



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

¿Cómo incentivar la producción de hidrógeno verde en
España?

Autor: Miguel Carsi Ramón-Borja

Director: Rafael Cossent Arín

Madrid

Agosto de 2022

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título *¿Cómo incentivar la producción de Hidrógeno Verde en España?* en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2021-2022 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.: Miguel Carsi Ramón-Borja

Fecha://

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Firmado por COSSENT
ARIN RAFAEL, **3481**
el día 23/08/2022 con un
certificado emitido por AC
FNMT Usuarios

Fdo.: Rafael Cossent Arín

Fecha: 23/08/2022



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

¿Cómo incentivar la producción de hidrógeno verde en
España?

Autor: Miguel Carsi Ramón-Borja

Director: Rafael Cossent Arín

Madrid

Agosto de 2022

Agradecimientos

Quiero aprovechar esta sección para dedicar unas palabras a las personas que me han acompañado no solo durante este Trabajo de Fin de Grado, sino también a lo largo de la carrera.

Quiero agradecer a mi director, Rafael Cossent Arín, por toda la atención y disponibilidad que me ha prestado. Gracias a sus consejos y cercanía he podido realizar este trabajo y descubrir este sector tan interesante e innovador.

Por último, agradecer a mis padres, a mi familia, a mis amigos por el apoyo incondicional en todo momento, sin ellos no podría haberme formado no solo en lo académico sino también en lo personal.

¿CÓMO INCENTIVAR LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN ESPAÑA?

Autor: Carsi Ramón-Borja, Miguel.

Director: Cossent Arín, Rafael.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este Trabajo se ha llevado a cabo la caracterización y el análisis mediante una hoja de cálculo de cuatro posibles configuraciones de generación de hidrógeno verde a través de electrólisis. En base a los análisis obtenidos se han buscado mecanismos regulatorios para incentivar la implantación de este nuevo vector energético. Por último, se han extraído unas conclusiones para plasmar la situación actual y futura del hidrógeno verde si se siguen los incentivos establecidos en el análisis de los mecanismos regulatorios.

Palabras clave: Hidrógeno verde, electrolizador, LCOH, planta renovable.

1. Introducción

El hidrógeno verde es el hidrógeno que se obtiene a través técnicas renovables, principalmente electrólisis. actualmente las plantas de producción de hidrógeno verde tienen un precio muy elevado y por ello arrojan una rentabilidad muy baja para las empresas. Por este motivo, se busca analizar a través de un modelo cuantitativo la rentabilidad de una planta de producción de hidrógeno verde bajo diferentes diseños de la planta, y evaluar el impacto de diferentes mecanismos de incentivos regulatorios sobre la rentabilidad y el diseño de esta.

El rol que tiene el hidrógeno verde en la descarbonización es muy relevante, ya que actualmente se consumen 500.000 toneladas de hidrógeno en España para numerosos procesos productivos como pueden ser el refinamiento del petróleo, la industria química y la siderurgia. El papel del hidrógeno verde entra debido a que el hidrógeno que se consume proviene de técnicas en las que se genera dióxido de carbono y por lo tanto dañan nuestro planeta. Además, es considerado un vector energético alternativo a la electricidad, ya que puede permitir almacenar energía para su posteriormente.

Debido a que es un elemento que no se encuentra en el ecosistema en forma de molécula dicotómica (H_2) es necesario disociarlo. La electrólisis es un proceso mediante el cual se logra disociar los átomos de oxígeno de los del hidrógeno empleando una corriente eléctrica, es decir sin generación de dióxido de carbono. Si la electricidad empleada se obtiene de tecnologías renovables supondría que no se generarían emisiones en la obtención del hidrógeno. Es por ello, que la mayoría de los proyectos de hidrógeno verde se basan en esta técnica.

El desarrollo del hidrógeno verde para los próximos años está fuertemente marcado en la Hoja de Ruta española y europea, ya que lo consideran un factor influyente para poder alcanzar los objetivos establecidos en 2030 y en 2050, año en el cual se quiere alcanzar una Unión Europea libre de emisiones.

2. Definición y metodología del Proyecto

En este Proyecto se busca cumplir los siguientes objetivos:

- Obtener el *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) para las configuraciones establecidas. El LCOH se obtendrá de la siguiente forma:

$$LCOH = \frac{\sum Capex + \sum Opex}{\sum Prod. Hidrogeno} = \frac{\text{€}}{\text{Kg}}$$

- Extraer análisis que permitan analizar de una forma concreta las configuraciones.
- Encontrar posibles mecanismos regulatorios

Para ello, se ha llevado a cabo los siguientes pasos:

1. Caracterización descriptiva de las diferentes configuraciones que se pueden lograr empleando un electrolizador.
2. Modelización de las cuatro configuraciones observadas a través de una hoja de cálculo en base a un electrolizador con una capacidad de 100 MW.
3. Se han sensibilidades que permiten entender con mayor profundidad los inputs y el efecto que ejercen sobre los outputs. Además, de situaciones posibles que se podrían dar en la realidad.
4. Establecer unos mecanismos regulatorios, obtenidos gracias al análisis previo, que permitan reducir el LCOH para así minimizar la brecha que existe con las tecnologías tradicionales de obtención de hidrógeno. De esta forma se lograría crear un entorno regulatorio que favorecería la implantación del hidrógeno verde.

3. Descripción del modelo

Un paso muy relevante en el Trabajo es la caracterización de las configuraciones que se van a analizar, ya que se establece así los principales inputs de cada una y los correspondientes costes asociados a ellas. Las cuatro configuraciones que se han analizado son las siguientes:

- a) Configuración sin planta dedicada
- b) Configuración con planta aislada
- c) Configuración de autoconsumo sin excedentes
- d) Configuración de autoconsumo con venta a la red

A continuación, se adjuntan los esquemas de los flujos eléctricos y económicos que tiene cada una de las configuraciones:

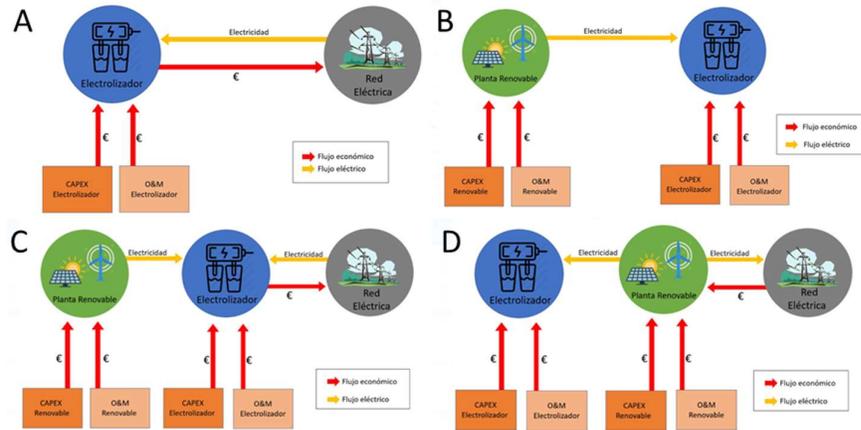


Ilustración 1: "Resumen de los esquemas de las configuraciones"

En la siguiente tabla se adjuntan los diferentes conceptos que pueden afectar económicamente a estas configuraciones y su relevancia en el coste:

Concepto	Sin planta dedicada	Con planta aislada	Autoconsumo sin excedentes	Autoconsumo con venta de excedentes	
CAPEX Renovables					<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: flex-start;"> <div style="display: flex; align-items: center; margin-bottom: 5px;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #90EE90; margin-right: 5px;"></div> Presencia nula </div> <div style="display: flex; align-items: center; margin-bottom: 5px;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FFD700; margin-right: 5px;"></div> Presencia moderada </div> <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FF0000; margin-right: 5px;"></div> Presencia significativa </div> </div>
O&M Renovables					
Electricidad					
Peajes y cargos					
Vertidos eléctrico					
Ingresos	No	No	No	Sí	

Gráfica 1: "Gráfica resumen de los diferentes conceptos que participan en las configuraciones"

Estas diferencias serán las que se tengan en cuenta de cara al resto del Trabajo

Estas diferencias serán las que se tengan en cuenta de cara al resto del Trabajo, debido a que son los factores que van a afectar directamente al valor del LCOH.

Además, los principales inputs que se han observado son el factor de carga de la planta que afecta a la configuración sin planta dedicada y a la configuración de autoconsumo sin excedentes y la capacidad de la planta renovable que serán los que marquen la producción para la configuración con planta aislada y la configuración de autoconsumo con venta de excedentes.

Para la modelización de la hoja de cálculo se tomaron las siguientes hipótesis:

- El emplazamiento de las plantas es La Janda, en Cádiz. Esto se debe a que es favorable en tanto generación eólica como en generación solar y es útil para poder realizar una comparación más completa de la influencia de si se emplea una planta solar fotovoltaica o una planta eólica.
- No se tiene en cuenta la posibilidad de aplicar almacenamiento de electricidad, debido a que complica mucho el cálculo.
- El precio de la electricidad es el capturado por el OMIE en el año 2019.
- Los perfiles de generación son los obtenidos a través de la página web <https://www.renewables.ninja>.

Las sensibilidades y las simulaciones de casos que se pudiesen aplicar a la realidad para cada una de las configuraciones son las siguientes:

- Configuración sin planta dedicada
 1. LCOH en función del factor de carga
 2. LCOH en función del precio de la electricidad
 3. LCOH si se eliminan los peajes y cargos de la red
 4. Bridge análisis para un factor de carga del 100%
 5. Precio mínimo de trabajo para cada factor de carga
 6. Factor de carga general en función de un precio límite
- Configuración planta aislada
 1. LCOH en función de la capacidad
 2. Factor de carga en función de la capacidad
 3. Pérdida de eficiencia por los vertidos específicos
 4. LCOH en función del CAPEX del electrolizador
 5. Sensibilidad al grado de carga mínimo del electrolizador
 6. Bridge análisis para las plantas con capacidad 200 MW de RES
 7. Dependencia del emplazamiento de la planta
- Configuración de autoconsumo sin excedentes
 1. Análisis de las horas en las que se consume de la red en función de la capacidad
 2. Bridge análisis para un factor de carga del 100%
 3. Situación de demanda fija e inflexible sin almacenamiento
 4. LCOH en función del precio de la electricidad
- Configuración de autoconsumo con ventas de excedentes
 1. LCOH en función de la capacidad
 2. LCOH en función del precio de venta de la electricidad
 3. Bridge análisis para las plantas de 200 MW

Por último, para poner en común todas estas sensibilidades, se realizará una comparativa entre las configuraciones. Se debe tener en cuenta la comparativa se verá marcada por las hipótesis que se han adoptado. Las comparaciones que se han hecho han sido las siguientes:

1. Comparativa de los factores de carga del electrolizador
2. Comparativa entre la configuración de autoconsumo con venta de excedentes y la de planta aislada

3. Comparativa entre la configuración sin planta dedicada y la de autoconsumo sin excedentes
4. Comparativa de costes

4. Resultados

Una vez ya se ha realizado el análisis con las sensibilidades y los casos prácticos se puede entrar en materia en lo referido a los mecanismos regulatorios más apropiado. Los mecanismos que se han observado son los siguientes:

- Apoyo al CAPEX del electrolizador
- Eliminar o reducir los peajes y los cargos eléctricos
- Potenciar los acuerdos PPAs
- Cubrir las pérdidas derivadas del asentamiento
- Estimular la producción
- Facilitar nuevas conexiones a la Red Eléctrica

5. Conclusiones

Las conclusiones extraídas sobre el hidrógeno verde y su proceso productivo gracias a la realización de este Trabajo son las siguientes:

1. El hidrógeno verde tiene una posibilidad real de favorecer significativamente la descarbonización.
2. Posibilidad de que la producción sea favorable y flexible independientemente de la situación.
3. Necesidad de apoyar económicamente la electrólisis para que sea competitiva con otras técnicas de producción.
4. Posibilidad de reducir el LCOH a través de mecanismos regulatorios sin necesidad de esperar a avances tecnológicos.

6. Referencias

[IBER__] Iberdrola, (s. f.), ¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde? Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

[IBER__] Iberdrola. (s. f.). ¿Sabes qué es un PPA y cuáles son sus principales ventajas? Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>

[MINI20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020, octubre). “Hoja de Ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable”.

[PARL09] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2009, abril). “Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo”.

[REPS21] Repsol, & Malango, T. (2021). Estrategia en el negocio de Hidrógeno.
<https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/es/accionistas-e-inversores/estrategia-en-el-negocio-de-hidrogeno.pdf>

HOW TO PROMOTE THE PRODUCTION OF GREEN HYDROGEN IN SPAIN?

Author: Carsi Ramón-Borja, Miguel.

Supervisor: Cossent Arín, Rafael.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

In this work, four possible configurations of green hydrogen generation through electrolysis have been characterised and analysed using a spreadsheet. Based on the analyses obtained, regulatory mechanisms have been sought to encourage the implementation of this new energy vector. Finally, conclusions have been drawn to reflect the current and future situation of green hydrogen if the incentives established in the analysis of the regulatory mechanisms are followed.

Keywords: Green hydrogen, electrolyzer, LCOH, renewable plant

1. Introduction

Green hydrogen is hydrogen obtained through renewable techniques, mainly electrolysis. Currently, green hydrogen production plants have a very high price and therefore yield very low profitability for companies. For this reason, the aim is to use a quantitative model to analyse the profitability of a green hydrogen production plant under different plant designs, and to evaluate the impact of different regulatory incentive mechanisms on the plant's profitability and design.

The role of green hydrogen in decarbonization is very relevant, as 500,000 tons of hydrogen are currently consumed in Spain for numerous production processes such as oil refining, the chemical industry and the iron and steel industry. The role of green hydrogen comes in because the hydrogen that is consumed comes from techniques that generate carbon dioxide and therefore damage our planet. In addition, it is considered an alternative energy carrier to electricity, as it can allow energy to be stored for later use.

Electrolysis is a process by which oxygen atoms are separated from hydrogen atoms using an electric current, i.e., without generating carbon dioxide. If the electricity used is obtained from renewable technologies, this means that no emissions are generated in the production of hydrogen. This is why most green hydrogen projects are based on this technology.

The development of green hydrogen for the coming years is strongly marked in the Spanish and European Roadmap, as it is an influential factor in achieving the objectives established for 2030 and 2050, the year in which the aim is to achieve an emission-free European Union.

2. Project definition and methodology

This project seeks to achieve the following objectives:

-To obtain the Levelized Cost of Hydrogen (LCOH) for the established configurations. LCOH will

$$LCOH = \frac{\sum Capex + \sum Opex}{\sum Hydrogen prod.} = \frac{\text{€}}{Kg}$$

- To extract analyses that allow the configurations to be analysed in a concrete way.
- To find possible regulatory mechanisms

To do this, the following steps have been carried out:

1. Descriptive characterization of the different configurations that can be achieved using an electrolyzer.
2. Modelling of the four configurations observed through a spreadsheet based on an electrolyzer with a capacity of 100 MW.
3. Sensitivities that allow a deeper understanding of the inputs and the effect they have on the outputs. In addition, possible situations that could occur.
4. Establish regulatory mechanisms, obtained thanks to the previous analysis, that allow the LCOH to be reduced to minimize the gap that exists with traditional technologies for obtaining hydrogen. This would create a regulatory environment that would favour the implementation of green hydrogen.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

A very relevant step in the work is the characterisation of the configurations to be analysed, as this establishes the main inputs for each one and the corresponding costs associated with them. The four configurations analysed are as follows:

- a) Configuration without dedicated plant
- b) Configuration with isolated plant
- c) Self-consumption configuration without surpluses
- d) Self-consumption configuration with sale to the grid.

The diagrams of the electrical and economic flows in each of the configurations are attached below:

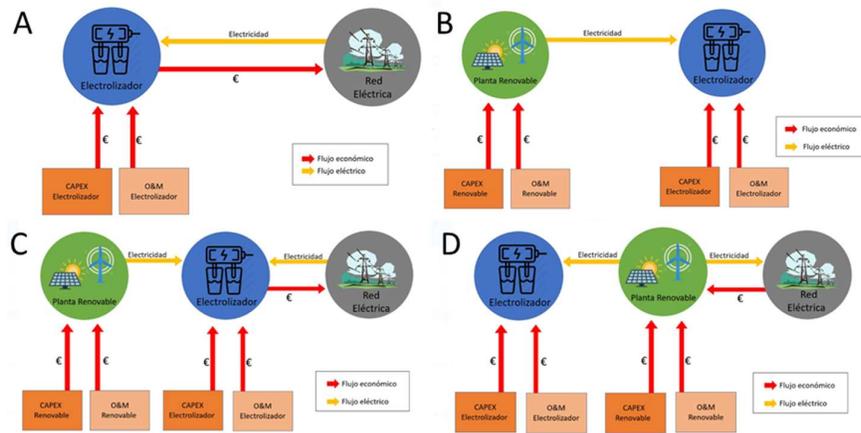


Ilustración 2: "Resumen de los esquemas de las configuraciones"

The following table shows the different concepts that can economically affect these configurations and their relevance in the cost:

Concepto	Sin planta dedicada	Con planta aislada	Autoconsumo sin excedentes	Autoconsumo con venta de excedentes
CAPEX Renovables				
O&M Renovables				
Electricidad				
Peajes y cargos				
Vertidos eléctrico				
Ingresos	No	No	No	Sí

■ Presencia nula

■ Presencia moderada

■ Presencia significativa

Gráfica 2: "Gráfica resumen de los diferentes conceptos que participan en las configuraciones"

These differences will be taken into account for the rest of the work, as they are the factors that will directly affect the value of the LCOH.

In addition, the main inputs that have been observed are the plant load factor that affects the configuration without dedicated plant and the configuration of self-consumption without surplus and the capacity of the renewable plant that will determine the production for the configuration with isolated plant and the configuration of self-consumption with sale of surplus.

The following assumptions were made for the modelling of the spreadsheet:

- The location of the plants is La Janda, in Cadiz. This is because it is favorable for both wind and solar generation and is useful to be able to make a more complete comparison of the influence of whether a solar photovoltaic plant or a wind plant is used.
- The possibility of using electricity storage is not taken into account, because it complicates the calculation too much.
- The electricity price is that captured by OMIE in the year 2019.
- The generation profiles are those obtained from the website <https://www.renewables.ninja>.

The sensitivities and case simulations that could be applied to reality for each of the configurations are as follows:

Configuration without dedicated plant

1. LCOH as a function of load factor
2. LCOH as a function of the price of electricity
3. LCOH if grid tolls and charges are eliminated
4. Bridge analysis for 100% load factor
5. Minimum working price for each load factor
6. Overall load factor as a function of a price ceiling

Isolated plant configuration

1. LCOH as a function of capacity
2. Load factor as a function of capacity
3. Efficiency loss due to specific discharges
4. LCOH as a function of electrolyzer CAPEX
5. Sensitivity to the minimum electrolyzer load rating
6. Bridge analysis for plants with 200 MW renewable capacity
7. Dependence on plant location

Self-consumption configuration without surplus

1. Analysis of hours of consumption from the grid as a function of capacity.

Bridge analysis for a load factor of 100%

3. Fixed and inflexible demand situation without storage
4. LCOH as a function of electricity price

Self-consumption configuration with surplus sales

1. Capacity-based LCOH
2. LCOH as a function of the electricity selling price
3. Bridge analysis for 200 MW plants

Finally, to pool all these sensitivities, a comparison will be made between the configurations. It should be noted that the comparison will be influenced by the assumptions that have been made. The following comparisons have been made:

1. Comparison of the electrolyzer load factors
2. Comparison between the configuration of self-consumption with sale of surpluses and the isolated plant.
3. Comparison between the configuration without dedicated plant and self-consumption without surpluses

4. Comparison of costs

4. Results

Once the analysis with sensitivities and case studies has been carried out, the most appropriate regulatory mechanisms can be discussed. The mechanisms that have been observed are as follows:

- Support for electrolyser CAPEX
- Eliminating or reducing tolls and electricity charges
- Enhancing PPAs
- Covering settlement losses
- Stimulate production
- Facilitate new grid connections

5. Findings

The conclusions drawn about green hydrogen and its production process because of this work are as follows:

1. Green hydrogen has a real possibility of significantly favoring decarbonisation.
2. Possibility for production to be favorable and flexible regardless of the situation.
3. The need to economically support electrolysis to make it competitive with other production techniques.
4. Possibility of reducing LCOH through regulatory mechanisms without waiting for technological breakthroughs.

6. References

[IBER__] Iberdrola, (s. f.), ¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde? Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

[IBER__] Iberdrola. (s. f.). ¿Sabes qué es un PPA y cuáles son sus principales ventajas? Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>

[MINI20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020, octubre). “Hoja de Ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable”.

[PARL09] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2009, abril). “Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo”.

[REPS21] Repsol, & Malango, T. (2021). Estrategia en el negocio de Hidrógeno.

