

ANÁLISE ECONÓMICA • 75

Fernando Blanco Silva
Xunta de Galicia

Oriol Sarmiento Díez
Cluster das Enerxías Renovables de Galicia

XULLO 2023

**O HIDRÓXENO COMO OPORTUNIDADE ESTRATÉXICA PARA A
ECONOMÍA GALEGA**

EDITOR ÁREA ANÁLISE ECONÓMICA

Manuel Fernández Grela

Dpto. de Fundamentos de Análise Económica

CONSELLO EDITOR

Joam Carmona Badía

Dpto. Historia e Institucións Económicas.

Melchor Fernández Fernández

Dpto. Fundamentos da Análise Económica.

Rubén C. Lois González

Dpto. Xeografía.

Ángel Miramontes Carballada

Dpto. Xeografía.

Maria do Mar Pérez Fra

Dpto. Economía Aplicada.

M^a Ángeles Piñeiro Antelo

Dpto. Xeografía.

Maria Dolores Riveiro García

Dpto. Fundamentos da Análise Económica.

Edita: IDEGA
ISSN: 1138-0713
D.L.G.: C-487-2021

O hidróxeno como oportunidade estratéxica para a economía galega

Fernando Blanco Silva¹
Oriol Sarmiento Díez²

RESUMO

Os esforzos realizados pola Unión Europea na loita contra o Cambio Climático e na redución das emisións de Gases de Efecto Invernadoiro (G.E.I.) ten un punto crítico na falta de dispoñibilidade de enerxía renovable en condicións climatolóxicas adversas, é dicir en ausencia de sol, vento ou auga.

A Unión Europea propón acadar a neutralidade climática en 2050, para o que é precisa a electrificación masiva da sociedade, pero quedan algúns sectores denominados difíciles de abater, como son a mobilidade eléctrica de vehículos pesados (camións e autobuses), aviación, ferroviaria ou transporte marítimo. Ademais existe un consumo de hidróxeno non enerxético para procesos industriais como o metalúrxico, refinerías ou fabricación de fertilizantes que produce millóns de toneladas de G.E.I. e que é necesario abordar.

No presente artigo facemos unha análise das diferentes tecnoloxías de produción de hidróxeno utilizando fontes renovables, en particular analizamos e as oportunidades que poden xurdir na Comunidade Autónoma. Galicia dispón do mellor recurso enerxético de toda a Península Ibérica, que pode ser aproveitado para a implantación de plantas hidroxeradoras; ademais a existencia dunha produción de millóns de toneladas na Comunidade Autónoma pode ter un efecto tractor para a implantación de novas industrias que consuman hidróxeno renovable ou metanol. No artigo se fai especial referencia ao anuncio da naviera danesa Maersk de implantar unha gran factoría de produción de metanol verde que podería crear milleiros de postos de traballo en Galicia na presente década.

Palabras clave: Hidróxeno, almacenamento enerxético, produción eléctrica, Cambio Climático e Maersk

Códigos Jel: Q2 (Recursos renovables), Q5 (economía do medio ambiente) e Q42 (Fontes de enerxía alternativa).

¹ Enxeñeiro industrial e economista. Funcionario na Xunta de Galicia Fernando.blanco.silva@xunta.es

² Enxeñeiro industrial. Xerente do Cluster das Enerxías Renovables de Galicia. oriolsarmiento@cluergal.org

1. O HIDRÓXENO NO CONTEXTO ENERXÉTICO ACTUAL

O consumo de enerxía é unha das claves da economía actual para tódolos países, a Unión Europea ten entre os seus obxectivos estratéxicos o desenvolvemento dunha economía libre de carbono, motivado pola loita contra o Cambio Climático e para evitar dependencia de combustibles fósiles do exterior (gas natural e derivados petrolíferos), así a U.E. avanza cara a unha economía libre de dióxido de carbono e baseada nas tecnoloxías renovables (André et al, 2012; da Silva Almeida, 2022).

O motivo principal de evitar as emisións de CO₂ é que as emisións deste gas (e dos restantes Gases de Efecto Invernadoiro) producen un incremento da inercia térmica da atmosfera, sendo o seu resultado o Quecemento Global. O Cambio Climático é o conxunto de consecuencias que ten estes incremento da temperatura media do Planeta na natureza (animais, plantas e humanos) e que hoxe está producindo a emerxencia climática (Zambrano González, 2020).

Estas políticas de fomento das fontes renovables xorden no mundo a posteriori da sinatura do Protocolo de Kioto (1997), sendo a Unión Europea o referente mundial na redución de Gases de Efecto Invernadoiro (G.E.I.). A Unión Europea de 27 membros tiña en 2020 unha presenza das renovables dun 17.7% no seu consumo de enerxía primaria, nos que España estaba lixeiramente por enriba desta cifra (17.8%), na mesma orde que Italia (20%) ou Alemania (17%) e por enriba de Francia (13%); Portugal era un dos países cunha penetración das renovables máis elevada, xa que está na orde do 30%. Na produción de electricidade Europa ten aproximadamente un 37% de orixe renovable, que en España se dispara ata un 47% (Foro Nuclear, 2022).

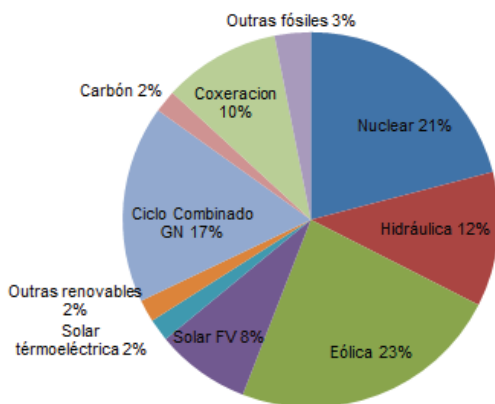
España é un dos países que lidera esta implantación das fontes renovables a nivel europeo, xa que ademais das obrigas de redución das emisións ten unha debilidade moi importante na escaseza de combustibles tradicionais como petróleo, gas ou carbón. As Crises do Petróleo de 1973 e 1979 provocaron consecuencias catastróficas nas economías dependentes como a española; nestas crises a subida dos prezos do petróleo provocaron un importante incremento da inflación e do desemprego na economía española, introducindo ademais a enerxía como un novo custe na produción industrial española non considerado ata o momento; o resultado destas Crises non foron simplemente as subidas dos prezos, senón que España estaba totalmente exposta a novas subidas e non tiña forma de blindarse (Lorca Alcalá, 2015). En España os recursos de petróleo e gas son inexistentes e o carbón é de baixa calidade, polo que

as únicas opcións serían as tecnoloxías renovables ou a tecnoloxía termonuclear (Galdón-Ruiz et al, 2016).

No último ano debemos incorporar un motivo geoestratéxico como a as incertezas nos prezos da enerxía provocadas pola invasión rusa da Ucraína (Rivera Albarracín, 2022).

Os Plans Enerxéticos Nacionais aprobados en España a partir dos anos oitenta apostan de forma clara pola produción de enerxía de orixe renovable, sendo moi significativo o avance conseguido durante estas décadas. Na produción eléctrica a tecnoloxía eólica é a primeira fonte de produción de electricidade (23%), superando a fontes tradicionais como son a nuclear (21%) ou o ciclo combinado de gas natural (17%). Entre outras renovables destacamos tamén a achega da hidráulica (12%), solar fotovoltaica (8%) e solar termoeléctrica (2%), tal e como podemos ver na seguinte figura.

Figura 1: Porcentaxes de produción de enerxía eléctrica en España por tecnoloxía

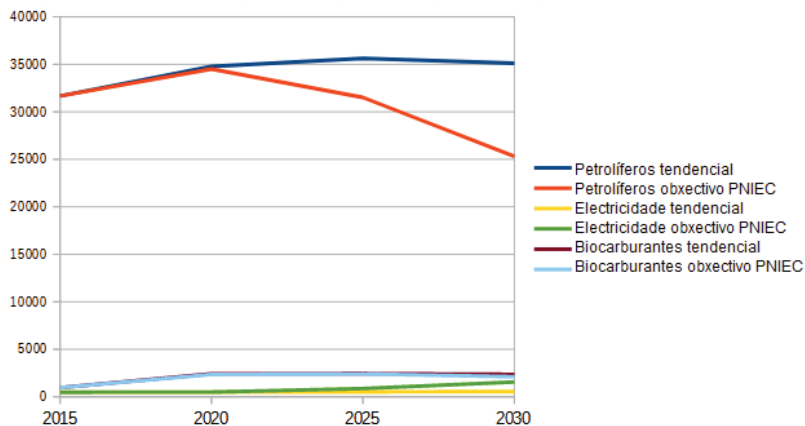


Fonte: Foro Nuclear (2022)

No ámbito eléctrico o avance das tecnoloxías renovables en España foi significativo, non así nos usos térmicos e en transporte. Nos usos térmicos as caldeiras de biomasa, a xeotermia e as instalacións de enerxía solar térmica tiveron un avance importante neste século, pero non son capaces de desprazar ao gasóleo C, gases licuados de petróleo ou ao gas natural como combustibles maioritarios. En transporte os avances son moito máis lentos, porque os derivados petrolíferos (gasóleo e gasolina) seguen a ser a inmensa maioría da enerxía primaria

debido a que os vehículos eléctricos e os biocombustibles teñen unha penetración por debaixo das expectativas creadas.

