



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DE HIBRIDACIÓN DE PLANTAS
FOTOVOLTAICAS CON ALMACENAMIENTO
EN HÍDROGENO**

Autor: Álvaro Echegoyen Vogel

Director: Pablo de la Llana Sebastián

Madrid, España

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Análisis de Hibridación de Plantas Fotovoltaicas con Almacenamiento en Hidrógeno** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Álvaro Echegoyen Vogel Fecha: 07 / 06 / 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Pablo de la Llana Sebastián Fecha: 08 / 06 / 2023



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DE HIBRIDACIÓN DE PLANTAS
FOTOVOLTAICAS CON ALMACENAMIENTO
EN HÍDROGENO**

Autor: Álvaro Echegoyen Vogel

Director: Pablo de la Llana Sebastián

Madrid, España

Agradecimientos

A mi familia, por permitirme tener la gran educación que se me ha dado tanto en el colegio (La Salle Maravillas) como en la Universidad (ICAI), así como motivarme y apoyarme a lo largo de todo el camino.

A Pablo de la Llana, el director del proyecto, por la gran idea y permitirme llevarla a cabo. También agradecerle su apoyo continuado a lo largo del año, el cual ha sido clave en la ejecución de este trabajo.

A mi colegio, Nuestra Señora de las Maravillas, por formarme como persona y darme la base que me ha permitido conseguir mis metas.

A ICAI y a los profesores de ICAI por todo lo que me han enseñado estos años, conocimientos esenciales para poder terminar el grado y llevar a cabo este proyecto.

Por último, a la Universidad de Michigan (Ann Arbor), por acompañarme a lo largo de este último año aportándome enfoques diferentes y experiencias únicas.

ANÁLISIS DE HIBRIDACIÓN DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS CON ALMACENAMIENTO EN HIDRÓGENO.

Autor: Echegoyen Vogel, Álvaro.

Director: De la Llana Sebastián, Pablo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto analiza la hibridación de una planta de generación solar fotovoltaica con un sistema de almacenamiento de energía en hidrógeno verde. El objetivo es estudiar y dimensionar una solución viable técnica y económicamente al problema climático al que se enfrenta la sociedad en la actualidad.

Palabras clave: Solar fotovoltaica, Hidrógeno, Hibridación, Energía renovable, Cambio climático, PPA

1. Introducción

El cambio climático y las consecuencias del aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero son un grave problema para la salud y el bienestar del ser humano, así como del resto de especies que habitan el planeta Tierra según el IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático). Por ende, la búsqueda de soluciones que minimicen los negativos efectos de la polución es uno de los grandes retos a los que la comunidad científica tiene que plantar cara.

Este proyecto presenta y describe brevemente las principales tecnologías de generación de electricidad renovable, así como de almacenamiento de energía, para posteriormente ahondar en la solar fotovoltaica y el hidrógeno verde, planteando así una solución distinta e innovadora al problema climático.

La motivación de dicha selección reside en el elevado potencial de ambas tecnologías en términos de aportar electricidad de manera limpia, además de a la abundante cantidad de tanto energía solar irradiada por el Sol como de hidrógeno disponible en el universo. Como resultado, se trata de una hibridación con grandes ventajas energéticas, pero poco estudiada por la comunidad científica hasta el momento.

2. Definición del proyecto

El proyecto, que se basa en hibridar la generación de electricidad por medio de energía solar fotovoltaica con el almacenamiento de parte de esta en tanques de hidrógeno verde, contempla el estudio del marco regulatorio del sistema eléctrico español.

A su vez, este documento recoge las principales diferencias entre tipos de equipos y modelos necesarios para llevar a cabo la instalación (tanto de la parte fotovoltaica como de la de hidrógeno verde). Con dichas diferenciaciones y características, el trabajo explica el seleccionado de equipos en base a las distintas ventajas que ofrecen.

Posteriormente, el proyecto expone simulaciones de la instalación dimensionada llevadas a cabo con el software PVGIS de la Unión Europea. La parte final del proyecto consiste en la elaboración de un modelo de negocio de la instalación conjunta a fin de

demostrar la viabilidad económica del mismo, parte esencial para poder ofrecer una solución real al problema planteado.

Con todo lo anterior, el proyecto concluye con la exposición de los resultados obtenidos y las distintas conclusiones relativas a los mismos, así como posibles mejores de la casuística expuesta para proyectos derivados del mismo.

3. Descripción de la instalación

La instalación planteada consiste en una planta de 50MWac de generación fotovoltaica con un sobredimensionamiento DC/AC de 1,1 (55MWp), localizada en la provincia de Jaén, Andalucía, España. La parcela sobre la que se pretende construir tiene 125 hectáreas y la parte fotovoltaica cuenta con 125.000 paneles de silicio monocristalino (440 Wp) del fabricante LG. Estos contarán con 1.042 trackers solares (tracker Vanguard 550-2P de TrinaSolar) a fin de mejorar la captación solar.

Los 455 inversores seleccionados son el modelo Sungrow SG110CX de 110kW de potencia de salida nominal, acompañados de transformadores elevadores del fabricante Ormazábal Velatia. No obstante, el proyecto también estudia un segundo escenario en el que se emplean 11 estaciones de potencia SMA de 4.600W, resultando esta segunda una ligera mejor opción tanto por motivos prácticos como económicos.

En lo referente a la parte de almacenamiento en hidrógeno, esta cuenta con 7,48MW de potencia a través de 17 pilas de combustible (modelo PureCell Model400 de Doosan Fuel Cell America Inc), que convertirán el hidrógeno almacenado en electricidad. Para el almacenamiento de hidrógeno se emplearán 205 tanques de Worthington industries, y para el proceso de electrólisis de la que se obtiene hidrógeno a través de electricidad proveniente de la parte solar se emplearán 2 electrolizadores Nel A485 del fabricante Nel Hydrogen.

Las pilas de combustible se han dimensionado para poder operar 2 ciclos completos de 4 horas al día a potencia de 7,48MW, tardando los tanques 7 horas en recargarse con los equipos seleccionados. El objetivo de esta instalación es el de dotar a la planta de resiliencia incluso si las condiciones meteorológicas no son ideales, confrontando así uno de los mayores problemas de las energías renovables. Por otro lado, contar con almacenamiento mejorará la rentabilidad de la planta pudiendo ofrecer electricidad en momentos pico.

4. Resultados

- Con el dimensionamiento empleado y las condiciones determinadas en la inclinación de los paneles, la localización del proyecto y los equipos seleccionados, la planta de 50MWac producirá 110,68GWh anuales de electricidad limpia. Por las características de los paneles seleccionados, estos tendrán una degradación anual del 0,25% que repercutirá en la electricidad generada.
- Considerando el CAPEX inicial (52,85 M. €), que representa la gran parte de la inversión y el riesgo asociado al proyecto, así como los distintos gastos de OPEX (28€/kWp), alquiler (1200€/m2 anual) e impuestos, el proyecto tiene una TIR del 8,17%, suponiendo una inversión muy atractiva si se considera que proyectos del estilo ofrecen retornos del 7-8% en proyectos de 30 años.
- Es importante tener en cuenta que el contar con una instalación híbrida (almacenamiento) conlleva a un mayor CAPEX reduciendo de este modo la TIR. No

obstante, el almacenamiento sube el valor del posible PPA al poder ofrecer robustez al comprador (80€/MWh anual).

- A su vez, el proyecto ofrece un Valor Neto Actual de 4,51 millones de euros si le implementamos una tasa de descuento razonable del 7%, habitual en proyectos similares del sector, indicando que el proyecto no solo ofrece rentabilidad a largo plazo, sino que tiene un valor considerable.

t (años)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Electricidad producida (MWh)		112.893	112.610	112.329	112.048	111.768	111.488	111.210	110.932	110.654	110.378	110.102	109.826	109.552	109.278	109.005	108.732	108.461	108.189	107.919	107.649
Ingresos brutos PPA (€)		9.031.402	9.008.823	8.986.301	8.963.835	8.941.426	8.919.072	8.896.774	8.874.532	8.852.346	8.830.215	8.808.140	8.786.119	8.764.154	8.742.244	8.720.388	8.698.587	8.676.841	8.655.149	8.633.511	8.611.927
Impuestos sobre ingreso (7%)		632.198	630.618	629.041	627.468	625.900	624.335	622.774	621.217	619.664	618.115	616.570	615.028	613.491	611.957	610.427	608.901	607.379	605.860	604.346	602.835
Ingresos netos PPA (€)		8.399.203	8.378.205	8.357.260	8.336.367	8.315.526	8.294.737	8.274.000	8.253.315	8.232.682	8.212.100	8.191.570	8.171.091	8.150.663	8.130.287	8.109.961	8.089.686	8.069.462	8.049.288	8.029.165	8.009.092
OPEX		-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000
Alquiler terreno		-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000
Amortización maquinaria		-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800
Impuestos locales [actividad económica, ocupación vía pública, etc] (2%)	0	-87.188	-86.768	-86.349	-85.931	-85.515	-85.099	-84.684	-84.270	-83.858	-83.446	-83.035	-82.626	-82.217	-81.810	-81.403	-80.998	-80.593	-80.190	-79.787	-79.386
EBIT/BAI (€)	0	4.122.215	4.101.637	4.081.111	4.060.635	4.040.211	4.019.838	3.999.516	3.979.245	3.959.024	3.938.854	3.918.735	3.898.665	3.878.646	3.858.677	3.838.758	3.818.888	3.799.069	3.779.298	3.759.578	3.739.906
Impuestos sobre beneficio (25%)	0	-1.030.554	-1.025.409	-1.020.278	-1.015.159	-1.010.053	-1.004.960	-999.879	-994.811	-989.756	-984.714	-979.684	-974.666	-969.661	-964.669	-959.689	-954.722	-949.767	-944.825	-939.894	-934.977
Bº neto (€)	0	3.091.661	3.076.228	3.060.833	3.045.477	3.030.158	3.014.879	2.999.637	2.984.434	2.969.268	2.954.141	2.939.051	2.923.999	2.908.984	2.894.008	2.879.068	2.864.166	2.849.301	2.834.474	2.819.683	2.804.930
CAPEX	-52.846.000																				
Flujos de caja (€)	-52.846.000	5.591.461	5.576.028	5.560.633	5.545.277	5.529.958	5.514.679	5.499.437	5.484.234	5.469.068	5.453.941	5.438.851	5.423.799	5.408.784	5.393.808	5.378.868	5.363.966	5.349.101	5.334.274	5.319.483	5.304.730

VAN del proyecto	4.513.287 €
TIR del proyecto	8,17%

Figura 1 – Modelo de negocio del proyecto con un PPA a 20 años. Elaboración propia.

5. Conclusiones

Este proyecto de hibridación renovable ofrece una solución práctica y viable al grave problema de la contaminación y el cambio climático que se plantea.

Por un lado, el proyecto está alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), en concreto aquellos relacionados con la salud y el bienestar (3), la energía asequible y no contaminante (7), la industria, innovación e infraestructura (9), y la acción por el clima (13), ya que promueve una solución nueva e ingenieril la cual busca solucionar un problema al que el ser humano está expuesto, como se profundizará y desarrollará en el capítulo 1.3 del presente documento.

Por otro lado, el proyecto abastecerá a la red eléctrica española con una potencia de 50MW de corriente alterna de origen completamente limpio y renovable, suponiendo una producción anual de energía limpia acumulada de 110,68GWh. De este modo, se ofrece una considerable reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero y un impulso a la sostenibilidad energética.

Además, al desarrollar el modelo de negocio con la hipotética implementación de un acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) con un valor anual de 80€/MWh y una duración de 20 años, y considerando que este valor se encuentra dentro de un rango bastante razonable según el análisis de LevelTen Energy, el proyecto no solo ofrece beneficios en términos climáticos, energéticos y tecnológicos, sino que también presenta un rendimiento atractivo con una TIR del 8,17%. Esto lo convierte en

una propuesta interesante para posibles inversores externos y lo posiciona como una solución viable en la práctica.

6. Referencias

- [1] IPCC, 2013: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- [35] “*Los precios de los PPA solares caen en Europa por primera vez en dos años, según el nuevo informe de LevelTen Energy*”. LevelTen Energy. Abril 2023. Encontrado en: <https://www.leveltenenergy.com/post/los-precios-de-los-ppa-solares-caen-en-europa-por-primera-vez-en-dos-anos-segun-el-nuevo-informe-de-levelten-energy>
- [50] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). European Commission. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- [51] Roca, J.A. “*Las plantas fotovoltaicas tienen cada vez una vida más larga y menos costes operativos*”. El Periódico de la Energía. Junio 2020.

HYBRIDIZATION ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC PLANTS WITH HYDROGEN STORAGE.

Author: Echegoyen Vogel, Álvaro.

Supervisor: De la Llana Sebastián, Pablo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This project analyzes the hybridization of a solar photovoltaic generation plant with a green hydrogen energy storage system. The objective is to study and dimension a technically and economically viable solution to the climate problem that society is currently facing.

Keywords: Solar photovoltaics, Hydrogen, Hybridization, Renewable energy, Climate change, PPA

1. Introduction

According to the IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), climate change and the consequences of the increase in greenhouse gas emissions are a serious problem for human health and well-being, as well as for the rest of the species that inhabit planet Earth. Therefore, the search for solutions that minimize the negative effects of pollution is one of the great challenges that the scientific community must face.

This project presents and briefly describes the main technologies for renewable electricity generation and energy storage, and then delves into solar photovoltaic and green hydrogen, thus proposing a different and innovative solution to the climate problem.

The motivation for this selection lies in the high potential of both technologies in terms of providing electricity in a clean way, in addition to the abundant amount of both solar energy radiated by the Sun and hydrogen available in the universe. As a result, it is a hybridization with great energetic advantages, but little studied by the scientific community so far.

2. Definition of the project

The project, which is based on hybridizing the generation of electricity by means of photovoltaic solar energy with the storage of part of it in green hydrogen tanks, includes a study of the regulatory framework of the Spanish electricity system.

In turn, this document includes the main differences between types of equipment and models needed to carry out the installation (both the photovoltaic part and the green hydrogen part). With these differences and characteristics, the work explains the selection of equipment based on the different advantages they offer.

Subsequently, the project presents simulations of the dimensioned installation carried out with the PVGIS software of the European Union. The final part of the project consists of the elaboration of a business model of the joint installation in order to demonstrate the economic viability of the same, an essential part to be able to offer a real solution to the raised problem.

With all the above, the project concludes with the exposition of the obtained results and the different conclusions related to them, as well as possible improvements of the exposed casuistry for projects derived from the same one.

3. Description of the installation

The proposed installation consists of a 50MWac photovoltaic generation plant with a DC/AC oversizing of 1.1 (55MWp), located in the province of Jaén, Andalusia, Spain. The plot on which it is intended to be built is 125 hectares and the photovoltaic part has 125,000 monocrystalline silicon panels (440 Wp) from the manufacturer LG. These will be equipped with 1,042 solar trackers (TrinaSolar's Vanguard 550-2P tracker) to improve solar gain.

The 455 inverters selected are the Sungrow SG110CX model with a rated output power of 110kW, accompanied by step-up transformers from the manufacturer Ormazábal Velatia. However, the project also studies a second scenario in which 11 SMA 4,600W power stations are used, the latter being a slightly better option for both practical and economic reasons.

Regarding the hydrogen storage part, this has 7.48MW of power through 17 fuel cells (PureCell Model400 from Doosan Fuel Cell America Inc.), which will convert the stored hydrogen into electricity. For hydrogen storage, 205 tanks from Worthington Industries will be used, and for the electrolysis process from which hydrogen is obtained through electricity from the solar part, 2 Nel A485 electrolyzers from the manufacturer Nel Hydrogen will be used.

The fuel cells have been dimensioned to be able to operate 2 complete cycles of 4 hours per day at a power of 7.48 MW, the tanks taking 7 hours to recharge with the selected equipment. The objective of this installation is to provide the plant with resilience even if weather conditions are not ideal, thus confronting one of the major problems of renewable energies. On the other hand, having storage will improve the plant's profitability by being able to offer electricity at peak times.

4. Results

- With the sizing used and the conditions determined in the inclination of the panels, the location of the project and the selected equipment, the 50MWac plant will produce 110.68GWh of clean electricity per year. Due to the characteristics of the selected panels, they will have an annual degradation of 0.25%, which will have an impact on the electricity generated.
- Considering the initial CAPEX (52.85 M. €), which represents a large part of the investment and the risk associated with the project, as well as the various OPEX expenses (28€/kWp), rent (1200€/m² per year) and taxes, the project has an IRR of 8.17%, which is a very attractive investment if one considers that projects of this type offer returns of 7-8% in 30-year projects.
- It is important to consider that having a hybrid facility (storage) leads to a higher CAPEX, thus reducing the IRR. However, storage raises the value of the potential PPA by being able to offer robustness to the buyer (€80/MWh per year).
- In turn, the project offers a Net Present Value of 4.51 million euros if we implement a reasonable discount rate of 7%, which is usual in similar projects in the sector, indicating that the project not only offers long-term profitability, but also has considerable value.

t (years)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Electricity produced (MWh)		112.893	112.610	112.329	112.048	111.768	111.488	111.210	110.932	110.654	110.378	110.102	109.826	109.552	109.278	109.005	108.732	108.461	108.189	107.919	107.649
Gross income PPA (€)		9.031.402	9.008.823	8.986.301	8.963.835	8.941.426	8.919.072	8.896.774	8.874.532	8.852.346	8.830.215	8.808.140	8.786.119	8.764.154	8.742.244	8.720.388	8.698.587	8.676.841	8.655.149	8.633.511	8.611.927
Income tax (7%)		632.198	630.618	629.041	627.468	625.900	624.335	622.774	621.217	619.664	618.115	616.570	615.028	613.491	611.957	610.427	608.901	607.379	605.860	604.346	602.835
Net income PPA (€)		8.399.203	8.378.205	8.357.260	8.336.367	8.315.526	8.294.737	8.274.000	8.253.315	8.232.682	8.212.100	8.191.570	8.171.091	8.150.663	8.130.287	8.109.961	8.089.686	8.069.462	8.049.288	8.029.165	8.009.092
OPEX		-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000
Land rent		-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000
Machinery amortization		-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800
Local taxes [economic activity, occupation of public streets, etc] (2%)	0	-87.188	-86.768	-86.349	-85.931	-85.515	-85.099	-84.684	-84.270	-83.858	-83.446	-83.035	-82.626	-82.217	-81.810	-81.403	-80.998	-80.593	-80.190	-79.787	-79.386
EBIT (€)	0	4.122.215	4.101.637	4.081.111	4.060.635	4.040.211	4.019.838	3.999.516	3.979.245	3.959.024	3.938.854	3.918.735	3.898.665	3.878.646	3.858.677	3.838.758	3.818.888	3.799.069	3.779.298	3.759.578	3.739.906
Impuestos sobre beneficio (25%)	0	-1.030.554	-1.025.409	-1.020.278	-1.015.159	-1.010.053	-1.004.960	-999.879	-994.811	-989.756	-984.714	-979.684	-974.666	-969.661	-964.669	-959.689	-954.722	-949.767	-944.825	-939.894	-934.977
Net profit (€)	0	3.091.661	3.076.228	3.060.833	3.045.477	3.030.158	3.014.879	2.999.637	2.984.434	2.969.268	2.954.141	2.939.051	2.923.999	2.908.984	2.894.008	2.879.068	2.864.166	2.849.301	2.834.474	2.819.683	2.804.930
CAPEX	-52.846.000																				
Cash flows (€)	-52.846.000	5.591.461	5.576.028	5.560.633	5.545.277	5.529.958	5.514.679	5.499.437	5.484.234	5.469.068	5.453.941	5.438.851	5.423.799	5.408.784	5.393.808	5.378.868	5.363.966	5.349.101	5.334.274	5.319.483	5.304.730

Project NPV	4.513.287 €
Project IRR	8,17%

Figure 1 - Business model of the project with a 20-year PPA. Own elaboration.

5. Conclusions

This renewable hybridization project offers a practical and viable solution to the serious problem of pollution and climate change.

On the one hand, the project is aligned with the Sustainable Development Goals (SDGs), specifically those related to health and wellbeing (3), affordable and clean energy (7), industry, innovation and infrastructure (9), and climate action (13), as it promotes a new and engineering solution which seeks to solve a problem to which human beings are exposed, as will be deepened and developed in chapter 1.3 of this document.

On the other hand, the project will supply the Spanish electricity grid with a power of 50MW of alternating current of completely clean and renewable origin, assuming an annual accumulated clean energy production of 110.68GWh. This offers a considerable reduction in greenhouse gas emissions and a boost to energy sustainability.

Furthermore, by developing the business model with the hypothetical implementation of a long-term power purchase agreement (PPA) with an annual value of €80/MWh and a duration of 20 years, considering that this value is within a quite reasonable range according to LevelTen Energy's analysis, the project not only offers benefits in terms of climate, energy and technology, but also presents an attractive return with an IRR of 8.17%. This makes it an interesting proposition for potential external investors and positions it as a viable solution in practice.

6. Bibliography

- [1] IPCC, 2013: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- [35] “*Los precios de los PPA solares caen en Europa por primera vez en dos años, según el nuevo informe de LevelTen Energy*”. LevelTen Energy. Abril 2023. Encontrado en: <https://www.leveltenenergy.com/post/los-precios-de-los-ppa-solares-caen-en-europa-por-primera-vez-en-dos-anos-segun-el-nuevo-informe-de-levelten-energy>
- [50] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). European Commission. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- [51] Roca, J.A. “*Las plantas fotovoltaicas tienen cada vez una vida más larga y menos costes operativos*”. El Periódico de la Energía. Junio 2020.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Motivación del proyecto	7
1.2 Objetivos del proyecto.....	8
1.3 Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....	9
1.4 Metodología del trabajo	10
Capítulo 2. Estado del arte	13
2.1 Obtención de energía renovable.....	14
2.1.1 Energía fotovoltaica.....	14
2.1.2 Energía hidráulica.....	16
2.1.3 Energía eólica.....	16
2.1.4 Energía nuclear	17
2.1.5 Energía geotérmica.....	18
2.1.6 Hidrógeno.....	20
2.2 Almacenamiento de energía renovable.....	21
2.2.1 Baterías de ion de litio	21
2.2.2 Almacenamiento en hidrógeno	23
2.2.3 Almacenamiento hidráulico.....	25
2.2.4 Almacenamiento en ultracondensadores.....	27
2.3 Sistemas de hibridación	28
Capítulo 3. Descripción de las tecnologías	30
3.1 Planta fotovoltaica	30
3.2 Almacenamiento en hidrógeno verde	35
3.2.1 Obtención de hidrógeno verde.....	35
3.2.2 Almacenamiento de hidrógeno	37
3.2.3 Pila de combustible.....	42
Capítulo 4. Estudio del marco regulatorio del sector eléctrico español	45
4.1 Potencia instalada	45
4.2 Derechos y obligaciones de las instalaciones renovables	47
4.3 Regulación de factor de potencia, tensión y frecuencia.....	48

4.4	Régimen económico	49
4.4.1	Régimen económico: sector público	49
4.4.2	Régimen económico: sector privado.....	51
4.5	Acceso y conexionado a la red.....	52
4.6	Regulación del hidrógeno verde.....	53
Capítulo 5. Análisis Avanzado planta fotovoltaica.....		54
5.1	Alcance de la planta.....	54
5.2	Ubicación.....	57
5.3	Selección de equipo	60
5.4	Orientación e inclinación de los paneles.....	69
5.5	Sobredimensionamiento DC/AC.....	71
5.6	Superficie.....	72
Capítulo 6. Análisis avanzado almacenamiento en hidrógeno.....		75
6.1	Alcance del almacenamiento.....	75
6.2	Selección de equipo	76
6.3	Superficie.....	83
Capítulo 7. Simulaciones		85
Capítulo 8. Modelo de negocio.....		89
Capítulo 9. Resultados y conclusiones		94
Capítulo 10. Bibliografía.....		96
ANEXO I. Datasheet Panel LG seleccionado		100
ANEXO II. Datasheet Solar tracker.....		102
ANEXO III. Datasheet Power station SMA		104

Índice de figuras

Figura 1.1. [1] Cambios en la temperatura media de la superficie de la Tierra y en el nivel medio del mar.....	7
Figura 1.2. [1] Cambios en la temperatura media de la superficie de la Tierra y en el nivel medio del mar.....	7
Figura 1.3. Cronograma del proyecto.....	12
Figura 2.1. [2] Funcionamiento y composición interna de un panel solar.....	15
Figura 2.2. [4] Instalaciones tipo de energía geotérmica.....	19
Figura 2.3. Combustión del hidrógeno.....	20
Figura 2.4. [6] Funcionamiento de una batería de ion de litio.	22
Figura 2.5. [9] Mapa comparativo de las densidades energéticas de los distintos combustibles.....	24
Figura 2.6. [10] Ejemplo de una central hidráulica reversible.....	26
Figura 3.1. [13] Curva característica v-i de una celda solar y curva de potencia.....	31
Figura 3.2. [13] Diferencias conexionado serie o paralelo en curva característica v-i de una celda solar.....	31
Figura 3.3. [14] Convertidor DC-AC en puente.	33
Figura 3.4. [14] Fases conversión de onda DC-AC.	33
Figura 3.5. [17] Tanque de tipo I.....	39
Figura 3.6. [17] Tanque de tipo II.....	39
Figura 3.7. [17] Tanque de tipo III.....	40
Figura 3.8. [18] Tanque de tipo IV.	40
Figura 3.9. [20] Cámara de Ball milling.....	41
Figura 4.1. [23] Calendario de subastas del régimen económico de energías renovables.....	51
Figura 5.2.1. [30] Radiación solar incidente media en España por geografía.....	58
Figura 5.3.1. [32, 33] Principales paneles solares por eficiencia en 2023.....	61
Figura 5.3.2. [35] Evolución precio PPA en Europa.....	63

Figura 5.3.3. [41] Esquema planta FV usando una Power Station.....	68
Figura 5.4.1. [42] Diagrama explicativo componentes de la radiación solar.....	69
Figura 6.2.1. [45] Equipo Nel A485 Hydrogen.....	78
Figura 6.2.2. [49] Equipo PureCell Model40 Hydrogen.....	81
Figura 7.1. [50] Parámetros simulación PVGIS.....	85
Figura 7.2. [50] Irradiación mensual sobre plano con sistema de seguimiento.....	86
Figura 7.3. [50] Producción energética mensual del sistema FV plano con seguimiento.....	87
Figura 8.1. Desglose CAPEX equipos	91
Figura 8.2. Desglose CAPEX escenario 1	91
Figura 8.3. Desglose CAPEX escenario 2.....	92
Figura 8.4. Modelo de negocio del proyecto a 20 años.....	92

Índice de tablas

Tabla 3.1. [15, 16] Características de los principales electrolizadores.....	37
Tabla 3.2. [21, 22] Comparativa tipos de pilas de combustible según electrolito.....	43
Tabla 5.1.1. [24, 25, 26, 27, 28, 29] Estudio del mercado del sector fotovoltaico en España.....	55
Tabla 5.2.1. [30, 31] Estudio meteorológico en España.....	59
Tabla 5.3.1. [34] Especificaciones técnicas SunPower Maxeon 6AC.....	61
Tabla 5.3.2. [36] Especificaciones técnicas LG Neon Solar Power.....	64
Tabla 5.3.3. [37, 38, 39, 40, 341] Análisis principales inversores fotovoltaicos en el mercado.....	65
Tabla 5.3.4. [41] Especificaciones técnicas de la power station SMA 4600-S2-US.....	68
Tabla 5.3.5. [43] Especificaciones técnicas del tracker Vanguard de Trina Solar.....	70
Tabla 6.2.1. [15, 16] Características de los principales electrolizadores.....	76
Tabla 6.2.2. [44, 45, 46] Tabla comparativa modelos de electrolizadores PEM y/o alcalinos.....	77
Tabla 6.2.3. [17, 18] Tabla comparativa de los cuatro tanques de almacenamiento en hidrógeno....	78
Tabla 6.2.4. [47] Especificaciones del tanque tipo II escogido.....	79
Tabla 6.2.5. [21, 22] Comparativa tipos de pilas de combustible según electrolito.....	80
Tabla 6.2.6. [48, 49] Comparativa modelos de pila de combustible PAFC.....	81
Tabla 7.1. [50] Resumen simulaciones de la planta.....	88

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El calentamiento global tiene múltiples consecuencias en el planeta, como la desaparición de especies, el aumento del nivel del mar, los cambios en los ecosistemas o una mayor tasa de propagación de enfermedades. A través del Acuerdo de París firmado en 2015 por una amplia mayoría de países, los gobiernos buscan limitar el aumento medio de temperatura global a 2 grados centígrados respecto a niveles preindustriales, así como alcanzar la neutralidad climática para finales de 2050. La neutralidad climática o energética supone que se libere la misma cantidad de CO₂ que la que la atmósfera retira de manera natural. Para ello, se busca integrar ideas y alternativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂.

