



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DEL HIDRÓGENO COMO NUEVO
SISTEMA ENERGÉTICO E INSTRUMENTO
POLÍTICO: UN ANÁLISIS DE LA VOLATILIDAD A
LARGO PLAZO.**

Autor: Eduardo Pérez Arévalo

Director: Isabel Catalina Figuerola Ferretti

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis del Hidrógeno como nuevo sistema energético e instrumento político: Un análisis de
volatilidad a largo plazo.

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.

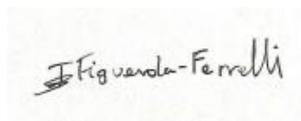
Eduardo Pérez Arévalo

Fdo.: Eduardo Pérez Arévalo

Fecha: 20/06/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Isabel Catalina Figuerola Ferretti Fecha: 24/06/2022



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

**ANÁLISIS DEL HIDRÓGENO COMO NUEVO
SISTEMA ENERGÉTICO E INSTRUMENTO
POLÍTICO: UN ANÁLISIS DE LA VOLATILIDAD A
LARGO PLAZO.**

Autor: Eduardo Pérez Arévalo

Director: Isabel Catalina Figuerola Ferretti

Madrid

ANÁLISIS DEL HIDRÓGENO COMO NUEVO SISTEMA ENERGÉTICO E INSTRUMENTO POLÍTICO: UN ANÁLISIS DE LA VOLATILIDAD A LARGO PLAZO.

Autor: Pérez Arévalo, Eduardo.

Director: Figuerola Ferretti, Isabel Catalina.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

El Hidrógeno Verde es el gran proyecto del sector energético a medio largo plazo para conseguir una total descarbonización de la economía, alcanzando el objetivo net zero. Las emisiones de carbono son uno de los grandes problemas a los que se enfrenta la sociedad global, sumado a una necesidad de recursos limitados, las energías no renovables.

Este vector energético es una posibilidad 100% sostenible que cuenta con la ventaja de poder hacer frente a una de las limitaciones de las energías renovables, el almacenamiento de energía. Sin embargo, necesita alcanzar su madurez económica, tecnológica y logística, cuyo desarrollo dependerá directamente del interés social y político.

El proyecto analiza en profundidad la crisis energética actual, muy condicionada por el parón mundial de la demanda durante la pandemia y la posterior reactivación masiva de esta, la consiguiente crisis China, el motor industrial del mundo, y el reciente estallido del conflicto bélico entre Rusia, Ucrania y la OTAN, con consecuencias de desabastecimiento y uso de las exportaciones de recursos energéticos como instrumento geopolítico.

Mediante el uso de análisis de regresión, además de series temporales multivariantes y estimaciones de escenarios futuros, pueden preverse comportamientos de los distintos recursos y tendencias que ayudan desarrollar conclusiones posteriores sobre el devenir del mercado.

Los resultados, asumiendo tendencias diseñadas desde diez años atrás, que no experimentarán grandes variaciones en los próximos treinta años, reflejan que para 2050 un 23,7% de las emisiones no habrían sido eliminadas aún en España, no cumpliéndose el objetivo marcado. Sin embargo, dichas estimaciones no recogen la posible influencia del hidrógeno y otro de los pronósticos realizados indica que para conseguir una descarbonización completa en España será necesario que el hidrógeno satisfaga una demanda cercana al 20% dentro de treinta años, un dato que la UE considera como optimista, siendo un 10% un dato más realista hoy en día.

Por otro lado, los avances previstos en materia de costes están entre el 70 y 80%, unas mejoras que en el caso de la energía solar y eólica supusieron aumentos en la generación del 138,25% y 26,09% respectivamente.

Adicionalmente, los análisis de regresión sugieren la importancia y la fuerte correlación entre el aumento de las tarifas sobre las emisiones de carbono y el crecimiento de las renovables, en detrimento de los combustibles fósiles. Asimismo, la subida progresiva del precio de la energía tiene un efecto más negativo en las energías renovables que en las no

renovables. Por último, se muestra como las renovables están cubriendo una demanda creciente y que, en vez de sustituir la producción fósil, se complementan.

Las estadísticas sobre importaciones y flujos de dinero internacionales como consecuencia del intercambio de energía y de combustibles principalmente fósiles enseñan un posible escenario paralelo en el que los poderes geopolíticos cambien, acabando el predominio geopolítico de aquellos países con grandes yacimientos y potencial de producción, siendo esta una opción para España de posicionarse como una de las potencias económicas del futuro si consigue superar este reto energético.

Todo este análisis se relaciona directamente con el hecho de que el hidrógeno verde podría ser una solución conjunta para conseguir la transición sostenible y para conseguir una independencia energética a nivel nacional que calmase esa incertidumbre del mercado energético y la volatilidad de los precios, además de acabar con la sumisión europea al gas y petróleo ruso. Razones que invitan a acelerar la transición energética.

Palabras clave: Hidrógeno verde, vector energético, almacenamiento, geopolítica, net zero, sostenibilidad.

1. Introducción

El hidrógeno verde es uno de los proyectos en el sector energético más ambiciosos y con más crecimiento esperado en los próximos años. Puede ser la llave para acabar con las emisiones de carbono, además de liberar a muchos países de su dependencia energética.

No obstante, cuenta con una serie de limitaciones que generan cierto escepticismo en el sector respecto a cuándo será el momento en el que llegue definitivamente su puesta a punto. Se pretende, mediante un análisis exhaustivo del hidrógeno como vector energético, de la economía y política global y del pasado, actualidad y previsiones del mercado energético, juzgar su posible incidencia en el sector y los cambios estructurales que supondría.

Adicionalmente, se valorará el posible escenario futuro paralelo en el que los poderes geopolíticos hayan cambiado por la entrada del hidrógeno verde como recurso predominante, descartando valor y poder a aquellos países que históricamente lo tuvieron por la exportación de combustibles fósiles.

2. Metodología

Se ha usado la herramienta Gretl para diseñar análisis de regresión con el método de mínimos cuadrados ordinarios. Permite establecer correlaciones entre una variable dependiente y varias independientes para tener una información más precisa sobre el tipo de efecto existente, su magnitud y su signo. Es importante valorar el R² del modelo y los pvalores de las distintas variables para considerar si son significativas o no. Se debe

atender también a la heterocedasticidad del modelo, a si hay autocorrelación, multicolinealidad y analizar los gráficos de los residuos para descartar errores.

También se ha empleado Excel para el tratamiento de los datos, la consecución de líneas de tendencia, el diseño de gráficos y series temporales y el uso de su herramienta de previsiones con distintos límites de confianza para el caso concreto de las emisiones de carbono en España.

Además, se ha realizado un análisis DAFO para reflejar una comparativa de sus fortalezas, oportunidades, amenazas y debilidades, para entender su situación frente a una entrada al mercado actual.

3. Resultados

Realizando una previsión de las emisiones de carbono en España se estiman tres curvas con diferentes límites de confianza. La más moderada de ellas refleja que para 2050, no se conseguiría el objetivo de una economía libre de emisiones, faltando por eliminar un 23,87% respecto a las emisiones actuales. Este pronóstico no recoge la entrada del hidrógeno como recurso energético, un factor que puede suponer ese impulso restante.

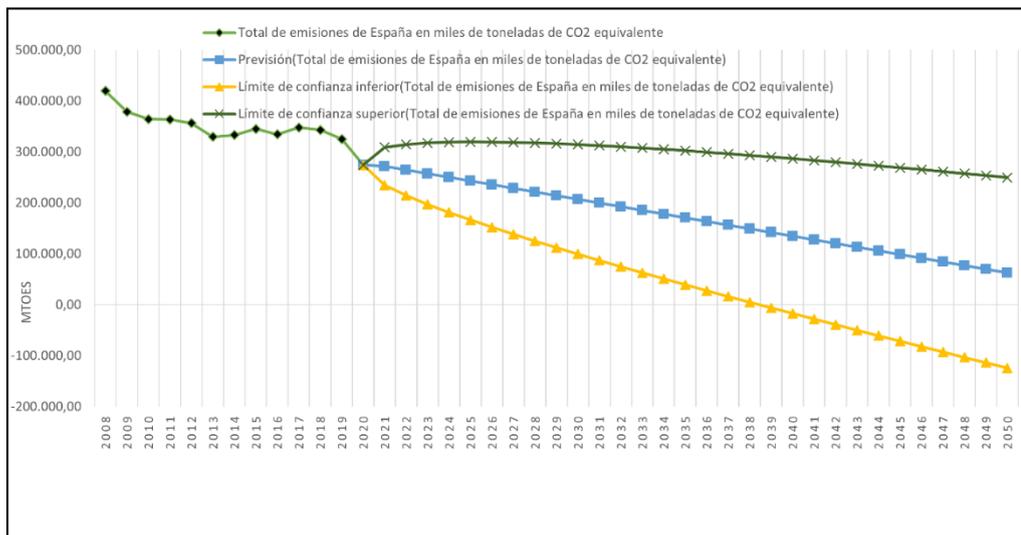


Ilustración 1. Previsión de Emisiones en España. Fuente: elaboración propia.

La tabla y consiguiente gráfica recogen una previsión energética en España que marca los objetivos del H2. Obteniéndose líneas de tendencia de las distintas energías renovables en y obligando a esas energías a cubrir la totalidad de la demanda que en la actualidad cubren las no renovables para 2050, faltaría un 23,22% de demanda por cubrir, un spot que puede ser el del hidrógeno verde. Sin embargo, más adelante se verá que se tratan de unas cifras cuyo alcance es de momento muy optimista.

	Tendencia	Avance Tech&Capex (x año)	2025	2030	2050	Share
Hidráulica	$y = -490,19x + 35448$	0,0015%	28104,63	25655,74	15854,66	6,87%
Eólica	$y = 781,53x + 44414$	Entorno Favorable (x año)	89096,59	91990,08	99248,39	43,00%
Solar PV	$y = 613,18x + 4863,2$	0,00075%	41612,51	51800,89	93692,59	40,59%
Solar térmica	$y = 41,199x + 4446,4$		9420,99	10999,82	18413,52	7,98%
Hidroeléctrica	$y = 0,4927x + 19,645$		28,09	31,91	49,83	0,02%
Otras renov	$y = 63,522x + 3261,6$		1221,90	1525,48	2740,53	1,19%
Residuos renov	$y = 13,385 + 678,06$		715,91	737,63	826,83	0,36%
					230826	
Net Zero Gen					300642	
Green H2 Spot					69815,8	23,22%

Tabla 1. Cálculos 2050. Fuente: elaboración propia.

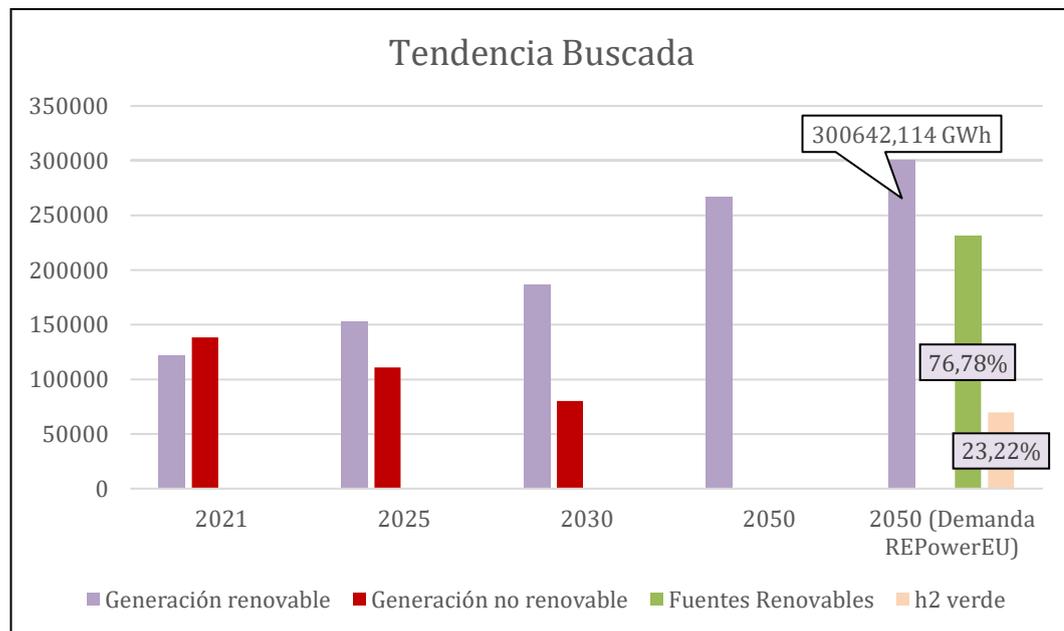


Ilustración 2. Tendencias y Previsiones Modelo. Fuente: elaboración propia.

Si siguiendo datos del proyecto REPower EU, el porcentaje más realista de demanda que cubrirá el hidrógeno en torno a 2050 sería de un 8,16%, estableciéndose el 23,58% como objetivo ambicioso y, a día de hoy, improbable.

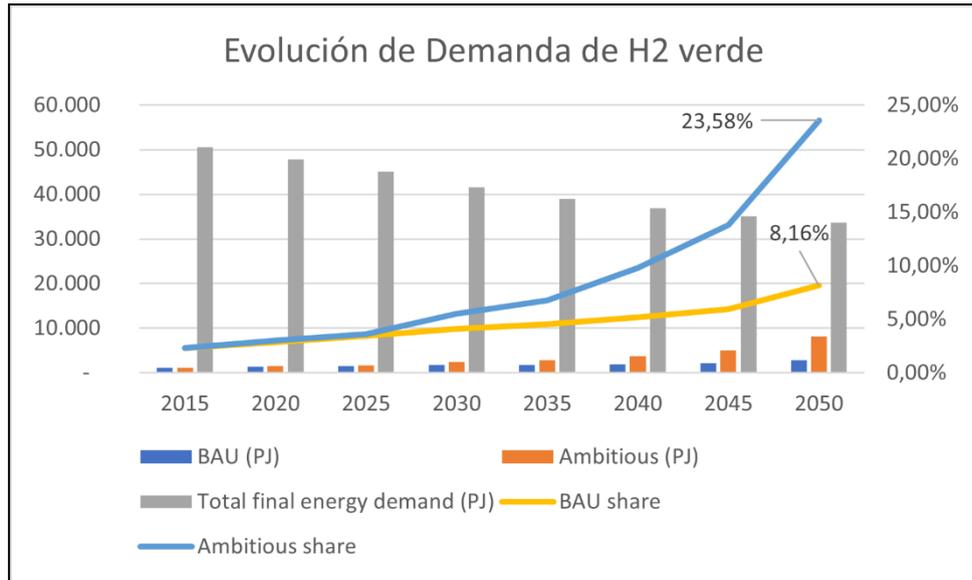


Ilustración 3. Evolución Demanda H2. Fuente: elaboración propia. Data: FCH JU.

A continuación, se muestran todos los modelos de regresión realizados.

Variable dependiente: PotenciaInstaladaRenovableGW

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p	
const	68240.7	7160.38	9.530	1.28e-011	***
PreciototalaMWh	-47.5386	16.3312	-2.911	0.0060	***
TarifaEmisionesC~	354.133	59.8071	5.921	7.30e-07	***
EvoluciAnDemanda~	-0.948518	0.325250	-2.916	0.0059	***
VariaciAndelospr~	154.878	108.159	1.432	0.1603	
Media de la vble. dep.	56562.75	D.T. de la vble. dep.	5624.849		
Suma de cuad. residuos	3.41e+08	D.T. de la regresión	2995.491		
R-cuadrado	0.743405	R-cuadrado corregido	0.716395		
F(4, 38)	27.52328	Valor p (de F)	9.02e-11		
Log-verosimilitud	-402.5658	Criterio de Akaike	815.1316		
Criterio de Schwarz	823.9376	Crit. de Hannan-Quinn	818.3790		
rho	0.683736	Durbin-Watson	0.612545		

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 3 (VariaciAndelospreciosi)

Ilustración 4. Modelo 1 de Regresión. Fuente: Elaboración propia.

Variable dependiente: PotenciaInstaladaNorenovable

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	14936.9	27687.9	0.5395	0.5927
PreciototalaMWh	16.9446	6.61968	2.560	0.0146 **
TarifaEmisionesC~	-152.389	24.2411	-6.286	2.31e-07 ***
VariaciAndelospr~	-61.1107	43.8632	-1.393	0.1717
l_EvoluciAnDeman~	4211.22	2773.02	1.519	0.1371
Media de la vble. dep.	52902.98	D.T. de la vble. dep.	2477.798	
Suma de cuad. residuos	56022230	D.T. de la regresión	1214.195	
R-cuadrado	0.782740	R-cuadrado corregido	0.759871	
F(4, 38)	34.22646	Valor p (de F)	4.01e-12	
Log-verosimilitud	-363.7356	Criterio de Akaike	737.4713	
Criterio de Schwarz	746.2773	Crit. de Hannan-Quinn	740.7186	
rho	0.715928	Durbin-Watson	0.568368	

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 3 (VariaciAndelospreciosi)

Ilustración 5. Modelo 2. Fuente: elaboración propia.

Variable dependiente: pc_Emissions

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	-0.692711	1.14365	-0.6057	0.5551
pc_GasConsumption	0.508915	0.189335	2.688	0.0186 **
pc_BrentCrudeOil~	0.0419470	0.0206029	2.036	0.0627 *
pc_UKHerenNBPInd~	-0.000734256	0.0131255	-0.05594	0.9562
pc_SolarCapacity	-0.0184348	0.0203165	-0.9074	0.3807
pc_WindCapacity	0.0862499	0.0422837	2.040	0.0622 *
Media de la vble. dep.	1.966700	D.T. de la vble. dep.	1.924439	
Suma de cuad. residuos	18.07168	D.T. de la regresión	1.179038	
R-cuadrado	0.728907	R-cuadrado corregido	0.624641	
F(5, 13)	6.990817	Valor p (de F)	0.002243	
Log-verosimilitud	-26.48395	Criterio de Akaike	64.96790	
Criterio de Schwarz	70.63454	Crit. de Hannan-Quinn	65.92692	
rho	0.231758	Durbin-Watson	1.516101	

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 28 (pc_UKHerenNBPIndex)

Ilustración 6. Modelo 3. Fuente: elaboración propia.

Variable dependiente: pc_Emissions

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	-0.692711	1.14365	-0.6057	0.5551
pc_GasConsumption	0.508915	0.189335	2.688	0.0186 **
pc_BrentCrudeOil~	0.0419470	0.0206029	2.036	0.0627 *
pc_UKHerenNBPInd~	-0.000734256	0.0131255	-0.05594	0.9562
pc_SolarCapacity	-0.0184348	0.0203165	-0.9074	0.3807
pc_WindCapacity	0.0862499	0.0422837	2.040	0.0622 *
Media de la vble. dep.	1.966700	D.T. de la vble. dep.	1.924439	
Suma de cuad. residuos	18.07168	D.T. de la regresión	1.179038	
R-cuadrado	0.728907	R-cuadrado corregido	0.624641	
F(5, 13)	6.990817	Valor p (de F)	0.002243	
Log-verosimilitud	-26.48395	Criterio de Akaike	64.96790	
Criterio de Schwarz	70.63454	Crit. de Hannan-Quinn	65.92692	
rho	0.231758	Durbin-Watson	1.516101	

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 28 (pc_UKHerenNBPIndex)

Ilustración 7. Modelo 4. Fuente: elaboración propia.

Como elementos a destacar:

- La tarifa a las emisiones es clave para la caída de las energías no renovables y para el crecimiento de interés por proyectos sostenibles y el hidrógeno.
- Las subidas de precio de la energía castigan en mayor medida a las energías renovables que a las no renovables.
- El crecimiento de las renovables está sirviendo para cubrir el crecimiento de la demanda más que como sustitución de las energías no renovables.
- Los modelos no recogen de manera clara que el auge de las renovables tenga una correlación con el descenso de las emisiones, algo que lógicamente existe, pero que el predominio de los combustibles fósiles oculta.

4. Conclusiones

- El hidrógeno representa la gran esperanza de la transición ecológica. Cuenta con características clave para su desarrollo, pero necesita de un plus de madurez tecnológica, económica y logística. Aunque los proyectos están bien marcados, el trabajo refleja que existe un atraso generalizado y que los objetivos marcados para 2050 son irrealistas por el momento.
- Las energías renovables sí que llevan una progresión esperanzadora, clave para el desarrollo del hidrógeno verde, que necesita de una fuente de energía renovable inicial para alimentar a los electrolizadores.
- La volatilidad que presenta el mercado energético estos años atrás pone en jaque a la economía y supone un efecto dominó para todas las industrias. La irrupción del hidrógeno puede estabilizar los precios y acabar con esa incertidumbre constante.
- Europa vive un momento delicado por su apoyo a Ucrania, yendo en contra de Rusia, con quien tiene una clara y profunda dependencia energética. Es momento de dar un mayor protagonismo a las renovables y al hidrógeno.
- El poder y ventaja internacional que ha dado históricamente la producción de combustibles fósiles puede llegar a su fin, habiendo un cambio a gran escala entre exportadores e importadores, lo que se traduciría en la riqueza de cada país.
- España debe acelerar en esta transición y optimizar sus proyectos, clarificando una regulación única para el hidrógeno, diseñando una amplia infraestructura, ampliando el programa de ayudas y las subvenciones y aumentando de manera progresiva las tarifas por emisiones de carbono. De esta forma, su posición geopolítica y su poder internacional pueden cambiar.
- Se trata de un trabajo profundamente útil y alineado directamente con los objetivos de la ODS.

5. Referencias

- [1] BloomberNEF. (2020). *Hydrogen Economy Outlook*.
<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- [2] IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
- [3] Fundación Naturgy. (2020). *Hidrógeno. Vector Energético de una Economía Descarbonizada*. Madrid.
- [4] Enerdata. (2021). *Global Energy Trends*.
<https://argaamplus.s3.amazonaws.com/ef67c9a9-122f-4ca3-a3cf-268d8bcd62fb.pdf>
- [5] Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (octubre de 2020). HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO: UNA APUESTA POR EL HIDRÓGENO RENOVABLE. Obtenido de Energia.gob:
https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

ANALYSIS OF HYDROGEN AS A NEW ENERGY SYSTEM AND POLITICAL INSTRUMENT: AN ANALYSIS OF LONG-TERM VOLATILITY.

Author: Pérez Arévalo, Eduardo.

Supervisor: Figuerola Ferretti, Isabel Catalina.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

Green Hydrogen is the great project of the energy sector in the medium-long term to achieve a total decarbonisation of the economy, reaching the net zero objective. Carbon emissions are one of the major problems facing global society, coupled with a need for limited resources, non-renewable energy.

This energy vector is a 100% sustainable possibility that has the advantage of being able to face one of the limitations of renewable energies, energy storage. However, it needs to reach its economic, technological and logistical maturity, whose development will depend directly on social and political interest.

The project analyzes in depth the current energy crisis, highly conditioned by the global slowdown in demand during the pandemic and its subsequent massive reactivation, the consequent crisis in China, the world's industrial engine, and the recent outbreak of the war between Russia, Ukraine and NATO, with consequences of shortages and use of energy resource exports as a geopolitical instrument.

Through the use of regression analysis, in addition to multivariate time series and estimates of future scenarios, the behavior of the different resources and trends can be predicted, which help to develop subsequent conclusions about the future of the market.

The results, assuming trends designed ten years ago, which will not experience large variations in the next thirty years, reflect that by 2050, 23.7% of emissions would not have been eliminated in Spain, thus not meeting the target set. However, these estimates do not include the possible influence of hydrogen and another of the forecasts made indicates that in order to achieve complete decarbonisation in Spain it will be necessary for hydrogen to satisfy a demand close to 20% within thirty years, a figure that the EU considers as an optimist, with 10% being a more realistic figure today.

On the other hand, the expected advances in terms of costs are between 70 and 80%, improvements that in the case of solar and wind energy represented increases in generation of 138.25% and 26.09%, respectively.

Additionally, the regression analyzes suggest the importance and strong correlation between the increase in tariffs on carbon emissions and the growth of renewables, to the detriment of fossil fuels. Likewise, the progressive increase in the price of energy has a more negative effect on renewable energies than on non-renewable ones. Finally, it shows how renewables are covering a growing demand and that, instead of replacing fossil production, they complement each other.

Statistics on imports and international money flows as a result of the exchange of energy and mainly fossil fuels show a possible parallel scenario in which the geopolitical powers change, ending the geopolitical dominance of those countries with large deposits and production potential, this being an option for Spain to position itself as one of the economic powers of the future if it manages to overcome this energy challenge.

All this analysis is directly related to the fact that green hydrogen could be a joint solution to achieve a sustainable transition and to achieve energy independence at the national level that would calm the uncertainty of the energy market and the volatility of prices, in addition to ending with European submission to Russian oil and gas. Reasons that invite us to accelerate the energy transition.

Keywords: Green hydrogen, energy vector, storage, geopolitics, net zero, sustainability.

1. Introduction

Green hydrogen is one of the most ambitious projects in the energy sector and one with the highest growth expected in the coming years. It may be the key to ending carbon emissions, as well as freeing many countries from their energy dependency.

However, it has a series of limitations that generate some skepticism in the sector regarding when is going to be the moment when its set-up will finally arrive. Through an exhaustive analysis of hydrogen as an energy vector, of the economy and global politics and of the past, present and forecasts of the energy market, it is intended to judge its possible impact on the sector and the structural changes that it would entail.

Additionally, the possible parallel future scenario will be assessed in which the geopolitical powers have changed due to the entry of green hydrogen as the predominant resource, discarding value and power to those countries that historically had it due to the export of fossil fuels.

2. Methodology

The Gretl tool has been used to design regression analysis with the ordinary least squares method. It allows establishing correlations between a dependent variable and several independent ones in order to have more precise information about the type of existing effect, its magnitude and its sign. It is important to assess the R² of the model and the p-values of the different variables to consider whether they are significant or not. The heteroskedasticity of the model must also be addressed, whether there is autocorrelation, multicollinearity, and the residual graphs must be analyzed to rule out errors.

Excel has also been used to process the data, obtain trend lines, design graphs and time series, and use its forecasting tool with different confidence limits for the specific case of carbon emissions in Spain.

In addition, a SWOT analysis has been carried out to reflect a comparison of its strengths, opportunities, threats and weaknesses, to understand its situation in the face of an entry into the current market.

3. Results

Making a forecast of carbon emissions in Spain, three curves with different confidence limits are estimated. The most moderate of them reflects that by 2050, the objective of an economy free of emissions would not be achieved, with 23.87% remaining to be eliminated with respect to current emissions. This forecast does not include the entry of hydrogen as an energy resource, a factor that may account for that remaining momentum.

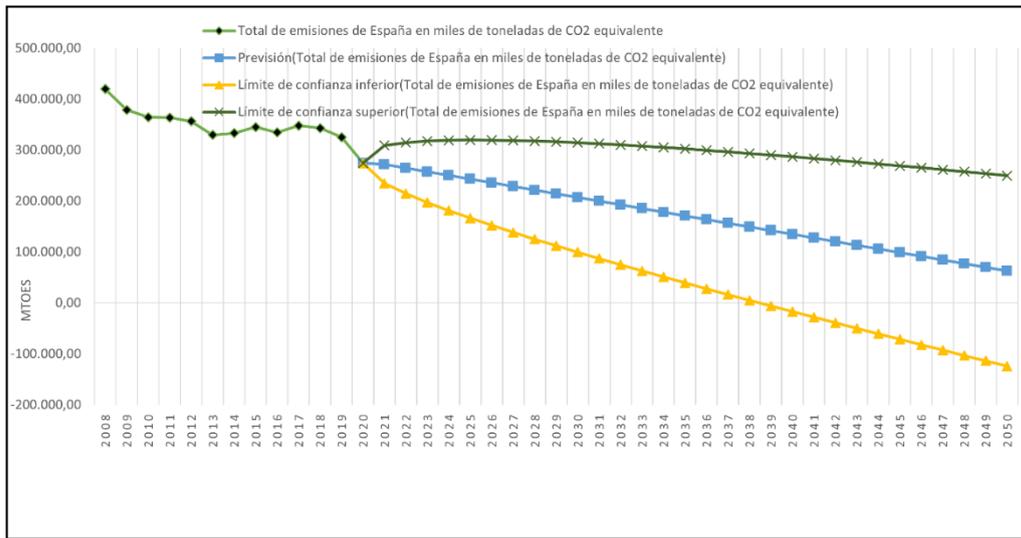


Illustration 66. Forecast of Emissions in Spain. Source: self made.

The table and subsequent graph show an energy forecast in Spain that marks the objectives of H2. Obtaining trend lines of the different renewable energies in and forcing these energies to cover all the demand that non-renewable energies currently cover by 2050, there would be 23.22% of demand left to cover, a spot that could be the of green hydrogen. However, later it will be seen that these are figures whose scope is currently very optimistic.

	Trend	Tech&Capex Advance (x año)	2025	2030	2050	Share
Hydraulics	$y = -490,19x + 35448$	0,0015%	28104,63	25655,74	15854,66	6,87%
Wind	$y = 781,53x + 44414$	Favorable Environment (xyear)	89096,59	91990,08	99248,39	43,00%
Solar PV	$y = 613,18x + 4863,2$	0,00075%	41612,51	51800,89	93692,59	40,59%
Thermal Solar	$y = 41,199x + 4446,4$		9420,99	10999,82	18413,52	7,98%
Hydro-wind	$y = 0,4927x + 19,645$		28,09	31,91	49,83	0,02%
Other Renewes	$y = 63,522x + 3261,6$		1221,90	1525,48	2740,53	1,19%
Renews Waste	$y = 13,385 + 678,06$		715,91	737,63	826,83	0,36%
					230826	
			Net Zero Gen		300642	
			Green H2 Spot		69815,8	23,22%

Table 14. Calculations 2050. Source: self made.

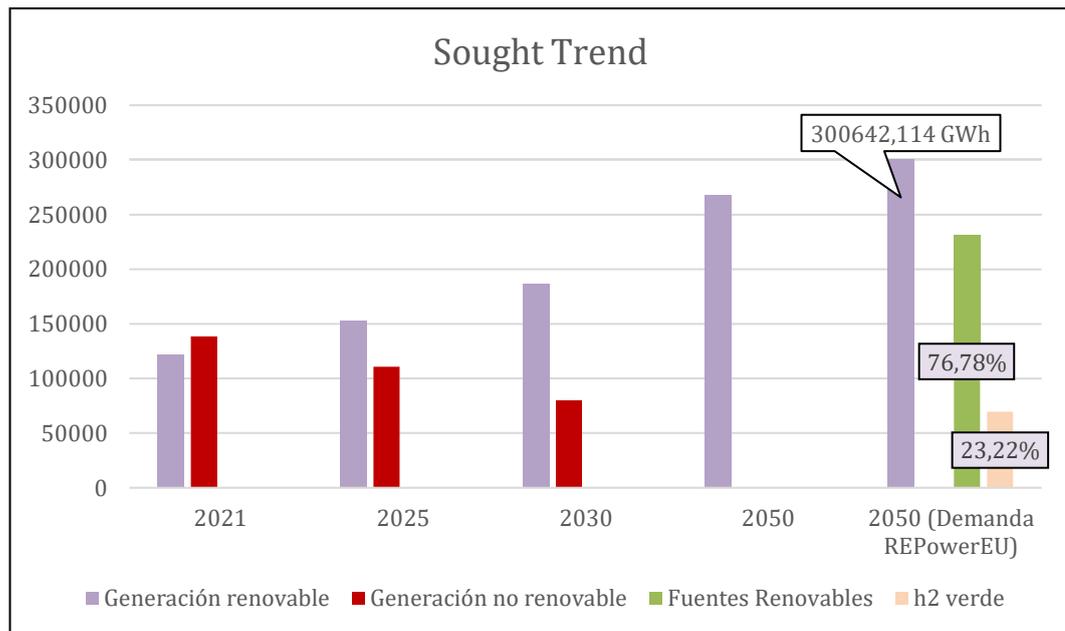


Illustration 67. Model Trends and Forecasts. Source: self made.

Following data from the REPower EU project, the most realistic percentage of demand that hydrogen will cover around 2050 would be 8.16%, establishing 23.58% as an ambitious target and, as of today, unlikely.

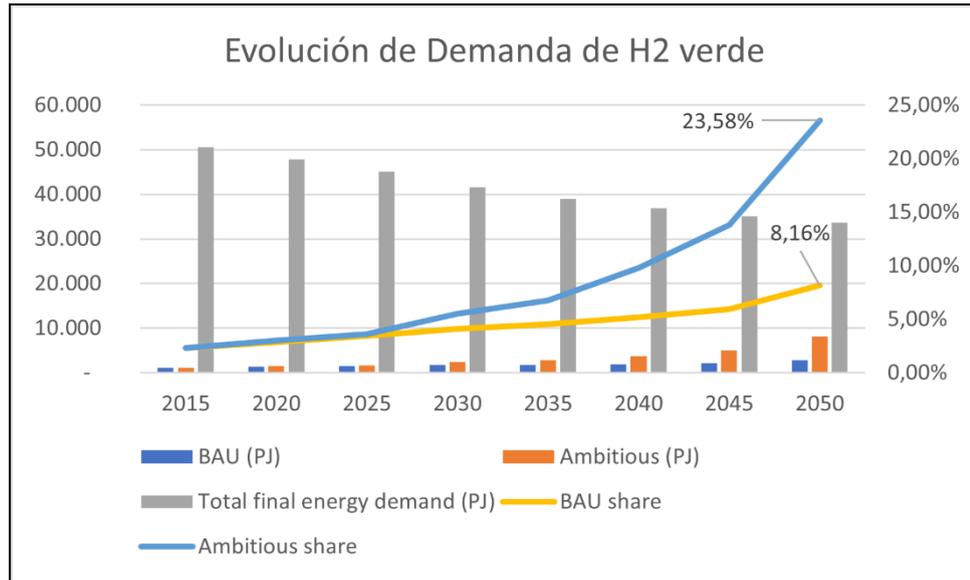


Illustration 71. H2 Demand Evolution. Source: self made. Data: FCH JU.

All the regression models performed are shown below.

Variable dependiente: PotenciaInstaladaRenovableGW

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p	
const	68240.7	7160.38	9.530	1.28e-011	***
PreciototalaMWh	-47.5386	16.3312	-2.911	0.0060	***
TarifaEmisionesC~	354.133	59.8071	5.921	7.30e-07	***
EvoluciAnDemanda~	-0.948518	0.325250	-2.916	0.0059	***
VariaciAndelospr~	154.878	108.159	1.432	0.1603	

Media de la vble. dep.	56562.75	D.T. de la vble. dep.	5624.849		
Suma de cuad. residuos	3.41e+08	D.T. de la regresión	2995.491		
R-cuadrado	0.743405	R-cuadrado corregido	0.716395		
F(4, 38)	27.52328	Valor p (de F)	9.02e-11		
Log-verosimilitud	-402.5658	Criterio de Akaike	815.1316		
Criterio de Schwarz	823.9376	Crit. de Hannan-Quinn	818.3790		
rho	0.683736	Durbin-Watson	0.612545		

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 3 (VariaciAndelospreciosi)

Illustration 76. Regression Model 1. Source: self made.

Variable dependiente: PotenciaInstaladaNorenovable

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p	
const	14936.9	27687.9	0.5395	0.5927	
PreciototalaMWh	16.9446	6.61968	2.560	0.0146	**
TarifaEmisionesC~	-152.389	24.2411	-6.286	2.31e-07	***
VariaciAndelospr~	-61.1107	43.8632	-1.393	0.1717	
l_EvoluciAnDeman~	4211.22	2773.02	1.519	0.1371	

Media de la vble. dep.	52902.98	D.T. de la vble. dep.	2477.798		
Suma de cuad. residuos	56022230	D.T. de la regresión	1214.195		
R-cuadrado	0.782740	R-cuadrado corregido	0.759871		
F(4, 38)	34.22646	Valor p (de F)	4.01e-12		
Log-verosimilitud	-363.7356	Criterio de Akaike	737.4713		
Criterio de Schwarz	746.2773	Crit. de Hannan-Quinn	740.7186		
rho	0.715928	Durbin-Watson	0.568368		

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 3 (VariaciAndelospreciosi)

Illustration 78. Model 2. Source: self made.

Variable dependiente: pc_Emissions				
	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	-0.692711	1.14365	-0.6057	0.5551
pc_GasConsumption	0.508915	0.189335	2.688	0.0186 **
pc_BrentCrudeOil~	0.0419470	0.0206029	2.036	0.0627 *
pc_UKHerenNBPInd~	-0.000734256	0.0131255	-0.05594	0.9562
pc_SolarCapacity	-0.0184348	0.0203165	-0.9074	0.3807
pc_WindCapacity	0.0862499	0.0422837	2.040	0.0622 *
Media de la vble. dep.	1.966700	D.T. de la vble. dep.	1.924439	
Suma de cuad. residuos	18.07168	D.T. de la regresión	1.179038	
R-cuadrado	0.728907	R-cuadrado corregido	0.624641	
F(5, 13)	6.990817	Valor p (de F)	0.002243	
Log-verosimilitud	-26.48395	Criterio de Akaike	64.96790	
Criterio de Schwarz	70.63454	Crit. de Hannan-Quinn	65.92692	
rho	0.231758	Durbin-Watson	1.516101	

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 28 (pc_UKHerenNBPIndex)

Illustration 81. Model 3. Source: self made.

Variable dependiente: pc_Emissions				
	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	-0.692711	1.14365	-0.6057	0.5551
pc_GasConsumption	0.508915	0.189335	2.688	0.0186 **
pc_BrentCrudeOil~	0.0419470	0.0206029	2.036	0.0627 *
pc_UKHerenNBPInd~	-0.000734256	0.0131255	-0.05594	0.9562
pc_SolarCapacity	-0.0184348	0.0203165	-0.9074	0.3807
pc_WindCapacity	0.0862499	0.0422837	2.040	0.0622 *
Media de la vble. dep.	1.966700	D.T. de la vble. dep.	1.924439	
Suma de cuad. residuos	18.07168	D.T. de la regresión	1.179038	
R-cuadrado	0.728907	R-cuadrado corregido	0.624641	
F(5, 13)	6.990817	Valor p (de F)	0.002243	
Log-verosimilitud	-26.48395	Criterio de Akaike	64.96790	
Criterio de Schwarz	70.63454	Crit. de Hannan-Quinn	65.92692	
rho	0.231758	Durbin-Watson	1.516101	

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 28 (pc_UKHerenNBPIndex)

Illustration 82. Model 4. Source: self made.

As elements to highlight:

- The emissions tariff is key to the fall of non-renewable energies and to the growth of interest in sustainable projects and hydrogen.
- Increases in energy prices punish renewable energies to a greater extent than non-renewable ones.
- The growth of renewables is serving to cover the growth in demand rather than as a substitute for non-renewable energies.
- The models do not clearly show that the rise of renewables has a correlation with

the decrease in emissions, something that logically exists, but that the predominance of fossil fuels hides.

4. Conclusions

Hydrogen represents the great hope of the ecological transition. It has key characteristics for its development, but it needs a plus of technological, economic and logistical maturity. Although the projects are well marked, the work reflects that there is a general delay and that the objectives set for 2050 are unreal at the moment.

Renewable energies do show a hopeful progression, key to the development of green hydrogen, which needs an initial renewable energy source to feed the electrolyzers.

The volatility that the energy market presents these years ago puts the economy in check and supposes a domino effect for all industries. The irruption of hydrogen can stabilize prices and put an end to this constant uncertainty.

Europe is going through a delicate moment due to its support for Ukraine, going against Russia, with whom it has a clear and deep energy dependency. It is time to give a greater role to renewables and hydrogen.

The power and international advantage that the production of fossil fuels has historically given may come to an end, with a large-scale exchange between exporters and importers, which would translate into the wealth of each country.

Spain must accelerate this transition and optimize its projects, clarifying a single regulation for hydrogen, designing an extensive infrastructure, expanding the aid program and subsidies, and progressively increasing carbon emission fees. In this way, its geopolitical position and its international power can change.

This is profoundly useful work and is directly aligned with the goals of the SDG.

5. References

[1] BloombergNEF. (2020). *Hydrogen Economy Outlook*.

<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

[2] IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*.

Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf

[3] Naturgy Foundation. (2020). *Hydrogen. Energy Vector of a Decarbonized Economy*. Madrid.

[4] Enerdata. (2021). *Global Energy Trends*.

