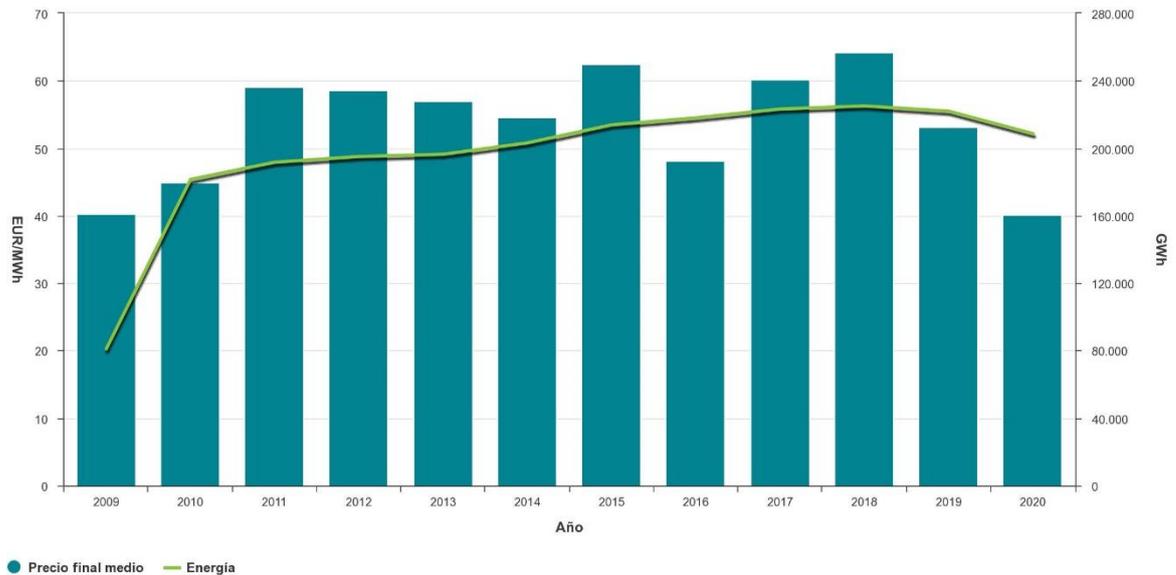


Figura 4.8 Precio final anual del mercado libre entre los años 2009 -2020. (Fuente [38])

Como consecuencia del cálculo promedio, resulta que, a partir de 2027, se ha utilizado un precio de venta de energía eléctrica de **63,18 €/MWh**.

Finalmente, en la tabla 4.7 se muestran las retribuciones por la venta de la energía sobrante en cada caso planteado, según los precios obtenidos para cada año. Se debe tener en cuenta que parte de la energía obtenida en la planta fotovoltaica se utiliza para alimentar los equipos de HTC para los escenarios del caso 1 y los equipos del HTC y el ciclo de Rankine para los escenarios del caso 2.

Tabla 4.7 Retribución de la energía generada que se destina a la red eléctrica. (Fuente [Elaboración propia])

AÑO	PRECIO DE LA LUZ MERCADO LIBRE [€/MWh]	CASO 1 ESCENARIO 1: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp FIJOS SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 1: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp FIJOS HTC + RANKINE [€]	CASO 1 ESCENARIO 2: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp FIJOS SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 2: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp FIJOS HTC + RANKINE [€]	CASO 1 ESCENARIO 3: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 3: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR HTC + RANKINE [€]	CASO 1 ESCENARIO 4: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 4: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR HTC + RANKINE [€]
2022	137,00	2.287.634 €	2.267.516 €	6.022.937 €	5.781.521 €	3.205.330 €	2.963.914 €	8.317.177 €	8.075.761 €
2023	78,50	1.310.797 €	1.299.270 €	3.451.099 €	3.312.769 €	1.836.631 €	1.698.301 €	4.765.681 €	4.627.352 €
2024	61,25	1.022.756 €	1.013.762 €	2.692.736 €	2.584.804 €	1.433.040 €	1.325.107 €	3.718.446 €	3.610.513 €
2025	51,40	858.280 €	850.732 €	2.259.700 €	2.169.125 €	1.202.584 €	1.112.009 €	3.120.459 €	3.029.884 €
2026	47,00	784.809 €	777.907 €	2.066.263 €	1.983.441 €	1.099.638.65 €	1.016.817 €	2.853.338 €	2.770.516 €
2027	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2028	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2029	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2030	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2031	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2032	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2033	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2034	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2035	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2036	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2037	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2038	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2039	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2040	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €



