



ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA
PARA A PROMOÇÃO DO HIDROGÉNIO

magazine

Nº 26 JULHO | AGOSTO 2026 REVISTA BIMESTRAL 4€

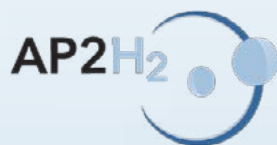
: ENTREVISTA
: JOÃO FILIPE JESUS,
: HEAD OF CORPORATE
: FINANCE DA DOUROGÁS



: PRF
: EXPERIÊNCIA
: NA MISTURA
: DE H2V COM
: GÁS NATURAL

GASES :
RENOVÁVEIS :
RELEVÂNCIA :
NA ECONOMIA :
E NA SOBERANIA :
NACIONAL :

MERCADO DE GÁS NATURAL
MODELO DE CÁLCULO DO
ÍNDICE MIBGAS IBHYX



ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA
PARA A PROMOÇÃO DO HIDROGÉNIO

Fundada a 27 de novembro de 2002, a **AP2H2** é uma instituição sem fins lucrativos e tem como missão a promoção do Hidrogénio e da sustentabilidade energética e ambiental.

Objetivos:

- Promover a introdução do hidrogénio como vetor energético
- Apoiar o desenvolvimento das tecnologias associadas
- Incentivar a utilização do hidrogénio em aplicações comerciais e industriais em Portugal



TORNE-SE SÓCIO E BENEFICIE
DE VANTAGENS INTERESSANTES
RECEBA A REVISTA GRATUITAMENTE

FORMAÇÃO 2026

Informações: www.ap2h2.pt
em Plano de Formação 2026



Visite-nos: 
www.ap2h2.pt

Mais informações: 
info@ap2h2.pt

Contacte-nos: 
+351 262 101 207 +351 937 447 045

Contacte-nos: 
Edifício Expoeste - Av. Infante D. Henrique n° 2, 2500 - 108 Caldas da Rainha





10

NACIONAL

IH - MIE Estudo de Descarbonização Hidrogénio em Portugal: caminho otimizado até 2035+



26

CASO PRÁTICO

Infraestrutura distribuída de biometano: experiência da Biokona



28

INTERNACIONAL

China: 15.º Plano Quinquenal (2026/2030) - H2Verde no centro do modelo de desenvolvimento

JULHO AGOSTO 2026 N.º 26

Editorial

4 Mercado do hidrogénio em Portugal: iremos finalmente passar das promessas aos factos?

Nacional

6 Gases Renováveis: Infraestrutura crítica da economia e da soberania nacional

8 Biometano: A transição que não pode esperar pelo amanhã

10 IH - MIE Estudo de Descarbonização Hidrogénio em Portugal: caminho otimizado até 2035+

Tecnologia

12 Da teoria à operação: experiências da PRF na mistura de hidrogénio verde com gás natural

Entrevista

16 João Filipe Jesus, Head of Corporate Finance da Dourogás

Opinião

18 Porque a nova central da LIPOR é um passo decisivo para o futuro?

Atualidade

20 Mercado de gás natural: Modelo de cálculo do Índice MIBGAS IBHYX

Caso Prático

26 Infraestrutura distribuída de biometano: Experiência da Biokona

Internacional

28 China: 15.º Plano Quinquenal (2026–2030) - H2Verde no centro do modelo de desenvolvimento

Mobilidade

30 Governo avança na regulação de postos de abastecimento de hidrogénio

31 Hyundai apresenta novidades para a Europa na Cimeira Mundial do Hidrogénio 2026

32 Novo Hyundai NEXO redefine padrões em tecnologia a hidrogénio

Notícias

34 Atualidade no setor

**Diretora**

Judite Rodrigues

Diretor Adjunto

Miguel Boavida

Conselho Editorial

Alexandra Pinto, Carmen Rangel,
José Campos Rodrigues, Paulo Brito

Redação

David Espanca, Sofia Borges

Banco de Imagens

Getty Images

Estatuto Editorial disponível em www.bleed.pt

Editor de Fotografia

Sérgio Saavedra

Projeto Gráfico

Sara Henriques

Direção Comercial

Mário Raposo

Contacto para publicidade

mario.raposo@bleed.pt

Tel.: 21 795 7045

**Edição e Publicidade**

www.bleed.pt

Parceria AP2H2

www.ap2h2.pt

Propriedade

Bleed, Sociedade Editorial e Organização de Eventos, Unipessoal, Lda.
NIPC 506768988

Sede do Editor, Administração e Redação

Bleed - Sociedade Editorial
Av. das Forças Armadas n.º 4 - 8.º B

1600-082 Lisboa

Tel.: 21 795 7045 info@bleed.pt

Administrador

Miguel Alberto Cardoso
da Cruz Boavida

Composição do Capital Social

100% Miguel Alberto Cardoso
da Cruz Boavida

Impressão

Jorge Fernandes
Rua Quinta Conde de
Mascarenhas, n.º 9
2820-640 Charneca da Caparica

Tiragem: 8.250 exemplares

N.º de Registo ERC: 127660

Depósito Legal: 492825/21

MENSAGEM DA DIREÇÃO

Mercado do hidrogénio em Portugal: iremos finalmente passar das promessas aos factos?



Nuno Gonçalves+

Durante os últimos cinco anos, o hidrogénio renovável assumiu um papel destacado na política energética portuguesa. Estratégias, planos nacionais, metas europeias, financiamento do PRR, um leilão, agendas mobilizadoras e novas competências atribuídas à ERSE e à REN criaram a expectativa de que Portugal se posicionasse entre os líderes deste novo mercado. Mas, chegados a meados de 2026, impõe-se a pergunta: quanto deste mercado existe efetivamente para além dos anúncios?

É inegável que houve progressos. Foram lançados apoios à produção de hidrogénio renovável, realizou-se o primeiro leilão de gases renováveis, iniciaram-se projetos industriais e criou-se um enquadramento institucional para o setor. Contudo, continuam por definir elementos essenciais para que o mercado funcione de forma previsível.

Desde logo, o diploma que transpõe parcialmente a Diretiva RED III e fixa as metas nacionais de incorporação de renováveis. Concluído o standstill no sistema TRIS da UE, qual será o calendário do Governo? Disponibilizará um quadro jurídico estável para os investidores ou continuaremos a assistir a sucessivos adiamentos?

A infraestrutura nacional de hidrogénio permanece envolta em incerteza. Em junho de 2025, a REN Gás foi designada, a título transitório, responsável pelo planeamento, desenvolvimento e gestão da futura rede dedicada de hidrogénio. Um ano depois, qual é o estado dos trabalhos? Existe um plano de desenvolvimento conhecido pelo mercado? Foram identificados os corredores prioritários, os polos industriais a servir e a articulação com o H2Med? Ou os promotores continuam sem saber quando e onde existirá capacidade para transportar o hidrogénio que pretendem produzir?

No plano regulatório, começam finalmente a surgir sinais concretos. A ERSE colocou em consulta pública (Consulta Pública n.º 143) alterações regulamentares relativas à partilha de encargos de ligação às redes, aos modelos logísticos dos gases renováveis e à revisão dos principais regulamentos do setor do gás - passo importante para preparar a integração

do hidrogénio no Sistema Nacional de Gás. Mas, aprovados os regulamentos, serão suficientes para responder às questões de acesso às redes, repartição de custos, tarifas e procedimentos de operação?

Outra incógnita prende-se com o Novo Quadro de Ação Nacional para a criação de uma infraestrutura para combustíveis alternativos, previsto no Regulamento AFIR. A consulta pública terminou no final do ano passado, mas o documento continua por publicar. Quando conheceremos a estratégia nacional para o abastecimento de hidrogénio nos transportes? Como se articulará essa infraestrutura com a futura rede dedicada? Existirá visão integrada ou continuará cada iniciativa a evoluir isoladamente?

No financiamento persistem interrogações. A recente revisão (Portaria n.º 281-A/2026/1, de 29 de junho) do Sistema de Incentivos à Produção de Hidrogénio Renovável e de Outros Gases Renováveis (componente C14 do PRR) manteve dotação máxima de 15 milhões de euros por projeto. Será suficiente para impulsionar projetos de maior escala e cumprir as metas de incorporação até 2030? A avaliar pela execução dos avisos anteriores, dificilmente.