<https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/es/accionistas-e-inversores/estrategia-en-el-negocio-de-hidrogeno.pdf>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Rol del hidrógeno verde en la descarbonización.....	1
1.2 ¿Qué es el hidrógeno verde?	2
1.3 ¿Qué es la electrólisis?	4
1.4 ¿Cómo se integra el hidrógeno verde en los planes de 2030 y 2050?	5
1.5 Justificación.....	8
1.6 Objetivos	9
1.7 Metodología.....	9
1.8 Estructura del documento	10
Capítulo 2. Caracterización de los modelos de producción	11
2.1 Configuración sin planta dedicada	11
2.1.1 Ventajas	12
2.1.2 Desventajas.....	12
2.2 Configuración con planta aislada	13
2.2.1 Ventajas	14
2.2.2 Desventajas.....	14
2.3 Configuración de autoconsumo sin excedentes.....	14
2.3.1 Ventajas	15
2.3.2 Desventajas.....	15
2.4 Configuración de autoconsumo con ventas de excedentes.....	16
2.4.1 Ventajas	17
2.4.2 Desventajas.....	17
2.5 Conclusiones de la caracterización.....	17
Capítulo 3. Modelización a través de una hoja de cálculo.....	19
3.1 Hipótesis y datos de entrada comunes a todas las configuraciones.....	19
3.2 Análisis de resultados.....	22
3.3 Configuración sin planta dedicada	22
3.3.1 LCOH en función del factor de carga	22
3.3.2 LCOH en función del precio de la electricidad.....	23
3.3.3 LCOH si se eliminan los peajes y cargos de la red.....	25

3.3.4	Bridge análisis para un factor de carga del 100%.....	26
3.3.5	Precio mínimo de trabajo para cada factor de carga.....	27
3.3.6	Factor de carga general en función de un precio límite.....	28
3.4	Configuración planta aislada.....	29
3.4.1	LCOH en función de la capacidad.....	30
3.4.2	Factor de carga en función de la capacidad.....	32
3.4.3	Pérdida de eficiencia por los vertidos específicos.....	33
3.4.4	LCOH en función del CAPEX del electrolizador.....	35
3.4.5	Sensibilidad al grado de carga mínimo del electrolizador.....	37
3.4.6	Bridge análisis para las plantas con capacidad 200 MW de RES.....	40
3.4.7	Dependencia del emplazamiento de la planta.....	42
3.5	Configuración de autoconsumo sin excedentes.....	47
3.5.1	Análisis de las horas en las que se consume de la red en función de la capacidad.....	48
3.5.2	Bridge análisis para un factor de carga del 100%.....	50
3.5.3	Situación de demanda fija e inflexible sin almacenamiento.....	51
3.5.4	LCOH en función del precio de la electricidad.....	59
3.6	Configuración de autoconsumo con ventas de excedentes.....	61
3.6.1	LCOH en función de la capacidad.....	61
3.6.2	LCOH en función del precio de venta de la electricidad.....	63
3.6.3	Bridge análisis para las plantas de 200 MW.....	65
3.7	Comparativa de las configuraciones.....	66
3.7.1	Comparativa de los factores de carga del electrolizador.....	67
3.7.2	Comparativa entre la configuración de autoconsumo con venta de excedentes y la de planta aislada.....	68
3.7.3	Comparativa entre la configuración sin planta dedicada y la de autoconsumo sin excedentes.....	68
3.7.4	Comparativa de costes.....	69
Capítulo 4.	Análisis de los mecanismos regulatorios.....	70
4.1	Apoyo al CAPEX del electrolizador.....	70
4.2	Eliminar o reducir los peajes y los cargos eléctricos.....	72
4.3	Potenciar los acuerdos PPAs.....	73
4.4	Cubrir las pérdidas derivadas del asentamiento.....	74
4.5	Estimular la producción.....	74
4.6	Facilitar nuevas conexiones a la Red Eléctrica.....	75

<i>Capítulo 5. Conclusiones.....</i>	<i>77</i>
<i>Capítulo 6. Bibliografía.....</i>	<i>78</i>

Índice de gráficas

Gráfica 1: "Gráfica resumen de los diferentes conceptos que participan en las configuraciones"	19
Gráfica 2: "LCOH en función del factor de carga"	23
Gráfica 3: "LCOH en función del precio de la electricidad"	24
Gráfica 4: "Efecto en el LCOH al eliminar los peajes y los cargos"	25
Gráfica 5: "Análisis Bridge de la Configuración sin planta dedicada"	26
Gráfica 6: "Comparativa entre formas de generar hidrógeno verde a través con la configuración fija"	28
Gráfica 7: "Factor de carga que se alcanza poniendo un precio límite de operación y su LCOH resultante"	29
Gráfica 8: "Efecto de la capacidad de la planta renovable en el LCOH"	31
Gráfica 9: "Factor de carga del electrolizador en función de la relación de capacidad"	32
Gráfica 10: "Vertidos específicos en función de la capacidad de la planta renovable"	33
Gráfica 11: "Desarrollo de las horas en las que hay vertidos según varía la capacidad de la planta renovable"	34
Gráfica 12: "Efecto del LCOH en función del coste del CAPEX para las plantas solares"	36
Gráfica 13: "Efecto del LCOH en función del coste del CAPEX para las plantas eólicas"	36
Gráfica 14: "Efecto en el factor de carga en función del % mínimo de trabajo para las plantas solares"	38
Gráfica 15: "Efecto en el factor de carga en función del % mínimo de trabajo para las plantas eólicas"	38
Gráfica 16: "Efecto en el LCOH de las plantas solares de variar el factor de carga mínimo"	39
Gráfica 17: "Efecto en el LCOH de las plantas solares de variar el factor de carga mínimo"	40
Gráfica 18: "Análisis Bridge de la Configuración Aislada eólica"	41
Gráfica 19: "Análisis Bridge de la Configuración Aislada solar"	41

Gráfica 20: "Comparativa del LCOH y la producción en función del emplazamiento con planta renovable solar"	43
Gráfica 21: "Comparativa del factor de carga, del porcentaje que está por debajo del 10% y del vertido eléctrico".....	43
Gráfica 22: " Generación eléctrica de una planta solar en función del emplazamiento"	44
Gráfica 23: "Comparativa del LCOH y la producción en función del emplazamiento con planta renovable eólica"	46
Gráfica 24: "Comparativa del factor de carga, del porcentaje que está por debajo del 10% y del vertido eléctrico".....	46
Gráfica 25: "Horas útiles del electrolizador en función de la capacidad de la renovable"..	49
Gráfica 26: "Análisis Bridge de la Configuración Suministrada por la Red eólica"	50
Gráfica 27: "Análisis Bridge de la Configuración Suministrada por la Red solares"	50
Gráfica 28: "LCOH en función de la capacidad trabajando con un factor de carga del 100%"	52
Gráfica 29: "Análisis Bridge de la variación entre planta dedicada eólica y solar"	52
Gráfica 30: "Análisis Bridge de la variación entre una planta solar de 200 MW y de 125 MW"	53
Gráfica 31: "Electricidad perdida al trabajar con un factor de carga del 100%".....	54
Gráfica 32: "LCOH en función de la capacidad trabajando con un factor de carga del 80%"	55
Gráfica 33: "Electricidad perdida al trabajar con un factor de carga del 80%".....	56
Gráfica 34: "LCOH en función del factor de carga y la capacidad solar".....	57
Gráfica 35: "LCOH en función del factor de carga y la capacidad eólica"	57
Gráfica 36: "Resumen de la electricidad perdida en función del factor de carga para las plantas solares"	58
Gráfica 37: "Resumen de la electricidad perdida en función del factor de carga para las plantas eólicas"	58
Gráfica 38: "LCOH en función del precio de los precios de 2019 y de 2021"	59
Gráfica 39: "LCOH en función del precio del precio de 2019 y tres PPAs para las plantas solares"	60

Gráfica 40: "LCOH en función del precio del precio de 2019 y tres PPAs para las plantas eólicas"	60
Gráfica 41: "LCOH en función de la capacidad de la planta renovable"	62
Gráfica 42: "LCOH en función de la capacidad de la planta renovable ampliada a 300 MW"	62
Gráfica 43: "LCOH en función del precio de la electricidad y de la tecnología para las plantas generando a la Red"	64
Gráfica 44: "Análisis Bridge de la Configuración Generando a la Red solares"	65
Gráfica 45: "Análisis Bridge de la Configuración Generando a la Red eólicas"	65
Gráfica 46: "Efecto en el LCOH de la eliminación de los peajes eléctricos"	73
Gráfica 47: "Efecto en el LCOH entre la configuración aislada y la de autoconsumo con venta de excedentes"	76

Índice de tablas

Tabla 1: "Resumen ilustrativo de la caracterización de las configuraciones"	17
Tabla 2: "Término de energía de los peajes eléctricos"	21
Tabla 3: "Término de energía de los cargos eléctricos"	21
Tabla 4: "Término total de energía de los peajes y cargos"	21
Tabla 5: "Efecto de eliminar los peajes y cargos eléctricos"	26
Tabla 6: "Precio máximo para cada factor de carga según los precios eléctricos de 2019"	27
Tabla 7: "Resumen de las horas en las que se generan vertidos"	34
Tabla 8: "Resumen de MWh perdidos en forma de vertidos por trabajar con un límite del 10%"	39
Tabla 9: "Resumen de las plantas aisladas solares en función del emplazamiento"	42
Tabla 10: "Resumen de las plantas aisladas eólicas en función del emplazamiento"	45
Tabla 11: "Resumen de las horas equivalentes y su comparativa con respecto a las plantas de ratio 2"	49
Tabla 12: "Resumen factores de carga de las configuraciones"	67
Tabla 13: "Comparativa del LCOH sin y con subvención al CAPEX"	72

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: "Resumen de los esquemas de las configuraciones"	19
Ilustración 5: "Esquema de la configuración sin planta dedicada"	11
Ilustración 6; "Esquema de la configuración con planta aislada"	13
Ilustración 7: "Esquema de la configuración sin excedentes"	15
Ilustración 8: "Esquema de la configuración de autoconsumo con venta de excedentes" ..	16
Ilustración 9: "Mapa de viento de España – Fuente de Protección Civil"	20
Ilustración 10: "Mapa de calor de España – Fuente de Efimarket"	20
Ilustración 11: "Gráficas Bridge de las plantas que maximizan la producción en cada configuración"	69

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En este Trabajo de Fin de Grado (TFG) se va a analizar las diversas opciones de generar hidrógeno verde a través de electrólisis. Además, se quiere observar los diferentes métodos que se pueden aplicar a cada una de estas opciones de producción para así incentivar su implantación. Este proyecto surge debido a que actualmente las plantas de producción de hidrógeno verde tienen un precio muy elevado y por ello arrojan una rentabilidad muy baja para las empresas. Por este motivo, se busca analizar a través de un modelo cuantitativo la rentabilidad de una planta de producción de hidrógeno verde bajo diferentes diseños de la planta, y evaluar el impacto de diferentes mecanismos de incentivos regulatorios sobre la rentabilidad y el diseño de esta. El objetivo último del trabajo es identificar los incentivos regulatorios más adecuados para así atraer tanto la inversión nacional como la internacional.

1.1 ROL DEL HIDRÓGENO VERDE EN LA DESCARBONIZACIÓN

Actualmente, existen numerosos informes que dan pie a que en el medio y largo plazo el hidrógeno verde será uno de los principales protagonistas en múltiples sectores. Informes como *The Future of Hydrogen* o *Green Hydrogen Cost Reduction* realizados por la IEA e IRENA respectivamente muestran un futuro prometedor para el hidrógeno verde obtenido a través de electrólisis. El hidrógeno verde tiene numerosas aplicaciones en sectores industriales como en el refinamiento del petróleo, la industria química y la siderurgia. Además, el hidrógeno verde es considerado un vector energético alternativo a la electricidad, ya que puede permitir almacenar energía para su posteriormente.

A corto plazo se reconoce que el hidrógeno verde está lejos de alcanzar los precios de las otras técnicas de obtención de hidrógeno y es por ello indispensable realizar un análisis de la situación actual de hidrógeno y las posibilidades que podrían existir para reducir los costes para que así el hidrógeno verde pueda ser competitivo.

1.2 ¿QUÉ ES EL HIDRÓGENO VERDE?

Antes de definir el principal tema de este proyecto, es relevante explicar qué es el hidrógeno de forma breve y cuáles son los tipos de hidrógeno que “existen” en función de la forma en la que se obtiene. Una correcta definición del hidrógeno sería la siguiente:

“Es el elemento químico más ligero que existe, su átomo está formado por un protón y un electrón y es estable en forma de molécula diatómica (H₂). [CENTR__]

En condiciones normales se encuentra en estado gaseoso, y es insípido, incoloro e inodoro.

En la Tierra es muy abundante, constituye aproximadamente el 75 % de la materia del Universo, pero se encuentra combinado con otros elementos como el oxígeno formando moléculas de agua, o al carbono, formando compuestos orgánicos. Por tanto, no es un combustible que pueda tomarse directamente de la naturaleza, sino que es un vector energético (como la electricidad) y por ello se tiene que “fabricar”. [CENTR__]

Como bien se menciona en la definición anterior del Centro Nacional de Hidrógeno para poder utilizarlo como vector energético es necesario que el hidrógeno se separe de los elementos con los que se encuentra unidos. En función del proceso de obtención del hidrógeno se le otorga diferentes “apellidos” que tienen implícitos la forma a través de la que se ha obtenido. Un breve resumen de los “tipos” de Hidrógeno que existen que permite entender esta materia de forma más acertada es:

Hidrógeno Gris:

El Hidrógeno Gris es aquel que, como define la Fundación Desqbre, “se obtiene al hacer pasar el gas natural por vapor de agua, con la técnica del reformado con vapor. En el proceso se utilizan combustibles no renovables y se generan emisiones de CO₂ Este sistema de producción es el más utilizado en la actualidad.” [FUND22]

Hidrógeno Azul:

La definición que aporta Enagás es la siguiente:

“Hablamos de Hidrógeno Azul para referirnos a aquel hidrógeno que genera emisiones de CO₂ que se capturan para ser posteriormente almacenadas o reutilizadas (por ejemplo, para fabricar eco combustibles). Se trata de un Hidrógeno de bajas emisiones.” [PEZZ21]

Hidrógeno Verde:

A lo largo de este TFG se va a hablar del Hidrógeno Verde de forma regular y por ello es necesario dar una definición acertada para que así poder tratar este tema con la máxima exactitud posible.

“El Hidrógeno Verde es el único hidrógeno libre de emisiones de CO₂ a la atmósfera, que se produce por electrolisis del agua, un proceso por el que se emplea la corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno que hay en el agua. Utiliza electricidad procedente de fuentes renovables como la fotovoltaica, la eólica o la hidroeléctrica. En definitiva, produce energía sin emitir dióxido de carbono a la atmósfera.” [FUND22]

Hidrógeno Amarillo:

Este tipo de Hidrógeno se obtiene a través de electrólisis, pero utilizando la electricidad que proviene del mix nacional.

Hidrógeno Rosa:

“El Hidrógeno Rosa es aquel Hidrógeno que se obtiene mediante electrólisis del agua alimentada por energía nuclear. Es un tipo de Hidrógeno bastante sostenible” [PEZZ21]

Hidrógeno Marrón:

“Este tipo de Hidrógeno es el que resulta de la gasificación del carbono, utiliza combustibles no renovables y libera CO₂ a la atmósfera.” [FUND22]

Hidrógeno Turquesa:

“El Hidrógeno Turquesa se genera mediante la mirólisis del metal fundido, alimentada por gas natural. En el proceso, el gas natural pasa a través de un metal fundido, y libera Hidrógeno y Carbono sólido, con lo que se evitan emisiones contaminantes de CO₂”
[PEZZ21]

Hidrógeno Blanco:

“Es un tipo de Hidrógeno que encontramos en la naturaleza, normalmente en forma gaseosa (H₂). En ocasiones se puede encontrar en depósitos subterráneos. [PEZZ21]

Como se puede observar, existen numerosas formas de obtener Hidrógeno para que este sea utilizado en los diferentes usos que se les da en la industria o en el transporte, por ejemplo.

1.3 ¿QUÉ ES LA ELECTRÓLISIS?

El hidrógeno verde se puede obtener a través de varios procesos, el proceso a analizar en este Trabajo de Fin de Grado es el de electrólisis. La definición que da Iberdrola sobre esta tecnología es la siguiente:

“La obtención de hidrógeno verde por electrólisis a partir de fuentes renovables consiste en la descomposición de las moléculas de agua (H₂O) en oxígeno (O₂) e hidrógeno (H₂).”
[IBER__]

A lo largo de este TFG se va a hablar del Hidrógeno Verde de forma regular y por ello es necesario dar una definición acertada para que así poder tratar este tema con la máxima exactitud posible. Para ello se utilizará la definición que aporta Iberdrola a la hora de tratar el hidrógeno verde.

“Esta tecnología se basa en la generación de hidrógeno —un combustible universal, ligero y muy reactivo— a través de un proceso químico conocido como electrólisis. Este método utiliza la corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno que hay en el agua, por lo que, si esa electricidad se obtiene de fuentes renovables, produciremos energía sin emitir dióxido de carbono a la atmósfera.” [IBER__]

1.4 ¿CÓMO SE INTEGRA EL HIDRÓGENO VERDE EN LOS PLANES DE 2030 Y 2050?

En este aspecto España tiene una posición clara como se puede observar en la “*Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el Hidrógeno verde renovable*”. De este informe que forma parte del marco estratégico de energía y clima podemos extraer las siguientes conclusiones:

- El hidrógeno verde tiene la posibilidad de ser un vector energético que ayude significativamente a la descarbonización de la industria y una posición relevante en el almacenamiento de energía.
- Es muy importante la creación de una infraestructura y una demanda real de hidrógeno verde.
- El incremento del hidrógeno verde es importante debido a que las industrias que lo utilizan tienen un gran potencial.
- Se debe de fomentar el hidrógeno para aquellos sectores en los que la electrificación no sea la forma más eficiente de descarbonizar.
- Se debe priorizar este vector como forma de almacenamiento de energía y así descarbonizar el sector del calor.
- En las islas y sistemas energéticos aislados se tiene que fomentar el hidrógeno verde para no depender del transporte aéreo o marítimo.

Con este informe se puede observar la relevancia a medio y largo plazo que le da el Gobierno al hidrógeno verde sin restar importancia a crear una infraestructura a corto plazo para alcanzar los objetivos a medio y largo plazo. Por ello, el análisis que se va a realizar en este trabajo entra dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible y es relevante para la actualidad del sector energético.

En contexto con la Unión Europea vemos que se han llevado a cabo numerosas propuestas para llegar a acuerdos con respecto al hidrógeno verde entre los países asociados. Los principales acuerdos son:

- Directiva 2018/2001, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y la Iniciativa del Hidrógeno, lanzada en Linz en 2018, consistente en una declaración en la que los Estados miembros de la Unión Europea, la Comisión Europea, y otros países y organizaciones, destacan el poder de las tecnologías de hidrógeno sostenible para la descarbonización de múltiples sectores de la economía, la seguridad de suministro en el largo plazo y la competitividad económica. [MINI20]

- Pacto Verde Europeo (European Green Deal) incluye en su previsión de desarrollo la aprobación de varias estrategias y mecanismos de financiación para la promoción y el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable. [MINI20]
- Dentro de las políticas a desarrollar en el marco del Pacto Verde Europeo, la Estrategia Europea del Hidrógeno (EU Hydrogen Strategy), tiene por objeto establecer las pautas necesarias para desarrollar el papel del hidrógeno limpio en la reducción de emisiones de la economía de la UE de una manera eficiente. Para ello, la estrategia aborda los principales campos de actuación a considerar, en concreto inversiones, marco regulatorio, nuevo liderazgo de mercados, I+D en tecnologías y mercados, red de infraestructuras y la cooperación con terceros países. [MINI20]

En esta Ruta del Hidrógeno encontramos tres años claves para el desarrollo del hidrógeno verde a nivel europeo:

- Primera fase 2020-2024: Instalación de al menos 6 GW de electrolizadores en la UE y la producción de hasta 1 millón de toneladas de hidrógeno renovable, para descarbonizar la producción de hidrógeno existente, por ejemplo, en el sector químico. Se facilitará el consumo del hidrógeno renovable en nuevas aplicaciones de uso final, como por ejemplo en procesos industriales y en el transporte pesado. Los electrolizadores principalmente se instalarán junto a los centros de demanda existentes en refinerías, plantas de acero y complejos químicos. Lo ideal sería que se alimentaran directamente de fuentes locales de electricidad. En el ámbito nacional, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) destina su medida 1.8 al fomento de los gases renovables. En ella se hace referencia a la existencia de diferentes tipos de gases renovables como, principalmente pero no exclusivamente, el biogás, el biometano y el hidrógeno de origen renovable (tanto por el recurso utilizado como por la energía empleada en el proceso de obtención). La medida establece que se fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno renovable y otros. Adicionalmente, se menciona el papel del hidrógeno en la gestión de los vertidos renovables del sistema eléctrico, medida 1.2 Gestión de demanda, almacenamiento y flexibilidad. Asimismo, la medida 2.4 de impulso al vehículo eléctrico, incluye en esta categoría el fomento al vehículo de pila de combustible. Asimismo, el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, remitido por el Consejo de Ministros a las Cortes el 19 de mayo de 2020, dispone que el Gobierno fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración de los gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano y el hidrógeno renovable entre otros. Adicionalmente, se necesitarán hidrogeneras para el repostaje de los autobuses eléctricos de pilas de combustible alimentadas con hidrógeno y en una etapa posterior de camiones eléctricos de pila de combustible. Por lo tanto, también se necesitarán electrolizadores para suministrar localmente un número creciente de estaciones de repostaje de hidrógeno. [MINI20]
- Segunda fase 2025-2030: El hidrógeno debe convertirse en una parte intrínseca de un sistema energético integrado con el objetivo estratégico de instalar al menos 40 GW de electrolizadores para 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE. Se espera que el hidrógeno renovable sea gradualmente competitivo en precio con otras formas de producción de hidrógeno, pero se necesitarán políticas específicas de la demanda para que la demanda industrial incluya gradualmente nuevas aplicaciones, incluidas la fabricación de acero, camiones, ferrocarriles y algunas

aplicaciones de transporte marítimo, y otros modos de transporte El hidrógeno renovable comenzará a desempeñar un papel en el equilibrio y en la flexibilización de un sistema eléctrico basado en energías renovables al transformar la electricidad en hidrógeno cuando la electricidad renovable es abundante y barata. El hidrógeno también se utilizará para el almacenamiento diario o estacional, como respaldo y “buffer”, mejorando la seguridad del suministro a medio plazo. [MINI20]

- Tercera fase 2030-2050: Las tecnologías de hidrógeno renovable deberían alcanzar la madurez y desplegarse a gran escala para llegar a todos los sectores difíciles de descarbonizar donde otras alternativas podrían no ser factibles o tener mayores costes. En esta fase, la producción de electricidad renovable necesita aumentar masivamente, ya que alrededor de una cuarta parte de la electricidad renovable podría usarse para la producción de hidrógeno renovable en 2050. Adicionalmente, el hidrógeno y los combustibles sintéticos derivados del hidrógeno renovable podrían penetrar en gran medida en una gama más amplia de sectores de la economía, desde la aviación y el transporte marítimo hasta el sector industrial y de la edificación difíciles de descarbonizar. El biogás sostenible también puede desempeñar un papel en la sustitución del gas natural en las instalaciones de producción de hidrógeno con captura y almacenamiento de carbono para crear emisiones negativas, con la condición de que se evite la fuga de metano y solo de acuerdo con los objetivos y principios de biodiversidad establecidos en la Estrategia de Biodiversidad de la UE 2030. [MINI20]

Observando estas etapas propuestas por la Unión Europea podemos sacar los correspondientes puntos de interés de este Trabajo de Fin de Grado:

1. A corto plazo, correspondiente principalmente con la primera fase, observamos que se busca instalar una capacidad de electrolizadores muy grande para así descarbonizar rápidamente sectores estratégicos.
2. En la primera etapa se busca establecer las plantas cerca de los puntos de demanda. Dando mucha importancia entonces al emplazamiento donde se sitúe el punto de demanda. Además, se buscará satisfacer la demanda de manera local en esta primera etapa.
3. Se van a aprobar planes específicos para facilitar la penetración de estas tecnologías.
4. En la segunda etapa se buscará que el hidrógeno renovable sea una alternativa real para la industria y que los precios de este hidrógeno sean competitivos con las otras formas de generación de hidrógeno.
5. Dentro de todas las formas de hidrógeno renovable, se le da un papel muy importante al hidrógeno verde proveniente de electricidad renovable.
6. Para 2050, el hidrógeno debería entrar en los sectores más complicados de descarbonizar, aunque esto suponga un alto coste. Marcando claramente, que el hidrógeno será una de las alternativas principales a la electrificación.
7. Por último, se resalta que la producción de hidrógeno verde podría repercutir en el consumo de electricidad proveniente de tecnologías renovables, siendo necesario aumentar la producción de electricidad renovable para satisfacer la creciente demanda.

Por ello, siguiendo la Hoja de Ruta que establece España y las tres etapas de la Unión Europea observamos que las tecnologías del hidrógeno verde requieren ayudas regulatorias

para poder atraer la inversión en España. Ajustándose así este trabajo a los objetivos a corto, medio y largo plazo de España y de la Unión Europea.

Además, el análisis que se va a realizar en este trabajo entra dentro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible ya que se puede emplazar dentro de los siguientes ODSs:

- **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante.** Este Objetivo de Desarrollo Sostenible es el que más engloba este Trabajo ya que a través del hidrógeno verde se puede lograr una energía más limpia, que la electricidad empleada al obtenerse a través de tecnologías renovables se logra reducir el impacto del Dióxido de Carbono en el sector energético. Estos objetivos forman parte de la Agenda 2030 de la ONU y casan con los objetivos comentados previamente a nivel nacional y a nivel europeo.
- **Objetivo 9: Industria, innovación e infraestructuras.** Con el uso del hidrógeno verde se abrirá una nueva posibilidad para reducir las emisiones de CO₂ en los sectores y procesos industriales. Ya sea a través de dejar de utilizar hidrógeno obtenido por métodos contaminantes o actualizando las técnicas de producción para que incluyan el hidrógeno como fuente de energía.
- **Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles.** Este Objetivo se alcanza de una forma indirecta porque utilizando hidrógeno verde se podrá favorecer la transición a una sociedad más sostenible y descarbonizada.