AÑO	PRECIO DE LA LUZ MERCADO LIBRE [€/MWh]	CASO 1 ESCENARIO 1: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp FIJOS SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 1: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp FIJOS HTC + RANKINE [€]	CASO 1 ESCENARIO 2: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp FIJOS SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 2: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp FIJOS HTC + RANKINE [€]	CASO 1 ESCENARIO 3: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 3: GANANCIAS POR AÑO 10,8 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR HTC + RANKINE [€]	CASO 1 ESCENARIO 4: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR SOLO HTC [€]	CASO 2 ESCENARIO 4: GANANCIAS POR AÑO 27 MWp 2 EJES SEGUIMIENTO SOLAR HTC + RANKINE [€]
2041	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2042	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2043	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2044	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2045	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
2046	63,18	1.054.993 €	1.045.715 €	2.777.611 €	2.666.276 €	1.478.209 €	1.366.875 €	3.835.650 €	3.724.316 €
TOTAL		27.364.136 €	27.123.489 €	72.044.950 €	69.157.189 €	38.341.399 €	35.453.639 €	99.488.109 €	96.600.348 €

5. Resultados y conclusiones

Una vez obtenidos los datos necesarios, se ha replanteado la viabilidad económica de los proyectos base en términos de los índices VAN y TIR en cada caso.

En la figura 5.1 se muestran los resultados obtenidos para los 8 escenarios planteados en este Trabajo Fin de Máster.