Figura 2: Previsión de consumo de combustibles en transporte segundo o P.N.I.E.C.



O Plan Nacional Integrado de Enerxía e Clima (P.N.I.E.C.) marca como obxectivo que no ano 2030 un 42% da enerxía consumida en España teña orixe renovable, que no caso da produción eléctrica se elevaría ata un 74% (Ministerio de Transición Ecolóxica e Reto Demográfico, 2020). Máis alá a referencia está o ano 2050, no que a Unión Europea se marca como obxectivo unha economía de emisións netas nulas de Gases de Efecto Invernadoiro (NZE), as ferramentas para acadar esta descarbonización da sociedade serían as tecnoloxías renovables, electrificación masiva, eficiencia enerxética, cambios no comportamento, hidróxeno e combustibles baseados no hidróxeno, bioenerxía e finalmente a captura, uso e almacenamento do carbono (Buñuel González & Sáenz de Miera, 2020). Como complemento ao P.N.I.E.C. o Ministerio de Transición Ecolóxica tamén publicou en 2020 a *Folla de Ruta do Hidróxeno: Unha aposta polo hidróxeno renovable*, no que se describen os obxectivos do Goberno de España nesta liña, que se comentarán máis adiante.

A neutralidade climática en 2050 parece unha opción factible a longo prazo, porque dá a impresión que en 28 anos hai tempo de sobra para mudar a infraestrutura enerxética europea, pero non é tanto o tempo dispoñible. Unha economía descarbonizada implica a electrificación masiva, a supresión de tódolos vehículos de combustión tradicionais (gasolina, gasóleo...), substitución de caldeiras de gasóleo e gas natural por biomasa ou o peche das centrais térmicas convencionais de gas natural e carbón.

Para acadar estes obxectivos as medidas deberán ser tomadas gradualmente sendo preciso iniciar xa as actuacións obrigatorias, por exemplo para a supresión dos vehículos de carburación tradicionais os pasos serían limitar a circulación nas cidades, a fabricación de vehículos que usan carburantes, a fabricación de híbridos, as vendas de vehículos de carburación, as vendas de híbridos e finalmente a venda dos propios carburantes, unha planificación a longo prazo. A U.E. tiña previsto unha primeira fase na limitación da entrada dos vehículos máis contaminantes nos centros históricos, pero a guerra da Ucraína provocou o a dilación deste tipo de medidas, e o atraso en cadea das restantes medidas.

Nun escenario enerxético marcado polas fontes renovables a dispoñibilidade de enerxía é un problema crítico, que impide a substitución masiva das fontes combustibles. As principais tecnoloxías renovables na produción eléctrica (eólica, solar fotovoltaica, termosolar....) son non xestionables, unicamente a enerxía hidroeléctrica ten un pequeno marxe de xestión, pero evidentemente tamén depende do réxime de choivas, e nun período de seca non se pode asegurar a produción de electricidade (Carbajo, 2012). Entre os grupos de enerxía non xestionable debemos incluír tamén á enerxía eléctrica producida con tecnoloxía termonuclear; a súa natureza é xestionable (podería pararse unha central en caso de baixa demanda eléctrica), pero ten unha inercia de funcionamento moi elevada polo que estas centrais teñen un funcionamento continuo durante todo o ano, porque os custes de interrupción son moi elevados.

A descarbonización da sociedade pasa por unha electrificación masiva da mesma, pero esta non poderá proporcionar toda a enerxía precisa, porque é unha tecnoloxía que tamén ten as súas limitacións nos sectores difíciles de abater, que poden ser o xerme de uso do hidróxeno.

Para comprender a importancia do almacenamento eléctrico debemos entender o funcionamento do mercado eléctrico, que podemos ver na seguinte figura. Esta gráfica representa a demanda diaria de enerxía, que vai entre un valor mínimo en torno aos 23.000 MW ata un máximo duns 33.000 MW, que van a ser cubertos con distintas tecnoloxías.

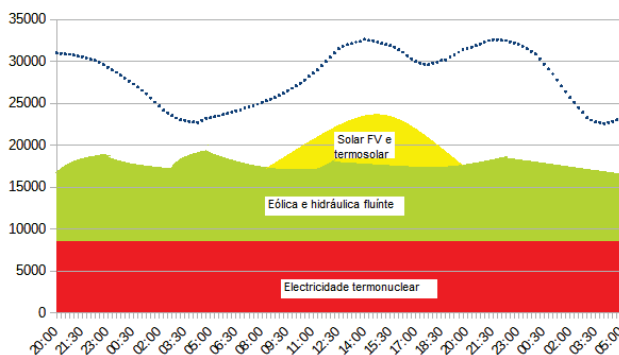
Segundo esta gráfica a tecnoloxía termonuclear ten uns 7.400 MW, que funcionan de forma continua, as centrais nucleares teñen moita inercia e non compensa modificar o seu réxime senón que funcionan de seguido todo o ano, sendo as únicas interrupcións por mantemento das instalacións. A continuación entran as tecnoloxías renovables non xestionables como a enerxía eólica, enerxía hidráulica efluente, a solar fotovoltaica e a termosolar, que funcionan de forma variable.

O resto da demanda se completará mediante sistemas xestionables como os ciclos combinados de gas natural, a enerxía hidroeléctrica de bombeo e da interconexión eléctrica con Francia e Portugal; excepcionalmente o sistema eléctrico pode optar por fontes minoritarias como son o fuel, as centrais de carbón ou incluso a desconexión das liñas non prioritarias nos grandes centros de consumo para garantir a igualdade entre oferta e demanda.

A zona marcada en cor branco sería a enerxía non xestionable, que é a que produce os maiores problemas nos sistemas eléctricos porque debe completarse maioritariamente con fontes fósiles, que emiten G.E.I. Un dos principais problemas no escenario enerxético internacional é garantir a cobertura mediante as fontes xestionables sen producir G.E.I.; así as posibles solucións pasan por axustar as curvas de demanda á oferta de tecnoloxías renovables e mellorar o custe do almacenamento eléctrico, o almacenamento de enerxía é probablemente hoxe o maior desafío tecnolóxico do sector enerxético a nivel internacional.

Neste contexto aparecen as diferentes tecnoloxías para o almacenamento de enerxía. Tradicionalmente o almacenamento utilizaba as tecnoloxías combustibles (derivados petrolíferos, gas natural..), pero nun contexto de contención das emisións de G.E.I. é preciso optar por fontes renovables, para o que é crítico o avance en tecnoloxías de almacenamento. Nesta liña teríamos a biomasa como tecnoloxía de almacenamento térmico, aínda que para usos eléctricos a biomasa é pouco eficiente. No eido do almacenamento de enerxía eléctrica imos distinguir entre as tecnoloxías xa maduras (baterías, volantes de inercia, supercondensadores, centrais hidráulicas de bombeo..) e as tecnoloxías en fase de desenvolvemento, en particular as derivadas da xeración de hidróxeno.

Figura 3: Cobertura da demanda eléctrica nun día medio



Fonte: Red Eléctrica de España (adaptada)

As tecnoloxías maduras se caracterizan porque o recorrido xa é moi limitado; as baterías, volantes de inercia ou supercondensadores son opcións válidas a pequena escala pero inviábeis para facer unha achega significativa ao sistema eléctrico polo custe por cada kWh aportado e a dificultade de proporcionar grandes cantidades de enerxía.

As centrais hidráulicas de bombeo poderían ser unha boa solución para garantir a continuidade na subministración, aínda que os espazos dispoñibles para instalar novas centrais son escasos e espertan un rexeitamento social importante, ademais dos custes elevados e un impacto ambiental considerable; finalmente debemos citar que este tipo de centrais de bombeo ten cabida unicamente en zonas con alta pluviosidade ou nas proximidades de ríos moi caudalosos para conseguir ser realmente efectivas porque é unha tecnoloxía semixestionable que depende do réxime de choivas.