1.5 JUSTIFICACIÓN

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el consumo de hidrógeno en España alcanza las 500.000 toneladas al año. Actualmente, la totalidad de esta cantidad de hidrógeno se obtiene a través de técnicas que generan CO₂. Esto demuestra que actualmente hay demanda real de hidrógeno y que se supone que va a aumentar conforme establecen los informes de IRENA como *“Green Hydrogen Supply: A guide to Policy making”* o

El hidrógeno verde es una tecnología que ofrece una alternativa libre de emisiones frente a las técnicas tradicionales. Permitiendo así que descarbonizar numerosos procesos productivos, como pueden ser el refinamiento del petróleo, la elaboración de productos químicos o el sector automovilístico.

Aunque existen numerosos informes que tratan el hidrógeno verde en vistas al presente y al futuro, como los que proporciona IRENA, no se ha llegado a realizar un análisis de los incentivos regulatorios que requiere esta tecnología para que sea competitiva en España.

De ahí surge la necesidad de analizar la actual situación del hidrógeno verde para así poder establecer unos incentivos que favorezcan la implantación de esta tecnología y poder establecer una infraestructura para así cumplir los Objetivos de la Agenda 2030 y los Pactos Europeos de 2050.

1.6 OBJETIVOS

Los objetivos que se buscan satisfacer en este Trabajo son los siguientes:

1. Obtener el *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH) para las configuraciones establecidas.
2. Extraer análisis que permitan analizar de una forma concreta las configuraciones. Evaluando los parámetros con mayor impacto sobre el coste y operación de las instalaciones destinadas a la producción de hidrógeno renovable
3. Encontrar posibles mecanismos regulatorios para así poder:
 - Reducir el LCOH para que sea más competitivo con las otras técnicas de obtención de hidrógeno.
 - Establecer un entorno regulatorio que favorezca la rentabilidad para así poder atraer la inversión.

1.7 METODOLOGÍA

Para lograr los objetivos mencionados previamente mencionados se procederá de la siguiente manera:

1. Se realiza una caracterización descriptiva de las configuraciones. En esta caracterización se explicarán las configuraciones observadas y además se establecerán ventajas y desventajas de emplear una u otra.

2. A través de una hoja de cálculo, se modeliza las diferentes configuraciones, que consisten en las diferentes formas de conexión del electrolizador, empleando las diferentes variables que se hayan observado en la caracterización previa.
3. Una vez se hayan modelizado las diferentes plantas se obtienen sensibilidades y situaciones posibles que se pudiesen dar en la realidad para comprender más en detalle las configuraciones.
4. Por último, a través de los correspondientes análisis se obtiene de manera cualitativa unos mecanismos regulatorios que se emplearán para alcanzar el último objetivo que se ha comentado.

1.8 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El documento tiene la siguiente estructura:

1. Caracterización de los modelos de producción: En esta parte del Trabajo se presenta las 4 configuraciones que se van a analizar. Se establecen las diferencias principales entre cada una de las configuraciones. Por último, se analizan las ventajas y desventajas de cada modelo.
2. Modelización a través de una hoja de cálculo: Se realiza un cálculo del LCOH para cada una de las configuraciones en función de los inputs que tengan. Además, se llevan a cabo otros análisis para entender el efecto de otros inputs o variables.
3. Análisis de los mecanismos regulatorios: Se realiza un análisis cualitativo de posibles mecanismos que incentiven la implantación del hidrógeno verde.
4. Conclusiones: Observaciones obtenidas a lo largo de la realización del Trabajo y valoraciones sobre la situación actual del hidrógeno verde y sus posibilidades si se implementan algunos de los mecanismos regulatorios determinados en el apartado anterior.

Capítulo 2. CARACTERIZACIÓN DE LOS MODELOS DE PRODUCCIÓN

Para poder realizar un análisis diferencial entre cada una de las posibles formas de generar hidrógeno verde con electrolizador, se va a caracterizar los diferentes modelos que se pueden emplear. Estos tipos de configuraciones serán las que se valorarán a lo largo del informe, tanto en la parte de las sensibilidades como en la parte regulatoria. Para que el hidrógeno que se genere se pueda considerar verde, se conectará el electrolizador a la Red Eléctrica, a una planta de generación renovable o a ambas. A continuación, se definen las diferentes configuraciones, analizando el conexionado, sus ventajas y sus desventajas.

2.1 CONFIGURACIÓN SIN PLANTA DEDICADA

Esta configuración consiste únicamente en la conexión del electrolizador a la Red Eléctrica. A continuación, se muestra un esquema ilustrando los flujos de energía y económicos:

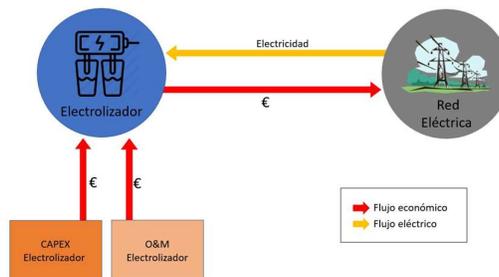


Ilustración 3: "Esquema de la configuración sin planta dedicada"

Para que la generación del hidrógeno sea verde o que regulatoriamente pueda considerarse como tal se tendrá que realizar una serie de acuerdos o compra de derechos que se comentará en la sección de desventajas ya que si únicamente conectásemos el electrolizador a la red

obtendríamos hidrógeno amarillo. De este modelo de producción se observan las siguientes consecuencias:

2.1.1 VENTAJAS

Debido a que esta configuración solo requiere del electrolizador y la toma a la red para poder generar hidrógeno, la sitúa como la configuración que requiere menor CAPEX. Esto permite reducir la inversión inicial de la planta, aunque se verá sacrificada con un mayor OPEX durante el año para poder mantener un nivel de producción.

Al estar el electrolizador conectado a la red de manera constante se pueden lograr una gran cantidad de horas útiles. Esto nos permite que al tener un alto factor de carga se puede lograr maximizar la producción de hidrógeno. Además, se simplifica la estimación de generación de hidrógeno verde anual ya que no depende de variables externas como puede ser la cantidad de horas de sol o la cantidad de viento a lo largo del año.

2.1.2 DESVENTAJAS

En la configuración fija se observa que el gasto en OPEX es muy alto, debido principalmente al consumo de la electricidad. Esta variable representa un valor diferencial a la hora de calcular el LCOH ya que una variación al alza o a la baja en la tarifa eléctrica hace que el precio del hidrógeno generado tenga mucha diferencia. Este factor viene marcado por una incertidumbre debido a riesgos no controlables debido a factores sociopolíticos o regulatorios que condicionen los precios de la electricidad. En el apartado de sensibilidad se analizará el efecto que tienen diferentes precios de la electricidad en el valor del LCOH.

Además, existe la necesidad de verificar que la electricidad obtenida es de origen renovable para así poder garantizar que se genera hidrógeno verde. Para verificar la naturaleza de la electricidad consumida se puede realizar mediante la compra de GDOs o el acuerdo de un PPA con una planta renovable.

Los GDOs surgen, según el artículo 13 de la Directiva 2009/28/CE, *“con el fin de certificar a los clientes finales el porcentaje o la cantidad de energía procedente de fuentes renovables*

de una estructura de abastecimiento energética del proveedor de energía” [PARL09]. Estos instrumentos permitirían a la planta de generación verificar que su consumo de electricidad es renovable y por lo tanto garantizar que se produce Hidrógeno Verde.

Por otro lado, tenemos el PPA o Power Purchase Agreement que “es un acuerdo o contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable y un consumidor.” [IBER_] Estos acuerdos a largo plazo permitirán que la planta esté suministrada con electricidad proveniente de una fuente de energía renovable.

2.2 CONFIGURACIÓN CON PLANTA AISLADA

En este modelo de producción tenemos el electrolizador conectado a una planta renovable dedicada al suministro únicamente del electrolizador. Los flujos económicos y eléctricos quedan definidos en los siguientes sentidos:

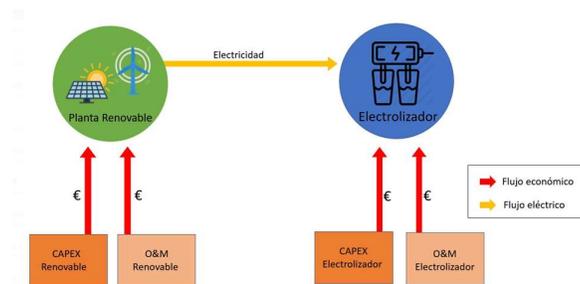


Ilustración 4; "Esquema de la configuración con planta aislada"

En esta configuración es importante destacar la relevancia de dimensionar la capacidad de la planta dedicada, ya que esto marcará el factor de carga del electrolizador. Otro factor a tener en cuenta es que tipo de planta renovable se emplea, se podría conectar a una planta solar fotovoltaica, eólica, solar térmica, etc. Dependiendo del tipo de planta se puede obtener diferentes factores de carga y horas útiles que sería de gran relevancia a la hora de calcular el LCOH de esta configuración.

2.2.1 VENTAJAS

En esta configuración encontramos que los “*operational expenses*” a lo largo del año son más reducidos que los de la configuración fija porque la generación no depende del consumo eléctrico, y por consecuencia de su precio. Otro factor relevante es que se conoce que la electricidad que consume el electrolizador es verde en su totalidad permitiendo así garantizar que la totalidad de la producción es hidrógeno verde.

2.2.2 DESVENTAJAS

Por otro lado, en este modelo encontramos las siguientes desventajas:

- El CAPEX de esta configuración es más elevado que en el caso anterior debido a que no solo hay que hacer frente al coste del electrolizador sino también al de la planta renovable dedicada o incluso al del sistema de almacenamiento, aunque no se considere en este caso. Debido a que mayor capacidad mayor inversión es muy importante dimensionar la planta de forma óptima de acuerdo a la capacidad del electrolizador.
- Las horas útiles en las que generan electricidad las plantas renovables es limitada debido a que están acotadas a la disponibilidad del recurso renovable en el emplazamiento donde se sitúe la planta, ya sea sol o viento. Esto repercute en que el electrolizador no trabaje con un factor de carga muy elevado. Además, el factor de carga no será constante debido a la variabilidad de la generación de la planta renovable generando así cierta incertidumbre en la producción total. Esta incertidumbre sería un problema en caso de que se requiera una alta disponibilidad de hidrógeno verde, como ocurre en algunos procesos industriales.
- Debido a que la planta de generación está aislada de la red existe la posibilidad de que se generen vertidos eléctricos, estos son excedentes de la electricidad generada que no puede consumir el electrolizador en situaciones en las que ya está trabajando al 100% del factor de carga. Debido a que no hay conexión a la red este excedente se pierde resultando en una pérdida de eficiencia en el modelo de generación. Para paliar estas situaciones se podrían instalar baterías para así almacenar dichos residuos y entregarlos al electrolizador cuando este no esté en un 100% de factor de carga o cuando la planta renovable no se encuentre generando electricidad, a costa de aumentar el CAPEX.

2.3 CONFIGURACIÓN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

Esta configuración es una combinación entre las dos configuraciones previas. Por lo que se tiene una planta renovable que suministra electricidad al electrolizador por un lado y la Red Eléctrica suministrando al electrolizador para así garantizar altos niveles de factor de carga. Por lo tanto, se tiene que el electrolizador consume tanto de la planta dedicada como de la

red. Al igual que la configuración con planta aislada, la forma en la que se dimensiona la planta renovable será muy relevante para esta configuración. Las interacciones del electrolizador y de las otras instalaciones quedan de la siguiente forma:

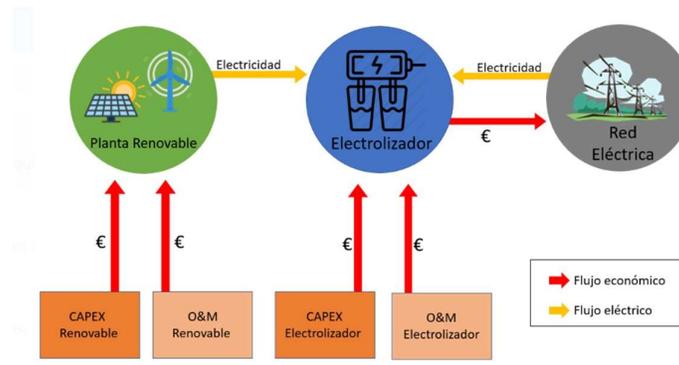


Ilustración 5: "Esquema de la configuración sin excedentes"

2.3.1 VENTAJAS

Al combinar las dos configuraciones anteriores se pueden extraer ventajas muy similares a las anteriormente expuestas:

- Como esta configuración tiene la posibilidad de poder suministrarse de la red, permite que en los momentos en los que la planta renovable no pueda generar la suficiente electricidad como para satisfacer la demanda del electrolizador se obtenga la electricidad del sistema eléctrico, garantizando así un alto factor de carga.
- De igual forma, se puede permitir no sobre dimensionar la planta dedicada y así lograr una menor inversión de CAPEX ya que para mantener el factor de carga a un alto nivel se puede obtener la electricidad de la red.
- Como sucede en la configuración con planta aislada, al no poder inyectar los excedentes a la red se producen vertidos eléctricos.

2.3.2 DESVENTAJAS

Ya que combina los dos modelos de producción de hidrógeno verde que se han comentado previamente, encontramos similitudes en las desventajas de esta configuración:

- Como se sigue requiriendo electricidad de la red, se continúa realizando un alto gasto en OPEX aun habiendo realizado la correspondiente inversión en la planta renovable.

- De nuevo, encontramos los mismos problemas para verificar que la energía consumida es renovable. Teniendo que recurrir a acuerdos de suministro con renovables o a la compra de GDOs.

2.4 CONFIGURACIÓN DE AUTOCONSUMO CON VENTAS DE EXCEDENTES

Los agentes que participan en esta configuración son los mismo que en la configuración Híbrida suministrada por la red solo que la función de la red varía en esta situación. Esta configuración consiste en una planta renovable dedicada que es la única fuente que suministra electricidad al electrolizador y que está conectada a la red para volcar el remanente de la electricidad generada. Por lo tanto, tenemos la configuración de autoconsumo, pero en este caso podemos emplear los vertidos eléctricos para generar un beneficio adicional a la planta a través de la venta de la potencia generada. Los flujos económicos y eléctricos son los siguientes:

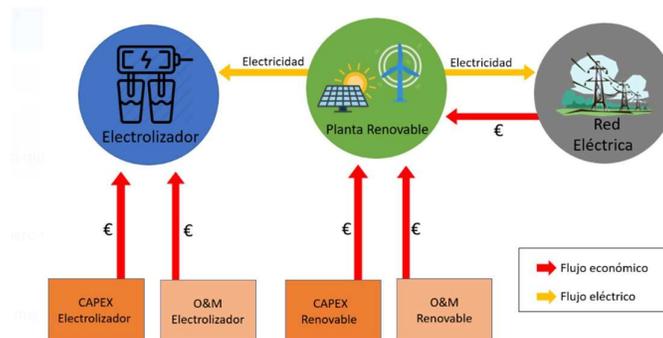


Ilustración 6: "Esquema de la configuración de autoconsumo con venta de excedentes"

Este hecho permite sobre dimensionar la planta dedicada ya que como el excedente se vende se consigue paliar las pérdidas de ineficiencia que sí se tendrían en el modelo de autoconsumo.

2.4.1 VENTAJAS

Este modelo engloba ventajas que encontramos cuando tenemos una planta dedicada aislada y las ventajas que se derivan de tener conexión a la red:

- Debido a que la electricidad se obtiene directamente de una planta renovable no se requiere de instrumentos como los PPAs o GDOs para garantizar que la generación de hidrógeno es verde.
- La posibilidad de obtener un ingreso del remanente de la producción permite que a la hora de planificar la inversión se prefiera un mayor CAPEX y así un mayor ingreso en las horas punta y un mayor factor de carga en las horas valle. Logrando así maximizar la producción de hidrógeno verde.

2.4.2 DESVENTAJAS

Entre las desventajas de esta configuración, que son muy semejantes a las de la configuración de autoconsumo, encontramos las siguientes:

- Se requiere una inversión en CAPEX más elevada que en el modelo de autoconsumo. Esta inversión puede ser menor o igual que cuando no se tiene conectada la planta renovable a la red, pero sería menos eficiente. Esto se debe a que una ventaja de este modelo es el hecho de que se pueden buscar factores de carga más altos ya que se tiene una planta dedicada de mayor tamaño.
- En algunas situaciones se siguen teniendo factores de carga bajos, ya que, aunque la planta dedica tenga una capacidad mucho mayor que el electrolizador pueden existir instantes en los que la planta no genere lo suficiente como para satisfacer un factor de carga alto.

2.5 CONCLUSIONES DE LA CARACTERIZACIÓN

A continuación, se adjunta una tabla ilustrativa a modo de resumen con las ventajas y desventajas que hay para cada una de las configuraciones que se van a analizar:

Concepto	Sin planta dedicada	Con planta aislada	Autoconsumo sin excedentes	Autoconsumo con venta de excedentes	
CAPEX Renovables					<div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 10px;"> <div style="display: flex; align-items: center;"> Presencia nula</div> <div style="display: flex; align-items: center;"> Presencia moderada</div> <div style="display: flex; align-items: center;"> Presencia significativa</div> </div>
O&M Renovables					
Electricidad					
Peajes y cargos					
Vertidos eléctrico					
Ingresos	No	No	No	Sí	

Tabla 1: "Resumen ilustrativo de la caracterización de las configuraciones"

Una vez realizado este ejercicio de análisis de las posibles configuraciones que se pueden adoptar a la hora de producir hidrógeno verde a través de electrólisis extraemos las siguientes conclusiones que serán útiles para los siguientes apartados de este trabajo:

- Cada uno de los modelos tiene una finalidad principal ya sea maximizar el factor de carga y por ende la producción de hidrógeno o reducir los gastos en OPEX para así tener un menor valor del LCOH.
- Una variable a tratar a la hora de analizar las configuraciones que tienen una planta renovable dedicada es qué tipo de tecnología renovable se va a emplear. Esto es un factor muy relevante para garantizar la mayor cantidad de horas útiles en el emplazamiento correspondiente. La producción será diferente con una planta solar fotovoltaica, con una eólica o con una mixta entre solar fotovoltaica y eólica. Luego además existen otras plantas dedicadas como podrían ser termo solar o biomasa, pero no se estudiarán en este proyecto debido a que la mayoría de los proyectos existentes optan por alguna de las tecnologías anteriores.
- Otra variable muy relevante para cada una de las configuraciones es la capacidad de la planta dedicada ya que va a marcar la inversión inicial, a través del CAPEX, los posibles ingresos de la planta o los gastos en OPEX, en forma de tarifa eléctrica u O&M, para lograr factores de carga altos.

Capítulo 3. MODELIZACIÓN A TRAVÉS DE UNA HOJA DE CÁLCULO

En esta parte del TFG se van a analizar las diferentes configuraciones que se han propuesto en la caracterización, mediante una hoja de cálculo. Los objetivos que se buscan en este apartado son los siguientes:

- Modelizar cada una de las configuraciones que las variables obtenidas de la caracterización.
- Obtener valores de producción de hidrógeno y del LCOH para utilizarlos en los apartados siguientes.
- Realizar un análisis de sensibilidad de cada uno de los modelos a los parámetros más relevantes de cara al cálculo del LCOH.

3.1 HIPÓTESIS Y DATOS DE ENTRADA COMUNES A TODAS LAS CONFIGURACIONES

Para la correcta estimación de la producción de hidrógeno verde y su LCOH se van a realizar las siguientes hipótesis:

1. Para todas las configuraciones, sensibilidades, análisis y casos prácticos se utilizará un electrolizador PEM de 100 MW.
2. Se ajustará la ubicación a una planta dedicada en La Janda, una comarca de la provincia de Cádiz. Se sitúa el cálculo en este emplazamiento debido a que es una zona muy favorable debido a los altos índices de radiación y al viento. Esto permitirá que los precios obtenidos del LCOH sean más competitivos. Además, en un apartado se llevará a cabo una comparación con otras zonas con diferentes características temporales, para así tener una visión más global. A continuación, se adjuntan dos imágenes que muestran los índices de radiación solar y de las velocidades del viento promedias:

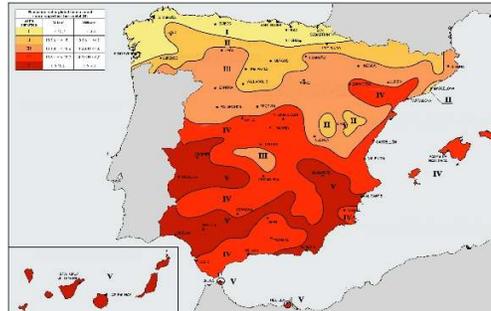


Ilustración 8: "Mapa de calor de España – Fuente de Efimarket"

UMBRALES DE RACHA MÁXIMA DE VIENTO (km/h) POR ZONAS PROVINCIALES SEGÚN LOS COLORES ASIGNADOS EN EL MAPA, CORRESPONDIENTE A LOS NIVELES AMARILLO | NARANJA | ROJO

Umbral de racha máxima de viento (km/h)

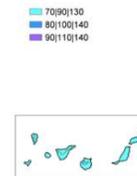


Ilustración 7: "Mapa de viento de España – Fuente de Protección Civil"

- CAPEX del electrolizador: Este valor representa el coste de la inversión para la adquisición y puesta en marcha de un electrolizador. En el informe de Repsol y Malango (s.f) se toma que para un electrolizador de 100 MW el coste de dicha inversión será de 1200 €/kW. Este valor cuadra además con un informe de IRENA, *Green Hydrogen cost reduction*, en el que se establece que el precio de cada kW de capacidad de un electrolizador PEM ronda entre los 700€ -1400€ para electrolizador de más de 10 MW. Siendo este valor el que toma Repsol en el informe "*Low Carbon Day: Estrategia en el negocio de Hidrógeno*".
- CAPEX de las plantas renovables: A diferencia que para el CAPEX del electrolizador los costes de la inversión de las plantas dedicadas están más establecidos y se tomará 800.000 €/MW para la planta fotovoltaica y del 950.000 €/MW para la eólica, sacado del plan estratégico de Enerfín.
- Los costes anuales de O&M utilizados serán del 4% del coste del CAPEX para el electrolizador y del 3% del CAPEX para la planta renovable, ya sea fotovoltaica o eólica. Estos valores son aproximaciones que se encuentran en el sector energético. A la suma de este valor se le aplicará una anualidad con un valor del 7% de WACC. Además, se le da una vida útil al electrolizador de 20 años y a la planta renovable una vida útil de 25 años.
- Peajes y cargos: Para modelizar de forma precisa aquellas configuraciones que tomen electricidad de la red se han tomado los precios de los peajes y los cargos para el 2022. Para ello se debe tomar unas características de suministros que van asociadas a la tensión del receptor. En este caso al tratarse de un electrolizador con una capacidad muy alta, 100 MW, se tomará la tensión del electrolizador está entre 72,5 kV y los 145 kV, correspondiendo al peaje de alta tensión 6.3 TD y segmento tarifario 5.

Para simplificar el modelo se van a eliminar los términos de potencia asociados a los peajes y cargos ya que, para una potencia fija del electrolizador, se puede asumir que este coste no varía con la operación de la planta y por tanto es un coste común a todos los escenarios que no afecta a la comparativa, excepto para la configuración de planta aislada.