El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) estimó en 2018 que 89% de las emisiones de CO₂ provienen de combustibles fósiles. En el estudio de la sustitución de los combustibles fósiles por energías más limpias, aparecen diversas alternativas que se encuentran bajo estudio y desarrollo en la actualidad. Las energías limpias son aquellas que no producen ningún tipo de contaminación. Las renovables, sin embargo, son aquellas que usan recursos naturales que pueden renovarse continuamente, pero sí pueden contaminar. No obstante, la mayoría de las energías renovables son a su vez energías limpias.

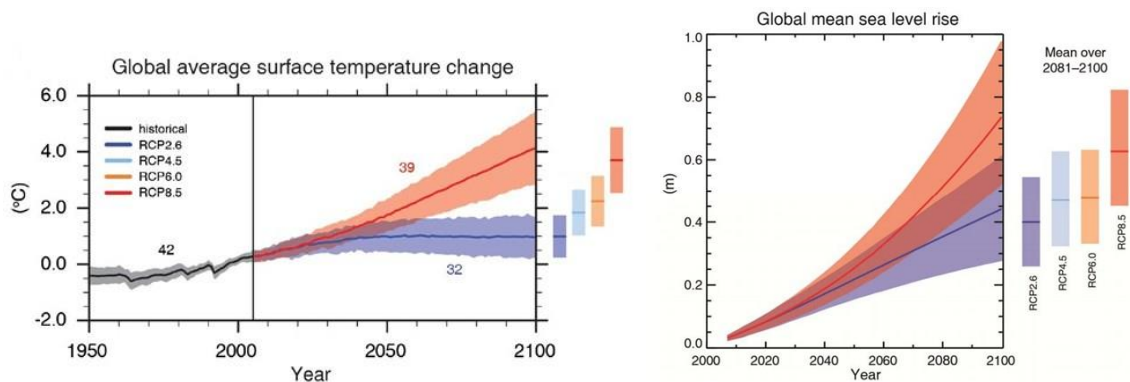
Por ello, este trabajo estudiará posibles alternativas a la problemática del medioambiente y llevará a cabo la hibridación de un sistema de obtención de energía renovable con un sistema limpio de almacenamiento de esta energía. En concreto, se diseñará y dimensionará una instalación de energía fotovoltaica con almacenamiento en tanques de hidrógeno verde. Esta hibridación podrá proporcionar electricidad a la red a través de las placas fotovoltaicas, o a través del hidrógeno almacenado por medio de pilas de combustible, cuando la demanda supere a la generación, en momentos pico, o cuando las condiciones meteorológicas no sean favorables.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto se llevará a cabo para presentar y ofrecer una posible alternativa realista a la problemática ya expuesta, que ofrezca una significativa reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero pero que a su vez sea viable técnica y económicamente.

Para ello, a través del diseño y dimensionado de la instalación híbrida se pondrá a prueba la viabilidad de la solución propuesta, mientras que posteriormente el business model (modelo o plan de negocio) que se elaborará pondrá de manifiesto la rentabilidad de esta y, por tanto, se obtendrán conclusiones sobre la calidad y utilidad de la propuesta.

Dado que desde la Revolución Industrial las emisiones de gases de efecto invernadero han aumentado exponencialmente, el aumento interanual de la temperatura global de la superficie terrestre, así como el aumento del nivel medio del mar, son realidades a las que la comunidad científica tiene que buscar posibles soluciones. Esto se puede apreciar detalladamente en las siguientes figuras:



Figuras 1.1 y 1.2. Cambios en la temperatura media de la superficie de la Tierra y en el nivel medio del mar. Fuente: [1].

Como muestran las figuras 1.1 y 1.2, se espera que el aumento en la temperatura media de la superficie terrestre y en el nivel medio del mar continúen la tendencia creciente en los próximos años. No obstante, el IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático) plantea dos posibles escenarios: uno de bajas emisiones (azul), y uno de altas emisiones (rojo). Si se implementan soluciones medioambientales como la que se presenta en este

proyecto, se podrá alcanzar un escenario similar al de bajas emisiones o mejor, y corregir de este modo la tendencia negativa de los últimos años. Ese es el principal motor de este trabajo.

La creciente mejora en la rentabilidad de los paneles solares, por medio del abaratamiento de los costes y el aumento de la vida útil, sumado a su considerable potencial por la cantidad de energía irradiada por el Sol, y a la favorable situación geográfica de España en lo que respecta a la recepción de energía solar, hacen que la generación de energía limpia seleccionada en este proyecto sea la solar fotovoltaica.

No obstante, sus problemas con la intermitencia debido a la irregularidad del Sol suponen un inconveniente si se busca una generación limpia que sea regular y resiliente. Por este motivo, el análisis de la hibridación con un sistema de almacenamiento dotaría a la instalación final de la consistencia deseada. Entre los distintos tipos de almacenamiento limpio que se estudiarán en el trabajo, el escogido es el hidrógeno verde. Los motivos que conllevan a tal decisión son principalmente su gran potencial medioambiental, por sus nulas emisiones de gases de efecto invernadero, y su abundancia en el planeta, siendo el elemento más abundante al que estamos expuestos. También es importante mencionar que se trata de una hibridación poco estudiada por la comunidad científica en la actualidad.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El principal objetivo de este proyecto es encontrar una alternativa realista que conlleve una reducción en la contaminación. Para ello, se concretarán los equipos implicados en el proyecto y se cuantificará la contribución de la planta a la red en términos de electricidad. De este modo, se pretende poner de manifiesto si ofrece una solución energética significativa y viable.

Dado que en las inversiones prima la economía y la rentabilidad a la hora de elegir diferentes propuestas, se considera imprescindible proponer una solución razonable económicamente. Por ello, se analizará el aspecto financiero de la instalación, tanto los gastos de inversión inicial en términos de CAPEX como los gastos de mantenimiento y operación (OPEX). Se

elaborará un modelo de negocio a largo plazo y se analizará la rentabilidad del proyecto. Aunque a priori se pueda esperar que esta instalación resulte un poco más cara que una de combustibles fósiles, dado que las tecnologías a implementar como el hidrógeno no están tan desarrolladas y son más caras, la planta deberá presentar una rentabilidad atractiva para los inversores. Además, con la actual inversión en I+D de los gobiernos y el sector privado, en el futuro cercano una instalación de estas características debería experimentar un razonable abaratamiento y por ende una mayor rentabilidad que la presentada aquí.

Por último, el proyecto busca que esta solución pueda ser implementada fácilmente en un amplio abanico de ubicaciones, con distintas climatologías, tipos de terreno y desarrollo industrial. Para ello, no solo se considerarán unas características óptimas de la climatología y de la red, sino que se tendrán en cuenta distintos enclaves para ampliar el alcance del proyecto y que esta solución pueda ser de utilidad en un gran número de situaciones para poblaciones más o menos desarrolladas.

1.3 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Los objetivos de desarrollo sostenible surgen en el 2015 como fruto de una reunión entre los líderes mundiales a fin de asegurar la prosperidad, proteger el planeta y erradicar la pobreza en el mundo. Este proyecto, por su enfoque medioambiental en el que busca hacer frente a la contaminación y el calentamiento global, está alineado con varios de los objetivos de desarrollo sostenible.

De este modo, aquellos ODS a los que se quiere contribuir por medio de este proyecto medioambiental e ingenieril son:

- **Objetivo 3: Salud y bienestar.** Dado que el auge de la contaminación y del calentamiento global supone un aumento en la transmisión de enfermedades, así como problemas de enfermedades respiratorias y extinción de especies, este proyecto se alinea con este objetivo para garantizar una vida sana.

- **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante.** El principal objetivo y motivación de este proyecto es encontrar una alternativa por la cual se obtenga energía limpia, es decir, que no contamine. Esto se logrará por medio de la energía fotovoltaica. Además, esta será almacenada en hidrógeno verde, otra tecnología que no conlleva contaminación de ningún tipo. Por ello, este proyecto no supone ningún tipo de contaminación medioambiental. Además, se estudiará la viabilidad y asequibilidad del proyecto a fin de asegurar que se pueda implementar.
- **Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructura.** El uso de nuevas tecnologías como el hidrógeno verde, la cual se encuentra en fase de investigación e innovación, supone promover la innovación y el progreso tecnológico de la sociedad. Además, tanto la fotovoltaica como el hidrógeno conforman infraestructura sostenible, tal y como se especifica en los objetivos 9.1 y 9.2.
- **Objetivo 13: Acción por el clima.** El aumento en el nivel medio de temperatura y de las emisiones de CO₂ hasta máximos en 2019 hacen que sea necesario tomar medidas medioambientales. Esta instalación, cuyo principal objetivo es reducir las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, supone una estrategia para la reducción del problema climático y sus negativas consecuencias.

1.4 METODOLOGÍA DEL TRABAJO

Para llevar a cabo el proyecto en cuestión, lo fundamental será realizar un trabajo de investigación sobre las distintas tecnologías implicadas en él, como son las instalaciones de energía fotovoltaica y el hidrógeno verde. Además, a fin de entender bien el problema y contemplar un amplio abanico de soluciones posibles, se conducirá un Estado del Arte que analice las distintas opciones para obtener energía limpia, así como para almacenarla. Esto favorecerá a entender de mejor modo los pros y contras de cada opción, y de este modo llegar al porqué de este proyecto.

Una vez entendidas las diferentes posibilidades de contribuir a solventar la problemática actual del calentamiento global desde el ámbito de la energía, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, se llevará a cabo una descripción de las tecnologías que ahondará en el fundamento y las características de las dos técnicas seleccionadas en la hibridación.

Posteriormente, el trabajo será orientado primero a la parte de obtención de energía por medio de la planta fotovoltaica, considerando los distintos parámetros y factores a considerar en el dimensionamiento de esta. Analizado esto, el enfoque será puesto en el análisis del almacenamiento de hidrógeno verde. Finalmente, se llevará a cabo un estudio de la hibridación de ambas tecnologías, haciendo hincapié en los aspectos más significativos de una instalación de estas características.

Seguidamente se llevará a cabo el dimensionamiento conjunto de la instalación, con su diseño y sus respectivas simulaciones a fin de comprobar la viabilidad de la planta. Tras ello, en el ámbito económico, se elaborará un business model (modelo o plan de negocio) a 20 años para garantizar su rentabilidad y viabilidad económica, así como para extraer conclusiones importantes sobre la rentabilidad del proyecto.

Por último, el proyecto será concluido con las secciones de resultados y conclusiones, las cuales pondrán de manifiesto las mayores ventajas e inconvenientes de la hibridación, lecciones aprendidas, y la comprobación del cumplimiento de objetivos propuestos en el capítulo 1.2 y 1.3.

El cronograma, en el que se marcan los tiempos de las distintas secciones del proyecto puede apreciarse en la siguiente figura:

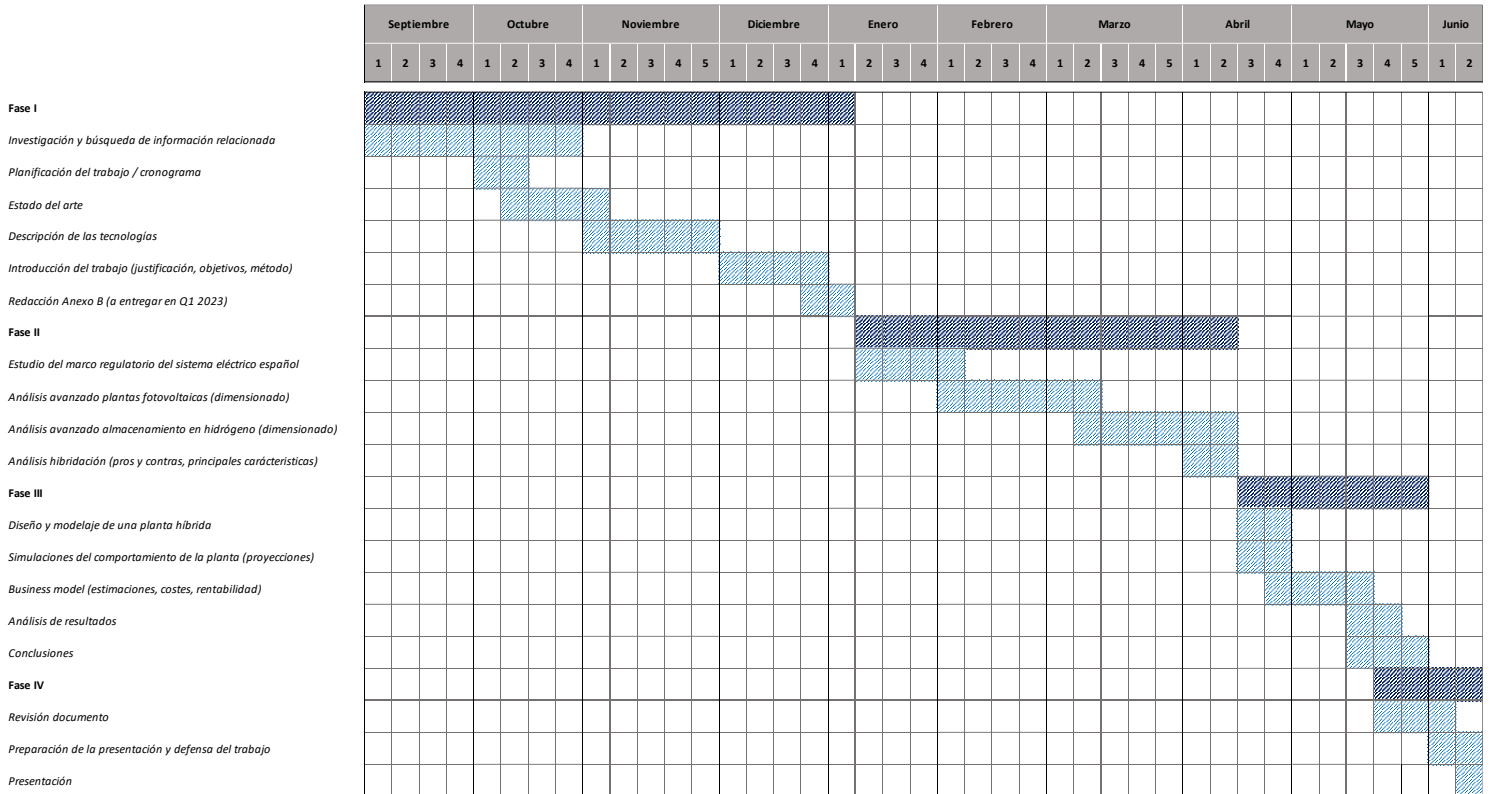


Figura 1.3. Cronograma del proyecto. Fuente: elaboración propia.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

Por las distintas razones ya comentadas durante el capítulo de introducción, entre las que destaca la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en un alineamiento con los objetivos del Acuerdo de París, este proyecto partirá de un análisis transversal de las distintas tecnologías para alcanzar dicha reducción.

El objetivo de este Estado del Arte es analizar la situación actual de las energías limpias, a fin de entender el punto en el que se encuentra la comunidad científica de cara a cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ para, posteriormente, analizar posibles soluciones y avances al problema.

Dado que la primera parte en la que se centrará este trabajo es la generación de energía renovable, primero se llevará a cabo un análisis de las distintas formas de obtención de energía a través de fuentes renovables o limpias, considerando simultáneamente sus aspectos positivos y negativos.

Posteriormente, se complementará este análisis específico de la materia haciendo enfoque en los diversos métodos de almacenamiento de estas energías limpias en la actualidad, centrandó esta parte en aquellos que sean sostenibles y por tanto contribuyan a solventar íntegramente el problema medioambiental.

Para concluir, se hará un repaso a la situación actual de los sistemas de hibridación de energías disponibles en el mercado, explicando en qué consisten, su funcionamiento, sus principales virtudes y sus inconvenientes más significativos. Todo ello con el claro objetivo de encontrar soluciones válidas y eficientes al problema al que se enfrenta el conjunto de la humanidad.

2.1 OBTENCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE

Las energías renovables son un tipo de energía integrado por aquellas que son obtenidas de fuentes naturales ilimitadas, esto es, fuentes que se renuevan continuamente. Las energías renovables, a su vez, pueden tener diversas formas (energía solar, energía solar, energía geotérmica, etc.) en función de la fuente y la manera de la que son obtenidas.

Posteriormente, esta energía puede transformarse en otras formas de energía como la cinética, la química o la potencial, siendo habitualmente su forma última la de energía eléctrica (electricidad). Para obtener electricidad es necesario un proceso por el cual una fuente de energía pueda transformarse en energía eléctrica. Tradicionalmente se han implementado combustibles fósiles como el carbón o el gas natural. Sin embargo, debido a la problemática de la contaminación, actualmente se está presenciando un gran auge en el empleo de las fuentes de energía como el Sol, el viento u otros elementos naturales que abundan en el planeta Tierra.

A continuación, voy a describir algunas de las energías limpias y/o renovables más importantes en el presente, bien por su robustez actual o por su alto potencial de serlo en un futuro.

2.1.1 ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La energía fotovoltaica (PV) radica en la transformación de la energía solar (proveniente del Sol), a energía eléctrica por medio de celdas solares. Estas celdas están compuestas por láminas de semiconductores (frecuentemente Silicio por su abundancia y propiedades ópticas) dopados positiva y negativamente para convertir la energía solar en corriente continua, que posteriormente se transforma en alterna, por medio de convertidores de tipo continuo-alterno (DC-AC), también denominados inversores.

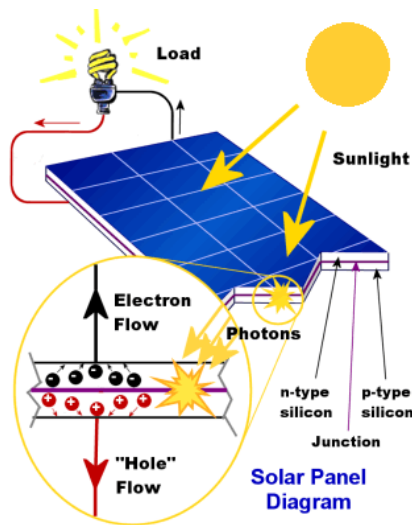


Figura 2.1: Funcionamiento y composición interna de un panel solar. Fuente: [2]

Como se indica en la figura 2.1, los paneles solares son un conjunto matricial de celdas solares. Sobre estas, los fotones inciden provocando un flujo de electrones hacia un lado y de huecos libres hacia el otro. El campo eléctrico interno hace que las cargas negativas y positivas vayan en sentidos opuestos, provocando que esta funcione como una pila, creando una corriente eléctrica continua por la celda.

Una de las grandes ventajas de este método de obtención de energía radica en la abundancia de energía solar en la Tierra. La constante solar, potencia emitida por el Sol que irradia en la Tierra, tiene un valor aproximado de 1.370W/m^2 ($\pm 3\%$ debido a la órbita elíptica de la Tierra alrededor del Sol). Por ende, si se tiene en cuenta el área proyectada de la Tierra ($\pi \cdot r^2$), el Sol emite sobre la Tierra una potencia de 174.600 TW. Si se tiene en cuenta que el consumo medio del planeta es de alrededor de 15-16 TW, la energía Solar es una gran alternativa con una capacidad suficiente. Sumado a esto, en la última década se han abaratado sus costes en más de un 70% por su escalabilidad, aumentando la vida media de los paneles hasta cerca de 30 años con un buen mantenimiento.

No obstante, la energía fotovoltaica también tiene varios retos por hacer frente, como sus bajas eficiencias (entre el 20 y el 30%), o su intermitencia. Por este último motivo el estudio de su hibridación en un sistema más complejo que albergue el almacenamiento de energía tiene mucho potencial.

2.1.2 ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica es un tipo de energía renovable que emplea la fuerza del agua dulce (ríos, corrientes, presas) a fin de convertir la energía potencial (asociada a la altura) en energía cinética (movimiento) para girar las paletas de una turbina y convertirla en energía mecánica de rotación. Posteriormente, se obtiene energía eléctrica por medio de un generador eléctrico y se inyecta a la red haciendo uso de un transformador.

De acuerdo con el estudio BP Statistical Review of Global Energy [3], la energía hidráulica generó en 2021 4.274 TWh de energía a nivel mundial, siendo la energía renovable con mayor generación seguida por la eólica (1.862TWh) y la solar (1.033TWh). Su notable papel en la generación de energía se debe en gran medida a sus bajas emisiones de gases de efecto invernadero y su alta rentabilidad. No obstante, requiere altas inversiones iniciales (CAPEX), grandes espacios para edificación y perjudica al medio ambiente en la localización en la que se acometa la instalación.

Es una de las opciones más prometedoras en términos de almacenamiento de energía, por su rentabilidad, rapidez y nula intermitencia. Por ello, su funcionamiento como almacenador de energía será analizado en detalle posteriormente en esta sección.

2.1.3 ENERGÍA EÓLICA

Otra de las energías renovables más asentadas en el relevo de los combustibles fósiles es la originada por el viento. Tiene su origen hace siglos con los molinos de viento, y desde entonces este tipo de energía se ha empleado con diversos usos. Su fundamento reside en usar la energía cinética del viento para provocar el movimiento de unas aspas conectadas a un eje, el cual a su vez está conectado a un generador, convirtiendo el giro del eje (energía mecánica) en electricidad por medio del generador.

Entre el abanico de ventajas que ofrece, cabe resaltar que no produce ningún tipo de gas de efecto invernadero ni desechos fósiles, además de apenas utilizar agua y ser una de las opciones renovables menos costosas. No obstante, la búsqueda de ubicaciones adecuadas para su instalación, en zonas rurales alejadas de las ciudades, así como su contaminación

visual, sumados a la alta inversión inicial que requieren y a la intermitencia de su generación al igual que sucede con la fotovoltaica, son algunas de sus principales desventajas.

2.1.4 ENERGÍA NUCLEAR

Si bien la energía nuclear no entra en el grupo de energías renovables, la Comisión Europea (CE) la considera energía verde por sus bajas emisiones de CO₂ durante la generación de energía. Además, por la gran cantidad de energía que ofrecen y las amplias reservas de las que se dispone, muchos científicos la consideran inagotable y, por ende, renovable.

Por todo lo anteriormente mencionado, así como por su alta eficiencia en la generación de electricidad, es considerada una alternativa líder en la búsqueda de soluciones limpias. Sus principales formas de obtención de energía son la fisión (dividir 1 átomo radioactivo en 2), o la fusión (juntar 2 átomos en 1). Aun así, la fusión nuclear sigue encontrándose en fase de investigación y desarrollo con proyectos de alta inversión gubernamental como el ITER, ubicado en Francia.

Por el contrario, la fisión es una realidad en la generación de energía y, especialmente, de electricidad. En concreto, en la actualidad se emplean elementos reactivos, como el Uranio 235, para romperlos en dos y liberar energía mediante la reacción de fisión (exotérmica). Es importante analizar la alta cifra de cantidad de energía liberada por cada átomo de Uranio (1 átomo libera 200MeV):

$$1\text{kg de } U^{235} \Rightarrow 200 \frac{\text{MeV}}{\text{átom.}} \cdot \frac{1,6 \times 10^{-13} \text{ J}}{1 \text{ MeV}} \cdot \frac{6,022 \times 10^{23} \text{ átom.}}{1 \text{ mol}} \cdot \frac{1 \text{ mol}}{235 \text{ g}} \cdot \frac{1000 \text{ g}}{1 \text{ kg}} = 8,2 \times 10^{13} \text{ J/kg} =$$

82TJ/kg

Por lo tanto, como se puede ver en el cálculo, cada kilogramo de Uranio 235 libera 82TJ de energía. En la comparación con el carbón, el cual produce 30MJ/kg, 1kg de Uranio equivaldría a 2.700 toneladas de carbón en términos de obtención de energía a partir de masa de combustible, evidenciando su importante densidad energética.

A pesar de su alta densidad energética y su constancia en la generación, ya que a diferencia de gran parte de las renovables este no es un proceso intermitente, tiene varios desafíos por afrontar. El primero de ellos es los altos costes de CAPEX (Capital Expenditures) que conlleva, debido a la elevada inversión inicial que requiere una planta nuclear por los costes de maquinarias, construcción, mano de obra cualificada, licencias y requerimientos judiciales entre otros. Por el contrario, los gastos operacionales OPEX (Operational Expenditures) son significativamente reducidos, principalmente por la facilidad de transporte del uranio, así como por la escasa cantidad necesaria debido a su alta densidad energética ya analizada.

Por otro lado, todavía es motivo de debate por la controversia sanitaria debido a los diversos accidentes nucleares en el pasado como Penn en 1979, Chernóbil en 1986 o Fukushima en 2011. Si bien se trata de accidentes con gran repercusión y consecuencias, la fiabilidad de las plantas nucleares se ha incrementado mediante procesos y normativas de seguridad, convirtiendo estos en hechos aislados causados por errores humanos.

2.1.5 ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica radica en emplear el calor saliente del núcleo de la Tierra como recurso de energía renovable. Este calor, que se encuentra en rocas, suelos o aguas subterráneas, es procesado junto a la cantidad adecuada de agua en una turbina de vapor, a fin de extraer trabajo útil. Su alto potencial reside en las altas temperaturas del núcleo de la tierra, que oscilan entre los 4.000 y los 7.000 grados Celsius. No obstante, no resulta viable llegar hasta tan profundo, alcanzándose habitualmente flujos de calor de 59W/m^2 en la mayoría de las instalaciones geotérmicas.

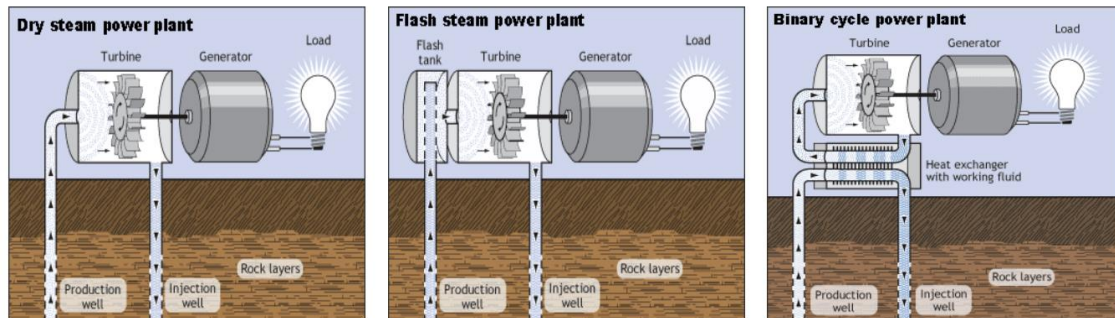


Figura 2.2: Instalaciones tipo de energía geotérmica. Fuente: [4]

Como muestra la figura 2.2, extraída del U.S. Department of Energy, Energy Efficiency & Renewable Energy, las tres instalaciones tipo de energía geotérmica se diferencian en el fluido inyectado en la turbina. En el primer caso, el más tradicional, el vapor extraído es directamente inyectado en la turbina (Dry steam), este puede ser sometido a un cambio de fase parcial, siendo solo el vapor inyectado mientras el líquido es reconducido al depósito (Flash steam). Por último, se puede acoplar un intercambiador de calor con un fluido de trabajo siendo este introducido posteriormente en la turbina (Binary cycle).