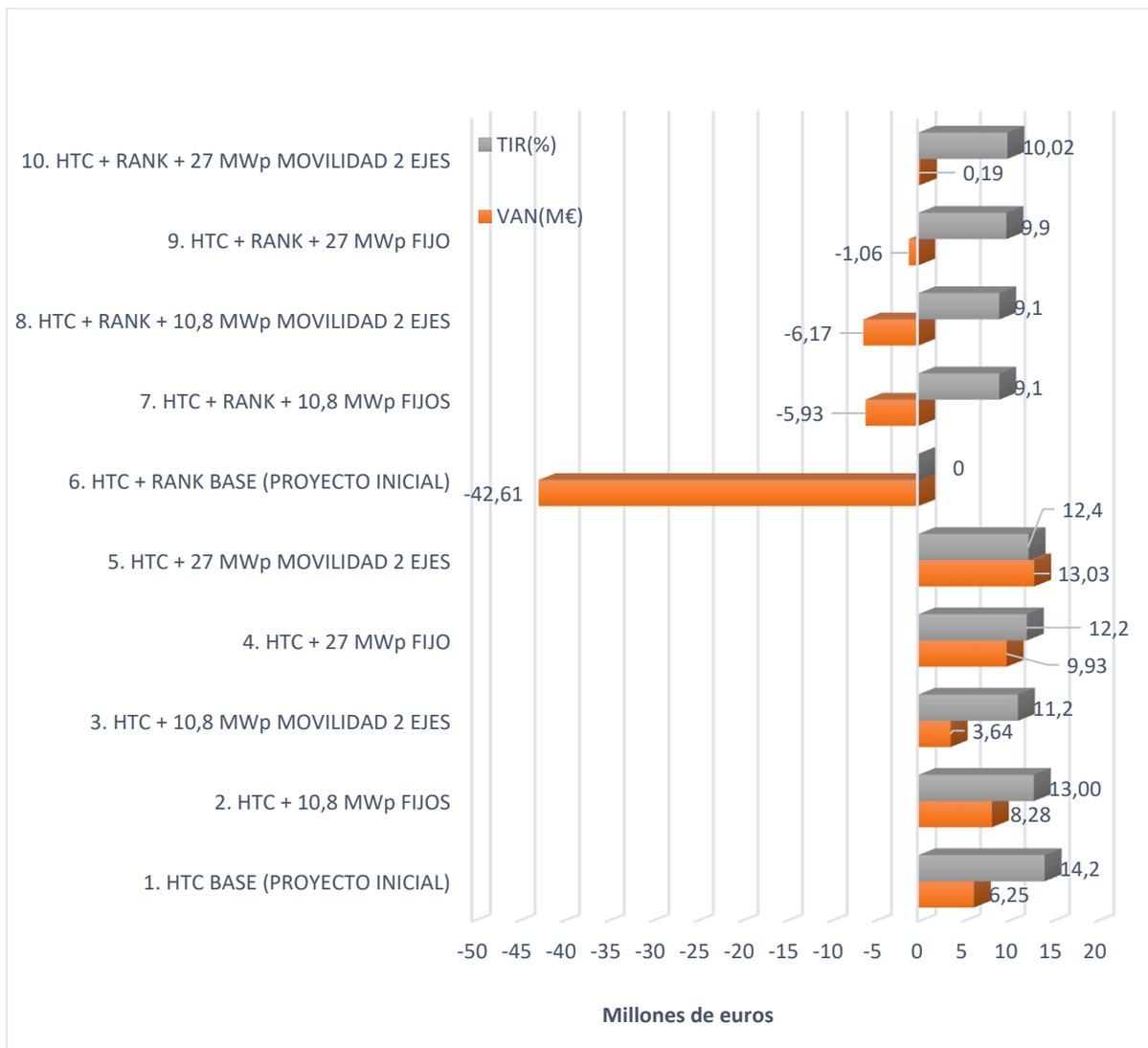


Figura 5.1 VAN y TIR de todos los escenarios comparados con los iniciales. (Fuente [Elaboración propia]).

5.1. Resultados del caso 1: modificaciones de la planta de producción de hidrochar sin ciclo Rankine

A la vista de la figura 5.1, se observa como en los cinco primeros escenarios representados (datos de viabilidad del proyecto inicial del caso 1 y sus escenarios alternativos propuestos) se obtiene un VAN positivo, por lo que la incorporación de la central fotovoltaica al proyecto inicial (central HTC), en cualquier caso, no reduce la tasa de beneficio del 10%. Esta consecuencia implica que se cumple la primera de nuestras hipótesis de partida.

No obstante, en ninguno de los casos anteriores se consigue mejorar la TIR del proyecto original. Esto se debe a la gran inversión inicial que supone la construcción y puesta en marcha de la planta fotovoltaica, y de que las retribuciones por las subvenciones de la instalación fotovoltaica y la venta de la energía generada sobrante no son suficientes como para superar, en términos relativos, esa inversión inicial. No obstante, el valor de la TIR se encuentra muy cercano al caso base, por lo que un escenario con un mayor precio de la energía eléctrica podría suponer un aumento de la TIR por encima del escenario de partida mediante la instalación de la central de generación fotovoltaica.

De los cuatro escenarios propuestos para reevaluar el proyecto inicial, el que resulta más atractivo es el caso del acople de una central solar fotovoltaica de 10,8 MWp a la producción de *hidrochar*. **Este escenario es el que presenta una TIR más cercana al caso base.** Sin embargo, cuando para la misma potencia, introducimos la tecnología seguidora de dos ejes, la TIR sufre un descenso de casi un 2%, no cumpliéndose la segunda hipótesis de nuestro proyecto, a causa del aumento del presupuesto inicial de la instalación fotovoltaica y los costes de operación que requiere este tipo de tecnología, por lo que, a la vista de los resultados, no se recomienda la instalación de esta alternativa para potencias de instalación menores.

