



# ARMAZENAMENTO DE HIDROGÉNIO EM PORTUGAL

Outubro 2024

## Autores

Sofia G. Simões, Filipa Amorim, Juan C. C. Portillo, Susana Machado, João Carvalho, Ruben Dias, José Sampaio, Ana Picado, Justina Catarino, Carmen M. Rangel, Tiago Lopes, Francisco Gírio, Teresa Ponce de Leão

sofia.simoese@lneg.pt | info@lneg.pt

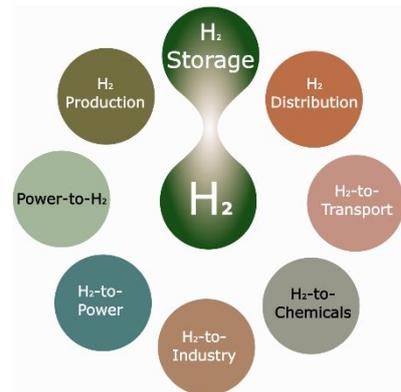
## OBJETIVO

Este *Policy Brief* fornece uma visão geral das tecnologias e desafios associados ao **armazenamento de hidrogénio**, um elo fundamental na cadeia de valor do hidrogénio.

## UM FEITO HISTÓRICO SEM PRECEDENTE EM PORTUGAL

**Portugal atingiu uma quota de eletricidade de cerca de 70% proveniente de fontes de energia renováveis em 2023 (APREN, 2024). Trata-se de um feito histórico sem precedentes.** A quota de eletricidade proveniente da energia eólica foi de 27,3%, seguida da geração hidroelétrica com 24,7%, solar com 12,1% e biomassa com cerca de 6%.

O mix energético português tem sido, sem dúvida, diversificado, mas para atingir o objetivo nacional de nos tornarmos neutros em carbono, é necessário aumentar os esforços de descarbonização da indústria, dos transportes, da agricultura e do setor residencial.



O Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC) 2030 revisto estabelece que cerca de 3 GW de eletrolisadores serão instalados até 2030, o que exigirá uma capacidade de geração de eletricidade de energia renovável na ordem de 8,6 GW de diferentes fontes *onshore* e *offshore*. As tecnologias que mais deverão crescer na próxima década serão as associadas à energia de origem solar e eólica.

O aumento das centrais de energias renováveis de origem solar e eólica implica maiores desafios de integração devido à sua variabilidade no tempo. Portanto, incorporar vetores de energia que possam absorver o excesso de energia e fornecê-la de volta à rede elétrica quando necessário é fundamental para garantir flexibilidade ao sistema e manter as redes a funcionar de forma contínua. Um dos vetores poderá estar associado ao hidrogénio (H<sub>2</sub>); através da produção, armazenamento, distribuição, transformação em outros *commodities* e utilização em diferentes sectores. No entanto, o mercado do hidrogénio é incipiente. Para desenvolvê-lo, é necessário contar com tecnologias emergentes que devem ser testadas e depois ampliadas, contando com o apoio e envolvimento de atores públicos e privados.

## DESAFIOS, OPÇÕES DE ARMAZENAMENTO PARA H2 E USOS DE HIDROGÉNIO



### A baixa densidade de energia volumétrica do H<sub>2</sub> é um dos desafios principais

O principal desafio em relação ao armazenamento de H<sub>2</sub> é encontrar soluções eficientes que permitam alcançar altas densidades de armazenamento em termos de gravimetria e de volumetria, ou seja, sistemas que possam armazenar uma maior massa de hidrogénio no menor volume possível.

Armazenar H<sub>2</sub> é um desafio, dado que este é o elemento mais leve da tabela periódica. Isto significa que, embora o H<sub>2</sub> contenha mais energia por unidade de

massa do que o gás natural ou a gasolina (cerca de três vezes mais do que o gás natural, com 120 MJ/kg para o hidrogénio contra 47-49 MJ/kg para o gás natural – *Low Heating Values*), tem um teor energético por volume inferior, cerca de três vezes menos do que o gás natural para o H<sub>2</sub> a 1 atm de pressão e 0°C (The Engineering ToolBox, 2008).

Por conseguinte, seriam necessários maiores volumes de hidrogénio gasoso para satisfazer necessidades energéticas idênticas às de outros combustíveis. Por outras palavras, **se o hidrogénio substituísse hoje o gás natural, seriam precisas infraestruturas de armazenamento com volumes 3 a 4 vezes superiores.** Assim, **é fundamental a existência de opções de armazenamento económicas para permitir que o H<sub>2</sub> verde seja um vetor de energia viável e amplamente utilizado.**

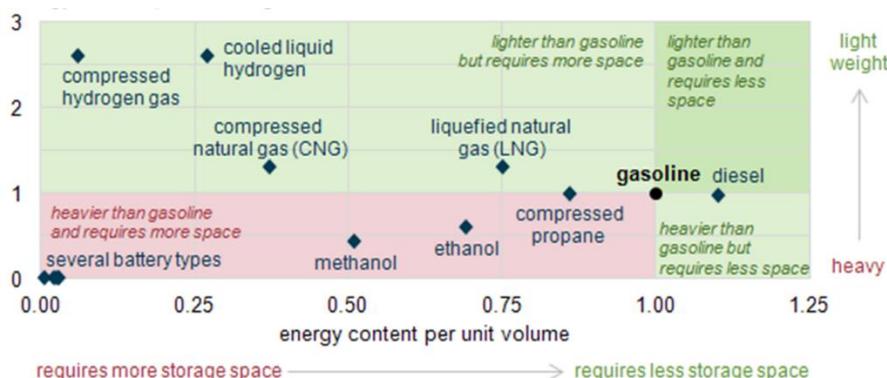


Figura 1. Comparação da densidade energética de vários combustíveis de transporte (indexado à gasolina =1). Fonte: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9991>.