<https://argaamplus.s3.amazonaws.com/ef67c9a9-122f-4ca3-a3cf-268d8bcd62fb.pdf>

[5] Government of Spain. Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge. (October 2020). HYDROGEN ROADMAP: A COMMITMENT TO RENEWABLE HYDROGEN. Obtained from Energia.gob:

https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

Índice de la memoria

ÍNDICE

Índice de la memoria.....	1
Capítulo 1.- INTRODUCCIÓN	7
Capítulo 2.- DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS.....	9
2.1.- CONTEXTO CLIMÁTICO.....	9
2.2.- HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO	15
2.1.1.- Definición científica del H2	15
2.1.2.- Producción.....	19
2.1.3.- Almacenamiento, Transporte y Distribución	22
2.1.4.- Distribución y Transporte.....	24
2.1.5.- Usos	24
2.1.6.- Cadena de Valor	27
2.1.7.- Limitaciones	27
2.3.- RECURSOS ENERGÉTICOS CONVENCIONALES	30
2.3.1.- No Renovables.....	31
2.3.2.- Renovables.....	41
2.4.- PROPÓSITOS	44
2.4.1.- Impulsores y Acuerdos.	44
2.4.2.- Hojas de ruta 2030, 2050.	50
2.4.3.- Marco Regulatorio e Infraestructuras	53
Capítulo 3.- DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO.....	56
3.1.- OBJETIVOS Y ESPECIFICACIÓN	56
3.2.- PANORAMA POLÍTICO Y ECONÓMICO	56
3.2.1.- Pandemia Global.....	56
3.2.2.- Crisis Energética	60
3.2.3.- Conflicto Rusia - Ucrania - OTAN.....	69
3.3.- DATOS	76
Capítulo 4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS	83
4.1.- MERCADO ENERGÉTICO ESPAÑOL	83
4.1.1.- Análisis Series Temporales Multivariante.....	83
4.1.2.- Análisis de Regresión.....	94
4.2.- SITUACIÓN GEOPOLÍTICA	103
4.2.1.- Intereses	103

Capítulo 5.- CONCLUSIONES	107
5.1.- CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA.....	107
5.2.- CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS.....	107
5.2.1.- Devenir del Mercado Energético.....	107
5.2.2.- Análisis DAFO.	110
5.2.3.- Retos y Oportunidades Geopolíticas España	112
5.3.- RECOMENDACIONES PARA FUTUROS ESTUDIOS.....	115
Capítulo 6.- BIBLIOGRAFÍA	116
Capítulo7.- ANEXO: OBJETIVOS DE DESARROLLO (ODS).....	121

Índice de Ilustraciones

ILUSTRACIÓN 66. PREVISIÓN DE EMISIONES EN ESPAÑA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	9
ILUSTRACIÓN 67. TENDENCIAS Y PREVISIONES MODELO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	10
ILUSTRACIÓN 71. EVOLUCIÓN DEMANDA H2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: FCH JU.	
.....	11
ILUSTRACIÓN 76. MODELO 1 DE REGRESIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	11
ILUSTRACIÓN 78. MODELO 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	12
ILUSTRACIÓN 81. MODELO 3. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	12
ILUSTRACIÓN 82. MODELO 4. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	12
ILUSTRACIÓN 1. EVOLUCIÓN EN LAS EMISIONES GLOBALES DE CO2 PROCEDENTES DE COMBUSTIBLES FÓSILES. FUENTE: (EPDATA, 2021)	10
ILUSTRACIÓN 2. LOS 35 PAÍSES CON MÁS EMISIONES CO2 PROCEDENTES DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN 2020. FUENTE: (EPDATA, 2021)	11
ILUSTRACIÓN 3. ÍNDICE DE LAS EMISIONES TOTALES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA DEL 2005 AL 2018 RESPECTO A 1990. FUENTE: (STATISTA, 2021)	12
ILUSTRACIÓN 4. INCREMENTO DE LA TEMPERATURA GLOBAL. FUENTE: (EPDATA, 2021).....	13
ILUSTRACIÓN 5. EVOLUCIÓN DEL MÍNIMO DEL HIELO MARINO DEL ÁRTICO. FUENTE: (EPDATA, 2021)	14
ILUSTRACIÓN 6. ESCENARIOS DEL NIVEL DEL MAR. FUENTE: (EPDATA, 2021).....	14
ILUSTRACIÓN 7. GLOBAL DEMAND FOR PURE HYDROGEN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: (IEA, 2019)	17
ILUSTRACIÓN 8. CONSUMO HIDRÓGENO 2022 (MILLONES DE TONELADAS/AÑO). FUENTE: (NATURAL EARTH, 2021).....	17
ILUSTRACIÓN 9. FUENTE: DEPARTAMENTO DE ENERGÍA DE EE. UU. Y WOOD MACKENZIE.....	21
ILUSTRACIÓN 10. TONELADAS DE H2 USADAS EN REFINERÍA. FUENTE: (FUNDACIÓN NATURGY, 2020).....	25
ILUSTRACIÓN 11. H2 EN EL SECTOR QUÍMICO. FUENTE: (FUNDACIÓN NATURGY, 2020).....	25
ILUSTRACIÓN 12. CADENA DE VALOR. FUENTE: (PRIETO ET AL., 2021).....	27
ILUSTRACIÓN 13. MAIN HYDROGEN BARRIERS. FUENTE: (IRENA, 2022).....	30
ILUSTRACIÓN 14. RESERVAS CARBÓN. FUENTE: (BP, 2021)	31
ILUSTRACIÓN 15. PRODUCCIÓN Y CONSUMO CARBÓN. FUENTE: (BP, 2021)	32
ILUSTRACIÓN 16. PROJECTED COAL DEMAND. FUENTE: (HOOK & HUME, 2022).....	33
ILUSTRACIÓN 17. REBOTE EN LA DEMANDA DE CARBÓN. FUENTE: (ENERDATA, 2021).....	34
ILUSTRACIÓN 18. PRIMARY CONSUMPTION OF COAL (MTOE). FUENTE: (ENERDATA, 2021)	34
ILUSTRACIÓN 19. RESERVAS PETRÓLEO. FUENTE: (BP, 2021).....	35
ILUSTRACIÓN 20. PRODUCCIÓN Y CONSUMO PETRÓLEO. FUENTE: (BP, 2021)	36
ILUSTRACIÓN 21. BALANCE PETRÓLEO RESPECTO A 2019. FUENTE: (ENERDATA, 2021)	37
ILUSTRACIÓN 22. TENDENCIAS EN % DEL CONSUMO DE PETRÓLEO EN PAÍSES DEL G20. FUENTE: (ENERDATA, 2021)	37
ILUSTRACIÓN 23. TOP 20 GASOLINE CONSUMERS EXPECTED 2019-2026. FUENTE: (IEA, 2021).....	38
ILUSTRACIÓN 24. RESERVAS GAS NATURAL. FUENTE: (BP, 2021)	39
ILUSTRACIÓN 25. PRODUCCIÓN Y CONSUMO GAS NATURAL. FUENTE: (BP, 2021)	40
ILUSTRACIÓN 26. BALANCE GAS NATURAL RESPECTO A 2019. FUENTE: (ENERDATA, 2021).....	40
ILUSTRACIÓN 27. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2020 POR REGIÓN. FUENTE: (BP, 2021).....	41

ILUSTRACIÓN 28. TENDENCIAS EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. FUENTE: (BP, 2021)....	43
ILUSTRACIÓN 29. TENDENCIA EN RENOVABLES POR REGIÓN. FUENTE: (BP, 2021)	44
ILUSTRACIÓN 30. AVERAGE ANNUAL FUNDING POTENTIALLY AVAILABLE FOR HYDROGEN PROJECTS, 2021-2030. FUENTE: (IRENA, 2022)	46
ILUSTRACIÓN 31. TECHNICAL POTENTIAL FOR PRODUCING GREEN HYDROGEN UNDER USD 1.5/KG BY 2050, IN EJ. FUENTE: (IRENA, 2022)	47
ILUSTRACIÓN 32. EMISIONES SEGÚN EL GRADO DE CAMBIO. FUENTE: ENERDATA.	52
ILUSTRACIÓN 33. PLANES DE RECUPERACIÓN POR PAÍS. FUENTE: (ENERDATA, 2021).....	52
ILUSTRACIÓN 34. OBJETIVOS ESPAÑA 2030. FUENTE: (GOBIERNO DE ESPAÑA. MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO, 2020)	53
ILUSTRACIÓN 35. RED DE H2: PLANES, RUTAS Y ACUERDOS. FUENTE: (IRENA, 2022).....	54
ILUSTRACIÓN 36. PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR EN PAÍSES DEL G20. FUENTE: GLOBAL ELECTRICITY REVIEW EMBER.	57
ILUSTRACIÓN 37. CAMBIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO 2020 FRENTE A 2019. FUENTE: ELECTRICITY REVIEW EMBER.....	58
ILUSTRACIÓN 38. CAMBIO EN LA GENERACIÓN DE CARBÓN EN PAÍSES DEL G20. FUENTE: ELECTRICITY REVIEW EMBER.....	58
ILUSTRACIÓN 39. VARIACIÓN GENERACIÓN ENERGÍA. FUENTE: ELECTRICITY REVIEW EMBER.	59
ILUSTRACIÓN 40. VARIACIÓN DE EMISIONES POR AÑO. FUENTE: (ENERDATA, 2021).....	60
ILUSTRACIÓN 41. PRECIO DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO2 2021. FUENTE: (CINCODÍAS, 2021).....	61
ILUSTRACIÓN 42. INFLACIÓN EN EUROPA Y EE. UU. FUENTE: (CINCODÍAS, 2021).....	62
ILUSTRACIÓN 43. IPC INTERANUAL ESPAÑA. FUENTE: INE	63
ILUSTRACIÓN 44. IPC HISTÓRICO ESPAÑOL. FUENTE: INE.....	64
ILUSTRACIÓN 45. CRECIMIENTO PRODUCTO INTERIOR BRUTO CHINA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	65
ILUSTRACIÓN 46. FACTORES ECONÓMICOS CHINA. FUENTE: (IEA, 2021)	66
ILUSTRACIÓN 47. IPC CHINA POR AÑO. FUENTE: (EXPANSIÓN, 2022).....	67
ILUSTRACIÓN 48. IPC CHINA GENERAL 2022. FUENTE: (EXPANSIÓN, 2022).....	67
ILUSTRACIÓN 49. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS Y DEL PETRÓLEO. FUENTE: (ELECONOMISTA, 2021).....	68
ILUSTRACIÓN 50. INVERSIÓN EN EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL Y PETRÓLEO. FUENTE: (ALONSO & SUÁREZ-VARELA, 2021).....	69
ILUSTRACIÓN 51. PORCENTAJE DE GAS NATURAL IMPORTADO POR RUSIA A PAÍSES EUROPEOS. FUENTE: EPDATA.	71
ILUSTRACIÓN 52. DAILY EUROPEAN MONTH-AHEAD AND ASIAN SPOT LNG PRICES, JANUARY - APRIL 2022. FUENTE: IEA.	72
ILUSTRACIÓN 53. EXPORTADORES DE GAS NATURAL 2020. FUENTE: STATISTA.	74
ILUSTRACIÓN 54. REACTORES NUCLEARES POR PAÍS EN 2021. FUENTE: (STATISTA, 2021)	75
ILUSTRACIÓN 55. PRIMARY ENERGY CONSUMPTION. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: EPDATA.....	77
ILUSTRACIÓN 56. PRIMARY ENERGY CONSUMPTION FORESIGHT. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: EPDATA.....	77

ILUSTRACIÓN 57. PORCENTAJE DE USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES PARA ENERGÍA PRIMARIA EN EUROPA POR AÑOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: EPDATA.....	78
ILUSTRACIÓN 58. SPAIN IMPORTS (PJ). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: ENERDATA.	79
ILUSTRACIÓN 59. RESIDENTIAL SPAIN'S FUEL USE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: ENERDATA.	79
ILUSTRACIÓN 60. TOTAL SPANISH FINAL CONSUMPTION. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: ENERDATA.	80
ILUSTRACIÓN 61. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: REE	80
ILUSTRACIÓN 62. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: REE	81
ILUSTRACIÓN 63. IMPORTACIONES DE GAS EU. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	81
ILUSTRACIÓN 64. IMPORTACIONES DE GAS EN ESPAÑA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	82
ILUSTRACIÓN 65. PRECIO DEL GAS EN ESPAÑA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	83
ILUSTRACIÓN 66. PREVISIÓN DE EMISIONES EN ESPAÑA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	84
ILUSTRACIÓN 67. TENDENCIAS Y PREVISIONES MODELO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	88
ILUSTRACIÓN 68. PREVISIONES ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA. FUENTE: ELABORACIÓN PERSONAL.....	89
ILUSTRACIÓN 69. REPOWER EU GAS DEMAND TARGETS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: BLOOMBERG.	89
ILUSTRACIÓN 70. TARGETS SHARE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	90
ILUSTRACIÓN 71. EVOLUCIÓN DEMANDA H2. FUENTE: ELABORACIÓN PERSONAL. DATA: FCH JU.....	90
ILUSTRACIÓN 72. GENERACIÓN EÓLICA Y FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: REE	92
ILUSTRACIÓN 73. CAMBIOS PORCENTUALES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	92
ILUSTRACIÓN 74. PRECIO EN LA PRODUCCIÓN H2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: STATISTA.....	93
ILUSTRACIÓN 75. CAMBIO PORCENTUAL EN EL PRECIO DE PRODUCCIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	94
ILUSTRACIÓN 76. MODELO 1 DE REGRESIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	95
ILUSTRACIÓN 77. GRÁFICO DE CAJA PRECIO TOTAL MWH. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA....	97
ILUSTRACIÓN 78. MODELO 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	98
ILUSTRACIÓN 79. GRÁFICO GRETL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	99
ILUSTRACIÓN 80. GRÁFICOS TEMPORALES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	100
ILUSTRACIÓN 81. MODELO 3. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	101
ILUSTRACIÓN 82. MODELO 4. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	102
ILUSTRACIÓN 83. SERIES TEMPORALES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES FÓSILES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	103
ILUSTRACIÓN 84. STRANDED ASSET RISK FOR MAJOR NET FOSSIL FUEL EXPORTERS, 2019. FUENTE: (IRENA, 2022)	105
ILUSTRACIÓN 85. INTERCAMBIOS ESPAÑA EN MWH. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	106
ILUSTRACIÓN 86. PLANTA DE PRODUCCIÓN DE H2 VERDE IBERDROLA. FUENTE: (IBERDROLA, 2021).....	115

Índice de tablas

TABLA 1. CÁLCULOS 2050. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	10
TABLA 2. PROPIEDADES H2O. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	16
TABLA 3. CARACTERÍSTICAS CATALIZADORES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: IEA. 22	
TABLA 4. TRANSPORTE LÍQUIDO H2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	24
TABLA 5. PLANES NACIONALES SOBRE EL H2. FUENTE: ELABORACIÓN PERSONAL	45
TABLA 6. FASES DE LA TRANSICIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	50
TABLA 7. DATOS RECURSOS PANDEMIA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. DATA: (JONES, 2021).	56
TABLA 8. DATOS GEOECONÓMICOS DEL CONFLICTO RUSO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA. 70	
TABLA 9. PREVISIÓN EMISIONES EN DATOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	84
TABLA 10. ÍNDICES PREVISIONES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	85
TABLA 11. ÍNDICES NET ZERO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	85
TABLA 12. PREVISIONES REPOWER EU. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	86
TABLA 13. ANÁLISIS DEMANDA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	86
TABLA 14. BALANCE ENERGÍA RENOVABLE EN ESPAÑA 2021. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	86
TABLA 15. CÁLCULOS 2050. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	87
TABLA 16. COSTES ENERGÍAS RENOVABLES. FUENTE: ELABORACIÓN PERSONAL. DATA: IRENA.	91
TABLA 17. FACTOR DE CAPACIDAD DE ENERGÍAS RENOVABLES. FUENTE: ELABORACIÓN PERSONAL. DATA: IRENA.....	91
TABLA 18. MODELO 1. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	95
TABLA 19. ESTADÍSTICOS PRINCIPALES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	97
TABLA 20. TABLA 8. MODELO 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	98
TABLA 21. MODELO 3. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	101
TABLA 22. MODELO 4. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	101
TABLA 23. ANÁLISIS DAFO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	111

Capítulo 1.- INTRODUCCIÓN

La figura del hidrógeno como vector energético arroja luz en la transición hacia una economía con cero emisiones al poder convertirse con el paso de los años en una alternativa eficaz y rentable del gas y del petróleo. Es socialmente conocida la situación actual del cambio climático y cada vez son más las empresas que incluyen en sus hojas de ruta formas de favorecer o no perjudicar al medio ambiente en la medida de lo posible, lo cual se ve afectado por las previsiones de un aumento de la demanda energética en los próximos años. Nuestra forma de vida y de operar cada vez requiere de más potencia y capacidad. El nivel de dióxido de carbono que recibe hoy en día la atmósfera es extremadamente elevado y la acumulación de gases tienen consecuencias negativas tanto en la salud humana como en el medio ambiente, derivando en problemas como la lluvia ácida, un agotamiento de la capa de ozono o el efecto invernadero en cuestión.

Es por ello por lo que las propiedades que tiene el hidrógeno verde se convierten, para muchos, en una necesidad. Es una fuente de energía que puede ser clave en la descarbonización de la energía global por ser totalmente sostenible, no emitir gases contaminantes ni durante la combustión ni durante el proceso de producción; ser almacenable, no es necesario un uso inmediato de la energía obtenida, sino que puede conservarse; ser versátil, y ser transportable. De hecho, la Unión Europea ya ha fijado una serie de objetivos. “Desde 2025 a 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 de hidrógeno renovable a más tardar en 2030 y la producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE” (Comisión Europea, 2020).

Sin embargo, tiene otra serie de inconvenientes culpables de que su implantación no sea inmediata. Entre ellos se encuentran dos factores claves en la rentabilidad, esenciales en el desarrollo de una economía real. Un mayor coste ya que la energía procedente de fuentes renovables, necesarias para la obtención del hidrógeno verde, es de por sí más cara de generar, a lo que hay que añadir también un mayor coste energético, superior al de otros combustibles. Además, el hecho de que sea un elemento altamente inflamable eleva considerablemente los riesgos y hace por tanto que sea necesaria una sobreprotección, más medidas de seguridad para evitar explosiones y fugas.

Este posible asentamiento del hidrógeno como recurso energético con el paso de los años plantea además dos cuestiones:

- Mercado energético estable: Durante el pasado 2021 hubo un incremento considerable de la demanda de gas natural que, sumado a una disminución del suministro por parte de algunos países como Rusia y Estados Unidos, llevó a una sobre generación de energía por parte de las renovables como la hidráulica, eólica o solar. Adicionalmente, el cierre de plantas nucleares limitó en gran medida esa generación de energía necesaria y la pandemia ha hecho que ocurra el mayor incremento de demanda jamás registrado en la historia tras el fin de los confinamientos, una demanda reactivada que también influye en el curso de la economía. Todo ello condujo a una subida estrepitosa de los precios, tanto del gas como del petróleo, que podrían verse aún más condicionados debido al conflicto existente entre Ucrania, Rusia y la OTAN. Rusia es el principal proveedor de gas de buena parte de Europa y, tras las numerosas sanciones económicas que está recibiendo, esta provisión se vería comprometida enormemente. Otros proveedores podrían entrar en escena, pero también aprovecharían esa necesidad existente en la actualidad elevando los precios ante una alta demanda y baja producción. Como señaló (Von der Leyen, 2022) en el último encuentro de la Comisión Europea: “We must become independent from Russian oil, coal and gas. We simply cannot rely on a supplier who explicitly threatens us. We need to act now to mitigate the impact of rising energy prices, diversify our gas supply for next winter and accelerate the clean energy transition”. Una posible y deseada salida sería que el uso del hidrógeno, como sustituto en algunas aplicaciones del petróleo y el gas, disminuya la incertidumbre de los precios que dificulta la colocación óptima de los recursos y permita la reducción de la dependencia energética que condiciona negativamente el progreso económico y social en numerosos países. Sin embargo, nadie puede asegurar hoy si el hidrógeno puede ser la solución definitiva a esa volatilidad extrema y cuándo podría darse tal cambio.
- Su papel como instrumento geopolítico que favorece la independencia energética en países como España que tienen acceso a fuentes de renovables de bajo coste y pueden llegar a ser exportadores de hidrógeno. Este hecho lleva al interrogante de si un desarrollo pleno del hidrógeno en la industria energética puede llevar a una pérdida de hegemonía geopolítica por parte de algunas potencias en contraposición de su ganancia por parte de otras. Sería probable un cambio en las importaciones y exportaciones dando un giro, aunque paulatino,

al curso de la economía y de los poderes a nivel internacional. De ahí también la existencia de una carrera por ver quiénes son los impulsores de este cambio, nadie va a querer quedarse atrás y todos buscarán ser ese país del que se depende y no ser el dependiente. Cada semana se anuncian nuevos planes de inversión, a menudo a escala de gigavatios.

Capítulo 2.- DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

2.1.- CONTEXTO CLIMÁTICO.

Previo a exponer la situación actual y las previsiones estimadas sobre el hidrógeno, es necesario entender el contexto climático que ha derivado en la necesidad de acelerar la llegada de nuevos recursos o herramientas que disminuyan las emisiones de CO₂, frenando así el proceso conocido como Cambio Climático.

En esta primera *Ilustración 8* se recogen las emisiones a nivel global de CO₂ procedentes de combustibles fósiles. A pesar de haberse producido ligeras caídas, estrechamente relacionadas con crisis mundiales como el crac del 29 o la crisis financiera de 2008, la subida es más que pronunciada, experimentando un crecimiento del 600% entre 1948 y 2014, de 5.000 toneladas a 30.000 en menos de setenta años.

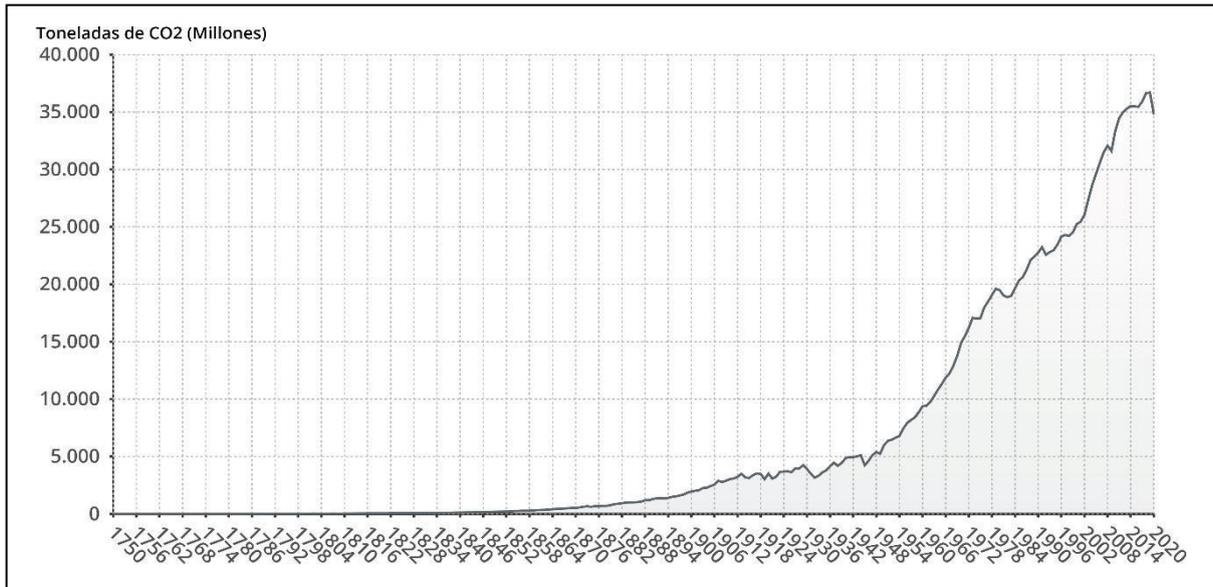


Ilustración 8. Evolución en las emisiones globales de CO2 procedentes de combustibles fósiles. Fuente: (epdata, 2021).

Toda esa contaminación perjudicial para la naturaleza está dañando de una forma irreparable a todo tipo de ecosistemas y con ello a toda su fauna y su flora, incluido al ser humano.

Aunque es visible una pequeña bajada en este último año 2020, esta está directamente relacionada con la interrupción del proceso industrial a gran escala debido a la pandemia y a los confinamientos, lo cual hace prever que, a medida que la sociedad y su actividad económica aceleren de nuevo, las emisiones volverán a su tendencia prepandemia.

La curva ascendente también suscita la duda del porqué, pese a los numerosos avances en el mundo renovable, las emisiones experimentan ese ritmo impararable. Una de las razones principales es que el número de empresas y personas que se ven envueltas en procesos industriales asciende cada año y, aun desarrollándose procesos más ecológicos y mejorar ese porcentaje, el valor absoluto de la parte no ecológica sigue aumentando debido a una necesidad que repercute en la demanda global. Como resultado, existe cierto escepticismo en esta transición para conseguir la descarbonización total, si no se parte de una educación “verde” de la sociedad para lograr así la participación y aportación de las individualidades en este reto.

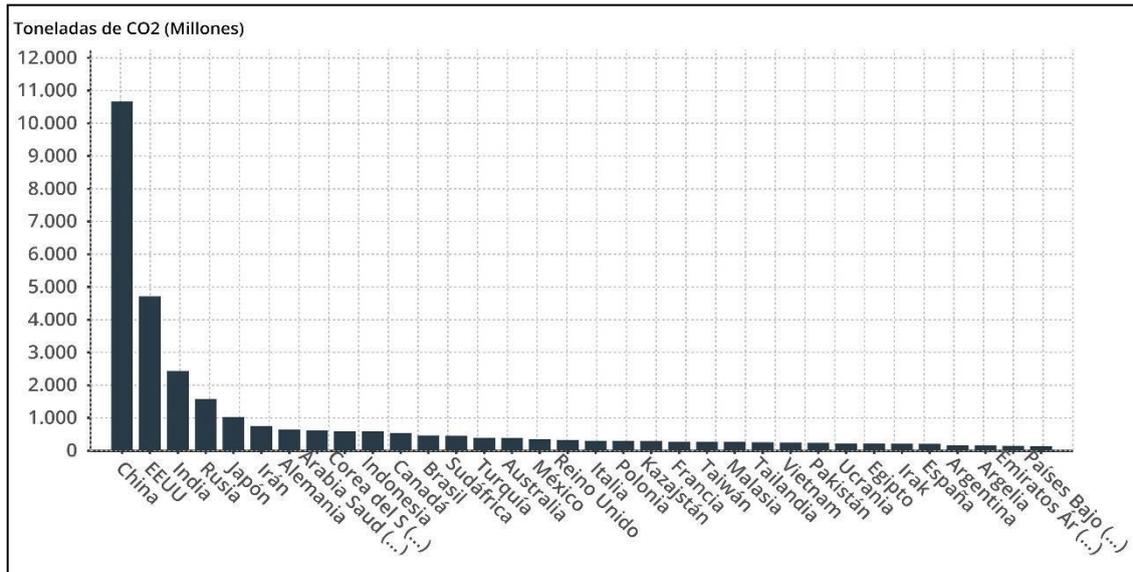


Ilustración 9. Los 35 países con más emisiones CO2 procedentes de combustibles fósiles en 2020. Fuente: (epdata, 2021).

En la *Ilustración 9* se recogen los datos de los países con más emisiones durante el año 2020. No es casualidad encontrar a China, EE. UU., Rusia y Japón entre los primeros cinco emisores, cuatro de los países más poderosos del mundo a la cabeza en la producción de gases de CO2 seguidos también de otros como Alemania y Corea del Sur. Igualmente, debe recalcar el importante papel que juega la extensión y la población de un país en estas cifras, pero la conexión directa entre el contexto geopolítico internacional y la transición ecológica es muy evidente y remarcable. El tratamiento de la energía y sus recursos tiene unas repercusiones en todos los niveles de la sociedad, desde el político y económico hasta el social y cultural.

Si sopesamos conjuntamente los números relativos a 2020 que ofrecen la *Ilustración 8* y la *Ilustración 9*, se llega al dato de que China supone un porcentaje total cercano al 31%, casi 11.000 toneladas respecto a las 35.000 globales. Es doblemente llamativo además el predominio chino en esta estadística respecto al segundo emisor, existe una diferencia de 6.000 toneladas, lo cual es más que lo que emite el propio país norteamericano, y que ofrece la duda de cómo de importante será la implicación del país asiático en este cambio entrante y si realmente existe una predisposición real ante esta revolución energética.

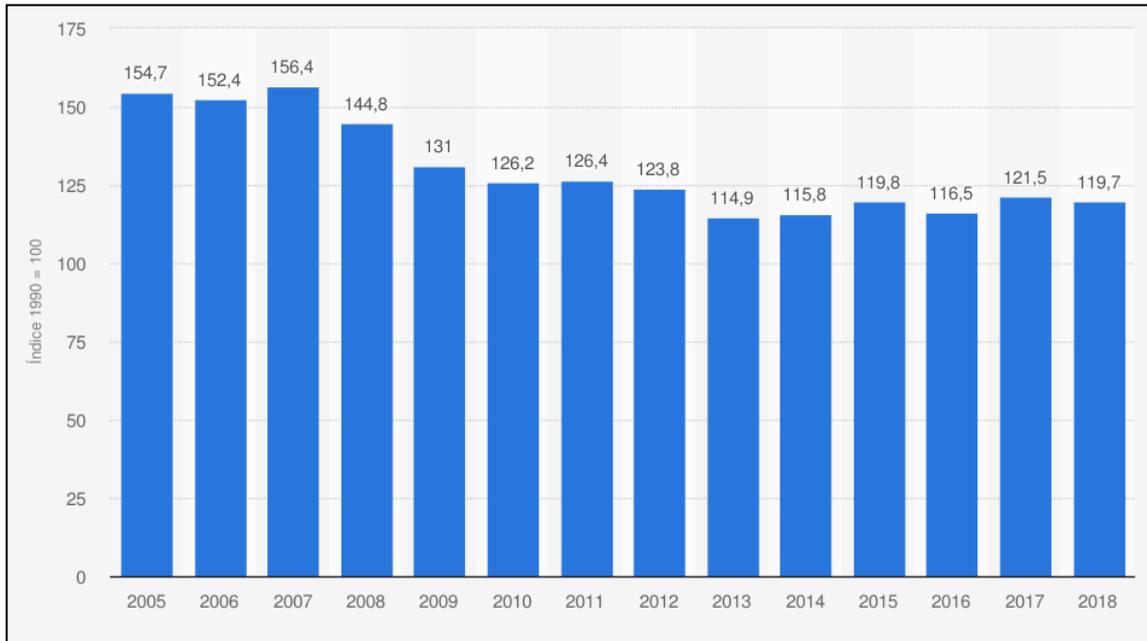


Ilustración 10. Índice de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en España del 2005 al 2018 respecto a 1990. Fuente: (statista, 2021).

La *Ilustración 10* plasma el índice de emisiones de España respecto a 1990 como base. Se trata de una gráfica interesante porque es previa a la pandemia y ofrece una visión relativamente positiva por la tendencia negativa que se estaba llevando a cabo desde sus máximos en 2007. Sin embargo, es evidente que no es suficiente, un 119.7 sobre una base inicial es una relación muy elevada.

Por otro lado, también hay quienes niegan este cambio climático o, al menos, que el hombre sea el culpable directo de ello, se defiende que es parte del progreso al igual que muchos otros cambios que habido en la naturaleza desde el hombre prehistórico hasta el actual. Lo cierto es que la emisión de estos gases tiene una serie de repercusiones en el devenir del planeta que se evidencian en la comparación, mediante gráficas y la recogida de información, entre la situación actual y el momento en el que comenzó el uso masivo de todos estos combustibles fósiles.

Entre los muchos efectos del cambio climático, el incremento de la temperatura global, reflejado en *Ilustración 11*, es uno de los más relevantes y la gráfica vuelve a presentar una tendencia, aún con altibajos, al alza. Algunos de los gases enviados a la atmósfera originan una retención de calor y un sobrecalentamiento global. Ya es un aumento de 1°C respecto a la media del s. XX y, si no existe un cambio radical en el desarrollo energético futuro primordialmente,

el límite establecido en 1.5°C en el Acuerdo del Clima de París correrá el riesgo de ser superado más pronto que tarde. Cabe destacar que el aumento de las temperaturas supone cambios estructurales en el hábitat de muchas especies, así como un entorno más propenso al desarrollo de enfermedades y emisión de virus.

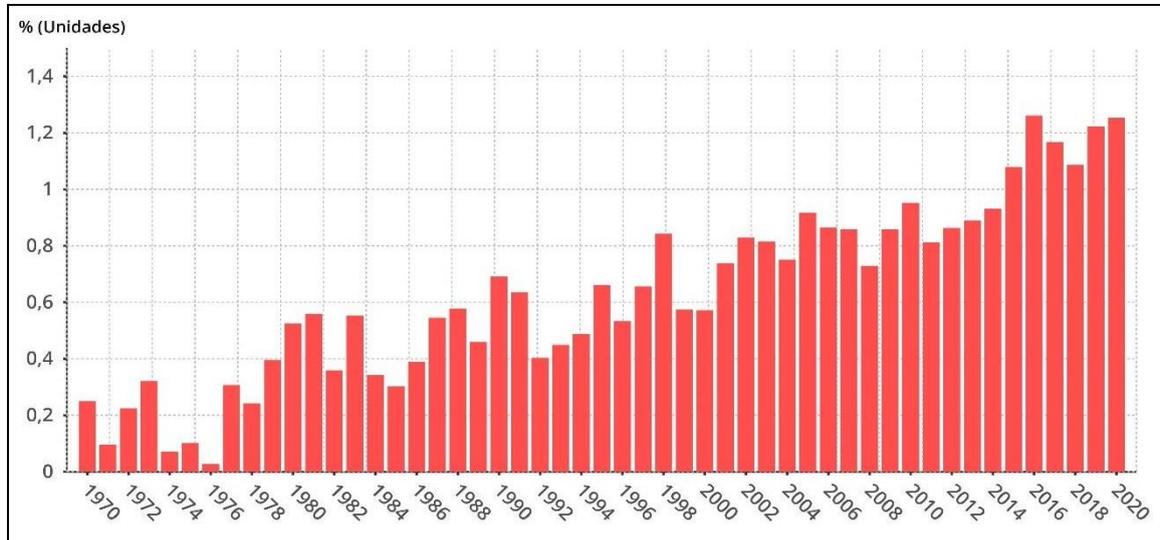


Ilustración 11. Incremento de la temperatura global. Fuente: (epdata, 2021).

La *Ilustración 12* y la *Ilustración 13* muestran otros dos efectos relacionados entre sí, el deshielo del Ártico presentado por sus valores mínimos y los escenarios futuros sobre el nivel del mar, respectivamente. Por un lado, el último año registrado ofrece una esperanza y una situación favorable al volver a los 5 millones de metros cuadrados en septiembre, el mes con los mínimos de hielo anuales, lo cual no esconde que siguen siendo 2 millones menos que hace 42 años. Adicionalmente, la segunda gráfica establece una diferencia, según cómo se afronte el reto climático, en la subida del nivel del mar de 0.41 metros en el año 2100, 0.84 metros frente a 0.43, casi el doble, un dato claramente influido por el deshielo que puede o no haber en el Ártico.

Igualmente, a todas estas consecuencias podrían añadirse muchas otras directas o indirectas como son la lluvia ácida, olas de calor o sequías.

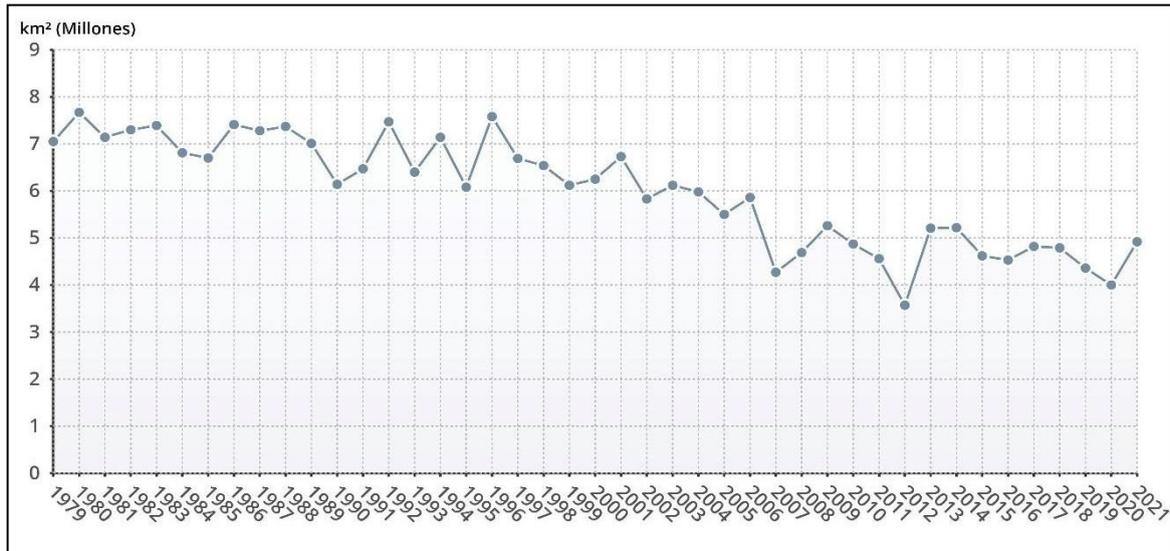


Ilustración 12. Evolución del mínimo del hielo marino del Ártico. Fuente: (epdata, 2021).

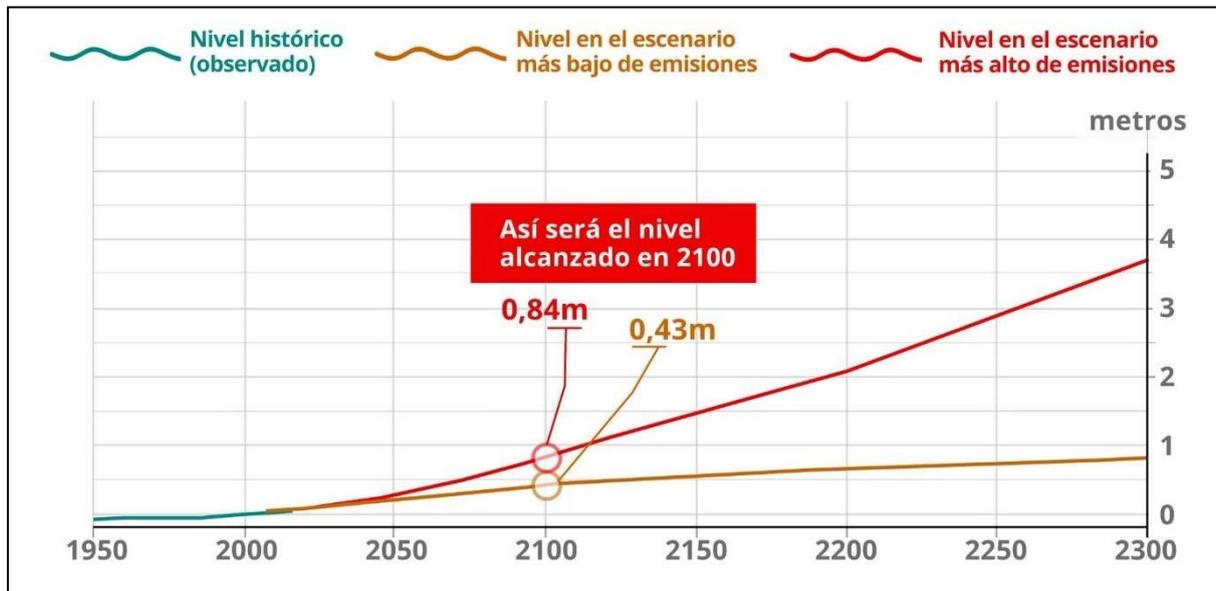


Ilustración 13. Escenarios del nivel del mar. Fuente: (epdata, 2021).

2.2.- HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

2.1.1.- Definición científica del H₂

El hidrógeno es el elemento más ligero y abundante de la naturaleza, compone cerca del 75% del universo y, aunque en la tierra no se encuentre en su estado puro, forma parte elementos como el agua y de multitud de compuestos fósiles. No se trata de una fuente primaria de energía, sino de un vector energético que ofrece la posibilidad de almacenar energía para utilizarla en otro momento y lugar.

La electricidad es el principal vector energético en la actualidad, ya que permite transportar la energía desde las centrales de producción hasta los usuarios, a través de la red eléctrica. Sin embargo, es difícil de almacenar. En la actualidad disponemos de una capacidad de almacenamiento de energía eléctrica muy baja (inferior al 5%), lo que implica que su producción debe estar sincronizada con la demanda, encendiendo y apagando las centrales de producción según las predicciones de consumo, que se van actualizando constantemente. Por tanto, la implantación de centrales de producción renovables requiere, dado su carácter intermitente, el desarrollo de nuevas formas de acumulación de energía a gran escala (Ares et al., 2019).

Es por ello que, además de las numerosas ventajas que supone en el ámbito de las emisiones y la descarbonización, que se expondrán a continuación, ofrece la interesante opción de poder almacenar y no perder o malgastar esa energía generada en las horas de menor consumo eléctrico.

Igualmente, sería de gran utilidad en otras aplicaciones como procesos industriales de alta temperatura, transporte pesado de larga distancia, transporte marítimo, transporte ferroviario o aviación.

En la siguiente *Tabla 2* se recogen algunas de sus propiedades principales para entender mejor su funcionalidad.

Propiedades	H2
Densidad como gas (0 grados, 1 bar)	0.089 kg/m ³
Densidad como líquido (-253 grados, 1 bar)	70.79 kg/m ³
Densidad energética en masa	120 MJ/kg
Densidad energética en volumen	10.8 MJ/m ³
Punto de ebullición (1 bar)	-253 grados
mH2/mAire	1/14

Tabla 2. Propiedades H2O. Fuente: elaboración propia.

Un dato a tener en cuenta y que lo limita mucho frente a uno de sus sustitutos, como es el gas natural, es que su densidad en estado gaseoso es de 1/10 y su densidad en estado líquido de 1/6 respecto a este otro gas y que, a pesar de presentar una densidad energética en masa que es doblemente superior, en el cómputo global, su densidad energética en volumen sea 1/3 inferior. Esto significa que, para igualar la energía en volumen que te ofrece el gas natural, necesitas un espacio tres veces mayor que el que estabas usando.

Cabe recordar también que, a pesar de su reciente y progresivo auge en la industria energética debido a que cuenta con una serie de características que lo convierten en la gran esperanza de una transición ecológica a nivel global, el hidrógeno ya tenía un rol importante en la industria alimentaria con la producción de distintos plásticos, en la aeroespacial y aeronáutica, o en la química, en el refinamiento de petróleo y en la petroquímica. De hecho, “La demanda actual de hidrógeno del sector industrial de la Unión Europea es de entre 8 y 10 millones de toneladas anuales, de las cuales el 45% se destina al refinado, el 38% a la producción de amoníaco y el 8% al metanol” (Burgess, 2021) y en España, “El consumo de hidrógeno se sitúa en torno a las 500.00 t/año. Se trata mayoritariamente de hidrógeno gris, utilizado como materia prima principalmente en refinerías (en torno al 70%) y en fabricantes de productos químicos (25%), correspondiendo el consumo residual restante a sectores como el metalúrgico” (Prieto et al., 2021).

De hecho, esta demanda de hidrógeno en el sector industrial, como puede apreciarse en la *Ilustración 14*, también ha ido en aumento con el transcurrir de los años y el desarrollo pleno de su extracción de una forma no perjudicial para el medio ambiente no solo supondría un

avance para el sector energético, sino para la totalidad de su uso. La *Ilustración 15* nos ofrece también una estadística, pero por país, volviéndose a situar a la cabeza, como ocurría con las emisiones, China y Estados Unidos.

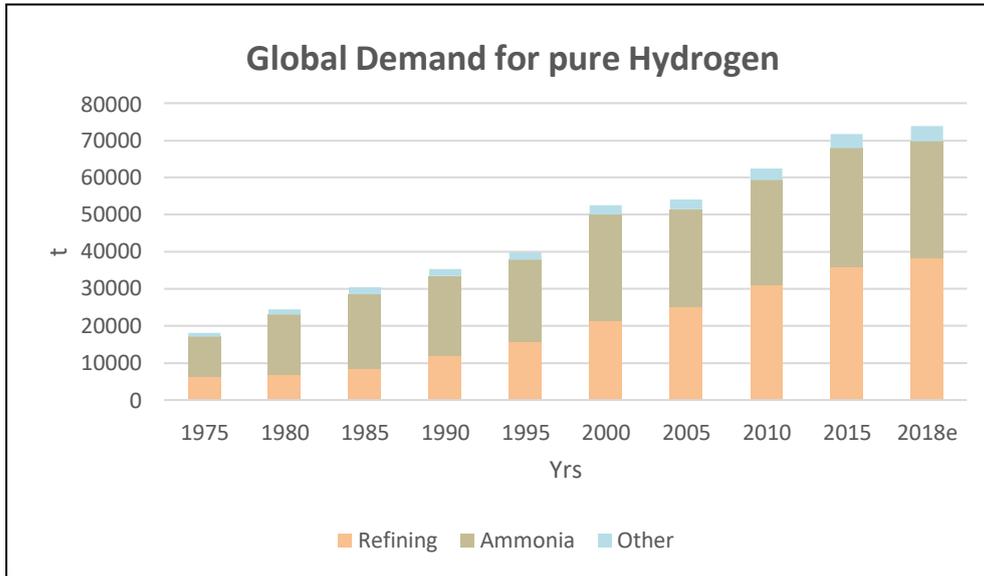


Ilustración 14. Global demand for pure Hydrogen. Fuente: elaboración propia. Data: (iea, 2019).