Algunos de los atributos más relevantes a considerar en este tipo de instalaciones es la permeabilidad de la reserva, la cantidad de agua disponible en la zona y el gradiente geotérmico, definido como la variación de la temperatura respecto a la profundidad. A pesar de que a gran escala se emplea junto a generadores para obtener electricidad, a nivel usuario es frecuente utilizar bombas de calor para generar calor en los hogares.

Entre los aspectos positivos de la energía geotérmica cabe resaltar que es una fuente ilimitada que se encuentra distribuida por toda la superficie terrestre, con mayores o menores gradientes, y cuyos procesos son muy seguros y respetuosos con el medioambiente. Por último, a diferencia de otras renovables como la solar o la eólica, la geotérmica produce energía de manera constante; evitando por ende la intermitencia en la generación.

En lo referente a lo negativo, puede causar contaminación de las aguas que se encuentren próximas a la instalación geotérmica por el uso de sustancias contaminantes como arsénico

o amoniaco. Asimismo, en ocasiones tiene pequeños escapes liberando CO₂ y ácido sulfhídrico, no siendo entonces una fuente completamente limpia.

2.1.6 HIDRÓGENO

El hidrógeno verde es una energía en investigación con un alto volumen de inversión actualmente (14.920 M. € de volumen de mercado actual, con una proyección para 2025 de 27.620 M. € con una CAGR del 16,6% según ReportLinker [5]), debido a su potencial tanto por abundancia de hidrógeno como por su ventaja medioambiental respecto al resto de métodos de obtención de energía. Esto se debe a que la reacción de combustión del hidrógeno es la única forma de obtener energía a través de una combustión sin liberar CO₂ como producto, y siendo por ello la única fuente de energía completamente limpia.

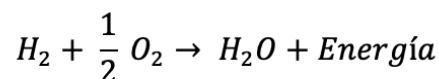


Figura 2.3: Combustión del hidrógeno. Fuente: elaboración propia

No obstante, a fin de obtener esa energía como producto de la reacción mostrada en la figura 2.3, es necesario partir de hidrógeno puro y juntarlo con oxígeno. Para la obtención del hidrógeno hay varios métodos, como la reformación del vapor de metano (Steam Methane Reformation o SMR), la cual es la opción más usada en la actualidad por su viabilidad económica. Este método requiere partir de un fuel (metano – CH₄) y calentarlo a altas temperaturas, produciendo por tanto CO₂ y no siendo la mejor opción en términos medioambientales. Si el desecho de CO₂ se libera a la atmósfera, el producto obtenido recibe el nombre de hidrógeno gris, mientras que si es capturado –y posteriormente puede ser inyectado en pozos de almacenamiento) es denominado hidrógeno azul, y tiene mucho menor impacto medioambiental. El hidrógeno gris es el tipo de hidrógeno más barato en la actualidad, siendo a su vez el más producido y el más nocivo para el medio ambiente.

Por otro lado, cabe destacar que está teniendo lugar un gran avance en otras opciones con gran margen de crecimiento medioambiental, provocando mucho momentum en la industria energética. Estas técnicas se basan en obtener hidrogeno a partir de moléculas de agua. El

hidrógeno obtenido en este caso es denominado hidrógeno verde por su reducido impacto medioambiental.

La primera de ellas es la hidrólisis del agua, en la cual se usa energía eléctrica (electricidad) para obtener energía química, rompiendo el agua y recogiendo hidrógeno puro. La segunda alternativa es la de la producción por fotólisis, basándose en emplear la energía solar para romper moléculas de agua y obtener hidrógeno por medio de semiconductores. Esta opción tiene un impacto medioambiental significativamente bajo, pero se encuentra todavía en fases tempranas de investigación.

En lo relativo a estas dos últimas vías de obtención de hidrógeno verde, surge un conflicto asociado por la necesidad de emplear agua en el proceso, abasteciéndose por lo tanto de reservas de agua y planteando una disyuntiva con otro problema global: la escasez de agua en el mundo. No obstante, la repercusión transversal del aumento de emisiones de gases de efecto invernadero, hace que ambos problemas estén intrínsecamente relacionados, siendo uno en gran medida consecuencia del otro.

2.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA RENOVABLE

Por otro lado, el almacenamiento de la energía renovable es fundamental para la integración de las renovables a la red, dotándolas de flexibilidad y resiliencia. Una de las grandes problemáticas a la que se enfrentan los sistemas de generación de energía en la actualidad es el propio almacenamiento de esta, debido a sus altos costes y a la complejidad de almacenar energía a gran escala. Asimismo, algunas de las energías renovables como la eólica o la fotovoltaica son especialmente dependientes de sistemas de almacenamiento de energía, debido a la alta intermitencia a la que está sometida su generación. El problema de la intermitencia debe ser resuelto para posibilitar un futuro completamente renovable.

2.2.1 BATERÍAS DE ION DE LITIO

Surgen las primeras investigaciones de baterías Li-Ion con el físico alemán-estadounidense John Goodenough en 1970, siendo el químico japonés Akira Yoshino el fabricante del

primer prototipo en 1985. La primera batería comercial la produce la empresa tecnológica estadounidense Sony en 1991. Su fundamento aprovecha la tendencia del litio (Li) a perder electrones, debido a su bajo potencial de reducción E^0 (-3,05V), quedándose cargado positivamente y formando el ion de litio.

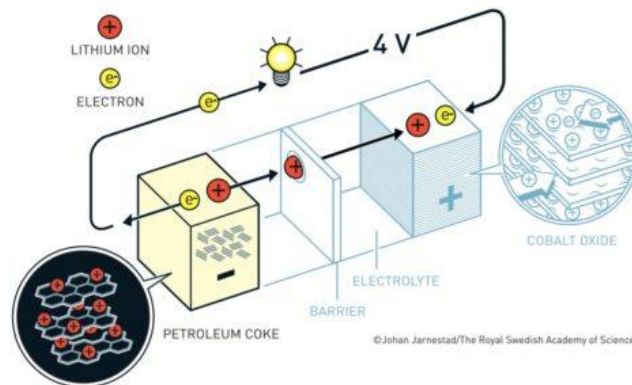


Figura 2.4: Funcionamiento de una batería de ion de litio. Fuente: [6]

Como resultado de este fundamento químico, las baterías funcionan mediante el movimiento de los iones del electrodo negativo (denominado ánodo) al positivo (cátodo), a través de un electrolito situado entre medias, provocando consecuentemente el movimiento de electrones (carga negativa) a través de una carga externa, como muestra la figura 2.4 de Johan Jarnestad.

Actualmente son la opción más empleada para almacenamiento por su fiabilidad, eficiencia y vida útil. La implementación de esta tecnología a gran escala ha posibilitado una notable reducción de los costes (más de un 89% desde 2010 según El Periódico de la Energía [7]), convirtiéndola en una alternativa mucho más atractiva. Además, pueden ser cargadas y descargadas en un gran número de ocasiones sin verse perjudicadas. Son empleadas para diversos usos, entre los que destacan teléfonos móviles, máquinas eléctricas o vehículos. Uno de sus principales defectos es la necesidad de integrar muchos sistemas de protección para evitar sobrecalentamientos y sobrecargas.

Concretamente, las baterías tienen una vida útil media de entre 5 y 10 años según el estudio de la web Ingeniero Marino [8] con datos de fabricantes como Maxwell Technologies, Inc. Durante este periodo, son capaces de aportar un buen número de ciclos de carga (entre 500

y 1.000 generalmente) sin perder eficiencia, con una autodescarga de menos del 5% en 30 días de almacenamiento de energía. Por ello, se pueden considerar una buena técnica de almacenaje en el corto y medio plazo.

Los dos tipos más empleados son las de celdas cilíndricas, conformadas por láminas de distintas componentes enrolladas en forma cilíndrica (frecuente en vehículos eléctricos); y las de celdas planas, constituidas con polímero de iones en forma de láminas apiladas (teléfonos móviles, ordenadores portátiles).

2.2.2 ALMACENAMIENTO EN HIDRÓGENO

El hidrógeno, como se ha analizado en la sección de obtención de energía renovable, es un elemento muy abundante que permite la obtención de energía completamente limpia. Además de poder emplearse como fuente, actúa como medio de almacenamiento. A través de electrolizadores, la energía eléctrica rompe moléculas de agua, obteniéndose hidrógeno verde que se almacena como energía química en forma de H_2 . Posteriormente, puede volver a convertirse en electricidad a través de pilas de combustible (fuel cells), mediante reacciones de electrólisis inversa.

El hidrogeno puede ser almacenado en estado de gas comprimido (requiriendo un mayor volumen) o líquido. También se encuentra bajo estudio el almacenamiento en forma de enlaces químicos covalentes, bien reversibles con metales (muy costosos y demasiado pesados) o no reversibles, los cuales ofrecen potentes mejoras en la densidad energética, pero requieren del uso de gasolina y por tanto emiten CO_2 .

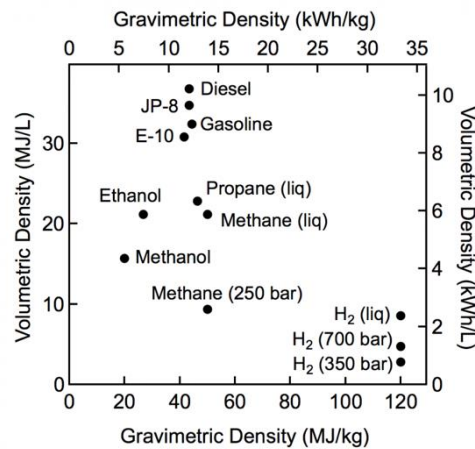


Figura 2.5. Mapa comparativo de las densidades energéticas de los distintos combustibles. Fuente: [9]

El gran potencial del hidrógeno como almacenamiento no se debe solo a términos medioambientales, sino a poseer una gran ventaja en términos de densidad energética por masa [Wh/kg o MJ/kg], reflejado en la figura 2.5. Comparativamente, el calor liberado por unidad de masa del hidrógeno (120MJ/kg) resulta el triple que el de la gasolina (44MJ/kg), lo que conlleva a un reducido peso de los equipos de almacenamiento. No obstante, no sucede lo mismo con su densidad energética por volumen [Wh/L o MJ/L], siendo en este aspecto donde se ve perjudicado respecto a los combustibles fósiles o a las baterías de ion de litio.

Esta limitación en términos de volumen supone un inconveniente para usos que requieran del menor volumen posible, como por ejemplo la industria automovilística. No obstante, los vehículos con pilas de combustible, los cuales almacenan hidrógeno en un tanque y producen su propia electricidad a través de una reacción química, son cada vez una alternativa más real. Esto se debe al escaso tiempo de repostaje, similar al de la gasolina o diésel tradicionales, así como a su nulo impacto medioambiental, emitiendo vapor de agua por el tubo de escape. A pesar de ello, tiene varios aspectos por ultimar como su elevado coste en gran parte por la pila de combustible, su baja eficiencia o su insuficiente infraestructura por el momento salvo en países como China donde se está llevando a cabo una estrategia muy agresiva.

Por otro lado, su baja densidad energética en volumen no supone un inconveniente para las demandas de otras industrias como la aeroespacial o de las grandes instalaciones de almacenamiento de energía, en las cuales el volumen empleado no supone una restricción. De hecho, el hidrógeno lleva siendo empleado en misiones espaciales durante décadas tanto como medio de almacenamiento como combustible de las propias naves.

En lo relativo a la temporalidad del hidrógeno, este puede ser almacenado durante años como gas comprimido (a altas presiones) o como líquido criogénico, con su debido aislamiento y ventilación. Por ello, el almacenamiento de energía en tanques de hidrógeno es una alternativa en el corto, medio y largo plazo.

Además de los pros y contras ya analizados previamente, el hidrógeno verde como medio de almacenamiento posee inconvenientes como su alta volatilidad e inflamabilidad, requiriendo por ende sistemas de almacenamiento muy seguros que eviten fugas. Adicionalmente, tiene un elevado coste de producción y un alto grado de dificultad de almacenarlo y transportarlo. Esto se debe a que es almacenado, distribuido y consumido en estado gaseoso, siendo muy ligero y precisando de un gran volumen. Como resultado, es almacenado a altas presiones (típicamente 350 o 700 bares según el departamento de energía de los Estados Unidos) a fin de disminuir su volumen, dificultando aún más su tratamiento.

2.2.3 ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO

El almacenamiento hidráulico o hidroeléctrico empleado en las centrales hidráulicas reversibles, también denominadas centrales de bombeo o Pumped Storage, emplea reservas de agua de dos embalses, situados a distintas alturas, para generar electricidad. El fundamento es transformar la energía potencial del agua (altura) en energía cinética, la cual posteriormente se transforma en electricidad por medio del giro de una turbina hidráulica.

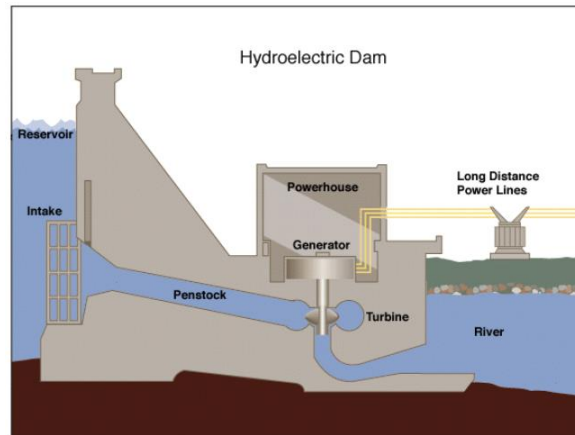


Figura 2.6. Ejemplo de una central hidráulica reversible. Fuente: [10]

En concreto, el funcionamiento de estas instalaciones consiste en elevar el agua durante los momentos de baja demanda a través de una bomba (franja horaria de bajo coste de la electricidad), para convertirlo en electricidad cuando la demanda crezca (alto precio de la electricidad). De este modo, se hace frente a los problemas de irregularidad e intermitencias de las renovables. Sus principales fortalezas son su alta rapidez en la transformación de energía, su alta rentabilidad por los bajos costes de operación (OPEX) sumados a un alto rendimiento, y la capacidad de dotar a la red de estabilidad y fiabilidad.

Adicionalmente, en lo referente a la temporalidad, las centrales de bombeo hidráulico tienen una larga vida útil, la cual oscila entre los 30 y los 150 años, dependiendo de factores como la construcción, el tamaño u otros factores ambientales. Durante este tiempo, las centrales hidráulicas no tienen una restricción de tiempo máximo de almacenamiento de energía, siempre y cuando las presas tengan agua suficiente para abastecer la demanda. A esto hay que añadirle su gran capacidad de almacenaje durante ese tiempo como por ejemplo el proyecto hidroeléctrico de Támeiga (Iberdrola) formado por tres centrales, sumando una capacidad instalada de 1.158MW. El complejo, según cifras de Iberdrola [11], podría producir 1.766GWh al año y abastecer con ello a 440.000 hogares, contribuyendo a su vez con 900MW de capacidad de bombeo al sistema eléctrico portugués.

En cuanto a los aspectos negativos, este tipo de almacenamiento tiene inconvenientes como principalmente sus altos costes de CAPEX para la construcción de la planta. Otros puntos

en contra son su negativo impacto medioambiental sobre el ecosistema en el que se decida acometer la instalación del complejo, o las limitaciones geográficas, requiriendo largas líneas de transporte para la electricidad generada, aumentando como consecuencia las pérdidas y afectando negativamente al medio ambiente.

2.2.4 ALMACENAMIENTO EN ULTRACONDENSADORES

Los condensadores eléctricos o capacitores son elementos eléctrico-electrónicos que almacenan energía a través de diferencias de potenciales. Detalladamente, se genera un campo eléctrico entre sus placas conductoras, entre las cuales se encuentra un material dieléctrico (aislante), descargándose el campo al cerrarse el circuito por medio de una carga y aprovechando por ende la energía potencial electrostática.

Los ultracondensadores, o supercondensadores, son condensadores caracterizados por su alta capacitancia (C – medida en Faradios, F), mayor superficie de electrodos, y poco espacio entre sus placas conductoras. Ofrecen eficiencias elevadas (95%-98%) y son capaces de ser cargados/descargados en instantes, adaptándose por ello a interrupciones del suministro eléctrico.

En cuanto a la temporalidad de los ultracondensadores, tienen una vida útil de entre 10 y 15 años, en la cual pueden aportar alrededor de un millón de ciclos de recarga. Además, poseen una autodescarga que puede reducir su energía almacenada de 100% a 50% en unos 30 o 40 días según el estudio de baterías y ultracondensadores antes comentado [8]. Por lo tanto, son sistemas de almacenamiento de energía a muy corto plazo.

A pesar de los beneficios que presentan, su elevado coste (€20mil/kWh) provoca que otras de las tecnologías de almacenamiento resulten más competitivas en el mercado actual. Asimismo, su densidad energética por peso se sitúa alrededor de 30Wh/kg, cifra que es inferior a las del hidrógeno, baterías de ion de litio, y combustibles tradicionales. Aun así, se espera un gran crecimiento de la industria en los próximos años, pasando de un tamaño de mercado de €1.590 M. en 2021 a €6.170 M. para cierre de 2031, con CAGR del 15,3% entre 2022 y 2023 según Allied Market Research [12].

2.3 SISTEMAS DE HIBRIDACIÓN

Por último, los sistemas de hibridación combinan por definición dos o más tecnologías de generación renovable y/o almacenamiento. De este modo, conforman sistemas de mayor complejidad que buscan hacer frente a la intermitencia de las renovables y ofrecer una alternativa fiable y completa. Dentro de los sistemas de hibridación, cabe destacar la diferencia entre aquellos que mezclan dos fuentes de energía (como fotovoltaica y eólica), de aquellos que mezclan una fuente con un sistema de almacenamiento (como eólica y baterías de litio).

Para hacer frente a la problemática descrita de la fiabilidad y resiliencia de las renovables, este trabajo se focalizará en el análisis del segundo tipo, hibridación de una fuente con sistema de almacenamiento.

Respecto a este tipo de hibridación, es cada vez más frecuente encontrar plantas híbridas en las que se complementa la generación renovable de tipo fotovoltaico, eólico o hidráulico con sistemas de almacenamiento de energía como baterías, hidrógeno o hidroelectricidad.

El alcance de este trabajo será el análisis de la hibridación de una planta fotovoltaica con un sistema de almacenamiento en hidrógeno verde, debido a la necesidad existente de investigar y optimizar dos de las fuentes más abundantes y con mayor potencial de las que dispone la humanidad.

Por un lado, el Sol, el cual se ha asentado como una de las alternativas más reales a los combustibles fósiles y a través del cual se podría satisfacer la totalidad de la demanda energética del planeta. Por otro lado, el hidrógeno, elemento más abundante del planeta y único capaz de quemarse sin desprender dióxido de carbono; el cual ofrece ventajas en lo relativo a densidad energética y con fructífero trabajo de investigación por recorrer.

En lo que respecta a este tipo de proyectos en particular, cuyas tecnologías serán descritas con mayor detalle en la siguiente sección, no existe actualmente una gran oferta en el mercado. Si bien desde hace tiempo es frecuente la construcción de plantas fotovoltaicas

para la obtención de energía renovable, así como desde muy recientemente la construcción de plantas fotovoltaicas con almacenamiento en baterías de litio para la producción de hidrógeno verde por empresas como Iberdrola o Acciona, no se ha encontrado en el mercado una respuesta clara a la hibridación propuesta.

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Este capítulo comprenderá la explicación y análisis de las dos tecnologías que se van a implementar en el transcurso de este trabajo, incluyendo un mayor detalle de facetas como su fundamento técnico, funcionamiento o principales componentes. Como ya se ha mencionado en el capítulo previo, las tecnologías comprendidas en este proyecto son la obtención de energía renovable en planta fotovoltaica y el almacenamiento de esta en hidrógeno verde, pues ambas serán analizadas, dimensionadas e hibridadas en el transcurso de este proyecto.

3.1 PLANTA FOTOVOLTAICA

Una planta o central fotovoltaica es una instalación que emplea energía solar y la transforma en energía eléctrica (electricidad), destinándola al autoconsumo en aquellas instalaciones en las que se consume la energía producida y almacenada (como para alimentar una fábrica), o bien conectándola a la red eléctrica para su posterior transmisión y distribución, en el caso de plantas de conexión en red.

El elemento principal de las plantas fotovoltaica son las celdas solares. Estas absorben fotones de la luz solar y emiten electrones (corriente eléctrica). La absorción tiene lugar mediante láminas de semiconductor, siendo este silicio cristalino frecuentemente por sus favorables condiciones al efecto fotovoltaico y su bajo coste. Este es dopado positivamente con elementos del grupo 3 (B, Al, Ga) y negativamente mediante elementos del grupo 5 (P, Sb, As); ya que estos elementos poseen ligero mayor o menor potencial de reducción que el Si, creando elementos cargados de tipo p(+) o tipo n(-).

Esta diferencia de cargas genera un campo eléctrico interno en la celda (ley de Coulomb). Los fotones de la luz excitan los átomos, separando a las cargas positivas (huecos) de las negativas (electrones), que no se pueden reunir por la presencia del campo eléctrico. Las

cargas se recombinan mediante el movimiento de electrones (corriente eléctrica) por una carga externa.

La curva azul en la figura 3.1 es la curva característica de tensión vs corriente (v-i) de una celda solar. En ella se indican valores característicos como la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión de vacío (V_{oc}), o el punto de máxima potencia ($P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp}$). La potencia (curva morada) en cualquier punto de operación se calcula como $P = V \cdot I = I^2 \cdot R_L$, siendo el objetivo de una instalación de celdas solares operar en el punto de máxima potencia.

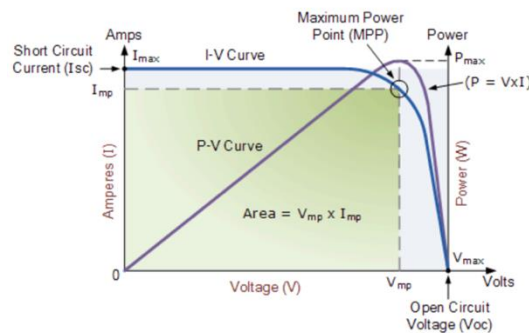


Figura 3.1. Curva característica v-i de una celda solar y curva de potencia. Fuente: [13]

Las celdas se agrupan en módulos y estos hacen lo propio en paneles. Los agrupamientos pueden ser en serie o en paralelo, siendo la principal diferencia que en serie se suman voltajes mientras que en paralelo se suman corrientes. Como consecuencia, las curvas v-i de un módulo (o panel) con mismo número de celdas (o módulos) pueden conseguirse distintas en función del conexionado. Esto se puede observar en la siguiente figura:

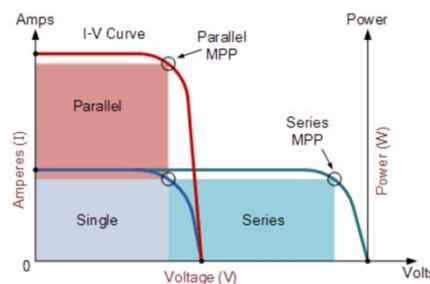


Figura 3.2. Diferencias conexionado serie o paralelo en curva característica v-i de una celda solar. Fuente: [13]

Asimismo, otro factor a considerar en el diseño de módulos solares es si estos son monofaciales o bifaciales. Actualmente los módulos solares son tradicionalmente monofaciales, lo que significa que solo producen energía solar en una de las caras del panel, siendo la otra opaca. Por el contrario, los módulos bifaciales poseen la capacidad de producir energía solar por ambos lados, ofreciendo un aumento en la generación de hasta 30% y una mayor durabilidad, debido al encapsulado del panel en doble vidrio que proporciona mayor resistencia. No obstante, además de un ligero aumento en el coste (5-10%), los módulos bifaciales presentan mayor complejidad de instalación. Esto se debe a que es importante analizar la superficie sobre la que se sitúa para maximizar el albedo (capacidad de una superficie para reflejar la radiación incidente), además de la altura (a mayor altura, mayor reflexión y por ende mejor) y la inclinación (a mayor inclinación, mayor radiación en la cara posterior).

Tras la fase de transformación de energía solar en energía eléctrica, las plantas fotovoltaicas cuentan con convertidores de potencia DC-AC, también denominados inversores. Estos convierten la corriente continua obtenida en los paneles solares a corriente alterna. La razón de ello se debe a que la amplia mayoría de los aparatos de consumo operan en corriente alterna, en lugar de continua; así como motivos de regulación y seguridad. Adicionalmente, el uso de inversores permite regular la inyección de potencia reactiva a la red, a fin de cumplir con la normativa establecida. No obstante, dado que la corriente alterna sufre skin effect o efecto pelicular por altas frecuencias, elevando la resistencia de los cables y con ello las pérdidas, en ocasiones resulta interesante la transmisión en corriente continua (DC) posponiendo el uso de inversores a una etapa más tardía.

Los inversores suponen un gran coste en inversión inicial, pero se rentabilizan debido a su alta eficiencia (mayores a 90%). El esquema básico de un inversor se muestra en la figura 3.3. Como se puede observar, consiste en una entrada de tensión en corriente continua, a la que se le coloca un condensador en paralelo (bypass) para evitar ruidos no deseados. Adicionalmente, el puente consiste en cuatro transistores bipolares de puerta aislada (IGBT). Al cerrarse Q1 y Q4 (Q2 y Q3 abiertos), la carga recibe una tensión de +Ve, mientras que al cerrarse Q2 y Q3 (Q1 y Q4 abiertos) el voltaje de salida es -Ve.

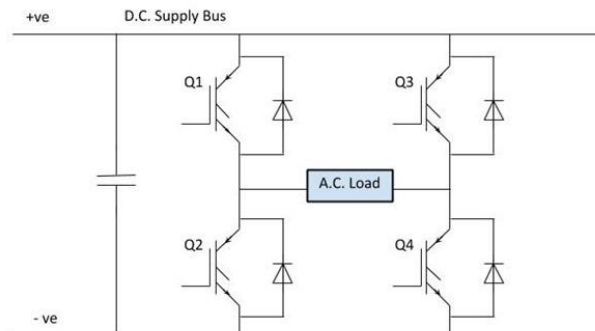


Figura 3.3. Convertidor DC-AC en puente. Fuente: [14]

De este modo, se consigue pasar de una onda en corriente continua a una onda cuadrada. Añadiendo filtros a la entrada y a la salida se puede suavizar esta onda eliminando armónicos no deseados para obtener una onda senoidal pura, como se puede observar en la figura 3.4.

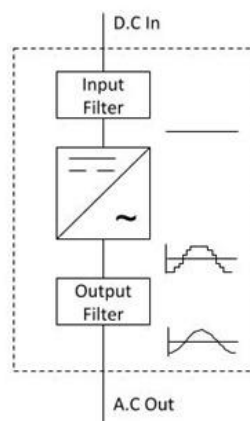


Figura 3.4. Fases conversión de onda DC-AC. Fuente: [14]

Además, se pueden implementar convertidores de potencia más complejos como los convertidores multinivel para aumentar la pureza de la onda senoidal a la salida, así como para aumentar la eficiencia o reducir problemas de ruido y rizado. Algunos de los parámetros a considerar en los inversores son su potencia nominal (potencia máxima sostenida), potencia máxima (valor extremo durante poco tiempo como respuesta a picos), temperatura, tensión y consumo en standby (consumo del inversor sin demanda a la salida).