Como o H<sub>2</sub> tem uma baixa densidade volumétrica, em condições ambientais (pressão e temperatura em condições normais), o seu armazenamento, por questões económicas, requer a utilização de processos que conduzam à redução do seu volume, como sejam os que conduzem à sua compressão ou liquefação. Esses processos exigem elevada quantidade de energia, materiais mais resistentes associando-se assim a custos de armazenamento mais elevados.



### Opções de armazenamento de H<sub>2</sub>: tecnologias estabelecidas e em desenvolvimento

Existem atualmente várias **opções de armazenamento de H<sub>2</sub>** (algumas estão comercialmente disponíveis, enquanto outras são apenas protótipos que requerem desenvolvimento adicional). A Figura 2 resume as opções de armazenamento estabelecidas e em desenvolvimento para o H<sub>2</sub> e fornece informações de referência sobre os valores típicos de temperatura, pressão e capacidade de armazenamento. A capacidade de armazenamento, quando se trata de armazenamento “material based”, é geralmente expressa em densidade gravimétrica de hidrogénio [wt.%], ou seja, a percentagem da massa de H<sub>2</sub> em relação à massa do material de armazenamento.

**As opções de armazenamento compreendem o H<sub>2</sub> no estado gasoso, líquido ou em meios sólidos.** No entanto, apenas o armazenamento como gás e/ou líquido foi comprovado em escalas industriais, com diferentes custos e disponibilidade comercial.

**O armazenamento de H<sub>2</sub> pode envolver compressão, liquefação, ou ser alcançado por difusão, reações químicas, reações de estado sólido, processos de absorção, adsorção, entre outros.** A maioria destes processos é representada na Figura 2.

O hidrogénio é geralmente armazenado em tanques cilíndricos ou esféricos. As condições de armazenamento do tanque variam significativamente de acordo

com o estado físico do hidrogénio. Por exemplo, os **reservatórios para hidrogénio na forma gasosa** devem ser mantidos a alta pressão, enquanto os **reservatórios para hidrogénio líquido** devem estar a temperaturas criogénicas próximas de  $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Estes últimos são conhecidos como **tanques criogénicos**.

Os tanques podem ser usados em aplicações de pequena escala, como os tanques em carros e autocarros movidos por  $\text{H}_2$ , ou podem ser grandes, como os tanques criogénicos usados na NASA para fornecer combustível às aeronaves espaciais. Além disso, está também comprovado o armazenamento de misturas de gás e hidrogénio líquido através de **tanques criocomprimidos**. Neste tipo de tanques a temperatura é mais alta do que naqueles com 100% de hidrogénio líquido, reduzindo os custos parciais e o *boil-off* (evaporação de hidrogénio e aumento perigoso da pressão do tanque).

Os tanques são geralmente implantados acima do solo. No entanto, **para grandes volumes de hidrogénio, formações subterrâneas como domos salinos (existentes em Portugal), nos quais podem ser construídas cavernas, constituem meios de armazenamento potencialmente mais convenientes e económicos a grande escala. Os obstáculos atuais ao seu desenvolvimento são a produção insuficiente de hidrogénio e a falta de um mercado estabelecido que justifique a sua construção.** No entanto, espera-se que façam parte da economia do hidrogénio no futuro.

Embora algumas destas tecnologias sejam maduras, são dispendiosas e consomem muita energia. Algumas outras ainda estão a ser desenvolvidas. De um modo geral, ainda há necessidade de investigação e inovação para opções de armazenamento  $\text{H}_2$  mais baratas e eficientes (LNEG, 2019).

### **Power-to- $\text{H}_2$ e $\text{H}_2$ -to-X: a chave para soluções promissoras e desenvolvimento da economia do hidrogénio**

**Power-to- $\text{H}_2$**  é uma das soluções mais promissoras para lidar com o excedente de energia de sistemas de energia renovável e alcançar um *mix* energético compatível com os objetivos de uma sociedade neutra em carbono. **O armazenamento do  $\text{H}_2$  produzido e a sua utilização de diferentes maneiras ( $\text{H}_2$ -to-X), aumentará a flexibilidade da rede de energia elétrica e expandirá a sua gama de usos.** A Figura 3 resume estes conceitos que são considerados críticos para fomentar a economia do hidrogénio.

**O conceito Power-to- $\text{H}_2$  deve centrar-se no hidrogénio verde**, que se baseia na produção de hidrogénio a partir da eletrólise da água utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis. Este pode ser utilizado diretamente ou convertido em diferentes produtos de utilização final (por exemplo, metanol, amoníaco, gás de síntese, etc.), visando a satisfação das necessidades dos utilizadores finais em diferentes setores ( $\text{H}_2$ -to-X).

### **Que estratégias podem ser delineadas?**

**Uma estratégia de armazenamento de energia que defina objetivos claros no âmbito do REPowerEU deve ser acelerada de forma coordenada.**

A transição para as energias renováveis tem de dar resposta ao grande desafio do armazenamento, que consiste em manter o equilíbrio entre a oferta e a procura de energia, promovendo a segurança do aprovisionamento. A atual Estratégia para o Hidrogénio Portuguesa (Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020), lançada em 2020, representa um diploma estratégico que apresenta a ambição nacional em relação ao hidrógeno verde. Atualmente, estão a ser implementados projetos-piloto como o Projeto Gasoduto Verde, em curso no Seixal, para testar a injeção de hidrogénio em diferentes concentrações na rede nacional de gás. A meta é ter entre 10% e 15% de incorporação de hidrogénio até 2030. Teoricamente, a incorporação de 22% de hidrogénio, em



volume, na rede de gás natural poderia manter o gás misturado dentro dos limites regulatórios para a sua potência calorífica (Índice de Wobbe de 57,66 – 48,17 MJ/m<sup>3</sup> ou uma potência calorífica entre 13,51 – 10,05 kWh/m<sup>3</sup>).