Con respecto al acople de una central fotovoltaica de 27 MWp con tecnología fija a la planta de producción de *hidrochar*, el proyecto sufre un descenso de la TIR del ~1% con respecto al caso de la implantación de 10,8 MWp (punto 2 de la figura 5.1). Esto puede deberse a que el proyecto tenga un coste elevado con respecto a otros proyectos similares, puesto que los proyectos de referencia y los paneles utilizados utilizan una tecnología costosa. Una pequeña reducción del presupuesto, acompañado de un aumento de los precios de la energía, produciría una mejora sustancial de la TIR, dado que las retribuciones de venta de la energía tienen un peso mayor.

5.2. Resultados del caso 2: modificaciones de la planta de producción de hidrochar con ciclo Rankine

Continuando con los 5 últimos escenarios de la figura 5.1 (los que engloban todos los escenarios posibles integrados al HTC + ciclo de Rankine), se observa que un proyecto que no resulta rentable *a priori* (punto 6: caso base) se convierte en un proyecto con beneficios en cualquiera de los escenarios calculados. Esto se debe a las nuevas ayudas que proporciona la Junta de Andalucía para el ciclo de Rankine y a que los precios de venta de la energía eléctrica han aumentado con respecto al momento en que se realizó la viabilidad de este caso base.

De todos los escenarios, **el mejor** de ellos es el que corresponde al escenario 10: **la adhesión de la central fotovoltaica de 27 MWp con la incorporación de la tecnología de seguimiento de dos ejes a la planta de producción de hidrochar con ciclo de Rankine**. Este hecho hace que se cumpla la segunda hipótesis de partida de este Trabajo Fin de Máster.

5.3. Sensibilidad de la TIR al precio de la energía eléctrica

Debido a que todos los escenarios y, especialmente el más interesante para el caso 2, tienen una gran dependencia del precio de la energía eléctrica, se ha calculado el precio mínimo de la electricidad para poder obtener unos beneficios del proyecto del 10%.



Figura 5.2 Precio mínimo de venta de la energía para que cada escenario sea rentable con un beneficio del 10%. (Fuente [Elaboración Propia])

En la figura 5.2 se observa que, en los casos de la incorporación de la central fotovoltaica a la planta de HTC sin el ciclo de Rankine, al no ser tan dependiente de las retribuciones por la venta de la energía, el precio

de la electricidad puede ser más bajo garantizando un 10% de beneficio al proyecto. Es interesante destacar que el coste de la energía eléctrica podría reducirse hasta los 25-40 €/MWh, manteniendo una TIR del 10%.

Con respecto a los casos en los que se anexiona la central fotovoltaica a la central de HTC con ciclo de Rankine, la viabilidad del proyecto se hace mucho más sensible al precio de la energía eléctrica, con lo que los valores mínimos de precio de electricidad asumibles para garantizar una TIR del 10% pasan a ser de 63-71 €/MWh. Ello reduce el margen de seguridad del proyecto ante las importantes fluctuaciones del precio de la energía eléctrica actuales.

5.4. Conclusión final

Analizando las ventajas e inconvenientes de cada escenario, se puede concluir que la forma más viable de mejorar la rentabilidad de una planta de producción de *hidrochar* con o sin ciclo Rankine adicional resulta de la **incorporación de una planta fotovoltaica con seguimiento de 1 eje**. Respecto de las plantas fotovoltaicas con seguimiento de 2 ejes ello supone reducir el coste del proyecto (estructuras menos sofisticadas, menor coste en motores que permiten el movimiento de los ejes, menos controladores...) así como los costes de operación del mismo. A cambio, se lograría un aumento de generación de energía eléctrica de un 18-23%.