Depois da revogação do primeiro aviso do Fundo de Modernização, quando será lançada nova convocatória? Responderá às expectativas do setor? E haverá novos leilões de hidrogénio, como previa a EN-H2? Num mercado em que muitos investimentos dependem de apoio público, a previsibilidade dos mecanismos de financiamento é quase tão importante quanto o montante disponível.

O paradoxo é evidente. Foram criados diversos instrumentos de política pública e de mercado para a promoção do hidrogénio renovável, mas continuam sem resposta as perguntas fundamentais de qualquer investidor: quais são as regras, onde estará a infraestrutura, quando ficará disponível e quais serão os mecanismos de apoio?

Talvez seja precisamente esta a fase decisiva do mercado português do hidrogénio. A estratégia está definida, as instituições identificadas e o financiamento europeu existe. Falta transformar planeamento em execução, regulamentos em segurança jurídica e projetos em instalações industriais. Porque o verdadeiro sucesso da política pública não se medirá pelo número de estratégias aprovadas, mas pelas moléculas de hidrogénio renovável efetivamente produzidas, transportadas e consumidas em Portugal. ●



Diretor Geral Portugal da DH2 Energy



DRHYVE

Portable hydrogen refuelling station



Plug-and-play, fully automated solution that comprises hydrogen storage, compression, control and dispensing in a 40 ft container.

Purchase and **rental** options

Move with us towards a **greener** future.



www.prf.pt

GASES RENOVÁVEIS

Infraestrutura crítica da economia e da soberania nacional

A transição energética entrou numa fase decisiva. A questão já não é se descarbonizamos, mas como o fazemos de forma eficiente, sustentável e economicamente viável.



Miguel Faria⁺

Durante anos, o discurso público centrou-se na eletrificação como solução universal. A realidade mostrou que não existem atalhos tecnológicos e que o caminho para a neutralidade carbónica exige uma abordagem integrada, tecnologicamente neutra. Há setores - como a indústria pesada, o transporte marítimo e aéreo e parte das cadeias logísticas - onde a eletrificação total continua a ser técnica ou economicamente inviável. Ignorar esta realidade significa aceitar os elevados custos associados ao reforço massivo da rede elétrica e à substituição acelerada de equipamentos na indústria e nos consumidores. Uma estratégia dual, que combine eletricidade e gases renováveis permite reduzir esse esforço e aumentar a eficiência da transição.

Aprender com quem já avançou

Portugal está entre os últimos países europeus a adotar os gases renováveis em escala. Mas este atraso permite-nos aproveitar soluções já testadas noutros mercados.

França é uma referência na valorização de resíduos agrícolas e pecuários, com mais de 760 unidades de biometano em operação. Itália demonstrou o potencial dos resíduos urbanos, registando um crescimento superior a 300% em apenas três

anos. E a Dinamarca, o caso mais avançado da Europa, já produz cerca de metade do gás que consome a partir de biometano e pretende atingir 100% de gás verde na rede até 2030 - prova de que a descarbonização total do gás é um objetivo executável a curto prazo, quando há consistência regulatória e compromisso político sustentado. Portugal não parte, por isso, de uma posição de atraso irreversível. Parte da possibilidade de escolher modelos comprovadamente eficazes e evitar erros já identificados.

Solução dual, segurança energética e soberania

Eletricidade e gases renováveis não são vetores concorrentes, mas complementares. Juntos, garantem maior segurança energética e flexibilidade do sistema, especialmente em períodos de pressão sobre a rede elétrica.

O biometano oferece uma solução imediata, suportada por tecnologia madura e infraestruturas existentes. O hidrogénio verde e, mais tarde, os gases sintéticos complementarão esta base à medida que os mercados evoluírem.

O impacto desta estratégia vai além da energia. Está em causa uma tripla soberania. Soberania energética - cada metro cúbico de biometano ou de hidrogénio produzido em território nacional é um metro cúbico de gás fóssil que não importamos de mercados voláteis e geopoliticamente instáveis. Soberania alimentar, porque o digerido resultante da produção de biometano substitui fertilizantes sintéticos importados, reduzindo a dependência externa da agricultura nacional. E soberania tecnológica, porque dominar a cadeia de valor

dos gases renováveis - produção, purificação, injeção em rede, valorização do digerido - significa não depender de tecnologia, equipamento ou conhecimento técnico de terceiros para executar a nossa própria transição energética.

Biometano: a via mais económica para descarbonizar

Ao investimento público junta-se uma dinâmica privada cada vez mais robusta. Estão identificados cerca de 50 projetos de biometano com potencial para entrar em operação até 2030, representando um investimento entre 1,3 e 1,5 mil milhões de euros e uma produção estimada de 2,7 TWh, suficiente para cobrir 9,1% do consumo nacional de gás natural previsto para essa data. Este alinhamento entre investimento público e privado demonstra que o setor ultrapassou a fase experimental e entrou numa fase de desenvolvimento efetivo.

O que já está contratualizado

Na Floene, esta realidade já está em marcha. Temos contratualizados 18 projetos de biometano e quatro de hidrogénio verde para ligação à rede. Só os projetos de biometano representam 1,3 TWh de produção, suficientes para abastecer cerca de 500 mil famílias portuguesas. Em paralelo, permitirão fertilizar com biofertilizante nacional vários milhares de hectares de área agrícola (dependendo do tipo de solo e da composição do digerido), substituindo produtos importados e fechando, em território nacional, o ciclo entre gestão de resíduos, energia e solo.

Três impactos, um único investimento

O valor desta estratégia dual reflete-se em três dimensões que se reforçam mutuamente.

Económica, ao reaproveitar as redes de gás existentes, evitamos o custo incremental da eletrificação extensiva - com tudo o que implicaria em reforço de rede elétrica e substituição acelerada de equipamentos industriais e domésticos. É, comprovadamente, um caminho de descarbonização mais económico.

Ambiental, porque o que hoje é um passivo - resíduos agrícolas, pecuários e urbanos - torna-se um ativo duplo: energia renovável e biofertilizante. Reduzimos simultaneamente a importação de fertilizantes sintéticos e a dependência de gás natural fóssil, com impacto direto na pegada carbónica do país.

Social, porque a produção de biometano se localiza, sobretudo, em territórios rurais e no interior, gerando emprego qualificado, receita adicional para agricultores e produtores pecuários e maior coesão territorial.

As autarquias como parceiros indispensáveis

Nenhum destes benefícios será plenamente alcançado sem o envolvimento das autarquias. Muito mais do que entidades licenciadoras, as Câmaras Municipais desempenham um papel essencial na aceitação social dos projetos e na promoção da literacia energética. É ao nível local que se decide a integração das infraestruturas no território e se constrói a confiança necessária para transformar projetos de biometano ou hidrogénio em oportunidades de desenvolvimento. Num país com recursos endógenos relevantes e redes de gás preparadas para integrar gases renováveis, a literacia energética local tornou-se um fator crítico que separa a ambição da execução.

Gases sintéticos: a peça que falta para a mobilidade pesada

Um terceiro vetor começa agora a ganhar importância

estratégica: os gases sintéticos. A combinação de hidrogénio verde com CO2 capturado - incluindo CO2 biogénico proveniente da produção de biometano - permite produzir metano sintético e outros combustíveis sintéticos quimicamente equivalentes aos seus equivalentes fósseis, mas de origem 100% renovável.

O valor estratégico desta via está precisamente nos setores onde a eletrificação direta continua a ser inviável: mobilidade aérea, marítima e rodoviária pesada. Combustíveis sintéticos como o e-metano ou o e-querosene permitem descarbonizar frotas e infraestruturas existentes sem exigir a substituição de motores, navios ou aeronaves - aproveitando, mais uma vez, ativos já construídos em vez de exigir investimento disruptivo. É também uma forma de fechar o ciclo do carbono: o CO2 que seria libertado na purificação do biometano deixa de ser um subproduto a gerir e passa a ser matéria-prima para um novo combustível renovável.

Esta será a próxima fase da evolução dos gases renováveis, - depois do biometano, que já está em escala, e do hidrogénio verde, que está em aceleração -, beneficiando diretamente das infraestruturas e competências que estão hoje a ser desenvolvidas.