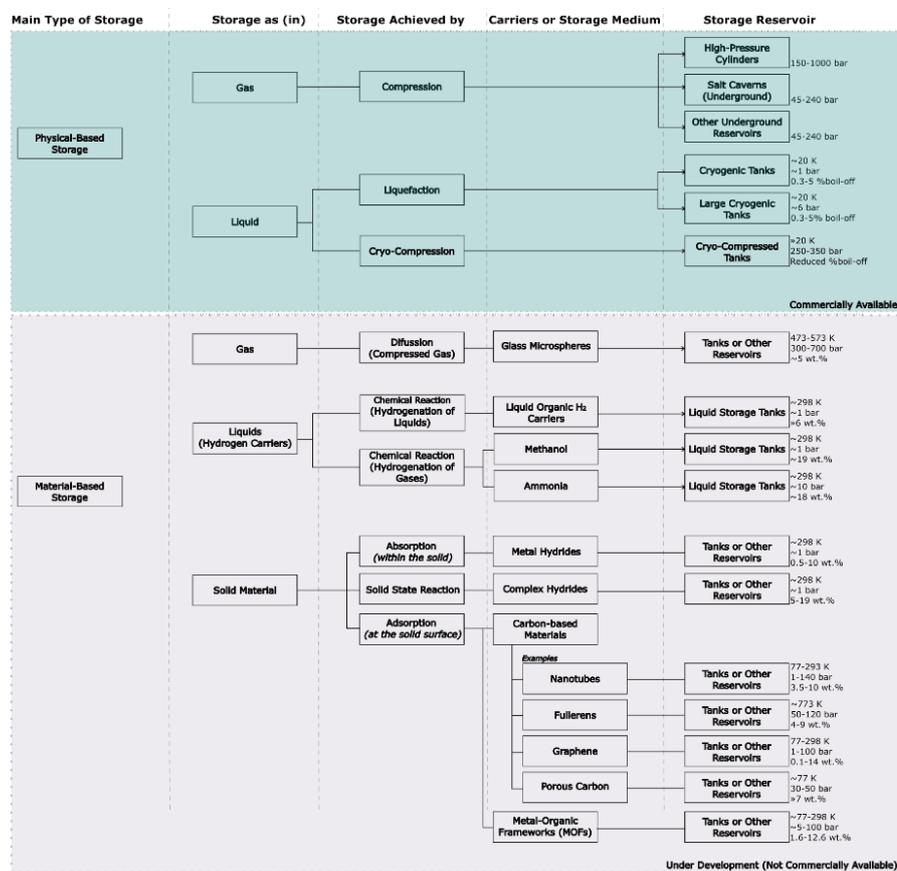


Figura 2. Opções de armazenamento do hidrogénio: métodos de armazenamento estabelecidos e em desenvolvimento.

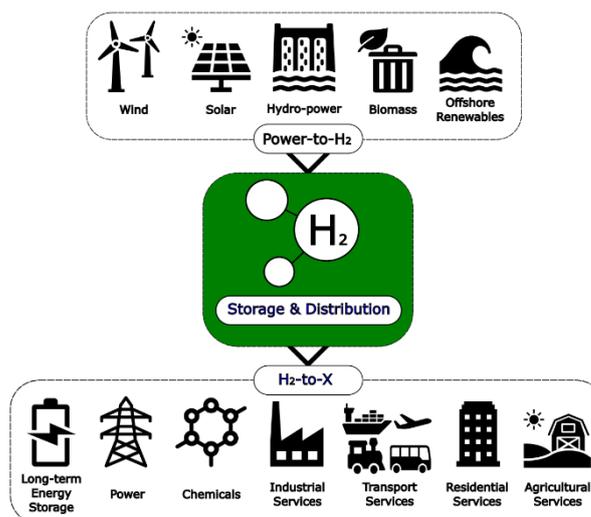


Figura 3. Representação exemplificativa das opções Power-to-H<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>-to-X.

O H<sub>2</sub>-to-X pode ser fundamental para diferentes serviços, como os associados às redes de gás e eletricidade que servem vários setores, mantendo o fornecimento contínuo de energia sem o custo de restrições ou variabilidade no tempo das

fontes de energia renováveis. Por outras palavras, mantém a flexibilidade da rede de eletricidade e contribui à descarbonização dos setores.

O REPowerEU reforça a relevância do hidrogénio para o objetivo de redução da dependência energética europeia, especialmente nos setores mais difíceis de descarbonizar. A meta europeia fixada é de 10 milhões de toneladas de produção interna de hidrogénio renovável na UE; um projeto de infraestruturas transfronteiriças na Península Ibérica poderia tornar-se no primeiro elemento do corredor europeu do hidrogénio, tendo em conta o importante potencial de hidrogénio renovável na região. No entanto, no atual cenário de alterações climáticas, especialmente na parte sul da Península Ibérica, com a crescente escassez de recursos hídricos renováveis no contexto do ciclo hidrológico natural, as escolhas das origens da água necessária para produzir H<sub>2</sub> através da eletrólise, devem ser muito criteriosas.