Adicionalmente a estas características propias de cada inversor, la regulación del funcionamiento de los inversores se realiza mediante MPPT (Maximum Power Point Tracker). Estos son algoritmos lineales para variar la tensión y asegurar la máxima potencia en el módulo solar, haciendo que los paneles se conecten en serie o paralelo y considerando la temperatura de operación y los valores límite de tensión y corriente.

Otra de las herramientas empleadas en la regulación de los inversores son los sistemas PLC (Programmable Logic Controller), que reciben información de los módulos por medio de un bucle cerrado y se encargan de orientarlos a lo largo del día para captar energía solar de la manera más eficiente posible.

Por último, los sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) son fundamentales en la gestión y supervisión de plantas industriales y, en especial, de energía renovable. Por medio de PLCs y RTU (remote terminal units), microprocesadores bidireccionales de concentración de datos, los SCADA adquieren eficazmente información sobre la planta, automatizando el análisis del funcionamiento de esta y ofreciendo visualizaciones intuitivas sobre los parámetros de la planta. También son útiles pronosticando posibles fallos y previsiones meteorológicas. Los SCADA son muy importantes para mantener la eficiencia y reducir los costes.

Por otro lado, las plantas fotovoltaicas cuentan con transformadores. Los transformadores son bobinas de núcleo ferromagnético que permiten variar la tensión a través de una relación entre el número de espiras o vueltas alrededor del núcleo, por medio de la conservación del flujo magnético. Mediante estos se aumenta la tensión, partiendo de baja tensión en la planta a alta tensión para su transporte. El objetivo es reducir las pérdidas de transporte, ya que mayores tensiones implican menores corrientes ($P=V \cdot I$), y por ende menos pérdidas según la ley de Joule:

$$P_{disipada,línea} = I^2 \cdot R_{línea}$$

Otros de los elementos con los que puede contar una central de energía fotovoltaica son las baterías, a fin de almacenar energía y poder ofrecer una opción más robusta sin intermitencia.

A su vez, estas suelen requerir reguladores que controlen su uso y protejan de posibles problemas como sobrecargas o sobrecalentamientos. No obstante, en este caso se pretende estudiar la hibridación con hidrógeno como almacenamiento.

3.2 ALMACENAMIENTO EN HIDRÓGENO VERDE

El hidrógeno (H) es el elemento más ligero que existe, siendo el primero de la tabla periódica y teniendo una masa molecular de 1g/mol. El hidrógeno ‘verde’ es aquel obtenido por medio de fuentes limpias y renovables, a diferencia del azul o el gris, como se explicó en el Estado del Arte (Capítulo 2). Por este motivo, el hidrogeno verde no produce emisiones contaminantes y surge como una alternativa a otras combustibles.

El almacenamiento de energía en hidrógeno verde en la hibridación objeto de estudio tendrá un rol bidireccional. Cuando la demanda eléctrica sea menor que la generación de la planta fotovoltaica, o cuando los precios de la luz sean bajos (tarifa valle), se usará este excedente para producir hidrógeno (por medio de electrólisis) y almacenarlo en tanques [energía eléctrica → energía química].

Por el contrario, cuando la generación no pueda abastecer la demanda, las condiciones meteorológicas no sean favorables, o los precios sean altos, el hidrógeno almacenado será transformado en electricidad por medio de una pila de combustible [energía química → energía eléctrica]. De este modo, esta instalación optimizará la rentabilidad y mejorará los problemas de intermitencia en las renovables. Por estos motivos este capítulo profundizará en las tecnologías de obtención de hidrógeno, almacenamiento en tanques y pila de combustible.

3.2.1 OBTENCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

La primera fase para poder almacenar energía en hidrógeno es producir el propio hidrógeno. Esta producción del hidrógeno se lleva a cabo por medio de electrolizadores, equipos que separan el agua (H₂O) en hidrógeno (H₂) y oxígeno (O₂) a través de la reacción de

electrólisis. Este proceso requiere energía eléctrica que se transforma en química. Al ser esta energía la renovable obtenida en la planta fotovoltaica, se puede considerar hidrógeno verde.

El origen de la electrólisis radica en 1800, tras la invención de la pila eléctrica por Alessandro Volta. Consiste en aplicar un voltaje a unos electrodos conductores separados por una membrana, haciendo que fluya una corriente eléctrica por el agua y haciendo que esta se descomponga en sus dos elementos. El oxígeno puede liberarse a la atmósfera o emplearse con fines médicos o industriales.

Existen diversos tipos de electrolizadores en la actualidad:

- Electrolizador alcalino: utilizan soluciones electrolíticas líquidas, como hidróxidos de potasio (KOH) o sodio (NaOH), además de agua. Al aplicar corriente, los iones de hidróxido se mueven a través del electrolito de cátodo a ánodo, produciendo burbujas de hidrógeno. Se trata de los primeros electrolizadores tradicionales y son equipos muy voluminosos.
- Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM): al aplicar corriente eléctrica se separa el hidrógeno del oxígeno, pasando el hidrógeno al cátodo a través de la membrana para formar gas de hidrógeno. Debido a su alta adecuación a la variabilidad de las renovables, requerir menor energía eléctrica y operar bajo demanda produciendo hidrógeno de alta pureza, son los más empleados en la actualidad. A pesar de ello, debido al uso de metales preciosos como catalizadores, tienen un elevado coste.
- Electrolizador de óxido sólido (SOEC): llevan a cabo la electrólisis a elevadas temperaturas (entre 600°C y 1.000°C), empleando materiales cerámicos en estado sólido como electrolito. Ofrecen potencialmente mayores eficiencias que los dos anteriores, pero se encuentran menos desarrollados.

La siguiente tabla muestra las principales características de los distintos electrolizadores introducidos anteriormente. Estos serán clave en la decisión de los equipos empleados en el dimensionamiento de la tabla.

Tipo de electrolizador	CAPEX (\$/kW)	Eficiencia %	Superficie ocupada (m ² /kW)	Vida media (miles de horas de funcionamiento)	Presión máxima de operación (bar)	Temperatura de operación (°C)
Electrolizador alcalino	500-1.000	50-78	0,095	60	30	60-80
Electrolizador PEM	700-1.400	50-83	0,048	50-80	70	50-80
Electrolizador de óxido sólido (SOEC)	2.800-5.600	45-55	-	<20	10	650-1.000

Tabla 3.1. Características de los principales electrolizadores. Fuentes: [15, 16]

Otros métodos de obtener hidrógeno contemplan la fotoelectrólisis, que emplea luz solar para romper las moléculas de agua; la producción térmica de hidrógeno disociándolo a temperaturas muy elevadas, o el reformado con vapor de metano (steam methane reformation). No obstante, el proceso de fotoelectrólisis a pesar de tener alto potencial sigue en estado de estudio y los dos siguientes, aun siendo generalmente más económicos, producen gases contaminantes, no estando alineados con la motivación de este proyecto.

3.2.2 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

La combustión del hidrógeno, como ya se ha mostrado en la cuestión anterior, es la única reacción de combustión completamente limpia en lo referente a emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Además, su alta densidad gravimétrica [Wh/Kg o MJ/kg] hace que el almacenamiento de energía en hidrógeno sea ligero, siendo su densidad de 120MJ/kg, unas tres veces superior a la de la gasolina. Por el contrario, su baja densidad volumétrica [Wh/l o MJ/l] conlleva grandes volúmenes. De almacenarse en estado gaseoso este volumen sería muy elevado, por lo que frecuentemente se opta por el almacenamiento en fase líquida o comprimido, por medio de altas presiones y bajas temperaturas (mayores costes). El objetivo que se persigue aumentando las densidades energéticas es reducir las masas y los volúmenes de almacenamiento.

En la actualidad el almacenamiento de hidrógeno se divide en dos grupos. El primero de ellos es el almacenamiento físico, que conlleva hidrógeno comprimido, hidrógeno criocomprimido, e hidrógeno líquido (LH₂). El segundo grupo es el almacenamiento sólido o mediante materiales, el cual ofrece grandes ventajas, pero sigue siendo objeto de estudio.

Dado que en la actualidad el primero de ellos es el único viable y realista, el presente análisis se centrará en analizar solo este grupo. No obstante, también se matizarán algunos comentarios sobre avances en el almacenamiento sólido.

Cuantificando las diferencias entre las diversas opciones de almacenamiento y transporte, los distintos hidrógenos en almacenamiento físico apenas poseen diferencias en su densidad energética gravimétrica. Sin embargo, en lo volumétrico, el hidrógeno comprimido a 350 bares (CGH₂) es la opción más sencilla, ofreciendo densidades volumétricas de 2,9MJ/l. Si se comprime a 700 bares (CGH₂), a expensas de unos mayores costes, es posible alcanzar los 4,8MJ/l. Por otro lado, el hidrógeno líquido posee una densidad volumétrica de 8,5MJ/l. Para instalaciones de almacenamiento no se requiere un valor mínimo de densidad volumétrica, pero mayores densidades suponen menores volúmenes de tanques para una misma energía almacenada, reduciendo el coste de los tanques y del almacenamiento, motivo por el cual se busca elevar la densidad.

El hidrógeno criocomprimido (CCH₂), por su parte, combina las ventajas de altas presiones y bajas temperaturas para ofrecer aún mayores densidades masa-volumen, y con ello mayores densidades energéticas.

Por otro lado, en lo que respecta a los tanques de almacenamiento, hasta la fecha existen cuatro tipos de tanques que con sus pros y contras son empleados con unos u otros fines:

- Tipo I: tanques de acero o aluminio que no soportan altas presiones (presiones máximas entre 200 y 300 bar). Su grosor de pared y su elevado peso conllevan baja capacidad gravimétrica. Son los más baratos y su principal aplicación es el almacenamiento estacionario, ya que su abundante peso lo inhabilita para las aplicaciones portátiles como en la industria automovilística.



Figura 3.5. Tanque de tipo I. Fuente: [17]

- **Tipo II:** tanques de acero o aluminio reforzados de fibras de carbono o vidrio en la dirección del aro en la sección cilíndrica. La carga estructural se divide entre material compuesto y metal. Aguantan mayores presiones que los de tipo I (750 bar-1000 bar). No obstante, su aplicación sigue siendo el almacenamiento estacionario por su considerable peso.



Figura 3.6. Tanque de tipo II. Fuente: [17]

- **Tipo III:** Tanques parecidos a los de tipo II, pero siendo el material compuesto el que asume la mayor parte de la carga estructural, reduciendo el grosor metálico y el peso y por ende proporcionando mayor capacidad gravimétrica. Aguantan presiones de hasta 700 bar.



Figura 3.7. Tanque de tipo III. Fuente: [17]

- **Tipo IV:** Material plástico (polietileno generalmente) reforzado por material compuesto (fibras). El material compuesto soporta toda la carga. Aguantan presiones de hasta 700 bar. Por la eliminación del metal, son los que mejor capacidad gravimétrica tienen, pero implican elevados costes (abundante cantidad de fibras). Típicos en la industria de la automoción, la figura 3.8 muestra un ejemplo de tanque tipo IV con sus distintos elementos.

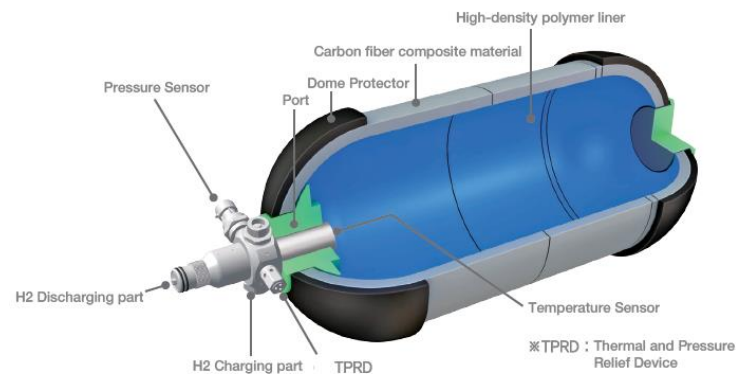


Figura 3.8. Tanque de tipo IV. Fuente: [18]

Como se puede inferir de lo mencionado en este apartado, el almacenamiento de hidrógeno presenta un intercambio (trade-off) entre coste del tanque y ventajas de este. Mejores materiales implican mejores propiedades (aguante a elevadas presiones, densidad energética, etc.) pero mayores costes. Por ello, en el dimensionado de la planta será importante analizar el periodo de inversión, la capacidad requerida y otros parámetros para optimizar la inversión inicial (CAPEX) conforme a las estimaciones.

En lo respectivo al almacenamiento sólido, de acuerdo con el medio científico The Conversation [19], el Dr. Srikanth Mateti y el profesor Ying Chen de Deakin University (Australia) dieron en julio de 2022 con un método seguro para transportar y almacenar hidrógeno que comparativamente supondría reducir los costes del crudo tradicional en un 90%. Se trataría de una alternativa menos costosa que el almacenamiento físico, pues el proceso tendría lugar a temperatura ambiente.

El proceso recibe el nombre de ‘ball milling’, método con orígenes en la antigüedad para mezclar diversos minerales. En el caso del hidrógeno, el proceso consiste en introducir nitruro de boro (el BN es un elemento muy ligero con gran superficie de absorción) en una cámara con pequeñas bolas de acero inoxidable y el gas que se quiera tratar (H). Acto seguido, se hace girar a la cámara a velocidades crecientes, impactando las bolas con el polvo y la pared hasta que el gas queda atrapado dentro del polvo. Una vez en polvo, se puede transportar fácil hasta su destino y en este llevar a cabo el proceso inverso.

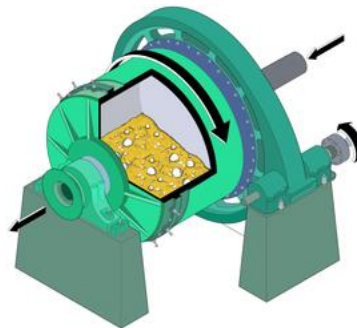


Figura 3.9. Cámara de Ball milling. Fuente: [20]

Los múltiples avances como este en el ámbito del almacenamiento sólido del hidrógeno suponen grandes expectativas a la hora de poder almacenar y transportar hidrógeno con menor coste, peso y volumen, pero manteniendo la seguridad y eficiencia. Por ello, se espera que un dimensionado de una instalación de estas mismas características en el corto-medio plazo pueda ofrecer reducidos costes y mayor rentabilidad que lo que se pueda estimar en la actualidad.

3.2.3 PILA DE COMBUSTIBLE.

Por último, para revertir lo anterior y obtener energía eléctrica para el consumo industrial o en el hogar, el hidrógeno verde almacenado ha de ser liberado y transformado en electricidad. Esto se hace por medio de pilas de combustible (fuel cells), aparatos que llevan a cabo el proceso inverso a los electrolizadores.

En este caso, se parte de hidrógeno y oxígeno para obtener agua, calor y corriente eléctrica (energía eléctrica). Al igual que los electrolizadores, sus componentes son los electrodos (ánodo- reacción de oxidación y cátodo-reducción), electrolito (separa los gases) y placas bipolares que conducen los gases.

En lo que respecta a la pila de combustible, en la actualidad existen diversos tipos de pilas para múltiples aplicaciones, según el material que empleen como electrolito. Dado que este proyecto se enfoca en la generación de energía eléctrica renovable, y el uso del hidrógeno será estacionario (almacenamiento), las pilas relacionadas con este ámbito son:

- PAFC (phosphoric acid fuel cell): emplean ácido fosfórico como electrolito, tiene como principal ventaja poder tratar H_2 impuro. Su rango de temperaturas de operación es 200-250°C y de potencia entre 50kW y 11MW.
- MCFC (molten carbonate fuel cell): utilizan sales de carbonatos fundidos como electrolito. Ofrecen cogeneración (produce calor y electricidad simultáneamente) y reformado interno (conversión dentro de la propia pila). Sus rangos de temperatura y potencia son 600-700°C y 800kW-2MW respectivamente, con eficiencias de entorno a 55%. En lo negativo, tienen problemas de corrosión por sus altas temperaturas, y requiere la inyección de CO_2 en el cátodo. A pesar de ello, son las pilas de combustibles mayoritariamente empleadas en grandes centrales de generación estacionaria.
- SOFC (solid oxide fuel cell): su electrolito es óxido de sólido. Al igual que las MCFC, ofrecen cogeneración y reformado interno. Su temperatura abarca los 800-

1000°C y pueden llegar a potencias de entre 2,5kW a 250kW, con eficiencias también de alrededor del 50%.

Esto puede verse entenderse de manera más visual en la siguiente tabla descriptiva:

Tipo de fuel cell	Electrolito	Combustible	CAPEX (\$/kW)	Eficiencia (%)	Potencia típica (kW)	Vida media (miles de horas de funcionamiento)	Presión de operación (atm)	Temperatura de operación (°C)
PAFC	Ácido fosfórico	Hidrógeno y metano	3.000 - 3.500	40 - 45	50 - 11.000	c. 80	2 a 4	200 - 250
MCFC	Carbonatos fundidos	Hidrógeno y metano	800 - 2.000	50 - 55	800 - 2.000	c. 10	1	600 - 700
SOFC	Óxido Sólido	Hidrógeno, metano, propano, gas natural	1.300-2.000	45 - 50	2,5 - 250	c. 40	1 a 10	800 - 1000

Tabla 3.2. Comparativa tipos de pilas de combustible según electrolito. Fuente: [21, 22]

No obstante, cabe mencionar que existen otros tipos de pilas que ofrecen otras ventajas como mayor eficiencia, baja corrosión o mayor velocidad de arranque, siendo estas las adecuadas a otras industrias como el transporte, la espacial, o los portátiles.

En lo relativo a posibles incidencias con el almacenamiento en hidrógeno, a pesar de no ser tóxico, ser inodoro e incoloro, y tener una temperatura de autoignición elevada, su amplio rango de inflamabilidad sumado a su baja energía de ignición para la combustión hace que tenga que ser tratado con especial cuidado. Sin embargo, en lo positivo, es un elemento muy bien conocido por la comunidad científica que presenta un alto grado de dispersión.

Por último, más adelante en el análisis propio del almacenamiento en hidrógeno, se llevará a cabo un estudio detallado de los pros y contras de cada tipo de electrolizador, tanque y pila, considerando principalmente los ámbitos económicos y medioambientales para la selección

de equipos y el dimensionado de la instalación, con el fin de conseguir una buena instalación que ofrezca una gran rentabilidad y rendimiento.

Capítulo 4. ESTUDIO DEL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

El actual capítulo analizará el marco regulatorio del sistema eléctrico español a fecha de 2023, a fin de entender las principales normativas y regulaciones que aplican a la hora de realizar una instalación como la planteada en este proyecto.

Uno de los principales documentos en los que se apoya este estudio es el Código de la Energía Eléctrica, elaborado por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) junto a la Agenda Estatal del Boletín Oficial del Estado (AEBOE), con la participación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

El Código de la Energía Eléctrica expone los distintos reales decretos, órdenes y leyes sobre la normativa del sistema eléctrico español en once apartados principales. La mayor parte de las regulaciones que aplican al alcance de este proyecto se encuentran en el capítulo V, el cual regula las instalaciones de energías renovables, cogeneración y residuos, siendo este el capítulo más extenso del código. Asimismo, se ha empleado el Boletín Oficial del Estado (BOE) para analizar normativas pasadas y sus respectivas actualizaciones más recientes.

4.1 POTENCIA INSTALADA

El Real Decreto 413/2014, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este documento clasifica las distintas categorías de instalaciones de energía, entre las que las aquellas que emplean energías renovables no fósiles se encuentran en la categoría b). Adicionalmente, el grupo b.1 es el correspondiente a la energía solar, siendo el b.1.1 las instalaciones de solar fotovoltaica y el b.1.2 las de procesos térmicos para transformar la energía solar.

El artículo 3 de dicho real decreto (actualizado por última vez en el RD 1183/2020) determina la potencia instalada máxima de las distintas tipologías de instalaciones, siendo en el caso de la solar fotovoltaica el menor de los dos siguientes:

- a) La suma de las potencias máximas unitarias de los módulos fotovoltaicos que configuran dicha instalación, medidas en condiciones estándar según la norma UNE correspondiente.
- b) La potencia máxima del inversor o, en su caso, la suma de las potencias de los inversores que configuran dicha instalación.

Estos reales decretos también especifican la potencia instalada de instalaciones híbridas, las cuales pueden ser de tipo 1, 2 o 3. Las dos primeras hacen referencia a instalaciones que hibridan distintas fuentes de energía o combustibles. En el caso de la tercera, se incluye a aquellas instalaciones con derecho a percibir el régimen retributivo específico a las que se les añade otra fuente de energía renovable del subgrupo b), o un sistema de almacenamiento.

Por las características de la planta diseñada en este proyecto, se trataría de una hibridación de tipo 3. De acuerdo con lo actualizado en el RD 1183/2020, y publicado por el Ministerio de Energía: la potencia instalada de una instalación de generación híbrida, a efectos de la tramitación de las autorizaciones administrativas y de los permisos de acceso y conexión a la red, será igual a la suma de la potencia instalada en la instalación de generación de electricidad y de las instalaciones de almacenamiento que la complementan.

No obstante, en fotovoltaica, la potencia instalada de la planta de generación se suele calcular mediante un sobredimensionado DC/AC de entre 1,05 y 1,2 según la tecnología. De este modo, se establece una relación entre la electricidad que puede procesar el bloque inversor (AC) y la que pueden producir los módulos (DC). Dado que los módulos fotovoltaicos no suelen operar de manera continua a su potencia nominal, sino inferior a esta, se sobredimensionan para garantizar una solución más económica, eficiente y ventajosa.

Adicionalmente, altos coeficientes DC/AC implican una generación mayor a lo que se puede procesar, incrementando las pérdidas en el sistema (“clipping losses” o pérdidas por recorte). Por el contrario, bajos coeficientes (<1) llevan a un desaprovechamiento del inversor por escasa generación. Por ello, la determinación de este coeficiente DC/AC puede llevar a diseños conservadores, neutros, o agresivos; siendo por ende un factor clave a evaluar en el dimensionado de la instalación.

Por lo tanto, según lo expuesto anteriormente, en el caso del proyecto planteado se tendrán en cuenta las potencias de los inversores a la temperatura de diseño, habiendo analizado la respectiva relación DC/AC con los módulos de generación. Adicionalmente, se considerarán las implicaciones de la instalación de hidrógeno, reflejadas en la potencia nominal de las pilas de combustible.

4.2 DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS INSTALACIONES RENOVABLES

Por último, el RD 413/2014 menciona los distintos derechos y obligaciones de las instalaciones renovables y de cogeneración, los cuales se actualizan por última vez en el RD 376/2022 (mayo de 2022). Entre los derechos, destaca el acceso a redes de transporte y distribución, a la compra y venta de energía eléctrica, a percibir la retribución correspondiente a producir energía eléctrica, y la prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado.

En lo referente a las obligaciones, aquellas instalaciones renovables de potencia instalada igual o superior a 5MW (0,5MW en territorio no peninsular) deberán estar adscritas a un centro de control de generación, remitiendo información de la instalación a tiempo real para dotar a la red de fiabilidad. Asimismo, al comienzo del vertido de energía a la red se deberá poseer de los equipos de medida necesarios para medir energía de programación, liquidación, facturación y control.

Además de lo anterior, las instalaciones fotovoltaicas de potencia instalada mayor o igual a 2MW están obligadas a cumplir los requisitos de respuesta frente a huecos de tensión, constando estos de una inspección inicial e inspecciones periódicas. El motivo de esta última regulación es garantizar que la instalación pueda hacer frente a cortocircuitos o cambios de carga sin desconectarse de la red.

4.3 REGULACIÓN DE FACTOR DE POTENCIA, TENSIÓN Y FRECUENCIA

La versión 2.1 de la norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad (NTS), actualizada en julio de 2021, regula los módulos de generación de electricidad (MGE) conectados a la red, según el reglamento UE 2016/631. En concreto, la instalación planteada se categorizaría como MGE de tipo C (capacidad máxima entre 5 y 50MW y tensión igual o inferior a 110kV) o como tipo D (capacidad superior a 50MW o tensión superior a 110kV), lo cual se especificará en el dimensionamiento de la planta. Este reglamento regula el factor de potencia, las caídas de tensión, y la regulación potencia-frecuencia entre otras cosas.

Para centrales eléctricas de gran escala y centrales de generación renovable, la NTS 2.1 fija el factor de potencia a un valor mínimo de 0,95, tanto para factores de potencia capacitivos como inductivos. Si no se alcanzasen estos valores, se deberán instalar equipos para corregir el factor de potencia. Un ejemplo de ello son los bancos de capacitores, que generan potencia reactiva (Q), o por el contrario las bobinas, que consumen potencia reactiva. Además de esto, existe una tabla con valores de potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y tensión (U) que deben quedar satisfechos para certificar la planta. Esto es fundamental en el dimensionado de los inversores de la planta.

Por otro lado, según la Norma Internacional de la Comisión Electrotécnica los distintos rangos de tensión son alta tensión (AT), media tensión (MT) y baja tensión (BT). Las instalaciones de AT son aquellas con voltaje superior a 36kV, mientras que las de MT abarcan desde 1kV hasta 36kV y las de BT voltajes menores a 1kV. A su vez, dentro de la categoría AT, se distingue entre un voltaje inferior (36kV a 66kV) y uno superior (66kV a 220kV). Estas estarán interconectadas por medio de transformadores de tensión. De acuerdo con la NTS 2.1, la tensión deberá situarse en el rango de 0,95 pu a 1,05 pu, siendo pu el valor unitario (*por unidad*) que se obtiene como:

$$Tensión\ pu\ (V_{pu}) = \frac{Tensión\ (V)}{Tensión\ nominal\ (V_n)}$$

En lo referente al control potencia-frecuencia, la resolución del 17 de marzo de 2022 indica que para desvíos en la frecuencia iguales o mayores a 200mHz (0,2Hz) se deberá activar un 50% de la regulación primaria en los primeros 15 segundos y un 100% transcurridos 30 segundos. En caso de desvíos menores a 200mHz, la regulación primaria deberá ser al menos proporcional al desvío. La reserva secundaria debe activarse a los 30 segundos y durar hasta los 15 minutos, siendo la reserva a bajar entre el 40% y el 100% de la reserva a subir.

4.4 RÉGIMEN ECONÓMICO

Para el presente proyecto se presupone la adquisición de los permisos pertinentes para que la instalación alcance estado de RTB (Ready to Build). Entre estos permisos requeridos se encontrarían AAC (Autorización Administrativa de Construcción), DIA (Declaración de Impacto Ambiental), IVA (Informe de Viabilidad de Acceso) y LO (Licencia de Obras).

A continuación, se expondrá la regulación en lo referente al régimen económico de las centrales de generación de electricidad, desglosado en sector público (4.4.1) y sector privado (4.4.2). Más adelante, en el modelo de negocio del proyecto, se determinará el mercado en el que venderá energía la planta.

4.4.1 RÉGIMEN ECONÓMICO: SECTOR PÚBLICO

El RD 960/2020, actualizado en el RD 376/2022, regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica, haciendo referencia al mecanismo público de subasta a fin de incentivar las inversiones en renovables en España. Las subastas son procesos en los cuales se vende al Estado energía eléctrica generada por fuentes renovables a través de un mecanismo de licitación. De este modo, los productores presentan su energía a un precio determinado y el gobierno puja por las más baratas.

Aquellos productores que ganan las subastas reciben un contrato a un precio determinado durante un tiempo específico. En este documento se especifica que el producto a subastar será la potencia instalada, energía eléctrica, o ambas; siendo la variable de oferta el precio

de la energía eléctrica (€/MWh). Las energías mínimas o máximas de subasta serán calculadas como:

$$\text{Energía min./máx. de subasta} = \text{Potencia} * \text{Número min./máx. de horas equivalentes de funcionamiento anual} * \text{Plazo máximo de entrega expresado en años}$$

Estos mecanismos permiten al inversor recibir financiación para sus proyectos de energía renovable, y al gobierno cumplir con los objetivos propuestos de energía renovable para el país. El BOE también especifica plazos temporales máximos e improrrogables para entregar la energía mínima de subasta, siendo estos entre 10 y 15 años, pudiéndose ampliar excepcionalmente a 20 años por alta inversión inicial o riesgo tecnológico.