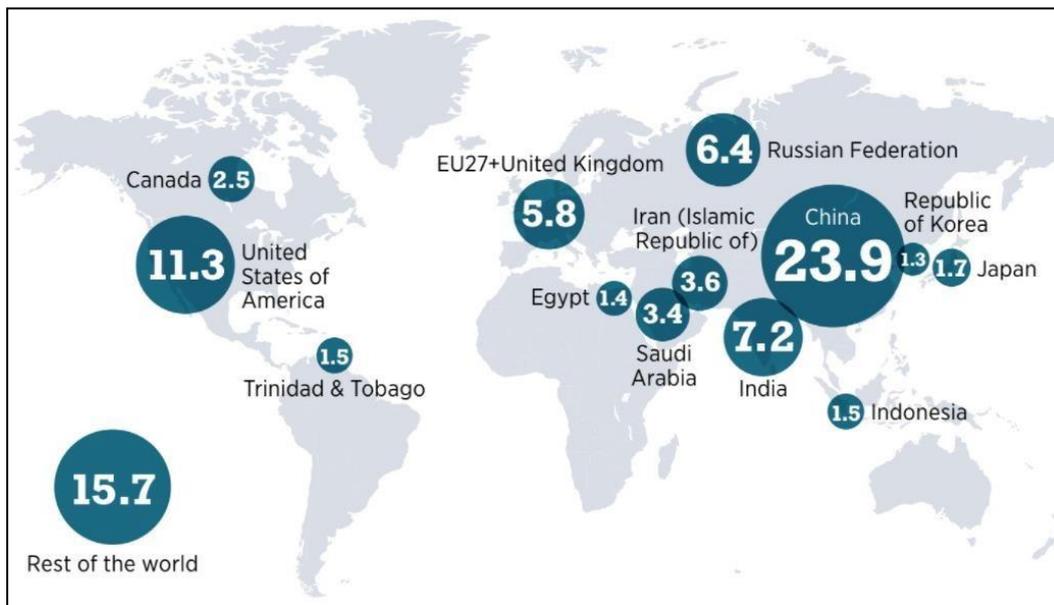


Ilustración 15. Consumo Hidrógeno 2022 (millones de toneladas/año). Fuente: (Natural Earth, 2021).

Por lo tanto, no se trata del descubrimiento de un elemento, sino de ampliar su rango de uso a partir de potenciar sus cualidades y las tecnologías disponibles.

Se pueden distinguir tres tipos principales de hidrógeno, según la materia prima necesaria y las emisiones de CO₂, como recoge la Hoja de Ruta del Hidrógeno (2022) española:

- Hidrógeno **renovable** o hidrógeno **verde**: hidrógeno generado a partir de electricidad renovable, utilizando como materia prima el agua, mediante un proceso de electrólisis. Así mismo, el hidrógeno obtenido mediante el reformado del biogás o la conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos, tendrá carácter renovable.
- Hidrógeno **azul**: hidrógeno obtenido de forma similar al hidrógeno gris, pero al que se le aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono lo que permite reducir hasta en un 95% las emisiones de CO₂ generadas durante el proceso.
- Hidrógeno **gris**: hidrógeno producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. Actualmente, el 99% del hidrógeno consumido en España es de este tipo.

El verdadero objetivo que recogen las distintas hojas de rutas y los proyectos a corto y largo plazo de empresas y países es el del hidrógeno verde, totalmente neutral climáticamente. A diferencia de muchos otros combustibles establecidos, el hidrógeno verde puede ser tanto generado como consumido sin emitir CO₂, utilizando únicamente sustancias limpias y elementales como son el agua, el oxígeno y el propio hidrógeno. De esta manera, se verían reducidas las emisiones contaminantes locales y los gases de efecto invernadero generados durante el ciclo de producción empleados en el resto de los combustibles y recursos energéticos, estando así más cerca de una economía descarbonizada y de alcanzar el reto de las 0 emisiones.

Sí que es verdad que se requiere de un aporte inicial de una fuente primaria para su consecución pura y esa energía será la que marque cuanto de ecológico es el proceso, siendo actualmente de origen renovable un porcentaje no muy superior al 1%.

Son muchos los países que llevan tiempo diseñando un plan para implementar este recurso que, debido a los cambios económicos y de suministro energético habidos por el origen de la pandemia y los confinamientos, sumado a una gran tensión internacional con el conflicto ruso que entraña una serie de tensiones a gran escala entre exportadores e importadores, podría ver su llegada acelerada por un interés común. Todas estas estrategias deben de tener la difícil tarea

de encontrar el entorno en el que mejor y más libremente pueda desarrollarse este vector, una red de infraestructuras y un marco regulatorio eficiente acorde con el reto que se plantea.

Todo ello implica una profunda renovación de la estructura del sistema energético nacional e internacional.

2.1.2.- Producción

La producción es la parte clave que determinará el grado de contaminación del proceso. Como ya se ha expuesto anteriormente, el hidrógeno ya es producido a media escala para multitud de aplicaciones, pero su producción sigue derivando en gases contaminantes que no contribuyen positivamente al reto net Zero.

A pesar de que la oferta de posibilidades en la producción de H₂O va creciendo y aparecen nuevos métodos como la termólisis, el uso de fotoelectroquímicos o la gasificación del carbón, destacan por encima del resto dos procesos: uno por su rentabilidad, a partir de gas natural, y otro por ser en la actualidad la forma más viable económica y eficiente de no emitir gases contaminantes, la electrólisis.

1. Gas natural: se trata de una mezcla de gases que contiene metano como elemento mayoritario y otros en menor medida como dióxido de carbono, nitrógeno o helio. Es el llamado proceso de reformado por hidrocarburos, que consiste en reacciones redox que requieren de altas temperaturas y un posterior purificado de la corriente final.

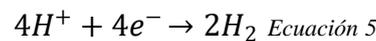
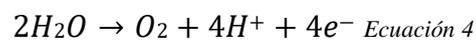


Como reflejan las ecuaciones, se consigue la producción de hidrógeno mediante la utilización de monóxido de carbono, agua y metano. El problema principal y evidente es que todas ellas generan gases contaminantes para el medio ambiente como son el dióxido de carbono y el propio monóxido de carbono. Es esta la razón por la que, aún siendo actualmente el método más asequible y provechoso, se busque un sistema alternativo libre de emisiones.

2. Electrólisis: se trata de la forma actual más viable para producir este vector energético mediante energías renovables.

La tecnología de electrólisis consiste en la disociación de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno en estado gaseoso por medio de una corriente eléctrica continua, suministrada por una fuente de alimentación conectada a dos electrodos, en cuya superficie se produce la ruptura de la molécula del agua (Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

Se llevan a cabo dos reacciones en el sistema, una catódica y una anódica. Hay que tener en cuenta la necesidad de un agua rica en sales minerales, un medio alcalino que favorezca la conductividad de la electricidad, y de la obtención de la electricidad a partir de fuentes de energía renovables.



Observando la *Ilustración 16* puede entenderse el procedimiento utilizado. Al sumergirse en agua dos electrodos por los que circula una corriente continua, estos tendrán un efecto sobre las moléculas de agua. Los iones de carga opuesta se atraerán, de forma que el polo negativo provocará la respuesta del H^+ y el positivo del O_2^- , produciéndose así la disociación de la molécula.

Los dos elementos que surgen de dicha reacción serán el hidrógeno, que será utilizado a posteriori, más el oxígeno, que puede ser liberado a la atmósfera sin ser dañino para ella.

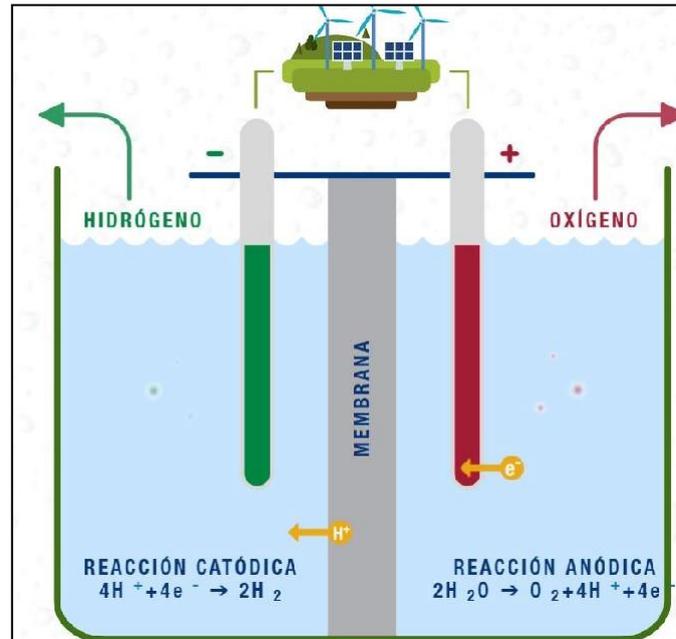


Ilustración 16. Fuente: departamento de energía de EE. UU. y Wood Mackenzie.

Para la aplicación de esta tecnología, se recurre a los llamados electrolizadores, entre los que destacan los recogidos en la *Tabla 3*, con sus respectivas características.

El más usado en la actualidad y con mejores previsiones es el alcalino, básicamente por su ventaja económica frente al resto, en la actualidad y en el largo plazo, aunque los PEM son los más desarrollados, pero presentan un problema evidente de coste. Por otro lado, los SOEC ofrecen un extra en la eficiencia más que relevante, pero no apoyado ni por su vida media ni por su CAPEX, lo que hace que se descarten como la alternativa más fuerte, de momento. También llama la atención los valores relativamente bajos de todas las eficiencias, factor del que se hablará más adelante como una de sus claras desventajas competitivas.

ELECTROLIZADORES		Eficiencia eléctrica	Vida media	Rango de carga	CAPEX
		(%PI)	(miles horas)	(% carga nominal)	\$/kW
Alcalino	Actualidad	63-70	75	10-110	500-1400
	2030	65-71	95	-	400-850
	Largo Plazo	70-80	125	-	200-700
PEM	Actualidad	56-60	60	0-160	1100-1800
	2030	63-68	75	-	650-1500
	Largo Plazo	67-74	125	-	200-900
SOEC	Actualidad	74-81	20	20-100	2800-5600
	2030	77-84	500	-	800-2800
	Largo Plazo	77-90	87,5	-	500-1000

Tabla 3. Características Catalizadores. Fuente: elaboración propia. Data: iea.

2.1.3.- Almacenamiento, Transporte y Distribución

Hydrogen’s low density makes it considerably harder to store than fossil fuels. If hydrogen were to replace natural gas in the global economy today, 3-4 times more storage infrastructure would need to be built, at a cost of \$637 billion by 2050 to provide the same level of energy security. Storing hydrogen in large quantities will be one of the most significant challenges for a future hydrogen economy. Low cost, large-scale options like salt caverns are geographically limited, and the cost of using alternative liquid storage technologies is often greater than the cost of producing hydrogen in the first place (BloombergNEF, 2020).

De momento, hay una serie de posibilidades de almacenamiento que reúne la hoja de ruta del hidrógeno (2022) diseñada por el gobierno de España:

- **Portadores de hidrógeno como amoniaco o líquidos orgánicos (LOHC):** el hidrógeno puede transformarse en sustancias líquidas fácilmente transportables empleando las actuales redes de suministro, tales como el metanol, el octano, el amoniaco o los derivados amónicos y los líquidos orgánicos como el metilciclohexano (MCH) o el 12-H N-etilcarbazol (NEC), entre otros.

- **Hidrógeno en estado gaseoso:** El hidrógeno es un gas con muy baja densidad, lo que encarece su almacenamiento a gran escala y su transporte a largas distancias. Sin embargo, esta misma propiedad facilita su almacenamiento a presión en forma de hidrógeno comprimido (movilidad). No obstante, el hidrógeno puede transportarse en estado gaseoso a través de gasoductos dedicados (hidroductos). Asimismo, puede ser inyectado en la red gasista una vez realizados los procesos adicionales necesarios, no sin tener, la mezcla o blending, una pérdida del valor intrínseco del hidrógeno renovable y, además, presentar dificultades técnicas para una posterior separación de ambos gases en el punto de consumo, cuando esto sea necesario.
- **Hidrógeno licuado:** de forma similar al gas natural licuado (GNL), el hidrógeno puede almacenarse en estado líquido. Esta alternativa es recomendable para almacenar grandes cantidades de hidrógeno; no obstante, si el periodo de almacenamiento va a ser prolongado en el tiempo, son recomendables otras opciones, ya que ésta requiere un aporte energético para mantener el hidrógeno en estado líquido.
- **Hidrógeno combinado:** puede ser utilizado para dar lugar a combustibles con propiedades similares a los combustibles fósiles: Como base de la producción de metano sintético junto con CO₂ o biomasa.

También existe la posibilidad de su almacenamiento en **hidruros metálicos**, que consiste en su combinación con metales o aleaciones que tienen como principal característica su facilidad para formarse y descomponerse, de forma que ofrece la posibilidad de recuperar el H₂ puro. Tiene como ventaja clave que puede almacenarse más hidrógeno por unidad de volumen, pero su peso es mayor.

Por último, para un almacenamiento destinado más a un uso en el corto plazo y no a gran escala, se usan los **depósitos a altas presiones**, cuyo mayor inconveniente son precisamente esas dos condiciones que limitan su rango de utilidad.

Ninguna de las opciones es mejor que el resto, todas son más provechosas en determinadas situaciones y tienen contras que las descartan en otras. La opción finalmente seleccionada en cada caso depende de una serie de factores como la aplicación a la que esté destinada el hidrógeno, el tiempo que transcurre desde su producción hasta su consumo y, por último, la localización de ese consumo final, íntimamente relacionado con el transporte empleado para su distribución.

2.1.4.- Distribución y Transporte

El transporte del hidrógeno no es un tema menor, es clave en las aspiraciones medioambientales y económicas del recurso. De este factor dependerá, en muchas ocasiones, su almacenamiento y la energía que se consume y se necesita, que repercutirá directamente en la rentabilidad económica del proceso. Aunque ha sido propuesto en varias ocasiones la posibilidad de integrar el transporte y distribución del H₂ en redes de gas natural ya activas, de forma que se aprovechan así las infraestructuras ya construidas, esto no contribuye de forma eficiente a la sostenibilidad que se busca ya que presenta una serie de limitaciones para el hidrógeno renovable.

Transporte	Peso (kg)
Carretera	4300
Ferrocarril	2.900-9.100
Marítimo	70.000

Tabla 4. Transporte Líquido H₂. Fuente: elaboración propia.

Es preciso reseñar que las características del hidrógeno, entre ellas que es un gas combustible, incoloro y altamente inflamable, hacen de la seguridad un elemento determinante a la hora de evaluar cuál de los sistemas de almacenamiento y transporte es el más adecuado.

Sin embargo, este campo es uno de los claves que dictaminarán el grado de competitividad del hidrógeno en el mercado energético y, es por ello, que la posibilidad de destinar grandes inversiones para la creación de nuevas infraestructuras con el fin de desarrollar una red como la gasista puede suponer un cambio, aunque costoso, determinante.

2.1.5.- Usos

Como principales usos están el de conseguir descarbonizar el transporte, darle un mayor al consumo de energías renovables y una producción de diferentes combustibles, pero su utilidad se extiende a muchos sectores, en algunos de una forma mucho más asentada y avanzada que otros:

- Refinerías, el sector donde más desarrollado está su uso y cuya demanda va en aumento. La gráfica representa exactamente eso, ese crecimiento del H₂ requerido por el sector.

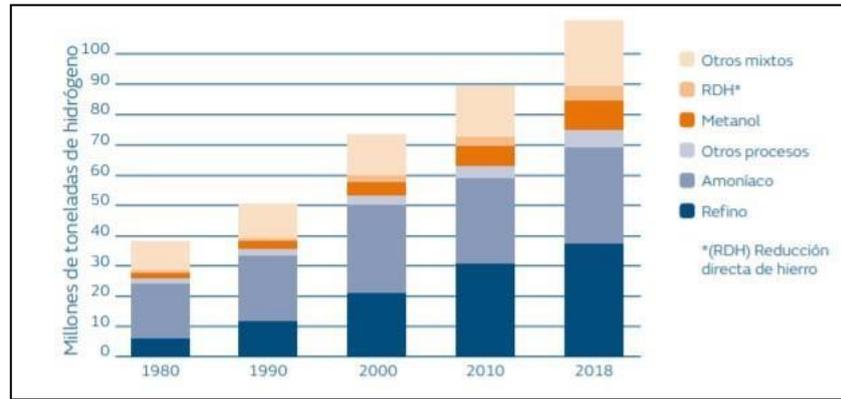


Ilustración 17. Toneladas de H₂ usadas en refinería. Fuente: (Fundación Naturgy, 2020)

- Fertilizantes
- Metalurgia, especialmente en el método de obtención de acero a partir de la mena del hierro.
- Metanol
- Productos químicos. Esta ilustración representa bastante bien los usos del H₂ para este sector.

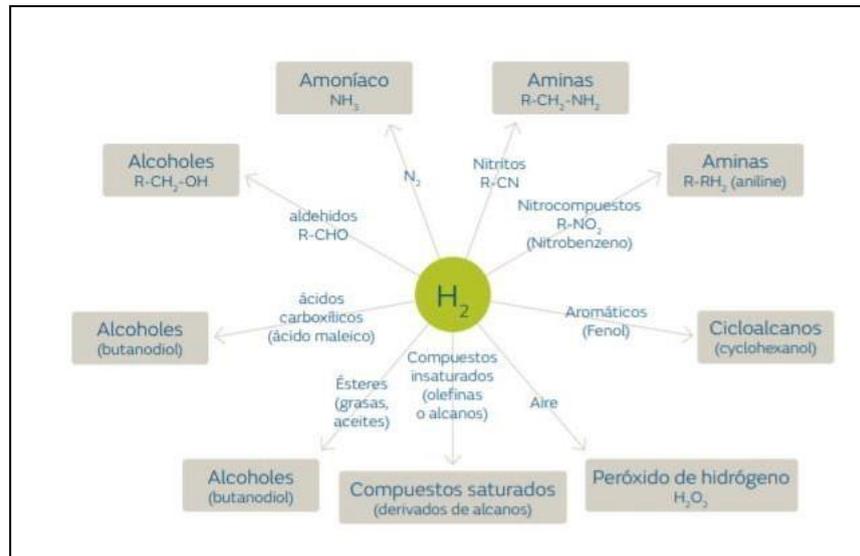


Ilustración 18. H₂ en el sector químico. Fuente: (Fundación Naturgy, 2020).

- Polímeros

- Transporte terrestre, marítimo, o ferroviario. Seguramente uno de los usos más interesantes y rentables a nivel climático en el caso de poder llevarse a cabo este reto de descarbonizar el transporte. El porcentaje de emisiones se vería reducido de una forma drástica. De todas formas, como recoge el último informe de Naturgy (2020):

“Una de las estrategias que mejor ha funcionado para el despliegue de la tecnología de hidrógeno en aplicaciones para movilidad ha sido la construcción de infraestructuras para flotas de servicio público local, en ocasiones denominadas flotas de anclaje. Estas soluciones permiten evaluar la viabilidad de las infraestructuras de generación y subministro y, de este modo, garantizan un consumo asegurado al disponer de un número determinado de vehículos; al mismo tiempo, minimizan el número de puntos de subministro, ya que estas flotas suelen realizar recorridos cíclicos y conocidos, reduciendo el costo de la movilidad en las zonas urbanas y permitiendo el uso de la infraestructura a vehículos privados, tanto ligeros como pesados.”

Por este motivo, al menos por el momento, su implantación está muy ligada al destino de ese transporte y la regularidad del recorrido por las estaciones de repostaje del H2 entre otras cosas, de ahí que los vehículos pesados sean la primera iniciativa que toma forma.

- Generación de calor tanto doméstica como industrialmente, algo a lo que aún le falta madurez tecnológica y reducción considerable de los costes de los sistemas a implantar.

2.1.6.- Cadena de Valor

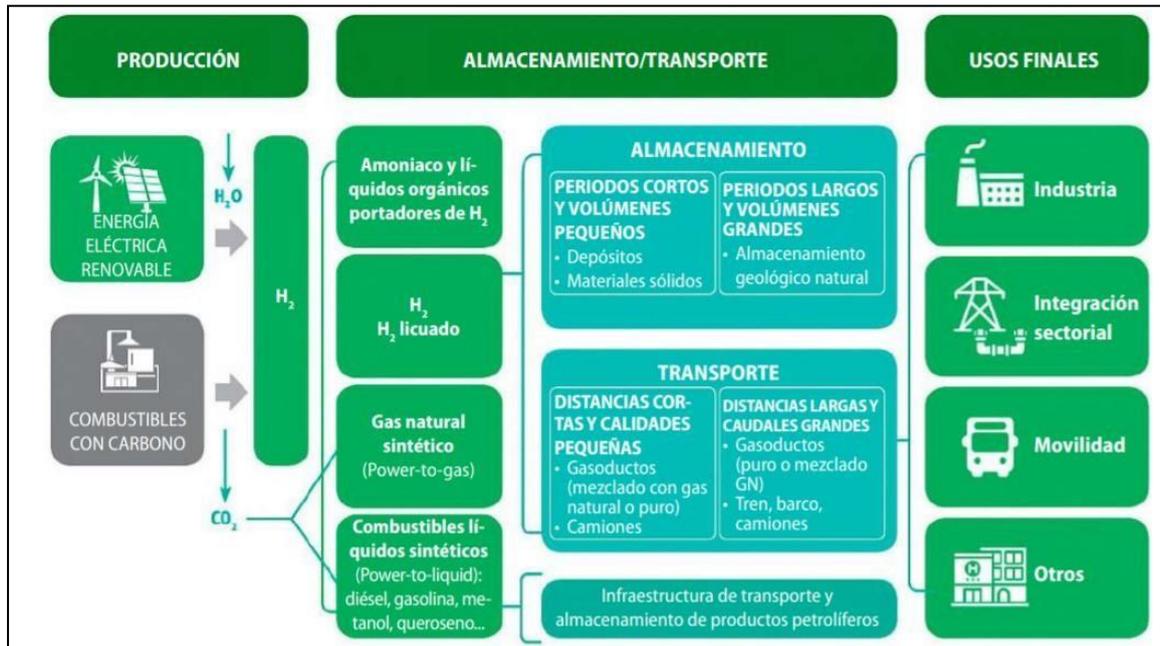


Ilustración 19. Cadena de Valor. Fuente: (Prieto et al., 2021).

2.1.7.- Limitaciones

Se han ido exponiendo algunas de las distintas ventajas y consecuencias positivas que el hidrógeno puede tener sobre el devenir del cambio climático y el medio ambiente, liderando así el reto sostenible de las cero emisiones. Por otro lado, existen una serie de factores, hoy en día determinantes, que están frenando su asentamiento global y que lacran su competitividad.

Entre las distintas limitaciones, destacan:

1. Coste:

El precio actual para desarrollar en plenitud el hidrógeno es superior al invertido en combustibles fósiles, debido a esto, los productores de estos últimos pueden mantener los precios suficientemente bajos para que no sea rentable desarrollar energías alternativas. A nivel técnico, el principal desafío consiste en lograr desarrollar la

fabricación de electrolizadores de forma eficiente, automatizada y a gran escala, permitiendo reducir los costes significativamente.

El hidrógeno verde se sitúa aún lejos de la competitividad con los combustibles fósiles a los que pretende desplazar. De media y dependiendo del uso (industria, transporte pesado, etc.) debería reducir su coste actual entre un 60% y un 70% para ser competitivo. Esto es debido al coste de los electrolizadores, pero, sobre todo, al coste de la electricidad necesaria (el 70% del coste de producción del H₂ verde corresponde al precio de la electricidad) (Biurrun, 2022).

En definitiva, las restricciones y regulaciones impuestas por los estados serán fundamentales para paliar estas diferencias de precio, al igual que la intención de liberarse de dependencias energéticas en las importaciones, lo cual se abordará más adelante.

2. Eficiencia / Madurez tecnológica:

Como ilustra la Tabla 2, las eficiencias actuales son relativamente bajas, la de los electrolizadores alcalinos, la tecnología más desarrollada y viable económicamente en la actualidad, no supera el 70%, una eficiencia inferior a la que se lograría mediante el uso de combustibles fósiles.

Y no solo existen pérdidas de eficiencia en el facto tecnológico y de producción, sino en todas las etapas de la cadena de valor como almacenamiento, transporte y uso.

Por ejemplo, el problema de la optimización del espacio, introducido con la *Tabla 1*. Para poder almacenar la misma energía que conseguíamos con el gas natural, ahora es necesario un volumen tres veces mayor, un coste que no se valora de forma directa como se hace con el de los electrolizadores o el precio de la energía usada para la producción, pero que es más que relevante y que limita enormemente la logística y supone una pérdida de eficiencia.

3. Regulación:

Las inversiones privadas jugarán un papel clave en el asentamiento final del H₂, pero deben estar sustentadas por una regulación estatal e internacional, que no existe en la actualidad, acorde al reto que se persigue y que entienda las limitaciones actuales, capaz de simplificar o eliminar barreras jurídicas y burocráticas del proceso.

En el problema regulatorio coinciden la mayoría de los expertos. Carlos Solé explica que "uno de los principales obstáculos a los que se enfrenta el hidrógeno es el normativo. Y es que no solo a nivel nacional, sino también europeo, se carece de una regulación específica que determine aspectos tan relevantes como, por ejemplo, qué nivel de concentración de hidrógeno puede transportarse a través de los actuales gasoductos, qué nivel de aprovechamiento de actuales instalaciones puede mantenerse sin necesidad de nueva inversión, o normativa de seguridad para diversas aplicaciones". Además, está pendiente la creación de un sistema de certificación del hidrógeno y otros gases renovables para controlar su producción y uso. "Será necesario que el regulador arroje mayor certidumbre normativa para incrementar el atractivo de la industria en el corto y medio plazo", dice Solé. (Biurrun, 2022).

Actualmente, a modo de ejemplo, la producción de hidrógeno está calificada como actividad industrial, lo que supone que la construcción de sus infraestructuras solo puede llevarse a cabo en terreno especialmente catalogado como industrial, algo que dificulta su progreso.

Asimismo, es evidente la desventaja económica competitiva que existe actualmente. Es por ello que favorecer una competencia favorable impulsando nuevas políticas fiscales que incentiven el uso de este recurso y que premien esta apuesta por el medio ambiente sería también de gran ayuda para este movimiento y poder dar así un giro al mercado energético. Estas propuestas no deberían solo favorecer su producción sino su uso desde el punto de vista del consumidor.

4. Infraestructuras:

Para poder construir de verdad una economía energética impulsada por el hidrógeno es necesaria toda una infraestructura que posibilite su producción, almacenamiento y transporte, una red a gran escala que necesite muchos agentes implicados, además de grandes inversiones y una apuesta plena por parte de los distintos gobiernos. Sin embargo, todo este diseño y las inversiones se deben de sustentar en una estimación de demanda que sigue resultando incierta hoy en día.

Está en duda además una vía que puede ser clave en el futuro del hidrógeno, que es la posibilidad de utilizar, adaptar y ajustar la infraestructura gasista ya existente.

5. Seguridad y Peligrosidad:

A todos estos factores anteriores, hay que añadir que se trata de un gas inflamable y volátil, por tanto, en todo su proceso de almacenamiento y transporte y, por consiguiente, en su posible futuro plan de construcción de infraestructuras y de un entorno favorable para su desarrollo, habrá que llevar a cabo un profundo análisis y estudio para evitar fugas y negligencias que puede derivar en costes extras, además de asumir un aumento significativo del riesgo en las repercusiones derivadas de cualquier fallo.

IRENA, en su informe de 2022, refleja la relevancia de algunas de estas limitaciones para el progreso global del hidrógeno.

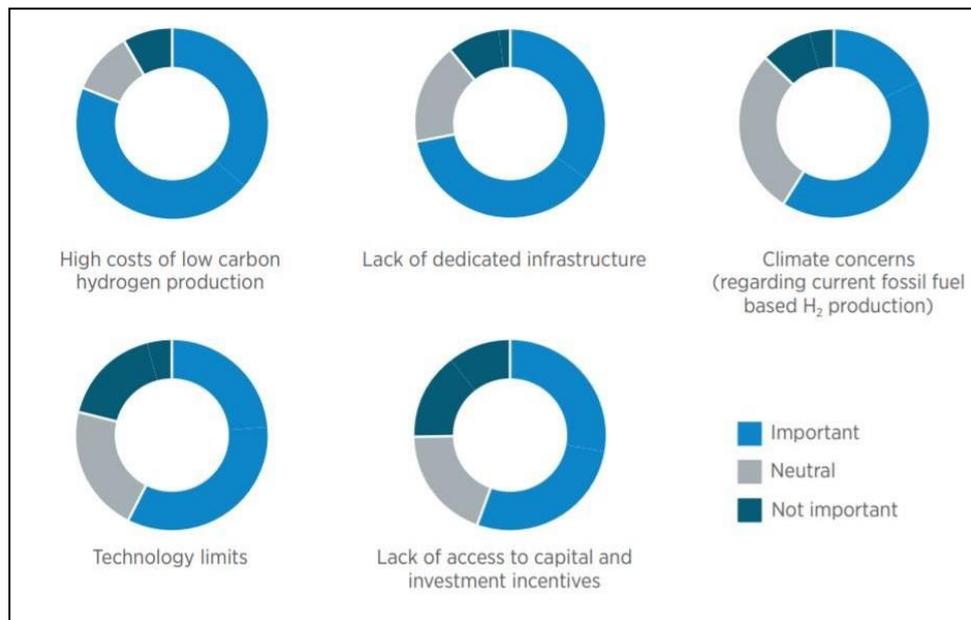


Ilustración 20. Main Hydrogen Barriers. Fuente: (IRENA, 2022).

2.3.- RECURSOS ENERGÉTICOS CONVENCIONALES

Para entender verdaderamente el contexto y las previsiones del hidrógeno en el mercado energético hay que conocer la actualidad y la situación del resto de recursos energéticos.

2.3.1.- No Renovables

2.3.1.1.- Carbón

El carbón es el gran reto al que se enfrenta esta transición, es la fuente de generación de electricidad más utilizada y demandada en el mundo y, a su vez, la mayor generadora de emisiones contaminantes para el planeta.

Primeramente, para entender el contexto que rodea al carbón y al resto de recursos es necesario conocer tanto su producción y consumo histórico, como el nivel de reservas, algo que ilustran las gráficas expuestas a continuación.

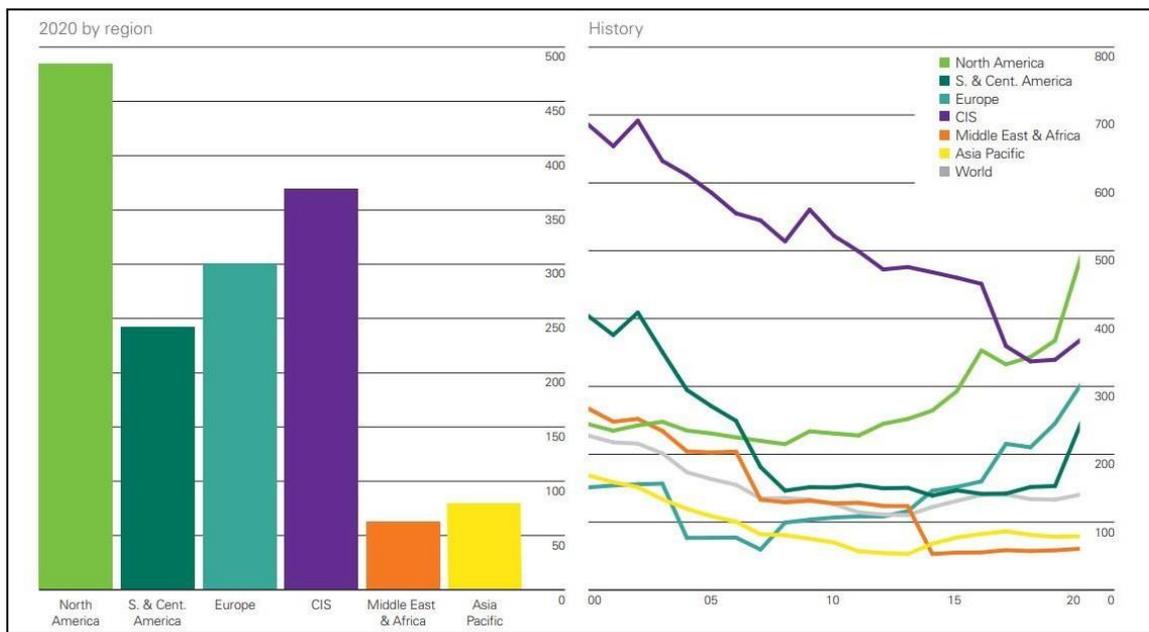


Ilustración 21. Reservas Carbón. Fuente: (bp, 2021)

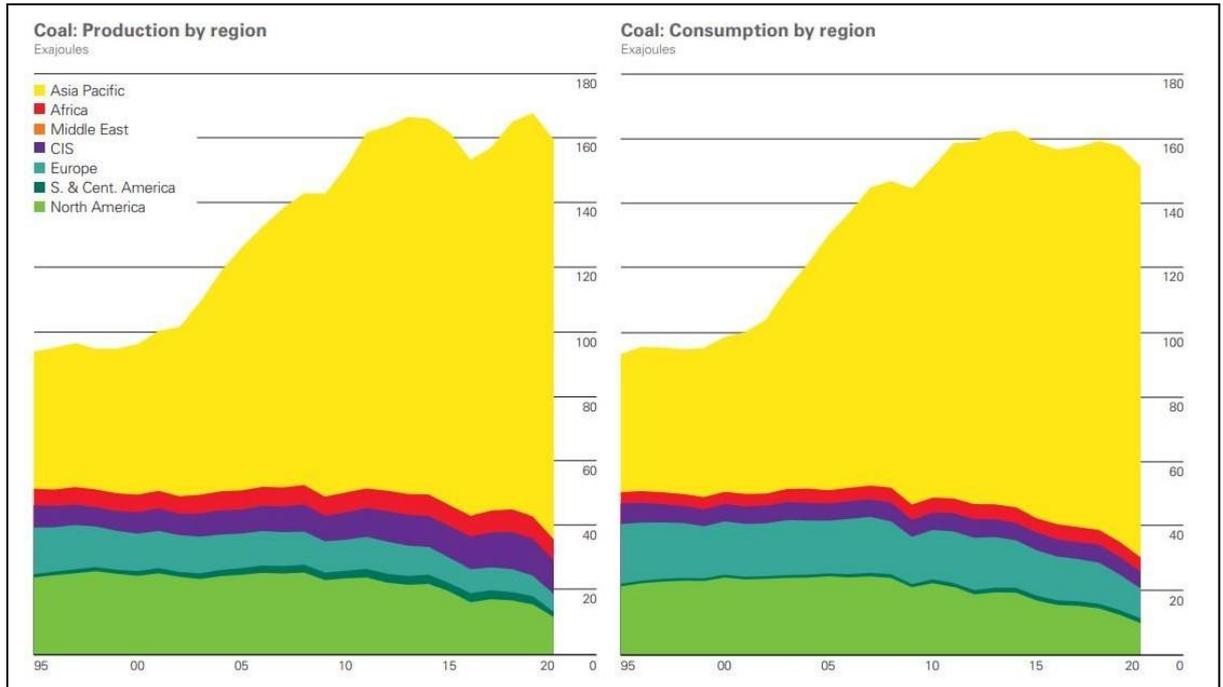


Ilustración 22. Producción y Consumo Carbón. Fuente: (bp, 2021)

Es más que llamativa la diferencia que existe en producción y consumo por parte de Asia respecto al resto de regiones, obviamente condicionado por el uso masivo del carbón por parte de China. También este hecho suscita la duda de cómo afrontarán los países orientales su falta porque, como se puede apreciar en la primera gráfica, sus reservas no son imponentes ni mucho menos y es que, exceptuando a África, es la zona menos rica para explotar este recurso. La diferencia con Norte América es abismal, pero es que el consumo ha caído y se ha acentuado durante la pandemia en todo el mundo. Hasta el Financial Times recogía en uno de sus artículos una previsión de la demanda en los próximos años con resultados muy alentadores para el asentamiento definitivo de las energías renovables y que se alinean con las hojas de ruta europea y nacional.

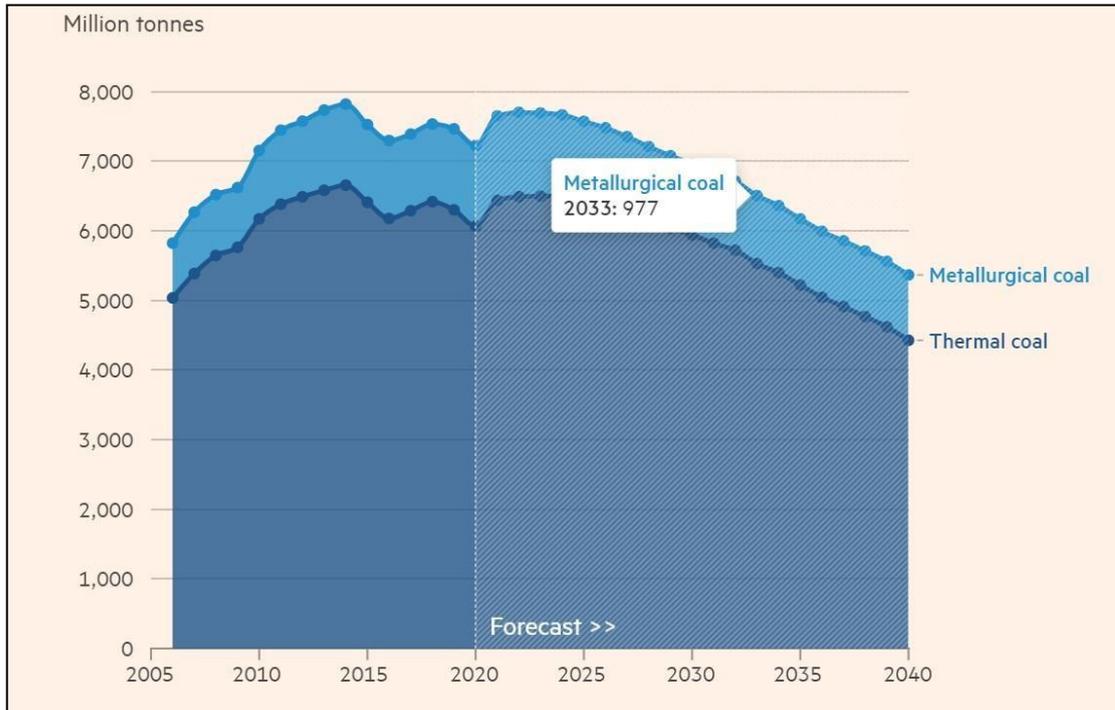


Ilustración 23. Projected Coal Demand. Fuente: (Hook & Hume, 2022)

Sin embargo, si observamos otras gráficas más a corto plazo sin previsiones, solo podemos apreciar un repunte significativo después de la pandemia que no alberga esperanzas en la transición. Esta subida supone un 1% más respecto a 2019, a pesar de haberse experimentado una bajada del 4% en 2020.

De todas formas, ese mismo repunte también está recogido en la *Ilustración 23* y se puede deber a esa reactivación masiva de la economía y con ella, de la demanda que, con el tiempo, debería de estabilizarse. Y es que, la Agencia Internacional de Energía también es optimista frente al futuro del carbón, pero es realista y no cree que las etapas previstas de la transición net zero se vayan a cumplir:

Beyond 2021, global coal consumption is set to revert to the pattern seen over the previous decade: declines in advanced economies offset by growth in some emerging and developing economies. After its brief rebound in the United States and the European Union in 2021, coal demand will resume its decline through 2024. This is mostly driven by the power sector where slow electricity demand growth and rapid expansion of wind and solar PV are eating into coal power generation. In addition, a big part of the recent switching from natural gas to coal will reverse as gas prices retreat from their highs. (iea, 2021).

Furthermore, we do not expect (unabated) coal consumption and production to be on the Net Zero by 2050 pathway by 2024. Although global investment in renewable energy will be strong in the medium and long term, coal supplies are expected to expand until 2024. China and India especially plan to invest in their domestic mining capacity to raise the security of their energy supply, while Indonesia and Russia will invest in new export capacity to boost their economic growth in light of coal demand expectations. (iea, 2021)



Ilustración 24. Rebote en la demanda de carbón. Fuente: (Enerdata, 2021)

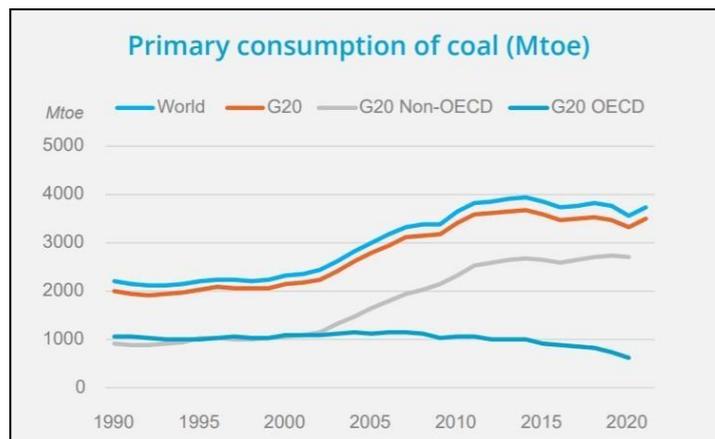


Ilustración 25. Primary consumption of coal (Mtoe). Fuente: (Enerdata, 2021)

También es relevante la diferencia que existe entre los países pertenecientes a la OCDE, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, quienes coordinan políticas económicas y sociales de manera conjunta, y los que no la engloban.

2.3.1.2.- Petróleo

En el caso del petróleo, las gráficas ofrecen una serie de estadísticas que difieren de las del carbón. Impresiona la subida de reservas tanto en Centroamérica como en Sudamérica, habiendo estos últimos años un aumento de los yacimientos de manera significativa y que ponen en duda la falta de recursos. África también ha sufrido una subida, mientras que el resto de las zonas se mantienen, aunque con picos, relativamente regulares en el tiempo.

Como ocurría con el carbón, el consumo y la producción tuvieron un bajón considerable en 2020, pero en este caso, aunque vuelve a imponerse Asia y el Pacífico en la estadística, el consumo es mucho más parejo.