**ARMAZENAMENTO  
SUBTERRÂNEO DE H<sub>2</sub> COMO  
UMA ALTERNATIVA DE  
ARMAZENAMENTO EM LARGA  
ESCALA PARA EQUILIBRAR  
VARIÇÕES SAZONAIS NA  
PROCURA DE ENERGIA**



### **Formações geológicas e potencial de armazenamento subterrâneo de H<sub>2</sub>**

Campos de petróleo e gás esgotados, aquíferos salinos, minas abandonadas ou mesmo cavernas de sal artificiais são exemplos de locais potenciais de armazenamento geológico (*sensu lato*). As cavernas de sal são espaços totalmente vazios e, portanto, com capacidades de armazenamento elevadas, ao contrário de outros potenciais reservatórios em que, pelo facto de possuírem uma estrutura porosa, o seu volume de armazenamento é muito menor, pois é limitado aos vazios existentes. Assim, as cavernas de sal projetadas e construídas para o efeito serão mais promissoras, pois podem ser operadas a pressões mais altas com menores riscos de fuga de H<sub>2</sub>, evitando a possível contaminação de aquíferos próximos e a mistura do próprio H<sub>2</sub> (com o seu alto custo de produção) com substâncias indesejáveis, nomeadamente águas salobras (no caso de aquíferos salinos). Efetivamente, os riscos associados à multiplicidade de processos hidrogeológicos, geomecânicos, geoquímicos e microbiológicos decorrentes da injeção e armazenamento de H<sub>2</sub> apontam as cavernas construídas em domos salinos como os reservatórios mais previsíveis e preferidos para a preservação de H<sub>2</sub>.

**Portugal tem potencial para armazenar H<sub>2</sub> em cavernas de sal.** Os outros potenciais locais de armazenamento, nomeadamente aquíferos salinos, ainda não foram devidamente avaliados e podem trazer riscos de contaminação do H<sub>2</sub> provenientes de áreas circundantes os quais devem ser evitados, sendo necessários mais estudos.

### **O armazenamento subterrâneo de gás natural, hidrogénio e CO<sub>2</sub> apresenta algumas semelhanças em termos de condições geológicas**

Está disponível um estudo do potencial de armazenamento subterrâneo de CO<sub>2</sub> em Portugal (COMET, 2012; Poulsen *et al.*, 2014). Recentemente, no âmbito do projeto Hystories (União Europeia, 2023) foram avaliados os potenciais locais para armazenar H<sub>2</sub> a nível de Portugal e da Europa. No entanto, ainda não se conhecem muitos pormenores sobre as diferenças técnicas entre o armazenamento subterrâneo de gás natural, hidrogénio e CO<sub>2</sub>, nomeadamente ao nível da engenharia (por exemplo, o H<sub>2</sub> pode fragilizar os tubos de aço, enquanto o gás natural não). É importante considerar estas diferenças devido ao comportamento físico e às propriedades do gás hidrogénio (Lemieux *et al.*, 2019).

### **O gás natural tem sido armazenado em cavernas de sal**

O gás natural tem sido armazenado com sucesso em cavernas de sal na Europa e nos EUA desde a década de 70. Na Europa, existem mais de 300 cavernas de sal usadas para armazenamento de gás (HyUnder Project, 2013), bem como cerca de 141 instalações para UGS-Underground Gas Storage, que incluem campos de

CAVERNAS DE SAL PARA  
ARMAZENAMENTO DE  
HIDROGÉNIO



petróleo e gás esgotados, aquíferos e cavernas de sal. No final de 2019, em todo o mundo, operavam 661 instalações subterrâneas de gás. A maior parte do armazenamento de gás natural (80% em volume) ocorre em reservatórios de petróleo/gás esgotados e não em cavernas de sal. Portugal, não possuindo tais reservatórios, iniciou em 2010 o processo de armazenamento de gás natural em formações salinas onde foram construídas cavernas.

**Potencial de armazenamento de hidrogénio em cavernas de sal na Europa**

O potencial técnico das cavernas de sal para o armazenamento de hidrogénio na Europa foi abordado por Caglayan *et al.* (2020). O potencial global de armazenamento técnico em toda a Europa está estimado em 84,8 PWh<sub>H2</sub>, 27% no *onshore* (Caglayan *et al.*, 2020). A Figura 4 evidencia as fases gerais de identificação, avaliação e conceção de cavernas de sal.

**H<sub>2</sub> tem sido armazenado em cavernas de sal**

O H<sub>2</sub> tem sido armazenado em cavernas de sal no Reino Unido desde a década de 70 (350-450 m de profundidade e com um volume total de 210 000 m<sup>3</sup>) e nos EUA desde 1983, com um local de armazenamento mais recente desde 2007 (800 m de profundidade e cerca de 580 000 m<sup>3</sup> de volume).

**Armazenamento subterrâneo de H<sub>2</sub> em 58 projetos em todo o mundo desde 2013**

A IEA relatou 58 projetos de armazenamento subterrâneo em todo o mundo ([Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database - Data product - IEA](#)), dos quais apenas dois entraram em funcionamento entre 2013-2016, cinco entre 2021-2023, estando, presentemente, previstos ou em curso 51 projetos. Os projetos de cavernas de sal representam a maioria de todos os projetos de armazenamento subterrâneo (64%), seguidos pelos de reservatórios de gás esgotados (28%), por aquíferos (5%) e cavernas em maciços de rochas duras (3%). A grande maioria dos projetos de armazenamento de hidrogénio (49) situa-se na Europa. **Portugal tem um projeto em curso no Carriço. Desde 2010 Portugal armazena gás natural em seis cavernas construídas no seio de formações salinas no Carriço (concelho de Pombal), que no seu conjunto perfazem um volume útil de armazenamento de 3,2 milhões m<sup>3</sup>. Recentemente, foi anunciado um projeto de mais duas cavernas com capacidades entre 350 e 500 mil m<sup>3</sup> para gás, incluindo H<sub>2</sub>.**