La implementación de **ciclos combinados de energías renovables puede modificar sustancialmente la TIR de proyectos iniciales que no son económicamente atractivos o son inviables**. Ello puede hacer que la transición energética hacia un uso más intensivo de energías renovables para generar electricidad sea más interesante. No obstante, los gobiernos deben asegurar ayudas para este tipo de tecnologías para que se asegure parte de la sostenibilidad económica de los proyectos y una rentabilidad a medio-largo plazo atractiva para los inversores.

Referencias

- [1] «Oxfamintermon,» 2016. [En línea]. Available: <https://blog.oxfamintermon.org/10-consecuencias-del-calentamiento-global/>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [2] C. Nullis, «UNFCCC,» Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://unfccc.int/es/news/estado-del-clima-en-2021-los-fenomenos-extremos-y-sus-principales-repercusiones>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [3] EUROPA PRESS, «notimerica,» 20 Julio 2020. [En línea]. Available: <https://www.notimerica.com/politica/noticia-clima-estudio-advierte-extincion-casi-total-osos-polares-2100-cambio-climatico-20200720183839.html>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [4] J. G. Navarro, «ABC,» 02 Noviembre 2021. [En línea]. Available: https://www.abc.es/economia/abci-conflicto-entre-argelia-y-marruecos-amenaza-suministro-202108280106_noticia.html. [Último acceso: Noviembre 2021].
- [5] Julio, «cocienciaeco,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.concienciaeco.com/2012/02/20/que-es-el-co2/>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [6] M. Planelles, «CO₂,» 2019. [En línea]. Available: <https://elpais.com/especiales/2019/el-co2-en-el-cambio-climatico/>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [7] Charles D. Keeling, de *Global Climate Change Impacts in the United States*, USGCRP, 2009.
- [8] D. Bozhinova, «*Simulating the integrated summertime Delta(CO₂)-C-14 signature from anthropogenic emissions over Western Europe,*» EGU, 2019. [En línea]. Available: <https://acp.copernicus.org/articles/14/7273/2014/acp-14-7273-2014.pdf>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [9] «Wikipedia,» 2001. [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Peque%C3%B1a_Edad_de_Hielo. [Último acceso: 2021 Septiembre].
- [10] A. M.F.Loutré, «*Insolation values for the climate of the last 10 million years*», *Quaternary Science Reviews*, vol. 10, nº 4, pp. 297-313, 1991.
- [11] Decrecimiento Retiro, «La historia de la aparición de los combustibles y sus enseñanzas.,» Agua, energía y decrecimiento, 17 Julio 2017. [En línea]. Available: <https://aguaenergiadecrecimiento.wordpress.com/2017/07/17/cosas-que-dicen-los-graficos-la-historia-de-la-aparicion-de-los-combustibles-y-sus-ensenanzas/>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [12] A.Díaz, «Statista,» 21 Septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://es.statista.com/estadisticas/634593/consumo-global-de-energia-por-fuente/>. [Último acceso: Noviembre 2021].
- [13] Biblioteca JCYL, «Energía JCYL,» JCYL, 2008. [En línea]. Available: <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/historia-petroleo.html>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [14] O. Planas, «solar-energía,» 16 Junio 2020. [En línea]. Available: <https://solar-energia.net/energias-no-renovables/combustibles-fosiles>. [Último acceso: Septiembre 2021].