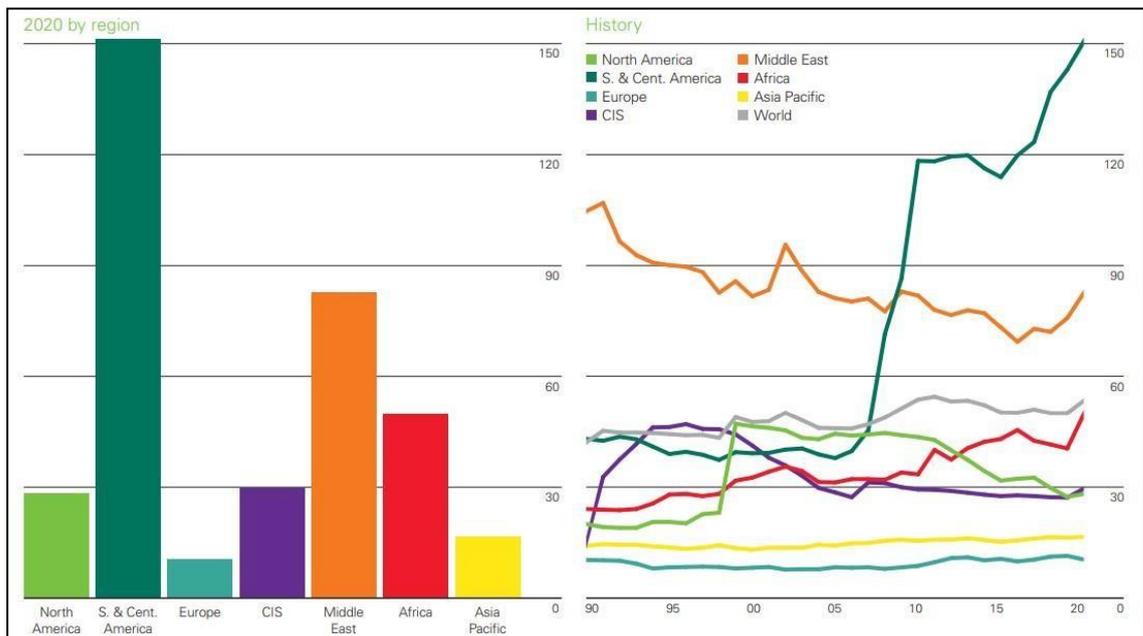


Ilustración 26. Reservas Petróleo. Fuente: (bp, 2021)

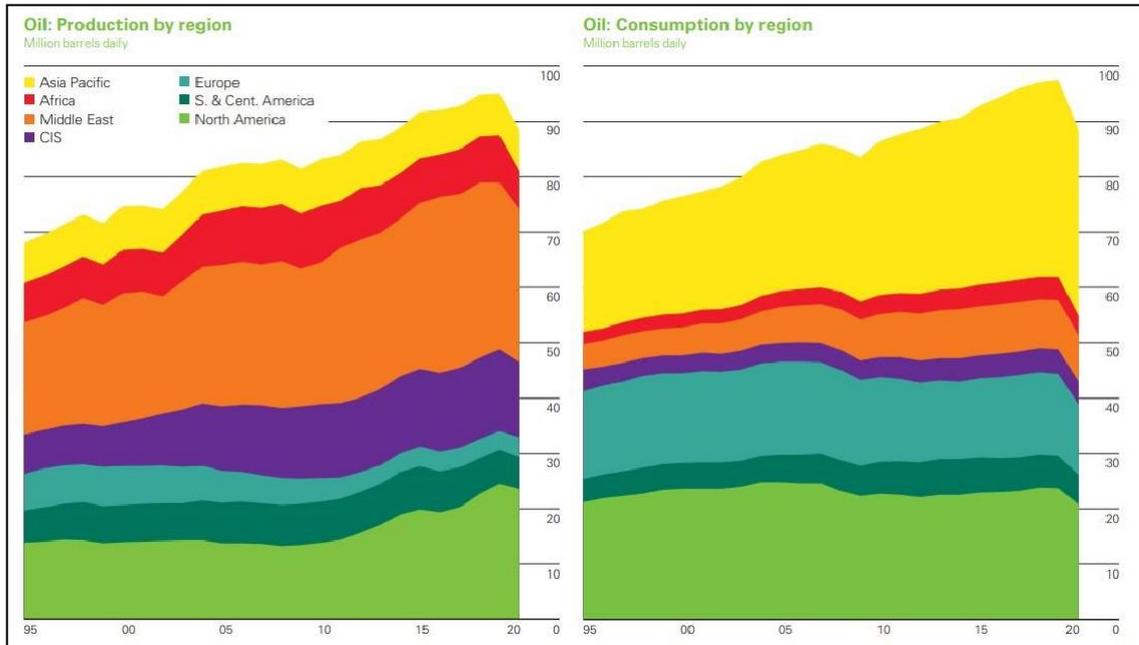


Ilustración 27. Producción y Consumo Petróleo. Fuente: (bp, 2021)

Mientras que el carbón acabó experimentando un rebote que situó la subida neta como positiva, el petróleo se mantuvo negativo con una bajada de un 2.9% respecto a 2019. Se puede apreciar también este balance por país en la segunda imagen, consiguiendo tanto la Unión Europea como los Estados Unidos salir bien parados de la pandemia a nivel de emisiones y contaminación en lo que al petróleo respecta. Se debe de tener en cuenta que mientras el carbón y el gas podían mantener algunas de sus utilidades, la principal del petróleo, el transporte, quedó paralizada casi por completo. Además, la subida de precios posterior, algo que repercute de manera directa sobre el ciudadano, invita a una reducción del consumo de manera individual.

No solo se busca un cambio desde la perspectiva personal, si no, aprovechando algunas de las consecuencias que deja este periodo pandémico, también está el debate de si políticas más estrictas pueden acelerar llegar a ese pico en la demanda. “Further fuel efficiency improvements, increased teleworking and reduced business travel, much stronger electric vehicle penetration and new policies to curb oil use in the power sector and more recycling will all be needed. Taken together, these actions could reduce oil use by as much as 5.6 mb/d by 2026, which would mean that oil demand never gets back to pre-crisis levels.” (iea, 2022).



Ilustración 28. Balance petróleo respecto a 2019. Fuente: (Enerdata, 2021)



Ilustración 29. Tendencias en % del consumo de petróleo en países del G20. Fuente: (Enerdata, 2021)

A pesar de ser datos muy positivos para el medio ambiente, todo este parón y los efectos de la pandemia también han dificultado enormemente las previsiones futuras respecto a la demanda. La IEA hace una previsión favorable donde entra vez entra en juego la pertenencia a la OCDE, lo cual puede ser un comienzo para extender la tendencia al resto del mundo. China sigue yendo a contracorriente en el objetivo sostenible, pero grandes potencias como Francia, Reino Unido y Japón lideran el camino del cambio.

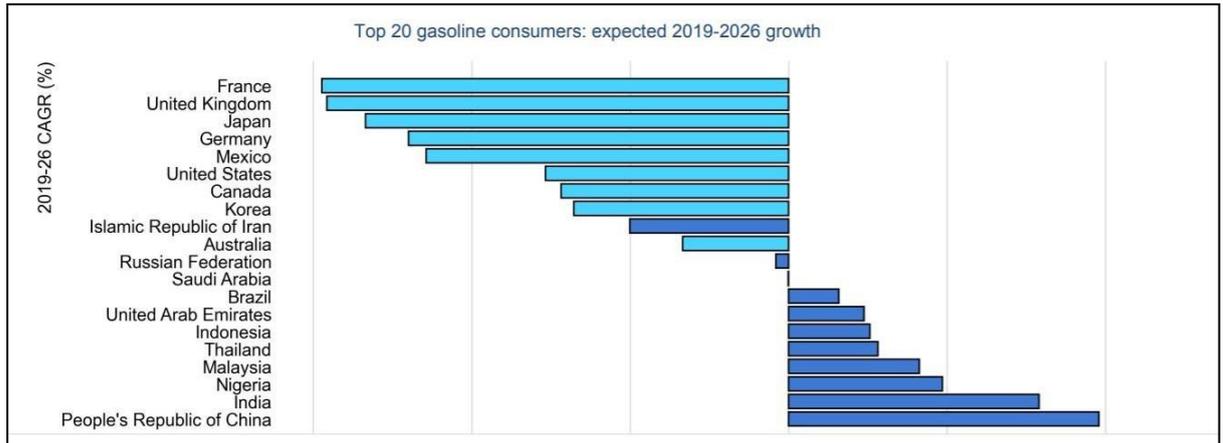


Ilustración 30. Top 20 gasoline consumers expected 2019-2026. Fuente: (iea, 2021).

2.3.1.3.- Gas Natural

Por último, el gas natural, del que se debe tener en cuenta que entre estos últimos tres, es el menos perjudicial para el medio ambiente, genera $\frac{1}{4}$ de la electricidad a escala mundial y es precisamente quien está bajo debate debido a su exportación masiva a diversos países de la OTAN por parte de Rusia, es el gran protagonista de la dependencia energética que sufren muchas naciones de la Unión Europea, lo cual se pretende limitar más pronto que tarde.

La propia Comisión Europea es firme con su idea de desvincularse del país ruso por completo:

La Comisión Europea prepara el lanzamiento de un nuevo paquete regulatorio en energía para poner orden en el incipiente mercado del hidrógeno, que está arrancando a trompicones y con un enorme caos empresarial y de proyectos. El mismo paquete legislativo servirá, además, para potenciar esa nueva fuente energética, en detrimento del gas natural en lo que supone un nuevo paso en la guerra abierta de la UE a esta materia prima. La UE considera al gas natural como el nuevo demonio de su dependencia energética. Su objetivo es eliminarlo en la medida de lo posible del mix energético. (Patiño, 2021).

Además, actualmente, es el gas más utilizado para poder disociar la molécula de agua y conseguir hidrógeno, de ahí el considerarlo como gris. En este caso, no hay ninguna región del planeta que esté experimentando una subida remarcable en las reservas y,

aunque la zona de Oriente Medio se impone en porcentaje al resto del mundo, también es quien sufre la caída más pronunciada.

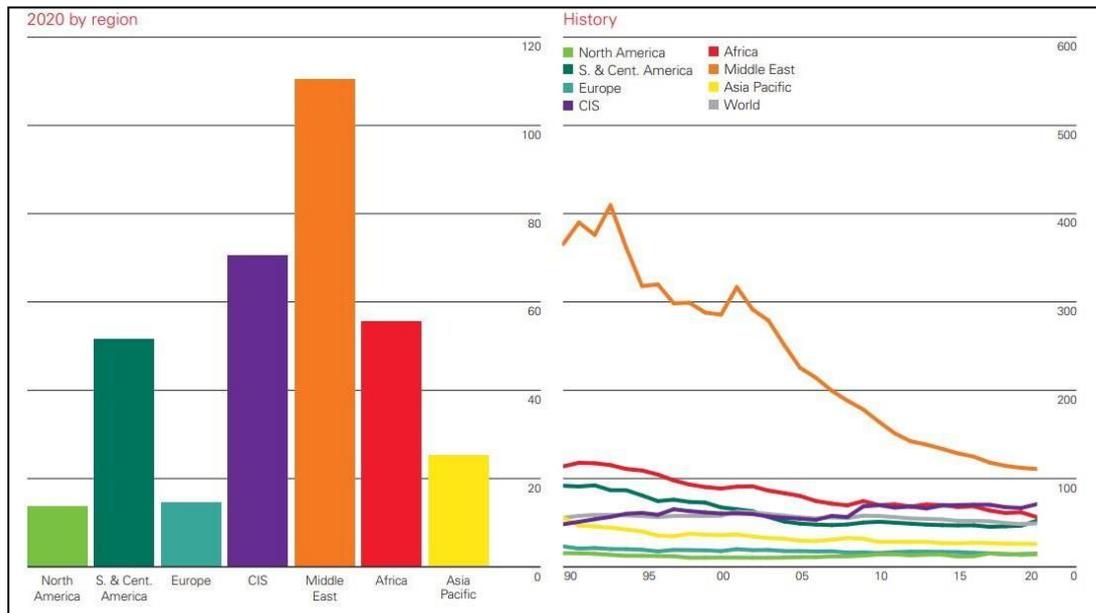


Ilustración 31. Reservas Gas Natural. Fuente: (bp, 2021)

El consumo también es globalmente bastante similar y las subidas, comunes, seguían una pendiente muy parecida hasta sufrir las consecuencias que todos los recursos, a excepción de la energía eólica y solar, han sufrido.

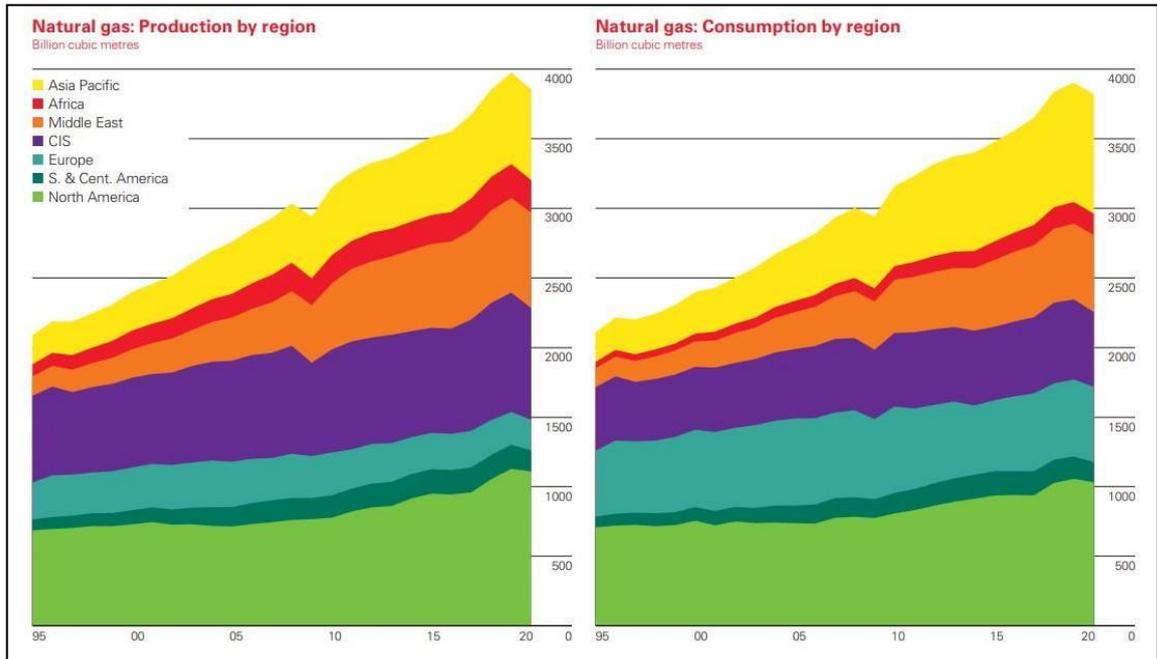


Ilustración 32. Producción y Consumo Gas Natural. Fuente: (bp, 2021)

Sin embargo, se puede volver a apreciar otro rebote en 2021 que ha estado cerca de situarlo en niveles de 2019, con una ligera reducción del 0.1%. Y es importante remarcar que el gas natural lleva años planteándose como sustituto del carbón, una práctica que va en aumento, aunque se puede ver perjudicada por ser Rusia un gran exportador de este. De hecho, el repunte que hubo en 2021 vuelve a ser liderado por países asiático, precisamente los mayores consumidores y productores de carbón, lo cual plantea la duda de poder analizar esta transición energética aislando a Asia para así valorar las tendencias y medidas de un resto del mundo más concienciado con el reto sostenible. Esto no quiere decir que los países asiáticos no estén inmersos en la carrera de las renovables o el hidrógeno, sino que su dependencia de las energías no renovables no augura descensos significativos.



Ilustración 33. Balance gas natural respecto a 2019. Fuente: (Enerdata, 2021)

2.3.2.- Renovables

Las energías renovables son la gran esperanza para alcanzar en 2050 una economía descarbonizada libre de emisiones. En este caso particular, son necesarias para aportar esa energía que permite separar el hidrógeno del oxígeno en una molécula de agua, para poder usar posteriormente el H₂.

Entre estas energías limpias se encuentran la hidráulica o hidroeléctrica, la geotérmica, biomasa o biogás, mareomotriz, el biodiésel, la undimotriz y las dos más desarrolladas, que además dieron un paso adelante durante la pandemia, la solar y eólica.

Para comprender realmente este proceso de cambio, la siguiente estadística nos muestra una comparación, por región, de la generación de energía por parte de medios renovables o de no renovables. Como ya se ha mostrado anteriormente, Asia es la región menos avanzada en esta implantación con un uso masivo de carbón. De todas formas, tanto Europa como Centroamérica reflejan muy buenos resultados, muy parejos, cogiendo mucha fuerza la energía hidroeléctrica en el caso de América Central y las renovables en el caso occidental. Adicionalmente, puede percibirse la importancia del gas natural en Oriente Medio.

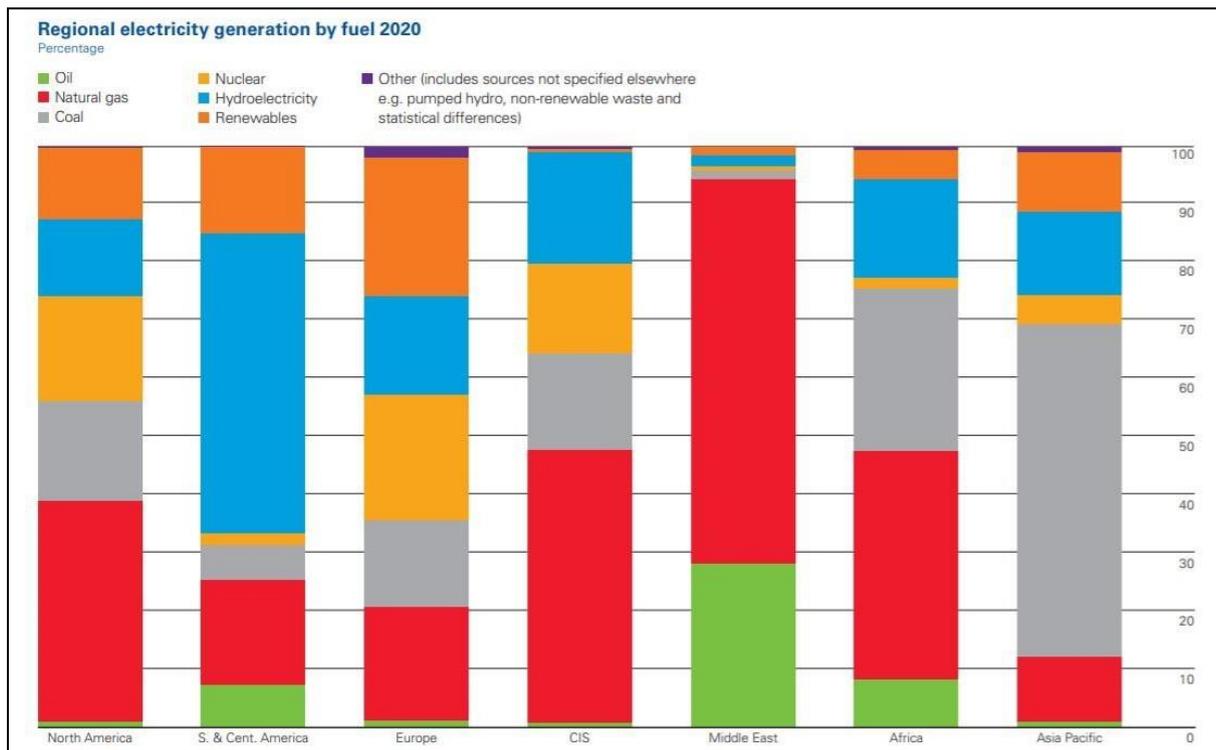


Ilustración 34. Generación de electricidad 2020 por región. Fuente: (bp, 2021).

Tienen una serie de características y ventajas que cada vez las hacen más atractivas tanto estatalmente como en el ámbito privado:

- Combaten el Cambio Climático, libres de emisiones
- Inagotables
- Reducen la dependencia energética, un factor muy relevante en la situación bélica actual
- Predisposición global por tratados y acuerdos que favorecen su implantación definitiva mediante incentivos y propósitos fijados

Y es que las previsiones son cada vez más prometedoras. Lo que en su día se fijó como reto y objetivo cada vez se asemeja más a la realidad actual, aunque aún quede un largo camino por recorrer.

El crecimiento de las energías renovables es imparable, como queda reflejado en las estadísticas aportadas anualmente por la Agencia Internacional de la Energía (AIE): Según las previsiones de la AIE, la participación de las renovables en el suministro eléctrico global pasará del 26% en 2018 al 44% en 2040, y proporcionarán 2/3 del incremento de demanda eléctrica registrado en ese período, principalmente a través de las tecnologías eólica y fotovoltaica. La demanda mundial de electricidad aumentará un 70% hasta 2040, elevando su participación en el uso de energía final del 18% al 24% en el mismo periodo. (Acciona, 2022).

Estos datos recogidos por AIE también son apoyados por gráficas del último informe de bp sobre la generación de energía global. Es evidente como todos los recursos experimentan una caída, menos las renovables que se encuentran en un proceso de madurez y expansión. El gas natural es la único de las tres energías no renovables principales que sí que mantiene cierta estabilidad, algo no tan grave en términos climáticos al liberar menos gases en comparación al carbón y petróleo, pero con ciertas repercusiones en la problemática de la dependencia energética.

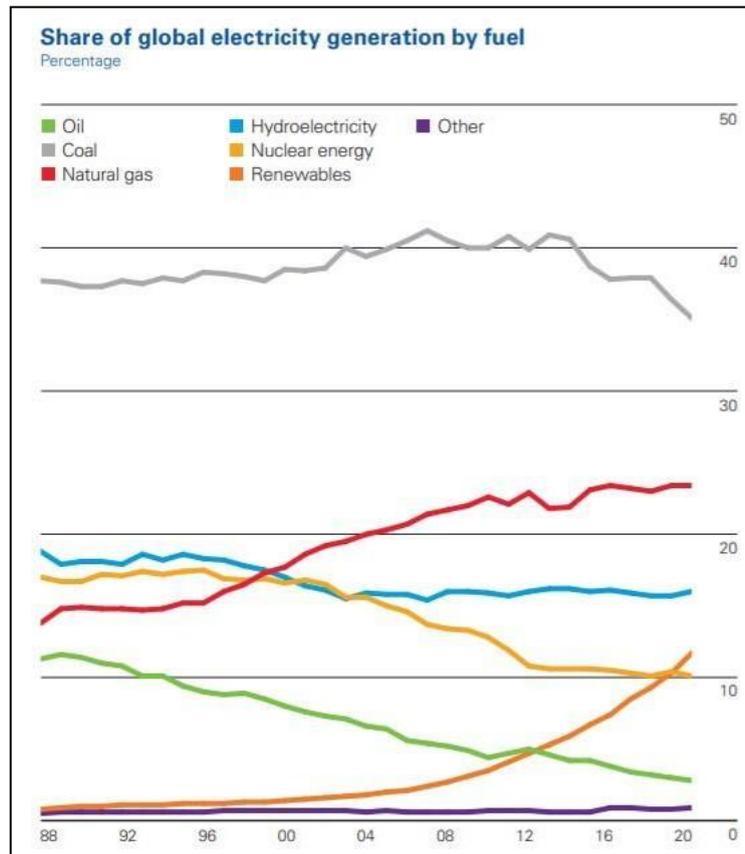


Ilustración 35. Tendencias en la generación de electricidad. Fuente: (bp, 2021)

En cuanto su desarrollo por regiones vuelve a salir Europa bien parado con unos datos muy superiores al resto de zonas del mundo, algo que refleja el buen trabajo de la Unión como organización y de los acuerdos y pactos a los que se han llegado por el bien del medio ambiente que, aunque haya cierto escepticismo en cuanto a ellos especialmente sobre la veracidad de las fechas estimadas para los distintos objetivos, la realidad es que hay un cambio de tendencia considerable y positivo.

Esto no quita que las pautas temporales marcadas no se vayan a cumplir, como recoge el último informe de enerdata de 2021, “Overall, the 2020 and 2021 outlook for renewable energy (especially solar PV and wind power) project growth is positive. Despite some renewable energy projects being paused during the pandemic, notably in India, renewable capacities have increased and are expected to keep growing. Still, by the end of 2021, the world will be on the same efficiency and decarbonisation path as before the pandemic – and far from the Paris Agreement goals.”

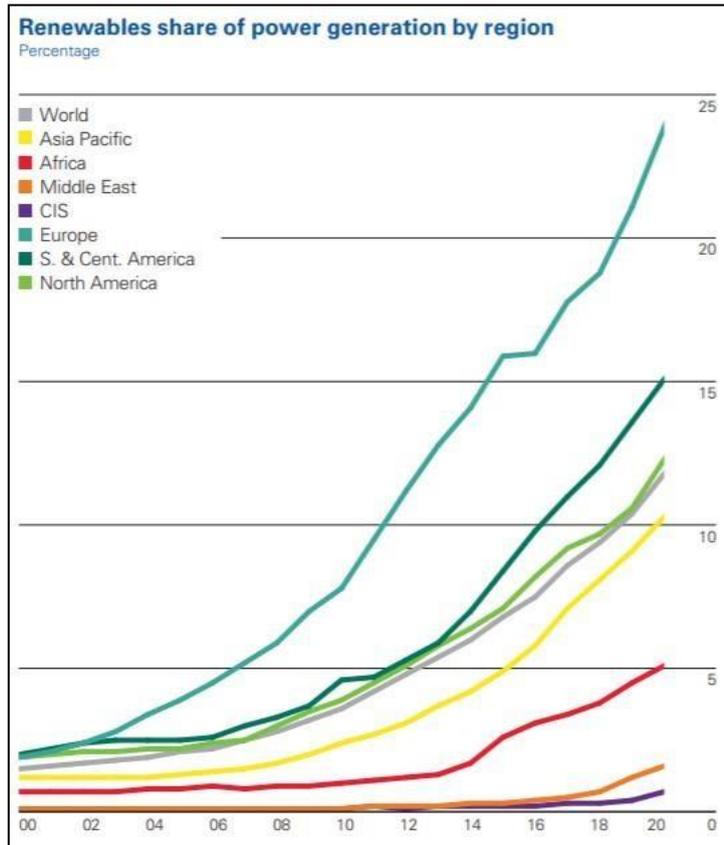


Ilustración 36. Tendencia en Renovables por región. Fuente: (bp, 2021).

Uno de los retos a los que se frente la energía eólica o solar es como afrontar esos periodos de escasa demanda, de sobre generación de energía. El hidrógeno puede ser clave de manera que podría almacenar esa energía extra y utilizarse precisamente cuando la producción no sea tan productiva por condiciones climáticas desfavorables. Sería una manera de optimización y aprovechamiento clave en el desarrollo definitivo de las renovables.

2.4.- PROPÓSITOS

2.4.1.- Impulsores y Acuerdos.

La necesidad de una transición ecológica se va haciendo presente en las instituciones y en la sociedad, derivando en una carrera por no quedarse atrás. Debido a esto, ya son varias las propuestas acordadas conjuntamente, un primer impulso que es muy necesario en un proceso en el que el beneficio económico, la finalidad por defecto en una sociedad capitalista, no es el

objetivo principal. Aun no siendo este el propósito inicial, aquellas potencias con un puesto privilegiado en el mercado de energético actual no querrían en ningún caso perder su hegemonía por un viraje del curso de esta economía y, es por ello, que lideran las estadísticas de inversiones y proyectos.

Y si los organismos internacionales, como es la Comisión Europea, están verdaderamente interesados en promover el hidrógeno para acabar con las emisiones y la dependencia energética, además de propuestas y acuerdos, deberán fijar sus hojas de rutas y proyectos impulsados por la financiación y el incentivo. Hacer que, hasta para los no concienciados con el desarrollo sostenible, les resulte rentable.

En 2017 solo Japón tenía una estrategia nacional con relación al hidrógeno y, en tan solo cinco años, 33 países han seguido su ejemplo. Todos ellos están reflejados en la *Tabla 5* y es más que remarcable la ausencia de Estados Unidos, a pesar de tener diversas inversiones y proyectos basados en este recurso.

Estrategias Nacionales H2					
África	Asia	Europa		América	Oceania
Marruecos	Uzbekistán	Reino Unido	Noruega	Canadá	Australia
Egipto	Omán	Unión Europea		Colombia	Nueva Zelanda
	China	Portugal	Austria	Paraguay	
	Japón	España	Alemania	Uruguay	
	Rep. Corea	Italia	Croacia	Chile	
	Singapur	Francia	Hungría		
	Rusia	Países Bajos	Bélgica		
		Eslovaquia	Rep. Checa		
		Dinamarca	Polonia		
		Suecia	Finlandia		

Tabla 5. Planes Nacionales sobre el H2. Fuente: Elaboración Personal.

2.4.1.1.- Mayores Inversores

La *Ilustración 37* recoge información sobre la financiación destinada a proyectos relacionadas con el hidrógeno. Es importante señalar que, a pesar de estar la Unión Europea presente como principal inversor, los mayores productores y consumidores de hidrógeno en la actualidad siguen siendo China y Estados Unidos, en ese orden. Sin embargo, esta gráfica nos indica claramente una tendencia y una intención de la Unión Europea de posicionarse como el líder de este movimiento a medio largo plazo, algo

que se ve reflejado en la predominancia alemana en esta estadística por delante del resto de grandes potencias.

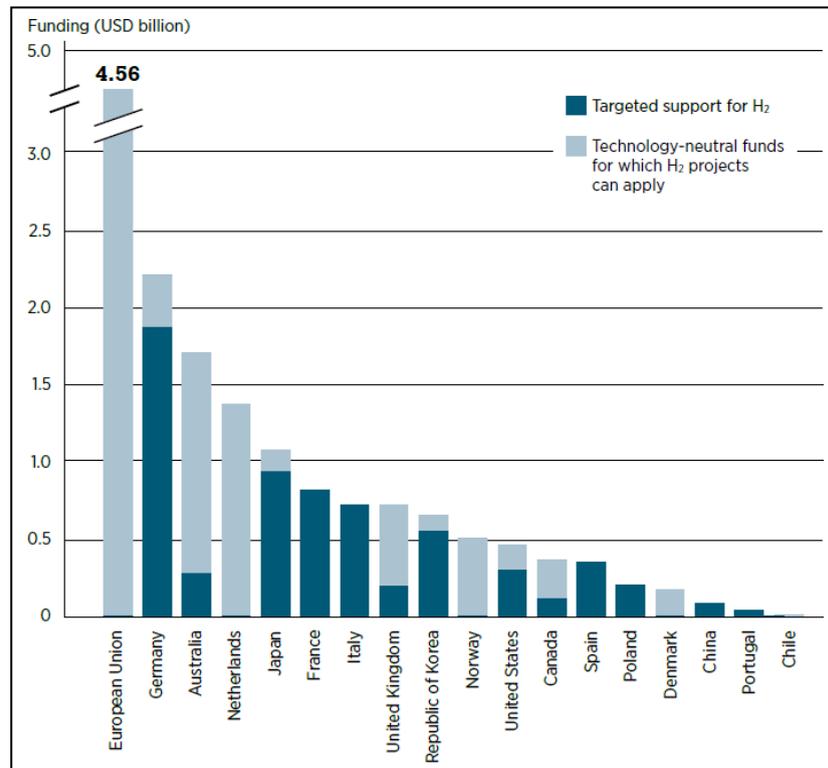


Ilustración 37. Average annual funding potentially available for hydrogen projects, 2021-2030. Fuente: (IRENA, 2022)

Pese a lo ilustrado por la gráfica anterior, la *Ilustración 38* nos ofrece otra perspectiva diferente al devenir de la carrera energética relativa al hidrógeno. Como se ha mencionado anteriormente, la Unión Europea es quien está movilizándose y uniendo esfuerzos a mayor rapidez, pero la realidad que podría albergar esta gráfica sobre la producción de hidrógeno verde a 1.5 dólares el kilo en 2050 es que Europa sufriría una desventaja competitiva relevante que debería de compensar mediante otros medios para ser quien guíe el camino hacia esta nueva economía sostenible.

La zona africana vuelve a ser una vez más una fuente de recursos naturales única, lo que nos lleva a la incógnita de cómo afrontarían ese cambio, de si tienen la capacidad de enriquecerse y desarrollarse como sociedad o si otras grandes potencias acabarán explotando esa oportunidad. El informe de Irena de 2022 también recoge los primeros movimientos de los países africanos en este mercado:

Egypt and **Zimbabwe** already have installed over 100 megawatts (MW) of electrolyzers. In December 2021, Egypt announced a new 100 MW project for producing green ammonia. In May 2021, CWP Global, a renewable development company, signed a memorandum of understanding with the Government of **Mauritania** to develop a 16 gigawatt (GW) electrolysis project, in tandem with 45 GW of renewables. Mauritania also gave exclusive development rights to Chariot (an oil and gas company active in Brazil, Morocco, and Namibia) to develop up to 10 GW of offshore and onshore wind for green hydrogen production. At COP26, the Government of **Namibia** announced the selection of HYPHEN Hydrogen Energy as the preferred bidder for a green hydrogen project. The first phase of the project would bring 2 GW of renewable-electricity generation capacity, along with the electrolyser capacity to produce green hydrogen for conversion into ammonia. Further expansion phases in the late 2020s would raise the total investment value to USD 9.4 billion, which is almost in line with Namibia's current GDP. (IRENA, 2022).

Marruecos además es uno de los países que parecen estar mejor orientados hacia este cambio. Tiene ya un mercado nacional de amoníaco para su industria de fertilizantes y una infraestructura gasista que no está siendo explotada en su totalidad y en la forma prevista, lo cual sumado a otros factores como su localización estratégica para las comunicaciones con Europa, lo convierten en uno de esos países que podrían salir beneficiados de este cambio.

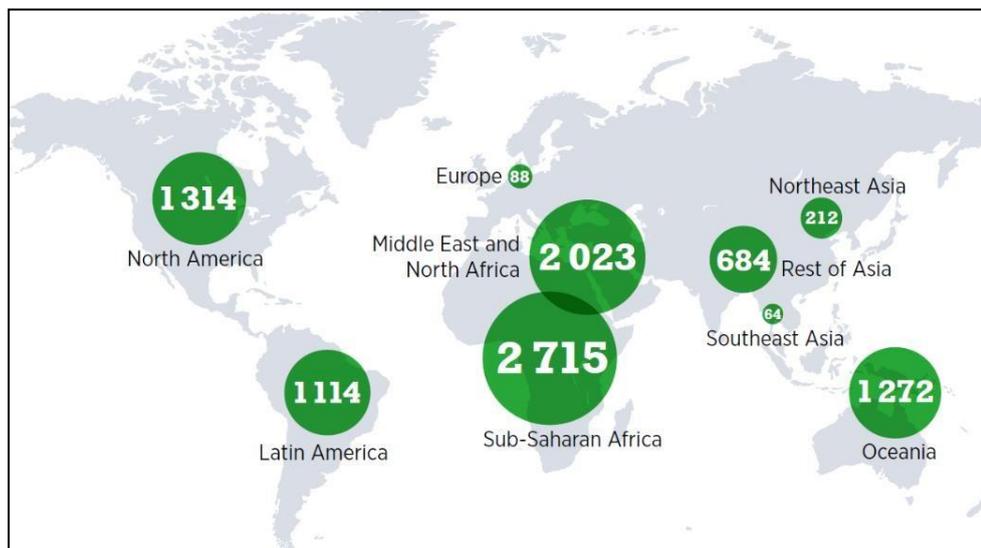


Ilustración 38. Technical potential for producing green hydrogen under USD 1.5/kg by 2050, in EJ.
 Fuente: (IRENA, 2022).

Todos estos factores se alinean directamente con las intenciones del trabajo de probar un posible cambio en el curso geopolítico de la historia. Esta última gráfica abre la veda de un cambio en los exportadores en el mundo de la energía a nivel global o, al menos, en el nivel de estas. Este hecho supone un cambio también en el flujo del dinero internacional y de los ingresos de cada país.

De alguna forma, toda esta información muestra la dificultad del proceso y la cantidad de variables que se deben de acabar manejando y optimizando para conseguir una rentabilidad que interese. No solo la producción y las inversiones y proyectos van a marcar el futuro mercantil de la energía, si no muchos más factores directos e indirectos. Entre ellos estarán las mejoras tecnológicas, la eficiencia en el transporte, las rutas comerciales entre países o conseguir una demanda estable que invite a la inversión pública y privada.

2.4.1.2.- Pacto Verde Europeo

Cabe destacar el consenso al que llegó la Unión Europea cuando aprobó en 2019 el Pacto Verde Europeo, con un objetivo no lucrativo como el de alcanzar la neutralidad climática en el año 2050. Fue el punto de partida a partir del cual se comenzó a trabajar, situando al hidrógeno verde como la gran oportunidad en torno a la cual construir este nuevo futuro mercado, y poniendo de acuerdo a los distintos países.

Este acuerdo tiene un paquete de propuestas denominado como Objetivo 55, que apuesta por la energía sostenible e invita de esta forma a la inversión en renovables. Entre las propuestas del Consejo Europeo se destacan las siguientes (Consejo de la Unión Europea, 2022):

- Revisión del Reglamento de reparto del esfuerzo en lo que respecta a los objetivos de reducción de los Estados miembros en sectores no incluidos en el RCDE UE.
- Revisión del Reglamento UTCUTS sobre la inclusión de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura.
- Modificación del Reglamento por el que se establecen normas sobre las emisiones de CO₂ para turismos y furgonetas;
- Revisión de la Directiva sobre fuentes de energía renovables.
- La refundición de la Directiva de eficiencia energética.
- La revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía.
- Un mecanismo de ajuste en frontera por carbono.

- Revisión de la Directiva sobre la infraestructura para los combustibles alternativos.
- Iniciativa ReFuelEU Aviation para unos combustibles de aviación sostenibles.
- Iniciativa FuelEU Maritime para un espacio marítimo europeo verde.
- Un fondo social para el clima.
- Revisión de la Directiva relativa a la eficiencia energética de los edificios.
- Reducción de las emisiones de metano en el sector energético.
- Revisión del tercer paquete energético para el gas.

Es importante el formalizar todos estos objetivos porque, aunque no sea más que intenciones actualmente, existe un consenso y establece una base de estabilidad y una oportunidad de mercado interesante para los diferentes agentes económicos.

2.4.1.3.- Inversión Europea

De aquí a 2030, las inversiones en electrolizadores podrían oscilar entre 24 000 y 42 000 millones EUR. Además, durante el mismo período, se necesitarían entre 220 000 y 340 000 millones EUR para aumentar y conectar directamente entre 80 y 120 GW de capacidad de producción de energía solar y eólica a los electrolizadores para obtener la electricidad necesaria. Las inversiones en la retro adaptación de la mitad de las centrales existentes con captura y almacenamiento de carbono se estiman en unos 11 000 millones EUR. Además, serán necesarias inversiones por valor de 65 000 millones EUR para el transporte, la distribución y el almacenamiento de hidrógeno y las estaciones de repostaje de hidrógeno. De aquí a 2050, las inversiones en capacidad de producción serían de entre 180 000 y 470 000 millones EUR en la UE. (Comisión Europea, 2020).

Se trata de inversiones de cuantía muy relevantes que requieren de una planificación y un incentivo importante. Para ello, la Alianza Europea por un Hidrógeno Limpio será la encargada de crear una cartera de proyectos e inversiones viables, proporcionando respaldo público y atrayendo al sector privado también.

Adicionalmente y en la línea de lo expuesto anteriormente, son muchos los fondos europeos que tienen como finalidad la utilización de instrumentos de financiación para promover proyectos donde priman las innovaciones, la neutralidad climática y la sostenibilidad. Entre ellos está el conocido Next Generation EU, el InvestEU o el grupo Clean Energy Alliance, todos encargados de crear, en torno al hidrógeno, no solo una alternativa ecológica, si no una económica que atraiga el interés general y la inversión privada también.

En el caso de España, también existen proyectos y fondos que cogen fuerza y donde el hidrógeno puede ser parte de sus planes de financiación, con enfoques en renovables y en el I+D. Está el Plan MOVES II, las Misiones Ciencia e Innovación y los Proyectos CIEN, todos ellos con requisitos ya fijados para la financiación parcial y el apoyo mediante ayudas y subvenciones.

Todas estas medidas tienen la intención de disparar la demanda y aumentar la producción, pero necesitan de un impulso inicial de ayudas estatales para colocarse en el foco público y de interés general. Los dos mercados prioritarios en los que deben de empezar estas inversiones son el de movilidad y el de aplicaciones industriales. De todas maneras, para atraer realmente la inversión debe haber una oportunidad de mercado emergente en la que los distintos agentes económicos tengan cierta seguridad y aprecien una claridad burocrática en el mercado que invite a entrar en el negocio, algo que actualmente está en duda y es uno de los factores que frenan el ritmo de crecimiento del H₂.

2.4.2.- Hojas de ruta 2030, 2050.

Las hojas de ruta no son más que una agenda o un plan respecto al desarrollo futuro de cualquier actividad, pero el hecho de que tanto España como Europa hayan ya confeccionado ya las suyas con una serie de objetivos fijos y claros respecto a 2030 y 2050 refleja una cierta seriedad hacia la intención de llevar a cabo esta transición.

El objetivo final en torno al cual están diseñados estos planes es el asentamiento completo del hidrógeno renovable, consiguiendo el reto de las 0 emisiones y habiendo construido una red de infraestructuras competitiva y rentable acorde a las necesidades. Sin embargo, para llegar a esta fase final ha sido necesaria la partición del proceso en varias etapas con objetivos más asequibles y a corto plazo que faciliten la consecución del propósito final.

2020-2024	2024-2030	2030-2050
6 GW de electrolizadores	40 GW de electrolizadores	Madurez plena de las tecnologías
Producción de 1 millón de toneladas de H ₂ renovable	Producción de 10 millones de toneladas de H ₂ renovable	¼ de la electricidad renovable destinada a la producción H ₂

Tabla 6. Fases de la transición. Fuente: Elaboración propia.

La *Tabla 2* recoge las distintas fases u horizontes temporales que la Unión Europea ha establecido como modelo a seguir común.

En la primera fase nos encontramos actualmente y tiene como finalidad que el hidrógeno comience a calar en la sociedad y dar sus primeros frutos en aquellos sectores más preparados y orientados al cambio, como el químico. Además, otros de los sectores donde puede estar más cerca una renovación y ser clave en una extensión posterior es el del transporte pesado mediante el uso de pilas de combustible de hidrógeno.

La prioridad política será establecer el marco regulador de un mercado de hidrógeno líquido y operativo, e incentivar tanto la oferta como la demanda en los mercados principales, incluso mediante la reducción de la diferencia de coste entre las soluciones convencionales y el hidrógeno renovable y con bajas emisiones de carbono, así como mediante normas adecuadas sobre ayudas estatales. (Comisión Europea, 2020).

La segunda fase comienza en dos años y marcará la situación de las previsiones que se han establecido, además de dar una visión global y realista de las expectativas del movimiento.

Debe de ser el momento del cambio y de empezar a configurar un mercado energético basado en las renovables, que han conseguido el objetivo de ser lo suficientemente competitivas para atraer intereses e inversiones. De forma paulatina, la producción a partir de gas natural será a partir de energías renovables y comenzarán a desarrollarse los llamados *valles de hidrógeno*, zonas y regiones dependientes y destinadas exclusivamente a la producción que serán el inicio y que se integrarán en una red europea.

Por último, para 2050 se pretende que esta revolución del hidrógeno haya llegado a todos los sectores consiguiendo así la descarbonización plena, la tecnología y la rentabilidad económica habrán llegado a desarrollarse por completo dando lugar a un nuevo mercado sostenible.

La *Ilustración 39* nos enseña las previsiones sobre las emisiones según el devenir de las políticas y propósitos medioambientales. La línea gris obedecería a una tendencia similar a la de los últimos años, la azul a la establecida por las NCDs (Convenio de las Naciones Unidas sobre el cambio climático) y, por último, la verde, la más optimista que sigue las intenciones del Acuerdo de París.