A aposta pola tecnoloxía termonuclear tamén parece descartable a medio prazo. A tecnoloxía de fisión utilizada na actualidade supón a xeración de residuos complexos de difícil xestión, así como un risco de accidentes. Existen outras modalidades en desenvolvemento continuo como son a fusión ou a fisión fría, aparentemente máis ecolóxicas pero trátase de tecnoloxías non maduras que levan décadas de investigación sen asentarse en tecnoloxías comerciais.

2. O HIDRÓXENO COMO VECTOR ENERXÉTICO

2.1. A produción de hidróxeno

No eido das enerxías renovables aparece o hidróxeno como unha tecnoloxía moi interesante, que podería ser unha solución moi válida aos problemas de almacenamento aquí descritos. O hidróxeno concíbese como un vector enerxético de almacenamento, con diferentes tecnoloxías, que permitiría un novo paradigma no eido enerxético para garantir a subministración de enerxía en condicións climatolóxicas adversas, así como a redución das emisións de CO₂, especialmente no transporte e na xeración distribuída de electricidade (Clemente Jul, 2012; López González, 2013).

O hidróxeno é un gas composto por dous átomos (H₂) habitual na natureza, que ao ser combinado con osíxeno produce unha reacción exotérmica, que podería ser aproveitada para o abastecemento de enerxía. Ten como inconveniente que é un gas inestable e que esa reacción de combustión se converte facilmente nunha reacción explosiva. O uso actual do hidróxeno é

para usos industriais, que se produce habitualmente a partir de procedementos químicos moi maduros como os seguintes:

i) Transformación molecular ou reformado do metano (CH₄) : Obtense carbón a partir do metano (por exemplo o contido no gas natural) mediante reaccións químicas como a seguinte: CH₄ + 2H₂O → CO₂ + 4H₂. Existe unha variante denominada “reformado en seco”, máis respectuosa co medio ambiente, na que a auga é substituída por CO₂ e producindo CO e hidróxeno, CH₄+CO₂ → 2CO + 2H₂.³

ii) Descomposición pirolítica do metano (CH₄) a altas temperaturas. O que produciremos será a pirólise catalítica do gas natural dando lugar a outros compostos como a seguinte:

CH₄ → H₂ + C₂H₄+ C₂H₂ con diferentes proporcións dos produtos.

iii) Gasificación do carbón mediante o gas de síntese. Vai combinar átomos de carbono puro (C) con auga en forma de vapor, e dá lugar á produción de osíxeno (O₂) xunto a un gas de síntese mediante a seguinte fórmula: C+ H₂O_(gas) → O₂ + CO + H₂ + CO₂ + CH₄ . En función das condicións nas que se produza imos ter maior cantidade de H₂ ou de CH₄. Esta é unha tecnoloxía pouco usada pola gran cantidade de G.E.I. que está a xerar.

Estas tres tecnoloxías citadas caracterízanse porque se consumen recursos fósiles (metano e carbón), existindo ademais altas emisións de CO₂, polo que non entrarían no grupo de xeración renovable ou limpa.

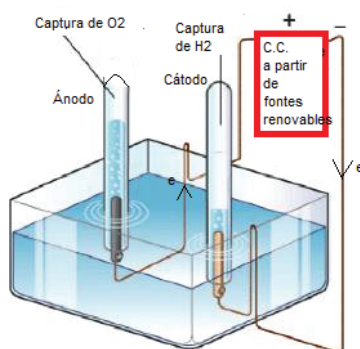
Outras formas de produción de hidróxeno serían:

iv) A partir da descomposición de compostos complexos de orixe renovable como biometano e outros biocombustibles: Partimos dun hidrocarburo complexo (C_mH_nO_p), que contén carbono, hidróxeno e osíxeno en distintas proporcións, e ímolos a combinar con O₂ e auga (H₂O), dando lugar á seguinte reacción química: C_mH_nO_p + O₂+ H₂O → CO + CO₂ + H₂ en función das condicións nas que se produce a reacción química e da composición química do hidrocarburo complexo imos dispoñer de máis cantidade duns reactivos (CO, CO₂, H₂). Este proceso é similar á produción de hidróxeno a partir de metano, pero usando como reactivo un biocombustible. Este tipo de produción de hidróxeno implica a emisión de CO₂ á atmosfera, polo que para que non sexa contaminante é precisa a captura posterior do dióxido de carbono antes de verterse.

³ O reformado “en seco” de gas natural consiste na combinación de metano con dióxido de carbono para dar lugar a un gas de síntese composto basicamente con hidróxeno. Este sería o principio de produción dos chamados eco-combustibles, que poderían substituír aos carburantes tradicionais como o gasóleo ou gasolina sen precisar modificacións nos vehículos existentes.

v) Electrolise da auga: A electrolise é un procedemento químico polo que se separan os compoñentes dun elemento químico ao aplicar electricidade. Neste caso aplícase unha fonte de corrente continua a unha mestura de auga (H₂O) con sales minerais na proporción exacta, como as sales minerais están disoltas a auga é condutora, e aparece a disociación da auga en H₂ e O₂, mediante a fórmula seguinte $\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2$. Este procedemento se realizaría nas electrolizadoras, que converten electricidade en corrente continua e auga en hidróxeno líquido, sendo a tecnoloxía que se está a desenvolver na actualidade.

Figura 4: Esquema da electrolise da auga



Na produción de hidróxeno na electrolise a reacción completa é:



O hidróxeno pode producirse mediante electricidade de calquera tipo, e cando esta ten unha orixe renovable o denominamos “hidróxeno renovable” ou “hidróxeno verde”. Así a principal aposta para a produción de hidróxeno a partir das fontes renovables é mediante a electrolise, porque a descomposición de biocombustibles supón a emisión de CO₂, agás que se capture antes de emitirse á atmosfera.

A produción convencional de hidróxeno a partir do reformado de gas natural recibe o nome de hidróxeno gris en oposición do hidróxeno verde, segundo a Folla de Ruta do Hidróxeno en España o hidróxeno gris supón un 99% da produción de hidróxeno en España.

Outra forma de produción de hidróxeno que podería ser ecolóxica e eficiente no futuro é o “hidróxeno azul”, no que se aplicarían as tecnoloxías propias do hidróxeno gris, pero incorporando técnicas de captura, uso e almacenamento do dióxido de carbono (CCUS), o que

permite a redución das emisións de CO₂ nun 95% durante o proceso de produción (Ministerio de Transición Ecolóxica).

Na seguinte táboa podemos ver un resumo das diferentes formas de produción de hidróxeno segundo a súa orixe.

Táboa 1: Cromatografía do hidróxeno

Cor	Proceso/orixe	Impacto ambiental
Negro/marrón	Gasificación de carbón	Emisións de CO ₂
Gris	Reformado de gas natural ou gasificación de petróleo	Emisións de CO ₂ e CH ₄ fuxitivo
Amarelo	Electrolise ordinaria	Emisión de CO ₂ da electricidade
Azul	Gasificación de carbón, gas natural ou petróleo con captura de CO ₂	CO ₂ non atrapado (na orde do 5%) CH ₄ fuxitivo
Turquesa	Pirólisis de gas natural	CH ₄ fuxitivo
Rosa	Electrolisis con enerxía nuclear	Residuos radiactivos
Verde	Electrolise renovable e gasificación de biomasa ou biogás	

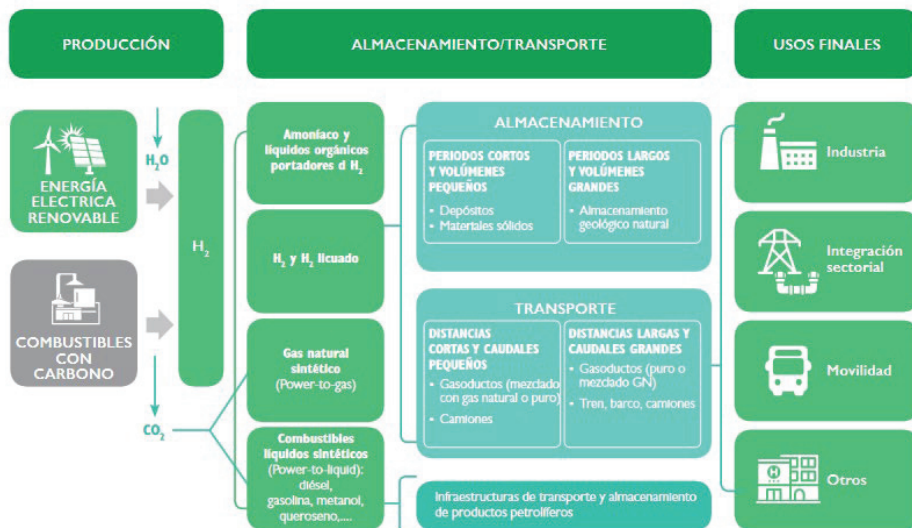
Na produción de hidróxeno aparece a primeira oportunidade para Galicia, porque un dos primeiros requisitos é a facilidade de producir electricidade a un prezo competitivo, mediante un recurso enerxético favorable; na nosa Comunidade Autónoma este recurso ven da man da enerxía eólica, na súa modalidade terrestre ou mariña.