O desafio é executar

Capital disponível, por si só, não basta. São necessários enquadramento regulatório estável, mecanismos de apoio eficazes, previsibilidade da procura e processos de licenciamento mais simples.

A história da transição energética europeia será definida nesta década, e os gases renováveis terão um papel estrutural nessa definição. Em Portugal, com as autarquias como parceiros ativos e não apenas como licenciadoras, temos as condições para que essa história seja escrita também a partir do território. ●



BIOMETANO

A transição que não pode esperar pelo amanhã

O biometano não é a solução definitiva para todos os desafios da descarbonização. Mas é a solução disponível agora, tecnicamente madura, economicamente viável e ambientalmente robusta. Ignorá-lo enquanto esperamos pelo hidrogénio verde seria um erro estratégico.



Nuno Delgado Pinto+

Todas as grandes transições energéticas da história industrial foram graduais.

Do carvão ao petróleo, do petróleo ao gás natural, nenhuma mudança aconteceu de um dia para o outro. Cada fase preparou o terreno para a seguinte, criando infraestruturas, conhecimento e condições de mercado que permitiram o salto seguinte, e gerando novos mixs energéticos.

A transição para os gases renováveis não é diferente. O hidrogénio verde representa uma promessa transformadora, e Portugal tem condições excecionais para a sua produção. No entanto, os projetos em desenvolvimento enfrentam barreiras que não podem ser ignoradas: custos de produção ainda elevados, incerteza regulatória, necessidade de infraestruturas dedicadas e, crucialmente, uma equação económica que inviabiliza o investimento das empresas.

O panorama energético atual: progresso que precisa de escala

Portugal tem vindo a fazer progressos notáveis na integração de energias renováveis.

A eletrificação está a trazer vantagens comprovadas em competitividade e custo para muitos sectores. Contudo, subsiste uma lacuna crítica nos setores industriais, onde



▲ Rega Talks na Feira Nacional de Agricultura de Santarém

a eletrificação direta não é, pelo menos ainda, tecnicamente viável ou economicamente sustentável. Para estas indústrias, a descarbonização passa inevitavelmente pela substituição do gás natural fóssil por gases renováveis: hidrogénio verde e biometano. Mas apenas uma destas soluções está pronta para ser implementada em escala no curto prazo.

Vários promotores estão a reavaliar escalas e cronogramas de projetos de H2V. Esta não é uma falha – é o reconhecimento de que certas condições de mercado ainda não estão reunidas. Enquanto isso, o tempo não para. As metas de descarbonização aproximam-se, a pressão regulatória europeia intensifica-se através de mecanismos como o CBAM, enquanto a competitividade da indústria nacional está em jogo.

Biometano: A fase essencial

É aqui que o biometano surge não como alternativa ao hidrogénio verde, mas como a fase essencial que permite chegarmos até lá. O biometano é um gás renovável com características técnicas praticamente idênticas ao gás natural: pode ser injetado na rede existente, utilizado nos mesmos equipamentos industriais, e, mais importante, já é economicamente viável.

Ainda assim, é importante recordar que, apesar do potencial significativo de Portugal para produção de biometano, não vai haver para todos. A capacidade nacional não é ilimitada, e a janela de oportunidade para estruturar projetos está a estreitar-se.

Ao contrário do hidrogénio verde, o biometano já tem um business case sólido, suportado por

tecnologia madura e por um enquadramento regulatório que, embora deva ser aperfeiçoado, já permite avançar. E não estamos sós neste desafio. Países como a Alemanha, França e Itália estão a priorizar o biometano como vetor imediato de descarbonização industrial. A Europa já tem mais de 2.000 unidades em operação. Portugal não pode ficar para trás.

Não abandonar o horizonte

Defender o biometano hoje não significa abandonar o hidrogénio verde. Significa reconhecer que as transições energéticas têm fases, e que a descarbonização não pode ficar refém de um timing que ainda não está alinhado. O biometano é a primeira vaga de descarbonização das indústrias hard-to-abate. À medida que as condições de mercado, regulatórias e tecnológicas amadurecerem, o hidrogénio verde assumirá o seu papel – em aplicações de maior escala, em setores específicos ou em

blending com biometano, criando sinergias entre ambos. Esta não é uma visão de compromisso. É uma estratégia realista que coloca os interesses da indústria nacional em primeiro lugar, garantindo que as empresas portuguesas não ficam para trás na corrida global pela descarbonização.

A ação que não pode esperar

A transição energética não é uma maratona que possamos correr ao nosso ritmo. É uma corrida com tempo limite, e, neste momento, Portugal está numa posição privilegiada para liderar pelo exemplo – mas apenas se agirmos com pragmatismo. O biometano não é a solução definitiva para todos os desafios da descarbonização. Mas é a fase essencial, a solução disponível agora, tecnicamente madura, economicamente viável e ambientalmente robusta. Ignorá-lo enquanto esperamos pelo hidrogénio verde seria um erro

estratégico que compromete a competitividade da nossa indústria e adia uma descarbonização que pode começar hoje. Na REGA Energy, estamos comprometidos com ambos os vetores. Acreditamos que a responsabilidade de quem produz energia renovável é garantir soluções reais para os desafios reais das empresas portuguesas. Desafiamos reguladores, autarquias, associações industriais e decisores políticos a juntarem-se ao nosso e ao esforço de outras entidades e se criem as condições para que até 2030 Portugal multiplique a sua capacidade de produção de biometano. A indústria nacional está à espera. O planeta não pode esperar. E nós, produtores de energia renovável, não vamos esperar. ●



Responsável de Biometano da REGA Energy

REGA
energy

Energy that matters.

Na REGA ENERGY, a nossa missão é acelerar o advento de uma indústria sustentável, disponibilizando gases renováveis como complemento à descarbonização de processos industriais, sempre que a total eletrificação não é possível.

Financiamos, contruímos e operamos unidades de produção de **Biometano** e **Hidrogénio Verde**, desenvolvendo projetos altamente escaláveis de modo a responder às necessidades de descarbonização dos setores energeticamente mais intensivos.



Vidro



Cerâmica



Cimento



Pasta e papel



Têxtil



Aço

Para mais informação, visite www.regaenergy.com

IH - MIE ESTUDO DE DESCARBONIZAÇÃO

Hidrogénio em Portugal: caminho otimizado até 2035+



Tânia Estêvão+

A urgência climática global e as metas estipuladas pelos pacotes regulatórios europeus rumo ao Net Zero exigem uma transformação profunda e célere das matrizes energéticas e industriais. No centro desta transição disruptiva, a mobilidade sustentável surge como um dos maiores desafios e, simultaneamente, uma das maiores oportunidades de inovação tecnológica do século. É precisamente neste cenário que o projeto IH-MIE se posiciona como um catalisador estratégico, focado no desenvolvimento, validação e aplicação de soluções baseadas em hidrogénio para a mobilidade pesada, logística e coletiva. Para sustentar e balizar as decisões estratégicas futuras, a iniciativa avançou com um projeto estruturado de mapeamento que resultou no relatório técnico-estratégico “Ecossistema do Hidrogénio na Mobilidade Rodoviária em Portugal 2035+”. Os dados obtidos no mapeamento do projeto IH-MIE refletem que a viabilidade do hidrogénio em Portugal não depende do surgimento de novas inovações tecnológicas, mas sim de uma gestão drástica e coordenada da cadeia de abastecimento. Longe de apresentar o hidrogénio como uma resposta universal, os dados obtidos fornecem uma ferramenta de apoio à decisão, revelando um mapa de implementação cirúrgico e seletivo que identifica com precisão os eixos territoriais e os perfis de missão onde este vetor assume uma racionalidade económica e operacional incontornável para o país

A ilusão da solução universal: Onde o H2

realmente faz sentido

Os dados obtidos no mapeamento do projeto IH-MIE refletem que a viabilidade do hidrogénio em Portugal não depende do surgimento de novas inovações tecnológicas, mas sim de uma gestão rigorosa e integrada da cadeia de abastecimento.