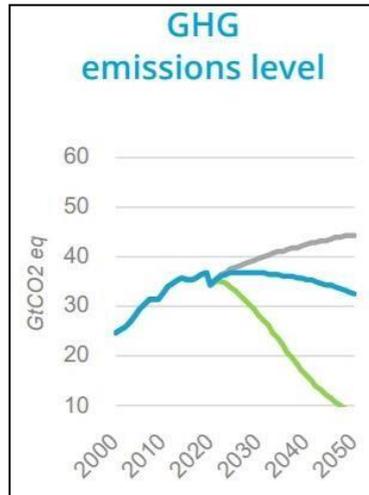


Ilustración 39. Emisiones según el grado de cambio. Fuente: Enerdata.

Sin embargo, la *Ilustración 40* muestra cierto pesimismo frente al cambio, ya que muestra, en rojo, la contribución negativa de cada país respecto al cambio de tendencia y, en azul, la positiva. Esta es una de las causas de las corrientes escépticas, al menos en cuanto a las previsiones en el tiempo, de la transición a las cero emisiones. De todas formas, esta información fue recogida en el 2021, un año después del inicio de la primera fase y aún en plena etapa de recuperación por parte de los distintos países para solventar y calmar las consecuencias de la pandemia a nivel económico, político y social. Por lo tanto, serán los próximos años los que determinen la realidad de las expectativas.

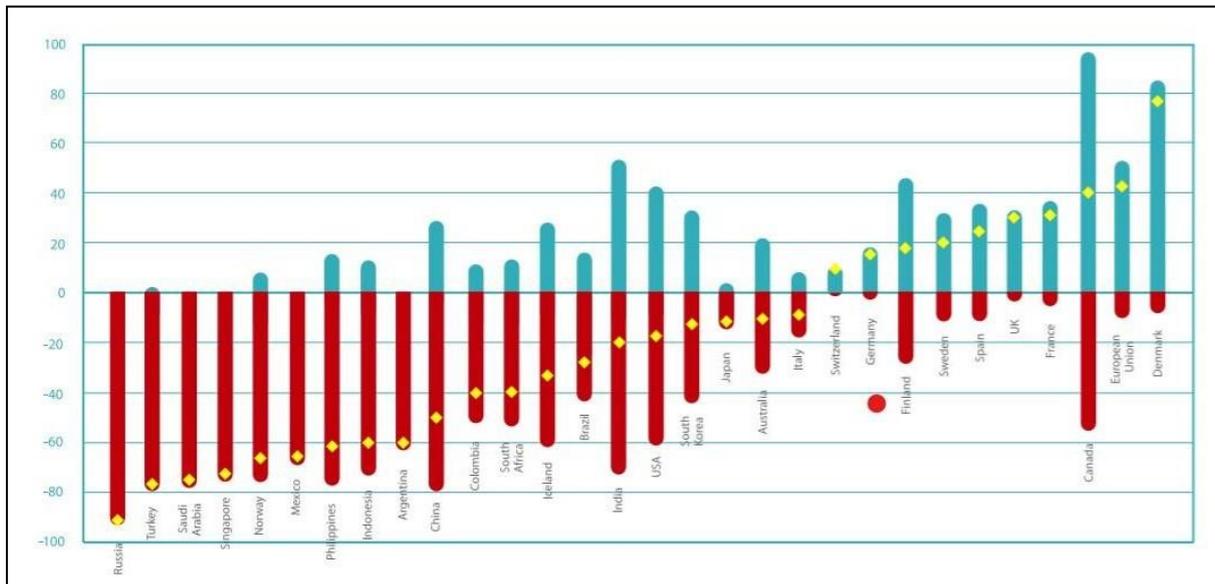


Ilustración 40. Planes de Recuperación por País. Fuente: (Enerdata, 2021).

España también ha fijado una serie de objetivos nacionales para 2030 que aparecen recogidos en la *Ilustración 41*. Puede entenderse a partir de la imagen como se ha decidido por apostar por la entrada, a de una forma más directa, en la renovación del transporte pesado, inicialmente.



Ilustración 41. Objetivos España 2030. Fuente: (Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020)

2.4.3.- Marco Regulatorio e Infraestructuras

Uno de los factores clave para hacer realidad la transición es el desarrollo de una infraestructura completa y eficiente que pueda conectar la oferta y la demanda. Se trata de un proceso relativamente complejo debido a lo expuesto anteriormente, el hidrógeno puede ser transportado en tres estados diferentes que convendrán más o menos según las circunstancias concretas de esa demanda y para satisfacer cada uno de los distintos transportes se necesita de una infraestructura muy flexible y preparada para cada caso particular, algo especialmente costoso. Es por esto que la intención de usar el marco gasista ya desarrollado es una de las prioridades, aunque se trata de algo no permitido actualmente por la red gasista española. La idea sería que gas natural, biometano, gas sintético e hidrógeno puro pudiesen todos compartir una red de gas conjunta.

IRENA (2022) ya ofrece de hecho una ilustración sobre la expansión y evolución de esta red de hidrógeno a lo largo del mundo: rutas, acuerdos y acuerdos.

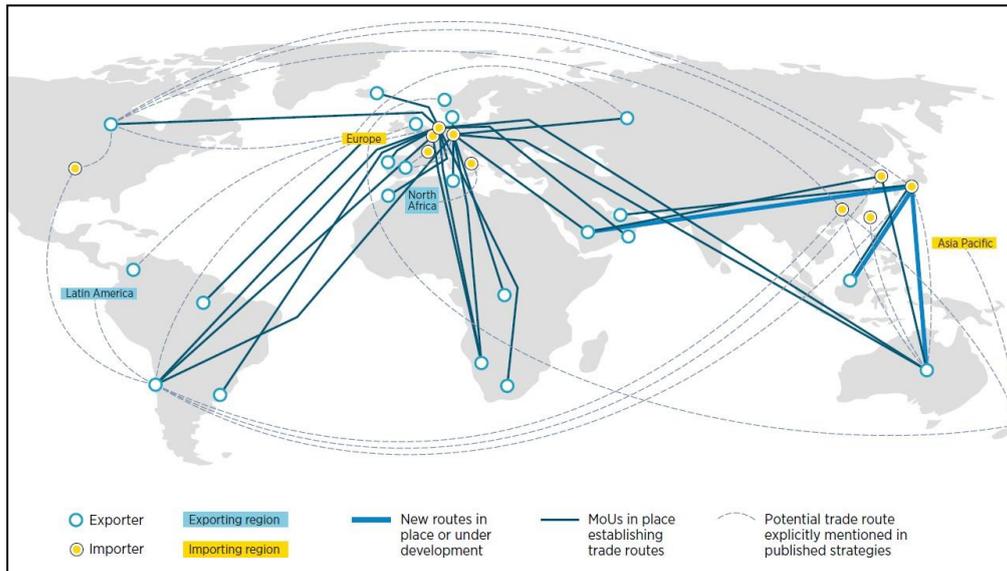


Ilustración 42. Red de H₂: Planes, rutas y acuerdos. Fuente: (IRENA, 2022).

Para que esta red siga creciendo es necesario fomentar los mercados líquidos, lo cual favorecería la entrada de productores y daría señales de precios reales y viables, y la competencia. Como ya establece la Comisión Europea (2020):

Para facilitar el despliegue del hidrógeno y desarrollar un mercado en el que los nuevos productores también tengan acceso a los clientes, la infraestructura de hidrógeno debe ser accesible para todos de forma no discriminatoria. Con el fin de no distorsionar la igualdad de condiciones para las actividades basadas en el mercado, los operadores de redes deben seguir siendo neutrales. Será preciso desarrollar normas de acceso de terceros, normas claras sobre la conexión de electrolizadores a la red y la racionalización de la autorización y los obstáculos administrativos para reducir la carga indebida para acceder al mercado. Ofrecer claridad ahora evitará inversiones a fondo perdido y los costes de las intervenciones a posteriori.

No solo se plantea y se quiere atraer la inversión particular, si no que ya empiezan a fundarse fondos dedicados exclusivamente al hidrógeno como pueden ser ya Horizons Global Hydrogen ETF o KB Global Hydrogen Economy Master Equity, pero todos ellos son activos aún no disponibles para la venta en muchas regiones como España.

Además, existe una clara incertidumbre regulatoria. Para dar forma a este mercado se deben fijar muchos más elementos y dotar de una legislación individual y particular al hidrógeno verde. El hidrógeno sostenible no debe de estar sujeto a las mismas leyes que rigen al vector obtenido a partir de gas natural, debe de distinguirse las formas de obtención a todos los niveles regulatorios.

Se requiere conocer por parte del mercado:

- Costes de producción.
- Costes del carbono.
- Seguridad de un beneficio real a los usuarios implicados.
- Demanda estimada precisa.

El gran problema que presenta este diseño es que las dimensiones y la estructura dependerá de la demanda, una demanda que en la actualidad no es más que una previsión cuya precisión no es exacta y que dificulta enormemente prever y diseñar factores como las dimensiones o la localización. Precisamente por eso el proyecto se ha dividido en varias fases, para poder irse adecuando y actualizando.

Pero es uno de los puntos más importantes a impulsar y que será determinante en el cumplimiento en fecha de los distintos propósitos. España ya lo recoge en su hoja de ruta los distintos puntos a mejorar entre los que está promover la fiscalidad verde, desarrollar medidas regulatorias que simplifiquen la entrada al mercado y a la inversión, la simplificación de trámites hasta ahora necesarios o crear un sistema de garantías de origen.

Otro elemento interesante es “En el marco regulatorio, el reconocimiento de los certificados de origen. Los certificados para el hidrógeno bajo en emisiones, verde y azul, son muy necesarios para impulsar la penetración del hidrógeno, utilizando la infraestructura actual y así evitar el transporte terrestre, ya que es altamente ineficiente y tiene un impacto ambiental mucho mayor que por tubería. La validación del hidrógeno bajo en emisiones debe realizarse mediante metodologías cuantitativas, es decir, mediante el análisis de ciclo de vida, y por agentes externos regulados.” (Fundación Naturgy, 2020).

Capítulo 3.- DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO

3.1.- OBJETIVOS Y ESPECIFICACIÓN

3.2.- PANORAMA POLÍTICO Y ECONÓMICO

3.2.1.- Pandemia Global

Para analizar todo este movimiento es necesario entender el contexto global, algo que se ha visto profundamente afectado por la pandemia y los confinamientos, que han supuesto una caída nunca vista en las demandas de todos los recursos disponibles produciendo alteraciones en la producción y en los precios a posteriori.

Se estudiarán diversas estadísticas con el objetivo de comprender la magnitud de las repercusiones de este hecho sin precedentes.

Datos relevantes del sector eléctrico durante la pandemia	
➤ China único país del G20 donde aumentó el uso del carbón	+ 2%
➤ Caída del carbón a nivel mundial como nunca antes vista	- 4%
➤ Freno en la demanda energética	- 0.1%
➤ Crecimiento de la energía solar y eólica	+ 15%

Tabla 7. Datos Recursos Pandemia. Fuente: Elaboración propia. Data: (Jones, 2021).

Llama la atención el crecimiento de la energía solar y eólica, el mayor de todos los tiempos, que llegó a abastecer 1/10 de la demanda mundial durante la pandemia. Algo que vislumbra luz en el camino por la sostenibilidad ya que frenó la producción y uso del carbón. Al registrarse una demanda infinitamente inferior, no fue así de necesario su uso. Sin embargo, el mundo generó más electricidad a partir de combustibles fósiles en 2020 que en 2015, un dato que enseña la dependencia y el consumo masivo y creciente que tiene la sociedad de la electricidad.

Esta escalada de estas energías puede observarse en porcentaje en la siguiente gráfica, alcanzando cifras superiores al 30% en el caso de Alemania y cercanas en Reino Unido, los dos países punteros en el desarrollo de esta forma de generar electricidad.

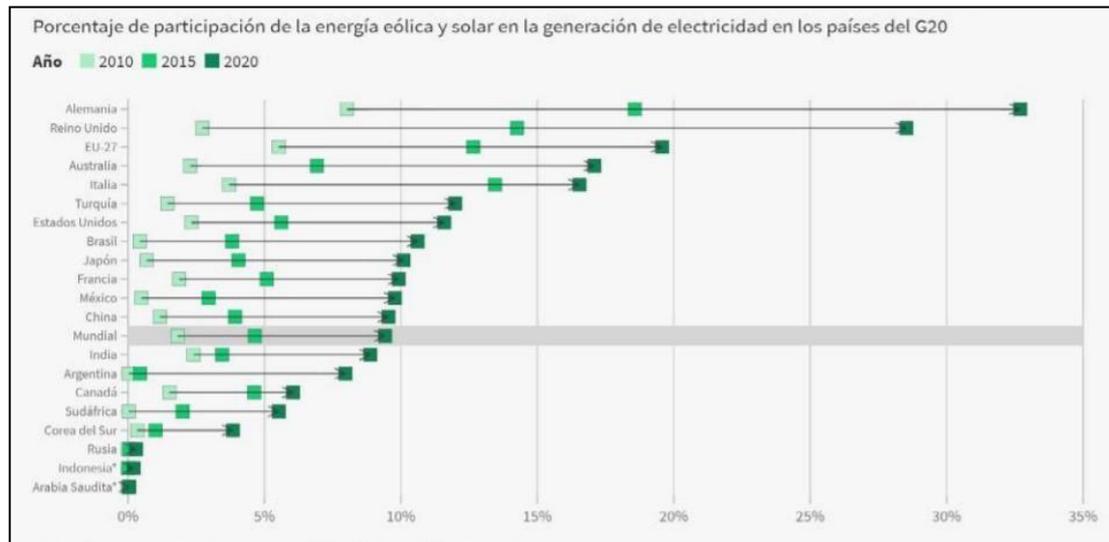


Ilustración 43. Porcentaje de participación de la energía eólica y solar en países del G20. Fuente: Global Electricity Review Ember.

En la Ilustración 44 pueden apreciarse los cambios según los recursos respecto a un año anterior. Hay que tener en cuenta que los confinamientos en 2020 no supusieron más de 3 meses en algunos casos y que la reactivación comenzó ese mismo año, algo que explica la tan ligera variación del gas y el petróleo o de la demanda de electricidad. La siguiente gráfica recoge la variación respecto a los 5 años anteriores, quedando patente como China fue la única en mantener ese crecimiento en el consumo.

Muchos países de la OCDE son testigos de un menor uso del carbón. La generación por carbón en los 27 países de la Unión Europea prácticamente es la mitad desde el año 2015 (- 48 %) y Estados Unidos fue testigo de una caída similar (- 43 %). En Japón, Corea del Sur, Australia, Canadá y México han ocurrido caídas menores y más recientes. Los países de la OCDE experimentaron una reducción combinada de 23 GW en la capacidad de carbón en el año 2020. Esta tendencia significa que en los países de la OCDE y la UE-28, el 56 % de la capacidad de carbón fue puesta fuera de servicio desde el 2010 o bien se prevé su retirada antes del 2030. En China el panorama es muy diferente. Allí durante el año 2020, la puesta fuera de servicio de plantas con capacidad de 9 GW quedó desplazada por la apertura de nuevas instalaciones a carbón con capacidad de 39 GW. (Jones, 2021).

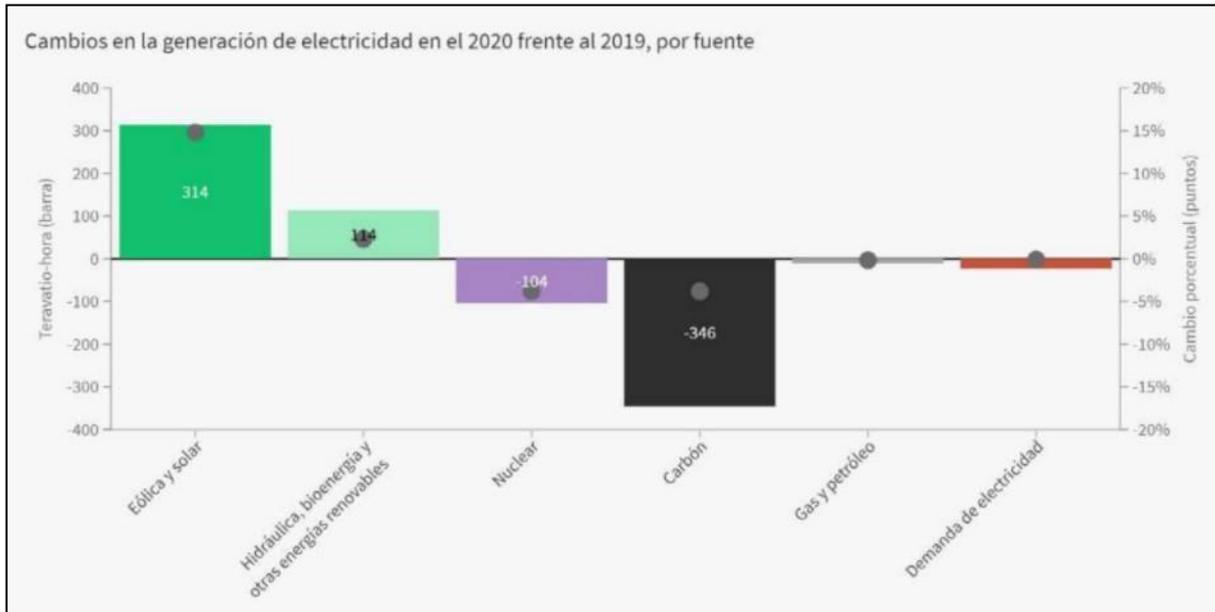


Ilustración 44. Cambios en el sector eléctrico 2020 frente a 2019. Fuente: Electricity Review Ember.

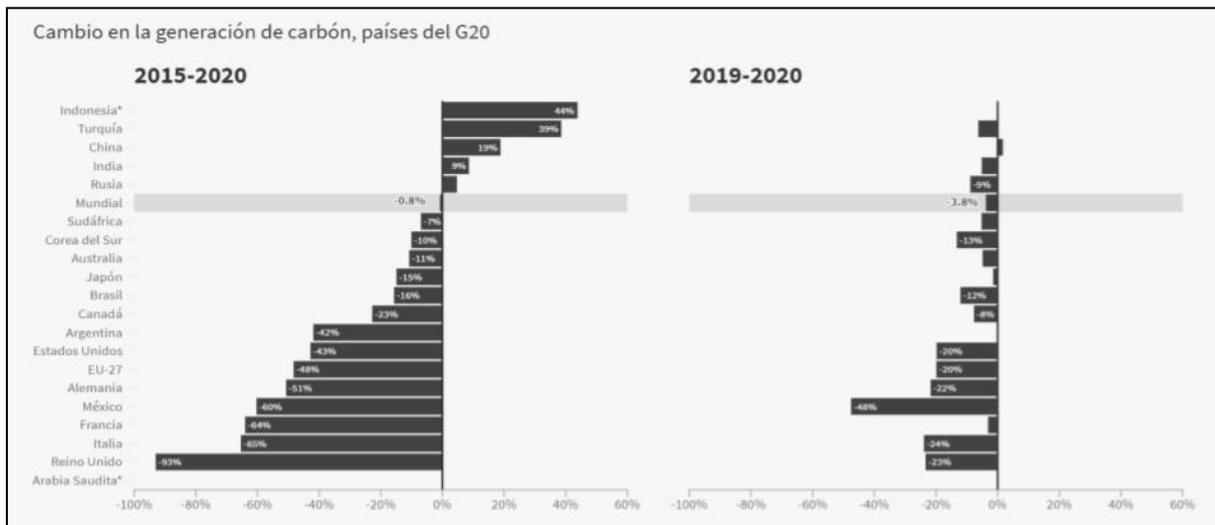


Ilustración 45. Cambio en la generación de Carbón en países del G20. Fuente: Electricity Review Ember.

Otra estadística nos ofrece la *Ilustración 46*, para recalcar y acentuar el cambio que experimentó la demanda de carbón siendo especialmente remarcable como una potencia mundial como es el caso de los Estados Unidos pudo tener un freno de tal magnitud al consumo de este recurso, algo que también refleja el grado del parón económico que sufrió el mundo. En cambio, en energía nuclear y en el gas y petróleo se ven datos muy dispares dependiendo del país.

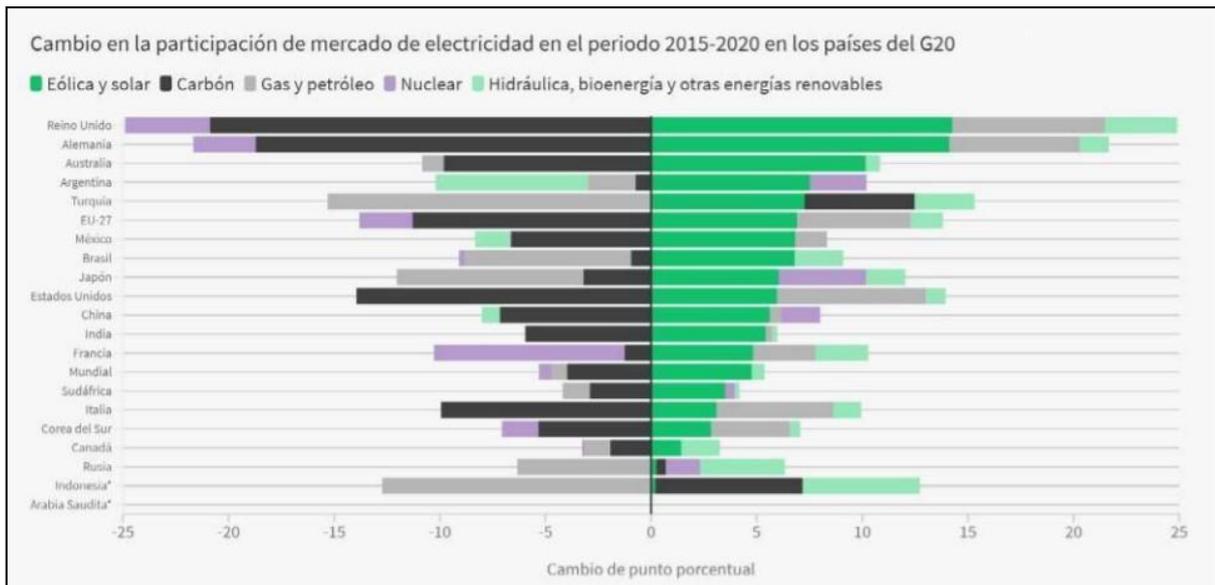


Ilustración 46. Variación generación energía. Fuente: Electricity Review Ember.

En cuanto a las emisiones uno podría ser optimista viendo estos últimos datos. La imposición de la energía eólica y solar frente al carbón, que es el recurso energético que más gases contaminantes libera, podría ser un cambio de tendencia que podría asentarse, aunque de una forma más paulatina, en el consumo futuro. Sin embargo, los nuevos datos del 2021 que registran la reactivación económica ofrecen cierta información nada favorable, ya que vuelve a haber una subida exponencial. De todas formas, el porcentaje neto de emisiones liberadas entre 2019 y 2021 es de un -0.9%, dato positivo.



Ilustración 47. Variación de emisiones por año. Fuente: (Enerdata, 2021)

3.2.2.- Crisis Energética

Esta reapertura de la economía a nivel mundial ha supuesto una reactivación de la demanda nunca antes vista, disparando los precios de los recursos energéticos: carbón, gas natural, petróleo... Y este mercado es diferente a cualquier otro, cuanto más altas sean las subidas, más afectará a todos los niveles de la cadena de suministro y de la sociedad. Si el petróleo sube, eso acabará perjudicando también al propio transporte del producto, encareciendo todos los sectores de la industria y, así, los costes de producción. A diferencia de otros mercados, la electricidad es necesaria en cualquier negocio, derivando en un efecto dominó.

A esto hay que sumar el hecho de que, al pretender acabar con las emisiones lo antes posible, los derechos a pagar por esta liberación de gases contaminantes están al alza, algo que repercute directamente en el propio precio final de la energía para recuperar esas pérdidas.



Ilustración 48. Precio de los derechos de emisión de CO₂ 2021. Fuente: (CincoDías, 2021)

Como señaló el titular de electricidad y energías renovables globales de IHS Markit, Xizhou Zhou (2022), “El suministro de combustibles fósiles sigue siendo la forma dominante de energía en la mayor parte del mundo. Si ese suministro se reduce más rápido de lo que disminuye la demanda, y antes de que tecnologías alternativas puedan llenar el vacío, podrían surgir deficiencias que provoquen alzas de precios”.

Del mismo modo, la incertidumbre del cambio climático que lleva a temperaturas más variables y, por tanto, más difíciles de prever, tiene como consecuencia una dificultad en realizar los pronósticos de oferta y de demanda, lo cual también conlleva pérdidas.

3.2.1.1.- Inflación

La inflación es un efecto a tener en cuenta en la transición energética que se pretende. Existe en la actualidad unos precios que no obedecen a la realidad sobre la que se estimaron las fases del cambio y que suponen un giro relevante en cuanto al futuro. Aunque es verdad que los combustibles fósiles están siendo los más afectados y eso puede incentivar la entrada del hidrógeno como sustitutivo, también se han elevado los costes de producción de este, además de todos los gastos en el transporte. En definitiva, muchas variables que se consideraron como fijas o relativamente invariables a la hora de evaluar el cambio, han cambiado considerablemente dificultando aún más las previsiones y la demanda.

Razones evidentes de esta inflación son tres hechos:

- Reactivación de la economía. De nada a todo. Al crecer la economía de una forma imparable respecto al periodo de confinamientos, el gasto se dispara, repercutiendo eso en los precios y en los intereses de los vendedores que, a su vez, vienen de una época de pérdidas y baja producción.
- El petróleo, gas y la electricidad en sí están disparados. Una demanda creciente como nunca antes sumado a elementos como un frío invierno que agotaron las reservas de estos productos son algunos de los elementos que han derivado en una subida masiva de precios.
- China, la gran fábrica del mundo experimenta dificultades económicas que se ven reflejadas en una subida de precios de todas sus exportaciones.



Ilustración 49. Inflación en Europa y EE. UU. Fuente: (CincoDías, 2021)

Contemplando el IPC interanual español también se evidencia este efecto sobre la economía española, aunque ha habido un ligero descenso este último mes, la diferencia respecto a un año atrás es abrumadora.



Ilustración 50. IPC Interanual España. Fuente: INE.

Para entender mejor el contexto, la *Ilustración 51* ofrece una estadística sobre el IPC español histórico, lo cual enseña que es la segunda subida más alta del último siglo exceptuando la década de los 70, en plena transición. Esto supone una limitación a la inversión y la incertidumbre invita a la prudencia, algo que puede afectar a los propósitos de la hoja de ruta sobre el hidrógeno verde.

Y es que las cifras son demoledoras, “La inflación en España alcanza ya el 9,8% en tasa interanual. Se trata de la mayor escalada registrada desde el año 1985. Pero hay un dato todavía más preocupante: si se tiene en cuenta solo la subida de precios del mes de marzo, la escalada fue del 3%, lo que supone uno de los peores datos nunca registrados en España. Hay que retrotraerse a los años 60, la última gran crisis inflacionista mundial, para encontrar una escalada mensual de los precios superior a la actual.” (Jorrín, 2022).

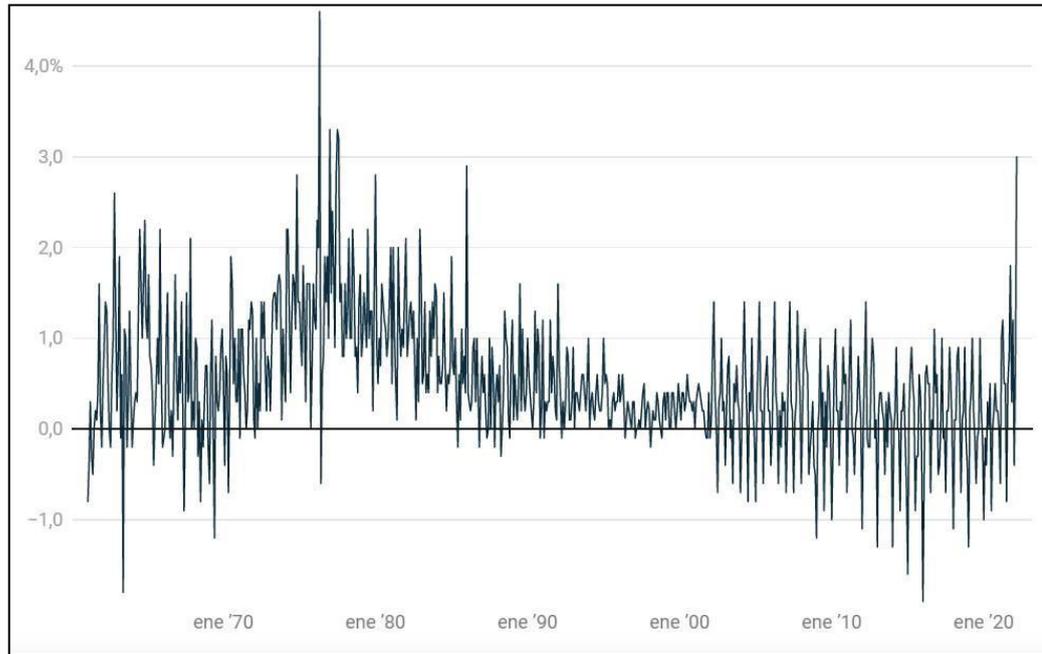


Ilustración 51. IPC Histórico español. Fuente: INE.

3.2.1.2.- Desaceleración China.

Es difícil en esta situación económica estimar qué es efecto y qué es causa, ya que forma todo parte de un ciclo donde la demanda, producción y precios están constantemente interconectado y alterándose simultáneamente. El miedo generalizado es la llegada de esta desaceleración a China, la potencia asiática que es la fábrica mundial, si a ellos les cuesta más producir, será un aumento de los precios que se extenderá a nivel mundial acentuándose cada vez más la inflación.

En la *Ilustración 52* puede apreciarse que, aunque sigue en tendencia positiva, ese crecimiento año a año va frenándose, registrando una subida del 2.3%, menos de la mitad que años anteriores. Esto puede reflejar una ralentización de la economía del gigante asiático, algo no deseado por nadie.

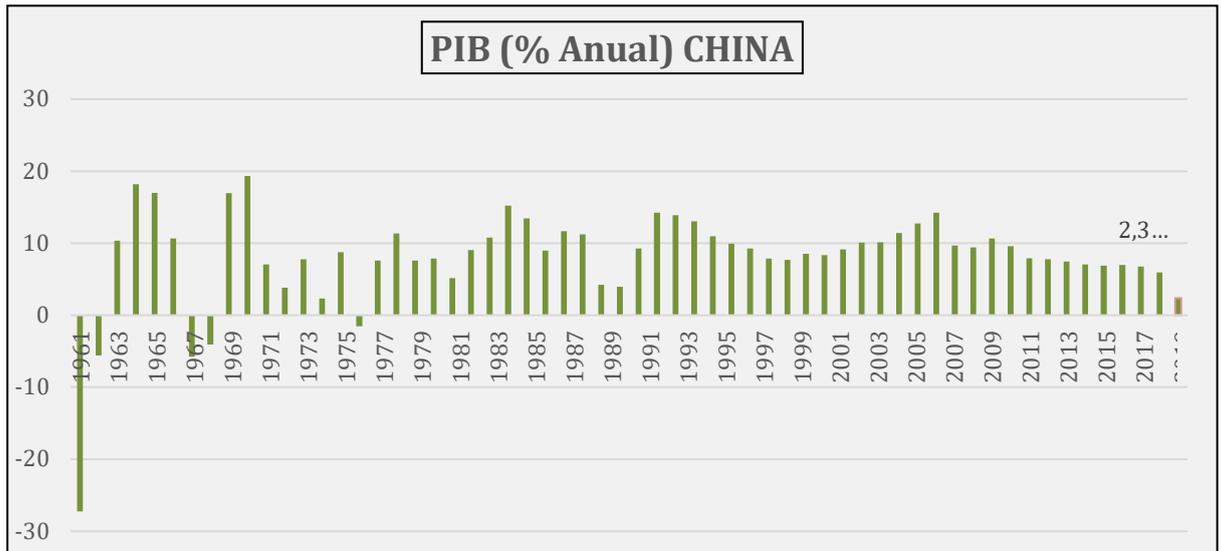


Ilustración 52. Crecimiento Producto Interior Bruto China. Fuente: Elaboración Propia.

El aumento de los precios de la energía, combinado con los esfuerzos de Pekín para frenar la contaminación y hacer cumplir las regulaciones ambientales, ha creado escasez de energía en todo el país. Esta escasez ha afectado a varias industrias, como el aluminio, el acero y ahora el procesamiento de alimentos. Si *'la fábrica'* del mundo tiene que hacer frente a una escasez generalizada de energía, los precios mundiales del acero y el aluminio se dispararán. (ElEconomista, 2021).

Y el principal problema es que el país asiático sigue inmerso en la pandemia asumiendo una política de COVID cero, se han llevado a cabo numerosos confinamientos por brotes como en la ciudad de Shanghái, uno de sus fuertes financieros. Por lo tanto, el crecimiento se sigue viendo condicionado por estas medidas que limitan el consumo, además de la producción y productividad. Las pérdidas además han acarreado una escalada del desempleo que, además de tener duras repercusiones sociales, refleja un freno a su imparable curso económico del que depende buena parte de Occidente.

El principal escollo que atraviesa la economía china es la crisis del sector inmobiliario, que representa hasta el 29% del PIB. El problema ha resultado ser peor de lo esperado desde la crisis del gigante inmobiliario Evergrande. El contagio se ha extendido y al menos 10 promotores chinos han dejado de pagar su deuda en dólares, provocando el pánico entre los inversores internacionales. Por otra parte, las medidas enérgicas del presidente Xi Jinping contra el sector tecnológico chino han reducido la capitalización de las 10 mayores empresas tecnológicas de China en más de 2 billones

de dólares en el último año. La consecuencia es que estas empresas despiden en estos momentos a miles de trabajadores. (Faes, 2022)

Adicionalmente, China no está exenta del problema ruso y los precios de la energía también están lacrando su industria. Se trata de un problema no focalizado en un solo punto de su economía. Esto además lleva a apagones con más frecuencia, al controlar el gobierno chino los precios de la electricidad y querer impedir que suban, las centrales de carbón del país se ven obligadas a dejar de generar esa electricidad por momentos para no inducir en pérdidas, una práctica que está aún en duda de si se extenderá también a Occidente.

La próxima gráfica también recoge una serie de indicadores económicos nada favorables.

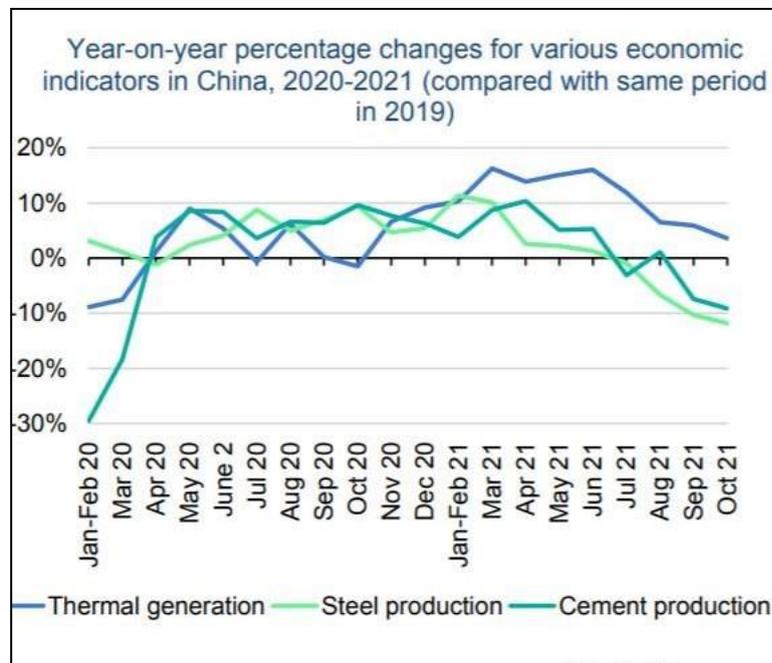


Ilustración 53. Factores Económicos China. Fuente: (iea, 2021)

Toda esta información sumada a lo expuesto anteriormente sobre la inflación sugiere que también la inflación ha llegado al continente asiático. En la *Ilustración 5447* y en la *Ilustración 5548* se muestra información sobre el IPC chino, el índice de precios al consumidor, un índice económico que refleja el cambio en porcentaje del precio de una cesta estándar, algo que puede revelar información sobre la inflación. La buena noticia es que la situación no es cercana a lo que fue en la crisis de 2008 ni en plena pandemia

durante los confinamientos de 2020. El porcentaje se mantiene relativamente estable con el paso de los meses, con una ligera subida y tendencia creciente en estos dos últimos. Habrá que analizar qué procede a ese último 2.1% del mes de abril.

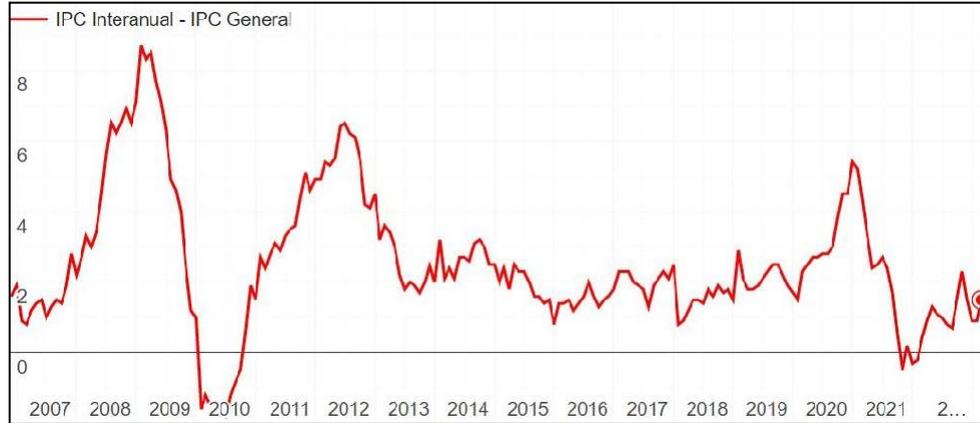


Ilustración 54. IPC China por año. Fuente: (Expansión, 2022).

IPC - IPC General 2022						
	Interanual		Acum. desde Enero		Variación mensual	
Abril 2022	2,1%		1,4%		0,4%	
Marzo 2022	1,5%		1,1%		0%	
Febrero 2022	0,9%		0,9%		0,6%	
Enero 2022	0,9%		0,9%		0,4%	
Diciembre 2021	1,5%		0,9%		-0,3%	
Noviembre 2021	2,3%		0,9%		0,4%	
Octubre 2021	1,5%		0,7%		0,7%	
Septiembre 2021	0,7%		0,6%		0%	
Agosto 2021	0,8%		0,6%		0,1%	
Julio 2021	1,0%		0,6%		0,3%	
Junio 2021	1,1%		0,5%		-0,4%	
Mayo 2021	1,3%		0,4%		-0,2%	
Abril 2021	0,9%		0,2%		-0,3%	

Ilustración 55. IPC China General 2022. Fuente: (Expansión, 2022).

Y, aunque el país oriental esté impulsando medidas para frenar esta caída, el temor global a que este bajón arrastre al resto de economías es una realidad.

3.2.1.3.- Precio del Petróleo/Gas

El mayor problema que plantea este conflicto a nivel social y personal es el disparado precio tanto del gas como del petróleo, algo que puede apreciarse en la *Ilustración 5649*. Además de la reactivación de la demanda después de los confinamientos, ha habido una reducción considerable de la producción de carbón por parte de China, algo que ha derivado en una aún mayor demanda del resto de recursos.



Ilustración 56. Evolución del precio del gas y del petróleo. Fuente: (ElEconomista, 2021)

A el contexto pandémico, también hay que añadir que la inversión en la extracción de ambos recursos no es la misma que 10 años atrás, por cuestiones climáticas, de demanda, y de reservas. Esto supone que las previsiones y la logística preparada para la producción y la exportación no tiene las capacidades que tuvo tiempo atrás como en la crisis del 2008, lo que lleva a un encarecimiento aún mayor. Escasa producción, menos oferta frente a una alta demanda, subida de precios.

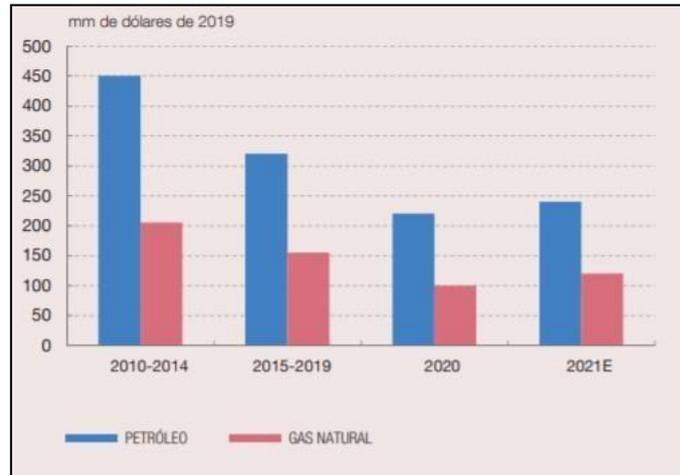


Ilustración 57. Inversión en extracción de gas natural y petróleo. Fuente: (Alonso & Suárez-Varela, 2021)

Por último, no solo deben tenerse en cuenta las situaciones individuales de los países exportadores y la economía energética, sino también los intereses de cada país en su recaudación de impuestos. En un litro de gasolina los tributos estatales y autonómicos rondan el 50% y en el caso del gasóleo de automoción más del 40%.

3.2.3.- Conflicto Rusia - Ucrania - OTAN

El conflicto existente entre Rusia y Ucrania, con la OTAN de por medio, puede suponer un giro de los acontecimientos en el ritmo de este cambio sostenible y acelerar el proceso de forma significativa. Durante todo el trabajo se expone que esta transición tiene como base llegar a una neutralidad climática en 2050, una meta no acompañada por beneficios económicos de forma clara y directa, algo que puede estar frenando la velocidad que toma este cambio.

Con la guerra que ha estallado, no solo a nivel bélico si no a todos los niveles, la Unión Europea especialmente se enfrenta a un problema de suministro. Rusia es la principal exportadora de gas natural y petróleo de toda Europa hasta el punto de existir una evidente dependencia energética. Con las tensiones actuales, Rusia tiene el poder de variar los precios o de cortar el suministro, una incertidumbre que Europa no se puede permitir.

La dependencia en combustibles fósiles de los sistemas energéticos a nivel mundial ha dado mayor poder de negociación a aquellos países que contaban con reservas en sus territorios. Sin embargo, la mayoría de ellos son países que se caracterizan por estar gobernados por

dictaduras o regímenes autoritarios, como es el caso de Arabia Saudí, Rusia, Irán y Argelia. Este panorama político y el fin de los combustibles fósiles suponen una amenaza para la estabilidad política y social de estos países, ya que son los países más endeudados y tienen una alta dependencia del Producto Interior Bruto (PIB) respecto a la exportación de combustibles fósiles. (Prieto et al., 2021).

La situación puede derivar en un aumento de las exportaciones de los Estados Unidos en Europa, una posibilidad que encarecería todo el proceso. China e India por otro lado lideran la construcción de nuevas plantas de gas.