Las instalaciones podrán acudir libremente al mercado de producción de energía eléctrica, percibiendo la retribución correspondiente, siempre y cuando se cumpla uno de los siguientes escenarios:

1. Hayan alcanzado la energía máxima de subasta.
2. Haya expirado el plazo máximo de entrega.
3. Habiendo superado el volumen de energía mínima de subasta y renunciando al régimen económico de energías renovables.
4. No habiendo superado el volumen de energía mínima de subasta y renunciando al régimen económico de energías renovables, recibiendo la penalización correspondiente en forma de reducciones en el precio de adjudicación.

La Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, regula el mecanismo de subasta ya mencionado con anterioridad. Esta normativa determina un calendario indicativo inicial para la asignación del régimen económico de energías renovables, indicando los volúmenes mínimos de potencia acumulada por tecnología en el periodo 2022-2026. Para cumplir con el calendario e impulsar el plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, se celebra al menos una subasta anual. Dicho calendario actualizado en el RD 376/2022 puede verse en la siguiente figura:

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)				
		2022	2023	2024	2025	2026
Eólica.	Incremento anual.	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado desde 2020.	4.000	5.500	7.000	8.500	10.000
Fotovoltaica.	Incremento anual.	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado desde 2020.	4.600	6.400	8.200	10.000	11.800
Solar Termoeléctrica.	Incremento anual.		200		200	
	Acumulado desde 2020.	200	400	400	600	600
Biomasa.	Incremento anual.		120		120	
	Acumulado desde 2020.	140	260	260	380	380
Otras tecnologías (biogás, hidráulica, mareomotriz, etc.).	Incremento anual.		20		20	
	Acumulado desde 2020.	20	40	40	60	60

Figura 4.1. Calendario de subastas del régimen económico de energías renovables. Fuente: [23]

Asimismo, se regula el número mínimo y máximo de horas de funcionamiento anual para cada tecnología, siendo estas para la solar fotovoltaica (subgrupo b.1.1) 1.500 y 2.300 horas respectivamente. También se especifica el porcentaje de ajuste de mercado para las retribuciones específicas, siendo este 0,25 para instalaciones fotovoltaicas con capacidad de gestión (almacenamiento igual o superior al producto de la potencia instalada por 2 horas) y 0,05 para aquellas sin capacidad de gestión.

4.4.2 RÉGIMEN ECONÓMICO: SECTOR PRIVADO

Además de por el sector público, la venta de energía eléctrica se puede realizar en el sector privado por medio de PPAs (Power Purchase Agreements). Estos acuerdos se llevan a cabo entre una empresa u organización y un productor de energía renovable para vender energía limpia a un precio fijo pactado durante un periodo (largo plazo generalmente).

Los acuerdos PPA pueden ser onsite u offsite. Un PPA Onsite conllevar acometer el proyecto de generación renovable en las instalaciones del cliente, haciendo que este deje de consumir de la red y pase a consumir de la instalación renovable. Por el contrario, los PPA Offsite son centrales renovables conectadas a la red que llevan la electricidad hasta el consumo.

Las ventajas de los PPAs residen en poder conseguir la financiación necesaria para llevar a cabo el proyecto y afrontar el CAPEX requerido, establecer relaciones a largo plazo con el consumidor, minimizar el riesgo y por consiguiente poder invertir en nuevos proyectos. A su vez, mediante un PPA la empresa consumidora de dicha energía obtiene energía limpia,

no contaminante, a un precio estable y conocido durante un periodo largo de tiempo, pudiendo también aprovecharse de los beneficios medioambientales.

Por último, el mercado privado también ofrece contratos OTC (Over the Counter). Este es un mercado no organizado de contratos bilaterales, fuera de los mercados regulados, que cuenta típicamente con la intermediación de brókeres permitiendo especular con el precio de la energía (trading).

4.5 ACCESO Y CONEXIONADO A LA RED

El RD 23/20, del 23 de junio de 2020, surge a razón de la crisis provocada por la pandemia COVID-19. A fin de paliar los efectos de esta, el RD 23/20 busca acelerar la transición energética haciendo que las renovables y la eficiencia energética actúen como una palanca verde en España, en el marco del Pacto Verde Europeo (“European Green Deal”). Se busca que las renovables proporcionen un 74% de la electricidad en España para 2030 y un 100% para 2050. Para ello, el artículo 4 del real decreto busca impulsar nuevos modelos de negocio modificando la Ley 20/2013, permitiendo usar el mismo punto de acceso y conexionado a la red para instalaciones de almacenamiento o hibridación, siempre que una de las fuentes sea renovable.

Alineado con el RD 23/20, el artículo 27 del RD 1183/20 determina que las instalaciones de generación de energía eléctrica con permisos concedidos, que se hibriden con una fuente de energía primaria renovable o un sistema de almacenamiento, podrán evacuar la energía eléctrica desde el mismo punto de conexión y la capacidad ya concedida. Adicionalmente, el artículo 28 hace referencia a aquellas instalaciones híbridas sin permisos concedidos, habilitando la solicitud de permisos para su acceso y conexionado a la red.

Por último, el anexo XV del RD 413/2014 actualizado en el RD 647/2020, especifica que la potencia total de la instalación no superará el 50% de la capacidad de la línea en el punto de conexión, así como tampoco superará el 50% de la capacidad del transformador para el valor de tensión en cuestión.

4.6 REGULACIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE

En el ámbito del hidrogeno verde, se trata de una tecnología muy poco desarrollada y con mucho trabajo de investigación, por lo que cuenta con poca regulación en la actualidad. A pesar de ello, el RD 148/2021 elimina los cargos a instalaciones de hidrólisis para la obtención de hidrogeno renovable, siempre y cuando la energía requerida tenga origen renovable como en la instalación planteada. A su vez, el RD 18/2022 presenta las Hojas de la Ruta del hidrógeno, que promueven el hidrógeno renovable en línea con los planes PNIEC 2021-2030.

En línea con la Ruta del Hidrógeno, el Plan Nacional del hidrógeno y la estrategia de la Unión Europea para el desarrollo del hidrógeno, se exponen buenas prácticas en lo referente al uso del hidrógeno. En el ámbito del almacenamiento del hidrógeno, se recomienda usar depósitos o materiales sólidos para periodos cortos y volúmenes pequeños, mientras que para grandes volúmenes y periodos largos se propone almacenamiento geológico natural. En estos documentos también se promueve la inversión en hidrogeno para el transporte y almacenamiento, estimando un valor total de potencia instalada de electrolizadores de entre 300 y 600MW en España, otorgándole un papel “clave” en el almacenamiento estacionario de energía.

Capítulo 5. ANÁLISIS AVANZADO PLANTA FOTOVOLTAICA

Este capítulo profundizará en los aspectos técnicos considerados en el dimensionado de la planta fotovoltaica; como pueden ser la potencia instalada, la superficie, la ubicación y el seleccionado de los distintos equipos como los paneles solares, inversores, o transformadores. En este apartado se concretarán parte de las principales dimensiones de la planta y de la selección de equipos de acuerdo con las distintas características que se pretendan conseguir. No obstante, más adelante será imprescindible considerar la contribución de la hibridación paralelamente para terminar de dimensionar la instalación híbrida.

Todo aquello que haga referencia al aspecto económico del proyecto, ya sea la estructura de financiación, el tipo de contrato o el precio de la electricidad generada, así como todos los gastos de CAPEX y OPEX se incluirá en el capítulo 8, el cual contará con un detallado modelo de negocio de la planta.

5.1 ALCANCE DE LA PLANTA

Las plantas de generación de energía suministran una potencia o capacidad instalada medida en MW. En las instalaciones fotovoltaicas, hay dos tipos de potencia las cuales es importante diferenciar. La primera es referida como potencia instalada pico (MWp o MWdc), siendo esta la suma de las potencias de placas de los módulos (corriente continua). La segunda es la potencia de inversores (MWn o Mwap), siendo esta otra la suma de la potencia de los inversores a la temperatura de diseño (corriente alterna). La potencia nominal de la planta es la potencia de inversores, ya que es esta la que finalmente se transmitirá a la red.

Como se desarrolló en el capítulo anterior, existe un sobredimensionamiento DC/AC que relaciona los MWp (DC) de los paneles con los MWn (AC) de los inversores, el cual suele oscilar entre 1,05 y 1,20 dependiendo de las tecnologías.

Lo primero en el dimensionado de la planta será determinar la potencia que se desea instalar. A fin de entender mejor el mercado actual de la generación fotovoltaica, y poder ubicar las principales instalaciones de este tipo, así como extraer relaciones básicas entre los aspectos técnicos y económicos, se ha llevado a cabo un análisis de la situación actual del sector fotovoltaico en España. En la siguiente tabla se pueden observar las principales plantas fotovoltaicas en la actualidad en España y algunas de sus cifras más significativas:

Instalación	Desarrollador	Ubicación	Tipo de acuerdo	Coste (€ M.)	Capacidad instalada (MW)	Energía producida anual (GWh)	Número de módulos	Superficie (hectáreas)	Coste por MW (€ m./MWp)	Coste por GWh (€ m./GWh)
Francisco Pizarro	Iberdrola	Extremadura	PPA	300	590	1.204	1.424.290	1.300	508,47	249,17
Núñez de Balboa	Iberdrola	Extremadura	PPA	290	500	832	1.430.000	1.000	580,00	348,56
Mula	Promosolar Juwi 17 / Grupo Cobra	Murcia	PPA	300	494	750	1.479.960	1.000	607,61	400,00
Ceclavín	Iberdrola	Extremadura	PPA	250	328	650	857.520	774	762,20	384,62
Valdesolar	Repsol	Extremadura	PPA	200	264	514,49	648.000	700	757,58	388,73
Don Rodrigo I-II	BayWa r.e.	Andalucía	PPA	190	225	400	620.000	432	844,44	475,00
Tagus I,II,III,IV	Iberdrola	Extremadura	Subasta	120	200	313,65	720.000	494	600,00	382,59
Picón I-II-III	Naturgy	Castilla-La Mancha	Subasta	100	150	310	456.356	300	666,67	322,58
Arañuelo I-II-III	Iberdrola	Extremadura	PPA	80	143	-	366.180	206	559,44	-
Extremadura I-II-III	Acciona	Extremadura	PPA	80	125	257	234.640	300	640,00	311,28
Minglanilla I-II	Enel Green Power (Endesa)	Castilla-La Mancha	PPA	72	99,68	175	262.780	192	722,31	411,43
El Bonal de Puertollano	Renovialia	Castilla-La Mancha	Subasta	40	79,2	124	240.000	105	505,05	322,58
Valbuena	Iberdrola	Castilla-La Mancha	PPA	49,5	50	149	88.000	100,2	990,00	332,21
Media									672,6	360,7
Mediana									640,0	365,6

Tabla 5.1.1. Estudio del mercado del sector fotovoltaico en España. Fuentes: [24, 25, 26, 27, 28, 29].

La tabla 5.1.1 sirve como primer acercamiento orientativo a los dimensionamientos de las plantas, ratios de costes de desarrollo en función de la potencia instalada (c. 655mil €/MWp),

y ratios en función de la energía anual suministrada (c. 363mil €/GWh). A su vez, es útil para ver ubicaciones frecuentes, relaciones en el número de módulos edificados, superficie de instalaciones o distintos tipos de regímenes económicos. Cabe destacar que también se ha recopilado otra información como el tipo de panel y la potencia nominal de los mismos, o las empresas partícipes en los pertinentes acuerdos económicos.

Para determinar el alcance de la planta de este proyecto, se ha considerado oportuno dimensionarla con una potencia instalada de 50MW y media tensión (MT), siendo así una instalación MGE de tipo C de acuerdo con lo expuesto en el estudio del marco regulatorio: capacidad máxima entre 5 y 50MW y tensión igual o inferior a 110kV según la NTS 2.1.

Como consecuencia, se deberán instalar inversores que sumen una potencia instalada total de 50MW. A su vez, el subapartado 5.5 determinará el sobredimensionamiento DC/AC, concretando la potencia instalada en los módulos fotovoltaicos según se muestra a continuación:

$$N^{\circ} \text{ inversores} * \text{Potencia Nominal inversores} (P_{N, inv}) = 50Mwac$$

$$N^{\circ} \text{ módulos} * \text{Potencia Nominal módulo} (P_{N, cell}) = P_{DC} (MW_p) = 50Mwac *$$

Sobredimensionado DC/AC

En lo referente al ámbito poblacional, según REE (Red Eléctrica Española), el consumo medio mensual de un hogar en España 270kWh. Esto implica un consumo promedio anual de 3.272kWh por hogar en España. De tal modo, asumiendo que la planta producirá 110,68GWh anuales (cálculos y justificaciones más adelante), la planta podrá abastecer la energía equivalente a 33.826 hogares españoles, colaborando en gran medida a paliar la necesidad energética en la población española.

Además, dado que también se podrá almacenar energía mediante la instalación de hidrógeno verde, en determinados momentos habrá un ligero aumento en la potencia instalada de la planta. No obstante, por motivos de licencias y regulaciones gubernamentales, este incremento no podrá ser mayor del 15%. Las cifras exactas de potencia instalada, número de paneles, inversores y otros componentes se determinarán más adelante.

5.2 UBICACIÓN

Como se explicó en el capítulo 1 (Introducción) de este proyecto, de cara a servir como solución real y factible a la problemática del calentamiento global, este proyecto se planteará en una ubicación estándar, la cual no ofrezca unas condiciones (clima, coste, acceso a la red, etc.) excesivamente buenas, asegurando que el modelo de negocio sirva de referencia para futuros proyectos.

A fin de testear los módulos fotovoltaicos de manera uniforme, se determinan unas condiciones estándar denominadas STC (“*Standard Testing Conditions*”), las cuales simulan una situación de funcionamiento ideal con las siguientes condiciones:

- Radiación solar: $q'' = 1 \text{ kW/m}^2$
- Temperatura de la celda: $T_{\text{cell}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Masa del aire: $AM = 1,5$ (air mass)

Como se puede ver por la T_{cell} de las STC, es importante destacar que climas templados ofrecen mejores resultados al rendimiento de los paneles, mientras que temperaturas demasiado elevadas son contraproducentes, siendo la temperatura óptima 25°C .

Por otro lado, las NOCT (“*Nominal Operating Cell Temperature*”) son empleadas para evaluar una situación de funcionamiento real:

- Radiación solar: $q'' = 0,8 \text{ kW/m}^2$
- Temperatura de la celda: $T_{\text{cell}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Masa del aire: $AM = 1,5$ (air mass)
- Velocidad del viento: $u = 1 \text{ m/s}$

Para determinar la ubicación en la que se acometerá la instalación híbrida, y poder posteriormente proyectar la electricidad generada en el plan de negocio del proyecto, se ha realizado un estudio meteorológico de las principales zonas de España con potencial fotovoltaico.

Inicialmente, uno de los factores más determinantes en la elección de la ubicación es la radiación solar. La AEMET, junto con el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto

Demográfico (MITECO), realizaron un mapa ambiental que se puede ver de manera más clara en la siguiente figura 5.2.1, sintetizada por Sergio Soto [30] y que muestra las cinco zonas climáticas de España segmentadas por radiación solar incidente:

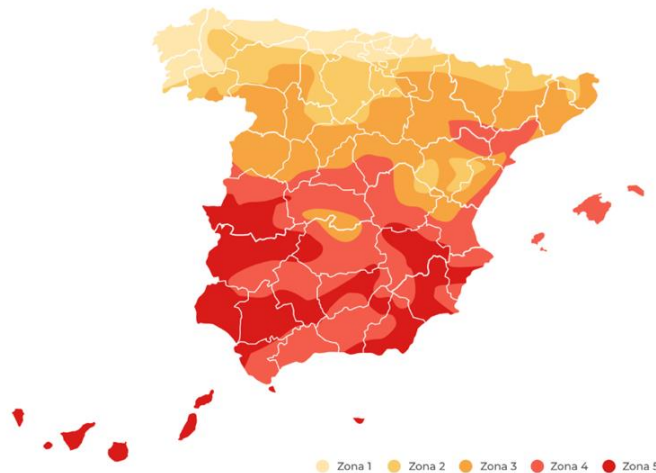


Figura 5.2.1. Radiación solar incidente media en España por geografía. Fuente: [30]

Como se puede observar, las zonas 4 y 5 (Andalucía, Extremadura, Murcia y parte de Castilla-La Mancha y Castilla y León) son las principales receptoras de radiación solar, recibiendo entre 4,6 y 5 kWh/m² (zona 4) o más de 5kWh/m² (zona 5). Las localizaciones no peninsulares (Baleares y Canarias) no se han considerado por la diferencia regulatoria y la mayor complejidad y peculiaridad de su integración a la red. También se ha descartado la Comunidad Valenciana por tener menor cantidad de energía recibida que el resto.

Entre las cinco comunidades filtradas de este primer análisis, se ha estudiado el número medio de horas de Sol anuales y la hora solar pico (HSP) de cada una de ellas, con datos de Holaluz [31] extraídos de tablas de la Unión Europea a través del EU Science Hub, siendo la tabla resultante:

Comunidad Autónoma	Provincia	Horas de Sol	HSP	Latitud (°)
Andalucía	Almería	3.305	6,02	36,87
	Cádiz	3.316	6	36,52
	Córdoba	3.316	5,9	37,88
	Granada	3.328	5,93	37,18
	Huelva	3.527	6,02	37,26
	Jaén	3.289	5,82	37,77
	Málaga	3.248	5,82	36,72
	Sevilla	3.526	5,98	37,39
Castilla-La Mancha	Albacete	3.282	5,72	39
	Ciudad Real	3.295	5,76	38,99
	Toledo	2.815	5,78	39,86
Extremadura	Badajoz	3.224	5,74	38,88
	Cáceres	3.365	5,7	39,47
Murcia	Murcia	3.348	5,7	37,98
Media		3.298,86	5,85	37,98
Mediana		3.310,50	5,82	37,825

Tabla 5.2.1. Estudio meteorológico en España. Fuente: [30, 31]

Cabe recalcar que el concepto hora solar pico (HSP) hace referencia al tiempo (en horas) de una hipotética irradiancia solar constante de $1.000\text{W}/\text{m}^2$ (STC). Este concepto es muy útil para el cálculo de la energía producida por un panel en un determinado tiempo y será usado más adelante.

De entre todas zonas las principales zonas de la geografía española con potencial fotovoltaico, se ha escogido la más cercana a los valores medios (Jaén, Andalucía), con el objetivo de ser coherente con los objetivos de desarrollo sostenible y no estar evaluando la viabilidad del proyecto en un caso óptimo poco realista, sino en una ubicación intermedia (dentro del nicho con potencial solar).

5.3 SELECCIONADO DE EQUIPO

Uno de los aspectos más fundamentales a la hora de dimensionar y diseñar una planta fotovoltaica es la elección del equipo. Este apartado estudiará las distintas alternativas disponibles en el mercado y justificará la selección final.

En lo referente a los paneles fotovoltaicos, a pesar de que los módulos bifaciales están creciendo notablemente en el sector de las renovables, esta plantará será diseñada con módulos monofaciales por motivos de menor coste, mayor conocimiento actual de la tecnología y menor complejidad de instalación. Además, puesto que la instalación se desarrollará en un solar en Jaén, resulta poco práctico implementar una instalación bifacial óptima, considerando sus características clave como el albedo o la altura, explicadas anteriormente.

Dentro de los módulos monofaciales, los módulos solares monocristalinos (compuestos por un solo cristal) ofrecen un mayor rendimiento y vida útil a expensas de un ligero aumento de costes respecto a los policristalinos o los amorfos. El menor rendimiento y mayor sensibilidad a altas temperaturas de estos dos últimos hace que sean opciones menos ventajosas para una planta como la que se plantea. El motivo de ello es que el proyecto requiere un alto rendimiento por su gran tamaño, así como a que las placas, por la ubicación de la planta, se expondrán a altas temperaturas principalmente en verano. El principal problema de los monocristalinos, su mayor coste, será amortiguado dado que los objetivos de esta planta son a largo plazo.

Dado que factores como el peso, el tamaño o el diseño de los paneles no son relevantes para una planta de generación de gran escala, sino otros como la eficiencia, la durabilidad o la resistencia térmica; se ha optado por analizar los principales paneles disponibles en términos de eficiencia.

Es oportuno señalar que hay empresas particulares o EPCistas (dedicadas al Engineering, Procurement and Construction) que cierran contratos por valores menores a los que se van a presentar a continuación en términos de €/W. El motivo de ello es que acuden a fabricantes

con mayores tasas de producción y mejores precios, como Trina, Canadian, Jinko, JASolar o Longi. No obstante, este análisis está basado principalmente en la calidad y eficiencia de los equipos seleccionados, no sólo en el aspecto económico.

Según la web estadounidense de energía EnergySage [32], así como diversas fuentes como TheEcoExperts [33], de acuerdo con los datos publicados por las mayores empresas de fabricación de paneles solares, los cinco paneles más eficientes en 2023 son:

COMPANY	EFFICIENCY RATING	SOLAR CELL TECHNOLOGY
SunPower	22.8%	Monocrystalline
LG	22.0%	Monocrystalline
REC Solar	21.7%	Monocrystalline
CSUN	21.2%	Monocrystalline
Panasonic	21.2%	Monocrystalline and amorphous silicon cell

Figura 5.3.1. Principales paneles solares por eficiencia en 2023. Fuente: [32, 33]

Como se puede observar en la imagen superior, todas las tecnologías disponibles en el mercado que proporcionan mayores eficiencias se basan en celdas monocristalinas. En un principio, el modelo **SunPower Maxeon 6AC** resulta ser la opción más atractiva en términos de alta eficiencia (número 1 en el mercado), garantía a largo plazo, y buena resistencia al calor.

Concretamente, la empresa americana SunPower ofrece el modelo SunPower Maxeon 6 AC, cuyas especificaciones son:

Potencia	# de celdas	Eficiencia	Coefficiente de temperatura (a partir de 25°C)	Densidad de potencia NOCT (W/m2)	Degradación año 1	Degradación anual (resto)	Garantía	Garantía de rendimiento	Reciclable
440W	66	22,80%	-0.29%/°C	171	2%	0,25%	40 años	92% tras 25 años	Sí

Tabla 5.3.1. Especificaciones técnicas SunPower Maxeon 6AC. Fuente: [34]

Este modelo resulta una buena selección por su baja degradación anual, su resistencia a temperaturas superiores a 25°C, su garantía a muy largo plazo y la posibilidad de ser

reciclado, enmarcándolo también dentro de los objetivos de desarrollo sostenible propuestos en el proyecto.

No obstante, dado que este proyecto hace hincapié en ofrecer una alternativa viable técnica y económicamente, es importante analizar los costes asociados:

El precio de un panel solar SunPower Maxeon 6AC de 440W en España oscila entre los 250 y los 400 euros, siendo por ende el precio por unidad de potencia entre 0,57 y 0,9 €/W. Esto es ligeramente superior a otros paneles como el LG Neon Solar Power de 440W que oscila entre los 200 y los 300 euros (0,46 y 0,68 €/W) o el Panasonic de 245W, el cual oscila entre los 100 y 150 euros (0,23 y 0,34 €/W).

Centrando el enfoque en los de mayor eficiencia, dado que el proyecto es a largo plazo y se pretende rentabilizar ese sobrecoste, se ha considerado oportuno un cálculo orientativo que pondere eficiencia vs CAPEX relativo a los paneles de 440Wp de los proveedores Sunpower y LG:

- CAPEX adicional panel máxima eficiencia (Sunpower):

$P_{dc} \sim 50 \text{ MWp}$ (sin considerar el sobredimensionamiento todavía) →

Cogiendo el valor intermedio de los rangos de precios en €/W indicados anteriormente para el modelo Sunpower (0,735) y para el modelo LG (0,57):

$\Delta \text{Capex} = 50 \text{ MWp} * (0,735 \text{ €/W} - 0,57 \text{ €/W}) = 8,25 \text{ millones de euros adicionales.}$

- Ahorro en el tiempo debido al aumento de eficiencia (suponiendo proyecto de duración 30 años):

$T = 30 \text{ años de inversión.}$

$\text{HSP} = 5,82 \text{ horas diarias en Jaén.}$

$T (\text{horas de Sol}) = 30 \text{ años} * 365,25 \text{ días/año} * 5,82 \text{ horas/día} = 63.772,65 \text{ horas.}$

Considerando la diferencia en eficiencia (0,8%): $\Delta\text{Energía} = t \text{ (horas)} * \text{Potencia instalada} * \Delta\text{Eficiencia} = 63.772,65 \text{ horas} * 50 \text{ MWp} * 0,8\% = 25.509,06 \text{ MWh adicionales}$.

Para determinar el resultado neto de ambas opciones, se ha considerado oportuno llevar a cabo un análisis de sensibilidad con 3 posibles escenarios. Este se ha basado en el histórico de precios de acuerdos PPA firmados en Europa, haciendo hincapié en el mercado español. Según la empresa de transacciones y analytics en el sector de la energía LevelTen Energy, la evolución del precio €/MWh en Europa es:

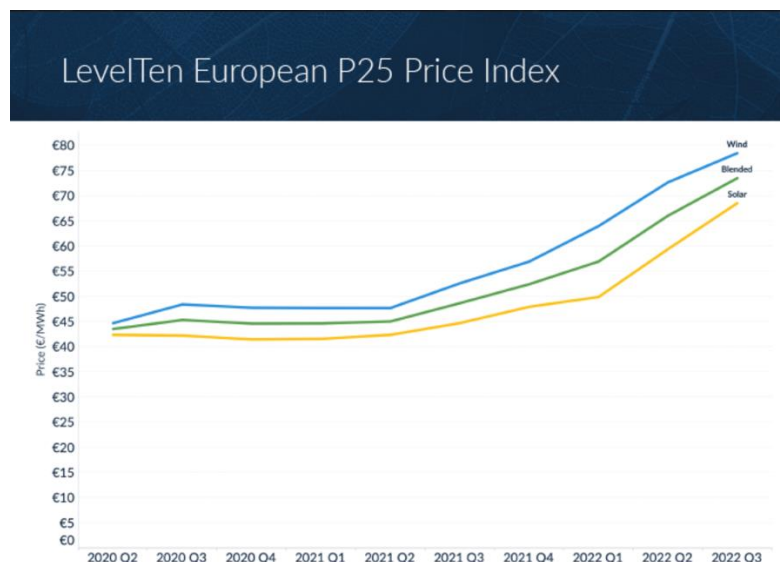


Figura 5.3.2. Evolución precio PPA en Europa. Fuente: [35]

Como se puede ver, en el sector solar, los precios han subido en los dos últimos años y medio desde alrededor de 40€/MWh a en torno a los 70€/MWh. No obstante, España es un mercado con precios significativamente más bajos, motivo por el cual se ha convertido en el país más activo de Europa en transacciones PPA solares. Por esto, el análisis de sensibilidad se ha hecho para abarcar desde valores pesimistas (20€/MWh) a optimistas (80€/MWh).

- 1) Precio medio electricidad 20 €/MWh $\rightarrow \Delta\text{Beneficio} = \Delta\text{Energía} * 20 \text{ €/MWh} = 510,18 \text{ miles de euros}$.
Resultando un balance de -7,74 M. € si se escoge el modelo SunPower.
- 2) Precio medio electricidad 50 €/MWh $\rightarrow \Delta\text{Beneficio} = \Delta\text{Energía} * 50 \text{ €/MWh} = 1,275 \text{ millones de euros}$.