Unha vez producido o hidróxeno (de calquera orixe) a súa principal vantaxe é que non esixe un consumo inmediato polo que o consideramos un vector enerxético. Dende un punto de vista enerxético o idóneo é que este consumo se produza nas proximidades espacio-temporal á produción, pero o hidróxeno permite tanto o almacenamento como o transporte para o consumo a centos de quilómetros e con días de diferenza.

2.2. Tratamentos intermedios: almacenamento e transporte de hidróxeno

Na seguinte imaxe podemos ver a cadea de valor do hidróxeno, que propón a Folla de Ruta do Hidróxeno en España, baseado en tres fases distintas, que serían a produción, o almacenamento e transporte e finalmente os usos finais que pasaremos a comentar.

Figura 5: Cadea de valor do hidróxeno en España



Fonte: Folla de Ruta do Hidróxeno en España

Respecto dos tratamentos intermedios é importante indicar que este actualmente é un punto crítico. O hidróxeno presenta como principal vantaxe que permite o desacople espacio-temporal entre a produción e o consumo, pero ten un custe elevado, polo que na medida do posible se debe acoplar a produción ao consumo (tanto espacial como temporalmente).

O almacenamento presenta un problema importante nos custes enerxéticos. Así podemos almacenar hidróxeno como gas presurizado (ata 700 bar) ou como líquido crioxénico (a temperatura por debaixo de -253°C). En caso de almacenarse en forma de gas o consumo de enerxía pode acadar o 14% do poder calorífico para unha presión a 700 bar mentres que no caso de optar polo almacenamento en forma de líquido crioxénico o consumo de enerxía é da orde do 30% a 35% do poder calorífico⁴, entre 12 kWh/kg e 13,3 kWh/kg.

⁴ As porcentaxes de gasto enerxético para almacenamento ou crioxenación están referidos ao poder calorífico inferior do hidróxeno como combustible, que é da orde duns 40 kWh/kg

Outro consumo enerxético importante se producirá no transporte. Neste ámbito podemos identificar os pequenos desprazamentos en camións e pequenos depósitos en oposición ás necesidades a gran escala, que precisarían grandes depósitos de almacenamento, e se desprazarían mediante trens, barcos e hidrodutos.

Tanto o almacenamento como o transporte en vehículos implican custes enerxéticos moi elevados, sendo a alternativa máis viable o uso de hidrodutos, trátase de grandes infraestruturas fixas que teñen como fin o transporte de grandes cantidades de hidróxeno con analoxías aos gasodutos de gas natural.

2.3. Usos enerxéticos do hidróxeno

Existe un importante interese a nivel internacional en potenciar ao hidróxeno renovable como solución ao problema de almacenamento enerxético. O hidróxeno renovable aparece como solución de abastecemento enerxético a gran escala, de feito é o maior desafío tecnolóxico para conseguir os obxectivos de neutralidade climática en 2050 (Granados Deville-Bellechasse, 2022).

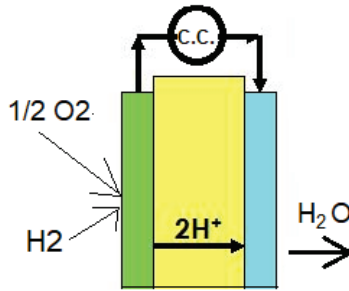
O principal problema que ten o hidróxeno renovable é a viabilidade económica sen axudas en comparación co hidróxeno gris; no ámbito do almacenamento de enerxía segue a ser máis barato utilizar combustibles tradicionais (derivados petrolíferos, gas natural...) ou biomasa polo que o hidróxeno como combustible aínda non se usa como combustible de forma comercial, pese a que se empregan inxentes recursos na investigación do hidróxeno como vector enerxético.

Respecto do consumo do hidróxeno as opcións máis axeitadas son a pila de combustible, o consumo mesturado con outros combustibles (gas natural, combustibles sintéticos....) ou para a produción doutros combustibles como o metanol verde.

As pilas de hidróxeno son a principal tecnoloxía que se está a desenvolver no ámbito do hidróxeno verde. Este tipo de dispositivos ten un funcionamento inverso aos electrolizadores, xa que aporta como materia prima hidróxeno e osíxeno, e o resultado é a produción de electricidade en corrente continua e a emisión de vapor de auga (non contaminante). Existen variantes dos electrolizadores pero de forma xeral se comportan como na figura seguinte, cun proceso inverso á produción de hidróxeno no electrolizador:



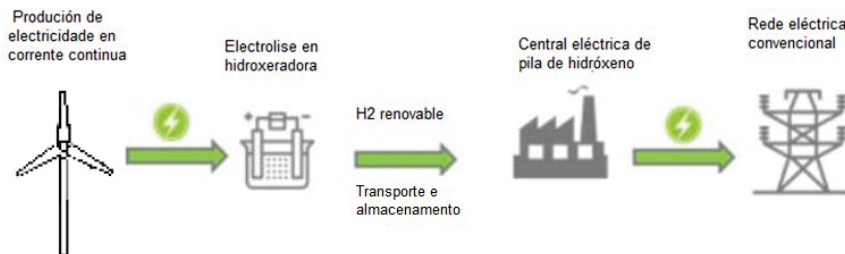
Figura 6: Funcionamento básico dunha pila de combustible



Actualmente a obtención de enerxía a partir da electrolise ten baixa eficiencia enerxética porque precisa dun procedemento completo, que empeza pola produción, almacenamento e transporte (con baixa eficiencia) e finaliza co aproveitamento enerxético; o hidróxeno é a forma de almacenamento e transporte máis eficiente, sendo imprescindible para unha implantación desta tecnoloxía a gran escala.

No ámbito do almacenamento eléctrico o hidróxeno ten a súa principal posibilidade na integración eléctrica. Na xeración eléctrica o hidróxeno se pode utilizar como substituto do gas natural en grandes pilas de hidróxeno que poderían xerar miles de GWh en centrais similares ás de ciclo combinado, o problema é que o prezo do MWh xerado é moi superior ao do producido con gas natural como combustible, e hoxe non é un combustible comercialmente competitivo. Na figura seguinte podemos ver o funcionamento dunha central eléctrica que usaría como tecnoloxía a pila de hidróxeno.

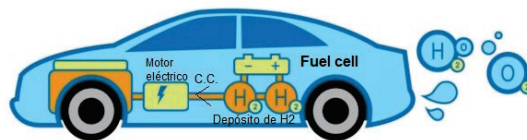
Figura 7. Funcionamento dunha central de xeración eléctrica con Hidróxeno



As pilas de combustible tamén poden utilizarse a pequena escala, como poden ser os vehículos eléctricos de hidróxeno. Estes vehículos como un motor eléctrico ordinario

alimentado por corrente continua da pila e presenta como principais vantaxes respecto ao vehículo eléctrico convencional que os tempos de carga son moito menores, o peso das pilas é menor que o peso das baterías e teñen máis autonomía. Ademais a implantación dunha rede de subministración de hidróxeno para vehículos ordinarios (motocicletas, utilitarios, camións ou autobuses) non precisaría unha gran infraestrutura porque podería utilizarse a rede de estacións de servizo ordinaria (hidroxeneras).

Figura 8: Vehículo de pila de hidróxeno



Vehículo eléctrico de hidróxeno

As pilas de hidróxeno tamén poden utilizarse para a produción de electricidade en zonas illadas, nas que partindo do combustible se produce electricidade en corrente continua e calor en pequenas instalacións de coxeración. Este tipo de centrais teñen a súa aplicación nas zonas de difícil electrificación como é o caso de illas ou territorios fora das liñas eléctricas convencionais.

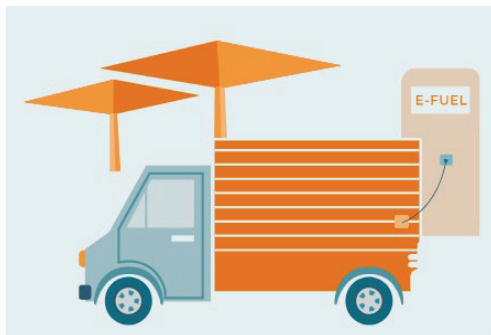
Outra opción do consumo de hidróxeno é como combustible directo. Unha opción inmediata é mesturado con gas natural na rede de gasodutos (blending); no caso de España a porcentaxe máxima ten un límite normativo no 5%, respecto ao resto de gases combustibles (metano, etano...).. Esta mestura pode usarse tanto nas centrais térmicas de gas natural como nos usuarios ordinarios porque a combustión de hidróxeno mesturado con gas natural non supón problema técnicos mentres a concentración de H_2 sexa menor a un 20%.