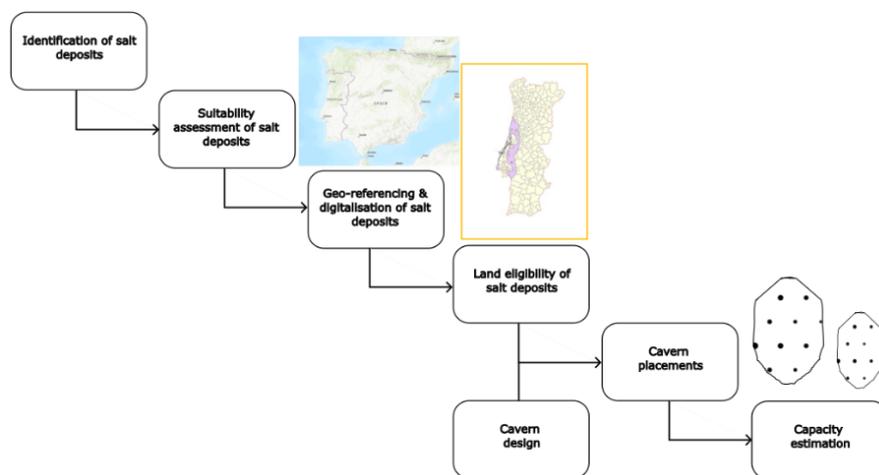


Figura 4. Processo de identificação de formações salinas, avaliação e desenho. Fonte: Adapted from Caglayan *et al.* (2020).

## Sobre o funcionamento das cavernas de sal

A taxa de injeção e recuperação de H<sub>2</sub> em cavernas de sal é menor comparativamente com a do gás natural. Essas taxas para o gás natural podem chegar a cerca de 105 000 kg/h, enquanto para o H<sub>2</sub> podem ser cerca de dez vezes menores (~11 000 kg/h). No entanto, os valores reais dependem da pressão, geometria (design e tamanho) e diâmetro da tubagem da caverna. As pressões mínima e máxima do H<sub>2</sub> armazenado em cavernas de sal são, respetiva e tipicamente, 65-180 bar (<http://hyunder.eu/>). Mas esta gama pode ser mais ampla dependendo de condições específicas. O armazenamento de gás em cavernas de sal também requer gás adicional para manter o nível mínimo de pressão dentro de um intervalo aceitável para evitar o colapso da formação e ajudar na recuperação de hidrogénio.

## O que sabemos sobre os custos?

Os custos específicos de construção de cavernas de sal diminuem significativamente com o tamanho, **com investimentos para cavernas >500 000 m<sup>3</sup> em áreas industriais abandonadas que variam de 40-60\* €/m<sup>3</sup>** (<http://hyunder.eu/>). Dependendo da distância até um local adequado de processamento ou eliminação da salmoura, os custos de uma nova conduta de salmoura podem aumentar significativamente os custos totais de construção da caverna. Da mesma forma, o gás adicional, que representa até um terço do volume de gás hidrogénio, representa outro elemento de custo significativo.

**A eletrólise domina os custos totais** (representando mais de 80% do custo para uma utilização de 50%) de uma instalação de produção integrada e armazenamento subterrâneo de hidrogénio, **sendo que os custos da eletricidade necessária ao processo de produção do hidrogénio representam uma parte importante.**

**Embora uma caverna exija um investimento inicial significativo, a sua construção representa um contributo relativamente pequeno para os custos totais específicos de hidrogénio de <0,5 €/kg of H<sub>2</sub>.** Apesar dos custos específicos mais elevados de uma caverna menor (por exemplo com cerca de 50 000 m<sup>3</sup>) em comparação com uma caverna de maior dimensão, **o impacto do investimento na caverna ainda é relativamente pequeno e pode inicialmente justificar o desenvolvimento de cavernas menores.**

\*Os valores de custo referidos acima são baseados num mercado maduro com uma dimensão de caverna de 500 000 m<sup>3</sup> com uma capacidade de armazenamento líquido de hidrogénio de 4 000 toneladas. Por exemplo, assumindo custos de investimento de 60 €/m<sup>3</sup>, os custos totais de capital de uma caverna com as características acima referidas são de cerca de 30 milhões de € (excluindo o gás adicional).



## CAVERNAS DE SAL PARA ARMAZENAMENTO DE HIDROGÉNIO EM PORTUGAL

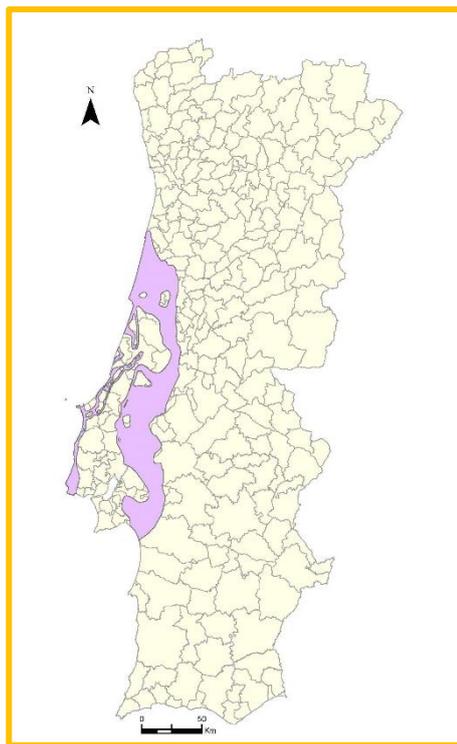


## Potencial de armazenamento de H<sub>2</sub> em cavernas de sal portuguesas

O atual potencial estimado de armazenamento de H<sub>2</sub> em cavernas de sal em Portugal é de 3 000-4 000 TWh H<sub>2</sub>, dos quais cerca de 400 TWh H<sub>2</sub> serão em cavernas no *onshore*, e o restante no *offshore*. Para estimativas mais apuradas das capacidades deste tipo de armazenamento em Portugal, **são necessários levantamentos e estudos geofísicos de maior resolução que permitam otimizar a definição dos volumes e das geometrias das formações salinas, especialmente no *offshore* e na Bacia do Algarve.**