O primeiro grande mito que o estudo desconstrói é a ideia de que o hidrogénio irá competir em todas as frentes da mobilidade. Em termos práticos, o vetor elétrico a bateria (BEV) já conquistou os segmentos urbanos e ligeiros devido à sua superior eficiência de ciclo completo. O espaço natural e economicamente defensável para a pilha de combustível (H2) está estritamente confinado aos segmentos pesados de longo curso, aos autocarros de longo curso ou serviços interurbanos e às operações logísticas intensivas. Falamos de perfis de missão onde a autonomia alargada, a preservação da capacidade de carga útil e os tempos de reabastecimento rápidos - entre 10 a 20 minutos - são variáveis críticas onde as baterias falham operacionalmente.

Os donos da molécula, do serviço e do risco

Transformar esta lógica técnica em realidade no terreno exige uma coreografia complexa entre múltiplos atores que, hoje, ainda operam em silos. O estudo do projeto IH-MIE identifica que o sucesso do mercado depende da sincronização de três blocos funcionais. Por um lado, os atores da infraestrutura e oferta - os produtores da molécula, os operadores portuários e logísticos - que definem a disponibilidade e o preço base por quilograma. Por outro lado, a procura real, representada pelos operadores de transportes e frotistas que validam o sistema na estrada. A unir estas duas pontas surge a camada indutora, composta por reguladores, entidades de financiamento e plataformas de coordenação sectorial - onde os clusters, como a MOBINOVA, assumem um

papel vital como agregadores de confiança e mitigadores do risco inicial. O mercado só desbloqueia quando estes atores deixam de tomar decisões isoladas e passam a criar consórcios integrados desde a fase de desenho.

O mapa dos aliados: do gigante de Sines aos vales de proximidade

Felizmente, Portugal já não parte do zero e o mapeamento do projeto identifica fortes aliados estruturais no terreno. O megapolo industrial de Sines surge como o grande epicentro produtivo, concentrando a maior parte da capacidade de eletrólise anunciada em projetos como o Galp H2 Park ou o MadoquaPower2X, assumindo uma posição central na geração de escala e na viabilização dos canais de exportação. Contudo, o verdadeiro motor da mobilidade rodoviária far-se-á através dos Vales de Hidrogénio regionais e de hubs descentralizados de proximidade, como os eixos de Leiria/Pombal (ancorado no armazenamento geológico do Carriço), o nó industrial-logístico de Porto/Leixões e a produção descentralizada em Aveiro e Oliveira de Azeméis. Estes pontos reduzem a distância física entre a produção e o consumo, contornando o maior estrangulamento da fase de transição: a logística.

O “Falso Gasoduto” e as armadilhas ocultas do mercado

A análise do documento de riscos do projeto alerta para barreiras críticas que podem asfixiar o mercado antes de ele atingir a maturidade. O maior perigo atual é o chamado “falso gasoduto” - a dependência de camiões-cisterna (tube trailers) para transportar o hidrogénio por estrada. Este modelo transitório acarreta custos logísticos brutais, superiores a 0,60 €/kg, e tem uma capacidade de escala ínfima, empurrando o custo na bomba para valores proibitivos entre os 7 e os 12 €/kg até 2030. Sem

a execução rápida do backbone de gasodutos dedicados (como o eixo nacional Figueira da Foz-Monforte e a ligação ibérica CelZa), o elevado custo arruína qualquer viabilidade de TCO para os operadores. A isto soma-se o risco regulatório. A morosidade administrativa nos processos de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) e as incertezas no licenciamento autárquico sob a diretiva Seveso III - que regula o armazenamento de volumes críticos em zonas urbanas - travam a urgência do capital investidor. Por fim, há um risco severo de manutenção e competências. Equipamentos a 700 bar operam sob stress mecânico extremo - e Portugal enfrenta um défice crítico de equipas especializadas em Operação e Manutenção (O&M). Se uma estação falha e não há assistência imediata, a frota para e o operador abandona a tecnologia.

O imperativo da sincronização: evitar os ativos órfãos

O maior alerta deixado pelo estudo do projeto IH-MIE é o risco do desalinhamento temporal. Há uma assimetria perigosa entre o gigantesco volume de capacidade teórica anunciado no papel (pipeline) e os projetos com decisão final de investimento e financiamento confirmados. Produzir

hidrogénio em larga escala sem canais de escoamento na mobilidade, ou construir uma rede de postos de abastecimento (HRS) sem frotas de camiões previamente contratualizadas, criará “ativos órfãos”. Infraestruturas vazias significam o falhanço do mercado e a perda de fundos europeus. O ciclo tem de ser quebrado pela procura. As recomendações estratégicas do projeto para os decisores apontam caminhos claros: clarificar e criar vias rápidas de licenciamento, usar a contratação e as frotas públicas (como autocarros e recolha de resíduos) como procura âncora inicial e desenhar modelos de negócio focados no serviço integrado e não apenas na venda da molécula. O teste decisivo até 2035+ não será demonstrar que a tecnologia do hidrogénio existe; será provar que conseguimos gerir a sua cadeia de valor de forma previsível, coordenada e economicamente sustentável. É precisamente para responder a este desafio de coordenação e viabilidade real que entra em campo a Iniciativa Inter-regional de Mobilidade a Hidrogénio para a Europa (IH-MIE). Este projeto de 6 milhões de euros, cofinanciado pelo Conselho Europeu de Inovação e pela Agência de Execução para as PME (EISMEA) ao abrigo do instrumento de Investimentos Inter-regionais em Inovação (I3), tem como

missão acelerar a adoção do vetor do hidrogénio, fomentar a inovação e reforçar o ecossistema europeu de mobilidade limpa.

Constituído por um forte consórcio de 20 parceiros, oriundos de sete regiões europeias, o IH-MIE operacionaliza a transferência de conhecimento através de programas práticos de inovação e projetos de I&D colaborativo.

A grande alavanca operacional arranca já neste mês de julho e estende-se até setembro, período em que avançam as candidaturas para as ações de financiamento em cascata (cascade funding). Este programa irá apoiar diretamente 30 empresas, integrando ações críticas de mentoria, formação e aceleração tecnológica para viabilizar a implementação do hidrogénio no terreno. Ao fomentar a conectividade entre clusters, PMEs e centros de investigação através da criação de Ecossistemas de Inovação, o IH-MIE cumpre o seu objetivo estrutural: consolidar o impacto e o contributo nacional para a Estratégia do Hidrogénio e para o Pacto Ecológico Europeu, transformando metas regulatórias em capacidade industrial executável. ●



Project Manager Mobinov



MOBINOV Cluster Automóvel e da Mobilidade
PORTUGAL

 www.ih-mie.eu
 LinkedIn: IH-MIE
 info@ih-mie.eu



OPEN CALL 2026

- 💰 Orçamento total 1.8M€
- 💰 Até 60.000€ de Financiamento por PME
- 🔧 Projetos TRL 6
- 👥 PMEs Individuais ou Consórcios (até 3 PMEs)
- 📈 Taxa de Financiamento de 100%
- 🕒 Até 30 PMEs Apoiadas
- 📅 Período de candidaturas – 03/07 – 25/09
- 📅 Implementação do Projeto – 01/01/27 – 31/12/27

6 desafios estratégicos

- Infraestrutura de Abastecimento de Hidrogénio
- Redução de Custos de Células de Combustível
- Armazenamento de Hidrogénio
- Distribuição & Logística
- Integração na Mobilidade
- Inovação na Cadeia de Abastecimento

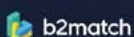


Acelerando a Inovação na Mobilidade de Hidrogénio na Europa



JUNTE-SE À NOSSA COMUNIDADE!

Publique a sua ideia na nossa plataforma B2Match e receba 2 pontos extra



<https://www.b2match.com/e/ihmie>



CANDIDATE-SE A FINANCIAMENTO!

Submeta a sua proposta através da nossa plataforma oficial de submissão

SUBMIT.com

<https://ihmie.submit.com>



Candidate-se à
OPEN CALL 2026

Não perca esta oportunidade!



Siga a IH-MIE nos nossos canais de redes sociais para obter as atualizações mais recentes sobre a Open Call, eventos e oportunidades de financiamento.