Resultando un balance de -6,975 M. € si se escoge el modelo SunPower.

- 3) Precio medio electricidad 80 €/MWh $\rightarrow \Delta\text{Beneficio} = \Delta\text{Energía} * 80 \text{ €/MWh} = 2,04$ millones de euros.

Resultando un balance de -6,21 M. € si se escoge el modelo SunPower.

Por lo tanto, en todo momento bajo estos supuestos el incremento de ingresos por generación ligados a ese ligero aumento en eficiencia sería inferior que el aumento en el CAPEX inicial.

Debido a ello, se ha optado por modificar la opción escogida inicialmente y seleccionar una opción más económica (**LG Neon Solar Power 440Wp**). Cabe destacar que este estudio preliminar es muy orientativo y no considera parámetros claves en una inversión como el valor temporal del dinero ni la evolución real del precio de la electricidad en 30 años, o la degradación de los equipos, a fin de simplificar la elección. No obstante, esto se considerará en el apartado del modelo de negocio para dar cifras más realistas de la rentabilidad de la planta.

Las especificaciones del panel LG Neon Solar Power (LG440QAC-A6) son las siguientes:

Potencia	# de celdas	Eficiencia	Coefficiente de temperatura (a partir de 25°C)	Densidad de potencia NOCT (W/m2)	Degradación año 1	Degradación anual (resto)	Garantía	Garantía de rendimiento	Reciclable
440W	66	22,10%	-0.29%/°C	165,9	1,5%	0,25%	25 años	92,5% tras 25 años	Sí

Tabla 5.3.2. Especificaciones técnicas LG Neon Solar Power. Fuente: [36]

Como se puede observar en las especificaciones del modelo seleccionado, también ofrece misma garantía de rendimiento que el modelo Sunpower y similares degradaciones temporales, así como resistencia a altas temperaturas.

A su vez, en lo relativo al conexionado de los paneles, es importante recordar la diferenciación entre serie (suma de voltajes de cada celda, misma corriente) o paralelo (mismo voltaje, suma de corrientes), de tal modo que se llegue a la tensión deseada a la entrada del grupo inversor que se seleccionará a continuación.

Para llegar a un voltaje de entrada en el grupo inversor cercano a 1000V, minimizando la corriente para reducir pérdidas, y considerando que los paneles escogidos tienen un voltaje

nominal de 41,4V según las especificaciones, se ha optado por conectarlos por grupos de 24 paneles en serie, sumando estos 1kV y siendo conectados entre sí en paralelo. De este modo resultan 5.208 grupos en paralelo de 24 paneles en serie cada uno.

En lo referente al dimensionamiento de la parte de corriente alterna, para los inversores es importante analizar la curva de eficiencia, tensión, potencias nominales y rango de temperaturas. Tras un amplio estudio de los inversores más potentes en el mercado, cabe destacar los siguientes modelos:

Inversor	Eficiencia máxima (%)	Potencia nominal de salida (W)	Tensión nominal entrada (V)	Conexión a red (V)	Rango de temperaturas (°C)	Precio (€)	Garantía (años)
SolarEdge - SE100K	98,3	100.000	680-1000	380/220	-40 a 60	3.000-5.000	12 (ampliables a 20)
Huawei - SUN2000-100KTL	98,8	100.000	200-1000	380/220	-25 a 60	5.000-7.000	5 (ampliables a 25)
Sungrow - SG110CX	98,7	110.000	200-1000	320-460	-30 a 60	3.000-5.000	5 (ampliable a 25)
Fronius - Tauro ECO 100-3-P	98,1	100.000	580-1000	380/220	-40 a 65	6.000-10.000	5 (ampliable a 20)
SMA - Sunny Tripower 25000TL	98,3	25.000	390-800	380/220	-25 a 60	2.000-3.000	5 (ampliable a 20)

Tabla 5.3.3. Análisis principales inversores fotovoltaicos en el mercado. Fuente: [37, 38, 39, 40, 41]

Dado que todos ofrecen opciones similares en cuanto a tensiones de entrada y salida, así como garantía y rango de temperatura, los factores que han determinado la elección del equipo han sido:

- **Potencia de salida:** se ha valorado la opción de un equipo más pequeño como el SMA solar – Sunny Tripower 25000TL, pero su no tan reducido coste (relación potencia/coste) sumado a su baja eficiencia no lo convierten en una opción atractiva.
- **Eficiencia:** de entre los 5 equipos, los que mayor eficiencia máxima presentan son los inversores Huawei – SUN2000-100KTL (98,8%) y Sungrow – SG110CX (98,7%). Un pequeño incremento en la eficiencia puede suponer un gran aumento en

la eficiencia de una planta de 50MW a largo plazo, como ya se valoró en la elección de la celda.

- **Número de MPPT:** como ya se explicó en el capítulo 3 (Descripción de las Tecnologías), los dispositivos Maximum Power Point Tracking ayudan a optimizar el funcionamiento de los inversores, contribuyendo a un mayor rendimiento y producción. Los inversores Huawei – SUN2000-100KTL y Sungrow – SG110CX son aquellos que poseen mayor número de MPPT, con 10 y 9 respectivamente.
- **Precio:** comparando los rangos de precios encontrados en el mercado actual, el Sungrow – SG110CX supone la opción más atractiva.

Por lo tanto, el **Sungrow SG110CX** de 110kW de potencia de salida nominal y eficiencia máxima de 98,7% será a priori el inversor empleado en la planta fotovoltaica. En lo referente a la temperatura de diseño, es importante mencionar que el inversor seleccionado tolera muy adecuadamente las altas temperaturas, empezando a dar peor rendimiento a temperaturas superiores a 50°C. Dado que en Jaén es inusual que se de dicho valor a lo largo del año, se ha considerado que la potencia real es de 110kW (sin degradación). Por ende, a fin de obtener una planta de 50MWac, de acuerdo con la fórmula ya expuesta:

$$N^{\circ} \text{ de inversores Sungrow} = \frac{50\text{MWac potencia nominal planta}}{110\text{kWac potencia nominal inversor}} = 455 \text{ inversores.}$$

Para adecuar las tensiones a lo largo de la planta y en el conexionado a la red se emplearán transformadores que también deben ser seleccionados. Por las especificaciones del inversor seleccionado, la conexión de los inversores a la red debe hacerse 380/220V (tensión de salida del inversor entre 320V y 460V). Por lo tanto, se necesitará un determinado número de transformadores que, en conjunto, considerando sus límites de potencia, puedan transportar 50MW y elevar la tensión de la salida del grupo inversor a MT. Por la potencia instalada, se trata de una planta de tipo C y está limitada a una tensión de salida igual o inferior a 110kV.

Se pretenderá habilitar la planta a un conexionado a red por medio de una línea de media tensión (30kV), por lo que los transformadores deberán elevar la tensión a dicho valor. El

motivo de dicha elección es tratar de tener una alta tensión para reducir las corrientes y minimizar las pérdidas eléctricas ($P_{pérdidas} = i^2 \cdot R$), pero sin cruzar el umbral de la media tensión (36kV). Dado que según IRENA los costes de transformadores, cables y lo referente a la conexión a red en una planta fotovoltaica son menos del 7% del coste total, el análisis económico del modelo de transformador concreto no se considera tan esencial en su seleccionado.

Una opción eficiente y probada para esta fase de elevación es la del fabricante nacional Ormazábal Velatia. En concreto, su equipo de media tensión para aplicaciones de potencia Smart para redes inteligentes, con potencia nominal de 630kVA, tensión en el secundario de 420V y tensión de salida de hasta 36kV, es una opción bastante adecuada a los requisitos planteados. Las pérdidas en carga son 5.060W y la impedancia de corto 0,045pu. Por último, de acuerdo con la potencia instalada especificada de la planta, se requerirán **80 transformadores como este** para completar la instalación.

Paralelamente a este seleccionado de equipos, se ha considerado estudiar la posibilidad de fusionar las etapas de inversión y elevación de tensión mediante una estación de potencia, alternativa muy frecuente en la actualidad por motivos de simplicidad y facilidad en el conexionado a la red MT.

En este supuesto, los módulos FV estarían conectados a un equipo del cual directamente saliese corriente alterna de media tensión. En el análisis de opciones atractivas, se ha considerado el equipo SMA Medium Voltage Power Station 4600-S2-US, del fabricante alemán SMA Solar Technology AG, el cual simplificaría la distribución de la planta de la siguiente manera:

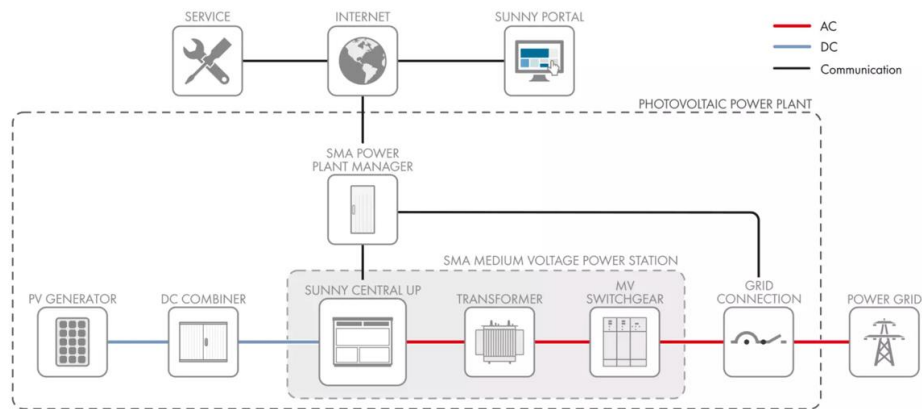


Figura 5.3.3. Esquema planta FV usando una Power Station. Fuente: [41]

Este equipo cuenta con el inversor Sunny Central UP, el cual según el fabricante alemán es su dispositivo más potente para sistemas fotovoltaicos y que ofrece una amplia rentabilidad y ahorro frente a otros equipos de inversores. Además, tiene una vida útil superior a 25 años y un sistema de refrigeración inteligente (OptiCool).

Las especificaciones de la estación de potencia, según el fabricante SMA, son las siguientes:

Potencia (kVA)	Máxima eficiencia	Máximo voltaje de entrada (V)	Voltaje de salida (kV)	Consumo Stand-by (W)
4.600	98,70%	1500	12 a 34,5	<370

Tabla 5.3.4. Especificaciones técnicas de la power station SMA 4600-S2-US. Fuente: [41]

En el caso de optar por esta opción, haría falta un número de estaciones de potencia de 4,6MVA de:

$$\begin{aligned}
 \text{N}^\circ \text{ de estaciones de potencia} &= 50\text{Mwac potencia nominal planta} / 4,6\text{Mwac potencia} \\
 &\text{nominal power station} = \mathbf{10,86 \sim 11 \text{ estaciones de potencia SMA.}}
 \end{aligned}$$

Será importante analizar la rentabilidad de la opción 1 (grupo inversor + grupo transformador) frente a la de la opción 2 (estación de potencia) en el modelo de negocio, a fin de optimizar el rendimiento de la instalación.

5.4 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

La orientación e inclinación de los paneles solares es fundamental si se busca optimizar la cantidad de energía absorbida, lo que implica una mayor generación de electricidad.

Respecto al primero de dichos factores, la orientación de los paneles solares, estos se han de posicionar hacia el hemisferio sur si la planta se encuentra en el hemisferio norte; mientras que, si por el contrario se encuentra en el hemisferio sur, deben mirar hacia el norte. Dado que esta se encontrará en Jaén, hemisferio norte, las placas deberán orientarse hacia el sur para maximizar la captación de energía.

Otro de los factores importantes en el rendimiento de una instalación fotovoltaica es la inclinación de los paneles. Idealmente, los rayos solares emitidos por el Sol inciden de manera perpendicular a la superficie de la celda. De esta forma, los rayos atraviesan una menor cantidad de atmósfera y se ven atenuados en una menor medida, llegando a la superficie del panel con mayor potencia calorífica. Esto se puede entender de manera más técnica en la siguiente figura:

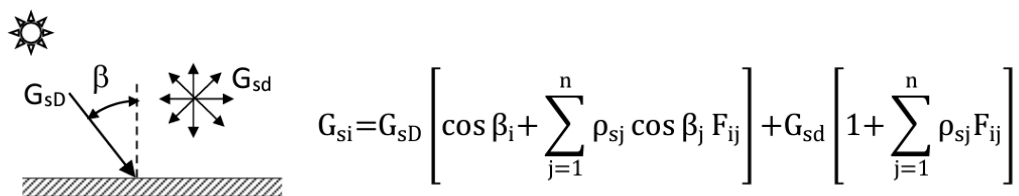


Figura 5.4.1. Diagrama explicativo componentes de la radiación solar. Fuente: [42]

Como se puede ver en la figura 5.4.1, la radiación solar que incide en una superficie (G_{si}) está compuesta por la radiación solar directa (G_{sD}), que llega atravesando la atmósfera e idóneamente de manera perpendicular, y la radiación solar difusa (G_{sd}), siendo esta la parte dispersada por la atmósfera y propagada en todas direcciones. ρ representa la reflectancia o reflectividad del material. A mayor ángulo de inclinación β de la radiación directa, menor valor de $\cos \beta$ y menor radiación incidente; todo bajo la cláusula ceteris paribus, esto es, manteniendo el resto de los parámetros constantes.

Adicionalmente, si se desea un consumo constante a lo largo del año, como norma se recomienda un ángulo igual al de la latitud de la instalación. Sin embargo, si se desea un consumo primordial en invierno el ángulo deberá ser el de la latitud más 15° y, si se desea hacer lo propio en verano, este deberá ser el de la latitud menos 15°.

No obstante, como se explicó en el capítulo de descripción de las tecnologías, la gran mejora en términos de captación solar, y por ende rentabilidad, que supone la instalación de trackers solares, hace muy atractiva su inclusión en el proyecto. Estos dispositivos mecánicos hacen rotar a los paneles procurando mantener 90° con los rayos incidentes del Sol. Entre sus desventajas destacan el mayor coste de CAPEX inicial, el aumento en los gastos de mantenimiento y las bajas garantías que ofrecen este tipo de equipos (10-15 años) frente a los 20-25 de los módulos fotovoltaicos.

Entre las distintas opciones de trackers solares se encuentran los trackers de un eje, que ofrecen mejoras de rendimiento de entre 25 y 35%, y los de dos ejes, que llegan a ofrecer aumentos en el rendimiento de hasta 40% a expensas de una mayor complejidad e inversión. Por motivos de simplicidad, menor inversión inicial y proponer una alternativa más intermedia, en este proyecto se ha optado por elegir un tracker de un solo eje.

Entre los principales proveedores de trackers, como son Nextracker, Soltec, PV Hardware, Trina Solar, Array Technologies, Archtech o SolarSteel, se ha optado por elegir el equipo **Vanguard 550-2P** del fabricante Trina Solar, por su reducción del LCOE (levelized cost of energy), incremento del 8% en capacitación solar, y capacidad de funcionar con módulos grandes de 450Wp o 550Wp.

Las principales especificaciones de este equipo son:

Modelo	Rango de tracking (°)	Ganancia por smart tracking* (%)	Consumo de potencia (W)	Máximo número de módulos por fila	Rear shading factor (%)	Temperatura de operación (°C)	Garantía (años)
TrinaTracker Vanguard (one row, one axis)	± 55°	8	150	120	0,8	-30 a 60	10

Tabla 5.3.5. Especificaciones técnicas del tracker Vanguard de Trina Solar. Fuente: [43]

(*) *Ganancia adicional por sistema de smart tracking (SuperTrack) en comparación con algoritmos de seguimiento tradicionales, según Trina Solar.*

Dado que cada tracker “single row, single axis” Vanguard puede soportar una fila de 120 módulos, y que la planta cuenta con 125.000 paneles, harán falta 1.042 equipos Vanguard en la instalación propuesta. Estos equipos, mediante el ajuste de $\pm 55^\circ$ en la inclinación del panel a lo largo del día, permitirán aumentar hasta un 8% las ganancias por Smart tracking rentabilizando en el largo plazo el coste adicional que supondrán, como se estudiará y analizará en el business plan.

5.5 SOBREDIMENSIONAMIENTO DC/AC

Como se explicó en el capítulo de descripción de las tecnologías, es frecuente sobredimensionar la parte de corriente continua (paneles solares) con un determinado coeficiente superior al de alterna (inversores). En concreto, este sobredimensionamiento suele situarse entre 1,05 y 1,2 en función de variables como la calidad fotovoltaica de la localización de la planta (irradiación solar), la calidad del equipo seleccionado, la orientación e inclinación de los paneles o los costes de la instalación.

A mayor sobredimensionamiento tendrá lugar un aumento en los costes de inversión (más paneles, más cableado, más mano de obra, etc.), y se corre el riesgo de sufrir clipping, por el cual los paneles producen más de lo que pueden gestionar los grupos inversores.

Para determinar el sobredimensionamiento de la planta se ha considerado, por un lado, que los equipos seleccionados en este apartado destacan por su alta calidad en comparación con otros disponibles en el mercado; altas eficiencias, buenas resistencias térmicas, larga garantía con poca degradación, etc. Por otro lado, la ubicación seleccionada y la orientación e inclinación son consideradas buenas con una irradiación solar notable. Por todo ello, se ha optado por un sobredimensionamiento “medio-bajo”.

En concreto, se ha estimado que el **sobredimensionamiento DC/AC** sea de **1,1**. De este modo, la potencia pico de la planta sería de $50\text{MW} * 1,1 = 55\text{MWp}$ o MWdc . Por lo tanto, el número de paneles necesarios es:

$$\text{N}^\circ \text{ de paneles LG NeON} = 55\text{MWp potencia pico planta} / 440\text{W potencia nominal panel} =$$

125.000 paneles.

Como en otros apartados, los costes asociados a estas elecciones serán analizados en el apartado de modelo de negocio.

Además, empleando el valor de la HSP de Jaén analizado en la subsección 5.2, el cual es 5,82, cada panel de 440Wp producirá: $5,82\text{HSP} * 440\text{Wp} = 2,56\text{kWh}$; traduciéndose en una producción energética diaria de 320,1MWh y una producción anual ideal de **116,8GWh**.

No obstante, dado que las tecnologías empleadas no son 100% ideales, la planta sufrirá pérdidas. Para el cálculo de estas se ha modelado la instalación en el software PVGIS, software avalado por la Unión Europea, a fin de calcular estimaciones y proyecciones realistas de la generación de la planta dimensionada y poder emplear estas en el plan de negocio. Una visión más completa de este apartado puede analizarse en el capítulo 7, el cual explica y muestra las distintas simulaciones llevadas a cabo.

Respecto a las pérdidas del sistema, provocadas por cableado, suciedad, deterioro, etc., estas se han dejado en el valor predeterminado estipulado por PVGIS (14%). El resultado de la simulación de la planta con instalación de seguimiento es una producción anual de **110,68 GWh anuales**, valor no muy distante al estimado previamente a través de las HSP. Esto se mostrará en detalle en el capítulo 7.

5.6 SUPERFICIE

Dado que las sombras reducen la cantidad de radiación que incide en las placas, se pretenderá encontrar una parcela amplia sin vegetación, árboles, obstáculos, etc. Las sombras pueden interrumpir el paso de la corriente por las distintas celdas del panel, reduciendo

considerablemente la producción de energía eléctrica. No obstante, dado que la parcela de este proyecto estará despejada, los sombreados y/o obstáculos no serán considerados.

Atendiendo a la necesidad de emplear 125.000 paneles de 1910x1042x40 mm, así como 455 inversores de 1051x660x362.5 mm, se estima que la superficie total ocupada por dichos equipos (considerando inclinaciones y proyecciones) sería de 21,5 hectáreas. No obstante, a la superficie de los paneles hay que añadirle el pitch. El pitch hace referencia a la distancia mínima entre paneles para dejar espaciados y evitar sombras constantes.

La manera de calcular el pitch d es:

$$d = \frac{1}{\tan(61 - \text{latitud})} \cdot h, \text{ donde } h \text{ hace referencia a la "altura" del panel inclinado y se calcula}$$

como:

$h = 2 \cdot l \cdot \sin(\alpha)$, donde l es la longitud del panel y α la inclinación del panel, y el 2 proviene del uso de un tracker de 2V (2P) en el que los paneles se disponen verticalmente en 2 alturas.

Por lo tanto, si consideramos la latitud (37°), la inclinación propuesta (30°) y la longitud del panel seleccionado (1,91m): pitch $d = 4,29\text{m}$.

De esta forma, la distancia horizontal ocupada por cada fila de paneles no es solo $2 \cdot 1,91 \cdot \cos(\alpha)$ m sino $2 \cdot 1,91 \cdot \cos(\alpha) + 4,29$; haciendo que la superficie requerida sea de **al menos 99 hectáreas**.

Si se consideran también los inversores (1051x660x362.5mm) y los transformadores seleccionados (1300x890x2065 mm), así como la subestación (no más de 2 hectáreas) y el espacio para centros de almacenamiento, control y mantenimiento, la parte fotovoltaica requeriría de al menos **120 hectáreas**.

Si finalmente se optase por el escenario 2, el cual contempla el uso de centrales de potencia SMA en lugar de inversores y transformadores, se requerirían 11 centrales de 2780x2318x1588 mm, siendo también suficiente el dimensionado previo.

Teniendo en cuenta la información recopilada en el screening de proyectos PV en España y mostrada en la tabla 5.1.1., que incluye datos sobre las distintas superficie y potencias instaladas de cada proyecto, las ratios calculadas entre ambas cifras tienen una media de 2,06ha/MW y una mediana de 2ha/MW. Como se puede apreciar, valor muy cercano al estimado en el actual proyecto.

Con esta superficie, y la posterior adición de la parte de almacenamiento en hidrógeno, la cual no será muy elevada, se podrá estimar el coste de alquiler del terreno. Esto tendrá lugar en la parte del análisis económico que se elaborará y desarrollará en el business model (capítulo 8).

Capítulo 6. ANÁLISIS AVANZADO

ALMACENAMIENTO EN HIDRÓGENO

Este capítulo tendrá como finalidad analizar y dimensionar la parte de almacenamiento de energía en hidrógeno verde, al igual que se realizó en el capítulo 5 con la parte de generación fotovoltaica.

6.1 ALCANCE DEL ALMACENAMIENTO

Las instalaciones de almacenamiento como la planteada se caracterizan por tener una capacidad de kWh/MWh almacenables como suministro adicional de energía. Como ya se profundizó en capítulos anteriores, esta energía almacenada se liberará por medio de pilas de combustible en momentos de insuficiente generación (días nublados, horario nocturno) o de franja pico con alta demanda de electricidad. Otro parámetro importante es la potencia de salida de las pilas (kW/MW), que determinará la potencia que se podrá inyectar a la red.

Dado que se trata de una instalación de generación de 50MWac (55MWp), la planta podrá proporcionar (idealmente, salvo por meteorología adversa, pérdidas en la instalación, o deterioro del equipo, motivos que reducirán la producción) 50MW de potencia durante el día exclusivamente a través de la parte fotovoltaica. A esto habrá que añadirle la capacidad de la instalación híbrida de almacenamiento. Cabe recordar que el valor de la potencia instalada de la planta asignado por Industria se puede variar en un 15%. Por ende, se ha considerado que un valor óptimo de dimensionado para la instalación de almacenamiento es de un 15% el valor de la potencia fotovoltaica, es decir, podrá procesar una potencia máxima de 7,5MW. Esto afectará al dimensionamiento de la potencia de salida de las pilas de combustible. Además, basándose en dimensionados usuales de sistemas de almacenamiento en baterías, se ha dimensionado para que la instalación de almacenamiento pueda operar durante 4 horas, dotándola por ende de una capacidad de storage de 30MWh.

De este modo, por un lado, la planta podrá alcanzar una potencia de entre 57,5 MWac en momentos de mucha demanda, generando mayores ingresos y elevando la rentabilidad del proyecto. Por otro lado, la planta mejorará en términos de resiliencia ya que su generación no estará completamente ligada a las condiciones ambientales, sino que podrá abastecer electricidad a través del almacenamiento en condiciones no óptimas (tormentas, horas nocturnas, etc.). Esto incrementará el atractivo del proyecto y tendrá un impacto positivo en el modelo de negocio.

6.2 SELECCIONADO DE EQUIPO

Para esta sección será importante recurrir a las tablas descriptivas elaboradas en el capítulo 3 (Descripción de las Tecnologías), las cuales sirven para analizar y entender las distintas tipologías de equipos involucrados en el almacenamiento en hidrogeno verde.

Para empezar, en lo relativo al seleccionado del electrolizador, equipo que convierte la electricidad en hidrógeno verde por medio de la electrólisis, los distintos tipos de electrolizadores en el mercado son:

Tipo de electrolizador	CAPEX (\$/kW)	Eficiencia %	Superficie ocupada (m ² /kW)	Vida media (miles de horas de funcionamiento)	Presión máxima de operación (bar)	Temperatura de operación (°C)
Electrolizador alcalino	500-1.000	50-78	0,095	60	30	60-80
Electrolizador PEM	700-1.400	50-83	0,048	50-80	70	50-80
Electrolizador de óxido sólido (SOEC)	2.800-5.600	45-55	-	<20	10	650-1.000

Tabla 6.2.1. Características de los principales electrolizadores. Fuentes: [15, 16]

Dado que, como ya se explicó anteriormente, los electrolizadores SOEC siguen en fase de desarrollo y no son una opción completamente viable o conocida en la actualidad, no se han considerado entre las posibles elecciones óptimas. Entre los PEM y los alcalinos, los

primeros son más caros, pero se ha optado por analizar los modelos más relevantes de ambos tipos:

Empresa	Modelo	Tipología	Eficiencia máxima (%)	Potencia de entrada (MW)	Alimentación (V)	Producción hidrógeno (Nm ³ /h)*	Presión (bar)	Precio (M. €)	Vida útil (años)
ITM - Power	3MEP CUBE	PEM	c. 82	2	AT	400	30	1 - 1,8	25
ITM - Power	HGAS3SP	PEM	c. 82	2,07	3x11000	400	30	1,3 - 3,6	25
Nel	Atmospheric Alkaline Electrolyser A485	Alcalino	70-80	1,2 - 2	BT	300 - 485	hasta 200	1 - 3	>10
McPhy Energy	McLyzer 800-300	Alcalino	75	4	3x400	800	30	3,5 - 5,5	10

Tabla 6.2.2. Tabla comparativa modelos de electrolizadores PEM y/o alcalinos. Fuente: [44, 45, 46]

Respecto a la tabla, primero hay que recalcar que la producción de hidrógeno de un electrolizador se mide en Nm³/h, lo que equivale a metros cúbicos de hidrógeno por hora, medido en condiciones normales (1atm y 0°C). Adicionalmente, la potencia de entrada de cada equipo hace referencia a la potencia que necesita consumir, procedente de la planta fotovoltaica, para producir las cantidades de hidrógeno indicadas a las condiciones especificadas.

A su vez, es importante mencionar que hay equipos industriales más potentes que los incluidos en la tabla como el Siemens Silyzer 300 o el Nel Atmospheric Alkaline Electrolyser A3880, los cuales pueden producir cantidades de en torno a 3.880Nm³/h de hidrógeno, pero requieren potencias de 17-18MW, las cuales sobrepasan el dimensionamiento planteado en este proyecto.

Debido a su alta capacidad de producción de hidrógeno y baja potencia de consumo, se ha optado por seleccionar el equipo **A485 de la A series del fabricante Nel Hydrogen**, mostrado en la siguiente imagen.