## Potencial de armazenamento de H<sub>2</sub> na Bacia Lusitana Portuguesa

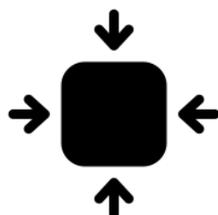
A área potencial para armazenamento subterrâneo de hidrogénio foi mapeada pelo LNEG utilizando "mapas estruturais de profundidade" processados a partir de dados sísmicos da prospeção da *Mohave Oil and Gas Corporation* (fornecidos pela DGEG) para obter informação sobre a profundidade do sal. O LNEG focou-se na Formação da Dagorda, que é composta por sal e outras litologias. As profundidades desejáveis para o armazenamento de hidrogénio devem situar-se entre 500-1 500 m.



O mapa resultante é reproduzido na Figura 5 e representa uma estimativa aproximada baseada na limitada informação disponível. Conforme acima mencionado, uma avaliação mais detalhada e adequada dos locais de armazenamento subterrânea implica novos trabalhos de refinamento das áreas potenciais até agora identificadas, nomeadamente no *offshore* e na Bacia do Algarve. Para esse efeito, são necessários mais levantamentos geofísicos com a resolução adequada e dados de sondagens mecânicas alargados a outras regiões de Portugal.

Figura 5. Distribuição no onshore de Portugal das formações salinas para potencial armazenamento subterrâneo de hidrogénio (a lilás).

**COMO REDUZIR O VOLUME DE HIDROGÉNIO E ACONDICIONÁ-LO PARA O TRANSPORTE?**



Quatro formas de reduzir o volume de hidrogénio mostraram um elevado potencial [Ekcl *et al.*, 2022]:

1. O hidrogénio pode ser comprimido (CGH<sub>2</sub>) a várias centenas de bares.
2. O hidrogénio pode ser arrefecido abaixo do ponto de ebulição até ao seu estado líquido, também referido como LH<sub>2</sub>. A grande vantagem do LH<sub>2</sub> é o baixo volume de apenas 1/800 em comparação com o CGH<sub>2</sub> (Kim *et al.*, 2021). As desvantagens são os custos de energia relativamente elevados e as perdas contínuas durante o transporte e o armazenamento. As perdas de *boil-off* ocorrem devido à transferência de calor para o interior dos tanques que promove a evaporação do hidrogénio. Estas perdas não podem ser totalmente evitadas a temperaturas tão baixas, isto é, a -253°C.
3. Transportadores de hidrogénio orgânico líquido (LOHC). Compostos orgânicos insaturados como o Toluol (C<sub>6</sub>H<sub>5</sub>CH<sub>3</sub>) são "carregados" e "descarregados" com hidrogénio através de uma reação química reversível - hidrogenação e desidrogenação (Niermann *et al.*, 2019). Como resultado, o hidrogénio pode ser armazenado e transportado em estado líquido em condições *standard*.
4. Outros compostos líquidos, como a amónia, podem servir como um transportador de hidrogénio. O processo Haber-Bosch é utilizado para obter hidrogénio a partir do amoníaco, que pode ser "craqueado" no ponto de entrega para fornecer hidrogénio. Tal como o LOHC, o amoníaco pode ser armazenado como líquido à temperatura ambiente e sob baixa pressão com uma elevada capacidade de armazenamento de hidrogénio (Cha *et al.*, 2021).

**9 CURIOSIDADES SOBRE O HIDROGÉNIO**

1. **Queima de hidrogénio.** A chama não é detetável através dos olhos humanos.
2. **Densidade de armazenamento.** O H<sub>2</sub> líquido tem uma densidade de armazenamento maior do que o hidrogénio gasoso, a gasolina e o diesel, mas requer temperaturas muitíssimo baixas (criogénicas).
3. **Perdas por Boil-off.** O armazenamento de H<sub>2</sub> líquido sofre perdas por ebulição, onde parte do hidrogénio evapora ao longo do tempo.

4. **Tempo de reabastecimento.** Os tempos de abastecimento de H<sub>2</sub> são comparáveis aos dos combustíveis convencionais; por exemplo, os veículos normalmente levam de 3 a 5 minutos a abastecer.
5. **Fragilização por hidrogénio.** Os metais utilizados no armazenamento de H<sub>2</sub> podem sofrer fragilização, o que enfraquece o material ao longo do tempo.
6. **Mistura de hidrogénio.** O H<sub>2</sub> pode ser misturado com gás natural e armazenado na infraestrutura de gás existente (até um certo limite).
7. **Permeação de Hidrogénio.** As moléculas de H<sub>2</sub> podem permear através de certos materiais, exigindo ligas e revestimentos especiais.
8. **Armazenamento sazonal.** O H<sub>2</sub> pode ser utilizado para armazenamento sazonal de energia, equilibrando a oferta e a procura durante longos períodos.
9. **Armazenamento em estado sólido.** Métodos de armazenamento em estado sólido, como estruturas metalorgânicas (MOFs), estão em desenvolvimento e têm alta capacidade de armazenamento de H<sub>2</sub>.

**REGIME JURÍDICO PORTUGUÊS**


O quadro jurídico relacionado com o H<sub>2</sub> evoluiu ao longo da última década. A Tabela 1 resume alguns dos principais documentos da legislação associados ao seu armazenamento.