Para mais informações, inscreva-se no InfoDay a realizar-se no dia 08 de Julho, às 14h30





Da teoria à operação: experiências da PRF na mistura de hidrogénio verde com gás natural

A descarbonização da indústria e das infraestruturas energéticas é um dos grandes desafios da atual transição energética. Embora a eletrificação seja frequentemente apontada como a solução preferencial para reduzir emissões de gases com efeito de estufa, existem inúmeras aplicações onde a substituição direta dos combustíveis gasosos continua a apresentar limitações técnicas, económicas ou operacionais.



Marcelo Marques do Amaral⁺

Neste contexto, a incorporação gradual de hidrogénio verde em redes e processos existentes através da sua mistura com gás natural tem vindo a assumir um papel relevante. Esta abordagem permite reduzir emissões de CO₂, aproveitar infraestruturas já instaladas e adquirir experiência operacional com hidrogénio, criando condições para uma futura adoção em maior escala.

Contudo, a mistura de hidrogénio com gás natural está longe de ser um simples exercício de combinação de dois gases. O hidrogénio apresenta propriedades físicas e químicas distintas das do gás natural, exigindo uma abordagem rigorosa ao nível da medição, controlo, segurança e monitorização.

Foi precisamente para responder a estes desafios que a PRF

desenvolveu a MIXEO, uma solução concebida para a mistura e injeção controlada de hidrogénio em redes de gás natural e aplicações industriais.

A estação monitoriza continuamente o consumo de gás natural, calcula o caudal de hidrogénio necessário para atingir a percentagem definida pelo operador e ajusta automaticamente o sistema em função das variações de consumo. A solução integra caudalímetros mássicos, válvulas de controlo proporcionais, instrumentação de pressão, sistemas de segurança, deteção de fugas, interface homem-máquina (HMI) e capacidades de supervisão remota.

Ao longo dos últimos anos, a aplicação desta tecnologia em diferentes contextos permitiu transformar conceitos teóricos em experiência operacional real.

Green Pipeline: hidrogénio numa rede de distribuição de gás

Um dos projetos mais relevantes desenvolvidos em Portugal nesta área é o Green Pipeline, promovido pela Floene.

O projeto tem como objetivo demonstrar a integração de hidrogénio verde numa rede de distribuição de gás existente, permitindo o fornecimento de uma mistura de hidrogénio (até 20% em volume) e gás natural a consumidores domésticos e industriais.

Neste caso, o hidrogénio é produzido localmente através de eletrólise e posteriormente injetado na rede através de um sistema que assegura a medição, controlo e monitorização permanente da mistura.

A experiência adquirida ao longo da operação permitiu validar diversos aspetos técnicos associados à introdução de hidrogénio em redes de distribuição, nomeadamente a estabilidade da mistura, a resposta às variações de consumo, a monitorização dos parâmetros

operacionais e a compatibilidade com os equipamentos existentes.

Mais do que um projeto de demonstração tecnológica, o Green Pipeline permitiu recolher informação operacional relevante em condições reais de utilização, contribuindo para aumentar o conhecimento sobre a integração progressiva do hidrogénio nas infraestruturas energéticas atuais.

CTCV: testar antes de implementar

Embora os projetos em ambiente real sejam fundamentais, a validação prévia em contexto controlado continua a desempenhar um papel importante no desenvolvimento de novas soluções.

Neste âmbito, a PRF colaborou com o Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro (CTCV), fornecendo uma solução MIXEO destinada à realização de ensaios em fornos industriais alimentados por misturas de hidrogénio e gás natural, permitindo estudar o ►

GREEN PIPELINE EM NÚMEROS

Localização: Seixal, Portugal

Promotor: Floene

Objetivo: Demonstrar a integração de hidrogénio verde numa rede de distribuição de gás existente.

Produção de hidrogénio: Eletrólise alcalina de 50 kW.

Infraestrutura dedicada: Aproximadamente 1,4 km de gasoduto de hidrogénio entre a unidade de produção e o ponto de injeção.

Percentagem de incorporação atualmente em operação: Até 15% v/v de hidrogénio.

Objetivo do projeto: Evoluir para 20% v/v de hidrogénio.

Aplicação: Fornecimento de mistura H₂/gás natural a consumidores domésticos e industriais.

Tecnologia PRF: Sistema MIXEO para medição, controlo, monitorização e gestão da injeção de hidrogénio.

Após mais de dois anos de operação, o projeto tem permitido recolher informação relevante sobre o comportamento da mistura em condições reais de utilização, constituindo um importante contributo para o desenvolvimento de futuras soluções de descarbonização baseadas na incorporação gradual de hidrogénio em infraestruturas existentes.



Gas Solutions



*Um dos projetos
mais relevantes
desenvolvidos em
Portugal nesta área
é o Green Pipeline,
promovido pela
Floene*

comportamento dos processos perante diferentes percentagens de incorporação.

Este tipo de instalação permite estudar o comportamento dos processos perante diferentes percentagens de hidrogénio, analisar o desempenho dos equipamentos de combustão em dois tipos de fornos (contínuo de rolos e em batch) e recolher informação técnica essencial para futuras implementações industriais.

Uma das principais vantagens destes ambientes de teste reside na possibilidade de ajustar parâmetros operacionais de forma controlada, permitindo analisar o comportamento do sistema em múltiplas condições de funcionamento sem afetar diretamente os processos produtivos.

Para muitas empresas, este tipo de abordagem constitui um passo intermédio importante entre a avaliação conceptual e a implementação industrial.

Ria Stone: hidrogénio aplicado à indústria

A utilização de misturas de hidrogénio verde e gás natural em ambiente industrial representa uma etapa adicional na maturidade tecnológica destas soluções.

Um exemplo disso é o projeto desenvolvido para a Ria Stone, fabricante portuguesa de louça de mesa, onde a tecnologia MIXEO foi aplicada num forno túnel contínuo utilizado em contexto produtivo.

Ao contrário dos projetos de demonstração ou dos ensaios laboratoriais, as aplicações industriais exigem níveis elevados de estabilidade operacional, repetibilidade e controlo do processo.

Neste enquadramento, a monitorização contínua dos caudais, pressões e percentagens de mistura assume um papel essencial na verificação das



Os projetos da PRF em redes de distribuição, centros tecnológicos e instalações demonstram que a incorporação de hidrogénio já não é apenas um conceito teórico

condições de operação, garantindo que estas se mantêm dentro dos parâmetros definidos.

No caso da Ria Stone, a solução foi aplicada num forno túnel contínuo com cerca de 87 metros de comprimento, permitindo operar com misturas contendo até 50% de hidrogénio em volume. Este projeto constituiu um importante passo na validação da utilização de hidrogénio em processos térmicos industriais, comprovando que a descarbonização pode ser compatível com os requisitos de qualidade, produtividade e estabilidade exigidos pela indústria cerâmica.

A experiência obtida neste projeto demonstrou que a incorporação de hidrogénio pode ser realizada de forma controlada em processos industriais exigentes, permitindo reduzir a utilização de combustíveis fósseis sem comprometer a qualidade do produto final nem a continuidade da produção.

Lições aprendidas

A experiência adquirida nestes diferentes projetos permitiu retirar algumas conclusões relevantes.

Em primeiro lugar, a percentagem volumétrica de hidrogénio não corresponde diretamente à mesma percentagem de substituição energética. O hidrogénio possui uma densidade energética volumétrica inferior à do gás natural, pelo que a avaliação do seu impacto deve considerar parâmetros como o poder calorífico, o índice de Wobbe e os requisitos específicos de cada processo.

Em segundo lugar, não existe uma percentagem de mistura universalmente aplicável. Cada instalação apresenta características próprias, associadas aos equipamentos consumidores, ao perfil de consumo e aos objetivos de descarbonização pretendidos.

Por fim, tornou-se evidente que o sucesso destes projetos depende menos da percentagem de hidrogénio utilizada e mais da capacidade de monitorizar, controlar e adaptar continuamente o sistema às condições reais de operação.

Conclusão

A mistura de hidrogénio verde com gás natural não deve ser encarada como um objetivo final, mas como uma ferramenta de transição.

Ao permitir a utilização gradual de hidrogénio em infraestruturas e processos existentes, esta abordagem reduz barreiras técnicas e económicas, acelera a aprendizagem operacional e cria condições para uma futura integração mais abrangente deste vetor energético.