O hidróxeno como combustible directo non ten unha aplicación clara en automoción de vehículos de carburación, porque precisaría de grandes depósitos ou un almacenamento crioxénico que ten un custe enerxético moi elevado. A única opción técnica sería como blending combinado con outros combustibles como o gas natural utilizado automoción (G.N.L. ou G.N.C.).

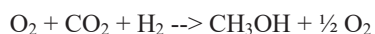
Finalmente debemos citar os combustibles sintéticos, entre os que se inclúen os eco-combustibles. Estes compostos químicos se producen despois da captura de CO_2 invertindo o

proceso químico, partindo do dióxido de carbono e hidróxeno podemos producir un combustible sintético de comportamento similar aos carburantes tradicionais que poden usarse en motores convencionais. Estes combustibles son emisores de CO₂. Todas estas modalidades de mestura de hidróxeno con outros carburantes (ou biocarburantes) reciben o nome de e-fuel.

Figura 9: Esquema de vehículo con e-fuel



Finalmente citamos o metanol verde, de especial importancia para Galicia. O metanol (CH₃OH) é un produto químico da familia dos alcoholes con gran uso na industria, e incluso como combustible para vehículos (trátase dun biocarburente que pode substituír a gasolina sen grandes modificacións nos motores). O metanol pode producirse a partir de biocarburantes, pero tamén como resultado de combinar o hidróxeno con CO₂ capturado en diferentes procesos industriais (como podería ser o hidróxeno azul ou nas centrais térmicas):



Desta forma obteríamos o metanol verde, no que ademais se consegue fixar CO₂ da atmosfera.

2.4. Usos industriais non enerxéticos do hidróxeno verde

Serían os usos actuais do hidróxeno gris, con fins industriais. Aparentemente estes serían os máis sinxelos de adaptar, ben acadando unha rebaixa dos custes de predición do hidróxeno renovable, ou ben penalizando a produción do hidróxeno gris xerado con altas emisións de G.E.I. Os ámbitos máis comúns serían aqueles relacionados coa metalurxia, refino de petróleo, fabricación de fertilizantes ou industria química.

Hoxe estes sectores utilizan gran cantidade de hidróxeno, que maioritariamente se produce a partir do gas natural (hidróxeno gris) en procesos con altas emisións de G.E.I., por exemplo a

fabricación de aceiro supón case un 7% das emisións de CO₂ a nivel mundial. A substitución do hidróxeno gris por hidróxeno verde (ou incluso hidróxeno azul) podería supoñer a redución moi significativa de emisións de CO₂ equivalente.

3. O HIDRÓXENO NA PLANIFICACIÓN ENERXÉTICA ESPAÑOLA

A Unión Europea publicou en 2020 o seu documento *Unha estratexia de hidróxeno para unha Europa climaticamente neutra*, tamén coñecida como a Estratexia Europea do Hidróxeno, o que propón o desenvolvemento desta tecnoloxía como unha das ferramentas para acadar a neutralidade do carbono en 2050, e alcanzar os compromisos adquiridos no Acordo de París de 2015 para o que propón tres fases no seu desenvolvemento (Comisión Europea, 2020):

i) 2020-2024: Instalación de hidroxeneradoras con potencia total de 6 GW en toda a UE, que producirían ao ano un millón de toneladas de hidróxeno renovable. Os seus fins serían desprazar ao hidróxeno gris en usos industriais.

ii) 2025-2030: Instalación de 40 GW de electrolizadores ao final do periodo, cunha produción duns 10 millóns de toneladas/ano en toda a UE. Nesta segunda fase se incorporarían outros usos como a fabricación de aceiro, vehículos de transporte ou o combustible para uso marítimo. Nesta segunda fase se empezaría a utilizar o hidróxeno no sistema eléctrico para os momentos de baixa demanda eléctrica, de forma que daría soporte aos sistemas eléctricos nacionais, alisando as curvas de demanda.

iii) 2030-2050: Implantación masiva do hidróxeno en toda a sociedade europea. Ao final desta fase o hidróxeno acadaría a súa madurez tecnolóxica, igualando os prezos do hidróxeno gris, e se implantaría en tódolos sectores da sociedade, incluso naqueles con maiores dificultades.

A principal característica das plantas de produción de hidróxeno é que se tratarían de grandes factorías, xa que unha das vantaxes sería aproveitar as economías de escala para reducir os prezos dos electrolizadores; coas tecnoloxías actuais non se conciben pequenas plantas, senón que precisarían grandes instalacións como elementos tractores para aproveitar economías de escala; así nunha primeira liña os beneficiarios serían grandes empresas, sendo a cadea de subministración os beneficiarios secundarios. As barreiras de entrada ao sector poderían ser un problema de rexeitamento social, ao concibirse o hidróxeno como unha tecnoloxía unicamente accesible ás grandes empresas, polo que parece recomendable facilitar a participación de pequenos inversores.

Os plans do Goberno de España están recollidos na *Folla de Ruta do Hidróxeno: unha aposta polo hidróxeno renovable*. Este documento marca dous prazos na implantación do hidróxeno en España, un primeiro ata 2024 e un segundo entre 2025 e 2030. Como fito intermedio estímase que en 2024 exista en España unha potencia instalada en hidrolizadores a partir de tecnoloxías renovables para xeración eléctrica entre 300 MW e 600 MW. Ao final da década a Folla de Ruta prevé unha potencia implantada duns 4 GW, que producirían un 25% das necesidades de hidróxeno no ámbito industrial (substituíndo ao hidróxeno gris), entre 100 e 150 puntos de subministración de hidróxeno de acceso ao público (serían equivalentes ás estacións de servizos), entre 150 e 200 autobuses propulsados por hidróxeno, entre 5000 e 7500 vehículos lixeiros e pesados de transporte de mercancías ou dúas liñas comerciais de transporte por tren. Na Folla de Ruta se estima que a final da década se mobilizarán uns 8.9000 millóns de euros na economía do hidróxeno, e un aforro anual da orde de 1.1 millóns de toneladas equivalentes de CO₂ (e uns 4.6 millóns de toneladas acumuladas entre 2020 e 2030).

Estes plans de implantación do hidróxeno na Unión Europea están vinculados aos Fondos de Recuperación, Transformación e Resiliencia (Fondos Next Generation), que supoñen un pulo moi importante para esta tecnoloxía como vector enerxético, xa que evidentemente a día de hoxe non son proxectos economicamente viables sen axudas públicas. Os Fondos distribúense nos diferentes Proxectos Estratéxicos para a Recuperación e Transformación Económica (P.E.R.T.E.), e terceiro P.E.R.T.E. aprobado está ligado ao desenvolvemento das enerxías renovables, ao hidróxeno renovable e ao almacenamento enerxético, cun importe económico de 6.920 millóns de euros, aos que se debe engadir un desembolso do sector privado duns 9.450 millóns adicionais. O P.E.R.T.E. do sector enerxético marca catro obxectivos: Redución da dependencia enerxética do exterior, impulso do potencial industrial de España, creación de emprego de calidade e novos modelos de negocio (Presidencia do Goberno, 2021).

O 24 de decembro de 2021 publicouse no Boletín Oficial do Estado a primeira convocatoria de axudas no PERTE citado, no que se convocan 500 millóns de euros, dos que 150 millóns destínanse a proxectos pioneiros de hidróxeno renovable (Orde TED 1445/2021) e outros 250 millóns ao impulso da cadea de valor do hidróxeno renovable (Orde TED 1444/2021); esta cadea de valor incluíría a fabricación de compoñentes, prototipos de novos vehículos e proxectos de electrolizadores para a produción de hidróxeno renovable. O resto das axudas (100 millóns de euros) están destinadas á investigación e desenvolvemento en almacenamento de enerxía e comunidades enerxéticas.