Além dos documentos apresentados na Tabela 1, existem outros diplomas (diretivas, decretos-leis, regulamentos e portarias) relacionados e que podem ser aplicados ao armazenamento de hidrogénio. Um exemplo é a Diretiva SEVESO (Diretiva 2012/18/UE relativa à prevenção de acidentes graves que envolvem substâncias perigosas). Esta diretiva foi transposta para a ordem jurídica portuguesa pelo Decreto-Lei n.º 150/2015, de 5 de agosto, que estabelece o regime de prevenção e controlo de acidentes graves que envolvam substâncias perigosas e de limitação das suas consequências para a saúde humana e o ambiente aplicado ao tratamento e armazenamento de substâncias perigosas no seu Anexo I Substâncias Perigosas / Parte 2 "Substâncias perigosas designadas".

**O hidrogénio (número CAS 1333-74-0) é considerado uma substância perigosa quando são armazenadas pelo menos 5 toneladas de H<sub>2</sub>, aplicando-se vários procedimentos de minimização dos riscos. Se forem armazenadas mais de 50 toneladas de H<sub>2</sub>, aplicam-se procedimentos mais rigorosos.**

Estes limiares deverão ser revistos de modo a abordar explicitamente a produção em larga escala de H<sub>2</sub> como vetor energético e as medidas de prevenção a aplicar deverão ser clarificadas com as autoridades responsáveis pela prevenção de acidentes graves que envolvam substâncias perigosas.

O Despacho n.º 1112/2022, associado ao Decreto-Lei n.º 62/2020, refere-se apenas ao Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais, estabelecendo o regime jurídico do armazenamento subterrâneo de hidrogénio. Um âmbito mais alargado no que respeita às formações geológicas encontra-se no Decreto-Lei n.º 60/2012 - Diário da República n.º 53/2012, Série I de 2012-03-14, que transpõe a Diretiva 2009/31/CE e estabelece o regime jurídico da atividade de armazenamento geológico de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

**Tabela 1. Principais instrumentos legais associados ao armazenamento de H<sub>2</sub> relevantes em Portugal**

Nome	Breve descrição	Ano	Acesso
<b>Estratégia do Hidrogénio para uma Europa com Impacto Neutro no Clima COM/2020/301 final</b>	Estabelece o enquadramento estratégico para a criação de uma economia do hidrogénio na Europa baseada numa abordagem de toda a cadeia de valor.	2020	<a href="#">Link</a>
<b>Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2) - Resolução do Conselho de Ministros N.º 63/2020</b>	O documento estratégico apresenta a ambição nacional em relação ao hidrógeno verde, as necessidades de investimento atuais e futuras, a necessidade e tipologia de apoios, os desafios que se colocam à adoção do hidrogénio	2020	<a href="#">Link</a>

	e a adequação das metas para a sua incorporação nos vários setores.		
<b>Plano Nacional de Energia e Clima 2030 - Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020</b>	Estabelece as metas e enquadramentos estratégicos para a Energia e Clima até 2030 para Portugal. Primeira revisão efetuada em 2023 e segunda revisão em 2024.	2020	<a href="#">Link</a>
<b>Decreto-Lei N.º 62/2020</b>	Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o seu regime jurídico e transpõe a Diretiva 2019/692. Deu origem aos Despachos n.º 806-C/2022, n.º 806-B/2022 e n.º 1113/2022. O decreto estabelece o regime jurídico aplicável à receção, armazenamento e regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL), ao armazenamento subterrâneo de gás, ao transporte e distribuição de gás e às ligações à incorporação de hidrogénio no setor.	2020	<a href="#">Link</a>
<b>Despacho N.º 1112/2022</b>	Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás em Formações Salinas Naturais.	2022	<a href="#">Link</a>
<b>Decreto-Lei N.º 30-A/2022</b>	Aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis, incluindo o armazenamento de hidrogénio.	2022	<a href="#">Link</a>
<b>Decreto-Lei N.º 11/2023 e Declaração de Retificação N.º 7-A/2023</b>	Relativos à reforma e simplificação do licenciamento ambiental, incluindo o armazenamento de hidrogénio.	2023	<a href="#">Link</a>
<b>Decreto-Lei N.º 131/2019</b>	Aprova o Regulamento de Instalação e Funcionamento de Recipientes sob Pressão Simples (RSPS) e de Equipamentos sob Pressão (ESP). Este decreto visa acelerar os procedimentos de licenciamento e a redução de custos.	2019	<a href="#">Link</a>

#### KEY-PLAYERS NA EUROPA

#### Alguns intervenientes europeus relevantes principalmente no armazenamento subterrâneo

[GOESTOCK](#); [REN Armazenamento](#); [ISQ](#); [HyStock \(Gasunie\)](#); [ENGIE](#); [LINDE](#); [SOCON](#); [UNIPER SE](#); [STORENGY \(ENGIE\)](#); [CORRE.ENERGY](#); [STORAG ETZEL](#); [DEEP.KBB](#).

#### Pode encontrar relevantes intervenientes portugueses na economia H<sub>2</sub> como membros destas organizações:

[HyLab - Hydrogen Collaborative Laboratory](#) e [AP2H2 Associates](#).

#### MAIS INFORMAÇÃO

APREN, 2024. [APREN Anuário 2023](#).

The Engineering ToolBox (2008). Fossil vs. Alternative Fuels - Energy Content. [online] Available at: [https://www.engineeringtoolbox.com/fossil-fuels-energy-content-d\\_1298.html](https://www.engineeringtoolbox.com/fossil-fuels-energy-content-d_1298.html).