Os projetos desenvolvidos pela PRF em redes de distribuição, centros tecnológicos e instalações industriais demonstram que a incorporação de hidrogénio já não é apenas um conceito teórico. É uma realidade operacional que continua a gerar conhecimento, experiência e confiança para os próximos passos da transição energética. ●



Engenheiro de Processos PRF

O futuro dos Gases Renováveis já começou.

dourogas
renewables



Primeira venda direta de biometano à indústria em Portugal.



Primeira injeção de biometano na rede nacional.

Projetos de biometano e hidrogénio verde que transformam resíduos em energia renovável.

dourogas
renewables

A acelerar a nova geração de energia.

JOÃO FILIPE JESUS HEAD OF CORPORATE FINANCE DA DOUROGÁS



“
PORTUGAL
TEM DE CRIAR
CONDIÇÕES
PARA ESCALAR
A PRODUÇÃO
DE BIOMETANO
”

Defendendo que se deve fazer tudo para “acelerar a implementação de todas as soluções que possam contribuir para a descarbonização da economia portuguesa”, nesta entrevista **João Filipe Jesus** destaca que as infraestruturas de gás são um dos maiores ativos da transição energética portuguesa e que “uma das grandes vantagens do biometano é precisamente a possibilidade de ser integrado nas redes existentes”. O responsável realça que o desafio já não é tecnológico e que o “foco deve estar na capacidade de acelerar a execução dos projetos, garantindo que o potencial identificado se traduz em produção efetiva e impacto económico para o País”.

No que diz respeito à introdução de biometano em Portugal, quais os grandes desafios que identifica para a execução e expansão deste vetor energético no País?

Portugal já não precisa de provar que o biometano funciona. Precisa de criar condições para o produzir à escala necessária.

A experiência da Dourogás mostra que o principal desafio deixou de ser tecnológico. Hoje, o foco deve estar na capacidade de acelerar a execução dos projetos, garantindo que o potencial identificado se traduz em produção efetiva e impacto económico para o País.

Na Europa que relevância tem o mercado de biometano, nomeadamente para as questões relacionadas com a transição energética?

A Europa reconhece cada vez mais o biometano como uma solução estratégica, não apenas pela redução de emissões, mas também pelo contributo para a segurança energética e para a redução de dependências externas. O que distingue o biometano é a sua capacidade de transformar resíduos numa fonte de energia renovável produzida localmente.

Garantir previsibilidade do sistema

Em relação ao Plano de Ação para o Biometano (PAB) 2024-2040. Que leitura faz do documento?

Que medidas e passos devem tomar-se para o incremento da produção e utilização de biometano?

O PAB definiu metas ambiciosas para Portugal, apontando para a substituição de 9,1% do consumo nacional de gás natural em 2030 e de 18,6% em 2040, com uma poupança potencial de 135 milhões de euros e 278 milhões de euros em importações.

É fundamental continuar a simplificar licenciamentos, garantir previsibilidade regulatória e criar procura para o gás renovável produzido.

As infraestruturas de gás têm um papel relevante no processo. Como analisa a evolução e os passos necessários para aumentar o volume de biometano injetado nas redes?

As infraestruturas de gás são um dos maiores ativos da transição energética portuguesa. Uma das grandes vantagens do biometano é precisamente a possibilidade de ser integrado nas redes existentes.

Em 2022, a Dourogás demonstrou esse potencial ao realizar a primeira injeção de biometano na rede nacional de gás. Há que continuar a apostar neste ativo estratégico para acelerar a descarbonização sem substituir o sistema energético existente.

Considera que o estabelecimento de um sistema oficial de garantias de origem é fundamental, de modo a que os produtores nacionais possam ter um quadro regulamentar definido e não discriminatório face à concorrência das importações?

Sem dúvida. Quem investe neste setor precisa de um enquadramento claro e alinhado com as regras europeias, que permita competir em igualdade de circunstâncias com os produtos importados.

Quanto maior for a previsibilidade do sistema, maior será a capacidade de atrair investimento e acelerar o desenvolvimento do mercado.

Desenvolver “mix energético”

Quanto às normas para o licenciamento das instalações, defende-se a simplificação. O que pode concluir-se dos processos e projetos que estão no terreno?

A simplificação dos processos de licenciamento é um tema que a Dourogás tem vindo a defender de forma consistente. Os projetos em desenvolvimento têm potencial e capacidade de investimento, mas os prazos continuam a ser um desafio. Existe margem para torná-los mais ágeis e previsíveis, mantendo elevados padrões ambientais e de segurança.

Para pormenorizar mais um pouco: como contribui o biometano para setores de difícil descarbonização e de elevado consumo energético?

Existem setores onde a redução de emissões é muito desafiante devido às elevadas necessidades energéticas. A indústria é um dos exemplos mais evidentes.

O biometano pode ajudar a acelerar a transição energética, oferecendo uma alternativa renovável capaz de responder às necessidades das empresas sem comprometer a sua competitividade.

A primeira venda direta de biometano à indústria em Portugal, concretizada pela Dourogás em 2024, mostra que a descarbonização da indústria não é apenas uma ambição para o futuro. É um processo que já está em curso.

A finalizar, como comenta o posicionamento do biometano em relação ao hidrogénio verde e à eletrificação, enquanto pilares complementares da transição energética e do cumprimento das metas climáticas nacionais?

O “mix energético” de que tanto se fala não é apenas conversa.

A eletrificação terá um papel fundamental em muitos setores. O hidrogénio verde será determinante para determinadas aplicações industriais e para o desenvolvimento de novos combustíveis renováveis. O biometano, por sua vez, permite valorizar resíduos e disponibilizar uma alternativa renovável através das infraestruturas já existentes.

Não vemos estas soluções como concorrentes. São complementares. Essa visão está refletida nos projetos que desenvolvemos tanto na área do biometano como do hidrogénio verde.

Também os objetivos definidos por Portugal e pela União Europeia demonstram que não existe um caminho único para atingir as metas de descarbonização, reforço da segurança energética e incorporação de energias renováveis. Há que combinar diferentes tecnologias e vetores energéticos, capazes de responder às necessidades específicas de cada setor.

O desafio é só um: acelerar a implementação de todas as soluções que possam contribuir para a descarbonização da economia portuguesa. ●

TRANSFORMAR RESÍDUOS EM ENERGIA

Porque a nova central da LIPOR é um passo decisivo para o futuro?

Durante demasiado tempo, olhámos para os resíduos como um problema a eliminar. Hoje, perante os desafios climáticos, energéticos e ambientais que enfrentamos, essa visão já não é suficiente. Os resíduos – em particular os biorresíduos – representam uma oportunidade concreta para acelerar a transição para uma economia verdadeiramente circular.



António Domingos da Silva Tiago 

É precisamente neste contexto que a futura Central de Valorização de Biorresíduos da LIPOR assume especial relevância. Com uma capacidade para tratar anualmente 75 mil toneladas de biorresíduos e um investimento estimado em 86,2 milhões de euros, esta futura central representa mais uma resposta da LIPOR para garantir a valorização integral dos resíduos alimentares.

A obrigatoriedade da recolha seletiva de biorresíduos na União Europeia veio acelerar uma mudança que já era inevitável. A questão deixou de ser se devemos investir em novas soluções de valorização orgânica. A verdadeira questão é se estamos a fazê-lo com a rapidez, visão e ambição necessárias.

Os números evidenciam a urgência da situação. Com efeito, fruto do trabalho desenvolvido pela LIPOR e pelos oito Municípios associados ao longo de duas décadas, a capacidade atualmente instalada

na Central de Valorização Orgânica encontra-se próxima do seu limite, sendo, por isso, necessário complementá-la com a construção desta futura Central. Ao mesmo tempo, o volume de biorresíduos recolhidos seletivamente continuará a crescer de forma significativa nos próximos anos, impulsionado pela expansão da recolha no setor residencial, comercial e HORECA.

A decisão da LIPOR de apostar na digestão anaeróbia, como opção tecnológica para a futura Central merece, por isso, destaque. Não se trata apenas de uma escolha tecnológica, trata-se de uma decisão estratégica sustentada numa lógica de eficiência, inovação e impacto ambiental. Trata-se igualmente de um investimento estratégico para a região Norte e para o país.