Es por ello, que liberarse de esa dependencia energética comienza a ser una necesidad y una prioridad, un hecho que puede beneficiar y revolucionar la carrera por implantar el hidrógeno verde. Las razones han dejado de ser únicamente sostenibles y los intereses han crecido de forma exponencial en todos los ámbitos. Y la Comisión Europea está siendo clara con sus intenciones. El vicepresidente europeo del Green Deal, Frans Timmermans (2022), lo manifestó así en el último encuentro, “It is time we tackle our vulnerabilities and rapidly become more independent in our energy choices. Let's dash into renewable energy at lightning speed. Renewables are a cheap, clean, and potentially endless source of energy and instead of funding the fossil fuel industry elsewhere, they create jobs here. Putin's war in Ukraine demonstrates the urgency of accelerating our clean energy transition.”

Para tener un mejor conocimiento del grado de la problemática, la *Tabla 8* ilustra una serie de datos clave.

<u>Datos para entender el conflicto geoeconómico del gas</u>
<u>40%</u> del gas importado por la EU procede de Rusia
El gas ruso que circula por Ucrania supone el <u>36%</u> de las importaciones alemanas, el <u>27%</u> de las de Italia y el <u>23%</u> de las de Francia
<u>60%</u> del gas importado por Ucrania proviene de Rusia
Buena parte del gas ruso exportado a EU transitan por Ucrania y desde 2011 la estrategia busca reducir ese porcentaje, que disminuyó de un <u>80%</u> a un <u>50%</u> en la actualidad.
80% de la energía global se produce aún con combustibles fósiles

Tabla 8. Datos geoeconómicos del conflicto ruso. Fuente: Elaboración propia.

La *Ilustración 58* nos muestra una estadística más individual de lo que recibe cada país por parte de Rusia. Cabe destacar como España tiene una dependencia mucho menos significativa que otros países de la Unión como Alemania o Italia, siendo ligeramente superior al 10%. Noruega y Argelia son otros de los exportadores alternativos. Otros como Bosnia Herzegovina, Letonia, Macedonia del Norte y República Checa se encuentran en una situación mucho más delicada al depender exclusivamente del país soviético.

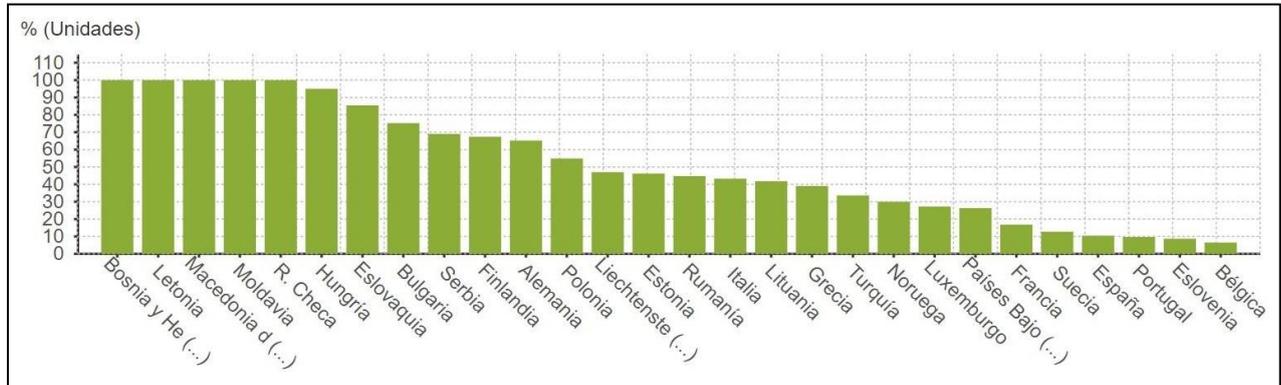


Ilustración 58. Porcentaje de gas natural importado por Rusia a países europeos. Fuente: epdata.

Un aumento rápido y masivo de la energía solar y eólica, de las bombas de calor y del almacenamiento en baterías es la única solución que puede proteger a los consumidores de las subidas de precios volátiles derivadas de la excesiva dependencia de las importaciones de gas y petróleo. Así lo afirma el plan de 10 puntos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) sobre la seguridad energética europea. (Gallego, 2022).

Y es que la situación actual del gas natural en especial no solo es preocupante por un precio creciente, sino por una volatilidad extrema que no hace más que causar incertidumbre, algo que se ve reflejado en la siguiente gráfica. Las variaciones son constantes y pronunciadas con diferencias de tiempo no superiores a los 10 días. TTF se refiere al principal mercado de gas europeo, al yacimiento localizado en el Mar Negro, mientras que LNG es el licuado, pero ambos siguen una tendencia y una inestabilidad similar.

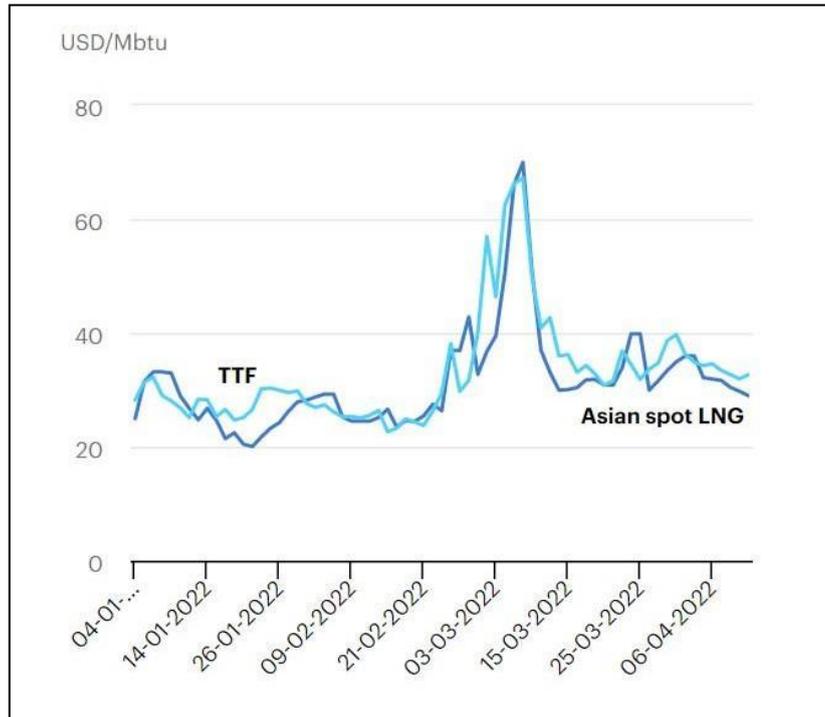


Ilustración 59. Daily European month-ahead and Asian spot LNG prices, January - April 2022. Fuente: *iea*.

European short-term prices have reached all-time record highs since the beginning of the conflict as Europe became the premium market this past winter and attracted massive LNG flows to compensate for the sharp decline in Russian pipeline deliveries. LNG diversions to Europe were key to balancing winter consumption. The competition for flexible LNG cargoes pushed Asian spot prices to a record high and led to further curtailment in price-sensitive importing markets, particularly in emerging Asia. Price volatility also reached record levels as a result of unprecedented uncertainty. (*iea*, 2022).

Sin embargo, esta última afirmación está más enfocada al medio largo plazo, pero es evidente que, para mitigar esa dependencia en el momento presente, las tecnologías y la logística de las renovables no es suficiente y no está en ese momento de madurez, por eso existen otra serie de opciones de efecto inmediato que pueden darse a la par que el incremento del ritmo de cambio de la transición energética.

Para ello, la Comisión Europea ha esbozado el plan REPowerEU, cuya finalidad es precisamente esa, liberarse de esa dependencia del gas ruso principalmente, apoyándose en dos elementos según Esther de Aragón (2022):

- Diversificar el suministro de gas mediante mayores importaciones de GNL y gasoductos no procedentes de proveedores rusos; y aumentar el volumen de producción e importación de biometano e hidrógeno renovable.
- Reducir más rápidamente el uso de combustibles fósiles en nuestros hogares, edificios, industrias y sistema energético: impulsando la eficiencia energética, aumentando las energías renovables y la electrificación, y resolviendo los cuellos de botella de las infraestructuras.

3.2.3.1.- Gas Natural Licuado (GNL)

Un porcentaje cercano al 75% del gas que circula por la UE es a través de una red gasista, con Rusia como principal explotador, además de Noruega y Argelia en menor medida. Este es la vía que se ve dañada u obstruida al querer eliminar progresivamente las importaciones rusas, surgiendo la posibilidad del gas natural licuado, conocido como GNL.

El gas natural licuado tiene el inconveniente logístico de la proximidad, es el gas que se condensa y se transporta por mar. Es evidente que de inicio es más rentable la utilización de una infraestructura gasista ya establecida, pero Europa tiene la posibilidad de encontrar nuevos proveedores, especialmente aquellos países en contacto con el mar como es España.

En la *Ilustración 6053* se enseñan los principales exportadores de gas natural estableciendo una partición según sea mediante gasoducto o licuando el gas. Como alternativas en esta opción se posicionan claramente Australia, Catar y los Estados Unidos.

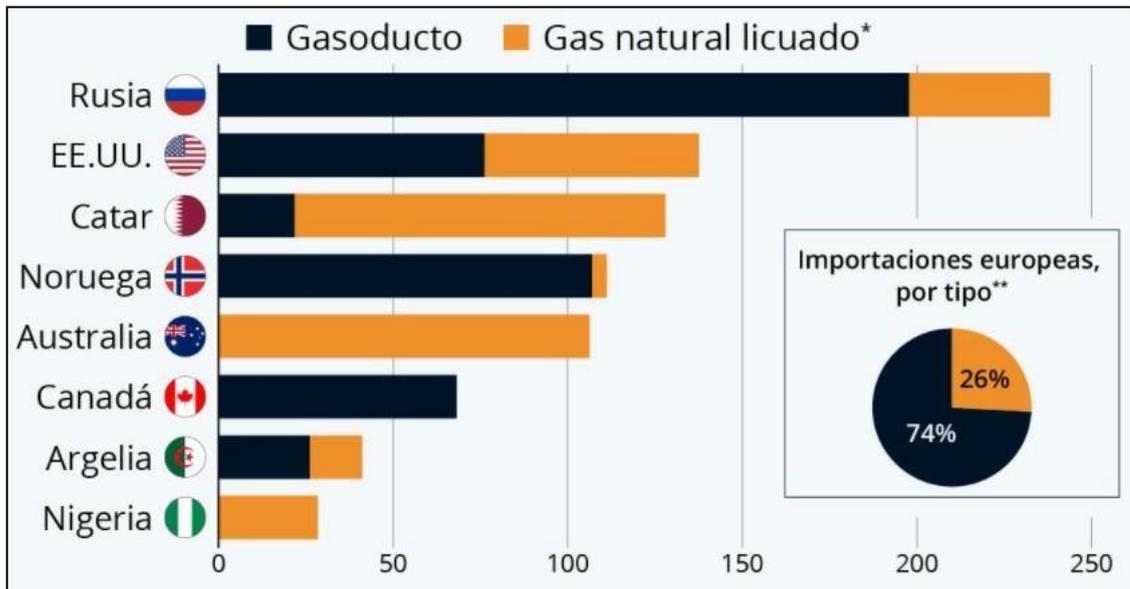


Ilustración 60. Exportadores de gas natural 2020. Fuente: statista.

España es uno de esos países que, al enfriarse las relaciones con Argelia debido a las tensiones entre Marruecos y el Sáhara, ha decidido apostar por esta variante por el momento. En datos, “Actualmente, un 65,7% de las importaciones de España es de GNL a través de metaneros que cruzan los océanos, frente al 31,3% de gas natural. En 2021 era el 45,5% y el 54,6% respectivamente. No solo España importa GNL del otro lado del Atlántico. Detrás de Estados Unidos y Argelia se sitúa Nigeria, con un 13,3%; Omán aporta el 5,3% y otros países de diversa procedencia como Trinidad y Tobago, Egipto y Guinea Ecuatorial el resto. Incluso importamos un 5,8% de GNL de Rusia.” (Morales, 2022).

Estas intenciones de acabar con la dependencia gasista rusa han reactivado este sector en España, algo que podría alterar los intereses respecto al avance del hidrógeno, ya que está suponiendo una generación de ingresos no previstos y más que positivos para el devenir económico. Como explica Morales (2022), “Las abrumadoras importaciones de GNL han despertado del letargo a las regasificadoras españolas. En enero de 2022, y respecto al mismo mes de 2021, la descarga de GNL de buques metaneros aumentó en un 64,4% (25.976 GWh) y el número de buques aumentó a los 26 con respecto a los 19 metaneros anteriores.”

Ahora bien, para el transporte del NGL, los buques usados, los metaneros, dejan también una importante huella de carbono que no va acorde con los retos climáticos.

Por tanto, debería ser un parche a la par que sigue evolucionando el mundo de las renovables y, en este caso, el H2 verde.

3.2.3.2.- Energía Nuclear

La Energía Nuclear suscita mucha controversia desde hace décadas debido al conocido incidente en 1986 en la planta nuclear de Chernóbil, un suceso que provocó irreparables estragos en el medioambiente y en la población, poniendo a este tipo de energía en el foco y ganando así multitud de detractores.

No obstante, el hecho de renunciar a esa cantidad de energía que todas esas plantas podían suministrar no hace más que crecer el porcentaje de dependencia energética de otros recursos y de, por tanto, países, como es el caso de Rusia. El presidente de Petronor, Emiliano López Atxurra (2022), es claro respecto a esta cuestión: "Desperdiciar la energía nuclear es pegarse un tiro en el pie".

Y es que, en 2021, como puede apreciarse en la *Ilustración 61*, solo 3 países europeos se encuentran entre las naciones con más reactores nucleares y en activo y solo uno, Francia, en el top 8. Rusia también trabaja esta energía y es cuarta en el ranking de países, pese a ser la URSS la causante de la negligencia que cambió el futuro de este recurso.

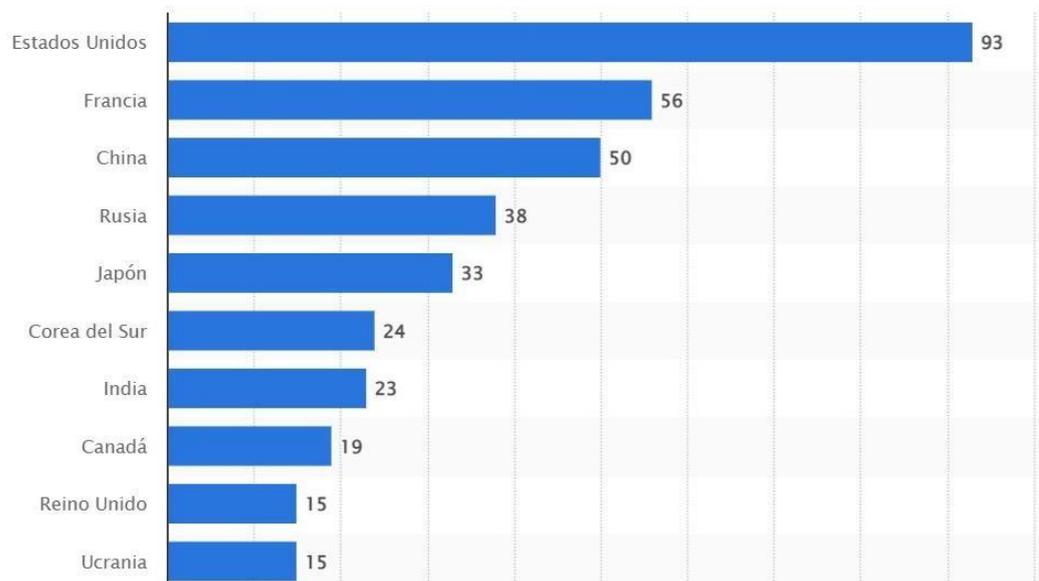


Ilustración 61. Reactores nucleares por país en 2021. Fuente: (statista, 2021)

Según la AIE, las nucleares aportan un 25 % de la electricidad en la UE, pero sin modificaciones en las políticas actuales, ese porcentaje bajará "de forma importante" en los próximos años. Y es que a UE importó más del 60 % de su energía en 2019. Rusia proporcionó ese año el 47 % del carbón importado por el bloque, así como el 41 % del gas natural y el 27 % del petróleo. Para reducir esa dependencia, algunos estados sopesan la opción nuclear. (Souvant, 2022).

De hecho, tanto Reino Unido como Francia están apostando fuertemente actualmente por esta opción para estar más cerca de una autonomía energética y la propia AIE invitó a una reflexión sobre la intención de cierre de las centrales nucleares europeas visto el panorama político y bélico.

Por tanto, el conflicto emergente ofrece también la duda o posibilidad de si retomar la energía proveniente de centrales nucleares y si eso puede adecuarse al objetivo de una transición ecológica.

3.3.- DATOS

Primeramente, para entender mejor la tendencia global y a qué números se enfrenta este proyecto net zero, las siguientes dos gráficas recogen la energía primaria consumida en megatoneladas por región, en el último lustro y con una previsión de los años 2025, 2030 y 2050.

Como ya habíamos visto en otros índices, la región asiática tiene un consumo muy por encima del resto del mundo, algo que conllevará una mayor resistencia para poder liberarse de las emisiones en su totalidad. También sorprende la tendencia negativa tanto de Europa como de Norte América, aunque cabe recordar que la pandemia ha supuesto un cambio drástico del panorama energético y con unos datos inusuales que dificultan cualquier tipo de pronóstico.

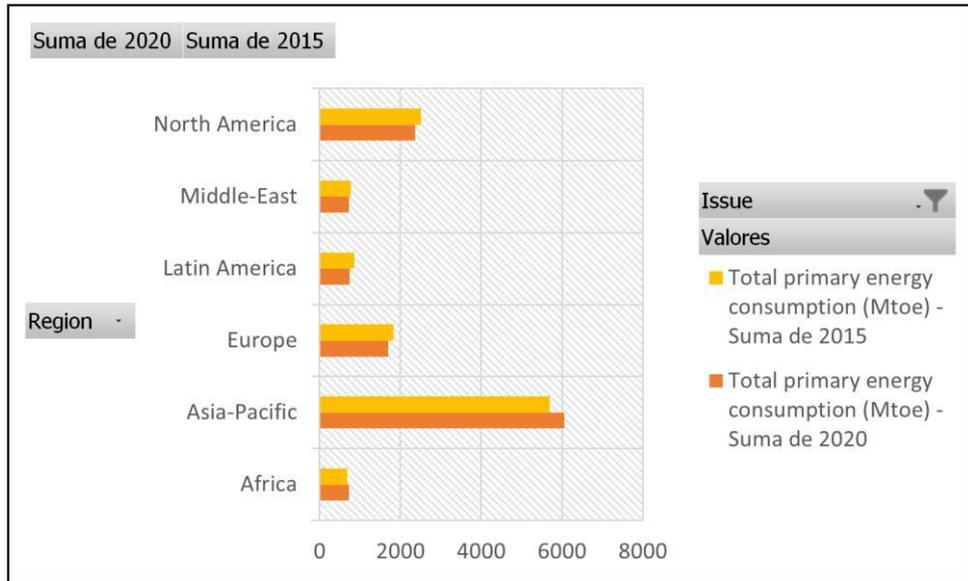


Ilustración 62. Primary energy consumption. Fuente: elaboración propia. Data: epdata.

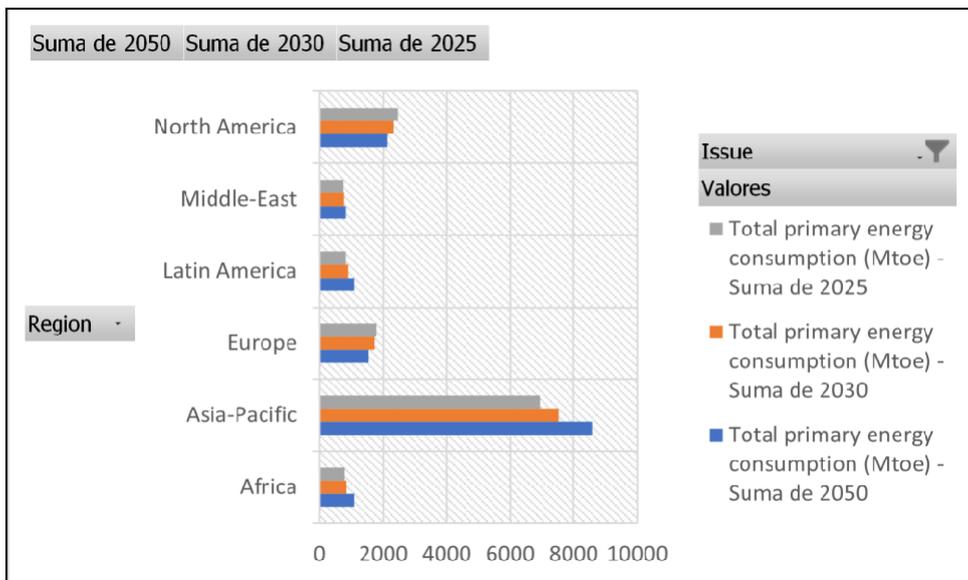


Ilustración 63. Primary energy consumption foresight. Fuente: elaboración propia. Data: epdata.

Si nos acercamos al panorama nacional, la siguiente estadística nos da una perspectiva sobre Europa, con información de epdata, del porcentaje de uso de combustibles fósiles en energía primaria con datos reales de 2015 y 2020, más una estimación donde se engloban las fases europeas recogidas en la hoja de ruta española del hidrógeno. Estas estimaciones señalan una fracción aún 55.4% para 2050, algo aún muy alejado de los objetivos fijados.

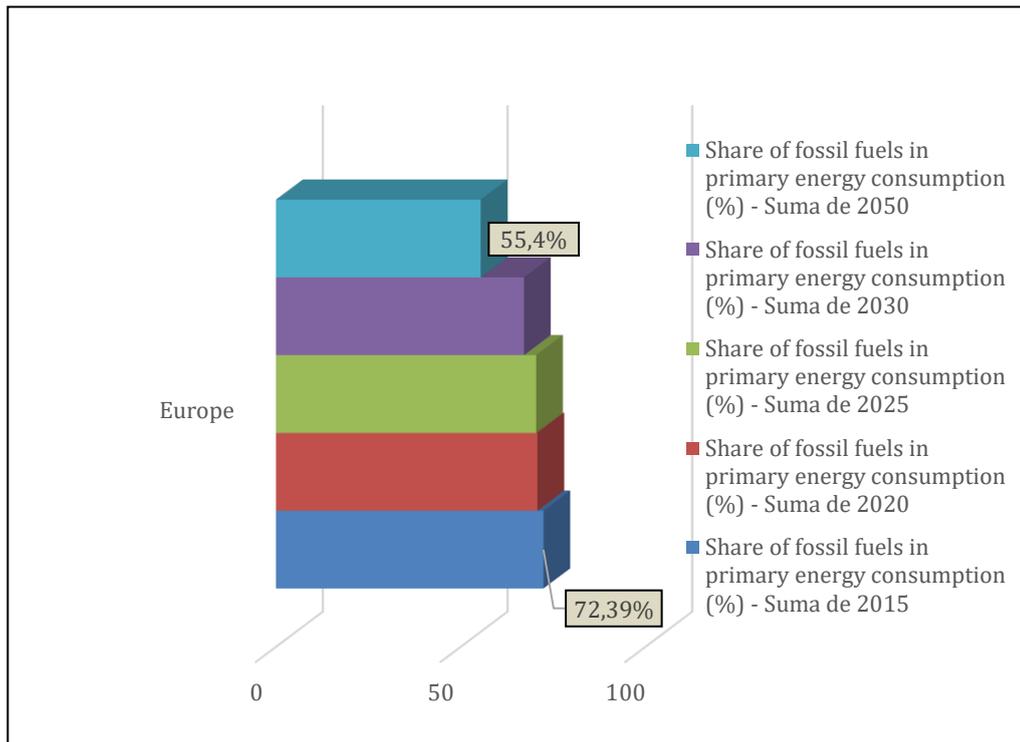


Ilustración 64. Porcentaje de uso de combustibles fósiles para energía primaria en Europa por años. Fuente: elaboración propia. Data: epdata.

Ya acercándose a la posición de España, es de interés también conocer su situación en materia energética previo a la entrada de la pandemia, la inestabilidad y la volatilidad en el día a día del mercado. Las siguientes gráficas hacen un desglose por años de las importaciones anuales, la energía usa residencialmente y la energía total consumida a nivel nacional, todo ello dividido en gas natural, petróleo, carbón y electricidad en sí.

Como comentarios, las gráficas no enseñan un cambio de tendencia drástico en esos años y, los datos sobre el consumo residencial también invitan a reflexionar si debe de haber una implicación más directa de la población, mucho más individual, para conseguir un cambio palpable.

Sí que es reseñable como las importaciones que fueron al alza han sido las del gas natural, justo las que albergan un problema en la actualidad con las tensiones bélicas y geopolíticas que arrastran a la dependencia energética.

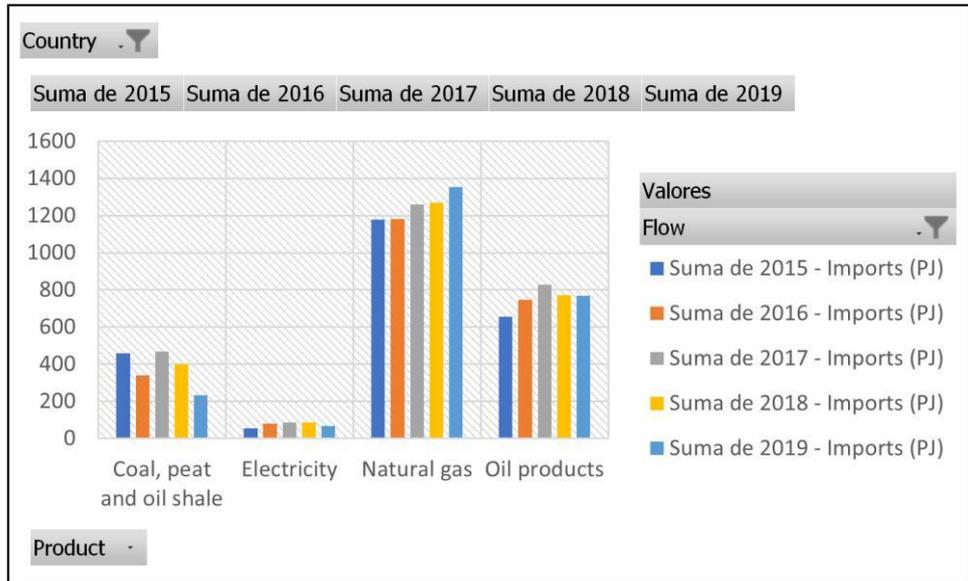


Ilustración 65. Spain Imports (PJ). Fuente: Elaboración propia. Data: enerdata.

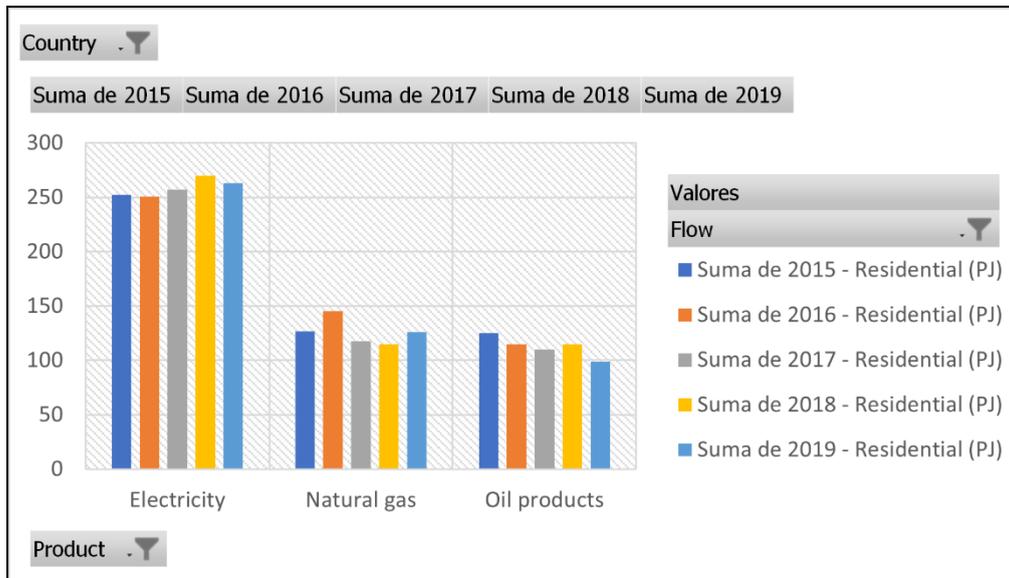


Ilustración 66. Residential Spain's fuel use. Fuente: elaboración propia. Data: enerdata.

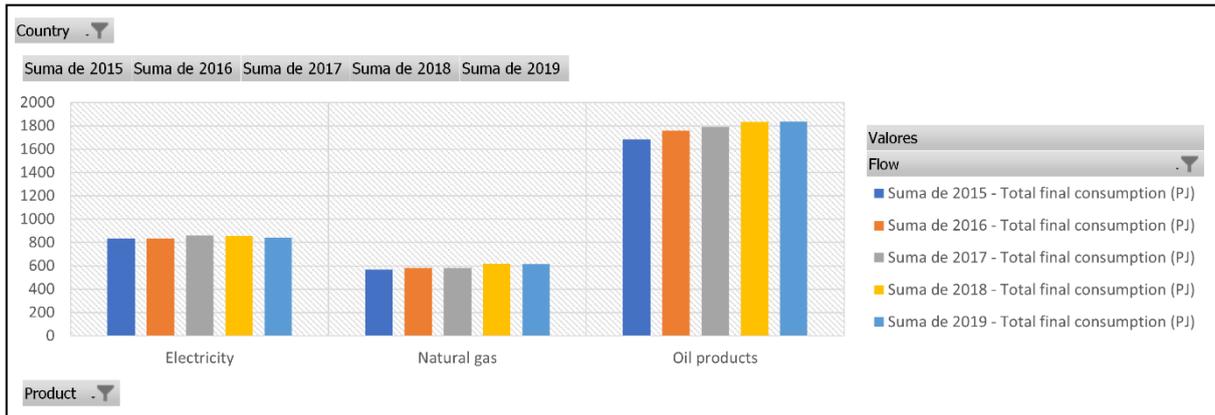


Ilustración 67. Total Spanish Final Consumption. Fuente: elaboración propia. Data: enerdata.

A su vez, a partir de la red eléctrica española podemos tener una serie de estadísticas de los años más recientes sobre la evolución de la generación renovable y no renovable, y de cómo ha evolucionado la potencia instalada en el país, según su origen. Es buena noticia la igualdad que existe hoy en día entre ambas, algo que hace unos años hubiese sido complicado. De todas formas, para cumplir con lo marcado, de ahora en adelante debe haber un plus con la imposición definitiva de las renovables, algo que sí que puede verse más reflejado en los datos de la potencia instalada. Cada vez la inversión privada está más pendiente de este movimiento y las intenciones son evidentes.

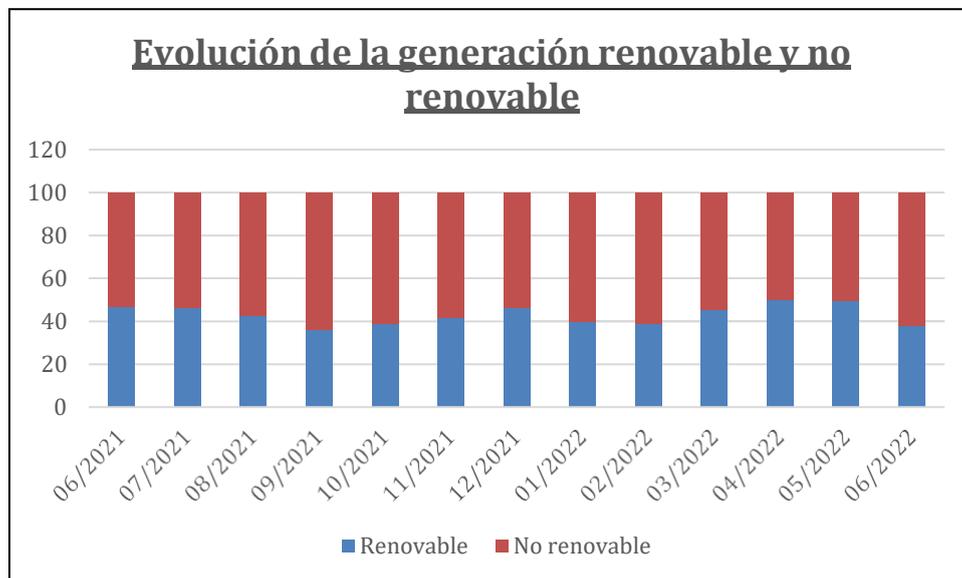


Ilustración 68. Evolución de la generación renovable y no renovable. Fuente: elaboración propia. Data: ree.

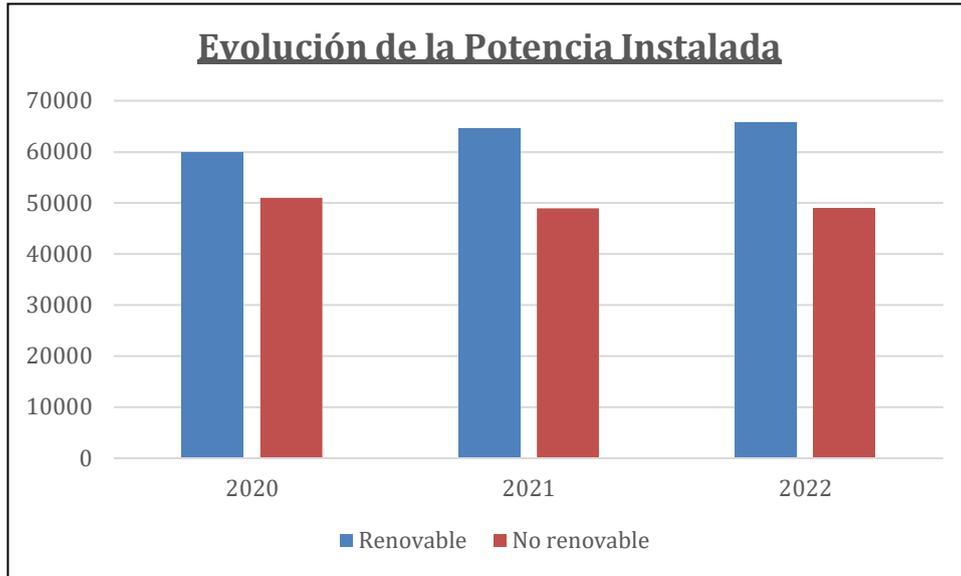


Ilustración 69. Evolución de la Potencia Instalada en España. Fuente: elaboración propia. Data: ree.

El mayor motivo de impulso real para el hidrógeno en la actualidad es la necesidad de una independencia energética. La siguiente ilustración refleja los dos tipos de importaciones rusas de gas a Europa, representando la curva amarilla el porcentaje que suponen respecto del total de importaciones, alcanzando un 40% en 2020.

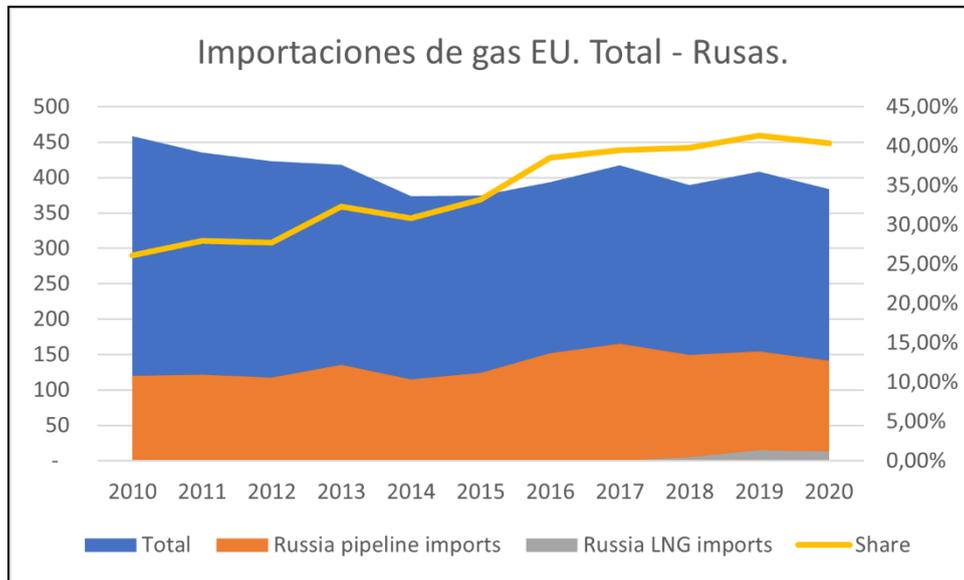


Ilustración 70. Importaciones de gas EU. Fuente: elaboración propia.

España, sin embargo, se encuentra en una mejor situación respecto a otros países más al norte europeo. Se pueden apreciar las importaciones en los últimos cuatro años, siendo Argelia y Estados Unidos nuestros dos principales proveedores, gas natural licuado en particular, con un crecimiento ligero del gas procedente de Rusia, pero que sigue suponiendo un porcentaje bajo y reversible.d

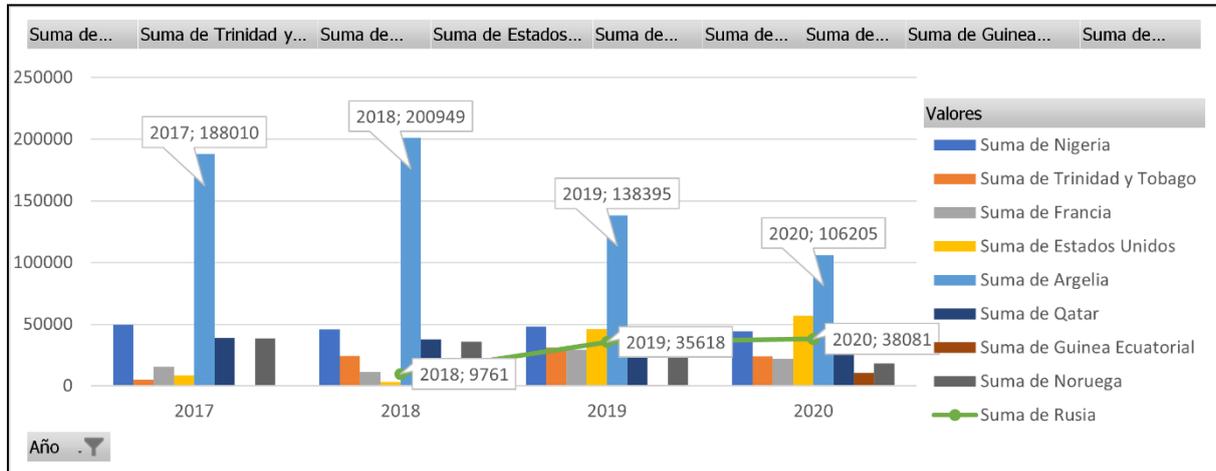


Ilustración 71. Importaciones de gas en España. Fuente: elaboración propia.

Aún no teniendo ese nivel de dependencia directa como otros países de la Unión Europea, los efectos de la crisis energética sacuden igualmente al sector en España, algo que se puede ver en el cambio del precio del gas en el último año. Se puede apreciar una subida en tendencia del 50% en tan solo un año. Razón de más para que interese que la transición se acelere.

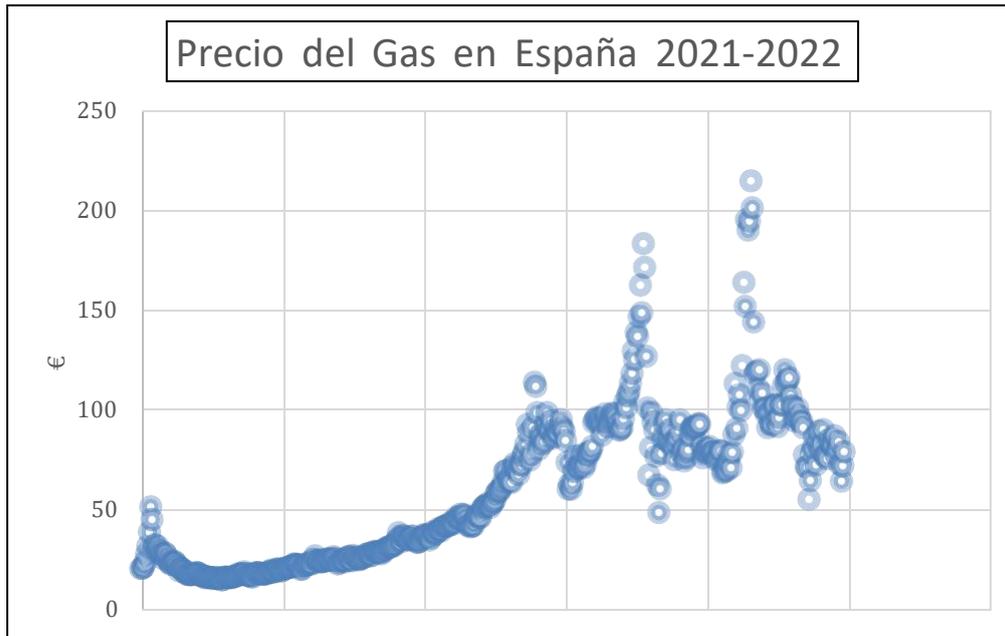


Ilustración 72. Precio del Gas en España. Fuente: elaboración propia.

Capítulo 4.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1.- MERCADO ENERGÉTICO ESPAÑOL

4.1.1.- Análisis Series Temporales Multivariante

1. Emisiones

Inicialmente, si se recogen los datos de emisiones de España desde 2008, se puede hacer una previsión, mediante Excel, con distintos grados de límites de confianza, para poder ver de esa forma las emisiones que se estarían generando en España en 2030 y 2050, las dos fechas clave para la transición net zero que la Unión Europea fijó. Se debe aclarar que no se trata de pronósticos precisos, pero que, al ofrecer más de un grado de confianza, pueden visualizarse varios escenarios.