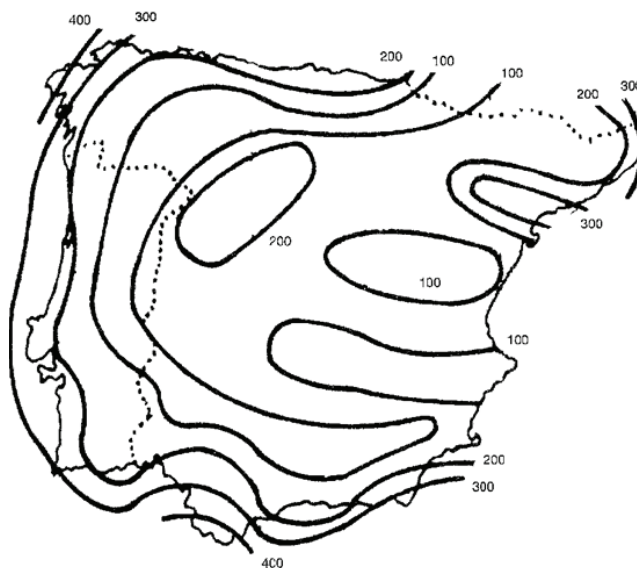
4. O HIDRÓXENO COMO UNHA OPORTUNIDADE PARA GALICIA

4.1. A importancia da eólica Offshore na produción de hidróxeno verde

No proceso de produción de hidróxeno as dúas materias primas son a auga e o recurso enerxético (para producir electricidade en corrente continua). No caso da auga é obvio que Galicia ten dispoñibilidade suficiente, pero a auténtica fortaleza está no recurso eólico, tanto en eólica terrestre como mariña.

No eido da enerxía eólica terrestre Galicia dispón dunha potencia implantada duns 3.800 MW, sendo posible un incremento importante. A Asociación Eólica Galega (EGA) estima nun crecemento recomendable duns 500 MW/ano, que de forma sostida poderían implantarse cun custe ambiental asumible, pero o auténtico potencial está na eólica mariña (offshore). Galicia dispón do maior potencial eólico offshore de Europa, cun potencial de miles de MW que poderían ser utilizados para a produción de electricidade ordinaria aínda que a auténtica oportunidade aparece na produción de electricidade para hidróxeno verde.

Figura 10: Potencial eólico na Península Ibérica medido en W/m²



Fonte: Villarubia, Miguel.

Respecto da implantación deste tipo de parques eólicos é importante aclarar que as competencias son compartidas entre a Comunidade Autónoma e do Estado; os parques de menos de 50 MW situados en terra son de competencia autonómica, mentres que aqueles de potencia superior a 50 MW, os parques eólicos no mar e os que teñen instalacións en dúas ou máis comunidades autónomas son de ámbito estatal.

Para a implantación dos parques eólicos é preciso que se emitan unha autorización previa, autorización de construción e finalmente a autorización de operación. Para a emisión destas autorizacións é preciso superar unha longa tramitación administrativa na que o organismo competente en medioambiente (Consellería de Medio Ambiente ou Ministerio de Transición Ecolóxica) confirma que o impacto ambiental é asumible; polo que no caso de apostar pola produción de hidróxeno verde é imprescindible facilitar a implantación de novos parques eólicos na Comunidade Autónoma, mediante unha cooperación entre o poder estatal e autonómico.

Neste contexto cobra especial importancia artellar unha forma xurídica que garanta que unha parte importante do beneficio permaneza na Comunidade Autónoma, para o que é imprescindible que beneficie a toda a economía galega. A administración autonómica debe liderar esta iniciativa, procurando que tanto a promoción como a execución se realice por empresas galegas. Ademais debería procurar incorporar a maior cantidade de elementos galegos no ciclo, que debe incluír o proceso de deseño dos novos parques eólicos (enxeñería e consultoría), a fabricación de compoñentes (góndolas, palas, torres, jackets...) e finalmente o mantemento das mesmas.

Adicionalmente para instalacións de produción de menor tamaño poderíase usar a enerxía solar fotovoltaica, que ten como principal vantaxe un custe unitario por cada MW instalado menor, e un impacto visual máis reducido. Na súa contra indicar que o minifundismo propio de Galicia non facilita a implantación de macroparques fotovoltaicos, ademais que o recurso solar é sensiblemente menor que noutras comunidades autónomas. En Galicia está prevista a implantación de dúas pequenas plantas produtoras en Vigo (Zona Franca e Porto de Vigo), que usarán esta tecnoloxía de produción eléctrica.

4.2. A conexión de Galicia co resto de Europa mediante o hidroduto

Tal e como indicamos previamente a cadea de valor do hidróxeno ten tres etapas, que abarcan a produción, o almacenamento e transporte e finalmente o consumo.

O hidróxeno como vector enerxético permite o almacenamento de enerxía en grandes cantidades, pero se buscamos unha instalación eficiente é preciso que o consumo se realice na propia planta de xeración ou estea conectas mediante un hidroduto. O hidroduto é a forma máis eficiente de almacenamento e transporte. Os hidrodutos teñen a súa principal vantaxe tecnolóxica en que non esixen a crioxenización e que as presións do hidróxeno son moito máis baixas que o almacenamento tradicional (por debaixo de 100 bar), o custe de almacenamento e transporte é sensiblemente máis reducido que usando camións, trens ou barcos.

Para que Galicia sexa un polo internacional de referencia a nivel estatal (ou incluso europeo) é imprescindible a comunicación co resto da Península. Galicia quedou inicialmente excluído do proxecto H2Med que pretendía interconectar España, Portugal, Francia e Alemaña en 2030, pero agora recibimos como noticia que Enagás construírá o ramal de Zamora a Guitiriz para conectar con este ramal europeo a final da presente década. Unha vez construído este hidroduto ata Guitiriz será preciso a extensión ao resto da Comunidade Autónoma, chegando aos diferentes puntos produción ou consumo.

O transporte de hidróxeno por canalización (hidroduto) é imprescindible para desempeñar un papel fundamental se queremos acadar prezos competitivos, pero antes debemos aclarar cal é o papel que desempeñará a Comunidade Autónoma, se como un consumidor, produtor ou ambos. Non é tan importante poñer unha data temporal, senón aclarar previamente o seu papel.

As posibilidades de Galicia como produtor son claras, pero o seu papel non pode limitarse á produción, porque tamén é preciso que exista un consumo de hidróxeno. O hidróxeno está concibido como un vector de almacenamento enerxético, o máis axeitado é que a produción e o consumo estean próximos tanto en espazo como no tempo, para minimizar o custe enerxético de transporte e almacenamento. Actualmente o hidróxeno se consume en cantidades importantes na refinería de A Coruña, pero sería preciso incrementar o número de consumidores en toda a Comunidade Autónoma. Así ademais de incorporar o hidróxeno como un combustible á rede de gas natural en forma de blending (tanto doméstico como industrial) sería precisa a implantación de novas industriais que consuman hidróxeno en Galicia. Os procesos industriais que consumen hidróxeno son unha excelente oportunidade para implementar unha industria limpa e con baixas emisións de G.E.I., aproximándonos ao 20%

de presenza da industria no Produto Interior Bruto que marcan as estratexias macroeconómicas para dar estabilidade á economía galega.

Figura 11': Previsión hidroduto H2Med na Península Ibérica



Figura 12: Ampliación de hidroduto H2Med a Guitiriz



Nunha previsión temporal debemos considerar que o hidroduto está previsto que entre en funcionamento a finais da presente década, polo que en 2030 é preciso que os novos parques eólicos estean en funcionamento, tanto na terra como no mar.

4.3. Propostas de novos proxectos na comunidade autónoma

Hai dous anos a Consellería de Economía, Empresa e Industria en Galicia estimaba uns 3.800 millóns de euros a cantidade económica que pode mobilizar o hidróxeno nos vindeiros anos en Galicia, nunhas cincuenta iniciativas promovidas por diferentes entidades. Citaremos a continuación as máis significativas, facendo especial referencia ao acordo entre o Goberno de España e a navieira Maersk para implantar unha factoría en Galicia utilizando como enerxía primaria a eólica e para producir metanol.

Os Fondos de Recuperación e Resiliencia (Fondos Next Generation) inclúen a financiación de tres proxectos de produción de hidróxeno, que recibirán un aporte económico da Unión Europea:

- Proxecto liderado por Reganosa e a portuguesa E.D.P. Renovabeis en As Pontes (A Coruña) no que pretenden a xeración de enerxía eólica en tres parques de 20 MW, 30 MW e 50 MW de enerxía eólica en terra ata completar os 100 MW; segundo cálculos da promotora a fase de implantación xeraría uns 186 empregos directos e uns 52 indirectos; na fase de explotación a operación e mantemento producirían 50 empregos directos e uns 55 indirectos (Revista Dínamo Técnica, 2022). Este proxecto esixiría a aprobación previa de tres parques eólicos terrestres a cargo da Xunta, que podería ser un punto crítico se non se fai coa axilidade necesaria.
- Proxecto Julio Verne para a implantación dunha planta de produción (hidroxeradora) en Galicia promovida polo Porto de Vigo, prevista para 2024. Esta planta tería como obxectivo a produción de hidróxeno industrial e para mobilidade terrestre e marítima utilizando como recurso enerxético a enerxía solar fotovoltaica. A planta ten como potencia 1.4 MW e reducirá as emisións duns 2.800 toneladas de CO₂ cada ano. A empresa que o acomete sería Univergy Solar, aínda que participan unha ducia de entidades colaboradoras, como o Centro Tecnolóxico da Automoción de Galicia (CTAG), o Cluster do sector naval en Galicia (Aclunaga) ou a Asociación Nacional de Fabricantes de Conservas de Peixe (ANFACO). O importe do desembolso serán 6 millóns de euros (Economía Press, 2022). Esta instalación

utilizaría como subministración enerxética a enerxía fotovoltaica, polo que a tramitación pode ser máis sinxela que no caso da eólica.