***A digestão anaeróbia
permite capturar o
potencial energético
da matéria orgânica***

Acelerar descarbonização

A digestão anaeróbia permite capturar o potencial energético da matéria orgânica. O processo transforma resíduos alimentares em biogás, posteriormente purificado em biometano, criando uma alternativa renovável ao gás natural fóssil.

Esta capacidade de transformar resíduos em combustível renovável representa uma mudança de paradigma.

Num momento em que a Europa reforça a necessidade de reduzir a dependência energética externa e acelerar a descarbonização, soluções como esta tornam-se cada vez mais relevantes. A produção estimada de cerca de 5 milhões de Nm³ de biometano por ano permitirá substituir uma parte significativa do gás natural consumido localmente, contribuindo de forma direta para a redução das emissões de carbono.

Mas talvez o aspeto mais interessante deste projeto seja a sua visão de circularidade integral.

Numa economia circular bem desenhada, o conceito de desperdício tende a desaparecer. E esta central materializa exatamente essa lógica. O biogás é convertido em biometano e injetado na rede. O digerido sólido é transformado em composto para utilização agrícola. Os efluentes líquidos são tratados



e reutilizados no processo de compostagem e na rega dos espaços verdes.

**Tudo é reaproveitado.
Tudo gera valor.**

Este princípio de circularidade total é, em si mesmo, um sinal claro da evolução que o setor dos resíduos está a viver. Já não falamos apenas de recolher, tratar e eliminar. Falamos de recuperar recursos, gerar novos produtos, criar valor económico e ambiental.

É também importante reconhecer que projetos desta dimensão exigem visão de longo prazo. Exigem investimento, capacidade técnica e coragem estratégica. A LIPOR demonstra, com este projeto, uma visão alinhada com os principais objetivos nacionais e europeus em matéria de sustentabilidade, economia circular e neutralidade carbónica.



A nova Central de Valorização de Biorresíduos não é apenas uma infraestrutura industrial. É um exemplo concreto de como a inovação pode transformar um desafio ambiental numa oportunidade estratégica. ●



Presidente do Conselho de Administração da LIPOR

MERCADO DE GÁS NATURAL

Modelo de cálculo do Índice MIBGAS IBHYX

O MIBGAS, enquanto operador ibérico do mercado de gás natural, pretende contribuir para os objetivos de descarbonização, alargando a sua atividade ao mercado dos gases renováveis e, em particular, ao desenvolvimento do mercado do hidrogénio renovável. Neste sentido, um dos principais objetivos é a criação de um índice representativo do preço do hidrogénio renovável, que é publicado como Índice MIBGAS IBHYX.

O índice IBHYX representa o custo nivelado da produção de hidrogénio renovável, de acordo com os critérios estabelecidos nos atos delegados para a obtenção do RFNBO (Combustível Renovável de Origem Não Biológica).

Reflete o preço mínimo de venda do produtor para obter a rentabilidade esperada ou, por outras palavras, o sinal de preço de oferta (ask) para o hidrogénio renovável produzido na Península Ibérica numa instalação de eletrólise típica.

Para tal, criou um grupo de trabalho para promover o mercado do hidrogénio renovável através da publicação e divulgação do seu preço. Este amplo grupo, composto por agentes e instituições interessadas, obteve a primeira aproximação do preço do hidrogénio renovável produzido na Península Ibérica, através do cálculo dos custos de produção que seriam incorridos num modelo de fábrica de referência localizado na Península Ibérica.

O grupo é composto por agentes envolvidos na cadeia de valor do hidrogénio, desde produtores, comerciantes, consumidores, transportadores e representantes do Ministério da Transição Ecológica e do Desafio Demográfico, da CNMC e do IDAE.

Este grupo reuniu-se em várias sessões para desenvolver uma metodologia de cálculo de um preço de referência fiável, robusto, não manipulável e representativo, baseado nos custos, para o hidrogénio renovável.

Até à data, foram realizadas cinco reuniões entre março e dezembro de 2024. A definição de uma planta-modelo, todos os seus parâmetros, bem como a metodologia de cálculo do modelo, foram objeto das diferentes sessões do grupo de trabalho.

O primeiro objetivo do grupo foi a definição de uma instalação modelo representativa de um projeto de produção de hidrogénio renovável na Península Ibérica. Foi definida uma instalação modelo que produz hidrogénio renovável em conformidade com a regulamentação europeia e, especialmente, com os atos delegados europeus

que definem o hidrogénio renovável (RFNBO). A central conta com um eletrolisador de tecnologia neutra (50%PEM/50%ALK) e centrais de produção de eletricidade renovável associadas (solar e eólica). O modelo prevê que esta produção de eletricidade seja complementada com contratos PPA (Power Purchase Agreement) renováveis (solar e eólica).

Este objetivo é completado com o desenvolvimento do modelo de cálculo do custo nivelado do hidrogénio (LCOH), construído com base nos custos e receitas necessários para obter um determinado retorno do investimento na instalação modelo definida. Deste modo, obtém-se o preço mínimo que um produtor estaria disposto a cobrar (“ask”).

O segundo objetivo do grupo é desenvolver uma metodologia de cálculo para obter o preço da procura (“bid”), com base na disponibilidade para pagar pelo hidrogénio nos diferentes sectores de consumo de hidrogénio renovável. Os setores de consumo mais representativos foram identificados e segmentados com base nas potenciais utilizações do hidrogénio, tendo em conta as obrigações de descarbonização, os combustíveis substitutos, o custo das emissões, a adaptação dos equipamentos e eventuais penalizações. Prevê-se que o desenvolvimento deste índice ou conjunto de índices esteja concluído em 2025.

Para este modelo de instalação de referência, é calculado o custo nivelado do preço do hidrogénio (LCOH).

O modelo da instalação de eletrólise e as suas características

A central de eletrólise é constituída por um eletrolisador de 50 MW com uma implementação integrada da chaminé (componente principal do eletrolisador), incorporando todos os serviços auxiliares necessários ao seu funcionamento. O estado atual da tecnologia torna viável a opção por esta dimensão e oferece vantagens competitivas devido às economias de escala.

Não foi escolhida uma tecnologia específica para o eletrolisador porque, embora existam diferenças em termos

de custo de investimento, dimensionamento ótimo e curva de operação, o nível de detalhe abordado no modelo não torna necessária a escolha entre as tecnologias PEM (Proton Exchange Membrane) ou Alcalina. Pretende-se assim facilitar a representatividade do modelo da central, considerando os projetos reais em curso e os projetados para o futuro.

O custo total de investimento da ilha de eletrolisadores é fixado em 1 600 euros/kW, incluindo:

- Equipamento de tratamento de águas;
- Stack;
- Balanço da instalação (componentes, sistemas e equipamentos auxiliares, instrumentação e controlo, etc.);
- Fornecimento de eletricidade (subestação e ligação);
- Engenharia, aquisição e construção (EPC).

Os custos de terrenos, concessões e licenças não estão incluídos.

Considera-se que o projeto terá uma vida útil de 25 anos. Este horizonte temporal é típico da maioria das instalações energéticas. O funcionamento da instalação de eletrólise será de 4.500 horas equivalentes por ano (a plena carga). Estas horas de funcionamento permitem uma utilização razoável do eletrolisador, de acordo com o dimensionamento definido, e são fixadas tendo em conta as horas garantidas de produção de eletricidade renovável; como já foi referido, o hidrogénio será RFNBO.

O fornecimento de eletricidade para o projeto será obtido a partir de centrais de produção de eletricidade renovável recentemente construídas perto da instalação do eletrolisador e de contratos PPA. As centrais são constituídas por um parque fotovoltaico e um parque eólico. A produção destas centrais será inteiramente consumida no processo de eletrólise, não sendo o excedente introduzido na rede. As horas dos recursos renováveis no local escolhido (centro da Península Ibérica) definirão em grande parte as horas de funcionamento anual do eletrolisador. No entanto, de forma a poder prolongar o funcionamento do eletrolisador, o fornecimento de eletricidade será complementado com energia da rede, contratada através de contratos específicos de fornecimento de eletricidade ►



renovável através da rede (CAE renováveis), com perfis de produção complementares, tanto quanto possível, às centrais renováveis dedicadas, combinando a produção solar e eólica.