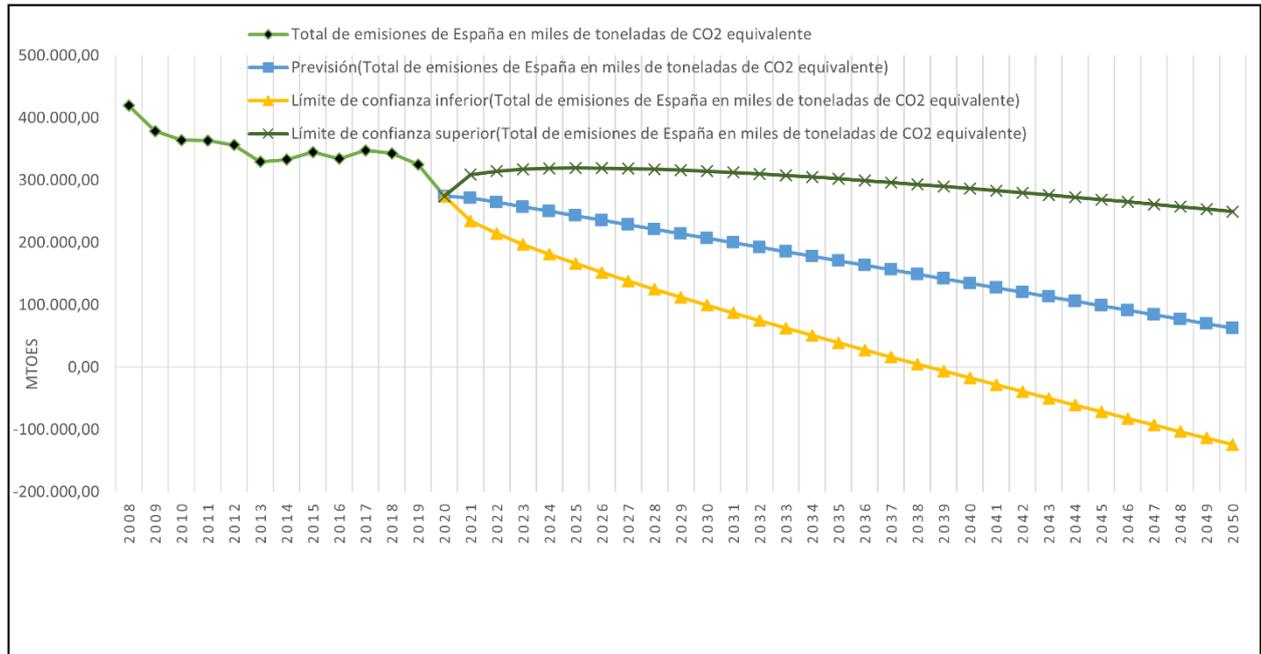


Ilustración 73. Previsión de Emisiones en España. Fuente: elaboración propia.

Analizando la gráfica anterior se visualiza cómo solo uno de los escenarios, el más optimista, alcanzaría ese reto de las 0 emisiones en torno al 2038. Debe de aclararse que se trata del del límite de confianza inferior, una previsión que carece de precisión porque no recoge cambios de tendencia en el modelo. Como las previsiones se desarrollan de manera lineal, será más acertado escoger una curva más prudente en la bajada, que recoja internamente las variaciones que sufriría la curva real.

	Previsión (Mtoes)	Límite de confianza inferior	Límite de confianza superior
2022	264608,272	214594,8903	314621,6533
2023	257400,183	197195,6588	31760471%
2024	250192,094	181269,5065	319114,6805
2025	242984,004	166312,2625	319655,7463
2030	206943,559	99438,96168	314448,1557
2040	134862,667	-17135,01046	286860,3451
2050	62781,776	-124042,3087	249605,8606

Tabla 9. Previsión Emisiones en datos. Fuente: elaboración propia.

En la tabla superior puede apreciarse el discurrir de los años según las distintas previsiones. Atendiendo a la más equilibrada, España se quedaría a 62781,776 Mtoes de cumplir el objetivo. Habría reducido en un 77% sus emisiones respecto a 2022, una cifra que aun así no es negativa del todo, pero cuyo impulso final puede ser aportado por el desarrollo pleno del hidrógeno renovable, un factor que no está como variable independiente en esta estadística.

Para realmente alcanzar ese objetivo net zero, se ha asumido que la previsión ofrece datos más precisos respecto a 2030, con una reducción del 23,87% respecto a 2022. Entre 2030 y 2050, ofrecía una bajada del 53,04%, algo que no era suficiente para las 0 emisiones, y que debía de escalar al 76,13%, una diferencia de 23,09% que pueden aportar las mejoras tecnológicas, el interés político por la independencia energética, la irrupción de nuevos movimientos como el del hidrógeno y el almacenamiento, además de las mejoras en costes de producción y del coste nivelado de las renovables.

		Referencia Base 2021	
		271816,3609	
		Previsión	LC Inferior
2050	-77%	-146%	LC Superior -8%

Tabla 10. Índices Previsiones. Fuente: elaboración propia.

	Previsión		Net Zero	
2030	206943,559	-23,87%	206943,559	-23,87%
2050	62781,776	-53,04%	0	<u>-76,13%</u>

Tabla 11. Índices Net Zero. Fuente: elaboración propia.

2. Previsión Demanda y Generación

La siguiente tabla ofrece la generación que se ha necesitado en España en 2021 para satisfacer la demanda y cómo debería de evolucionar hacia 2025 y 2030 utilizando los mismos cambios porcentuales que usa el proyecto REPower EU para evaluar la generación en Europa hacia una economía descarbonizada.

	2021	REPower EU	2025	REPower EU	2030
Renov	121371,223	26%	152927,741	54%	186911,683
No Renov	138533,634	-20%	110826,907	-42%	80349,5078

Tabla 12. Previsiones REPower EU. Fuente: elaboración propia.

Una vez alcanzados esos datos de 2030, el siguiente paso, hacia 2050, sería acabar con la generación no renovable, de forma que esa generación eliminada debe de ser absorbida en su totalidad por la renovable. A su vez, se debe de tener en cuenta un crecimiento de la demanda, que se calcula extrapolando una recta de tendencia de la previsión de la demanda del proyecto REPower EU, donde se incluye el papel del hidrógeno.

2030	Análisis	2050	Crecimiento de la demanda	2050
186911,683	43%	267261,191	$y = 0,0038x + 0,9805$	300642,114
80349,5078	-100%	0		0

Tabla 13. Análisis Demanda. Fuente: elaboración propia.

Ahora queda ver cómo reaccionarían las distintas tecnologías renovables en el futuro para asumir esta generación que hasta ahora ocupaba la no renovable. Para ello se parte de datos de la ree, que recogen el balance energético por parte de las renovables durante 2021, existiendo un claro predominio de la eólica.

<u>Tecnología</u>	<u>2021 (GWh)</u>	<u>Share</u>
Hidráulica	29595,426	24%
Eólica	60496,337	50%
Solar fotovoltaica	20954,105	17%
Solar térmica	4705,5038	4%
Hidroeólica	23,088257	0%
Otras renovables	4718,8223	4%
Residuos renovables	877,94078	1%
Generación Renovable	121371,223	

Tabla 14. Balance Energía Renovable en España 2021. Fuente: elaboración propia.

Por último, a partir de datos de generación y uso desde 2010, se ha extrapolado una recta de tendencia desde 2010 para poder aproximar la variación que experimentarán estas tecnologías hacia el 2030 y 2050 y poder así compararlo con la previsión inicial de 300643 GWh a generar. Además, se han estimado dos factores, no muy intrusivos, a favor de las renovables, que son la mejora en tecnología y Capex, más los intereses que existirán y que irán creciendo por parte de gobiernos, inversión y particulares. Estos factores elevan la generación por años para reflejar que en torno al 2050, los avances en materia energética tendrán una influencia significativa y clave respecto a la situación actual.

	Tendencia	Avance Tech&Capex (x año)	2025	2030	2050	Share
Hidráulica	$y = -490,19x + 35448$	0,0015%	28104,63	25655,74	15854,66	6,87%
Eólica	$y = 781,53x + 44414$	Entorno Favorable (x año)	89096,59	91990,08	99248,39	43,00%
Solar PV	$y = 613,18x + 4863,2$	0,00075%	41612,51	51800,89	93692,59	40,59%
Solar térmica	$y = 41,199x + 4446,4$		9420,99	10999,82	18413,52	7,98%
Hidroeólica	$y = 0,4927x + 19,645$		28,09	31,91	49,83	0,02%
Otras renov	$y = 63,522x + 3261,6$		1221,90	1525,48	2740,53	1,19%
Residuos renov	$y = 13,385 + 678,06$		715,91	737,63	826,83	0,36%
					230826	
					Net Zero Gen	300642
					Green H2 Spot	69815,8 23,22%

Tabla 15. Cálculos 2050. Fuente: elaboración propia.

Finalmente se aprecia el cambio que ha habido en el porcentaje que cada tecnología representa sobre el total de la generación, siguiendo con el predominio claro de la solar y la eólica, habiendo un crecimiento exponencial de la solar que amenaza con acabar representando más que la eólica.

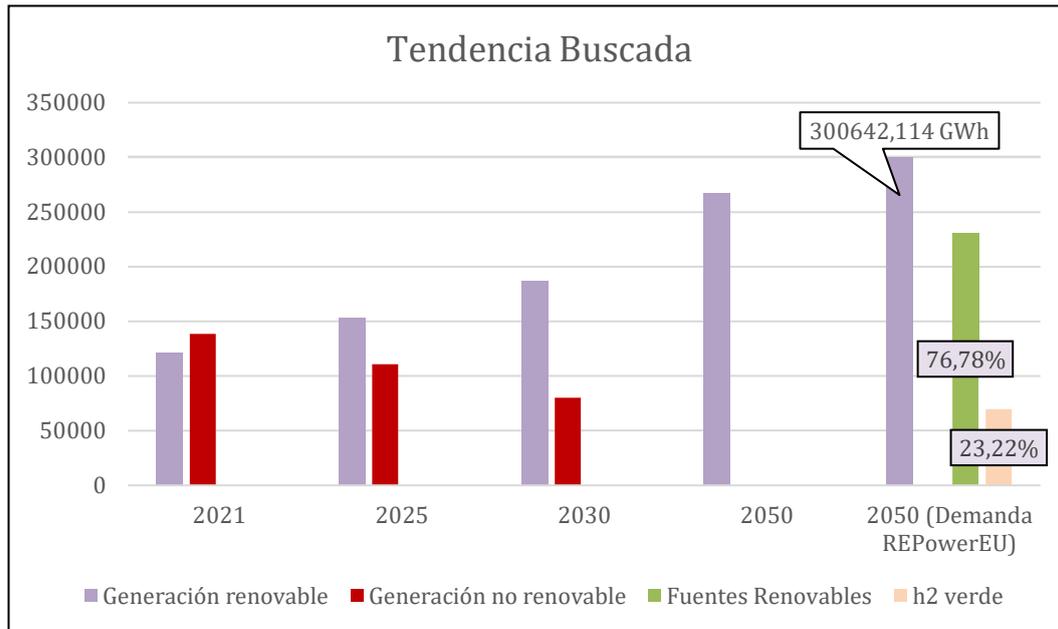


Ilustración 74. Tendencias y Previsiones Modelo. Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, la suma total de esa generación estimada a partir de las rectas de tendencia deja un total de 230826 GWh, quedando un 23,22% sin satisfacer respecto a la previsión hecha sobre la generación necesaria de satisfacer excluyendo la participación de las no renovables para 2050. Este vacío necesita de una tecnología que lo satisfaga que puede ser, tanto el mayor desarrollo de las ya obtenidas, o el auge pleno del hidrógeno verde que ya sea, ocupándose de esa demanda o suponiendo una revolución en el mundo del almacenamiento para sacar mayor partido los momentos de máxima generación de la eólica o la solar, puede ser clave para cubrir ese 23,22%.

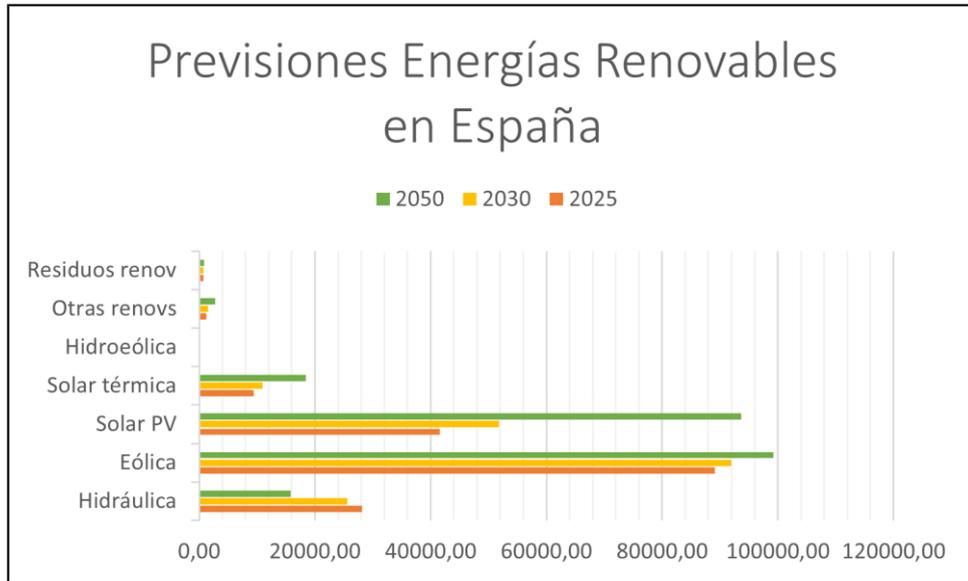


Ilustración 75. Previsiones Energías Renovables en España. Fuente: elaboración personal.

Este papel que puede tomar el hidrógeno en España siendo clave en la descarbonización definitiva ya está siendo recogido por el proyecto de REPower EU que pretende liberarse de la dependencia de los combustibles fósiles rusos, especialmente del gas. En la siguiente ilustración aparecen unos objetivos para 2030 que conseguirían calmar esa necesidad en 215 billones de metros cúbicos. Representa ya un 7,02% de ese proyecto de independencia para 2030.

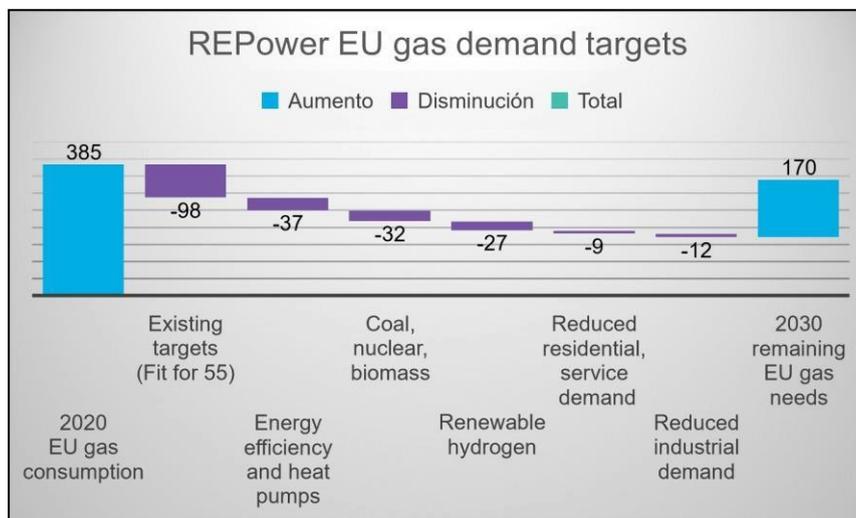


Ilustración 76. REPower EU gas demand targets. Fuente: elaboración propia. Data: Bloomberg.



Ilustración 77. Targets Share. Fuente: elaboración propia.

Si se siguen además distintos datos sobre la evolución de demanda del FCH JU, se llega a la conclusión de que en el más optimista de los escenarios de desarrollo del hidrógeno se alcanzaría para 2050 un porcentaje del 23,58% sobre la demanda total de energía, algo que se alinearía con el caso anterior particular con España, pero que deja claro que sería en la mejor de las situaciones.

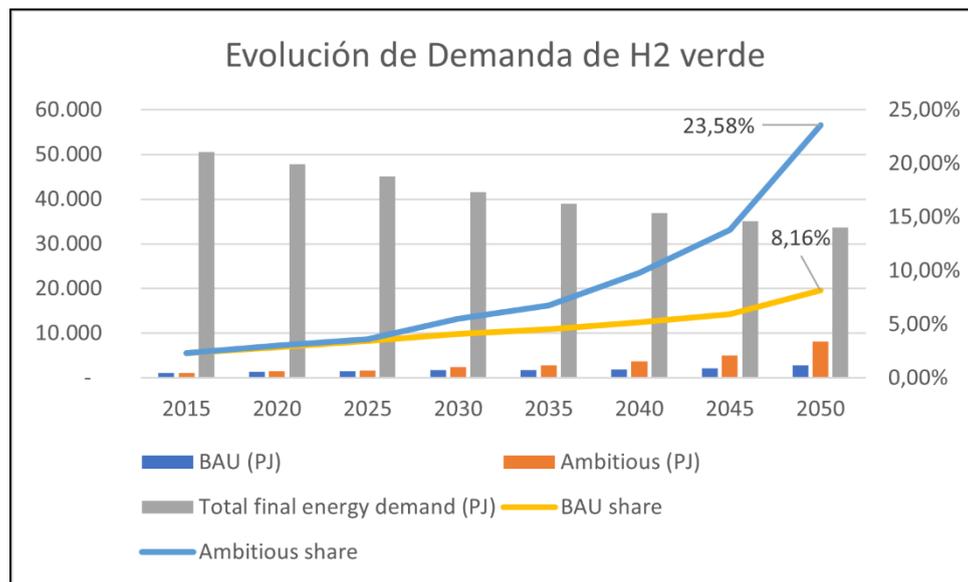


Ilustración 78. Evolución Demanda H2. Fuente: elaboración personal. Data: FCH JU.

3. Capex

A continuación, se ofrecen dos tablas que ofrecen los cambios porcentuales y en valor que han ido experimentando las distintas tecnologías renovables respecto al coste nivelado de la electricidad, a los costos instalados y al factor de capacidad. De alguna forma, reflejan el camino que a su vez debe de recorrer el hidrógeno verde desde el momento en el que empiece su desarrollo completo.

	Costos Totales Instalados			Costo Nivelado de la Electricidad		
	2020 USD/kW			2020 USD/kW		
	2010	2020	Cambio P	2010	2020	Cambio P
Bioenergía	2619	2543	-2,90%	0,076	0,076	0,00%
Geotérmica	2620	4468	70,53%	0,049	0,071	44,90%
Energía Hidroeléctrica	1269	1870	47,36%	0,038	0,044	15,79%
Solar FV	4731	883	-81,34%	0,381	0,057	-85,04%
CSP	9095	4581	-49,63%	0,34	0,108	-68,24%
Energía Eólica Terrestre	1971	1355	-31,25%	0,089	0,039	-56,18%
Energía Eólica Marina	4706	3185	-32,32%	0,162	0,084	-48,15%

Tabla 16. Costes Energías Renovables. Fuente: elaboración personal. Data: IRENA.

	Factor de Capacidad		
	%		
	2010	2020	Cambio P
Bioenergía	72	70	-2,86%
Geotérmica	87	83	-4,82%
Energía Hidroeléctrica	44	46	4,35%
Solar FV	14	16	12,50%
CSP	30	42	28,57%
Energía Eólica Terrestre	27	36	25,00%
Energía Eólica Marina	38	40	5,00%

Tabla 17. Factor de Capacidad de Energías Renovables. Fuente: elaboración personal. Data: IRENA.

Si se indaga más en las dos tecnologías protagonistas en la energía renovable en España, la solar y la fotovoltaica, puede apreciarse, además de su cambio de demanda a lo largo de los años, cómo está acompañado en ambos casos de mejoras técnicas y económicas.

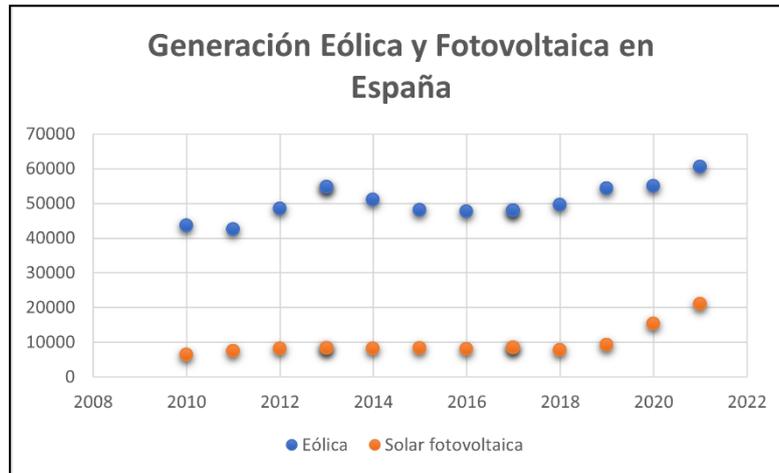


Ilustración 79. Generación eólica y fotovoltaica en España. Fuente: elaboración propia. Data: ree.

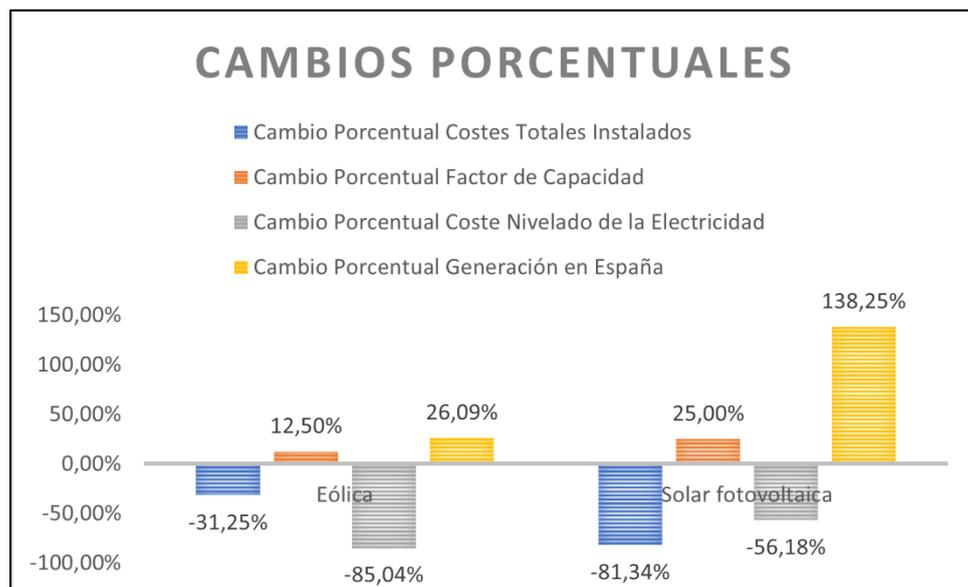


Ilustración 80. Cambios Porcentuales. Fuente: elaboración propia.

También puede extrapolarse de la gráfica que el cambio porcentual que se consigue en el factor de capacidad y los costes totales instalados puede tener mayor peso que el del nivelado de la electricidad, porque el aumento en generación de la solar ha sido del 138,25%, frente al 26,09% de la eólica. También es relevante el protagonismo solar que tiene España como territorio frente a un viento más cambiante y focalizado en determinadas zonas.

Vistos los cambios que han experimentado las renovables en porcentaje, también se espera una revolución tecnológica de optimización en la producción de hidrógeno renovable, con bajadas de en torno al 70% u 84% para 2050 que, a su vez, están acompañadas de la subida del precio hidrógeno gris, al que hay que sumar el crecimiento incesante que experimenta el gas en la actualidad. Unos datos que reflejan las gráficas siguientes y que pueden guiar el cambio.

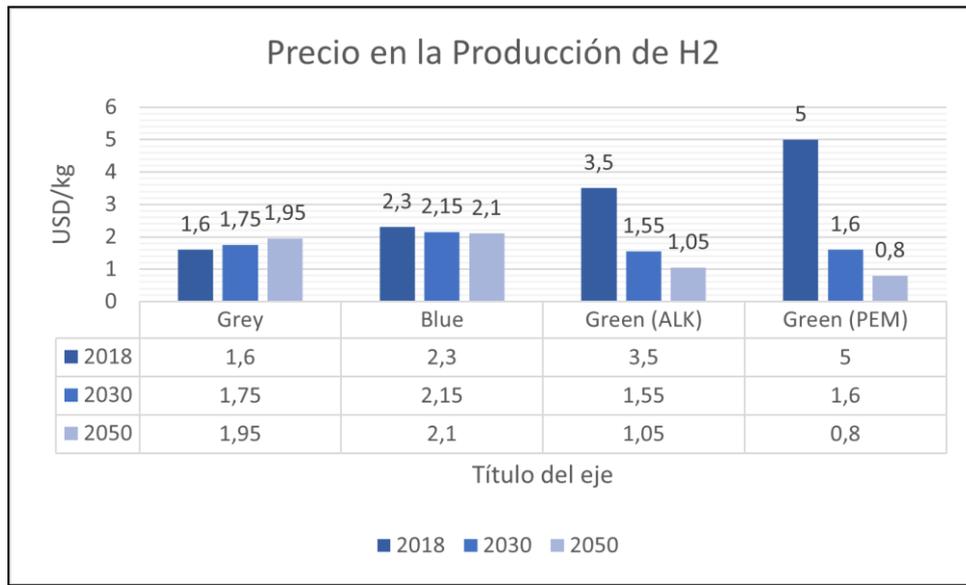


Ilustración 81. Precio en la Producción H2. Fuente: elaboración propia. Data: Statista.

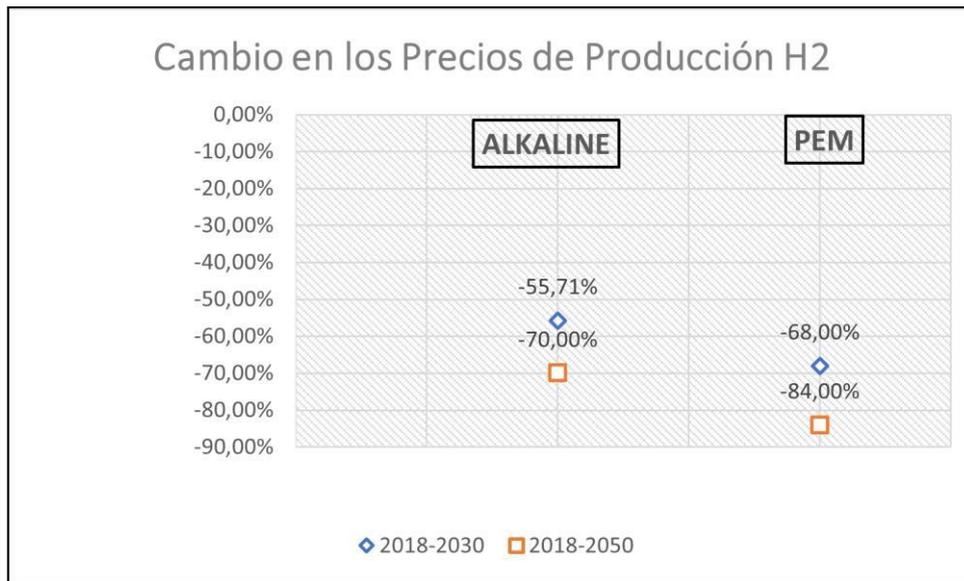


Ilustración 82. Cambio Porcentual en el Precio de Producción. Fuente: elaboración propia.

Y es que es una realidad que en la actualidad no es un producto que ofrezca una rentabilidad inmediata y que su futuro dependerá de los avances que se produzcan. Como dice el socio de Monitor Deloitte, Laureano Álvarez (2022), “El hidrógeno verde se sitúa aún lejos de la competitividad con los combustibles fósiles a los que pretende desplazar. De media y dependiendo del uso (industria, transporte pesado, etc.) debería reducir su coste actual entre un 60% y un 70% para ser competitivo. Esto es debido al coste de los electrolizadores, pero, sobre todo, al coste de la electricidad necesaria (el 70% del coste de producción del H2 verde corresponde al precio de la electricidad)”.

4.1.2.- Análisis de Regresión

Modelo 1

Inicialmente se plantea un modelo de regresión para valorar la posible incidencia de algunas variables dependientes sobre una variable independiente. Se debe de dejar claro que correlación no tiene por qué implicar causalidad. Se han tomado datos mensuales aportados por la red español de electricidad desde 2018 hasta la actualidad.

Variable	España
Independiente	Potencia Renovable Instalada
Dependiente	Precio Total del MW
	Tarifa de Emisiones de CO2
	Demanda de Energía Total
	Variación de los Precios Industriales

Tabla 18. Modelo 1. Fuente: elaboración propia.

El objetivo principal haciendo este modelo, más que cuantitativo, es cualitativo, medir los intereses que puede haber detrás. Se trata de una variable independiente cuya explicación íntegra es sumamente difícil debido a los numerosos factores que intervienen y que, además, muchos de ellos son intangibles como pueden ser acuerdos gubernamentales, el estallido de la guerra o trabas burocráticas. Sin embargo, se quería medir cómo y si podía estar influenciada por el resto de las variables, que recogen en cierta medida algunos de los efectos de la pandemia, de la crisis energética y de la transición ecológica.

Variable dependiente: PotenciaInstaladaRenovableGW				
	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	68240.7	7160.38	9.530	1.28e-011 ***
PreciototalaMWh	-47.5386	16.3312	-2.911	0.0060 ***
TarifaEmisionesC~	354.133	59.8071	5.921	7.30e-07 ***
EvoluciAnDemanda~	-0.948518	0.325250	-2.916	0.0059 ***
VariaciAndelospr~	154.878	108.159	1.432	0.1603
Media de la vble. dep.	56562.75	D.T. de la vble. dep.	5624.849	
Suma de cuad. residuos	3.41e+08	D.T. de la regresión	2995.491	
R-cuadrado	0.743405	R-cuadrado corregido	0.716395	
F(4, 38)	27.52328	Valor p (de F)	9.02e-11	
Log-verosimilitud	-402.5658	Criterio de Akaike	815.1316	
Criterio de Schwarz	823.9376	Crit. de Hannan-Quinn	818.3790	
rho	0.683736	Durbin-Watson	0.612545	

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 3 (VariaciAndelospreciosi)

Ilustración 83. Modelo 1 de Regresión. Fuente: Elaboración propia.

Como nos marca el R-Cuadrado y el R-Cuadrado Corregido, la explicación que ofrece el modelo es algo superior al 0.70, un resultado nada negativo siendo conscientes de todos los demás factores que toman partido en la potencia instalada que se instala mensualmente en España. En cuanto a la relación entre variables:

- Variación de los Precios Industriales: es la única variable que resulta no ser significativa con un pvalor superior al de las demás.
- Tarifa de Emisiones CO₂: Esta era una de las variables clave para poder ver cómo impulsa a la instalación de potencia renovable y es que es uno de los instrumentos clave que los gobiernos deben de explotar para empujar a la economía a optar por la vía sostenible. Su pvalor es infinitamente bajo y el coeficiente que ofrece el modelo es muy elevado, lo cual refleja la profunda relación que existe entre ambas variables, evidenciando que puede ser uno de los factores determinantes para impulsar el cambio definitivo.
- Evolución Demanda Energética: También es otra de las variables que tienen un pvalor significativo y, en este caso, un coeficiente negativo que, aunque no tenga un valor excesivo, nos indica que, a más demanda, menos es el interés de aumentar la potencia instalada renovable. Esto es seguramente debido a que, en la actualidad, aún los combustibles fósiles son los plenamente asentados y los recursos a los que se recurre cuando la demanda es superior.
- Precio Total MW: por último, el precio total del megavatio también es significativo y llama la atención como su coeficiente, además de ser de una magnitud relevante, es negativo. Se supone que toda esta volatilidad debería de estar ayudando a las energías renovables a finalmente imponerse sobre las no renovables, pero el modelo nos muestra que supone un freno claro.

También, a raíz del modelo, se pueden ver dos estadísticas que pueden explicar bien la dimensión de la inflación y la volatilidad y los picos que está experimentando el mercado energético.

Esta tabla recoge los estadísticos principales del Precio Total del MWh y de la Variación de los Precios Industriales. Se evidencia como, siendo las medias 85.36 y 1.951, los máximos valores son 294.3 y 15.66, respectivamente, que referencian a los de estos últimos meses. Existe también una diferencia relevante entre el máximo y mínimo y las medias, los mínimos se encuentran mucho más próximos. Se debe de tener en cuenta que la variación de los precios es una medida en porcentajes.

	Media	Mediana	D. T.	Mín	Máx
PreciototalaMWh	85.36	54.16	68.05	25.30	294.3
VariaciAndelospr~	1.951	1.600	5.635	-9.660	15.66

Tabla 19. Estadísticos principales. Fuente: elaboración propia.

Para evidenciar aún más el pico que está sufriendo el precio de la energía en España, el gráfico de caja a continuación, que refleja los distintos centiles respectivos al conjunto de datos, también recoge estos últimos valores de estos meses atrás, que son los puntos de arriba totalmente fuera de la caja.

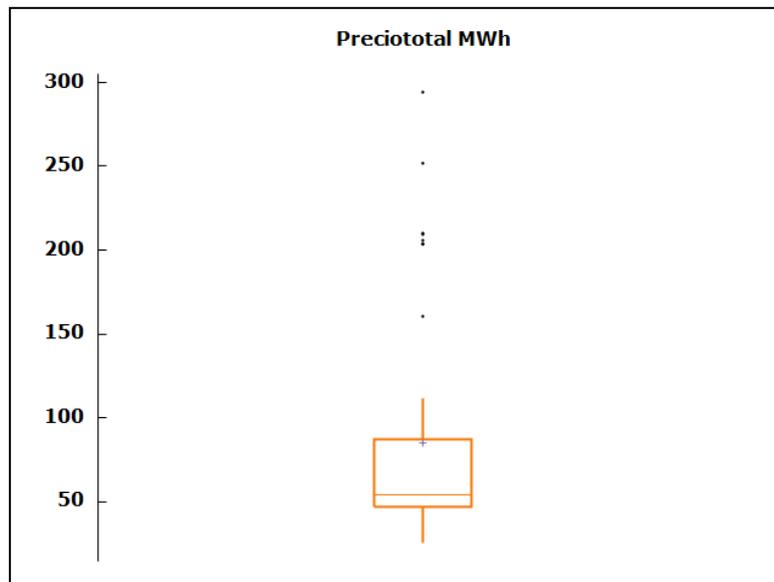


Ilustración 84. Gráfico de caja Precio Total MWh. Fuente: elaboración propia.

Modelo 2

El segundo modelo es exactamente igual que el primero, pero se quería ilustrar como cambian los coeficientes y la correlación entre variables cuando la potencia instalada es no renovable, en lugar de renovable.

Variable	España
Independiente	Potencia NO Renovable Instalada
Dependiente	Precio Total del MW
	Tarifa de Emisiones de CO2
	Demanda de Energía Total
	Variación de los Precios Industriales

Tabla 20.Tabla 8. Modelo 2. Fuente: elaboración propia.

```

Variable dependiente: PotenciaInstaladaNorenovable
-----
                coeficiente  Desv. típica  Estadístico t  valor p
-----
const          14936.9        27687.9        0.5395        0.5927
PreciototalaMWh  16.9446         6.61968        2.560         0.0146  **
TarifaEmisionesC~ -152.389        24.2411        -6.286        2.31e-07  ***
VariaciAndelospr~ -61.1107        43.8632        -1.393        0.1717
l_EvoluciAnDeman~ 4211.22         2773.02        1.519         0.1371

Media de la vble. dep. 52902.98  D.T. de la vble. dep. 2477.798
Suma de cuad. residuos 56022230  D.T. de la regresión 1214.195
R-cuadrado 0.782740  R-cuadrado corregido 0.759871
F(4, 38) 34.22646  Valor p (de F) 4.01e-12
Log-verosimilitud -363.7356  Criterio de Akaike 737.4713
Criterio de Schwarz 746.2773  Crit. de Hannan-Quinn 740.7186
rho 0.715928  Durbin-Watson 0.568368

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 3 (VariaciAndelospreciosi)

```

Ilustración 85. Modelo 2. Fuente: elaboración propia.

- Variación de los Precios Industriales: sigue sin ser significativo.
- Tarifa de Emisiones CO2: Vuelve a ser un factor determinante y a tener en cuenta en esta transición. En este caso, como era previsible, a medida que sube la tarifa, menos es la potencia que se instala no renovable.
- Evolución de la Demanda Energética: llama especialmente la atención cómo en este caso la evolución de la demanda no tiene un papel significativo, la correlación no es suficientemente fuerte con la potencial que se instala no renovable.
- Precio Total MW: además de ser una variable significativa, nos ofrece una serie de conclusiones de gran valor. A diferencia de lo que ocurría con la potencia instalada renovable, a medida que aumenta el precio del MW, la potencia instalada no renovable no se ve perjudicada como lo hace la renovable, no se resiente de la misma forma. Esto

lleva a la conclusión que, en casos de altos precios de la energía, el generar mediante combustibles fósiles sigue siendo un punto más rentable.

Aún con estos hechos sobre el precio de la energía, la siguiente gráfica muestra que son más los factores que siguen empujando al desarrollo de las renovables frente a las no renovables. Está claro que existen una serie de incentivos políticos que no están recogidos en el modelo y que también favorecen a la transición.

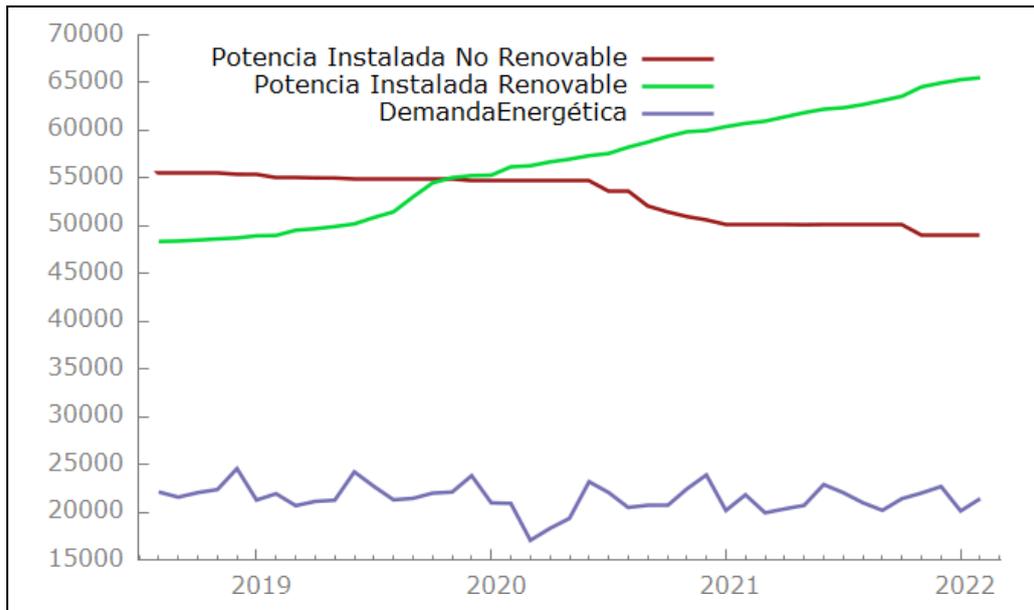


Ilustración 86. Gráfico Gretl. Fuente: elaboración propia.

Adicionalmente, la siguiente ilustración recoge información temporal relevante para entender el modelo, donde se aprecia la incertidumbre del momento presente.

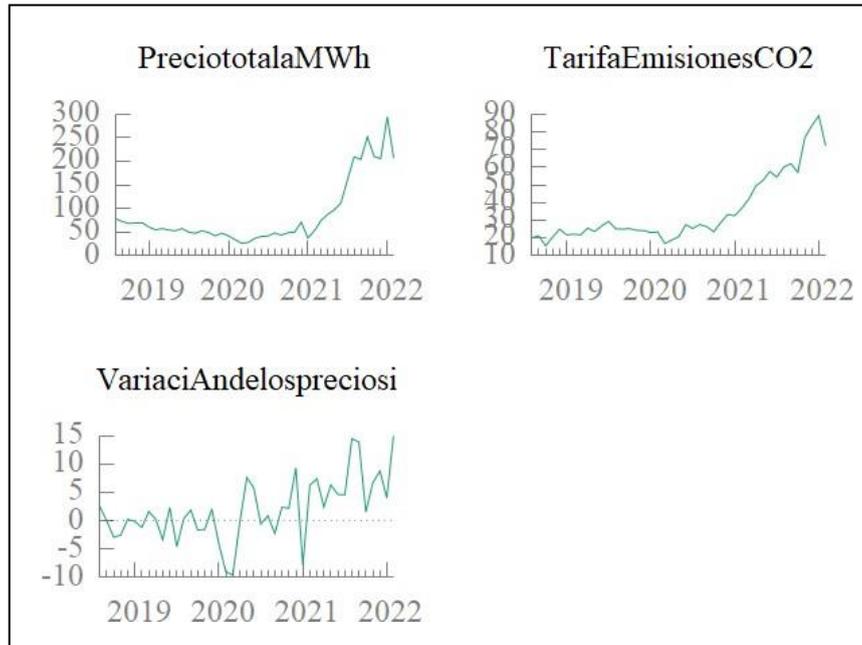


Ilustración 87. Gráficos Temporales. Fuente: elaboración propia.

Modelo 3 y 4

Se plantean dos modelos finales para poder analizar las posibles correlaciones que existen en el consumo de energía renovable solar y eólica. Para ello, se han incluido el consumo de combustibles fósiles específicos, además de dos variables que marcan la economía energética, el precio del crudo de brent oil y el precio del carbón asiático.

Los datos recogidos son de entre 2000 y 2019, para intentar aislar el impacto de la pandemia en este caso. El tercer modelo cuenta con un R corregido del 0.6, algo inferior a los de los dos modelos iniciales.

Variable	World
Independiente	Wind Consumption
Dependiente	Asian Gas Market Price
	Gas Consumption
	Brent Oil Crude Price
	Oil Consumption
	Emissions

Tabla 21. Modelo 3. Fuente: elaboración propia.

Variable dependiente: l_WindConsumption				
	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	1.40343	0.331704	4.231	0.0010 ***
pc_AsianMarketPr~	-0.00866418	0.00594867	-1.456	0.1690
pc_GasConsumption	0.208974	0.150280	1.391	0.1877
pc_BrentCrudeOil~	0.0338873	0.0126567	2.677	0.0190 **
pc_OilConsumption	0.717865	0.267661	2.682	0.0188 **
pc_Emissions	-0.994155	0.190705	-5.213	0.0002 ***
Media de la vble. dep.	1.024542	D.T. de la vble. dep.	1.120544	
Suma de cuad. residuos	6.441586	D.T. de la regresión	0.703922	
R-cuadrado	0.714988	R-cuadrado corregido	0.605368	
F(5, 13)	6.522429	Valor p (de F)	0.003033	
Log-verosimilitud	-16.68402	Criterio de Akaike	45.36805	
Criterio de Schwarz	51.03468	Crit. de Hannan-Quinn	46.32707	
rho	0.032763	Durbin-Watson	1.613842	
Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 29 (pc_GasConsumption)				

Ilustración 88. Modelo 3. Fuente: elaboración propia.

El tercer modelo nos ofrece cierta información que podríamos considerar previsible. Se relaciona de forma inversa con las emisiones y a mayor precio del petróleo, mayor será el consumo. Sin embargo, los coeficientes estimados por el modelo son inferiores a lo deseado. Adicionalmente, sí es llamativo como se relaciona de una manera directa con el consumo de petróleo. Lo cual indica que actualmente la economía no se encuentra en un punto en el que las renovables estén sustituyendo a los combustibles fósiles como ocurrió en la pandemia, sino que se complementan.

Además, se ha planteado un último modelo para visualizar la correlación entre algunas variables y las emisiones de carbono.

Variable	World
Independiente	Emissions
Dependiente	UK gas price index
	Gas Consumption
	Brent oil crude price
	Wind Capacity
	Solar Capacity

Tabla 22. Modelo 4. Fuente: elaboración propia.