Dichos términos de energía van regularizados en el Boletín Oficial del Estado y se encuentran en las siguientes disposiciones:

- Peajes: Los importes de los peajes para cada una de las horas del año los encontramos en la Disposición 21208 del BOE núm. 305 de 2021 siendo estos importes los siguientes en €/kWh:

Segmento tarifario	Término de energía de los cargos (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
5	0,008507	0,006302	0,003403	0,001701	0,001091	0,000681

Tabla 2: "Término de energía de los peajes eléctricos"

- Cargos: Por otro lado, el coste de este término se encuentra en la Disposición 21794 del BOE núm. 313 de 2021 siendo los siguientes precios en €/kWh:

Segmento tarifario	Término de energía de los peajes (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
5	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235

Tabla 3: "Término de energía de los cargos eléctricos"

- En los Excels que se adjuntan para justificar las gráficas y tablas que se emplean se tratarán estos términos de energía de forma conjunta bajo el título "Peajes y cargos" están en €/kWh, aunque para los cálculos se pasan a MWh ya que las cantidades se miden en MWh. En la Tabla 4 se encuentran los términos como se encontrarán en las hojas de cálculo:

Segmento tarifario	Término de energía de los peajes y cargos (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
5	0,016281	0,012817	0,007320	0,003581	0,001326	0,000916

Tabla 4: "Término total de energía de los peajes y cargos"

- Para la obtención de los perfiles de generación de las plantas renovables, se utilizará la página web: <https://www.renewables.ninja>. Esta página web requiere de los siguientes parámetros para entregar una potencia generada para cada hora a lo largo del año tanto como para solar como para eólica:
 - Latitud
 - Longitud
 - Data set: Se tomará MERRA-2 que es una base de datos temporales global proporcionada por la NASA. La otra opción es CM-SAF SARAH que es una base de datos europea y de mayor precisión, pero data del 2015, por ello se emplea MERRA-2 que está más actualizada.
 - Año: 2019 es el único disponible para MERRA-2
 - Capacidad de la planta renovable: Variable para cada caso de análisis

3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presentan y analizan los resultados obtenidos para cada uno de los modelos que se han realizado por separado para después realizar un análisis conjunto. Esta comparativa nos permitirá realizar un estudio cuantitativo sobre los modelos para así extraer conclusiones de cara a establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la producción.

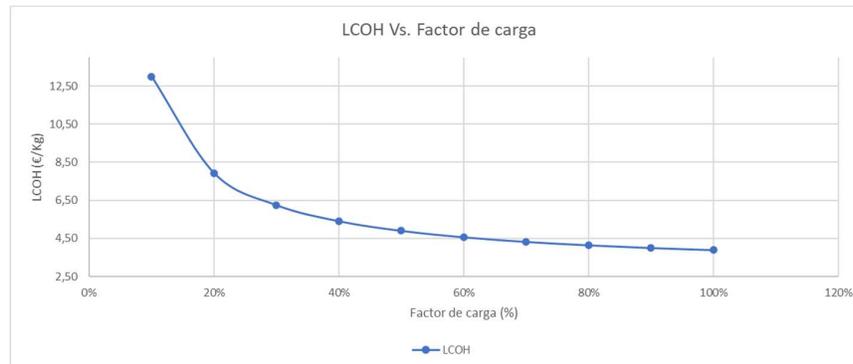
3.3 CONFIGURACIÓN SIN PLANTA DEDICADA

Esta configuración se podría decir que es la configuración más “sencilla” ya que únicamente consta de un electrolizador conectado a la red. Por lo tanto, se analizará el funcionamiento de esta configuración para diferentes casos siendo las principales variables el factor de carga del electrolizador, el precio de la electricidad y los peajes y cargos de la red. En este caso el factor de carga actúa como una entrada ya que es el valor que se fija, frente al resto de las configuraciones en las que es una salida.

3.3.1 LCOH EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CARGA

Debido a que esta configuración solo depende de la red una variable que va a condicionar significativamente la toma de decisión va a ser el factor de carga de trabajo del electrolizador ya que esta elección va a condicionar el consumo de electricidad y por lo tanto el OPEX de la planta y va a marcar la producción de la planta.

En la Gráfica 3 se puede ver cómo evoluciona el LCOH tomando los precios horarios del mercado diario publicados por el OMIE en 2019 y el coste de los peajes y cargos actualizado, que son los que se aplican actualmente. Esta situación es aquella en la que se tiene una demanda fija hidrógeno verde a nivel horario, es decir, se trabaja con el mismo factor de carga en todas las horas del año para así garantizar un suministro constante:



Gráfica 3: "LCOH en función del factor de carga"

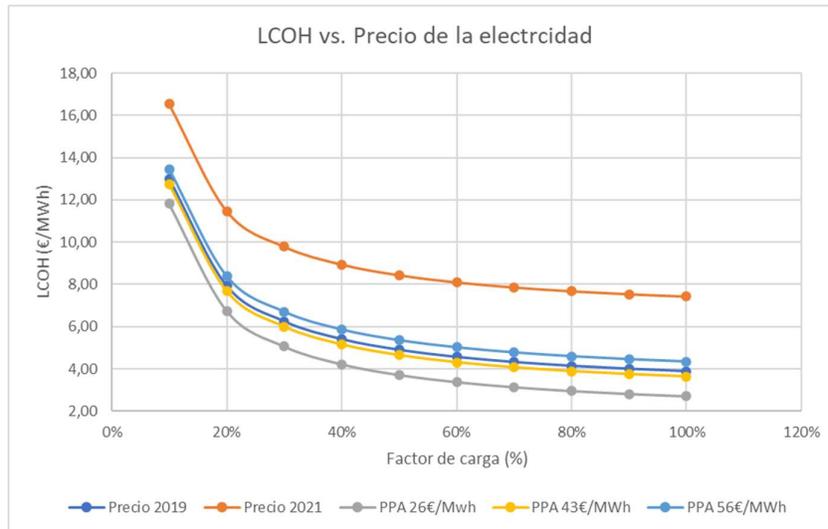
Como se puede observar en esta configuración se alcanza un mínimo valor del LCOH cuando se trabaja a un factor de carga igual al 100% y según se disminuye este valor observamos un crecimiento exponencial. Únicamente se calcula hasta el 10% ya que como se ha comentado en las premisas de estos cálculos se supone que a un 10% del factor de carga no se trabaja. En este escenario se asume que se pueda obtener el 100% del factor de carga a través de energía renovable, caso bastante improbable en el corto plazo pero realizable en 2050 si se alcanzan los objetivos.

3.3.2 LCOH EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Como se ha comentado anteriormente, el precio de la electricidad representa un condicionante muy relevante a la hora de establecer la estrategia de producción de hidrógeno verde. Por lo tanto, en este apartado se va a observar que sucede cuando se tienen diferentes precios de electricidad. Los escenarios a analizar serán los siguientes:

- Escenario de los precios de 2019.
- Escenario de los precios de 2021.
- Escenario de acuerdo PPA 26 €/MWh, precios que se han establecidos a los PPAs hace pocos años.
- Escenario de acuerdo PPA 43 €/MWh, precio de los PPAs eólicos que se han visto en el primer trimestre de 2022.
- Escenario de acuerdo PPA 56 €/MWh, escenario futuro de acuerdos PPAs si el precio de la electricidad se mantiene a estos niveles.

Los resultados obtenidos se pueden observar en la Gráfica 4 que al igual que en el apartado anterior se ha obtenido a través de establecer una demanda fija para todas las horas y funcionando hasta el 10% del factor de carga:



Gráfica 4: "LCOH en función del precio de la electricidad"

Una observación de interés en este gráfico es que a partir del 50% del factor de carga la pendiente del LCOH disminuye, esto se debe a que conforme se va aumentando la producción, el CAPEX y el O&M se distribuyen entre más kilogramos producidos.

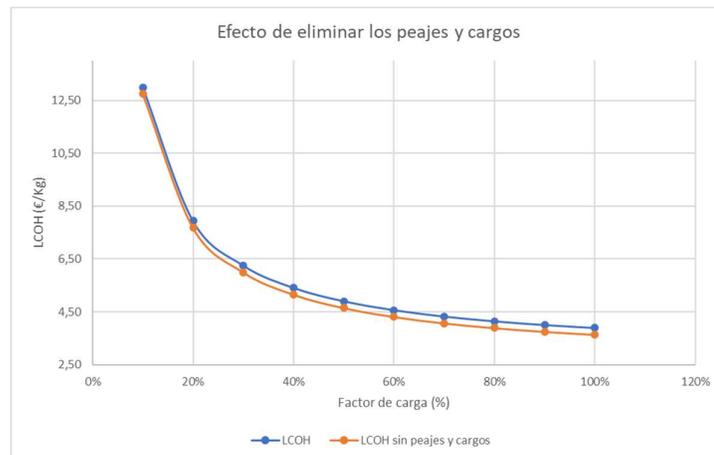
En este gráfico podemos ver las curvas del LCOH según variamos el coste de la electricidad. Como era de esperar el precio unitario del Kg producido más barato se logra a través de un acuerdo PPA de 26€, seguido del PPA de 43 €/MWh. Como el precio medio de 2019 es de 47,68 €/MWh vemos que queda por encima de un posible acuerdo PPA futuro de 56 €/MWh. Por último, el LCOH se ve altamente distorsionado si se toman los precios de 2021, que tuvieron un promedio de 111,93 €/MWh.

Debido a que esta configuración es muy sensible al precio de la electricidad se deben de buscar y fomentar acuerdos de PPA a precios que permitan que el hidrógeno verde producido sea competitivo con las otras opciones. Obtener la electricidad del pool podría ser viable y asumible si se evoluciona hacia un rango de precios del 2019, ya que si se mantienen los

precios de 2021 la diferencia de 3,53 €/MWh al trabajar a un factor de carga del 100% es difícilmente reducible.

3.3.3 LCOH SI SE ELIMINAN LOS PEAJES Y CARGOS DE LA RED

Otro escenario que arroja la relevancia que tiene el Estado a la hora de incentivar la producción de hidrógeno verde sería la supresión de los peajes y cargos del Sistema Eléctrico Español. Esta medida afectaría positivamente la generación de hidrógeno ya que permitiría alcanzar valores menores del LCOH ya que estos forman parte del OPEX de la planta de generación. Los resultados obtenidos son los siguientes:



Gráfica 5: "Efecto en el LCOH al eliminar los peajes y los cargos"

Como se puede observar la curva verde, LCOH sin peajes y cargos, ha sufrido un desplazamiento vertical. Este efecto es de 0,25 €/Kg de hidrógeno producido para todos los factores de carga. Este efecto, aunque en términos absolutos es igual para todos los factores de carga, es interesante observar la variación relativa que hay con respecto a los valores del LCOH iniciales. En la Tabla 5 se observa el efecto relativo que se obtiene al dividir el margen que se ha reducido entre el valor del LCOH anterior:

Factor de carga	LCOH general	LCOH sin peajes	Margen €/kg	Ahorro Relativo (%)
100%	3,89	3,63	0,254	6,52%
90%	4,00	3,75	0,254	6,34%
80%	4,14	3,89	0,254	6,12%
70%	4,32	4,07	0,254	5,87%
60%	4,56	4,31	0,254	5,56%
50%	4,90	4,65	0,254	5,17%
40%	5,41	5,15	0,254	4,69%
30%	6,25	6,00	0,254	4,06%
20%	7,94	7,68	0,254	3,19%
10%	13,00	12,75	0,254	1,95%

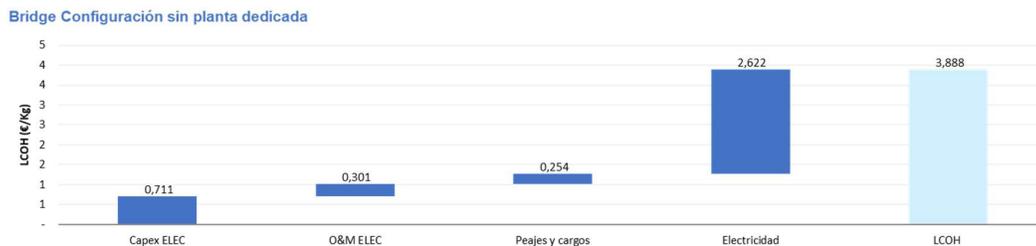
Tabla 5: "Efecto de eliminar los peajes y cargos eléctricos"

De esta forma observamos que la eliminación de los peajes y los cargos afecta significativamente a aquellas plantas que están trabajando a un factor de carga mayor. Siendo esto una razón añadida para tratar de trabajar a factores de carga altos.

3.3.4 BRIDGE ANÁLISIS PARA UN FACTOR DE CARGA DEL 100%

Para ilustrar de manera más significativa los factores que componen el LCOH de esta configuración se procede a realizar un análisis tipo bridge. Debido a que la evolución del LCOH va a ser muy semejante en todos los factores de carga con la única diferencia en que el coste de la electricidad va a tener menos relevancia pasamos a analizar la situación en la que se busca maximizar la producción

Los resultados son los siguientes:



Gráfica 6: "Análisis Bridge de la Configuración sin planta dedicada"

Como se puede observar de forma más ilustrativa, el coste de la electricidad que consume el electrolizador corresponde con el input de mayor valor al LCOH resultante, seguido por el CAPEX incurrido en la planta. En tercer lugar, encontramos el O&M que se incurre en la planta anualmente. Los peajes y los cargos no son excesivamente relevantes ya que

únicamente afectan en hasta 0,254 €/Kg el valor del LCOH. De ahí que como se había comentado en el análisis anterior, eliminar los peajes y los cargos no supone una reducción significativa pero afecta al precio.

En este caso en el que se han tomado los precios spot de 2019, la gráfica nos muestra la importancia de tratar de abordar el asunto del coste de la electricidad ya que si se quieren buscar precios más competitivos es indispensable reducir su efecto económico en el precio final.

3.3.5 PRECIO MÍNIMO DE TRABAJO PARA CADA FACTOR DE CARGA

A continuación, se va a realizar un estudio que representa la situación en la que se busca ver el precio máximo de producción de hidrógeno para una cantidad de kg de hidrógeno al año establecida a través de factor de carga. Esta situación tiene sentido porque la operación de la planta puede ser flexible para suministrar una demanda contratada y más aún si se tuviese en cuenta la posibilidad de almacenar

Para ello se van a tomar los precios de la electricidad de 2019 y se va a permitir que el electrolizador opere las horas óptimas para alcanzar dicho objetivo. En las horas en las que genere hidrógeno se tomará el 100% como nivel de carga horario. Los precios máximos obtenidos son los siguientes:

Factor de carga (%)	LCOH (€/Kg)	Precio máximo (€)
100%	3,89	74,74
90%	3,87	59,24
80%	3,91	55,64
70%	4,00	53,10
60%	4,14	50,95
50%	4,38	48,95
40%	4,76	46,37
30%	5,47	43,73
20%	6,96	40,10
10%	11,53	35,00

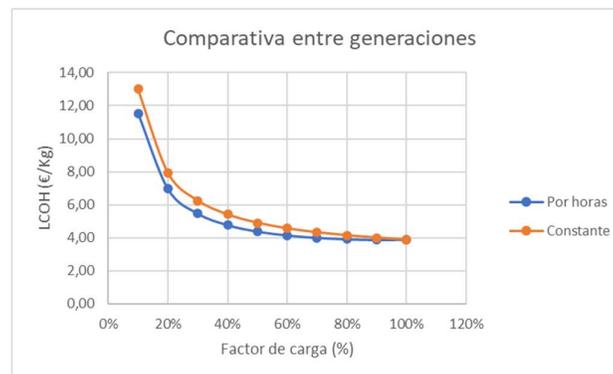
Tabla 6: "Precio máximo para cada factor de carga según los precios eléctricos de 2019"

Este análisis nos permite analizar no solo el LCOH, sino que también muestra lo determinante que es el precio de la electricidad para la generación de hidrógeno. Esto

significa que, aunque se opere con factores de carga bajos y el precio máximo sea bajo no se logra un menor LCOH ya que la producción no cubre los gastos de inversión ni los de mantenimiento de la planta. Esta situación corresponde a un caso en el que la demanda se puede satisfacer con un factor de carga del electrolizador bajo y por ello se podría operar cuando los precios de la electricidad fuesen bajos.

Esta forma de generación es más óptima que la demanda constante a lo largo de todas las horas ya que al poder elegir las horas en las que se produce se logran precios más competitivos.

Esta diferencia se puede observar en la Gráfica 7: "Comparativa entre formas de generar hidrógeno verde a través con la configuración fija", para horas cercanas a un factor de carga del 100% no hay casi diferencia, esto se debe a que ya se está operando en muchas horas por encima de la media. Sin embargo, según va disminuyendo el factor de carga la diferencia es mucho mayor ya que se reducen las horas de generación en horas caras. Lo comentado anteriormente se puede observar en la Gráfica 7 que se muestra:

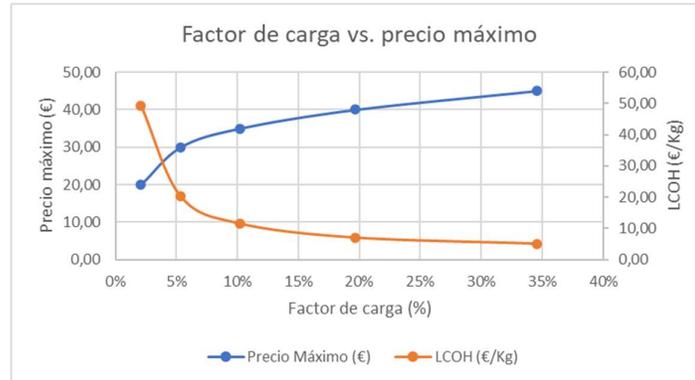


Gráfica 7: "Comparativa entre formas de generar hidrógeno verde a través con la configuración fija"

3.3.6 FACTOR DE CARGA GENERAL EN FUNCIÓN DE UN PRECIO LÍMITE

Esta práctica nos va a permitir hallar un factor de carga en función del precio límite al que quiera operar. Esta situación se podría asemejar a una planta de producción de hidrógeno

verde que busque generar al menos precio posible. De forma semejante a cómo operan las bombas de las plantas hidráulicas.



Gráfica 8: "Factor de carga que se alcanza poniendo un precio límite de operación y su LCOH resultante"

Como se puede observar en la **Error! Reference source not found.** conforme aumentamos el precio máximo tenemos un precio menor de LCOH que se asemeja a los valores que se han calculado previamente. Lo interesante de este análisis es la forma en la que disminuye el LCOH cuando pasamos de un precio máximo de 20€/MWh a un precio de 30€/MWh.

Debido a que esta disminución es tan significativa sería interesante potenciar la generación de hidrógeno de plantas que funcionen a precios bajos a través de la subvención del CAPEX para permitir que se parta de un punto más favorable pero solo para valores bajos de factor de carga a lo largo del año.

*Nota: Tenga en cuenta que este factor de carga es a lo largo de año pero que cuando se está generando el electrolizador trabaja al 100% por ello se pueden obtener factores de carga menores al 10%.

3.4 CONFIGURACIÓN PLANTA AISLADA

Esta configuración consiste en una planta dedicada conectada únicamente al electrolizador. Por ello, encontramos que al no haber almacenamiento de la electricidad y debido a la

necesidad de sobredimensionar la planta para obtener unos grados de carga y LCOH aceptables se generan unos vertidos eléctricos que no se pueden utilizar en la producción de hidrógeno. Además, otra consecuencia de esta configuración es que no es posible alcanzar altos factores de carga al depender solo de la generación de la planta dedicada.

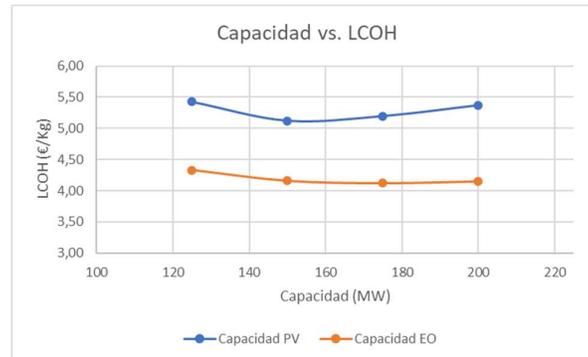
A continuación, se van a realizar diversos estudios, análisis y sensibilidades para observar las principales características de esta configuración.

3.4.1 LCOH EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD

En esta configuración como se puede ver en la caracterización, al haber considerado un perfil de producción proporcional a la potencia instalada, depende solo de la capacidad de la planta dedicada que se instala para suministrar electricidad al electrolizador. Este valor va a afectar directamente en la producción de hidrógeno verde y va a condicionar el rendimiento de la planta ya que se van a generar vertidos eléctricos.

Por ello se va a comparar como afectan las diferentes tecnologías de generación renovable y sus capacidades. En este caso, al igual que en el resto tendremos plantas dedicadas solares fotovoltaicas y eólicas.

Primero, es interesante analizar como varía el precio del LCOH en función de la capacidad de la planta dedicada. En esta situación se va a establecer la premisa de que debido a razones de rendimiento el electrolizador no trabaja por debajo de un 10% de factor de carga y que a partir del 10% su rendimiento es constante. En la **Error! Reference source not found.** se observan los siguientes resultados:



Gráfica 9: "Efecto de la capacidad de la planta renovable en el LCOH"

Es muy relevante observar que según aumentamos, la capacidad de la planta al principio se consiguen valores más bajos de LCOH hasta una proporción de 1,5 MW renovables/ MW electrolizador para las plantas solares fotovoltaicas y de una proporción de 1,75 para las plantas eólicas.

Para poder ver el efecto de la capacidad de forma más detallada para cada una de las formas de renovable, asociamos el valor del LCOH de las plantas eólicas a un eje secundario. Los resultados que se observan en la **Error! Reference source not found.** reflejan que para lograr un valor de LCOH mínimo no se tiene que dimensionar a valores que den una proporción mayor del 2 MW renovables/ MW electrolizador.

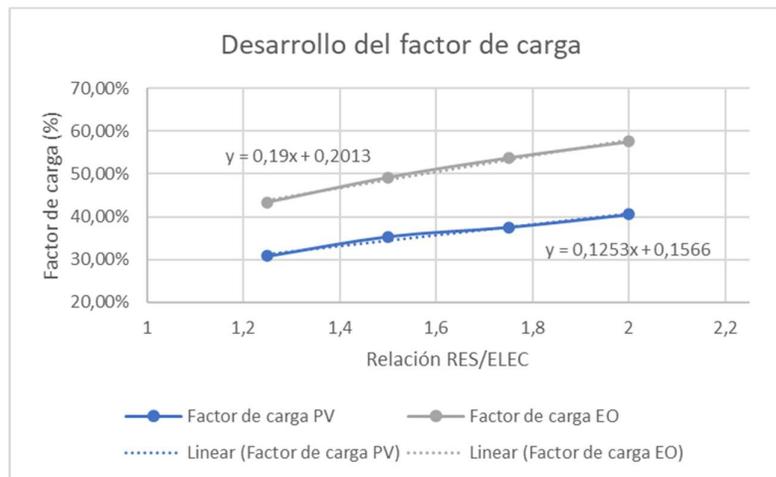
Si se observa la gráfica se ve que los valores del LCOH obtenidos en las plantas eólicas son menores que los de las plantas PV. Esto se debe a que en las plantas fotovoltaicas se alcanzan altas generaciones de electricidad, pero solo por el día. Mientras que las plantas eólicas al trabajar en todo momento logran que se generen más kilogramos de hidrógeno gracias a que el electrolizador puede alcanzar más horas equivalentes.

Por otro lado, observamos que en las plantas eólicas hay una diferencia muy significativa entre aquella con capacidad de 125 MW si se compara con los LCOHs obtenidos por las otras plantas con una diferencia de hasta 0,18 €/Kg. Esto se debe a que al pasar a plantas de más de 125 MW se logran factores de carga más altos ya que no solo se genera más electricidad por el hecho de tener mayor capacidad, sino que también se logra que haya

menos horas en las que se esté por debajo del mínimo grado de carga del electrolizador (10%).

3.4.2 FACTOR DE CARGA EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD

A priori se podría esperar que el factor de carga se desarrollase de manera semejante a la que varía la capacidad instalada en las plantas, pero debido a que se generan vertidos eléctricos y se encuentran horas en las que se trabaja por debajo del 10% del factor de carga se va a observar que no se sigue un crecimiento proporcional.