- [15] I. Capellán-Pérez, «Agotamiento de los combustibles fósiles y escenarios socio-económicos,» Universidad de Valladolid, 2016. [En línea]. Available: http://www.eis.uva.es/energiasostenible/wp-content/uploads/2014/09/Capellanetal2014_esp.pdf. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [16] E. Dans, «Enrique Dans,» Enrique Dans, 7 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.enriquedans.com/2021/11/el-fin-de-los-combustibles-fosiles.html>. [Último acceso: Noviembre 2021].
- [17] «Iberdrola,» Iberdrola, , Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/contra-cambio-climatico/cop26>. [Último acceso: Noviembre 2021].
- [18] J. M. Bejarano, «Agenda pública,» Agenda Pública, Marzo 2020. [En línea]. Available: <https://agendapublica.es/la-descarbonizacion-en-espana/>. [Último acceso: 2021 Septiembre].
- [19] «APPA renovables,» Diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.appa.es/appa-biomasa/que-es-la-biomasa/>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [20] Cointra, «¿Qué es el balance neutro del carbono?,» Cointra, 2019. [En línea]. Available: <https://www.cointra.es/blog-balance-neutro-carbono/>. [Último acceso: Noviembre 2021].
- [21] Limousy, *Char and Carbon Materials Derived from Biomass*, Elsevier, 2019.
- [22] E. P. Ballester, Artist, *El proceso de carbonización hidrotermal aplicado a la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos*. [Art]. Instituto de tecnología química, Universidad Politécnica de Valencia., 2012.
- [23] R. López et al., «A techno-economic study of HTC processes coupled with power facilities and oxy-combustion systems», *Energy*, vol. 219, pp. 119651, Elsevier, 2021.
- [24] J. L. M. d. I. Rosa, *Agronomía y poda del olivar*, Sevilla: Cursos Modulares, 2002.
- [25] Junta de Andalucía, «Junta de andalucía,» 2006. [En línea]. Available: https://www.juntadeandalucia.es/medioambiente/web/Bloques_Tematicos/Calidad_Ambiental/Gestion_De_Los_Residuos_Solidos/compost/Uso_Compost.pdf. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [26] INE, «Instituto Nacional de Estadística,» Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://www.ine.es/varipc/>. [Último acceso: Noviembre 2021].
- [27] G. Maps, «Google,» Google, 2020. [En línea]. Available: <https://www.google.com/maps/place/Andasol/@37.2240074,-3.0757979,14z/data=!4m5!3m4!1s0xd702aee1b6105d7:0x8ba4e55a637349c4!8m2!3d37.2215413!4d-3.0659245>. [Último acceso: 2021].
- [28] Grupo Cobra, «grupocobra,» 2012. [En línea]. Available: <https://www.grupocobra.com/proyecto/central-termosolar-andasol-1/>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [29] B. CATTANEO, «*Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*,» EU Science Hub - European Commission, 15 Junio 2018. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Último acceso: Septiembre 2021].
- [30] I. PINEDO, «*SARAH Solar Radiation Data*,» EU Science Hub - European Commission, 24 Junio 2019. [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH>. [Último acceso: Septiembre 2021].



- [31] CMSAF , «CMSAF HOMEPAGE,» CMSAF, [En línea]. Available: https://www.cmsaf.eu/EN/Home/home_node.html.
- [32] IRENA, «*Renewable Power Generation Costs in 2019*,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020. [En línea]. Available: [/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019](#). [Último acceso: Septiembre 2021].
- [33] J. L. O. Medina y IGNIS, «Modificación de proyecto técnico administrativo Instalación FV ROBLASUN 1 47,500 MW Instalados e infraestructura de evacuación 30 kV,» Rioseco de Tapia (León), 2021.
- [34] «Ministerio para la Transición Ecológica, Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,» vol. BOE, nº 83.2019, p. 46, 2019.
- [35] Jefatura del Estado, , «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico,» vol. BOE, nº 310.2013, p. 104, 2013.
- [36] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, «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,» vol. BOE, nº 140, p. 98, 2014.
- [37] SOM ENERGÍA, «SOMENERGÍA,» 2015. [En línea]. Available: https://blog.somenergia.coop/wp-content/uploads/2015/06/charlamercadoelectrico_euitmop_def_pdf.pdf. [Último acceso: Noviembre 2021].
- [38] Omie, «Omie,» Omie, 2021. [En línea]. Available: <https://www.omie.es/>. [Último acceso: Octubre 2021].