Variable dependiente: pc_Emissions

	coeficiente	Desv. típica	Estadístico t	valor p
const	-0.692711	1.14365	-0.6057	0.5551
pc_GasConsumption	0.508915	0.189335	2.688	0.0186 **
pc_BrentCrudeOil~	0.0419470	0.0206029	2.036	0.0627 *
pc_UKHerenNBPInd~	-0.000734256	0.0131255	-0.05594	0.9562
pc_SolarCapacity	-0.0184348	0.0203165	-0.9074	0.3807
pc_WindCapacity	0.0862499	0.0422837	2.040	0.0622 *
Media de la vble. dep.	1.966700	D.T. de la vble. dep.	1.924439	
Suma de cuad. residuos	18.07168	D.T. de la regresión	1.179038	
R-cuadrado	0.728907	R-cuadrado corregido	0.624641	
F(5, 13)	6.990817	Valor p (de F)	0.002243	
Log-verosimilitud	-26.48395	Criterio de Akaike	64.96790	
Criterio de Schwarz	70.63454	Crit. de Hannan-Quinn	65.92692	
rho	0.231758	Durbin-Watson	1.516101	

Sin considerar la constante, el valor p más alto fue el de la variable 28 (pc_UKHerenNBPIndex)

Ilustración 89. Modelo 4. Fuente: elaboración propia.

Este modelo nos aporta información no favorable para el transcurso de la transición sostenible. Dos elementos que claramente deberían suponer una relación inversa con las emisiones, como es el aumento del precio del petróleo y el aumento de la capacidad para la energía eólica, no se han traducido aún en un descenso directo y claro de las emisiones.

Las variables de los modelos nos ofrecen además unas series temporales entre los combustibles fósiles principales y su precio de mercado entre 2010 y 2019, antes de la irrupción de la pandemia y el descontrol e incertidumbre en torno a los precios. El petróleo y el gas vivían un auge importante, mientras el carbón experimentaba una bajada pronunciada, seguramente debido al protagonismo creciente del gas natural. En cuanto a los precios, aunque con importantes variaciones a lo largo del tiempo, los tres vivían un periodo de bajada que se frenaría una vez llegara la reactivación masiva de la economía.

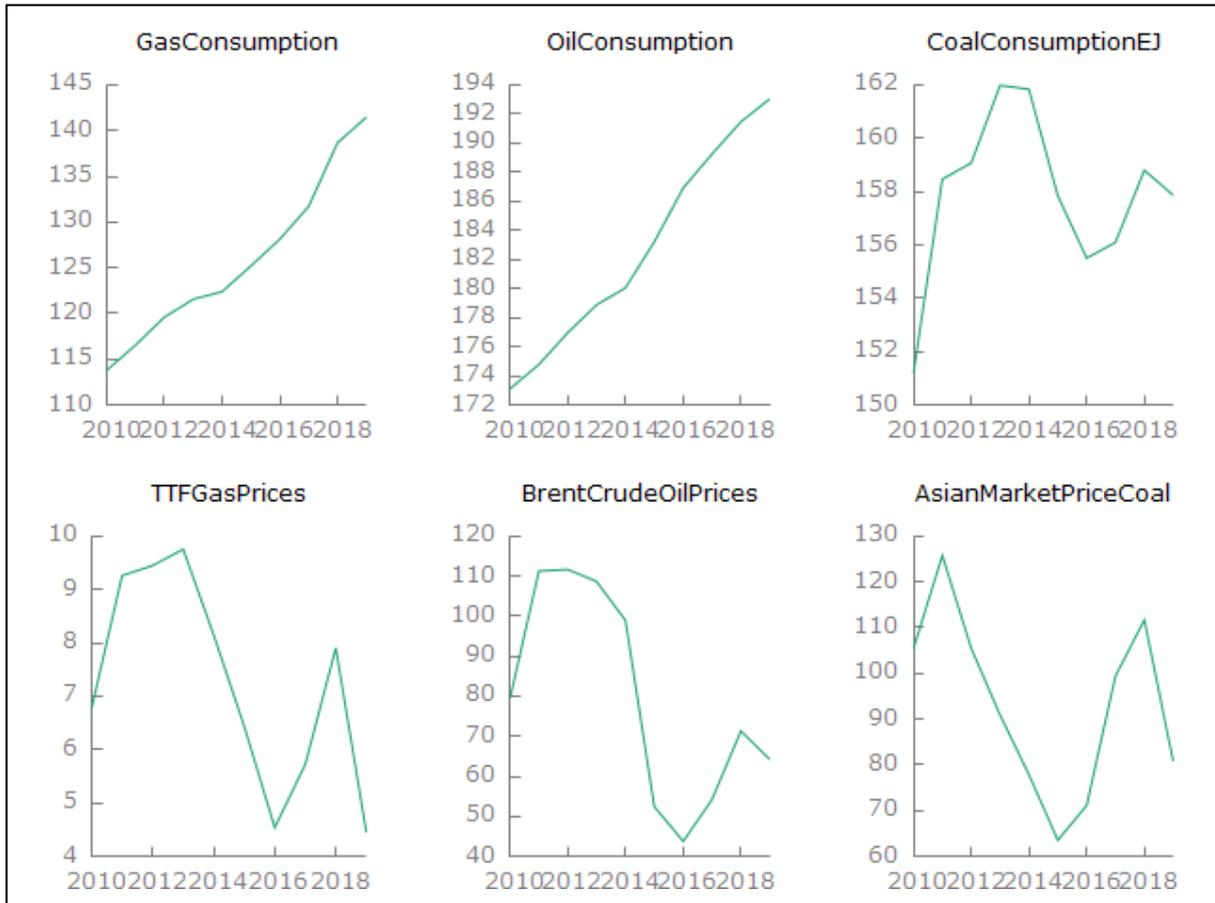


Ilustración 90. Series Temporales de Precios de Combustibles Fósiles. Fuente: elaboración propia.

4.2.- SITUACIÓN GEOPOLÍTICA

4.2.1.- Intereses

Aquí se da un doble pensamiento por parte de muchas de las multinacionales relacionadas con el mundo de la energía. Es decir, muchas de ellas no quieren acelerar esta transición por la cantidad de inversiones y proyectos a largo plazo que se hicieron tiempo atrás con los combustibles fósiles como protagonistas, además de toda una infraestructura que podría quedar inutilizada o poca rentabilizada mucho antes de lo previsto.

Por otro lado, nadie querría quedarse atrás en este posible nuevo mercado energético, lo que obliga a las grandes multinacionales a destinar grandes inversiones de investigación y de innovación, pese a que no sea de interés pleno un cambio total e inminente del mercado energético como lo conocemos.

La adopción del hidrógeno variará considerablemente de una región a otra, en función de los incentivos que se ofrezcan. Europa es la pionera, donde se espera que el hidrógeno represente el 11% del mix energético en 2050 gracias a políticas favorables que estimularán tanto la producción como la demanda de hidrógeno. En los países de la OCDE-Pacífico (Japón, Corea del Sur, Australia y Nueva Zelanda) el hidrógeno representará el 8% del mix energético en 2050; los países de América del Norte (7%) también tienen estrategias, objetivos y financiación para la oferta, pero sus precios del carbono son más bajos y sus objetivos menos concretos. (Roca, 2022).

A su vez, la exportación e importación de los combustibles fósiles predominantes, gas, petróleo y carbón, ha establecido un orden geopolítico donde no solo se han fijado unos flujos de entrada y salida de dinero que ha condicionado la economía de grandes potencias, sino que también ha originado intereses, contratos y tensiones entre países. Los países claramente exportadores tienen la ventaja de que numerosos países son dependientes de sus recursos y que, sin ellos, la economía y la propia sociedad sufriría una incertidumbre que alteraría los mercados, algo que está ocurriendo actualmente con el conflicto entre Rusia y Ucrania.

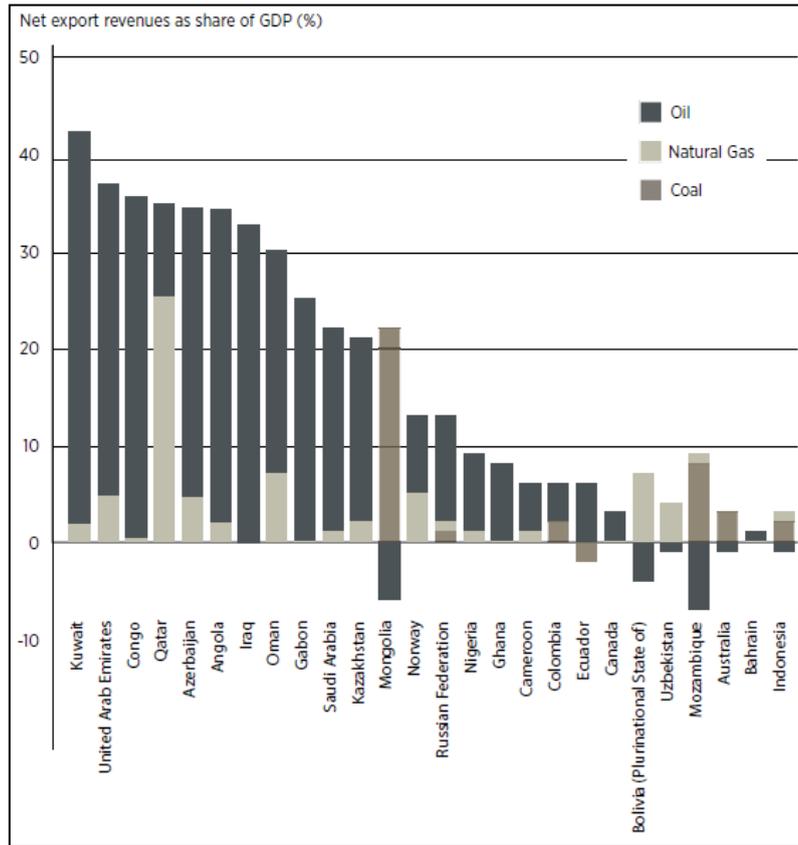


Ilustración 91. Stranded asset risk for major net fossil fuel exporters, 2019. Fuente: (IRENA, 2022).

En la ilustración anterior se ven reflejados todos los países que más beneficiados ven su GDP anual por sus exportaciones de combustibles fósiles, algo que se podría ver completamente frenado en torno a 2050 según los objetivos que plantea la Unión Europea. Esto plantea la duda de si dentro de treinta años habrá una gráfica similar con países distintos beneficiados de la generación de hidrógeno verde o si, por el contrario, cada país estará preparado y capacitado económicamente para ser sus propios productores y acabar con las exportaciones e importaciones en el mercado energético.

Countries and regions with high renewable potential and a low levelised cost of electricity can use their resources to become major producers of green hydrogen. The ability of different regions to produce large volumes of low-cost green hydrogen varies widely. Africa, the Americas, the Middle East and Oceania are the regions with the highest technical potential; Europe, Northeast Asia and Southeast Asia have fewer resources for producing green hydrogen (Figure 3.4). Countries' technical renewable potential is not the only factor determining how likely they are to become major producers of green hydrogen. Many other

factors come into play, including existing infrastructure and “soft factors” (e.g. government support, business friendliness, political stability) and the current energy mix and industry (e.g. renewable plans, potential demand for hydrogen). (IRENA, 2018).

Se trata de una carrera en la que, aún habiendo naciones menos interesadas por su posición privilegiada actual, la única forma de no perderla será sumarse a la revolución y convertirse en exportadores o, al menos, no depender de nadie.

En el caso de España, es de esos países que históricamente ha tenido una serie de acuerdos para la importación de energía necesarios para el correcto funcionamiento de la economía, pero estableciendo unos flujos de dinero fijos anuales en favor de otros países. Se puede apreciar en la siguiente tabla como en los últimos 10 años el saldo entre importaciones y exportaciones ha ido variando, pero manteniendo una constante de un 10/20% de diferencia.

La irrupción del hidrógeno verde puede cambiar esta estadística por completo y que esos 17418,43MWh importados en 2021, con sus pertinentes gastos de dinero público, queden dentro del país en 2050. Desarrollar una potente infraestructura alrededor de las renovables y el hidrógeno que permita prescindir de importaciones y mantener las exportaciones, lo que supondría un cambio generacional en el rédito económico del país, por mejorar el PIB y el saldo entre exportación e importación de energía.

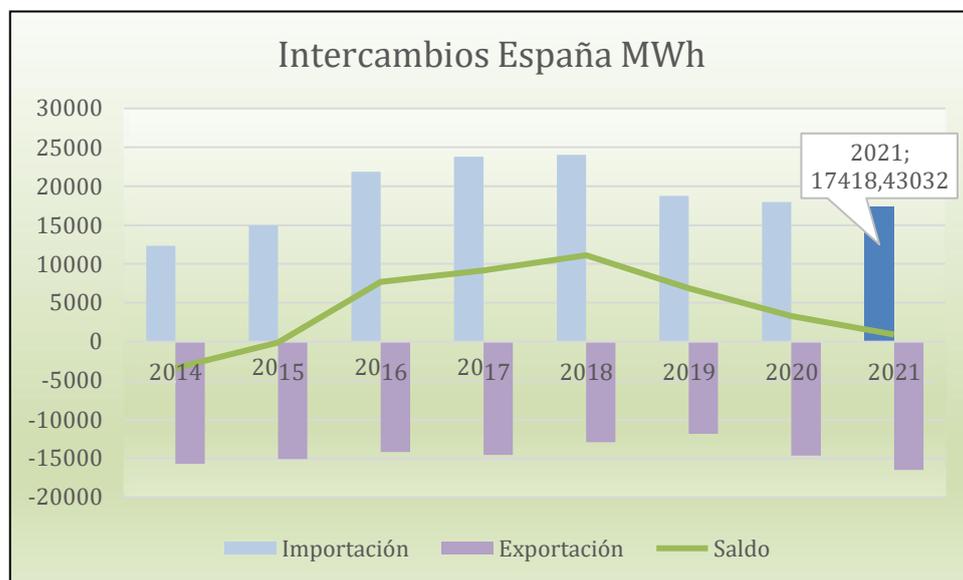


Ilustración 92. Intercambios España en MWh. Fuente: elaboración propia.

Capítulo 5.- CONCLUSIONES

5.1.- CONCLUSIONES SOBRE LA METODOLOGÍA

El hidrógeno verde es una realidad únicamente en el sector de la refinería y cada vez más en el transporte, pero en el resto de las aplicaciones es más un proyecto que una realidad. Es por ello que, por ahora, se trata de un trabajo de investigación que cuenta con la complejidad de la actualización constante de la información y de los datos. Se debe tener una base de datos clara y ordenada que recoja cualquier estadística o análisis por años y contrastado por más de una fuente.

Informes de instituciones u organizaciones de renombre como IRENA, ree, aie, Bloomberg o enerdata siempre aportan una fiabilidad y una base sobre la que empezar a trabajar.

En cuanto a las demás herramientas de trabajo, Excel y Gretl en este caso, se requiere un desarrollo más completo del hidrógeno por sectores para maximizar las posibilidades que ofrecen ambos instrumentos. No hay datasets públicos sobre el consumo y la producción de hidrógeno verde en los nuevos sectores a los que aspira entrar porque por ahora son previsiones y estudios parte de los proyectos que realizan las compañías de forma confidencial para abordar el mercado. Para 2030, cuando se estima que el hidrógeno verde comenzará a dejar huella en la economía, se podrán hacer análisis y pronósticos más precisos comparando su irrupción y asentamiento con las energías renovables ya instaladas y los combustibles fósiles.

5.2.- CONCLUSIONES SOBRE LOS RESULTADOS

5.2.1.- Devenir del Mercado Energético

Se plantea la posibilidad de un giro radical al mercado energético durante los próximos treinta años si realmente el hidrógeno verde consigue asentarse como base y origen de buena parte de las actividades industriales y del almacenamiento de energía de las energías renovables. Para ello el hidrógeno debe sobreponerse a una serie de dificultades que frenan su progreso a partir de potenciar sus fortalezas y oportunidades.

Lógicamente, la previsión del marco futuro de la energía es altamente complejo, pero todo podría alinearse para abrir el sector a la entrada de hidrógeno verde. Para analizar esa posibilidad, los modelos y series temporales realizados anteriormente nos aportan una serie de conclusiones del momento presente:

- Las series temporales de importaciones reflejan que la dependencia energética es un tema de urgencia para la Unión Europea con importaciones cercanas al 40% procedentes de Rusia, mientras que España se encuentra en un punto mucho menos grave, siendo Argelia y Estados Unidos sus principales proveedores. Y es que en 2020 el país argelino importó un 65% más que Rusia.
- Usando los datos de emisiones de carbono de España y la herramienta de Excel para hacer previsiones con distintos límites de confianza, se estima que en 2050 aún quedaría un 23% de las emisiones actuales en la economía. Dichos datos no recogen la entrada del hidrógeno verde como foco de la transición. Asumiendo que para 2030 el descenso es similar, de un 23.87%, entre 2030 y 2050, el descenso debe de subir del 53%, que sugería la estimación, al 76% sobre las emisiones del 2022.
- Los Modelos 1 y 2 ofrecen la conclusión definitiva de que el aumento de las tarifas respecto a la emisión de gases contaminantes, tienen un efecto directo y clave en la generación renovable y no renovable. Es una variable a tener en cuenta si se pretende acelerar la transición energética y favorecer el interés por los proyectos de hidrógeno.
- Los Modelos también señalan que el aumento del precio de la electricidad no tiene un efecto directo sobre la electricidad proveniente de fuentes no renovables, algo que uno podría deducir al ser una de las causas principales la dependencia energética que existe con países como Rusia o China por el uso de sus combustibles fósiles. Sin embargo, esa volatilidad extrema del precio del MW favorece el consumo de electricidad renovable y juega en contra de la renovable.
- Las series temporales realizadas sobre la variación de precios industriales y el precio del MW en España reflejan claramente los efectos de la inflación y una volatilidad que, aunque no se traduce en una disminución de las fuentes no renovables, sí que hace que crezca el interés por acabar con todo tipo de dependencia para normalizar y regular los precios.
- El Modelo 3 recoge como elemento diferenciador que el aumento de la energía eólica entre el año 2000 y el 2019 no suponía un descenso del consumo de petróleo. Esto refleja que, en la actualidad, las renovables están cubriendo esa demanda creciente, más que sustituyendo la producción fósil. Algo que justifica lo que el modelo 4 evidencia, que ni el aumento del precio del petróleo ni el aumento de la capacidad de energía eólica se traducen de manera directa y evidente con el descenso de las emisiones.

- A pesar de este hecho, desde mediados de 2020 el aporte de energía renovable en la sociedad española es superior al de energía no renovable. Una tendencia que favorece la inclusión del hidrógeno verde.
- Aún siendo un momento de máximo interés común por un cambio en el sector energético, también se trata de un momento de la economía se resiente y los mercados tienen tendencias bajistas, un entorno donde la inversión, más que necesaria en este caso, es arriesgada.

Y en cuanto al hidrógeno en particular:

- Su principal problema para la atracción de inversión y para su desarrollo completo son los costes de producción y su eficiencia. Sin embargo, las estimaciones reflejan que se esperan bajadas de costes del 70% en el caso de los electrolizadores alcalinos y del 84% en los PEM. Ambas estimaciones pueden compararse con las energías renovables ya asentadas, que en su día fueron un proyecto de innovación como el hidrógeno es ahora. Disminuciones de costos instalados del 31.25% y 81.34% y del coste nivelado de la electricidad del 85.04% y 56.18%, en eólica y solar respectivamente, se tradujeron, en 10 años, en un aumento de la generación del 26.09% en el caso de la eólica y del 138.25% en el caso de la solar. Ambas tuvieron además una mejora de capacidad por encima del 10%. Se espera que en torno a 2030 los cambios previstos en el hidrógeno puedan suponer lo que en su día supusieron para estas dos renovables predominantes en España.
- Se han hecho estimaciones con líneas de tendencia temporales sobre el aporte de generación renovable y no renovable que habrá en torno al 2030 en España. A partir de ahí se ha puesto como objetivo el llegar a un 0% de aporte no renovable en 2050. Para ello, se ha fijado que las renovables deben de cubrir esa ausencia de generación, un objetivo que, siguiendo con las líneas ascendentes que tenían las ya instaladas, dejan un gap de en torno al 20% de energía sin cubrir. El REPower EU estima como objetivo ambicioso que el hidrógeno cubrirá en 2050 un 24% de la demanda total, pero, como previsión realista, lo sitúa en torno al 8%. Por lo tanto, según estos cálculos, la transición que el hidrógeno pretende liderar en España lleva un ligero retraso. Se han tenido en cuenta, tanto dos factores que incrementan la generación por años, de mejoras tecnológicas e intereses en el sector, como un aumento de la demanda siguiendo porcentajes que recoge el proyecto REPower EU.

- Las estimaciones anteriores sobre las energías renovables en España reflejan un aumento significativo de todas ellas, especialmente de la eólica y solar, y exceptuando la hidráulica. Esto es positivo para la producción de hidrógeno verde que necesita de un aporte inicial de energía renovable para llevar a cabo el proceso de electrolisis.
- Si el hidrógeno logra verdaderamente establecerse como un recurso indispensable y básico en la economía, suscita la duda de la aparición de una nueva dimensión de exportadores. Los enormes flujos de dinero y de poder que se han movido históricamente en torno a los yacimientos y combustibles fósiles pueden haber llegado a su fin, pasando a ser la obtención de hidrógeno la nueva herramienta geopolítica.
- Es evidente, analizando los estadísticos de los modelos y el gráfico de caja sobre el precio de la energía actual respecto al histórico, que la situación se encuentra en máximos históricos. Esta transición, además de por las implicaciones sostenibles, tiene el interés popular de acabar con la dependencia energética y con ella, futuras inflaciones, subidas de precios y tensiones políticas. La aceleración de la transición energética.

5.2.2.- Análisis DAFO.

La siguiente tabla es un Análisis DAFO, o SWOT en inglés, que sintetiza la situación, en este caso del hidrógeno verde, como proyecto, enumerando sus debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades.

ANÁLISIS DAFO: HIDRÓGENO VERDE

Debilidades	IMPORTANCIA
1 Coste asociado a la producción y transporte	Muy alta
2 Peligrosidad por su punto de inflamabilidad	Baja
3 Red de infraestructuras no desarrollada	Alta
4 Regulación poco eficiente	Media
5 Eficiencia tecnológica	Alta
6 Logística del transporte	Baja

Fortalezas	IMPORTANCIA
1 Elemento más abundante del universo	Alta
2 100% sostenible, cero emisiones	Muy alta
3 Capacidad de almacenamiento de energía renovable	Alta
4 Versatilidad de uso	Muy alta
5 Consumo ascendente del producto	Media
6 Producción al alcance de muchos países	Media

Amenazas	IMPORTANCIA
1 Actitud escéptica sobre su rentabilidad futura	Muy alta
2 Lentitud en el proceso de descarbonización por parte de las instituciones	Alta
3 Crecimiento de la demanda energética	Baja
4 Postura actual reacia de la inversión privada	Media
5 Demanda particular no incentivada	Media
6 Desinterés por parte de potencias exportadoras de combustibles fósiles	Baja

Oportunidades	IMPORTANCIA
1 Interés común para ser la base para una transición energética viable	Media
2 Incertidumbre y volatilidad extrema del mercado energético	Alta
3 Subida exponencial de la tarifa sobre emisiones	Muy alta
4 Subvenciones y avales a proyectos relacionados	Alta
5 Interés creciente de las multinacionales del sector energético	Alta
6 Acabar con la dependencia energética entre países	Muy alta

Tabla 23. Análisis DAFO. Fuente: elaboración propia.

5.2.3.- Retos y Oportunidades Geopolíticas España

España afronta un reto importante que puede ser clave en su futuro como país tanto económica como políticamente, es una oportunidad geopolítica. Son muchos años en los que el país se sitúa vanguardia de la producción y generación de energía, como buena parte de Europa, siendo un eslabón de la cadena de suministro.

Y es que la Península Ibérica es una de las localizaciones clave donde la producción de hidrógeno puede alcanzar sus mayores puntos de rentabilidad, por las buenas condiciones y el bajo coste que presentan la energía eólica y la solar principalmente, que a su vez se encuentran en constante proceso de expansión y mejora.

Decenas de empresas de todos los tamaños están agrupándose en consorcios para desarrollar hub o valles del hidrógeno renovable. Algo lógico cuando expertos del sector energético apuntan a España como una de las zonas de toda Europa con mayor potencial para producir hidrógeno verde. Tenemos sol y viento, claves para lograrlo. "España cuenta con tres características clave para su desarrollo a gran escala: abundante disponibilidad de terreno de calidad para generación de recurso renovable, una infraestructura eléctrica muy desarrollada que flexibiliza la gestión de energía de los agentes que decidan apostar por esta tecnología, y un tejido industrial con gran especialización en energías renovables que puede ser aprovechado para cubrir gran parte de la cadena de valor del hidrógeno", asegura Carlos Solé, socio responsable de Energía y Recursos Naturales de KPMG en España. (Biurrun, 2022)

Para ello, las instituciones deben de conseguir una serie de factores que serían determinantes:

- Ofrecer una **ventaja competitiva** para convertirse en uno de los exportadores de ese posible nuevo sistema de flujo y suministro de energía. Para ello, será necesaria la inversión en proyectos que, aunque su TIR inicial no sea diferenciador, establezcan una base futura de innovación que convierta a España en uno de los líderes y beneficiados de este nuevo marco geopolítico.
- Apuesta por el **I+D** de Almacenamiento. En esta materia, todo avance y mejora supone acelerar la transición energética y, siendo además un escaparate para el resto de Europa, lo que atraería negocio e inversión. El almacenamiento es unas de las tecnologías

relativas al hidrógeno que más necesitan madurar, pero que mayor cambio pueden suponer. Las energías renovables tienen el gran inconveniente de tener periodos de enorme producción donde lo que se genera es muy superior a lo demandado y periodos en los que ocurre a la inversa, no se produce suficiente energía para satisfacer la demanda. Las baterías de litio son una opción, pero las pilas de combustible de hidrógeno pueden solucionar el problema, relanzando a las energías renovables. Para ello es necesario una gran apuesta económica.

- Eliminar trabas burocráticas. Debe de diseñarse una **regulación** específica y clara para el hidrógeno que invite a la entrada de inversión y no que se abstenga a leyes de energía más genéricas.
- Conseguir adaptar la **red gasista** para el transporte de H₂.
- Atraer **inversión privada**. Si de verdad se trata de una prioridad, se deben de ofrecer subvenciones entre el 30% y 70%, clarificar y agilizar el sistema de ayudas y la regulación pertinente. Se debe de buscar un efecto dominó para acelerar la revolución y no esté únicamente focalizada en determinados sectores.
- **Ahorro de energía**. Tener una incidencia y provocar cambios de comportamiento en la sociedad para frenar el derroche energético y el uso de combustibles fósiles, en favor de la prudencia y de las energías renovables.
- **Mercado de H₂** que cotice. Como ocurre con el mercado TTF con el gas, el hecho de regular y abrir al público la inversión, los precios y la situación del mercado da una seguridad que favorece el crecimiento del sector. Por tanto, aunque el proyecto este aún en fase de madurez, es una opción a tener en cuenta en el desarrollo del vector.
- Proyecto de Generación **Offshore**: Este es uno de los grandes retos que puede agilizar a su vez la implantación del hidrógeno. Es sabido que España es rica en recursos naturales y tiene multitud de accesos marítimos. La energía eólica es la energía renovable por excelencia y más desarrollada, pero cada vez se enfrenta a mayores problemas de contaminación visual además de su impacto ambiental. Es por ello, que la opción de construir estos proyectos en el mar, puede dar un nuevo enfoque y rentabilidad a este proyecto. A pesar de algunas dificultades técnicas y una necesidad de mejoras tecnológicas, estos proyectos ofrecen la opción de producir hidrógeno verde a su vez, ya que cuenta con la ventaja del acceso directo al agua, de forma que este podría almacenar la energía no demandada cuando exista sobre generación.

Y es que las referencias a España como clave en este campo son constantes y albergan un futuro esperanzador.

La secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen, y directivos de empresas del sector gasista como Enagás, Naturgy, Redexis y Nordegas, han coincidido en que España es “el futuro del hidrógeno renovable” en Europa, una reflexión que ha tenido lugar en el marco de la reunión anual de la Asociación Española del Gas (Sedigas), que se celebra este martes. En esa línea, y en referencia al aumento del objetivo de consumo de hidrógeno verde en la Unión Europea de cara a 2030 (que pasa de 5 millones de toneladas a 20 millones) incluido en el plan REPower EU presentado por la Comisión Europea para paliar la dependencia energética de Rusia, Aizpiri ha destacado que España es, “con gran diferencia”, el país del bloque que más puede aportar a esa meta debido a sus recursos, territorio, tecnología y sector empresarial. (Roca, 2022).

De hecho, Iberdrola ya ha abierto una planta de producción de hidrógeno renovable en Puertollano y puede ser la puerta para la llegada de nuevos proyectos. El proyecto cuenta con:

- Inversión de 150 millones de euros.
- Creación de 1000 nuevos puestos de trabajo.
- 100 MW Solar.
- 20 MW Electrolizadores.
- 20 MWh de Almacenamiento.

La ilustración muestra claramente el proceso de obtención de este hidrógeno que, de momento, será destinado a usos industriales. Se trata de una planta fotovoltaica que alimenta a la red de distribución, pero que a su vez es usada para dar la energía que necesita al electrolizador, encargado de separar la molécula de agua y obtener hidrógeno para así producir amoníaco verde, que se usará para la obtención de fertilizantes libres de emisiones.

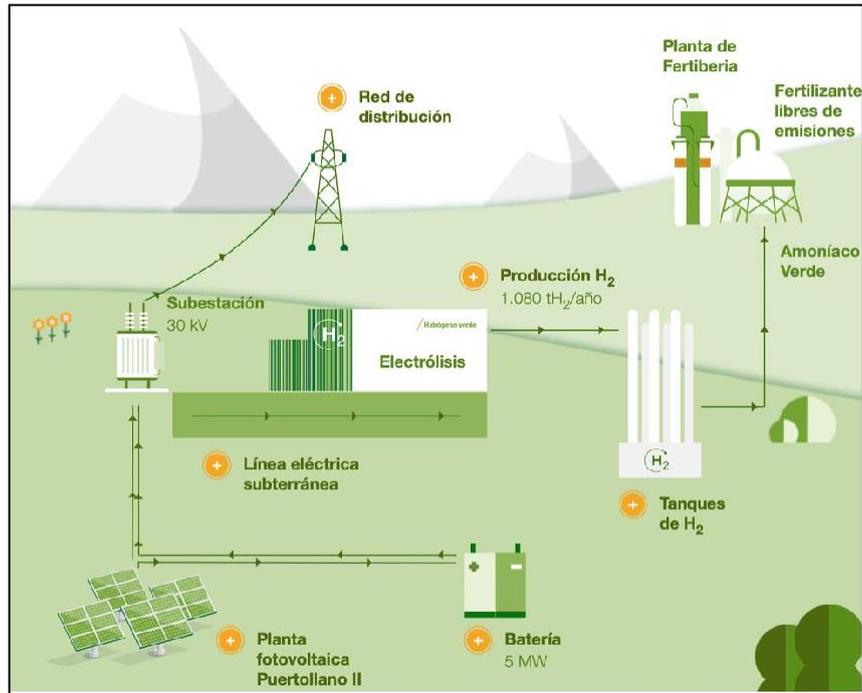


Ilustración 93. Planta de Producción de H₂ verde Iberdrola. Fuente: (IBERDROLA, 2021)

Según la Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂), la implementación de estas tecnologías en España conseguiría evitar la emisión de 15,12 millones de toneladas de CO₂ al año de cara a 2030 y ayudaría a crear 227 000 puestos de trabajo generando un mercado nacional de 1300 millones de euros anuales. Por tanto, no se trata de solo una renovación del sector energético si no que tiene repercusiones en muchos otros ámbitos de la sociedad, laboralmente hablando.

5.3.- RECOMENDACIONES PARA FUTUROS ESTUDIOS

Se recomienda el trabajo y estudio profundo del futuro del hidrógeno verde colaborando de forma paralela con una empresa dependiente e interesada en el presente y el devenir del mercado energético. Las bases de datos confidenciales de las que podría hacerse uso para las posibles previsiones son clave para un correcto desempeño de los objetivos de estos proyectos. Ofrecen fiabilidad y un sustento sobre el que empezar a trabajar.

Se considera adicionalmente, desde una perspectiva personal, que para futuros análisis sobre el devenir real del hidrógeno verde en el mercado energético es necesario esperar al inicio de su consumo generalizado, para poder tener una fuente de datos clara y fija sobre la que empezar a trabajar que aporte precisión. Es la mejor forma de prever su desarrollo, contrastando datos

reales sobre su consumo, demanda, costes y logística, frente al resto de opciones y sustitutivos del mercado. La información del momento presente no deja de ser objetivos y pronósticos, no llevados a la realidad del mercado, donde, en la actualidad, no es un recurso competitivo.

Se sugiere además llevar una continua actualización sobre el presente del hidrógeno verde, que cada día se renueva con nuevos proyectos, regulaciones y avances. Para ello, la sección sobre el hidrógeno de El Periódico de la Energía es de enorme utilidad. <https://elperiodicodelaenergia.com/>.

Capítulo 6.- BIBLIOGRAFÍA

Álvarez, L. (2022).

Acciona. (2022). Obtenido de Energías Renovables: https://www.acciona.com/es/energias-renovables/?_adin=02021864894

Alonso, I., & Suárez-Varela, M. (2021). *Un análisis del impacto económico global del reciente encarecimiento de las materias primas energéticas*. Banco de España.

Andaluz Prieto, J., Monedero López, S., & Nualart Corpas, J. (2021). Hidrógeno: ¿la nueva panacea? Ecologistas en Acción y el Observatori del Deute en la Globalització. Obtenido de Ecologistas en Acción: <https://www.ecologistasenaccion.org/wp-content/uploads/2021/09/informe-hidrogeno-2021-castellano.pdf>

Ares, J., Leardini, F., Ferrer, I., Sánchez, C., & Fernández, J. (2019). EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO: MUCHO HECHO PERO CASI TODO POR HACER. *Encuentros Multidisciplinares*, 62(1), 10. Obtenido de http://www.encuentros-multidisciplinares.org/revista-62/jose-ares_y_otros.pdf

Atxurra, L. (13 de enero de 2022).

Biurrun, P. (15 de febrero de 2022). ¿Será el hidrógeno renovable la panacea que promete? *Expansión*.

BloomberNEF. (2020). *Hydrogen Economy Outlook*.

<https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>

bp. (2021). *Statistical Review of World Energy*. Obtenido de

<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-coal.pdf>

Burgess, J. (23 de agosto de 2021). Los objetivos de hidrógeno del paquete climático de la UE para 2030 requieren una fuerte participación de energías renovables. *S&P GLOBAL*. Obtenido de <https://www.spglobal.com/commodity-insights/es/market-insights/latest-news/electric-power/082321-feature-hydrogen-targets-in-eu-2030-climate-package-will-need-huge-renewable-power>

CincoDías. (3 de octubre de 2021). Ocho preguntas y respuestas sobre la crisis energética. *El País Economía*.

Comisión Europea. (2020). *Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*.

Consejo de la Unión Europea. (2022). *El objetivo de la UE: la neutralidad climática de aquí a 2050*. Obtenido de consilium.europa.eu:

<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/#:~:text=El%20Pacto%20Verde%20Europeo%20es%20un%20paquete%20de%20iniciativas%20pol%C3%ADticas,clim%C3%A1tica%20de%20aqu%C3%AD%20a%202050.>

de Aragón, E. (31 de febrero de 2022). *REPowerEU: acción europea conjunta por una energía más asequible, segura y sostenible*. Obtenido de Energy News: <https://www.energynews.es/comision-europea-esboza-repowerEU/amp/>

ElEconomista. (27 de septiembre de 2021). La crisis energética se expande por el mundo: más inflación y presión para las cadenas de suministro. La crisis energética se expande por el mundo: más inflación y presión para las cadenas de suministro. *El Economista*. Obtenido de <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/11407252/09/21/La-crisis-energetica-se-expande-por-el-mundo-mas-inflacion-y-presion-para-las-cadenas-de-suministro.html>

Enerdata. (2021). *Global Energy Trends*. <https://argaamplus.s3.amazonaws.com/ef67c9a9-122f-4ca3-a3cf-268d8bcd62fb.pdf>

epdata. (9 de diciembre de 2021). *epdata.es*. Obtenido de <https://www.epdata.es/datos/cambio-climatico-datos-graficos/447>

Escribano, G. (s.f.). *Real Instituto ELCANO*. Obtenido de [realinstitutoelcano.org](https://www.realinstitutoelcano.org): <https://www.realinstitutoelcano.org/archive/opinion/las-consecuencias-energeticas-del-conflicto-de-ucrania/>

Expansión. (2022). *datosmacro.expansion.com*. Obtenido de <https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises/china?sc=IPC-IG>

Faes, I. (15 de mayo de 2022). Los grandes problemas de la economía china que acercan la recesión. *El Economista*.

Fundación Naturgy. (2020). *Hidrógeno. Vector Energético de una Economía Descarbonizada*. Madrid.

Gallego, J. (5 de 3 de 2022). La eólica y la solar son claves para acabar con la dependencia europea del gas ruso. *El Confidencial*.

Gobierno de España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (octubre de 2020). HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO: UNA APUESTA POR EL HIDRÓGENO RENOVABLE. Obtenido de [Energia.gob: https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf)

Hook, L., & Hume, N. (8 de marzo de 2022). Will the Ukraine war derail the green energy transition? *Financial Times*. Obtenido de <https://www.ft.com/content/93eb06ec-ba6c-4ad2-8fae-5b66235632b2?shareType=nongift>

IBERDROLA. (2021). *Iberdrola.com*. Obtenido de Iberdrola construye la mayor planta de hidrógeno verde para uso industrial en Europa: <https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-tematicos/puertollano-planta-hidrogeno-verde>

- iea. (18 de noviembre de 2019). *iea.org*. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-demand-for-pure-hydrogen-1975-2018>
- iea. (2021). *Coal 2021. Analysis and forecast to 2024*. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/f1d724d4-a753-4336-9f6e-64679fa23bbf/Coal2021.pdf>
- iea. (2021). *Oil 2021. Analysis and forecast to 2026*. INTERNACIONAL ENERGY AGENCY.
- iea. (2022). *iea.org*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/oil-2021>
- IRENA. (2018). *HYDROGEN FROM RENEWABLE POWER TECHNOLOGY OUTLOOK FOR THE ENERGY TRANSITION*.
- IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation. The Hydrogen Factor*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf
- Jones, D. (2021). *Global Electricity Review*. EMBER.
- Jorrín, J. (30 de marzo de 2022). La crisis energética dispara la inflación hasta el 9,8% en marzo, máximo desde 1985. *El Confidencial*.
- Morales, I. (24 de febrero de 2022). España se pasa al gas natural licuado de los metaneros. *El Confidencial*.
- Natural Earth. (2021). *Natural Earth Data*. Obtenido de <https://www.natureearthdata.com/>
- Patiño, M. Á. (9 de diciembre de 2021). Bruselas pondrá orden en el caos del hidrógeno y declara la guerra al gas natural. *Expansión*. Obtenido de <https://www.expansion.com/empresas/energia/2021/12/09/61b238f5e5fdeab3548b4668.html?emk=MAILSHARE>
- Roca, J. (16 de junio de 2022). El hidrógeno podría ser la gran oportunidad perdida de la transición energética. *El Periódico de la Energía*.

Roca, J. (25 de mayo de 2022). La misión imposible del REPowerEU: el megaplan europeo requiere una inversión de al menos 1 billón de euros. *El Periódico de la Energía*.

Souvant, G. (7 de mayo de 2022). La energía nuclear como opción europea para reducir la dependencia de Rusia. *Heraldo*.

statista. (19 de marzo de 2021). *es.statista.com*. Obtenido de <https://es.statista.com/estadisticas/496557/indice-anual-de-gases-de-efecto-invernadero-en-espana/>

Timmermans, F. (2022).

Zhou, X. (2022).

Capítulo 7.- ANEXO: OBJETIVOS DE DESARROLLO (ODS)

Son muchos los Objetivos de Desarrollo relacionados con este proyecto ya que el uso del hidrógeno tiene como objetivo principal acabar con las emisiones que tanto perjudican al medio ambiente.

La emisión de gases es responsable del 70% del calentamiento, esto da lugar a un efecto invernadero culpable de sucesos como el incremento del nivel del mar, tormentas más intensas, derretimiento de los glaciares, aparición más frecuente de huracanes o aumento de sequías. Como estima (Alonso, 2021), aproximadamente el 95 % de las diferentes tecnologías de producción utilizan combustibles fósiles, lo que da lugar a una emisión de CO₂ anual mundial de 830 millones de toneladas, entre 70 y 100 millones de toneladas sólo en la Unión Europea. España también es uno de los países a la cabeza de las energías renovables y cada vez es mayor el porcentaje de capacidad instalada. Por lo tanto, intentar frenar dicho efecto reduciendo paulatinamente estas emisiones con la introducción del hidrógeno se alinea directamente con objetivos como la **Acción por el Clima**.

A esto hay que sumar que este cambio en las temperaturas afecta a muchos otros campos como la naturaleza de los ecosistemas tanto terrestres como marinos, además de favorecer la propagación de enfermedades y unas olas de calor más fuertes que pueden afectar a la salud e incluso a la vida. El dióxido de carbono también llega a los océanos directamente produciendo una acidificación de estos que afectará a su fauna. Asimismo, los alimentos pueden llegar a encarecerse al cambiar el clima y condicionar esto su desarrollo y producción. Esto se alinea con otros objetivos como **Salud y Bienestar**, así como proteger la **Vida Submarina** y la **Vida de Ecosistemas Terrestres**.

No solo las emisiones son perjudiciales, el uso del petróleo tiene componentes tóxicos a lo que hay que añadir las grandes repercusiones que tienen las negligencias de petroleros en el mar, algo que causa un daño irreparable en el medio ambiente. Tampoco beneficia a la flora el uso de estos recursos, lo cual tiene efectos sobre la fotosíntesis y la producción de oxígeno. Por otro lado, la capa de ozono, que actúa como filtro contra la dañina radiación ultravioleta producida por el sol, se ve cada vez más limitada y dañada por la actividad industrial.

El uso del hidrógeno en búsqueda de esa transición ecológica nos guiaría a una **Energía Asequible y No Contaminante**, que nos llevaría al uso de energías fiables, sostenibles y modernas para todos. Se lograría así una **Producción y Consumo Responsable**, limitando de esta forma el uso de energías no renovables, que haría por evitar el agotamiento de los recursos, la dificultad de abastecimiento y la dependencia energética actual. Es verdad que hay que ser prudentes porque existe un largo camino por correr, son muchos los proyectos, inversiones y mejoras necesarios para que el hidrógeno se convierta en una realidad que signifique un cambio real y palpable en el mundo. Pero, aunque sea más importante centrarse en el proceso que enfocarse en el resultado final, las estimaciones y el objetivo está íntimamente relacionado con la consecución definitiva de **Ciudades y Comunidades sostenibles**.

De hecho, ya hay numerosas previsiones para 2050 que reflejan ya como una realidad este cambio sostenible del curso económico y social. El proyecto recogerá como de realista es ese horizonte, pero es la intención de la Comisión Europea, conseguir un entorno en el que $\frac{1}{4}$ de la energía renovable sirva para la producción de hidrógeno verde.