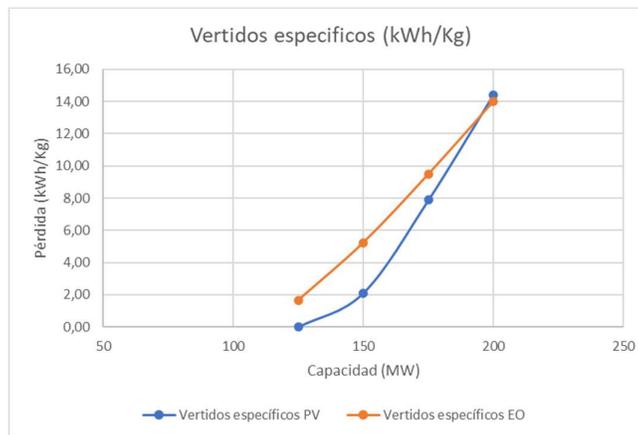
Gráfica 10: "Factor de carga del electrolizador en función de la relación de capacidad"

Como podemos observar en la Gráfica 10, los factores de carga del electrolizador tienen unos crecimientos casi proporcionales no llegan a seguir el desarrollo que siguen las plantas. Esto confirma lo comentado, debido a que se generan vertidos eléctricos y a que hay horas en las que se trabaja por debajo del 10% dan lugar a este desarrollo.

De forma esperada, los factores de carga del electrolizador cuando se emplean aerogeneradores son superiores a los obtenidos con placas solares, ya que como las plantas PV únicamente operan durante el día solo pueden alcanzar un máximo 4380 horas de funcionamiento del electrolizador, en el mejor de los casos, sin tener en cuenta que habrá horas en las que no se estará entregando electricidad suficiente para superar el mínimo factor de carga del electrolizador.

3.4.3 PÉRDIDA DE EFICIENCIA POR LOS VERTIDOS ESPECÍFICOS

Como se comentó en la caracterización de cada una de las configuraciones, una desventaja de este modelo es que se generan vertidos eléctricos. Esta pérdida de electricidad debida a la incapacidad del electrolizador de consumirla porque ya se encuentra al 100% del factor de carga hace que exista una pérdida de rendimiento en la planta de generación de hidrógeno. Como es de esperar a mayor capacidad de la planta dedicada, mayores vertidos. Pero es interesante analizar cómo se desarrolla la relación entre los vertidos y la capacidad de la planta renovable en función a la producción. Es decir, cuantos kWh se pierden al producir 1 Kg de hidrógeno verde. La Gráfica 11 nos muestra la relación entre la capacidad y este cociente:



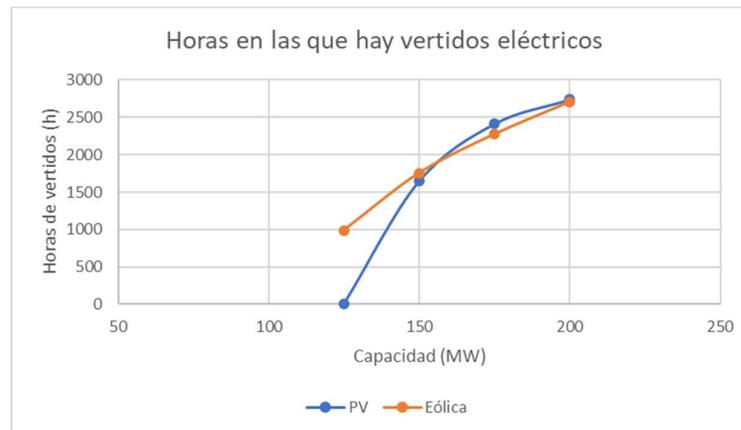
Gráfica 11: "Vertidos específicos en función de la capacidad de la planta renovable"

Como se puede observar, las plantas dedicadas solares optimizan en mayor cantidad la electricidad generada. Especialmente, para una planta de 150 MW solar y otra planta de la misma capacidad, pero eólica, hay una diferencia de 3,14 kWh/Kg. Este valor a priori puede parecer insignificante, pero al compararlo con el rendimiento del electrolizador, que es 55 kWh/Kg, vemos que representa el 5,7% de la electricidad necesaria para obtener 1 Kg de hidrógeno verde. Esto denota que, en la práctica, la conexión a la red puede ser muy interesante, como se verá en la configuración de autoconsumo con venta de los excedentes.

Por otro lado, si observamos cuando las plantas tienen una capacidad de 200 MW, la planta solar sobrepasa a la eólica esto se debe a que durante el día genera más de 100 MW fácilmente. De aquí surge otro KPI que es interesante analizar que son las horas en las que la planta dedicada genera vertidos eléctricos. En la **Error! Reference source not found.** y la Gráfica 12 se puede observar dicha información.

Horas en las que se generan vertidos eléctricos		
Capacidad PV (MW)	Capacidad EO (MW)	Horas (h)
200	0	2736
175	0	2411
150	0	1646
125	0	4
0	200	2706
0	175	2274
0	150	1754
0	125	986

Tabla 7: "Resumen de las horas en las que se generan vertidos"



Gráfica 12: "Desarrollo de las horas en las que hay vertidos según varía la capacidad de la planta renovable"

Esta información verifica que, a mayor capacidad, aunque la cantidad de horas en las que se generan vertidos no es mucho mayor en una configuración de mayor tamaño, la pérdida de eficiencia sí lo es ya que en esas horas se genera más electricidad.

Como se puede observar la Gráfica 12 se ve que con una planta solar de 200 MW la curva va atendiendo hacia una asíntota que serían las horas de sol. Pero en complemento con la

Gráfica 11 si se incrementa más la capacidad solar se vería que los vertidos específicos crecen casi exponencialmente.

Si observamos la curva de la eólica tiene un crecimiento que se aproxima a uno proporcional que casa con el aumento de la capacidad ya que al funcionar durante todo el día tendrá como asíntota un valor que ronde las 8760 horas.

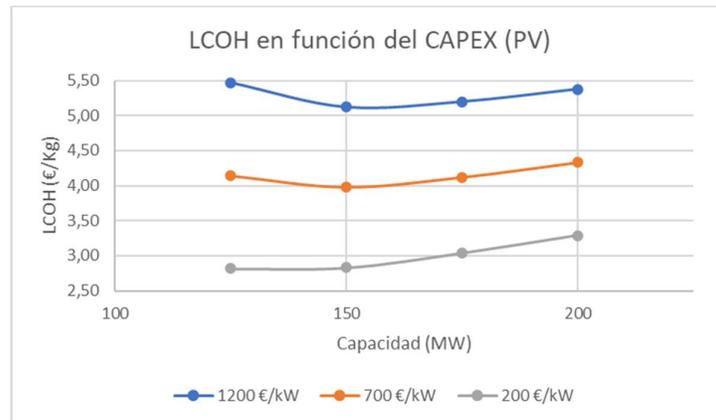
3.4.4 LCOH EN FUNCIÓN DEL CAPEX DEL ELECTROLIZADOR

El primer análisis de sensibilidad que se va a realizar para esta configuración consiste en ver como se ve afectado el LCOH en función del precio de la inversión que se tiene que realizar en el electrolizador. Este análisis es significativo ya que debido a que los electrolizadores son una tecnología muy reciente se espera que el precio del CAPEX (€/kW) se menor conforme avancen los años.

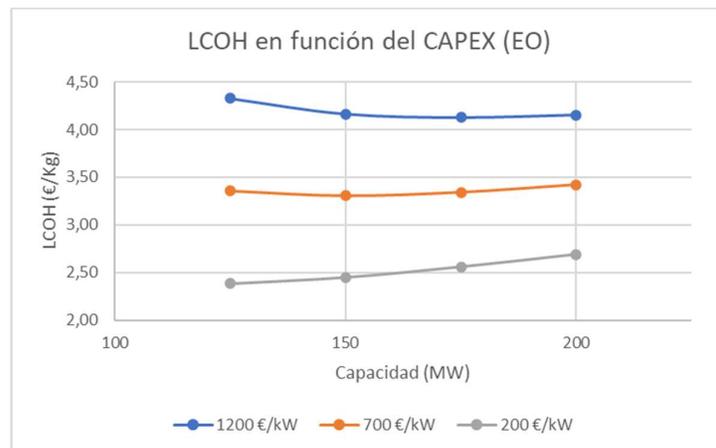
Esta situación se va a aplicar tanto a los escenarios solares como a los eólicos, aunque el efecto que se espera será semejante ya que al final consiste aproximadamente en un desplazamiento vertical de la curva del LCOH frente a las capacidades.

Para tomar unos valores futuros que se aproximen a una posible realidad futura, el CAPEX se ha tomado en función del informe “*Green Hydrogen Cost Reduction*” de IRENA.

Los valores que se van a establecer a los diferentes escenarios son un CAPEX de 1200 €/kW, de 700 €/kW y de 200 €/kW. En adición para justificar el valor de 1200 €/kW nos basamos en el informe de Repsol “*Estrategia de negocio de hidrógeno*” el 700 €/kW se toma por ser la cota inferior del rango y los 200 €/kW por ser el valor mínimo que se supone para 2050 según el informe de IRENA “*Green Hydrogen Cost Reduction*”. Los resultados de esta sensibilidad son los siguientes:



Gráfica 13: "Efecto del LCOH en función del coste del CAPEX para las plantas solares"



Gráfica 14: "Efecto del LCOH en función del coste del CAPEX para las plantas eólicas"

Como se puede ver en los resultados obtenidos en esta sensibilidad, el precio del CAPEX puede marcar un factor diferencial para lograr un precio del LCOH competitivo con las otras tecnologías y formas de obtener hidrógeno.

Además, podemos observar que no es un desplazamiento únicamente horizontal, sino que también permite que el mínimo valor se desplace hacia capacidades de planta dedicada menores. Debido a que al caer el CAPEX del electrolizador es más rentable el ahorro en inversión renovable, ya que no hace falta aumentar tanto la producción de hidrógeno para reducir el impacto de la inversión. Aunque se baje mucho el LCOH es necesario remarcar que los grados de carga también caen.

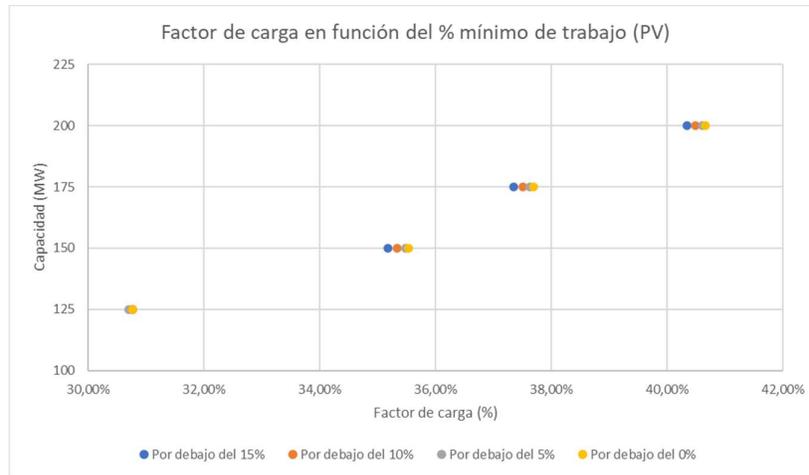
Esto vislumbra que según pasen los años y si se alcanzan las expectativas que establece IRENA en el informe “*Green Hydrogen cost reduction*” se podrían alcanzar LCOHs de 2,82 €/Kg y 2,38 €/Kg para las plantas PV y EO, respectivamente. Este valor sería solo con la disminución del CAPEX sin tener en cuenta un menor coste de O&M o una variación en el rendimiento del electrolizador.

3.4.5 SENSIBILIDAD AL GRADO DE CARGA MÍNIMO DEL ELECTROLIZADOR

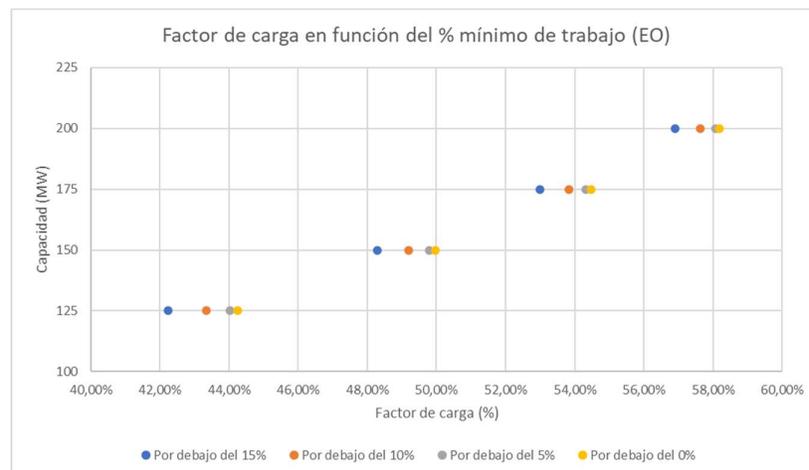
En este Trabajo se ha establecido que cuando el electrolizador se encuentre en un factor de carga inferior al 10% no se genera hidrógeno ya que la curva de rendimiento de un electrolizador opera de forma constante en factores de carga superiores a dicho valor.

Por ello, en este apartado se va a analizar qué sucedería si se trabajase de forma constante para factores de carga inferiores del 15%, del 10%, del 5% y del 0%. Esta suposición supondría que en casos futuros se lograría alcanzar curvas de rendimientos constantes antes del 10%. Esta sensibilidad es relevante ya que demuestra que la posibilidad de poder aprovechar en mayor medida los vertidos eléctricos permite disminuir también el LCOH.

Las variaciones en los factores de carga del electrolizador que afectan directamente de forma proporcional en la producción y por lo tanto en el LCOH son las siguientes. Para poder observar de manera más precisa esta variación se ha dividido en dos gráficas, siendo la Gráfica 15 la correspondiente a la solar fotovoltaica y la Gráfica 16 la eólica:



Gráfica 15: "Efecto en el factor de carga en función del % mínimo de trabajo para las plantas solares"



Gráfica 16: "Efecto en el factor de carga en función del % mínimo de trabajo para las plantas eólicas"

De las gráficas podemos extraer las siguientes conclusiones:

- Las diferencias en el factor de carga al reducir el límite mínimo de funcionamiento no varían significativamente en las plantas solares debido a que las horas en las que generan por debajo del valor establecido son pocas. Comparando con las plantas eólicas vemos que la electricidad que se pierde es mayor ya que operan a bajas cargas cuando hay poco viento.
- De forma consecuente a lo comentado anteriormente las variaciones de las plantas eólicas surgen por haber una mayor cantidad de MWh a lo largo de un año que se pierden.

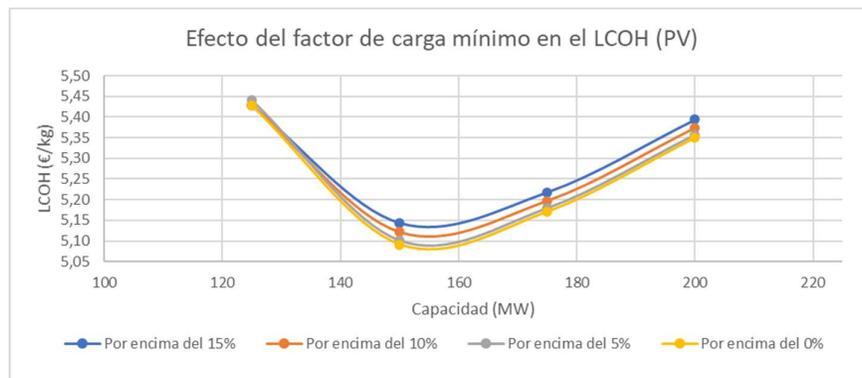
A continuación, se adjunta una tabla con los MWh que se pierden en cada una de las capacidades para un límite de trabajo del 10%:

Configuración	125 MW	150 MW	175 MW	200 MW
PV	2040,32	1881,32	1731,51	1580,76
EO	7918,95	6728,10	5654,89	4971,61

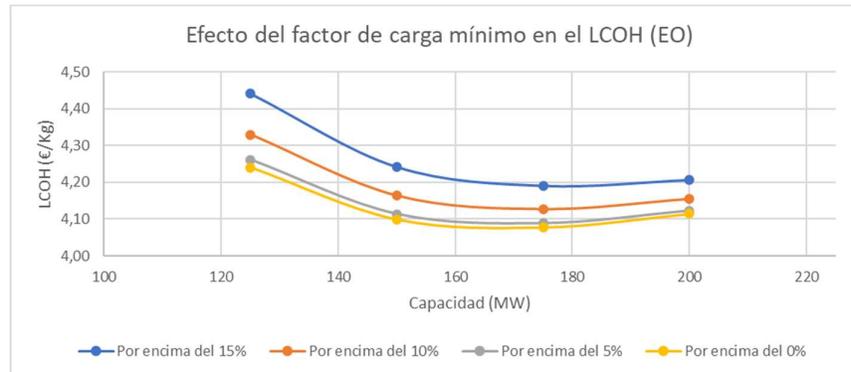
Tabla 8: "Resumen de MWh perdidos en forma de vertidos por trabajar con un límite del 10%"

- Como se puede observar en la Tabla 8 según se aumenta la capacidad los MWh que se pierden son menores ya que en esas horas en las que la planta dedicada trabaja a un factor de carga bajo al tener mayor capacidad logra entregar una electricidad mayor al 10% del factor de carga del electrolizador. De ahí que los puntos de la Gráfica 17: "Efecto en el LCOH de las plantas solares de variar el factor de carga mínimo" y la Gráfica 18 estén más juntos según se va aumentando la capacidad.
- Para concluir, observamos que en todas las gráficas el punto azul, que corresponde a un límite del 15%, está más alejado que el resto y esto se debe a que en un 15% del factor de carga del electrolizador encontramos más cantidad de electricidad que se pierde en proporción con el resto de los límites.

Este incremento en la eficiencia del proceso de obtención de hidrógeno verde se vería reflejada en el LCOH resultante. Para justificar esta afirmación se adjuntan las siguientes gráficas:



Gráfica 17: "Efecto en el LCOH de las plantas solares de variar el factor de carga mínimo"



Gráfica 18: "Efecto en el LCOH de las plantas solares de variar el factor de carga mínimo"

Haciendo uso de la Gráfica 17, Gráfica 18 y la Tabla 8 se puede ver que el efecto que genera en el LCOH la posibilidad de usar esos MWh extras que se obtendrían de reducir el factor de carga mínimo en las instalaciones de generación de hidrógeno verde. Es interesante analizar este efecto en las plantas de menor capacidad de renovable ya que en algunos casos pueden llegar a reducirse hasta 0,2€/Kg si analizamos el LCOH en el 15% y luego en el 0%.

Esta sensibilidad muestra la importancia de incentivar el desarrollo e investigación de esta nueva tecnología para tratar de obtener unos niveles de trabajo mayores y así poder operar de una manera más eficiente. Este aspecto se tratará más adelante en el apartado de mecanismos regulatorios para incentivar la producción.

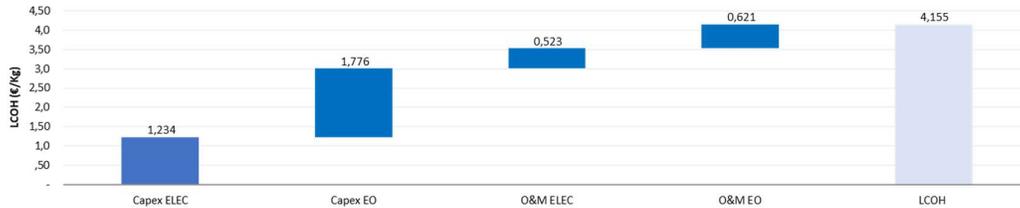
Además, también afecta a la competitividad de las diferentes tecnologías de electrolisis, como por ejemplo la diferencia entre un electrolizador alcalino y uno PEM.

3.4.6 BRIDGE ANÁLISIS PARA LAS PLANTAS CON CAPACIDAD 200 MW DE RES

Al igual que en la configuración aislada en este apartado se van a analizar los componentes que integran el precio final del LCOH. Las plantas de estudio serán aquellas que presenten un ratio de 2 capacidad de RES/capacidad de ELEC. Se espera que los resultados entre tecnologías sean semejantes, aunque con el factor de producción afectando directamente.

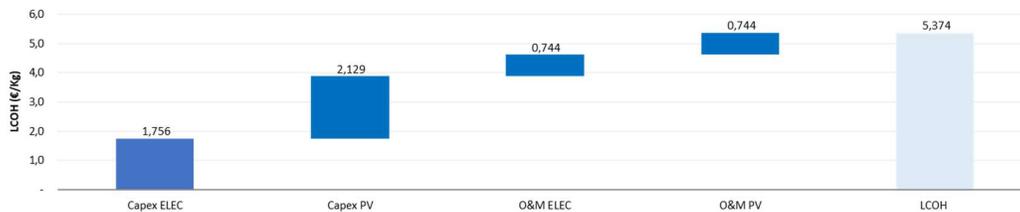
Los resultados de este análisis son los siguientes:

Bridge Configuración Aislada Eólica



Gráfica 19: "Análisis Bridge de la Configuración Aislada eólica"

Bridge Configuración Aislada Solar



Gráfica 20: "Análisis Bridge de la Configuración Aislada solar"

Como ya conocíamos de los ensayos anterior las plantas de tecnología eólica producen mucha más cantidad de hidrógeno verde ya que estas alcanzan factores de carga mucho más altos y por lo tanto la generación de electricidad generada aumenta. Por ello, observamos que el efecto en el LCOH de la inversión en el electrolizador es significativamente menor en la eólica que en la solar, de hasta 0,522 €/Kg. Además, es interesante que aun siendo el CAPEX de la tecnología eólica más esto se compensa con el aumento de la producción llegando a tener un impacto menor. Por último y siguiendo con la línea de las anteriores, el O&M también tiene un efecto menos en el LCOH en la eólica.

En este análisis llegamos a la clara conclusión de que las tecnologías eólicas serían las óptimas de cara a maximizar la producción además de reducir el LCOH. Téngase en cuenta que esta conclusión se asocia a los costes estimados y el emplazamiento escogido.

Por otro lado, se puede ver que las ayudar a la inversión del CAPEX del electrolizador no bastarían para llegar a los precios que se requiere para competir con el hidrógeno gris por lo tanto se debe de buscar mejoras en términos de rendimiento, por ejemplo.

3.4.7 DEPENDENCIA DEL EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA

Debido a que esta configuración está aislada de la red y por lo tanto su único suministro de electricidad es de una planta renovable es necesario comentar la importancia que tiene la localización de la planta de cara a obtener plantas con menor LCOH, mayor producción o eficiencia de cara a la gestión de recursos.

Para este estudio se van a tomar tres ubicaciones que serán La Janda, Puertollano y Bilbao. Se van a analizar los resultados si en dichas ubicaciones se conecta un electrolizador a una planta renovable de 150 MW.