LNEG. Roteiro para a Investigação, Desenvolvimento e Inovação para o Hidrogénio como Vetor Energético. Projecto "Avaliação do Potencial e Impacto do Hidrogénio como Vector Energético – Potencial Tecnológico Nacional", cofinanciado pelo POSEUR – Programa Operacional para a Sustentabilidade e Eficiência no Uso de Recursos (ref. POSEUR-01-1001-FC-000005). LNEG, Dezembro 2019, ISBN 978-989-675-061-9. 41 pp.

COMET Project, 2012. [COMET Overview \(lneg.pt\)](#).

N Poulsen, S Holloway, F Neele, N A Smith, K Kirk. CO<sub>2</sub>StoP Final Report, Assessment of CO<sub>2</sub> storage potential in Europe, European, 2014, Commission Contract No EN-ER/C1/154-2011-SI2.611598, Geological Survey of Denmark and Greenland 2014/56. [https://energy.ec.europa.eu/publications/assessment-co2-storage-potential-europe-co2stop\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/assessment-co2-storage-potential-europe-co2stop_en).

União Europeia, Hystories - Synthesis on major project outcome and proposed implementation plan, HYSTORIES Project, 2023. <https://hystories.eu/>.

A Lemieux, K Sharp, A Shkarupin. Preliminary assessment of underground hydrogen storage sites in Ontario, Canada, International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 15193-15204. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.113>.

HyUnder Project, FC-JU, Overview of underground storage technologies, 2013. [http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1\\_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf](http://hyunder.eu/wp-content/uploads/2016/01/D3.1_Overview-of-all-known-underground-storage-technologies.pdf).

DG Caglayan, N Weber, HU Heinrichs, J Linßen, M Robinius, PA Kukla, D Stolten. Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2020, 45(11): 6793-6805, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>.

F Eckl, L Eltrop, A Moita, RC Neto. Techno-economic evaluation of two hydrogen supply options to southern Germany: On-site production and import from Portugal, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(60), pp. 25214-25228. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.266>.

A Kim, H Lee, B Brigljević, Y Yoo, S Kim, H Lim. Thorough economic and carbon footprint analysis of overall hydrogen supply for different hydrogen carriers from overseas production to inland distribution. *J Clean Prod*, 2021, 315, 128326. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128326>.

M Niermann, A Beckendorff, M Kaltschmitt, K Bonhoff. Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(13), pp. 6631-6654. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.199>.

J Cha, Y Park, B Brigljević, B Lee, D Lim, T Lee, H Jeong, Y Kim, H Sohn, H Mikulčić, KM Lee, DH Nam, KB Lee, H Lim, CW Yoon, YS Jo. An efficient process for sustainable and scalable hydrogen production from green ammonia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 152, 111562. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111562>.

JF Carneiro, CR Matos, S van Gesse. Opportunities for large-scale energy storage in geological formations in mainland Portugal. *Renew Sustain Energy Rev* 2019, 99, pp. 201-211. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.036>.

P Fernandes, B Rodrigues, M Borges, V Matos, G Clayton. Organic maturation of the Algarve Basin (southern Portugal) and its bearing on thermal history and hydrocarbon exploration. *Mar Pet Geol*, 2013, 46, pp. 210-233. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.06.015>.

FC Lopes, AJ Pereira, VM Mantas. Mapping of salt structures and related fault lineaments based on remote-sensing and gravimetric data: the case of the Monte Real salt wall (onshore west-central Portugal). *Am Assoc Petrol Geol Bull* 2012, 96, pp. 615-634. <https://doi.org/10.1306/08101111033>.

A Gillhaus. Underground salt deposits of Portugal and Spain - geological potential to meet future demand for natural gas storage? *Solut Min Res Institute*, 2008, p. 20.

Underground Sun Storage 2030 Project. Underground H<sub>2</sub> storage in Austria (circa 8 billion m<sup>3</sup> or to 92,000 GWh in Pilsbach) – in this project they also experimented with storing in “pore reservoirs” as additive to natural gas / synthetic methane. <https://www.underground-sun-storage.at/en/project/project-description.html>.

SG Simões, J Catarino, F Amorim, A Picado, T Lopes, S di Berardino, F Gírio, CM Rangel, T Ponce de Leão. Water availability and water usage solutions for electrolysis in hydrogen production, *Journal of Cleaner Production*, 2021, 315, 128124. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128124>.

REN details on natural gas underground storage in Portugal (6 natural gas storage caverns in a salt dome formation in Carriço (Pombal) + 1 surface gas station, storage capacity circa 335 Mm<sup>3</sup>, nominal injection capacity of 110 000 m<sup>3</sup>(n)/h & nominal withdrawal capacity 300 000 m<sup>3</sup>(n)/h. <https://www.ign.ren.pt/armazenamento-subterraneo3>.

Overview of natural gas underground storage globally <https://www.cedigaz.org/underground-gas-storage-in-the-world-2020-status/>.

Título: ARMAZENAMENTO DE HIDROGÉNIO EM PORTUGAL

Autores: Sofia G. Simões, Filipa Amorim, Juan C. C. Portillo, Susana Machado, João Carvalho, Ruben Dias, José Sampaio, Ana Picado, Justina Catarino, Carmen M. Rangel, Tiago Lopes, Francisco Gírio, Teresa Ponce de Leão

Edição: Juan C. C. Portillo e Justina Catarino

URL: <http://hdl.handle.net/10400.9/4372>

© 2024 LNEG. Todos os direitos reservados.

Citar como:

Simões, S. G., Amorim, F., Portillo, J. C. C., Machado, S., Carvalho, J., Dias, R., Sampaio, J., Picado, A., Catarino, J., Rangel, C. M., Lopes, T., Gírio, F., Ponce de Leão, T. (2024). *Armazenamento de Hidrogénio em Portugal* (Policy Brief Outubro 2024). Laboratório Nacional de Energia e Geologia. URL: <http://hdl.handle.net/10400.9/4372>.