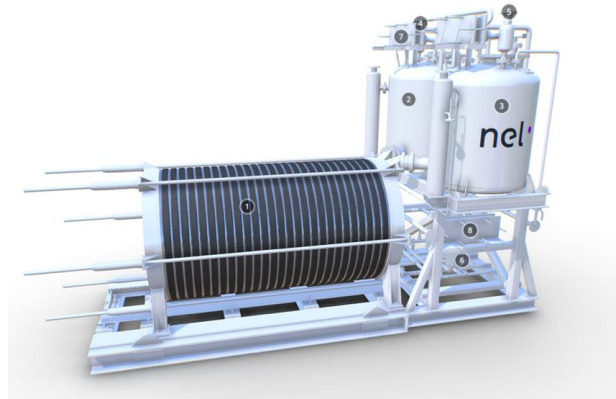


Figura 6.2.1. Equipo Nel A485 Hydrogen Fuente: [45]

La cantidad de hidrógeno requerida para que la pila de combustible seleccionada posteriormente genere los 7,5MW deseados determinará cuántos equipos A485 serán necesarios. Para determinarlo serán clave las cifras de producción de hidrógeno (485Nm³/h) y de potencia de entrada (2MW).

La segunda elección relevante en el dimensionado de la instalación complementaria de almacenamiento son los tanques en los que se almacenará el hidrógeno verde. De acuerdo con lo presentado en la descripción de las tecnologías sobre el almacenamiento en hidrógeno:

Tipo	Material	Carga estructural soportada por	Grosor / Peso	Presiones máximas (bar)	Coste	Aplicaciones
I	Acero/aluminio	Acero/Aluminio	Elevado	150 - 300	Bajo	Estacionarias
II	Acero/aluminio reforzado con fibras	Acero/Aluminio mayoritariamente	Elevado	750 - 1000	Bajo	Estacionarias, altas presiones
III	Acero/aluminio reforzado con fibras	Fibras mayoritariamente	Reducido respecto a tipos I y II	700	Medio	Portátiles
IV	Plástico (polietileno) reforzado con fibras	Fibras	Bajo	700	Elevado	Portátiles

Tabla 6.2.3. Tabla comparativa de los cuatro tanques de almacenamiento en hidrógeno. Fuente: [17, 18]

Por lo mostrado en la tabla, se ha considerado que los tipos de tanque que mejor se adecuan a las necesidades y propósitos de la planta son los tipos I y II, debido a que la capacidad

gravimétrica no es algo imprescindible en la instalación planteada y la aplicación es estacionaria, donde el peso o el tamaño de los tanques no es un factor determinante. Entre los tipos I y II, la diferencia reside en si el almacenamiento se realizará a bajas presiones (menores de 300 bar) o altas presiones (hasta 1000 bar). Debido a las ventajas que ofrece el almacenamiento a altas presiones en densidad de energía por volumen (4.8 MJ/L @700bar frente a 2.9MJ/L @350bar), como se desarrolló en el capítulo 3, se ha considerado oportuno almacenar hidrógeno en tanques de tipo II.

Uno de los principales proveedores de este tipo de tanques es **Worthington Industries**. Sus tanques de tipo II para almacenamiento de hidrógeno tienen las siguientes características:

Cylinder Type	Water Capacity [L]	Gas Type	Working Pressure [BAR]	Diameter [MM]	Length [MM]	Weight [KG]	Base Shape	Neck Ring
II	82	Hydrogen	405/480	279	1800	121	convex	without

Tabla 6.2.4. Especificaciones del tanque tipo II escogido. Fuente: [47]

Acorde con lo mostrado en la tabla superior, cada tanque tiene un volumen en “Water capacity” de 82L a 480 bar (hidrógeno comprimido). Como con el número de electrolizadores necesarios, la cantidad de hidrógeno a inyectar en la pila de combustible para alcanzar los 7,5MW de salida determinarán el número de tanques necesarios. En lo referente a la inversión requerida, un tanque de estas características ronda los 1.500-3.000 euros. Cabe resaltar que este coste no es mucho mayor al de los tanques de tipo I, los cuales ofrecerían un ahorro del orden de unos cientos de euros por equipo, pero con una menor vida útil y menor resiliencia por tener una estructura sin materiales compuestos.

Por último, es imprescindible optimizar la elección del equipo de la pila de combustible, la cual se ocupará de revertir el proceso realizado por los grupos electrolizadores, convirtiendo el hidrógeno almacenado en electricidad. Para ello, primero se ha reconsiderado la tabla analítica elaborada en el capítulo 3:

Tipo de fuel cell	Electrolito	Combustible	CAPEX (\$/kW)	Eficiencia (%)	Potencia típica (kW)	Vida media (miles de horas de funcionamiento)	Presión de operación (atm)	Temperatura de operación (°C)
PAFC	Ácido fosfórico	Hidrógeno y metano	3.000 - 3.500	40 - 45	50 - 11.000	c. 80	2 a 4	200 - 250
MCFC	Carbonatos fundidos	Hidrógeno y metano	800 - 2.000	50 - 55	800 - 2.000	c. 10	1	600 - 700
SOFC	Óxido Sólido	Hidrógeno, metano, propano, gas natural	1.300-2.000	45 - 50	2,5 - 250	c. 40	1 a 10	800 - 1000

Tabla 6.2.5. Comparativa tipos de pilas de combustible según electrolito. Fuente: [21, 22]

Como se puede apreciar en la tabla, las SOFC son unas pilas de mucha calidad, que operan a altas temperaturas y ofrecen ventajas en términos de eficiencia, potencia y tolerancia a presiones. No obstante, debido a que se encuentran todavía en fase de investigación y desarrollo, se conoce menos de ellas, sumado a sus requerimientos de altas temperaturas y su no tan alta vida útil, no se han considerado la opción óptima para este proyecto.

Entre las MCFC y las PAFC, la necesidad de emplear catalizadores para emplear hidrógeno como combustible en las MCFC, el uso de electrolitos corrosivos, su baja vida útil (c. 10 mil horas), y la relativa similar eficiencia, han sido factores clave para seleccionar las PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell) como pilas de combustible en la instalación propuesta.

En lo relativo a los distintos modelos de pilas PAFC, se ha llevado a cabo un análisis del mercado para entender y diferenciar a los distintos fabricantes. Sin embargo, muchos de los grandes ‘players’ de este sector, como Ceres Power, Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ballard Power, Bloom Energy, o Nuvera Fuel Cells, entre otros, no se dedican a las pilas de tipo PAFC. Entre las pocas empresas que sí se dedican a la fabricación de este mercado específico destacan:

Modelo	Empresa desarrolladora	Potencia de salida (kW)	Eficiencia total (%)	Consumo de combustible (Nm ³ /h)	Voltaje de salida (V)	Vida útil (años)
FP - 100iH	Fuji Electric	100	93	74	220	15
PureCell Model 400 Hydrogen	Doosan Fuel Cell America Inc	440	85	98,9	400	20

Tabla 6.2.6. Comparativa modelos de pila de combustible PAFC. Fuente: [48, 49]

De los dos modelos analizados, los cuales son los principales disponibles en el mercado, se ha optado por escoger el modelo **PureCell Model400 Hydrogen** de la empresa americana Doosan Fuel Cell America Inc. Los motivos son su significativa mayor potencia de salida para un consumo de combustible no tan elevado y la mayor vida útil.

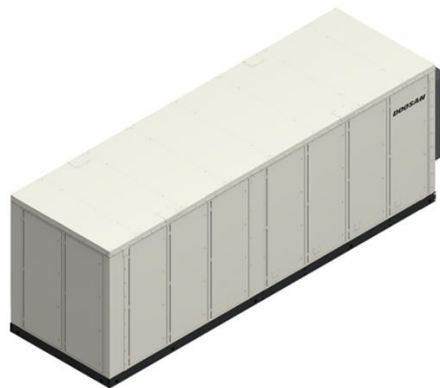


Figura 6.2.2. Equipo PureCell Model40 Hydrogen Fuente: [49].

Para alcanzar la potencia necesaria en la instalación de almacenamiento (7,5MW), harán falta 17 equipos PureCell Model 400 Hydrogen, sumando un total de 7,48MW y no sobrepasando de este modo el límite regulado del 15%.

Para ello, considerando el consumo hidrógeno de cada pila (98,9Nm³/h), sumarán un total de 1.681,3 Nm³/h. Dimensionando esta instalación para poder suministrar los 7,48MW durante un máximo de 4 horas, se requerirán un total de 6.725,2Nm³ de combustible (hidrógeno). La duración de horas de almacenamiento se ha seleccionado siguiendo los

criterios de diseño actuales en sistemas de almacenamiento en baterías, los cuales se suelen dimensionar entre 2 y 6 horas.

A fin de poder almacenar dicha cantidad de hidrógeno, y considerando las características del tanque (82L de hidrógeno @ 480bar), el número de tanques necesarios se ha calculado como:

Partiendo de la ecuación de estado de los gases ideales:

$P \text{ (atm)} \cdot V \text{ (L)} = n \text{ (mol)} \cdot R \cdot T \text{ (K)}$; de donde posteriormente, para dos estados diferentes de un mismo gas a masa constante, se deriva:

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2} \rightarrow$$

$$P_1 = 480 \text{ bar} \cdot \frac{1 \text{ atm}}{1,01325 \text{ bar}} = 473,723 \text{ atm (presión de almacenamiento)}$$

$$V_1 = 82 \text{ L/tanque} \cdot n \text{ tanques (volumen tanques)}$$

$T_1 = 20^\circ\text{C}$ (temperatura de almacenamiento del recinto) – de este modo se tiene en cuenta la temperatura real del gas en la instalación y no hace falta gasto adicional en refrigeración del hidrógeno para convertirlo en hidrógeno crio comprimido.

$$P_2 = 1 \text{ atm (presión normal)}$$

$$V_2 = 6.725,2 \text{ m}^3 \cdot \frac{1000 \text{ dm}^3}{1 \text{ m}^3} \cdot \frac{1 \text{ L}}{1 \text{ dm}^3} = 6.725.200 \text{ L (volumen necesario)}$$

$$T_2 = 0^\circ\text{C (temperatura normal)}$$

Por ende;

$$473,723 \text{ atm} \cdot 82n \text{ L} / 293\text{K} = 1 \text{ atm} \cdot 6.725.200 \text{ L} / 273\text{K} \rightarrow n = 185,8 \text{ tanques}$$

Por lo tanto, sobredimensionado el número obtenido con un factor de seguridad el 10%, a fin de aumentar la capacidad de almacenamiento de la instalación para evitar posibles problemas en términos de deterioro de los tanques o pequeñas fugas de gas:

n = 205 tanques

Por último, en lo referente al número de equipos A485 Nel Hydrogen para llevar a cabo la electrólisis que producirá el hidrógeno en primera instancia, es importante recordar los parámetros característicos de los mismo (producción de 485Nm³/h @ 2MW de potencia de entrada). Como se requieren 6.725,2Nm³ de hidrógeno para abastecer por completo a las pilas de combustible, las cuales podrán operar durante 4 horas a pleno rendimiento, se ha considerado un tiempo de producción/carga del hidrógeno de 7 horas. Por lo tanto, la generación necesaria en los electrolizadores será:

Producción hidrógeno [Nm³/h] = 6.725,2 Nm³ / 7 horas = 960,7 Nm³/h.

Sabiendo que el equipo seleccionado tiene una producción de 485 Nm³/h, harán falta 2 equipos para producir 970 Nm³/h de hidrógeno y de este modo poder cargar 6.790 Nm³ de hidrógeno en los tanques cada 7 horas. Estos necesitarán ser alimentados con 4 MW en total (2MW cada uno) procedentes de la parte fotovoltaica durante esas 7 horas, proceso que podrá hacerse en horas valle para maximizar los ingresos.

El criterio para seleccionar el tiempo de recarga de 7 horas ha sido maximizar la capacidad de un número de electrolizadores razonable (2 electrolizadores – capacidad de 970Nm³), para amortizar el CAPEX, asegurando que las pilas puedan completar 2 ciclos de 4 horas al día, para aumentar la resiliencia de la instalación maximizando los beneficios.

6.3 SUPERFICIE

Una vez seleccionados los distintos equipos necesarios para la instalación de almacenamiento de energía en hidrógeno verde, es importante estimar la superficie requerida por los mismos, y sumársela a la de la instalación fotovoltaica para estimar el tamaño de la parcela.

Por un lado, los 2 electrolizadores A485 de Nel Hydrogen de tamaño 225m², ocuparán una superficie de 450m². Adicionalmente, los 205 tanques de hidrógeno de tipo II requerirán un

área proyectada de $0,279\text{m} \times 1,80\text{m}$, con una superficie total de 103m^2 . Por último, las 17 pilas de combustible de Model400 de $8,3 \times 2,5 \times 3,0\text{m}$ precisarán a su vez un área de 353m^2 , sumando un total de 700m^2 . Añadiendo pitch entre los distintos equipos, así como áreas para el acceso y manipulación de estos, se estima que esta instalación requería de un espacio próximo a 2.000m^2 (en forma de recinto cerrado en la parcela fotovoltaica, cercano al acceso a la red de MT).

Al igual que sucedía con la salida de los grupos inversores, la salida de las pilas de combustible necesitará transformadores para elevar la tensión (400V) a MT (30kV). Para ello, se ha considerado oportuno emplear el mismo tipo de transformador que el de los inversores, del fabricante Ormazábal Velatia. Debido a que cada uno posee una potencia nominal de 630kVA y se precisa elevar 7,48MW, harán falta 12 transformadores más para esta instalación, los cuales ocuparán 15m^2 (incluidos dentro de los 2.000m^2 de la superficie de almacenaje de hidrógeno).

Por lo tanto, se ha considerado oportuno añadirle una prima de 5 hectáreas al dimensionado de la parte fotovoltaica, para cubrir el espacio de este recinto cerrado. De esta forma la superficie resultante de la instalación plantada es de **125 hectáreas**.

Capítulo 7. SIMULACIONES

Como se adelantó en el capítulo 5, se ha considerado oportuno llevar a cabo una serie de simulaciones para estimar la producción real de la planta fotovoltaica. Para ello, se ha empleado el software gratuito PVGIS, avalado por la Unión Europea. Este será clave en la ejecución del business plan del proyecto.

Para la configuración de la simulación, se ha indicado la localización de la instalación (Jaén, Andalucía), la tecnología FV (Silicio cristalino), la potencia pico instalada (55MWp) y las pérdidas del sistema (14%), que como ya se explicó se ha considerado oportuno dejar el valor predeterminado de PVGIS para una instalación fotovoltaica.

Además, en lo referente al seguimiento solar, se trata de una instalación de eje inclinado con ángulo de inclinación de 0 grados, esto es, eje de rotación horizontal que gira en la dirección Norte-Sur orientando las placas o bien hacia el este (por la mañana) o bien hacia el oeste (por la tarde).

De este modo, los parámetros de la simulación son los siguientes:




Figura 7.1. Parámetros simulación PVGIS. Fuente: [50]

Una de las herramientas que proporciona el software con los datos introducidos es la irradiación mensual en la instalación, medida en kWh/m²:

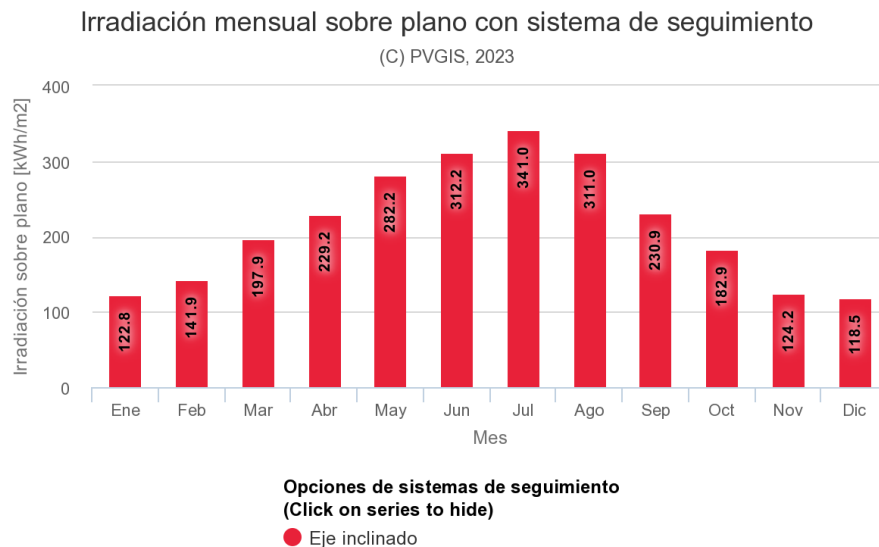


Figura 7.2. Irradiación mensual sobre plano con sistema de seguimiento. Fuente: [50]

Como se puede observar, los meses de mayor irradiación solar son julio (341kWh/m²), junio (312,2kWh/m²) y agosto (311kWh/m²). Esto supondrá una mayor producción de energía en estos meses del año. La producción de energía (kWh) de la planta a lo largo del año puede verse en la siguiente figura:

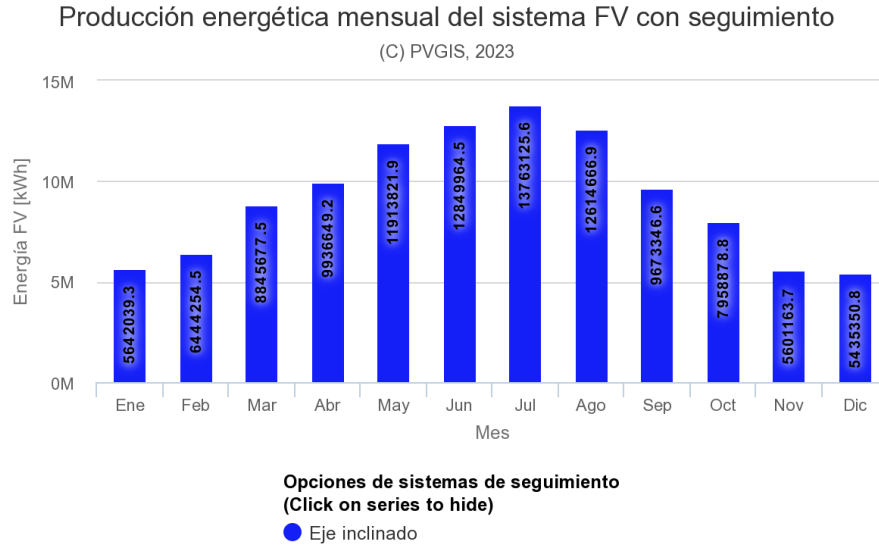


Figura 7.3. Producción energética mensual del sistema FV plano con seguimiento. Fuente: [50]

En los meses pico, la producción energética ronda los 13GWh mensuales, mientras que en los puntos valle como enero, diciembre o noviembre la producción es de alrededor de 5,5GWh. La producción total anual de la planta es de 110,68GWh.

Por último, el resumen de las simulaciones llevadas a cabo por PVGIS son presentadas en la siguiente tabla:

Resumen

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	37.799,-3.792
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	55000
Pérdidas sistema [%]:	14

Resultados de la simulación	Eje inclinado
Slope angle [°]:	0
Producción anual FV [kWh]:	110678939.19
Irradiación anual [kWh/m ²]:	2594.58
Variación interanual [kWh]:	3537937.3
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-1.57
Efectos espectrales [%]:	0.4
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-8.73
Pérdidas totales [%]:	-22.44

Tabla 7.1. Resumen simulaciones de la planta. Fuente: [50].

Respecto a la producción de la instalación híbrida, cabe resaltar que la electricidad generada en las pilas de combustible de 7,48MW ha de ser previamente inyectada en los grupos electrolizadores. Por consiguiente, en términos de producción de electricidad para el acuerdo PPA no se añadirá un extra relativo a la instalación de almacenamiento en hidrógeno. El fin de esta es puramente el de dotar a la planta de una mayor resiliencia y flexibilidad. No obstante, sí que influirá en ofrecer una propuesta más atractiva en términos económicos al poder suministrar en horas pico, mejorando así la rentabilidad de la planta.

Capítulo 8. MODELO DE NEGOCIO

Este capítulo cuantificará los ingresos y gastos del proyecto planteado a lo largo de este documento, a fin de evaluar la rentabilidad y el valor económico del mismo. Para ello, se desglosarán los distintos flujos de caja del proyecto en un plazo de 20 años y se calcularán parámetros como el TIR (tasa interna de retorno - rentabilidad) o el VAN (valor actual neto).

La actividad de negocio o fuente de ingresos del proyecto se llevará a cabo por medio de un PPA financiero con una empresa en un acuerdo bilateral de 20 años a un precio fijo de 80€/MWh anual, fijado de acuerdo con las tendencias presentadas por LevelTen Energy (figura 5.3.2). A pesar de que los precios medios de este tipo de acuerdos rondan los 50€-70€/MWh anuales, se ha aplicado un incremento debido al almacenamiento de electricidad (por medio de la instalación de hidrógeno). Como ya se ha explicado, esto posibilitará disponer de electricidad en momentos pico siendo una opción más robusta y atractiva.

Antes de presentar el modelo, es importante explicar una serie de asunciones que se han realizado en la elaboración de este:

- Respecto a la generación de electricidad, se ha empleado el valor calculado con el software PVGIS de 110.678 MWh anuales, aplicándole un excedente del 2% por el hecho de no tener pérdidas con limitación de red al contar con un sistema de almacenamiento en hidrógeno. Asimismo, con la información del fabricante del panel seleccionado, se le ha aplicado la degradación anual correspondiente del 0,25%.
- Por la larga vida útil de los equipos seleccionados (20-25 años), se desprecia el precio de venta de estas en el año 20 y las plusvalías o minusvalías asociadas al mismo. Para el caso de los electrolizadores (10 años de vida útil), se considera su reemplazo en el año 11 y se desprecia el precio de venta en el 20.

- Para el cálculo de las amortizaciones, se presuponen lineales en la maquinaria (5% para todas salvo 10% para los electrolizadores). El terreno no se amortiza por tratarse de un contrato de alquiler.
- Dado que el precio del suelo depende de distintos factores como: el suelo disponible en el área (Jaén), el recurso solar en el área, la capacidad y cercanía de conexionado a la red eléctrica y la tramitación ambiental, haciendo un screening del mercado del real estate en suelo rural en Jaén se ha asumido un precio de renta anual de 1.200€/m², que podría discernir del valor real por los aspectos comentados.
- Para los gastos operativos de mantenimiento, administración y personal (OPEX), se ha asumido un coste de 24€/kWp, suponiendo esto menos de un 5% de los ingresos brutos por PPA. Esto se ha decidido de acuerdo con El Periódico de la Energía [51], donde se evidencia que estos costes se han reducido significativamente en los últimos años, así como por investigación en otros proyectos reales en España. No obstante, se ha aplicado una prima al OPEX por tratarse de una instalación híbrida.
- Para el cálculo de pagos de impuestos, a los ingresos brutos se les ha aplicado el impuesto sobre ingresos al sector eléctrico (7%) que se encuentra suspendido a fecha de mayo 2023 pero cuyo retorno en el corto plazo es esperable. Respecto a impuestos sobre beneficios, se han considerado primero los impuestos municipales como el impuesto de actividad económica (IAE) o el impuesto de ocupación de vía pública, suponiendo estos un 2% en total, y por último el impuesto de sociedades (25%).

Como ya se predijo, la inversión inicial o CAPEX conforma la parte más importante del proyecto en términos de costes y por ende riesgos. Este está compuesto por la maquinaria más el BOS (montaje y conexión de equipos, cableado y obra civil), el cual se estima de 180€/kWp. En lo referente a estos, el desglose del CAPEX, a falta de incluir algunos equipos (escenarios 1 y 2 explicados posteriormente), es el siguiente:

CAPEX Maquinaria (PV + hidrógeno) + BOS:

	Uds	€/ud	Coste (€)
Paneles solares LG	125.000	200,0	25.000.000,0
Trackers Vanguard Trina	1.042	8.000,0	8.336.000,0
Electrolizadores Nel A485	2	400.000,0	800.000,0
Tanques Worthington	205	2.000,0	410.000,0
Pilas de combustible Model400 PureCell	17	300.000,0	5.100.000,0
BOS (montaje y conexión de equipos, cableado y obra civil)			9.900.000,0
			<hr/>
	Subtotal		49.546.000,0

Figura 8.1. Desglose CAPEX equipos. Elaboración propia.

Por otro lado, como se comentó en el transcurso del seleccionado de equipo de la parte fotovoltaica, se han considerado los dos subcasos allí propuestos. El escenario 1 consiste en incluir grupos puramente inversores (Sungrow SG110CX de 110kW) y posteriormente grupos transformadores (Transformador Ormazábal Velatia 630kVA). El desglose de costes y el coste total resultante (CAPEX) de este primer escenario con costes aproximados tras investigación es el siguiente:

Escenario 1: Inversor + Trafo

	Uds	€/ud	Coste (€)
Inversores Sungrow	455	4.000,0	1.820.000,0
Trafos Ormazabal Velatia	80	20.000,0	1.600.000,0
			<hr/>
	Total 1:		52.966.000,0

Figura 8.2. Desglose CAPEX escenario 1 (inversor + transformador independiente). Elaboración propia.

Por el contrario, si en su lugar se optará por incluir una central de potencia Sunny Central UP de 4.600kVA, tal y como se indicó en el escenario 2, el resultado sería el siguiente:

Escenario 2: Estación SMA

	Uds	€/ud	Coste (€)
Estaciones SMA	11	300.000,0	3.300.000,0

Total 2: 52.846.000,0

Figura 8.3. Desglose CAPEX escenario 2 (central de potencia). Elaboración propia

Como se puede deducir de las figuras 8.2 y 8.3, ambos escenarios presentan un resultado económico muy parecido. Por ello, se ha optado por escoger el escenario 2 por motivos de simplicidad en la instalación y conexionado, así como por una mayor garantía del equipo y rentabilidad de este. No obstante, dado que los presupuestos de los equipos son aproximados de lo que se ha encontrado haciendo research, esto podría verse modificado, pudiendo resultar el escenario 1 más atractivo para un inversor.

Habiendo introducido las hipótesis y el desglose del CAPEX, el modelo resultante a 20 años con los flujos de caja es el siguiente:

t (años)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Electricidad producida (MWh)		112.893	112.610	112.329	112.048	111.768	111.488	111.210	110.932	110.654	110.378	110.102	109.826	109.552	109.278	109.005	108.732	108.461	108.189	107.919	107.649	
Ingresos brutos PPA (€)		9.031.402	9.008.823	8.986.301	8.963.835	8.941.426	8.919.072	8.896.774	8.874.532	8.852.346	8.830.215	8.808.140	8.786.119	8.764.154	8.742.244	8.720.388	8.698.587	8.676.841	8.655.149	8.633.511	8.611.927	
Impuestos sobre ingreso (7%)		632.198	630.618	629.041	627.468	625.900	624.335	622.774	621.217	619.664	618.115	616.570	615.028	613.491	611.957	610.427	608.901	607.379	605.860	604.346	602.835	
Ingresos netos PPA (€)		8.399.203	8.378.205	8.357.260	8.336.367	8.315.526	8.294.737	8.274.000	8.253.315	8.232.682	8.212.100	8.191.570	8.171.091	8.150.663	8.130.287	8.109.961	8.089.686	8.069.462	8.049.288	8.029.165	8.009.092	
OPEX		-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	-1.540.000	
Alquiler terreno		-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	-150.000	
Amortización maquinaria		-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	-2.499.800	
Impuestos locales [actividad económica, ocupación vía pública, etc] (2%)		0	-87.188	-86.768	-86.349	-85.931	-85.515	-85.099	-84.684	-84.270	-83.858	-83.446	-83.035	-82.626	-82.217	-81.810	-81.403	-80.998	-80.593	-80.190	-79.787	-79.386
EBIT/BAI (€)		0	4.122.215	4.101.637	4.081.111	4.060.635	4.040.211	4.019.838	3.999.516	3.979.245	3.959.024	3.938.854	3.918.735	3.898.665	3.878.646	3.858.677	3.838.758	3.818.888	3.799.069	3.779.298	3.759.578	3.739.906
Impuestos sobre beneficio (25%)		0	-1.030.554	-1.025.409	-1.020.278	-1.015.159	-1.010.053	-1.004.960	-999.879	-994.811	-989.756	-984.714	-979.684	-974.666	-969.661	-964.669	-959.689	-954.722	-949.767	-944.825	-939.894	-934.977
Bº neto (€)		0	3.091.661	3.076.228	3.060.833	3.045.477	3.030.158	3.014.879	2.999.637	2.984.434	2.969.268	2.954.141	2.939.051	2.923.999	2.908.984	2.894.008	2.879.068	2.864.166	2.849.301	2.834.474	2.819.683	2.804.930
CAPEX		-52.846.000																				
Flujos de caja (€)		-52.846.000	5.591.461	5.576.028	5.560.633	5.545.277	5.529.958	5.514.679	5.499.437	5.484.234	5.469.068	5.453.941	5.438.851	5.423.799	5.408.784	5.393.808	5.378.868	5.363.966	5.349.101	5.334.274	5.319.483	5.304.730

VAN del proyecto	4.513.287 €
TIR del proyecto	8,17%

Figura 8.4. Modelo de negocio del proyecto a 20 años. Elaboración propia.