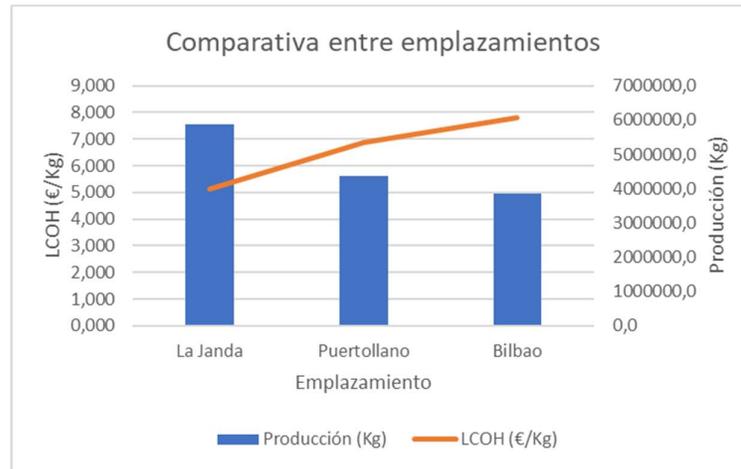
3.4.7.1 Planta fotovoltaica de 150 MW:

Primero se va a estudiar si la planta dedicada es fotovoltaica. Se puede esperar que los resultados sean más favorables en las localizaciones que se encuentren más al sur de la península. Los resultados obtenidos se adjuntan en la Tabla 9:

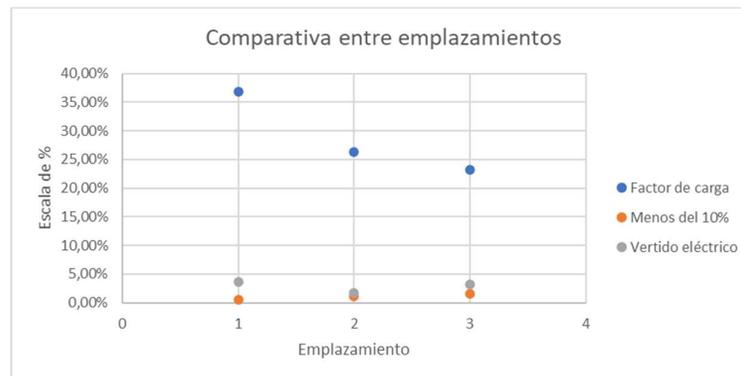
	Ubicación	Factor de carga (%)	Menos de un 10% (%)	Vertido eléctrico (%)	Producción (Kg)	LCOH (€/Kg)
1	La Janda	36,81%	0,56%	3,67%	5862626,2	5,121
2	Puertollano	26,31%	1,10%	1,74%	4365356,8	6,878
3	Bilbao	23,19%	1,58%	3,25%	3846814,2	7,805

Tabla 9: "Resumen de las plantas aisladas solares en función del emplazamiento"

Para comentar los resultados de una forma más completa se han obtenido las siguientes gráficas:



Gráfica 21: "Comparativa del LCOH y la producción en función del emplazamiento con planta renovable solar"



Gráfica 22: "Comparativa del factor de carga, del porcentaje que está por debajo del 10% y del vertido eléctrico"

Una vez tenemos ya los resultados presentados pasamos a comentarlos:

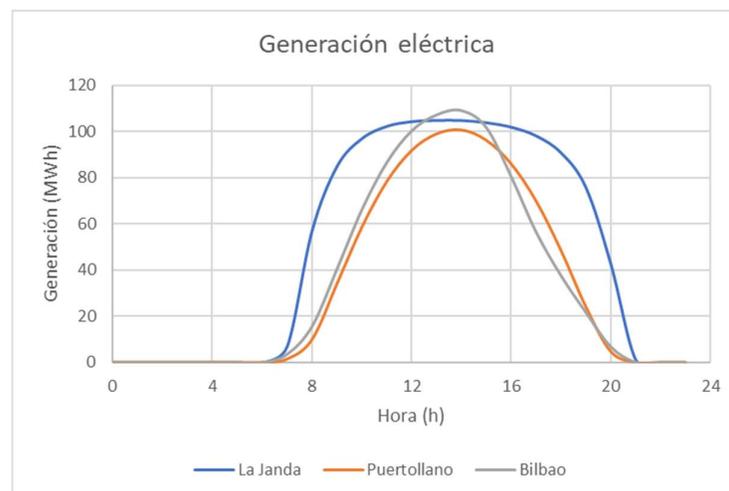
En la primera gráfica se representan la producción y los LCOHs obtenidos al implantar una planta de generación de hidrógeno que recibe la electricidad de una planta PV de 150 MW. Las plantas fotovoltaicas dependen de la radiación solar y por ello se observa que en La Janda se tiene una mayor producción de hidrógeno debido a que se logra un factor de carga mayor en el electrolizador llegando a ser de un 10,5% y un 13,6% mayor que en Puertollano y Bilbao respectivamente. Esto lleva a que el LCOH sea menor conforme se alcanza una

mayor producción ya que se está tomando que los costes de la producción son iguales para las tres plantas.

Por otro lado, la segunda gráfica nos aporta una visión no solo sobre el factor de carga sino también sobre el efecto que tiene la ubicación en los vertidos eléctricos y en las horas por debajo del 10% del factor de carga. Si nos referimos a la optimización de los recursos eléctricos vemos que la planta situada en Puertollano es la que ofrece el mejor resultado ya que es la que menores vertidos eléctricos tiene, aunque no es la planta que está en la zona con menor radiación.

En el porcentaje de electricidad que se pierde por no llegar a un 10% del factor de carga tiene sentido que conforme vamos a las zonas con mayor radiación sea menor ya que esos 150 MW generan más electricidad al tener más radiación solar y por ello se puede llegar a 10 MWh más fácilmente.

Para justificar estos razonamientos nos apoyamos en las generaciones de las plantas dedicadas en un día cualquiera del año, por ejemplo, el 24 de julio. En la Gráfica 23 tenemos la producción a lo largo de ese día:



Gráfica 23: "Generación eléctrica de una planta solar en función del emplazamiento"

Como se puede observar, el emplazamiento es muy relevante para producir hidrógeno ya que al depender de la electricidad de la planta es necesario buscar la mayor cantidad de horas útiles de la renovable. En este caso comparativo podemos observar que La Janda tiene una producción que sobrepasa los 100 MWh, que es más del 100% del factor de carga, durante varias horas y genera 60 MWh casi todo el día por ello su electrolizador alcanza factor de carga tan alto.

También al comparar la curva de Puertollano y Bilbao observamos que la planta solar de Puertollano es más eficiente que la de Bilbao ya que cuando esta alcanza el máximo es justo a los 100 MWh y, sin embargo, aunque el máximo de Bilbao es superior este se encuentra por encima de lo útil. Por otro lado, la generación se alarga en las horas de la tarde siendo esta una de las principales razones por las que se genera más hidrógeno en la planta de Puertollano.

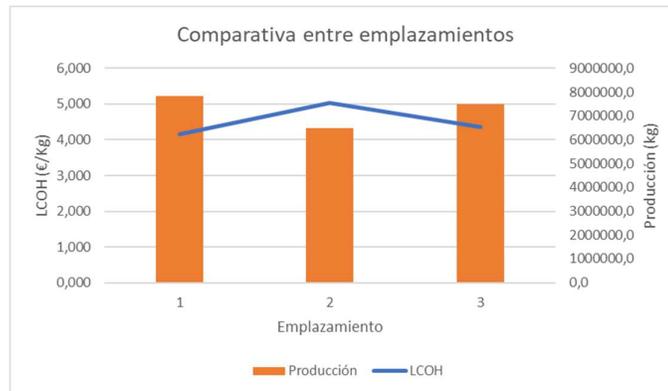
3.4.7.2 Planta eólica de 150 MW:

Al igual que en el supuesto anterior en este caso vamos a estudiar si encontramos un fenómeno semejante. Es decir, que exista evidencia de que en función de la localización donde se situó la planta eólica se obtendrán resultados diferentes. Como antes, se adjuntan los resultados en la siguiente Tabla:

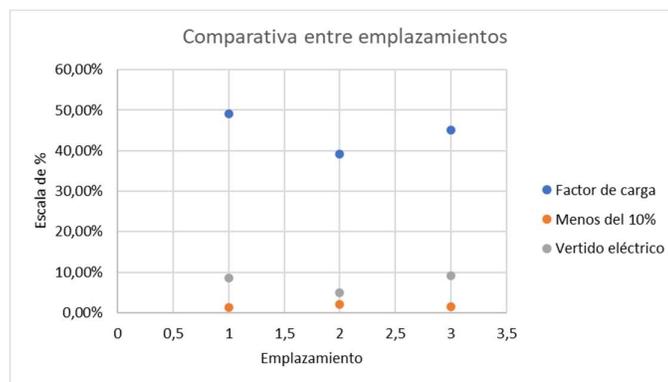
	Ubicación	Factor de carga (%)	Menos de un 10% (%)	Vertido eléctrico (%)	Producción (Kg)	LCOH (€/Kg)
1	La Janda	49,21%	1,41%	8,57%	7837096,6	4,164
2	Puertollano	39,10%	2,12%	4,97%	6486978,7	5,030
3	Bilbao	45,11%	1,47%	9,22%	7484964,4	4,359

Tabla 10: "Resumen de las plantas aisladas eólicas en función del emplazamiento"

De cara a comentar e ilustrar los resultados de la Tabla 10 se adjuntan dos gráficas al igual que en el ensayo de las plantas solares fotovoltaicas:



Gráfica 24: "Comparativa del LCOH y la producción en función del emplazamiento con planta renovable eólica"



Gráfica 25: "Comparativa del factor de carga, del porcentaje que está por debajo del 10% y del vertido eléctrico"

Al contrario que en el caso anterior observamos que como era de esperar, las zonas costeras (La Janda y Bilbao) son aquellas que tienen una mayor producción de hidrógeno verde debido a que por lo general son zonas con una mayor cantidad de viento a lo largo del año. Es interesante observar que, de las dos La Janda es ligeramente mejor emplazamiento que Bilbao ya que la producción es apenas un 5,5% superior.

En el caso de instalar una planta de hidrógeno verde la opción que da un mayor valor de LCOH y por lo tanto un precio del hidrógeno menos competitivo es Puertollano, que también coincide ser la que menores vertidos eléctricos tienen ya que apenas llega a 845 horas

generando vertidos eléctricos mientras que La Janda y Bilbao alcanzan las 1755 y 1360 horas, respectivamente.

3.4.7.3 Conclusiones

Igualmente, aunque las diferencias entre instalar un parque eólico en La Janda o Bilbao y Puertollano sean significativas, son opciones más competitivas que las plantas solares fotovoltaicas. Esto se puede observar en el LCOH, ya que, aunque la inversión de tanto CAPEX como de OPEX sean muy semejantes, el aspecto diferencial está en la producción que entregan las eólicas frente a las PV.

A través de este ensayo observamos que no solo es importante la elección del emplazamiento a la hora de situar una planta de producción de hidrógeno, sino que también es importante elegir la correcta tecnología para el correcto emplazamiento.

Como se verá más adelante, la estructura de suministro de hidrógeno deberá estar situada en puntos estratégicos, pero también a lo largo de la península para poder satisfacer la demanda local de este recurso. Posteriormente se abordarán los incentivos y mecanismos regulatorios para así tratar de ajustar el LCOH a un valor competitivo independientemente del emplazamiento de la planta.

3.5 CONFIGURACIÓN DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

Como se explicó en la caracterización esta configuración consiste en un electrolizador que obtiene la electricidad de dos fuentes: la red y una planta dedicada. Por lo tanto, existen dos variables de importancia a la hora de análisis, la capacidad de la planta y el precio de la electricidad con sus peajes y sus cargos. Debido a que no se compensan los excedentes vamos a encontrar pérdidas debidas a los vertidos eléctricos. Pero de forma contraria a la configuración de autoconsumo, no tendremos pérdidas de eficiencia por límites de operación ya que cuando el electrolizador trabaje a factores de carga bajos se tomará electricidad de la red.

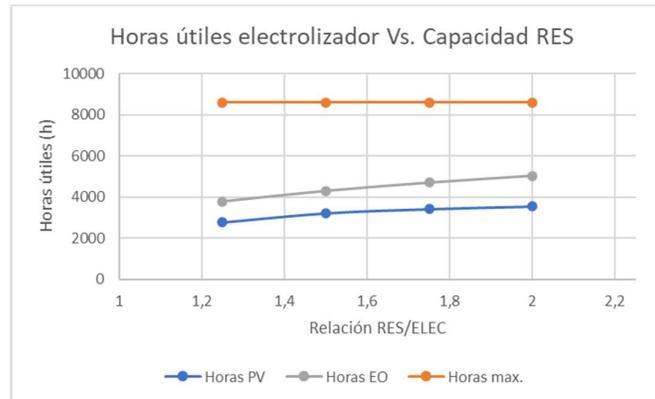
De forma semejante a los apartados anteriores se va a realizar estudios, análisis y sensibilidades a este modelo para obtener una idea global más completa y así poder comparar las configuraciones de una forma más acertada. Se incluyen los siguientes análisis:

- Sensibilidad al tamaño de la planta renovable dedicada: Análisis de las horas en las que se consumen de la red en función de la capacidad ya que con los resultados se podrá observar qué tecnología renovable y qué capacidad obtiene menor cantidad de electricidad de la red.
- Bridge análisis para un factor de carga del 100% permite observar el efecto unitario que tiene cada uno de los factores que participan en esta configuración para cada una de las tecnologías.
- Situación de demanda fija e inflexible sin almacenamiento, este estudio muestra una situación posible de demanda de hidrógeno en la que la red debe aportar la diferencia eléctrica que la planta dedicada no alcanza a suministrar.
- Sensibilidad al cambio del precio de la red: En esta sensibilidad se analizará la evolución del LCOH en función del precio de la electricidad, una vez explicada la situación anterior se procede a aplicar una sensibilidad en la que el input será el precio de la electricidad.

3.5.1 ANÁLISIS DE LAS HORAS EN LAS QUE SE CONSUME DE LA RED EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD

Debido a que este modelo es una mezcla entre la configuración de autoconsumo y la fija es interesante analizar la relevancia de la red para cada una de las capacidades en términos de horas útiles. Es decir, cuantas horas equivalentes tiene que estar trabajando la red para alcanzar las horas que se busquen.

Los resultados obtenidos en este análisis son los siguientes:



Gráfica 26: "Horas útiles del electrolizador en función de la capacidad de la renovable"

Como se puede observar en el gráfico las horas útiles del electrolizador van aumentando conforme aumenta la relación de capacidad de electrolizador y capacidad del electrolizador. Aunque este resultado era de esperar es interesante observar el efecto que hay en la evolución de las horas para la solar fotovoltaica ya que se puede ver cómo va a tender a un valor asintótico si se aumenta la capacidad.

Como se puede ver en la tabla que se adjunta a continuación se ven las horas equivalentes en las que se tiene que tomar electricidad de la red para alcanzar un factor de carga del 100%. Además, se adjunta la relación con respecto a la capacidad de 200 MW para ver la variación porcentual de demanda de red y observar que no es lineal.

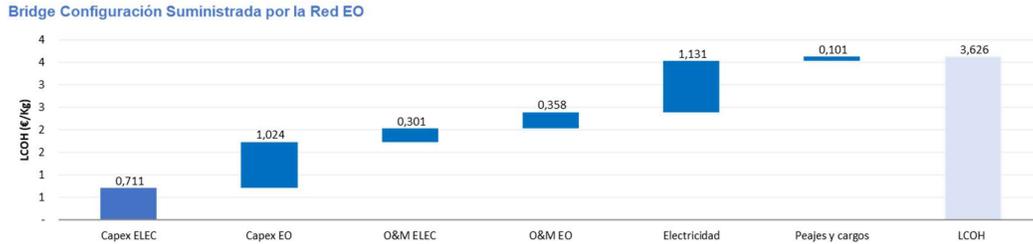
	RES/ELEC	Horas eq. ELEC	Horas max.	Horas eq. RED	Var. (%)
PV	2	3547	8600	5053	-
	1,75	3422	8600	5178	2,46%
	1,5	3224	8600	5376	3,82%
	1,25	2787	8600	5813	8,13%
EO	2	5048	8600	3552	-
	1,75	4715	8600	3885	9,36%
	1,5	4310	8600	4290	10,42%
	1,25	3796	8600	4804	11,99%

Tabla 11: "Resumen de las horas equivalentes y su comparativa con respecto a las plantas de ratio 2"

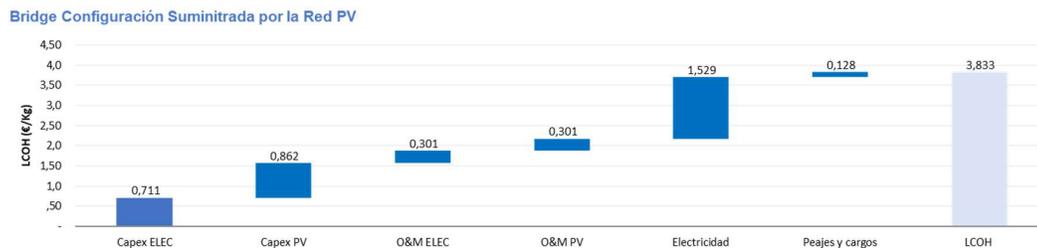
3.5.2 BRIDGE ANÁLISIS PARA UN FACTOR DE CARGA DEL 100%

Al igual que se ha realizado en para las configuraciones anteriores pasamos al estudio del impacto de cada uno de los términos que conforman el LCOH resultante en la configuración suministrada. Este caso vamos a observar una combinación entre las dos anteriores. La situación que se va a analizar es aquella que maximiza la generación de hidrógeno tanto para la solar fotovoltaica como para la eólica.

Los gráficos resultantes son los siguientes:



Gráfica 27: "Análisis Bridge de la Configuración Suministrada por la Red eólica"



Gráfica 28: "Análisis Bridge de la Configuración Suministrada por la Red solares"

Como se puede observar de forma más ilustrativa, el coste de la electricidad que consume el electrolizador corresponde con el input de mayor valor al LCOH resultante, seguido por el CAPEX incurrido en la planta. En tercer lugar, encontramos el O&M que se incurre en la planta anualmente. Los peajes y los cargos no son excesivamente relevantes ya que únicamente afectan en hasta 0,101 €/Kg y 0,128 €/Kg el valor del LCOH para la eólica y la solar, respectivamente. De ahí que como se había comentado en el análisis anterior, eliminar los peajes y los cargos no supone una reducción significativa pero afecta al precio.

Esta parte nos muestra la importancia de tratar de abordar el asunto del coste de la electricidad ya que si se quieren buscar precios más competitivos es indispensable reducir su efecto económico en el precio final.

3.5.3 SITUACIÓN DE DEMANDA FIJA E INFLEXIBLE SIN ALMACENAMIENTO

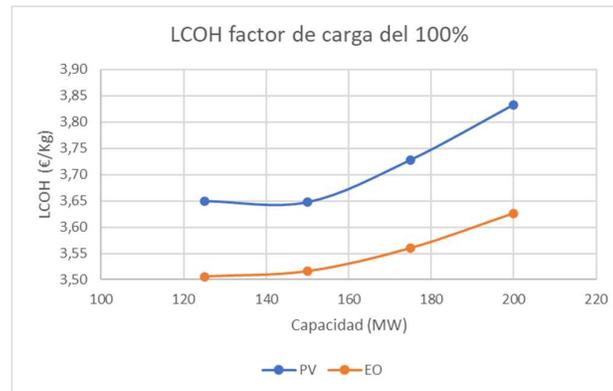
En esta parte del análisis de la configuración de autoconsumo sin excedentes se analizará una situación en la que se tiene una planta de hidrógeno verde que suministra a un punto de demanda fija horaria e inflexible sin que se pueda almacenar el hidrógeno generado, es decir a todas horas se requiere la misma cantidad de hidrógeno. La posibilidad de poder almacenar el hidrógeno generado permitiría obtener LCOHs más bajos, pero no se va a analizar en este proyecto.

Para fijar esta demanda se va a establecer un valor de factor de carga para cada uno de los escenarios y así poder compararlos entre ellos.

3.5.3.1 Fator de carga del 100%

Para este caso tomamos un factor de carga del electrolizador del 100%, es decir se está maximizando la producción de hidrógeno. Esto significa que siempre que la planta no llegue a entregar los 100 MWh que requiere el electrolizador para operar al máximo de su capacidad se tomará la electricidad de la red, independientemente de la hora.

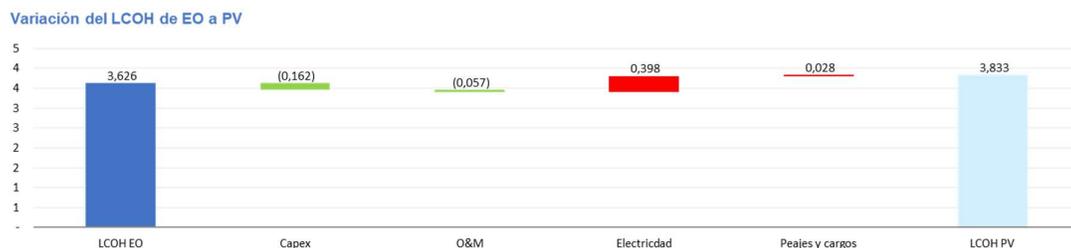
A continuación, se va a mostrar cómo se desarrolla el LCOH en función de la capacidad y de la tecnología que se emplee en la planta. Los resultados obtenidos son:



Gráfica 29: "LCOH en función de la capacidad trabajando con un factor de carga del 100%"

Como se puede observar, las plantas eólicas parte de una gran ventaja para los siguientes análisis, ya que como tenemos generación para muchas más horas que en la solar no será tan necesario que se obtenga electricidad de la red y por lo tanto se logren valores del LCOH mucho menores. Por ejemplo, la diferencia entre la planta eólica y solar de 200MW de capacidad instalada de OPEX es de €5,9m debido a que las solares requieren mucha más electricidad de la red. Mientras que en el CAPEX las plantas solares son más baratas con una diferencia de €2,6m con respecto a las eólicas. De ahí la diferencia en el precio del LCOH entre una tecnología y otra.

Por otro lado, se puede observar que no sale a cuentas tener una inversión tan grande para ya que con los precios de la electricidad que se están utilizando el coste del CAPEX no llega a igual el coste de OPEX incurrido por esa desinversión.



Gráfica 30: "Análisis Bridge de la variación entre planta dedicada eólica y solar"

El Bridge que muestra la variación de una tecnología a otra ilustra correctamente esta situación. La planta solar ahorra en el CAPEX como en el O&M, mientras que pierde en los gastos operativos por los términos de electricidad y peajes ya que como se ha estado comentando genera menos electricidad.

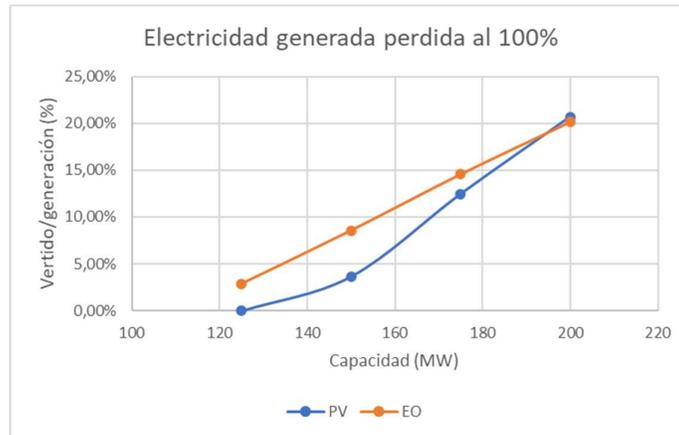
También es relevante ver la variación dentro de la propia tecnología. Por ello, se ha realizado otro bridge que compara la variación entre una planta solar de 200 MW y otra de 125 MW:



Gráfica 31: "Análisis Bridge de la variación entre una planta solar de 200 MW y de 125 MW"

Como se puede observar, el hecho de tener que aumentar el consumo eléctrico no llega a alcanzar el ahorro que se logra de no realizar el extra de inversión. Este cálculo está sujeto a los precios de 2019 que se han tomado, si se tomasen precios mucho más altos se podría ver modificado este valor. De forma equivalente si se acordase un PPA que otorgase un valor medio que el tomado se lograría aumentar esta diferencia en la planta de 125 MW y la de 200 MW.

Otro análisis que es interesante es la relación entre residuos y electricidad generada. Para este apartado va a ser el mismo que en la configuración fija ya que se busca aprovechar la máxima cantidad de electricidad generada y solo se desprecia aquella que se entregue por encima de 100 MWh.