- Planta de produción de hidróxeno a partir de electrolise e captura de CO₂ promovida por Iberdrola e Foresa, que está admitida na convocatoria de Fondos Next Generation. Esta planta tería unha potencia inicial de 20 MW, que poderían ampliarse ata 200 MW, utilizando o recurso eólico. Nunha fase inicial estaría prevista a produción de 10.000 toneladas de hidróxeno cada ano, que podería ampliarse ata os 100.000 toneladas en caso de completar a inversión. O desembolso económico podería chegar ata os 400 millóns de euros, no caso de executarse todo o proxecto (Iberdrola, 2021).

Adicionalmente a estes tres proxectos destacamos Proposta de Zona Franca de Vigo de implantar unha central fotovoltaica para a xeración de hidróxeno verde e subministración eléctrica a vehículos no Porto de Vigo, en fase de licitación por importe de 9,33 M€ (www.cadenadesuministro.com, 2022). Esta iniciativa utilizará a enerxía solar fotovoltaica como recurso enerxético.

Outra iniciativa relevante é a proposta de Navantia Seaenergies e Repsol para a fabricación de hidroxeradores na factoría de Ferrol (A Coruña), aproveitando a infraestrutura existente no asteleiro. Esta iniciativa está ligada á implantación de industrias de alto valor engadido, polo que sería un auténtico logro como implantación dunha nova factoría de produción industrial.

Finalmente citamos a planta de produción de hidróxeno con electrolise e estación de repostaxe no Porto Exterior da Coruña. Esta iniciativa está promovida por Enerfin (filial de Elecnor) dentro da iniciativa A Coruña Green Port. Por parte da promotora se solicitou ao Porto da Coruña a concesión administrativa para a implantación da planta (Grupo Elecnor, 2021). A iniciativa incluíu como proba durante varios días o funcionamento dun autobús propulsado por hidróxeno renovable, dentro da flota de transporte urbano da Coruña (La Voz de Galicia, 2022). A enerxía primaria procedería dunha nova central eólica promovida por Inditex.

Neste mesmo Porto da Coruña hai outras dúas iniciativas propostas polo Grupo Ignis e Fistera Enerxía España. Ignis é unha compañía enerxética que propón a fabricación, almacenamento e venda de hidróxeno e amoníaco verde no Porto Exterior a través da sociedade denominada Armonia Green.

Fistera Energy é unha proposta do fondo de inversión estadounidense Blackstone, con similares características que a de Ignis (planta de produción e almacenamento de hidróxeno e

amoníaco verde). Non existe moita información dispoñible, pero os promotores falan dunha gran inversión que podería acercarse aos mil millóns de euros.

Finalmente citamos a planta de hidróxeno verde promovida por Naturgy, Repsol e Reganosa en Meirama (Cerdeira), que segundo os promotores estaría prevista en 2025. Esta planta contaría cunha inversión duns 70 millóns de euros para a produción unhas 4.500 toneladas de hidróxeno ao ano e dispón a declaración de iniciativa empresarial prioritaria emitida pola Xunta de Galicia en decembro de 2022. A planta utilizaría un electrolizador alcalino de potencia 30 MW; nunha fase posterior a planta podería acadar os 200 MW e unha produción de 30.000 toneladas ao ano. Esta central utilizaría a auga do lago das Encrobas así como a enerxía eléctrica dun novo parque eólico previsto para alimentar de enerxía eléctrica á nova factoría.

4.4. O PROXECTO DA NAVIEIRA MAERSK

A proposta estrela no ámbito do hidróxeno renovable é a naviera danesa Maersk para implantar dúas grandes centrais en Andalucía e Galicia, feita pública en novembro de 2022 pola Presidencia do Goberno, cun desembolso estimado duns 10.000 millóns de € e a creación duns 85.000 postos de traballo nas dúas comunidades autónomas, segundo fontes da propia empresa. Esta proposta ten como obxectivo a produción de metanol verde a partir de hidróxeno; a factoría andaluza utilizaría a enerxía solar como enerxía primaria mentres que en Galicia a enerxía primaria sería a eólica mariña e terrestre, precisando unha potencia de 4.000 MW na Comunidade Autónoma (Presidencia do Goberno, 2022)

Sen afondar nas cifras debemos ter claro que o acordo con Maersk pode supoñer a creación de milleiros de postos de traballo en Galicia de alto valor engadido. A empresa danesa actuaría como empresa tractora, pero evidentemente a cadea de valor que produce será moi interesante.

En xeral estes proxectos de hidrolizadoras se caracterizan por ser liderados por grandes empresas porque precisan o desembolso de millóns de euros, pero existe a posibilidade de subcontratar partes moi importantes, podendo ser beneficiarias as empresas galegas.

5. CONCLUSIONES

No presente documento realizouse unha análise en profundidade das posibilidades que ten a Comunidade Autónoma de implantar unha tecnoloxía que pretende ser estratéxica, para o que é importante establecer unha infraestrutura que complete de forma ordenada a cadea de valor dende a produción ata o consumo, pasando polo transporte e conexión co resto da Península Ibérica como punto crítico.

Na produción é importante acelerar os procesos de implantación de novas centrais eólicas, especialmente offshore. Para ter o hidroduto en funcionamento en 2030 é preciso unha produción de hidróxeno masiva, sendo imprescindible ter en funcionamento novos parques eólicos, polo que é necesario un esforzo por parte das administracións competente (central e autonómica) en facilitar a execución dos novos parques, tanto en terra como no mar, que produzan a electricidade en corrente continua. Ademais sería desexable que a maior parte da cadea de valor permaneza en Galicia, polo que a titularidade dos novos parques eólicos e a fabricación de compoñentes debe pertencer a empresas da Comunidade Autónoma, así como o resto das fases (deseño, execución e mantemento).

Como punto intermedio está o transporte e almacenamento. Hoxe existe un compromiso de Enagás de implantar a liña Zamora – Guitiriz en 2030 que conectaría a Comunidade Autónoma co hidroduto europeo H2Med, sendo función da administración autonómica completar a infraestrutura para interconectar esta liña de evacuación cos puntos de produción que estean en funcionamento (por exemplo a planta de Foresa en Caldas, o Porto de Vigo...) e os de gran consumo (refinería da Coruña).

Outro punto feble é o consumo do hidróxeno producido. Partindo de que Galicia dispón dos recursos suficientes en vento e auga para ser unha produtora de hidróxeno a nivel mundial pode aproveitar este recurso para a implantación de novos centros industriais e non limitarse a ser un fabricante. Aparte da refinería da Coruña e dunha posible fábrica para a empresa danesa Maersk o consumo de hidróxeno en procesos industriais en Galicia é reducido, de forma que sería preciso impulsar a implantación de novas fábricas ou procesos produtivos na Comunidade Autónoma que supoñan un impulso na industrialización da mesma, ben producindo hidróxeno ou na fabricación de metanol verde. Nesta liña destacar a aposta de Navantia para implantar a fábrica de electrolizadores en Ferrol.

Merece unha análise separada a implantación da instalación da empresa Maersk. Esta factoría precisaría unha potencia implantada duns 4.000 MW, que evidentemente terían que ser

mediante enerxía eólica offshore e un desembolso económico de miles de millóns de euros na Comunidade Autónoma. A implantación dunha factoría deste nivel supón unha boa nova para a Comunidade Autónoma, pero tamén é preciso un esforzo por parte da administración autonómica e central para garantir que a finais da década esta empresa estea producindo hidróxeno en Galicia, e que produza beneficio en toda a cadea de valor.