Como se puede ver, el valor neto actual (VAN) del proyecto es positivo (4,51M. €) y la tasa interna de retorno (TIR) es del **8,17%**, indicando que la inversión empieza a ser rentable para tasas de retorno de dicho valor, algo ligeramente superior a valores típicos de proyectos de este sector con tasa interna de retorno de en torno al 7 por ciento. La rentabilidad del proyecto es aún más atractiva si se considera que se trata de un plan de 20 años, menor de lo habitual fijado en 30 años, y con un CAPEX adicional por contar con almacenamiento.

Capítulo 9. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Este apartado expondrá y analizará los principales resultados del proyecto llevado a cabo, a fin de extraer conclusiones importantes al respecto.

En lo referente al impacto en los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible), como se determinó en el capítulo 1 este proyecto ayuda contribuyendo con los objetivos 3 (ayuda y bienestar), 7 (energía asequible y no contaminante), 9 (industria, innovación e infraestructura) y 13 (acción por el clima), jugando un papel en la lucha por el cambio climático y sus consecuencias.

En esta línea, este proyecto colaborará con la sociedad aportando 50MWac (55MWdc) de energía limpia fotovoltaica procedente del Sol más, en determinadas franjas, una potencia adicional de 7,48MW por medio del almacenamiento en hidrógeno verde. Por medio del PPA (Power Purchase Agreement) planteado, una empresa de importante tamaño podrá abastecerse con tal cantidad de electricidad durante un periodo de 20 años reduciendo su huella medioambiental.

En el proceso, el proyecto implicará la inversión de en torno a 49,2 millones de euros en CAPEX inicial, además de alquileres, licencias y gastos operativos, generando riqueza de manera directa e indirecta en muchas empresas tecnológicas y sus trabajadores, así como en aquello que se dediquen al mantenimiento, operación y administración de la planta.

Como se ha desarrollado en el capítulo 8 a través del modelo de negocio, el valor neto actual (VAN) del proyecto, aplicando una tasa de descuento típica del sector, resulta en un valor positivo de 4,51 millones de euros, denotando el valor del proyecto. Asimismo, la tasa de rentabilidad (TIR) del 8,17%, valor alto considerando que el proyecto alberga almacenamiento y es a 20 años, hacen que esta inversión sea atractiva no solo por sus impactos sociales y medioambientales sino por su valor financiero de cara a un posible inversor.

De cara a proyectos futuros, sería interesante considerar las implicaciones de haber guiado principalmente el seleccionado de equipos hacia aquellos hacia alta calidad. Mientras que este proyecto ha optado por seleccionar equipos de calidad y buena eficiencia, se podría escoger equipos comprados a mayoristas que resulten mucho más atractivos económicamente y que podrían dar un mejor resultado al proyecto, aun requiriendo ser reemplazados por mayores defectos o menor vida útil.

Por otro lado, en lo relativo al aspecto económico, mientras que este proyecto se centra en un acuerdo a largo plazo (PPA), otra consideración a futuro sería llevar a cabo el mismo proyecto, pero centrar su modelo de negocio en el mercado público. De este modo, se podría participar en el régimen económico retributivo y llegar a acuerdos con el Estado por medio de subastas, así como simplemente vender electricidad a precio diario y sacar un mayor provecho a lo generado a través de la instalación de almacenamiento en horas pico.

A su vez, sería interesante estudiar las consecuencias de reemplazar la parte fotovoltaica por otro de los tipos de generación de electricidad limpia vistos en el capítulo 2 (Estado del Arte). Especialmente, el reemplazo por energía eólica podría tener grandes implicaciones por sus parecidas características, alto potencial y gran aportación de electricidad en la actualidad.

Por último, en la hibridación de un sistema de generación con otro de almacenamiento, podría estudiarse el dimensionado de un sistema de almacenamiento en baterías de ion de litio en vez de en hidrógeno verde. Dado que estas se encuentran en una fase de investigación más avanzada, supondrían una mejora en la rentabilidad y en el rendimiento de la planta. No obstante, este proyecto incluye el hidrógeno verde por su potencial y a fin de contribuir en el desarrollo de propuestas innovadoras.

Capítulo 10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] IPCC, 2013: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- [2] Reyes, L., Álvarez, H., Ferrufino, J. “*Situación de la Generación de la Energía Eléctrica a través de Energía Fotovoltaica en Honduras Julio 2015 - Marzo 2018*”, Revista de la Escuela de Física, Enero 2020.
- [3] *BP Statistical Review of Global Energy*. BP. 2021.
- [4] US Geothermal Technologies Office. “*What is an Enhanced Geothermal System (EGS)?*”, US Department of Energy, Mayo 2016. Recuperado de: <https://www.energy.gov/eere/geothermal/electricity-generation>
- [5] *Hydrogen Global Market Report 2023*. The Business Research Company. Febrero 2023.
- [6] Jarnestad, J. Real Academia de las Ciencias de Suecia, Octubre 2019. Recuperado de: <https://www.nobelprize.org/prizes/chemistry/2019/press-release/>
- [7] Roca, R. “La imparable caída de los precios de las baterías de ion-litio: alcanzan una media de 112€/kWh tras rebajarse un 89% desde 2010”. El periódico de la energía. Diciembre 2020.
- [8] Carro, J. Baterías Li-S y Supercondensadores. Ingeniero Marino. Accedido en: https://ingenieromarinero.com/baterias-li-s-y-supercondensadores/#412-Principales_desventajas_de_los_ES_vs_Baterias
- [9] Pistidda, C. “*Solid-State Hydrogen Storage for a Decarbonized Society*”, Department of Materials Design, Institute of Hydrogen Technology, Noviembre 2021, de US Department of Energy. Recuperado de: <https://www.mdpi.com/2673-4141/2/4/24>
- [10] Tomia. Tennessee Valley Authority (TVA). Diciembre 2007. Obtenida en: https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:Hydroelectric_dam.svg
- [11] Página web de Iberdrola. Accedida en: <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-hidroelectrica/central-tamega-gigabateria>

- [12] Vaishnavi M., Vineet K. *Global Opportunity Analysis and Industry Forecast, 2021-2031*. Allied Market Research. Marzo 2023.
- [13] *Solar Cell I-V Characteristic and the Solar Cell I-V Curve*. Alternative Energy Tutorials. <https://www.alternative-energy-tutorials.com/photovoltaics/solar-cell-i-v-characteristic.html>
- [14] McFayden, S. “How D.C. to A.C. inverters work?”. myElectricalEngineering, Abril 2014. <https://myelectrical.com/notes/entryid/250/how-d-c-to-a-c-inverters-work>
- [15] IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [16] Bermudez, J. M., Evangelopoulou, S., Pavan, F. Electrolysers. International Energy Agency, Septiembre 2022. Recuperado de: <https://www.iea.org/reports/electrolysers>
- [17] *Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques*. Apilados. Octubre 2017. <https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>
- [18] Pérez, L. “Métodos de almacenamiento de hidrógeno”. Synerhy. Febrero 2022. Encontrado en: <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>
- [19] Chen, Y. I., Mateti, S. “Breakthrough in gas separation and storage could fast-track shift to green hydrogen and significantly cut global energy use”. The Conversation. Julio 2022.
- [20] Rusch, H. “Marcy Ball Mill”. Wikimedia, Noviembre 2019. Encontrado en: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Marcy_Ball_Mill_-_Shenandoah-Dives_Mill,_135_County_Road_2,_Silverton,_San_Juan_County,_CO_HAER_CO-91_\(sheet_21_of_27\)_cropped.png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Marcy_Ball_Mill_-_Shenandoah-Dives_Mill,_135_County_Road_2,_Silverton,_San_Juan_County,_CO_HAER_CO-91_(sheet_21_of_27)_cropped.png)
- [21] *Pilas de combustible*. Centro nacional del hidrógeno (CNH2). <https://www.cnh2.es/pilas-de-combustible/>
- [22] Mahapatra, M. K., Singh P. *Future Energy* (Second edition), Chapter 24. 2014. Encontrado en: <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/fuel-cell>
- [23] Real Decreto 376/2022. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. Boletín Oficial del Estado (BOE). Mayo 2022.
- [24] Página web de Iberdrola. Nuestra actividad: Energía solar fotovoltaica. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-solar-fotovoltaica>
- [25] EP. “Iberdrola pone en marcha en Extremadura la planta fotovoltaica más grande de Europa”. El País. Agosto 2022.
- [26] Cabello, L. “Iberdrola desarrolla 420 MW solares en tres comunidades y otros 140 MW más, en breve”. PV Magazine. Mayo 2022.

- [27] Página web de BayWa r.e. Solar park Don Rodrigo. <https://www.baywa-re.es/en/solar/solar-park-don-rodrigo#general-info>
- [28] Monforte, C. “Repsol construye en Valdecaballeros su mayor planta fotovoltaica”. Cinco días. Julio 2020.
- [29] Página web de Acciona. Proyectos. https://www.acciona.com/es/proyectos/complejo-fotovoltaico-extremadura-i-ii-iii/?_adin=0183579827
- [30] Sotos, S. ¿En que zona del mapa de radiación de España está mi provincia?. Roams energía. Actualizado abril 2023. <https://energia.roams.es/energia-renovable/energia-solar/radiacion-solar-espana/>
- [31] Numero de horas solares anuales en España por provincia. TuFacturaDeLaLuz by holaluz. <https://facturadelaluz.com/solar/que-provincias-tienen-mas-horas-de-sol/>
- [32] What are the most efficient panels?. Energy Sage. Marzo 2023. <https://news.energysage.com/best-solar-panels-complete-ranking/#efficiency>
- [33] Los 7 mejores paneles solares del mercado en 2023. TheEcoExperts. Enero 2023. <https://www.theecoexperts.com/es/placas-solares/mejores#:~:text=El%20panel%20solar%20m%C3%A1s%20eficiente%3A%20SunPower%20Maxeon%206%20AC&text=De%20los%2032%20paneles%20que,%2C8%25%20va%20en%20cabeza>
- [34] Ficha técnica (datasheet) panel solar SunPower Maxeon 6AC 440W. SunPower, from Maxeon Solar Technologies. Enero 2022.
- [35] “Los precios de los PPA solares caen en Europa por primera vez en dos años, según el nuevo informe de LevelTen Energy”. LevelTen Energy. Abril 2023. Encontrado en: <https://www.leveltenenergy.com/post/los-precios-de-los-ppa-solares-caen-en-europa-por-primera-vez-en-dos-anos-segun-el-nuevo-informe-de-levelten-energy>
- [36] Ficha técnica (datasheet) panel solar LG NeonR Solar Power 440W (LG440QAC-A6). LG. 2021. Encontrado en: <https://www.lg.com/us/business/neon-r/lg-lg440qac-a6>
- [37] Ficha técnica (datasheet) inversor trifásico con tecnología Synergy (SE100K). Solar Edge. Septiembre 2022. Encontrado en: <https://solarshop.baywa-re.es/SolarEdge-Synergy-100kW-Primar-32-111775>
- [38] Ficha técnica (datasheet) inversor trifásico Huawei - SUN2000-100KTL. Huawei. Encontrado en: <https://suministrosdelsol.com/es/inversor-conexion-a-red/939-inversor-huawei-sun2000-100ktl-m1.html>

- [39] Ficha técnica (datasheet) inversor trifásico Sungrow - SG110CX. Sungrow Power. 2019. Encontrado en: <https://en.sungrowpower.com/productDetail/745>
- [40] Ficha técnica (datasheet) inversor trifásico Fronius - Tauro ECO 100-3-P. Fronius. Encontrado en: <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-tauro-eco/tauro-eco-100-3-p>
- [41] Ficha técnica (datasheet) inversor trifásico SMA - Sunny Tripower 25000TL. SMA Solar Technology. Encontrado en: <https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/10293>
- [42] Apuntes transmisión de calor Luis Manuel Mochón Castro. Universidad Pontificia Comillas.
- [43] Ficha técnica (datasheet) tracker Vanguard 550-2P. TrinaTracker, TrinaSolar. 2020. Encontrado en: <https://www.trinasolar.com/es/product/TrinaTracker/Vanguard>
- [44] Página web de ITM Power – electrolizadores 3MEP Cube y HGAS3SP. Accedido en abril 2023. <https://itm-power.com/products>
- [45] “*Nel Hydrogen Electrolysers: The World’s most efficient and reliable electrolysers*”. Nel. 2021.
- [46] Página web de McPhy Energy - McLyzer 800-300. Accedido en abril 2023. <https://mcphy.com/en/equipment-services/electrolysers/large/?cn-reloaded=1>
- [47] Página web de Worthington industries. Accedido en abril 2023. <https://www.worthingtonindustries.eu/gas-cylinders/high-pressure/type-2/>
- [48] *Especificaciones FP - 100iH*. Fuji Electric. Accedido en abril 2023. <https://www.fujielectric.com/products/fuelcell/spec.html>
- [49] *Especificaciones Model 400 PureCell*. Doosan Fuel Cell America Inc. Accedido en abril 2023. <https://www.doosanfuelcell.com/en/prod/prod-0102/>
- [50] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). European Commission. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- [51] Roca, J.A. “Las plantas fotovoltaicas tienen cada vez una vida más larga y menos costes operativos”. El Periódico de la Energía. Junio 2020.

ANEXO I. DATASHEET PANEL LG SELECCIONADO

LG NeON[®]R

The LG NeON[®]R is LG's highest efficiency module and provides world-class performance. The LG NeON[®]R applies LG's back-contact cell technology, eliminating electrodes on the front and thereby maximizing light absorption while improving overall performance.

440W | 435W | 430W

FEATURES

92.5%
10 year 25

Enhanced Performance Warranty
LG NeON[®]R comes with an enhanced performance warranty. After 25 years of use, the LG NeON[®]R is guaranteed to provide at least 92.5% of initial performance.

25 YEARS WARRANTY

Industry-Leading Product Warranty
LG offers an industry-leading 25 year product warranty on the NeON[®]R.

Reliable Quality
LG NeON[®]R offers reliable and proven quality through rigorous testing*.

* LG is subject to rigorous quality verification through PVEL PQP test. The PVEL PQP includes test sequences examining both the reliability and performance characteristics of PV modules.



SOLAR ANALYTICA.

About LG Electronics
LG is transforming today's solar landscape, offering high-efficiency solar panels for customers who demand high performance, reliability and consistently strong energy yield from a brand they can trust. LG's modules feature high power outputs, outstanding durability, appealing aesthetics and high-efficiency technology.



66cell



LG NeON[®]R

LG440QAC-A6 / LG435QAC-A6 / LG430QAC-A6

General Data

Cell Properties (Material / Type)	Monocrystalline / N-type
Cell Maker	LG
Cell Configuration	66 Cells (6 x 11)
Module Dimensions (L x W x H)	1,910 x 1,042 x 40 mm
Weight	20.5 kg
Glass (Material)	Tempered Glass with AR coating
Backsheet (Color)	White
Frame (Material)	Anodized Aluminium
Junction Box (Protection Degree)	IP 68 with 3 Bypass Diodes
Cables (Length)	1,250 mm x 2 EA
Connector (Type / Maker)	MC4 / Stübbli

Certifications and Warranty

Certifications	IEC 61215-1 / -1-1 / 2:2016, IEC 61730-1 / 2:2016, UL 61730-1:2017, UL 61730-2:2017 ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001 OHSAS 18001
Salt Mist Corrosion Test	IEC 61701:2011 Severity 6
Ammonia Corrosion Test	IEC 62716:2013
Module Fire Performance	Type 1 (UL 61730)
Fire Rating	Class C (UL 790)
Solar Module Product Warranty	25 Years
Solar Module Output Warranty	Linear Warranty*

* 1) First year: 98.5%, 2) After 1st year: -0.25%/year, 3) 92.5% for 25 years

Temperature Characteristics

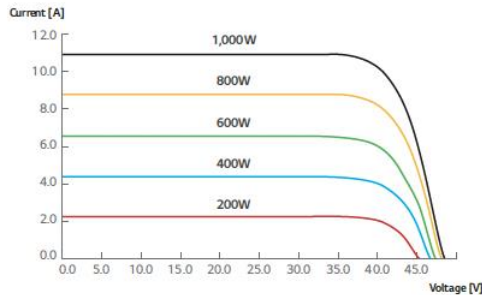
NMOT*	[°C]	44 ± 3
Pmax	[%/°C]	-0.29
Voc	[%/°C]	-0.24
Isc	[%/°C]	0.04

* NMOT (Nominal Module Operating Temperature)
: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind speed 1m/s, Spectrum AM 1.5

Electrical Properties (NMOT)

Model	LG440QAC-A6	LG435QAC-A6	LG430QAC-A6
Maximum Power (Pmax) [W]	334	330	326
MPP Voltage (Vmpp) [V]	39.1	38.8	38.6
MPP Current (Impp) [A]	8.53	8.49	8.45
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	46.0	45.8	45.7
Short Circuit Current (Isc) [A]	9.03	9.02	9.02

I-V Curves



Electrical Properties (STC*)

Model	LG440QAC-A6	LG435QAC-A6	LG430QAC-A6
Maximum Power (Pmax) [W]	440	435	430
MPP Voltage (Vmpp) [V]	41.4	41.1	40.8
MPP Current (Impp) [A]	10.64	10.59	10.54
Open Circuit Voltage (Voc, ± 5%) [V]	48.2	48.0	47.9
Short Circuit Current (Isc, ± 5%) [A]	11.20	11.20	11.19
Module Efficiency [%]	22.1	21.9	21.6
Power Tolerance [%]		0 - +3	

* STC (Standard Test Condition)
: Irradiance 1,000 W/m², Cell temperature 25°C, AM 1.5, Measure tolerance of Pmax: ±3%

Operating Conditions

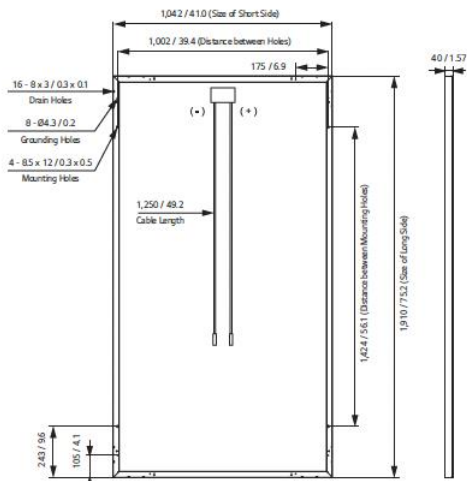
Operating Temperature* [°C]	-40 ~ +85
Maximum System Voltage [V]	1,000
Maximum Series Fuse Rating [A]	20
Mechanical Test Load** (Front) [Pa]	5,400
Mechanical Test Load** (Rear) [Pa]	4,000

* The operating ambient temperature of these devices may exceed 40°C at full load for all wire sizes if is determined suitable in the field use application.
** Based on IEC 61215-2:2016 (Test Load = Design Load x Safety Factor (1.5))

Packaging Configuration

Number of Modules Per Pallet [EA]	25
Number of Modules Per 40ft HQ Container [EA]	600
Packaging Box Dimensions (L x W x H) [mm]	1,960 x 1,120 x 1,221
Packaging Box Gross Weight [kg]	549

Dimensions (mm/inch)



ANEXO II. DATASHEET SOLAR TRACKER



Vanguard™ 550-2P
TRACKER Single-Row / Multidrive System



About TrinaTracker

Flexible solutions adapted to our clients' needs

Customized services and the widest portfolio of products across the entire value chain.

TrinaTracker's highly qualified team and state of the art R&D department offer responsive support to our clients' needs.

Quality

TrinaTracker has a worldwide reputation of delivering high quality and reliable solutions. TrinaTracker solutions are designed to provide the best levelized cost of electricity.

In-house production and a worldwide supply chain network

TrinaTracker's production facility and supply chain network offer the highest quality with reduced lead times ensuring the best client support.



Compatible with Larger Modules

Vanguard 550-2P is designed to reduce LCOE with larger modules. Compatible with **210 mm** wafer size



Upgraded Multidrive System

Better wind tolerance, high adaptability and synchronization, greatly improving the stability of the system.



Innovative SuperTrack Technology

According to real-time weather and actual terrain conditions, smart algorithm dynamically optimizes tracking angle, increases receiving radiation and reduces shading loss.

UP TO **8%** yield gain



More Modules Per Tracker

Designed with two-in-portrait configuration (2P), up to 4 strings of 1500V system per row.

UP TO **120** modules per tracker



Fewer Piles Per MW

7 piles per row (standard configuration), number of piles per MW has been optimized.

UP TO **45%** fewer piles

OPTIMIZED BEARING DESIGN

- Global patented spherical bearings, up to 30% angle adjustability.
- Alleviate the damage caused by uneven foundation settlement during operation.
- Release the extra stress caused by the deformation of the tracker system, reduce the load and failure rate of each component.



WIND TUNNEL TESTED BY RWDI

Static load + dynamic load dual test
3D flutter stability analysis and shock response
Evaluation of precise wind load distribution on tracker system.



TrinaTracker



Vanguard™ 550-2P

TECHNICAL SPECIFICATIONS

GENERAL FEATURES

Solar tracker type	Single row Single-Axis
Tracking range	±55° (110°)
Driver	Linear actuator
Configuration	Two modules in portrait (2P) up to 4 strings per tracker (1500V string)
Solar module supported	Framed
Foundation options	Direct ramming / Pre-drilling + ramming / Micropile / PHC piles
Pile section	W
Modules attachment	Bolts, Rivets and Clips
Piles per MW (550Wp module)	~106 piles/MW ⁽¹⁾ (120 modules per row)
(450Wp module)	~130 piles/MW ⁽¹⁾ (120 modules per row)
Terrain adaptability	15% N-S ⁽²⁾
Wind and snow loads tolerance	Tailored to site requirement
Rear shading factor	0.8%

STRUCTURE

Material	Steel S275 & S355 (EN 10025) or equivalent
Coating	HDG, Z275 (G90) and ZM310 ⁽³⁾

CONTROLLER

Controller	Electronic board with microprocessor
Ingress protection marking	IP65
Tracking method	Astronomical algorithms + SuperTrack technology ⁽⁴⁾
Advanced wind control	Smart wind gust alarm
Anemometer	Electric pulse/Ultrasonic
Night-time stow	Configurable
Communication with the tracker	Wired option: RS485 Wireless option: LoRa/ Zigbee
Operating conditions	Altitude < 5000m ⁽⁵⁾ Temperature: -30°C to 60°C
Sensors	Digital inclinometer
Power (motor drive)	DC motor: 0.15kW
Power supply	Grid connection / String powered / Self-powered with battery

WARRANTY (extendable)

Structure	10 years
Driver and control components	5 years

(1) Depending on layout

(2) For scenarios beyond the scope of use, please consult TrinaTracker

(3) Standard configuration. Other coating under request

(4) Includes smart tracking algorithm and smart backtracking algorithm

(5) Standard configuration. Different conditions under request

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2020 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: DS-TT-0001



ANEXO III. DATASHEET POWER STATION SMA

SUNNY CENTRAL
4000 UP-US / 4200 UP-US / 4400 UP-US / 4600 UP-US



Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Over-sizing up to 180% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35°C

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Q on demand
- DC-coupled storage with optional charging from grid

Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL

4000 UP-US / 4200 UP-US / 4400 UP-US / 4600 UP-US

The new Sunny Central: more power per cubic meter

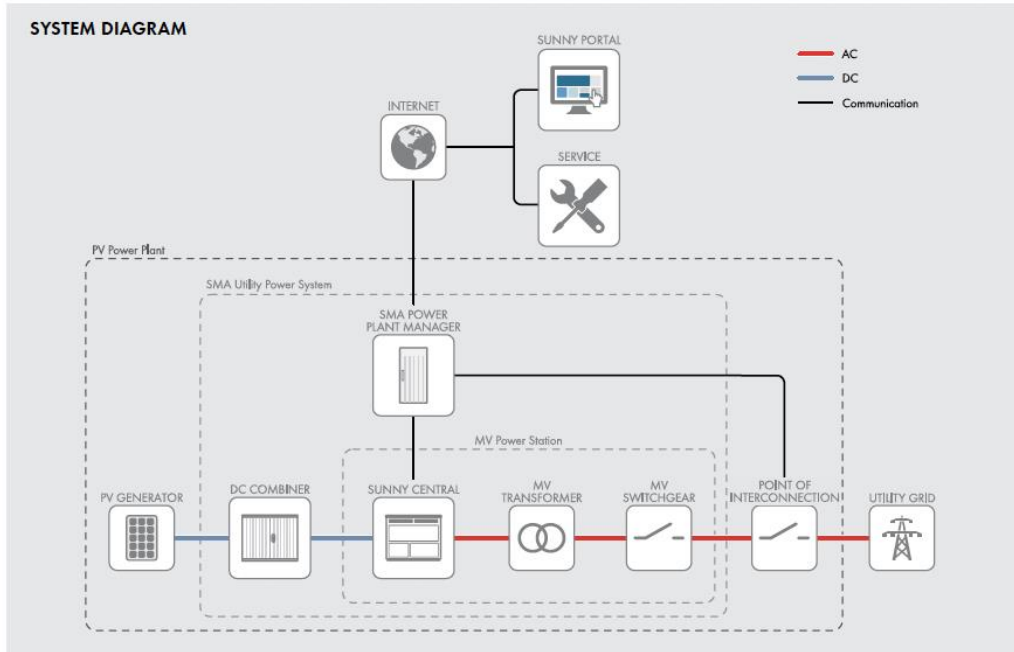
With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

SUNNY CENTRAL 4400 UP-US / 4600 UP-US

Technical data	SC 4400 UP-US	SC 4600 UP-US
Input (DC)		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1050 V	1003 to 1325 V / 1050 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupling of battery	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV, 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	o	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
Output (AC)		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ¹⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹⁾ / 4140 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ¹⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹⁾ / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ⁸⁾	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	o / o	
Insulation monitoring	o	
Degree of protection	NEMA 3R	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	o Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	[-37°C] -25°C to 60°C / [-37°C] -13°F to 140°F	
Noise emission ⁷⁾	65.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40°C to 60°C / -40°F to 140°F	
Temperature range (storage)	-40°C to 70°C / -40°F to 158°F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 months/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m	● / o (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	UL 62109-1, UL 1741 (Chapter 31, CDR 61), NERC, UL 1741-SB, UL 1998, IEEE 1547-2018 ¹²⁾ , MIL-STD-810G	
EMC standards	FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features o Optional		

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
 2) Efficiency measured without internal power supply
 3) Efficiency measured with internal power supply
 4) Self-consumption at rated operation
 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C
 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
 10) Depending on the DC voltage
 11) Nominal power at 35 °C max DC voltage of 1050 V
 12) Harmonics are within IEEE 1547-2018 limits with at least 2 inverters in operation



Toll Free +1 888 4 SMA USA
www.SMA-America.com

SMA America, LLC