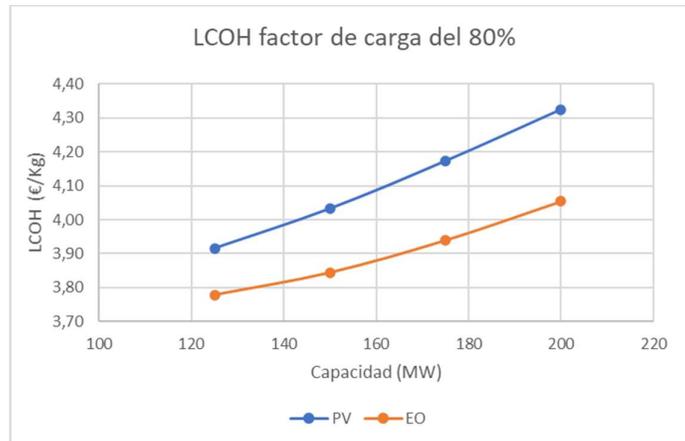


Gráfica 32: "Electricidad perdida al trabajar con un factor de carga del 100%"

Como se puede observar en la Gráfica 32 en la eólica siempre se va desperdiciando un mayor porcentaje de electricidad producida a excepción de la planta de 200 MW que son términos muy similares.

3.5.3.2 Factor de carga del 80%

En esta situación se va a fijar el factor de carga en un 80% lo que repercute en una producción de 12741 toneladas de hidrógeno producido al año. Como es de esperar el LCOH va a aumentar ya que, aunque se disminuyan los gastos de OPEX, debido al consumo eléctrico, también lo hacen los kilogramos generados y de ahí el aumento en el precio. En la Gráfica 30 vemos ilustrado el LCOH para cada una de las tecnologías:

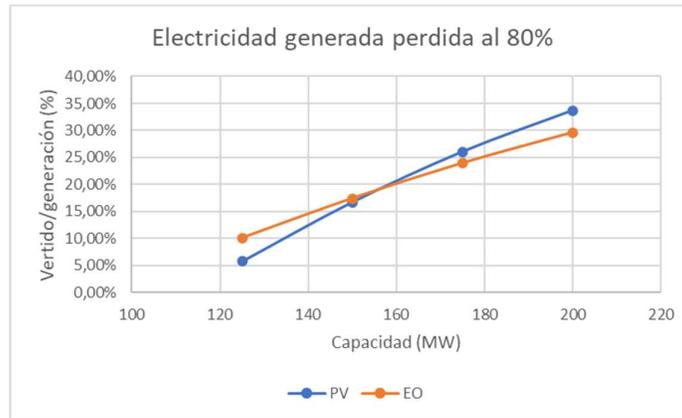


Gráfica 33: "LCOH en función de la capacidad trabajando con un factor de carga del 80%"

Como se puede observar al comparar la Gráfica 33 con la Gráfica 32, la diferencia máxima entre tecnologías ha aumentado ligeramente pasando de 0,21€/Kg a 0,27€/kg. Esto significa que la tecnología solar se ve más afectada ante estos cambios de producción fija.

Además, se puede ver que la curva del LCOH de las plantas PV pasa a ser proporcional, mientras que antes se podía ver que existía un mínimo. La desaparición de este mínimo se debe a que antes era rentable aumentar en un pequeño grado la inversión aun sacrificando el coste operativo, pero al reducir la producción esta ventaja desaparece.

Al igual que en el escenario anterior se muestran la relación de electricidad desperdiciada respecto de la total generada:



Gráfica 34: "Electricidad perdida al trabajar con un factor de carga del 80%"

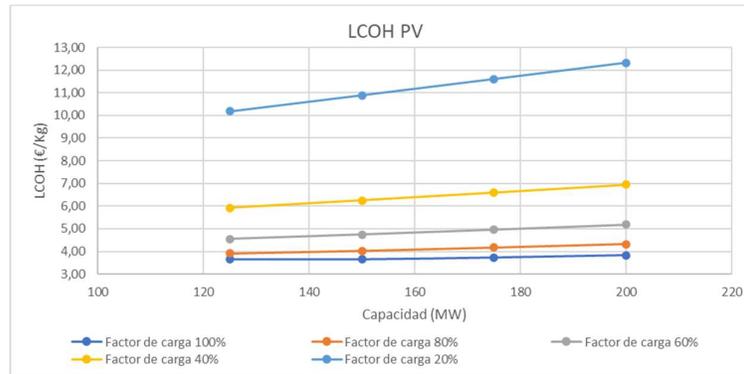
En este caso, observamos que las plantas solares comienzan siendo más eficientes para pasar a desperdiciar una mayor proporción de electricidad generada. Esto refleja, que a partir de 160 MW aproximadamente, estas plantas no solo son más caras, sino que también peores en términos de aprovechamiento de energía.

3.5.3.3 Comparativa

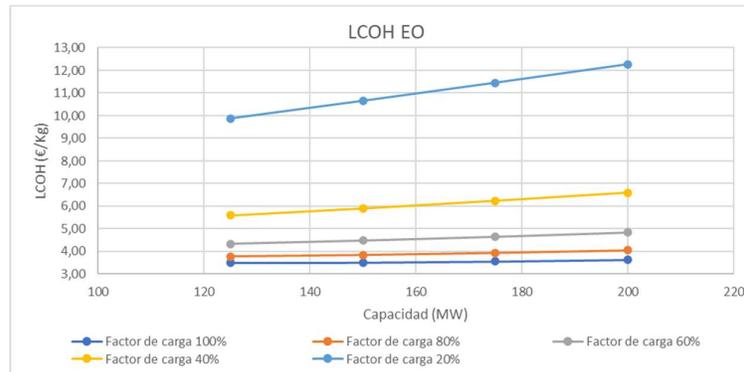
Para esta comparativa se han añadido valores de factor de carga y por consecuencia de producción exageradamente bajos para así poder analizar los riesgos de sobredimensionar una planta y que luego no exista la demanda suficiente para cubrir los niveles óptimos de producción. Estos niveles son 60%, 40% y 20%.

Además, de la misma forma que en los apartados anteriores para así dan una respuesta conjunta a esta práctica y ver los efectos que tienen cada uno de los niveles.

En lo referido a la variación del LCOH para esta práctica obtenemos las siguientes gráficas:



Gráfica 35: "LCOH en función del factor de carga y la capacidad solar"

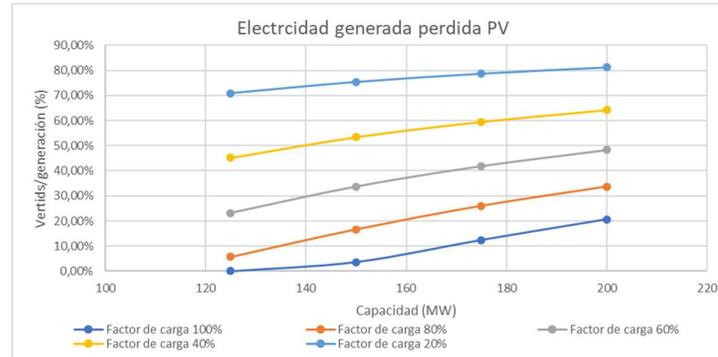


Gráfica 36: "LCOH en función del factor de carga y la capacidad eólica"

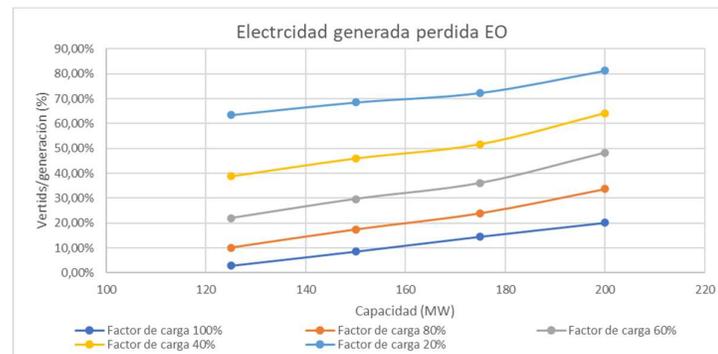
Las conclusiones que podemos obtener de las Gráficas anteriores son las siguientes:

- Como ya se había comentado anteriormente los precios del LCOH más bajos se encuentran cuando se trabaja a la máxima capacidad posible maximizando así la producción de hidrógeno.
- Las variaciones en los tres primeros tramos no son muy significativas en comparación con cuando se trabaja con factores de carga del 40% y factores de carga del 20%. Las diferencias máximas que hay entre trabajar al 100% y al 60% son de 1,35€/Kg mientras que solo entre el 60% y el 40% ya hay 1,76€/Kg. Esto se debe a que se pierde mucha electricidad que se está generando como se observará en las próximas gráficas.
- No compensa la sobre inversión en CAPEX ya que a este nivel de precios no se logra compensar con el ahorro energético y en peajes y cargos. Demostrando así que, para esta configuración, en los rangos establecidos, a menor inversión mayor LCOH.
- Al igual que se comentó para el factor de carga del 100%, las plantas eólicas aun teniendo una mayor inversión inicial logran mejores valores de LCOH que las solares cuando trabajan al mismo nivel de carga.

Por otro lado, pasamos al análisis de eficiencia energética, que muestra el aprovechamiento de la energía generada. Los resultados conjuntos son los siguientes:



Gráfica 37: "Resumen de la electricidad perdida en función del factor de carga para las plantas solares"



Gráfica 38: "Resumen de la electricidad perdida en función del factor de carga para las plantas eólicas"

En conjunto con lo comentado para los apartados anteriores y de las gráficas con los análisis conjuntos sacamos las siguientes conclusiones:

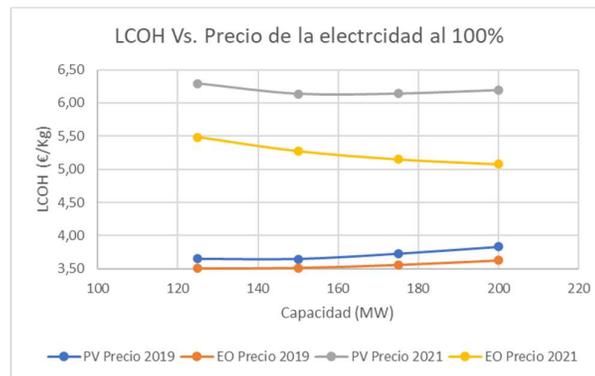
- Al analizar las gráficas del LCOH en función del factor de carga se observa que las curvas son crecientes esto es debido a que el punto mínimo del LCOH se puede encontrar por debajo de los 125 MW, demostrando así que en esta configuración y este escenario no es necesario sobredimensionar la planta.
- Se puede observar que la proporción de electricidad perdida según disminuimos la producción afecta en mayor forma a las plantas solares fotovoltaicas que a las plantas eólicas. Esto se debe a que las plantas eólicas generan más electricidad de promedio, al contrario que las solares que únicamente producen por el día.
- Esta relación afecta más a las plantas las plantas con capacidades altas ya que alcanzan mayores producciones de electricidad con mayor facilidad y por ello al fijar un factor de carga bajo se desecha más electricidad.

- El aumento de las pérdidas de la electricidad va directamente relacionado con el valor del LCOH como se comentó anteriormente.

3.5.4 LCOH EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Una vez se ha introducido la situación de demanda fija e inflexible pasamos a realizar un análisis interesante cuando la planta trabaja con un factor de carga del 100% y es ver el efecto que encontramos en el LCOH al introducir los precios eléctricos de 2021 en vez de los del 2019.

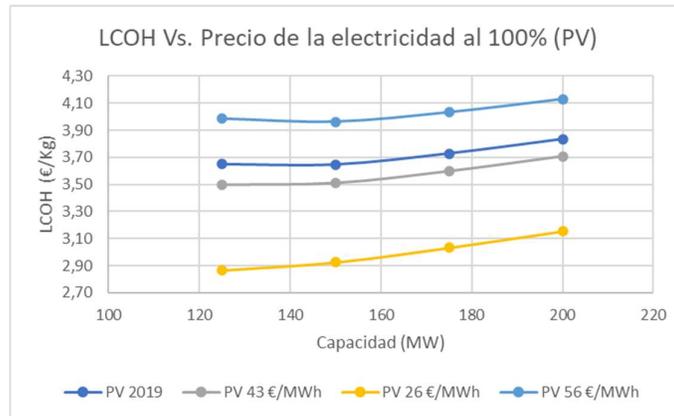
Aunque ya se ha comentado en la configuración aislada, es de esperar que la diferencia sea significativa ya que estamos pasando de un precio promedio de 47,68 €/MWh a 111,93 €/MWh, que es un 135% mayor. La gráfica resultante de este cambio es la siguiente:



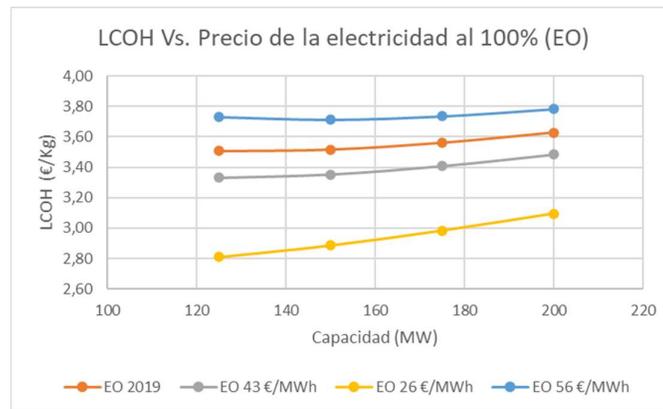
Gráfica 39: "LCOH en función del precio de los precios de 2019 y de 2021"

Se puede observar que la diferencia entre operar una planta con los precios de 2019 y con los de 2021 es una diferencia muy grande, de hasta 2,64 €/MWh. Un factor interesante, es que al contrario de cuando aplicamos los precios de 2019 la diferencia entre la solar y eólica es significativa y esto se debe a que la diferencia entre las producciones que se alcanzan se ven acentuadas por el efecto precio de la electricidad. Por otro lado, mientras que para 2019 era rentable no incrementar la inversión porque no se llegaba a amortizar con el consumo en electricidad aquí sí que es necesario, por lo menos para la eólica.

Ahora se va a pasar a comparar con tres acuerdos PPAs que representarían situaciones pasadas, actuales y futuras. Para que se entiendan las gráficas mejor se van a separar en plantas solares y eólicas. Los resultados son los siguientes:



Gráfica 40: "LCOH en función del precio del precio de 2019 y tres PPAs para las plantas solares"



Gráfica 41: "LCOH en función del precio del precio de 2019 y tres PPAs para las plantas eólicas"

A través de este análisis se confirma lo comentado previamente, para esta configuración si se trabaja con precios como los del 2019 o por debajo compensa no sobre invertir en la inversión de la planta ya que el consumo de electricidad afecta menos al LCOH que la inversión en CAPEX que se debería llevar a cabo.

Se acaba de demostrar la fuerte influencia que tiene el precio de la electricidad en esta configuración. Por ello será necesario buscar e incentivar estos acuerdos PPAs al igual que

en la configuración aislada para así llegar a valores del LCOH competitivos con las otras formas de obtención de hidrógeno.

3.6 CONFIGURACIÓN DE AUTOCONSUMO CON VENTAS DE EXCEDENTES

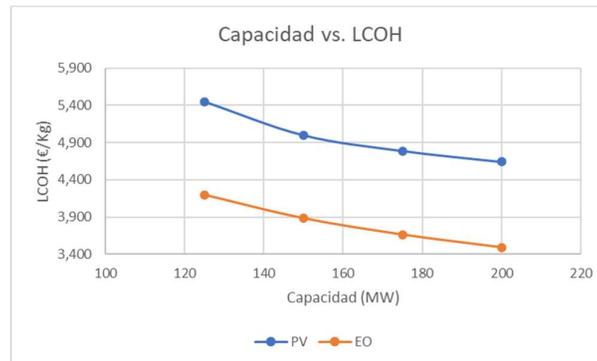
En esta configuración a diferencia de la anterior en vez de hacer uso de la red para suministrarse de la electricidad, es la planta la que vuelca sus excedentes a la red. Este suceso supone la entrada de unos ingresos para la planta para así hacer uso de sus excedentes y reducir su LCOH.

Uno de los factores que es relevante al igual que antes es el precio de la electricidad. Por ello, se estudiará este efecto junto a otras sensibilidades. Aunque se analizará en el apartado de conclusiones de la hoja de cálculo, esta configuración a diferencia de la planta aislada no va a generar vertidos ni por exceso de capacidad ni por factor de carga mínimo, debido a que serán volcados a la red. Para esta configuración, se tomarán como hipótesis adicionales que no hay congestiones de red a la hora de la venta de la electricidad y que así se es capaz de vender el 100% de los excedentes generados.

3.6.1 LCOH EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD

Para esta sensibilidad únicamente se va a tomar los precios de la electricidad de 2019 para ver el desarrollo del LCOH en función de la capacidad y de la tecnología a utilizar.

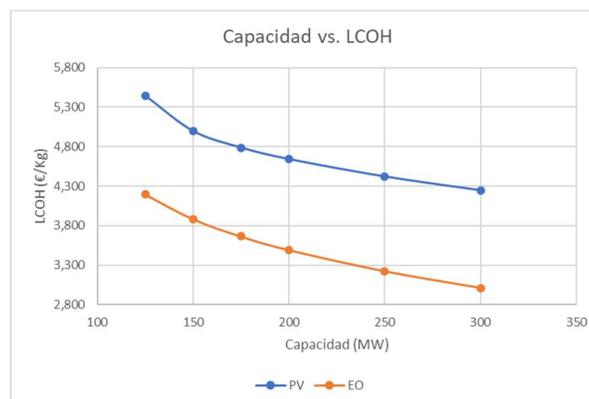
Los resultados obtenidos se pueden observar en la Gráfica 42:



Gráfica 42: "LCOH en función de la capacidad de la planta renovable"

Se confirma la premisa con la que se ha partido en todas las configuraciones y es que las plantas eólicas permiten alcanzar LCOHs más bajos para una misma capacidad de renovable.

Como se puede observar las capacidades de plantas que se están utilizando a lo largo del proyecto no muestran un mínimo. Esto es un reflejo de que, con las hipótesis consideradas, dado que el LCOE de la renovable es más bajo que el coste del mercado compensa sobreinvertir para vender en el mercado. Sin embargo, esto puede no ser cierto en el largo plazo. Por ello para esta configuración se van a añadir 2 situaciones más para buscar un punto de capacidad óptimo. Estos 2 puntos serán plantas de 250 MW y 300 MW. Añadiendo estos valores tenemos el siguiente desarrollo del LCOH:



Gráfica 43: "LCOH en función de la capacidad de la planta renovable ampliada a 300 MW"

Es análisis extra nos muestra que el LCOH siempre va a disminuir hasta que tienda a valores mínimos. Esto se debe a que sale rentable instalar mayor capacidad si se puede vender el excedente. Esto deriva a que altos porcentajes de la electricidad generada en vez de destinarse a producir hidrógeno verde se destinan únicamente a tratar de reducir el LCOH. Para las capacidades de 300 MW solares se llega a vender el 43,41% de la electricidad generada y en la eólica 37,5%.

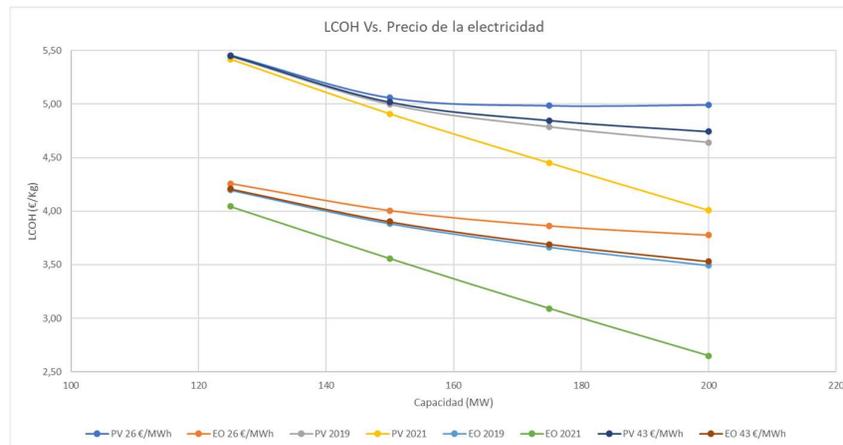
A parte de lo comentado, es interesante comparar el LCOH para las dos tecnologías cuando están en 300 MW, ya que el LCOH de la solar es 1,32€/Kg superior al de la eólica. Esto se debe a que cada MW extra de inversión en la planta solar está generando muchos menos kilogramos que cada MW extra de la eólica y aunque la venta es una opción que reduce el LCOH lo reduce menos que la generación. Esto no deja de ser una reducción artificial debido a las hipótesis previamente establecidas ya que con otras hipótesis esta diferencia podría ser menor.

3.6.2 LCOH EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE VENTA DE LA ELECTRICIDAD

Como se comentaba al inicio del análisis de esta configuración, un dato muy importante es el precio de venta de la electricidad. Para ello a continuación se va a observar cómo varía el LCOH para diferentes precios. El objetivo es tratar de modelizar diferentes escenarios realistas para así poder ajustar el LCOH a posibles situaciones futuras. Estos escenarios son:

- Escenario de precios de 2019
- Escenario de precios de 2021
- Escenario de acuerdo PPA 26 €/MWh
- Escenario de acuerdo PPA 43 €/MWh, este es precio de los acuerdos con plantas eólicas en el primer trimestre de este año

La Gráfica 44 tiene de forma conjunta todas las variables de precios y de tecnologías para así poder ver si existe relaciones entre ellas:



Gráfica 44: "LCOH en función del precio de la electricidad y de la tecnología para las plantas generando a la Red"

Es interesante ver como las plantas eólicas son aquellas que obtienen los LCOHs más bajos. Aun variando el término del precio ninguna de las plantas solares llega a ofrecer los resultados que dan las plantas eólicas. Además, se ve como las plantas EO parten con una ventaja de aproximadamente 1,5 €/Kg. De nuevo se observa que para esta configuración a mayor capacidad se logra un menor precio, aunque se sacrifica la eficiencia de cara a producir hidrógeno verde.

Por otro lado, conforme se toman valores de PPAs más bajos se obtienen valores de LCOH más altos, este efecto es el contrario al que se observaba en la configuración suministrada por la red ya que mientras que el PPA bajo representaba un menor gasto en este caso afecta como un menor ingreso. Por lo tanto, de cara a reducir el LCOH en esta configuración se deberían buscar acuerdos PPAs de venta más caros para así registrar el mayor ingreso posible.

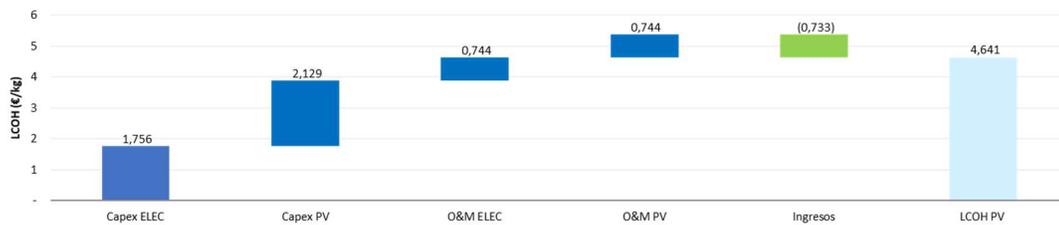
De forma consecuente, observando los precios del año 2021 y los precios registrados actualmente se podría caer en la tentación de tratar de maximizar los ingresos entregando la electricidad generada al pool ya que el precio de venta sería superior pero este sistema de venga no garantizaría la venta de la totalidad de los vertidos eléctricos para cualquier

instante. Además, podría existir la posibilidad de que el precio de la electricidad del pool se redujese a precios en los que a través de un acuerdo PPA se registrasen mayores ingresos.