BIBLIOGRAFÍA

Acosta Febles, E. I. (2021). Análisis del uso del hidrógeno como respaldo a la generación renovable. Trabajo Fin de Grao. Universidade da Laguna. Disponible en <https://riull.ull.es/xmlui/handle/915/25468>

André, F. J., De Castro, L. M., & Cerdá, E. (2012). Las energías renovables en el ámbito internacional. Cuadernos económicos de ICE, 83, 11-36. Disponible en https://www.researchgate.net/profile/Francisco-Andre/publication/277269010_Las_energias_renovables_en_el_ambito_internacional/links/5582861308ae12bde6e4c5bf/Las-energias-renovables-en-el-ambito-internacional.pdf

Buñuel González, M. & Sáenz de Miera, G. (2021). Retos y oportunidades de la descarbonización del sector energético en España. *Economistas*, (174), 113-123. Disponible en <https://privado.cemad.es/revistas/online/Revistas/Economistas-Num-174-A4-WEB.pdf/190>

Cadenadesuministro (2022). La Zona Franca de Vigo proyecta una instalación híbrida fotovoltaica y de producción de hidrógeno en el puerto (26 de xullo de 2022). Disponible en <https://www.cadenadesuministro.es/noticias/la-zona-franca-de-vigo-proyecta-una-instalacion-hibrida-fotovoltaica-y-de-produccion-de-hidrogeno-en-el-puerto/>

Carbajo, A. (2012). La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. *Documentos de trabajo (Laboratorio de alternativas)*, (176), 1. Disponible en <https://www.fundacionalternativas.org/laboratorio/documentos/documentos-de-trabajo/la-integracion-de-las-energias-renovables-en-el-sistema-electrico>

Clemente Jul, M.C. (2012). Clemente Jul, M. D. C. (2012). Comparación de tecnologías de almacenamiento energético provenientes de energías renovables. In *Anales de la Real Academia de Doctores de España* (Vol. 16, No. 1, pp. 29-49). Real Academia de Doctores de España. Disponible en <https://oa.upm.es/15743/>

Comisión Europea (2020). Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=ES>

da Silva Almeida, L. (2022). Determinantes del consumo de energía renovable en la Unión Europea: Un análisis entre ue-15 y los 13 nuevos miembros. *Revista de Estudios Empresariales. Segunda época*, (1), 94-116. Disponible en <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8331379>

Dínamo Técnica (2022). La primera planta de hidrógeno en Galicia inicia su tramitación. (8 de maio de 2022). Disponible en

<https://dinamotecnica.es/2022/05/planta-hidrogeno-verde-galicia-reganosa-edp.html>

Economía Digital (2021). Fiebre del hidrógeno en Galicia: más de cincuenta proyectos por 3.800 millones (23 de setembro de 2021). Disponible en <https://www.economiadigital.es/galicia/empresas/fiebre-del-hidrogeno-en-galicia-mas-de-cincuenta-proyectos-por-3-800-millones.html>

Economía Press (2022). Puerto de Vigo tendrá en 2024 un punto de generación y distribución de hidrógeno verde (7 de setembro de 2022). <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-puerto-vigo-tendra-2024-punto-generacion-distribucion-hidrogeno-verde-20220907134511.html>

Foro Nuclear (2022). Anuario Energía 2022. Disponible en <https://www.foronuclear.org/publicaciones-archivo/energia-archivo/energia-2022-version-online/>

Granados Deville-Bellechasse, J. R. (2022). Análisis Técnico-Económico de generación de Hidrógeno Renovable. Trabajo Fin de Master, Universidade Pontificia de Comillas. Disponible en <http://hdl.handle.net/11531/61400>

Galdón-Ruiz, J. A., Marí, B., & Guaita Pradas, I. (2016). La dependencia energética en España por sectores y su impacto económico. *Técnica industrial*, (314), 46-55. Disponible en <https://riunet.upv.es/handle/10251/84250>

Grupo Elecnor (2021). Enerfin construirá una planta de hidrógeno verde en el Puerto Exterior de A Coruña (17 de xuño de 2021). Disponible en <https://www.grupoelecnor.com/noticias/enerfin-construira-una-planta-de-hidrogeno-verde-en-el-puerto-exterior-de-a-coruna>

Iberdrola (2021). Iberdrola y Foresa proyectan inversiones en hidrógeno renovable para la producción de metanol verde en Galicia (9 de xuño 2021). Disponible en <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-foresa-proyectan-inversiones-hidrogeno-renovable-para-produccion-metanol-verde-galicia>

La Voz de Galicia (2022). El autobús de hidrógeno de A Coruña finaliza su prueba con un consumo inferior a los 16 kilogramos al día (26 de agosto 2022). Disponible en <https://www.lavozdegalicia.es/noticia/coruna/coruna/2022/08/26/autobus-hidrogeno-coruna-finaliza-prueba-exito/00031661518305176287940.htm>

López González, E. (2013). *Definición de criterios de diseño de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno producido con energías renovables* (Doctoral dissertation, Universidad de Sevilla).

Lorca Alcalá, J. M. (2015). El impacto de la crisis del petróleo de 1973 en el contexto económico español. Espacio, tiempo y forma. Serie V, Historia contemporánea, 27, 165-180. Disponible en <http://e-spacio.uned.es/fez/view/bibliuned:ETFSerieV-2015-5035>

Ministerio de Transición Ecológica e Reto Demográfico (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Disponible en <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

Ministerio de Transición Ecológica e Reto Demográfico (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. Disponible en https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

Presidencia do Gobierno (2021): Pedro Sánchez presenta el PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento que movilizará 16.370 millones de euros. Disponible en <https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Paginas/2021/151221-sanchezperteerah.aspx>

Presidencia do Gobierno (2022): El presidente del Gobierno acuerda con el CEO de Maersk avanzar en los planes de producción en España de combustibles verdes para el transporte marítimo (3 de noviembre 2022). Disponible en <https://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Paginas/2022/031122-sanchez-ceo-maersk.aspx>

Reganosa (2022). Reganosa testará nuevas tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde en España (2 de abril de 2022). Disponible en <https://www.reganosa.com/es/reganosa-testar%C3%A1-nuevas-tecnolog%C3%ADas-de-producci%C3%B3n-y-almacenamiento-de-hidr%C3%B3geno-verde-en-espa%C3%B1a>

Rivera Albarracín, L. (2022). Necesidad de una transición energética justa con las personas y la naturaleza. Fundación Carolina. Disponible en https://www.fundacioncarolina.es/wp-content/uploads/2022/10/DT_FC_OXFAM4.pdf

Villarrubia, M. (2004). Energía eólica. Ediciones CEAC.

Zambrano-González, K. (2020). La Unión Europea ante la emergencia climática. Anuario Español de Derecho Internacional. Servicio de Publicaciones de la Universidad de Navarra. <https://dadun.unav.edu/handle/10171/61519>

NORMAS PARA OS AUTORES

1. Para que un traballo sexa considerado para a súa publicación como Documento de Traballo debe ser presentado previamente no ciclo de seminarios do IDEGA, de forma presencial ou telemática. Os autores deben poñerse en contacto co IDEGA para valorar e súa idoneidade e fixar a data (mariadolores.tunas@usc.es).
2. Despois da presentación nun seminario, os autores enviarán os seus traballos por correo electrónico á dirección mariadolores.tunas@usc.es, en formato PDF e WORD, e axustándose ás normas de edición que se citan nos seguintes puntos, para que sexan remitidos aos editores.
3. Cada texto deberá ir precedido dunha páxina que conteña o título do traballo e o nome do autor(es), as súas filiacións, dirección, números de teléfono e correo electrónico. Así mesmo, farase constar o autor de contacto no caso de varios autores. Os agradecementos e mencións a axudas financeiras incluíranse nesta páxina, na que tamén se fará mención a que o traballo foi presentado no ciclo de seminarios do IDEGA. En páxina a parte, incluírase un breve resumo na lingua na que estea escrito o traballo e outro en inglés, dun máximo de 200 palabras, así como as palabras clave e a clasificación JEL.
4. A lista de referencias bibliográficas debe incluír soamente publicacións citadas no texto. As referencias irán ó final do artigo baixo o epígrafe Bibliografía, ordenadas alfabeticamente por autores e de acordo coa seguinte orde: Apelido, inicial do Nome, Ano de Publicación entre parénteses e distinguindo a, b, c, en caso de máis dunha obra do mesmo autor no mesmo ano, Título do Artigo (entre aspás) ou Libro (cursiva), Nome da Revista (cursiva) en caso de artigo de revista, Lugar de Publicación en caso de libro, Editorial en caso de libro, Número da Revista e Páxinas.
5. As notas irán numeradas correlativamente incluíndose o seu contido a pé de páxina e a espazo sinxelo.
6. Os cadros, gráficos, etc. irán inseridos no texto e numerados correlativamente incluíndo o seu título e fontes.
7. O IDEGA confirmará por correo electrónico ó autor de contacto a recepción de orixinais.
8. Para calquera consulta ou aclaración sobre a situación dos orixinais os autores poden dirixirse ó correo electrónico do punto 2.
9. No caso de publicar unha versión posterior do traballo nalgunha revista científica, os autores comprométense a citar ben na bibliografía, ben na nota de agradecementos, que unha versión anterior se publicou como documento de traballo do IDEGA.