3.6.3 BRIDGE ANÁLISIS PARA LAS PLANTAS DE 200 MW

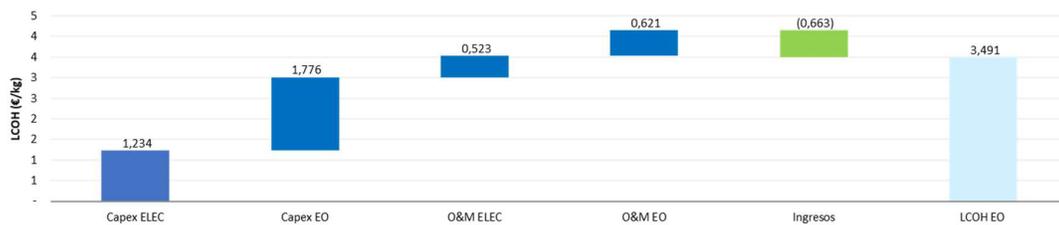
Al igual que se ha realizado en todas las configuraciones, se va a mostrar detalladamente los factores que entran en juego para alcanzar el precio del LCOH cuando se está buscando maximizar la producción, en este caso al igual que en la aislada se analizarán las plantas de 200 MW. La estructura de estos gráficos será semejante a la de la configuración aislada a excepción del nuevo término de ingresos que contribuirá a un menos precio de la producción unitaria. Los bridges obtenidos son los siguientes:

Bridge Configuración Generando a la Red PV



Gráfica 45: "Análisis Bridge de la Configuración Generando a la Red solares"

Bridge configuración Generando a la Red EO



Gráfica 46: "Análisis Bridge de la Configuración Generando a la Red eólicas"

Los términos referidos al CAPEX y al OPEX siguen los mismos criterios ya comentados en la configuración aislada. Es decir, el coste del CAPEX en la eólica tiene un menor efecto, el CAPEX de la renovable tiene un menor efecto cuando es una planta eólica, aunque este sea más caro se compensa con los kilogramos de hidrógeno extras producidos. Pero el factor que es diferente en esta configuración es la aparición de unos ingresos por la venta de los

excedentes eléctricos. En este aspecto, podemos ver como las plantas solares se benefician más de este ingreso de forma unitaria, aunque este importe sea mayor para las plantas eólicas.

Por ello, si queremos reducir el precio del LCOH para esta configuración será necesario optimizar la producción para que con estas capacidades de planta dedicada se obtengas más Kg de hidrógeno verde. Por otro lado, se podría apoyar la inversión a través de ayudas que se comentarán en el apartado de análisis regulatorio o aumentar el efecto de los ingresos para así reducir más el precio del LCOH.

3.7 COMPARATIVA DE LAS CONFIGURACIONES

Para concluir este apartado sobre los cálculos que se han llevado a cabo a través de la hoja de cálculo se va a realizar una comparativa entre las configuraciones analizadas.

Se debe tener en cuenta que las hipótesis que se han adoptado pueden tener efectos relevantes al comparar las configuraciones por ello la comparativa será principalmente cualitativa. Además, es necesario remarcar que cada una de las configuraciones tienen inputs diferentes y por ello no son comparables al 100%.

Para la comparativa se van a tomar aquellos casos en los que se maximiza la producción. Es decir, los siguientes casos:

1. Configuración sin planta dedicada: Factor de carga del 100% y precios capturados por el OMIE en el año 2019.
2. Configuración de planta aislada eólica: Capacidad de la planta eólica 200 MW
3. Configuración de autoconsumo con venta de excedentes eólica: Capacidad de la planta eólica 200 MW y venta con el precio capturado por el OMIE en el año 2019.
4. Configuración de autoconsumo sin excedentes eólica: Capacidad de la planta eólica 200 MW y factor de carga del 100% con los precios capturados del año 2019.

3.7.1 COMPARATIVA DE LOS FACTORES DE CARGA DEL ELECTROLIZADOR

Para esta primera parte de análisis se encuentra una ligera complicación debido a que el factor de carga en dos de las cuatro configuraciones es un input y en las otras dos es un output que surge como consecuencia de otros inputs. Los factores de carga resultantes para las cuatro configuraciones son los siguientes:

Configuración	Factor de carga
Sin planta dedicada	100%
Planta aislada eólica	57,62%
Autoconsumo sin excedentes eólica	100%
Autoconsumo con venta de excedentes eólica	57,62%

Tabla 12: "Resumen factores de carga de las configuraciones"

Las plantas con conexión a red tienen la posibilidad de elegir el factor de carga al que trabajan y por ello estas configuraciones son más flexibles. Por ello, son idóneas para entornos económicos en los que la demanda de hidrógeno tiene una alta incertidumbre. Un punto en contra de estas configuraciones es que al trabajar con factores de carga bajos son muy caras. Si se observa la Gráfica 3 se puede ver que por debajo del 50% del factor de carga el precio se dispara significativamente.

Las plantas que no tienen conexión a red para demandar electricidad no logran alcanzar valores altos del factor de carga y por ello la producción es menor en estas situaciones. Pero es interesante el hecho de que con factores de carga que no llegan al 60% consiguen valores del LCOH cercanos a los de las plantas demanda de la red. Esto significa que los costes totales son mucho menores que los de las otras dos configuraciones. Además, aunque su producción tiene incertidumbre si se tienen demandas bajas de hidrógeno y con ayuda del almacenamiento se podría suministrar cantidades de hidrógeno menores que en las otras configuraciones a un precio competitivo.

3.7.2 COMPARATIVA ENTRE LA CONFIGURACIÓN DE AUTOCONSUMO CON VENTA DE EXCEDENTES Y LA DE PLANTA AISLADA

Aunque los importes de los costes son los mismos, el LCOH es menor en la que vende los excedentes debido a que al estar registrando unos ingresos se consigue disminuir el LCOH con respecto al escenario base que sería la configuración aislada.

Además, la planta con venta de excedentes tiene un punto a favor en temas de eficiencia ya que no registra vertidos eléctricos, siendo un apartado relevante a la hora de plantear una planta de generación de hidrógeno verde

Por ello, es de esperar que en el caso de que sea posible se preferirá la configuración con venta de excedentes frente a la aislada.

3.7.3 COMPARATIVA ENTRE LA CONFIGURACIÓN SIN PLANTA DEDICADA Y LA DE AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

Como se ha explicado en la caracterización una de las configuraciones tiene asociada una planta renovable para reducir su dependencia de la red, pero como se puede observar el efecto no es excesivamente grande.

En términos del LCOH observando la Gráfica 27: "Análisis Bridge de la Configuración Suministrada por la Red eólica" y la Gráfica 28: "Análisis Bridge de la Configuración Suministrada por la Red solares", la diferencia del LCOH con respecto a la configuración sin planta aislada es de 0,262 €/Kg y de 0,055 €/Kg, respectivamente. Además, en la Gráfica 37 y la Gráfica 38 se puede ver que en cuanto se reduce el factor de carga por debajo del 90% ya no compensa apostar por la configuración de autoconsumo con venta de excedentes.

Para las hipótesis adoptadas y las capacidades de las plantas renovables que se han tomado se puede llegar a la conclusión de que es preferible emplear la configuración sin planta dedicada, excepto en los casos de la eólica y si se va a operar en factores de carga entre el 90% y el 100%.

3.7.4 COMPARATIVA DE COSTES

Debido a que cada una de las configuraciones tienen unos conceptos diferentes que influyen en el LCOH se realizará un desglose analizando cada uno de ellos. Para ilustrar el efecto que en el LCOH se va a emplear los análisis Bridge de las plantas que maximizan la producción. Se han añadido los porcentajes correspondientes de su efecto al LCOH para observar el peso que del coste de cada término. A continuación, se adjuntan los gráficos que se han elegido para esta comparación:

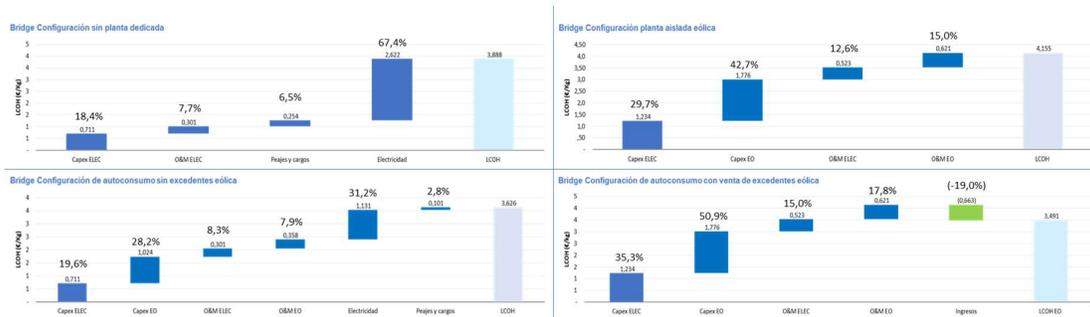


Ilustración 9: "Gráficas Bridge de las plantas que maximizan la producción en cada configuración"

Capítulo 4. ANÁLISIS DE LOS MECANISMOS

REGULATORIOS

En este último capítulo se van a buscar y a analizar aquellos métodos regulatorios que puedan reducir el precio del LCOH para así volver más atractiva la inversión en planta de hidrógeno verde en España. Para ello tomando los análisis anteriores se va a ver que existen dos tipos de mecanismos regulatorios que son incentivos operativos o incentivos a la inversión. Aquellos que busquen potenciar o cubrir gastos que deriven de la producción serán operativos, mientras que aquellos que no deriven de gastos por operaciones de la planta serán incentivos dirigidos a la inversión.

También se van a citar medidas que, aunque no sean económicas son relevantes a la hora de pasar de una configuración a otra y por consecuencia se reduciría el LCOH sin tener que aportar ninguna subvención.

Para esta parte se van a tomar ejemplos que se puedan encontrar en países cuando buscaban incentivar las tecnologías renovables o ayudas que pueden estar en la mano de los gobiernos observando el impacto que tienen los diferentes costes en el LCOH. Los mecanismos regulatorios que se han observado son los siguientes:

4.1 APOYO AL CAPEX DEL ELECTROLIZADOR

El apoyo a la inversión de las plantas renovables es un mecanismo regulatorio que se ha aplicado numerosas veces a lo largo de la historia de las tecnologías renovables. Esta ayuda se otorgaba cuando las tecnologías eran muy caras y por lo tanto no eran lo suficiente mente rentables como para invertir en ellas. Hoy en día encontramos una situación semejante en las plantas de generación de hidrógeno verde. Actualmente, según Cepsa el precio del CAPEX de un electrolizador se encuentra en torno a los 1200 €/kW, pero el informe de Irena

sitúa el coste de la inversión en valores mucho más bajos llegando incluso a los 200 €/kW en 2050. Esto demuestra que a largo plazo los electrolizadores no necesitarán esa ayuda a la inversión que sí que requieren actualmente. Este efecto es semejante al que atraviesan actualmente las plantas fotovoltaicas, es decir en sus inicios tenían un precio muy elevado y ahora gracias a nuevos métodos de producción y materiales más baratos a usar se ha logrado reducir el coste.

La forma de financiación de los electrolizadores sería semejante al mecanismo que se empleó con las solares y la eólicas. Este mecanismo se conoce como el Ri o *“Retribución a la inversión”* que consistía en el repago de las plantas renovables a través de pagos a lo largo de la vida útil. La definición que se da en el Real Decreto 413/2014 es *“un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser repercutidos por la venta de energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión”*. Es decir, son ayudas que se entregan a tecnologías renovables por cada MW de potencia que tenga la planta. Siguiendo esta definición vemos que las plantas de Hidrógeno verde podrían verse incluidas en este régimen retributivo.

Para todos los casos analizados como el electrolizador tenía una capacidad de 100 MW el ahorro que se tendría sería de €120m que se repercutiría en un ahorro anual de €11,3m. En los casos de máxima producción, es decir, en los casos en los que tengamos un factor de carga del 100% tendría un efecto de 0,71€/Kg en el LCOH. A continuación, se adjunta una tabla con el efecto que tendría las ayudas al CAPEX de todas las configuraciones cuando la generación de hidrógeno verde es máxima.

	Capex Elec	Total con Capex	Total sin Capex	Dif. Rel
Fija	0,71	3,89	3,18	-18,3%
Sum EO	0,71	3,63	2,91	-19,6%
Sum PV	0,71	3,83	3,12	-18,6%
Auto EO	1,23	4,15	2,92	-29,7%
Auto PV	1,76	5,37	3,62	-32,7%
Gen EO	1,23	3,49	2,26	-35,3%
Gen PV	1,76	4,64	2,89	-37,8%

Tabla 13: "Comparativa del LCOH sin y con subvención al CAPEX"

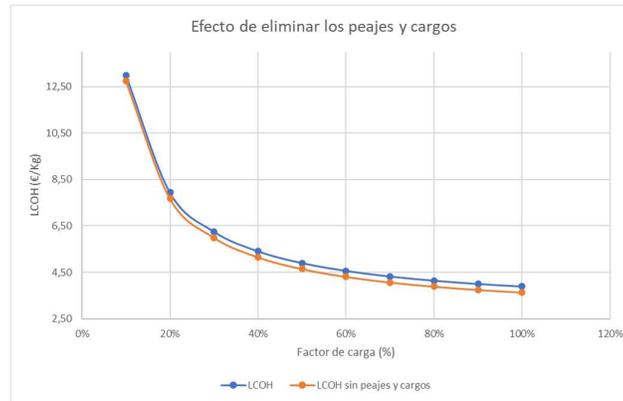
Como se puede observar, esta tabla refleja que el impacto del CAPEX es muy significativo. Llegando a ser el factor más influyente en el coste del LCOH en algunas configuraciones. Podemos observar que la diferencia relativa va desde valores del 18% hasta incluso cercanos al 38%, demostrando así que en la actualidad hay configuraciones en las que casi un 40% del LCOH surge únicamente de la inversión y de su correspondiente anualidad.

4.2 ELIMINAR O REDUCIR LOS PEAJES Y LOS CARGOS ELÉCTRICOS

Esta medida como es de esperar únicamente afectará a aquellas configuraciones que tengan conexión a la red y sea para demandar electricidad. Este término justo a sufrido una variación este año 2022, con respecto a años anteriores, ya que se han registrado mayores importes de peajes y cargos. La eliminación de este tributo permitiría reducir los gastos y reducir el LCOH que, aunque no sea el importe más significativo sí que tiene relevancia.

Como se observó en la sensibilidad de la configuración fija, la eliminación de este tributo supone un desplazamiento puramente vertical de la curva del LCOH. Este factor tiene un coste de €4m al trabajar al 100% del factor de carga en la configuración fija y un coste de €1,6m en la configuración suministrada. En términos unitarios, los peajes y los cargos tienen un efecto de 0,254 €/Kg en la configuración fija y 0,128 €/Kg como máximo en la configuración suministrada por la red.

Este efecto se puede observar en la gráfica de la sensibilidad elaborada en la configuración sin planta dedicada:



Gráfica 47: "Efecto en el LCOH de la eliminación de los peajes eléctricos"

La principal razón por la que consideramos que es un importe que se podría eliminar es porque el consumo de esta electricidad va destinado a la generación de un producto limpio y renovable que permite descarbonizar industrias y reducir las emisiones de CO₂. Al contrario que en el caso anterior, este mecanismo regulatorio tendría efectos de reducción de costes en vez de mayor ingreso para la planta. Esta ayuda sería un incentivo operativo, aunque no iría enfocado en la producción, ya que el efecto del LCOH de los peajes y los cargos es el mismo para todos los factores de carga, en términos unitarios.

4.3 POTENCIAR LOS ACUERDOS PPAS

Potenciar los acuerdos PPAs afecta a las tres configuraciones que tienen interacción la Red, ya sea para demanda de electricidad o para venta de la electricidad. Para aquellas configuraciones que obtengan la electricidad de la Red va a permitir reducir su gasto en OPEX ya que aparte de poder captar electricidad a un precio fijo este suele ser mucho menor que el precio del pool ya que al obtener la electricidad de renovables estas pueden vender la electricidad generada a un precio menor que otras tecnologías. Por otro lado, para la configuración generando a la red le conviene poder asegurarse la venta de la electricidad generada, aunque sea a un precio menor que el pool pero se garantiza dicho ingreso.

El efecto de esta medida supondría que la configuración fija y la suministrada registrarían un menor gasto en OPEX y la que genera a la red se asegura un ingreso constante, permitiéndose así reducir significativamente el precio del LCOH en las tres configuraciones.

4.4 CUBRIR LAS PÉRDIDAS DERIVADAS DEL ASENTAMIENTO

En el apartado de análisis de la dependencia del emplazamiento en la configuración de planta aislada se vio la relevancia que tienen tanto el emplazamiento donde se sitúa la planta como la tecnología que se emplea. En este análisis se analizaron tres posibles plantas en La Janda, en Bilbao y en Puertollano y se vieron diferencias muy significativas entre los sitios principalmente en la solar, donde se llegó a alcanzar una diferencia de 2,68 €/Kg frente a los 0,87 €/Kg que se encontró en la eólica. Esto nos demuestra que a la hora de invertir en una planta de hidrógeno verde las empresas tratarían de obtener aquellos emplazamientos más favorables, aunque se generase un exceso de oferta en esas zonas. Por ello es necesario que para que el suministro de hidrógeno verde llegue a todos los puntos donde exista una potencial demanda se atraiga la producción a través de incentivos regulatorios.

Esta medida influiría en aquellas configuraciones con planta renovable como fuente de electricidad, es decir tanto para la planta aislada como para la que genera o se suministra parcialmente de la red. Para cubrir los costes y reducir el LCOH a un coste competitivo con aquellas localizaciones más beneficiadas, los entes políticos podrían hacerse cargo del coste del O&M en la planta aislada o en la que genera a la red, o del excedente eléctrico que tenga que afrontar la planta que se suministra de la red ya que como la renovable genera menos electricidad este cargo aumentaría.

4.5 ESTIMULAR LA PRODUCCIÓN

Los objetivos de producción de la Unión Europea a medio y largo plazo son exigentes y en comparación con los análisis observados no siempre maximizar la producción es en términos económicos lo más favorable.

Por ello, es necesario añadir un mecanismo regulatorio que estimule la producción hidrógeno verde para que así se cubra las posibles pérdidas que se incurran al aumentar la producción cuando esto no sea lo óptimo económicamente. Para poner en contexto estas ayudas es necesario presentar el Ro o “Retribución a la operación” que como se estableció en el Real Decreto 413/2014 *“es un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos explotación de la instalación tipo que corresponda, al que se denomina retribución a la operación”*.

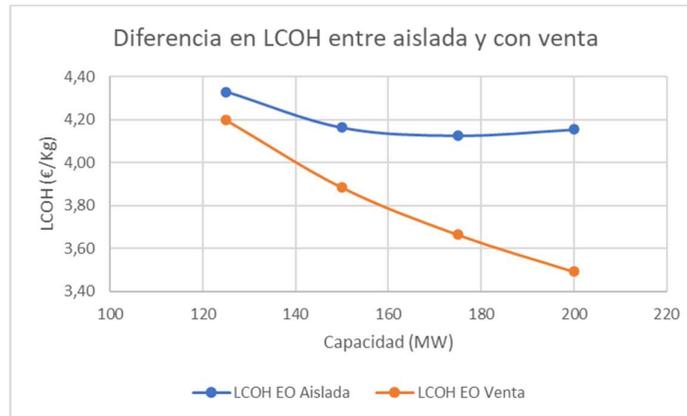
De nuevo al igual que cuando se habló de Ri se puede ver que las tecnologías de generación de hidrógeno verde se podrían sujetar a esta definición para así buscar una forma viable de reducir el LCOH.

4.6 FACILITAR NUEVAS CONEXIONES A LA RED ELÉCTRICA

En la actualidad, algunas de las nuevas conexiones de generación a la Red Eléctrica Española se obtienen a través de un concurso como podemos encontrar en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la siguiente definición: *“se podrán convocar concursos de capacidad de acceso en un nudo concreto de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable y para instalaciones de almacenamiento”*.

Estos puntos de conexión son muy necesarios para reducir el coste del LCOH ya que permitiría no solo pasar de configuraciones aisladas sino también poder obtener ingresos en la configuración suministrada, ya que igualmente se generan vertidos eléctricos. Como ya se ha analizado previamente el efecto de la conexión a red de la configuración de autoconsumo repercutiría en una disminución de 0,66 €/Kg en la eólica y en 0,73 €/Kg en la solar.

Este efecto se puede observar por ejemplo al comparar el LCOH resultante de la configuración aislada frente al de la configuración de autoconsumo con venta de excedentes:



Gráfica 48: "Efecto en el LCOH entre la configuración aislada y la de autoconsumo con venta de excedentes"

Debido a que la electricidad entregada por las plantas dedicadas no es constante y en algunos momentos son nulos esta conexión no sería relevante en la saturación de las líneas de los puntos donde se emplacen estas plantas, pudiendo incluso favorecer el coste de la electricidad al tener un aporte extra de renovable al mix eléctrico, a excepción de cuando la penetración de renovables es alta. Por lo tanto, sería interesante favorecer la entrada de estas plantas al sistema eléctrico, incrementar los concursos o reservar una parte de la potencia concursada para estas aplicaciones.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

A lo largo de este Trabajo se han comentado diferentes temas referidos con la generación de hidrógeno verde. Por ello, para concluir se van a extraer las siguientes conclusiones que se han observado a lo largo de la realización del Trabajo:

- El hidrógeno verde tiene la posibilidad de favorecer significativamente la descarbonización de numerosos sectores.
- A través de las cuatro configuraciones y con las diferentes tecnologías renovables que se han estudiado se puede ajustar la producción de hidrógeno verde a múltiples escenarios. Permitiendo así que la producción de hidrógeno sea favorable y flexible independientemente de la situación.
- Actualmente es necesario apoyar económicamente estos procesos productivos para que puedan ser competitivos con el hidrógeno gris y otras formas de obtener hidrógeno.
- Existen numerosos mecanismos regulatorios que permitirían reducir el LCOH de forma directa sin tener que esperar a avances tecnológicos u optimización del proceso de producción.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

[CENTR__] Centro Nacional de Hidrógeno, “Hidrógeno” (s. f.). Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://www.cnh2.es/el-hidrogeno/>

[PEZZ21] Pezzi, S. (2021, 30 septiembre). “Del gris al verde, los colores del hidrógeno”. Good New Energy. Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/>

[FUND22] Fundación Descubre, “Los colores del hidrógeno”. (2022, 24 enero). Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://fundaciondescubre.es/recursos/los-colores-del-hidrogeno/>

[IBER__] Iberdrola, ¿Qué es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde? (s. f.). Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>

[IBER__] Iberdrola. (s. f.). ¿Sabes qué es un PPA y cuáles son sus principales ventajas? Recuperado 28 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia>

[MINI20] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020, octubre). “Hoja de Ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable”.

[PARL09] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2009, abril). “Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo”.

[REPS21] Repsol, & Malango, T. (2021). Estrategia en el negocio de Hidrógeno. <https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/es/accionistas-e-inversores/estrategia-en-el-negocio-de-hidrogeno.pdf>

energia.es. (s. f.). Invertir en energía solar fotovoltaica. http://www.energia.es/wp-content/uploads/mas_info.pdf
energia.es. (s. f.). Invertir en energía solar fotovoltaica. http://www.energia.es/wp-content/uploads/mas_info.pdf

[ENER21] Enerfín. (2021, marzo). Plan estratégico de Enerfín. Recuperado 2 de junio de 2020 de https://energia.gob.es/renovables/regimen-economico/26Enero/Proyectos%20de%20inversi%C3%B3n%20e%C3%B3licos%20adjudicatarios%20de%20la%20subasta/EOL_PE3%20ENERFIN%20SOCIEDAD%20DE%20ENERG%C3%8DA%2040%20MW.pdf