O custo de produção de eletricidade das centrais de produção de energias renováveis dedicadas, juntamente com o dos CAE de eletricidade, será incorporado no modelo económico como um custo de exploração. Anteriormente, o custo das centrais dedicadas será determinado como um custo nivelado da eletricidade (LCOE).

Os restantes custos de funcionamento da instalação de eletrólise são considerados em conjunto como uma percentagem do investimento. Os custos de funcionamento são estimados em 2,5% do CAPEX anual. Incluem-se também os custos anuais de seguro, que se estimam em 1,5% do CAPEX.

No que respeita à eficiência da instalação, considera-se um consumo específico de 55,5 kWh/kg (referência PCI). Esta eficiência irá diminuindo devido à degradação dos equipamentos, a uma taxa de 0,96% ao ano, de acordo com as informações técnicas disponíveis dos fabricantes.

Assume-se que a produção anual de hidrogénio se mantém constante, pelo que a degradação da eficiência implicará um aumento progressivo da energia elétrica consumida no processo.

Prevê-se a substituição do stack do eletrolisador uma vez ultrapassado um determinado limite máximo de degradação acumulada, fixado na garantia do fabricante, neste caso consideramos uma perda máxima de eficiência de 10%. O custo de substituição do stack será incluído no modelo económico como um investimento na renovação do equipamento, estimado em 15% do CAPEX inicial. Serão realizadas duas substituições da pilha, a primeira no final do ano 10 e a segunda no final do ano 20. Assim, garantimos o correto funcionamento do eletrolisador de acordo com as condições de garantia do fabricante.

De acordo com esta definição pormenorizada da instalação, a derivação dos custos associados a partir dos dados de mercado disponíveis e as estimativas de parâmetros acordadas no grupo de trabalho permitem calcular um custo nivelado do hidrogénio renovável produzido.

Em qualquer caso, o custo calculado desta forma será o custo nivelado do hidrogénio (LCOH). Este representa o preço mínimo a que o hidrogénio terá de ser vendido para que os retornos sejam os pretendidos no modelo de referência da instalação de produção de hidrogénio renovável.

DATE	HYDROGEN TYPE	PRICE (EUR/MWH)	PRICE (EUR/KG)
14/07/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,83	6,22
07/07/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,57	6,21
30/06/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,32	6,20
23/06/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,57	6,21
16/06/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,57	6,21
09/06/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,08	6,23
02/06/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,08	6,23
26/05/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,83	6,22
19/05/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,59	6,25
12/05/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,08	6,23
05/05/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,59	6,25
28/04/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,34	6,24
21/04/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,08	6,23
14/04/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,08	6,23
07/04/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,08	6,23
31/03/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,34	6,24
24/03/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,34	6,24
17/03/2026	Índice MIBGAS IBHYX	158,08	6,23
10/03/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,79	6,21
03/03/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,32	6,20
24/02/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,07	6,19
17/02/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,07	6,19
10/02/2026	Índice MIBGAS IBHYX	156,81	6,18
03/02/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,32	6,20
27/01/2026	Índice MIBGAS IBHYX	157,07	6,19
20/01/2026	Índice MIBGAS IBHYX	156,31	6,16
13/01/2026	Índice MIBGAS IBHYX	156,05	6,15
06/01/2026	Índice MIBGAS IBHYX	156,81	6,18

Em suma, é o modelo mais próximo daquele que um investidor ou promotor utilizaria para avaliar a rentabilidade do seu projeto. Com efeito, o modelo permite aplicar, em pormenor, o rendimento exigido pelo investidor para o projeto.

Além disso, a separação do modelo financeiro da central de produção de eletricidade renovável associada do modelo da central de produção de hidrogénio permite a introdução de diferentes variáveis de risco para cada instalação. Embora sejam utilizados os mesmos parâmetros de risco no modelo, estes podem ser diferentes se se considerar que a central de produção de eletricidade renovável pode ser ligada à rede e vender os excedentes de geração elétrica,

atenuando o risco de exclusividade da produção de hidrogénio renovável.

Por outro lado, como a produção de hidrogénio renovável requer centrais de produção de eletricidade renovável e/ou contratos de compra de eletricidade renovável, o modelo de custos de produção de eletricidade é também realizado com o mesmo modelo financeiro para o cálculo do custo nivelado; neste caso, da eletricidade (LCOE).

Conceção de centrais de produção de energia

Com base na experiência dos projetos desenvolvidos até à data, o grupo de trabalho considerou necessário atingir 4.500 horas de funcionamento anual equivalente em plena carga do eletrolisador como modelo de referência da instalação. Considera-se ainda que estas horas de funcionamento são obtidas para o modelo da seguinte forma:

As centrais de produção própria de eletricidade cobrirão 3.500 horas equivalentes por ano, das quais 2.500 horas serão provenientes de uma central fotovoltaica e 1.000 horas de uma central eólica.

Para atingir as restantes 1.000 horas equivalentes por ano, será contratado um PPA fotovoltaico para fornecer 250 horas adicionais e um PPA eólico para fornecer as restantes 750 horas.

Foi escolhida uma localização representativa no centro da Península Ibérica, com horas suficientes de

sol e vento, para a localização e dimensionamento das centrais elétricas dedicadas. Esta localização torna possível determinar um perfil de produção solar e eólica por hora. Para este efeito, foram utilizadas as fontes de informação PV-GIS (para a central fotovoltaica) e MERRA-2 (para a central eólica).

Considerando que o objetivo de horas equivalentes deve ser alcançado, a potência da central fotovoltaica é primeiro determinada. Considera-se a tecnologia de silício cristalino, a montagem de placas no eixo vertical, a inclinação otimizada e as perdas do sistema de 14%. Este perfil solar será utilizado inteiramente para produzir eletricidade para o eletrolisador. A produção necessária é então aumentada ►

para as 2.500 horas de funcionamento por ano. No nosso modelo, isto produz uma capacidade de central fotovoltaica de cerca de 58 MWp elétricos.

A dimensão da central eólica necessária é obtida de forma semelhante, mas já considerando as horas cobertas pela central solar. Esta sobreposição fará com que parte do vento produzido nessas horas não seja aproveitável. Para determinar a produção de vento, é necessário ter em conta o perfil da velocidade do vento no local, a uma altura de 80 m, e escolher um modelo adequado de gerador eólico (neste caso, foi considerada a classe III da CEI). Uma vez obtido o perfil horário de produção eólica, a potência é também escalonada para atingir as 1000 horas de produção eólica estabelecidas para esta central dedicada. Neste caso do modelo de referência de central dedicada do MIBGAS, a central eólica terá uma potência de cerca de 23 MW.

Com o dimensionamento das centrais, os custos CAPEX e OPEX (definidos dentro dos parâmetros da central pelo grupo de trabalho), e aplicando parâmetros financeiros semelhantes aos da central de eletrólise, podemos determinar um LCOE das centrais dedicadas.

A escolha de PPA complementares

Uma vez definidas as centrais solares e eólicas e o perfil da eletricidade produzida entre elas, faltam cerca de 1 000 horas de funcionamento através da contratação de PPA, a cujo custo se deve acrescentar a portagem da rede.

É desejável que os PPA contratados, ligados a instalações físicas (para cumprir o ato delegado de produção de hidrogénio RFNBO), complementem tanto quanto possível os perfis de produção das instalações dedicadas. Para o efeito, foram escolhidas localizações: a sudeste da península para a PPA solar e a nordeste para a PPA eólica.

De igual modo, estes perfis são sobrepostos aos já determinados para as instalações dedicadas, a fim de atingir as restantes 250 e 750 horas equivalentes.

Considera-se que os PPA são contratados a 10 anos, do tipo pay-as-produced, a contratação será feita pela energia total consumida ao longo deste período, o que implica uma sobrecontratação nos primeiros anos de menor consumo, assumindo um preço constante do PPA durante este período.

O custo LCOE resultante

Para determinar o custo da eletricidade que abastece o eletrolisador pode ser calculado com base nos pressupostos acima referidos. Em primeiro lugar, deve ser calculado o custo da eletricidade produzida pelas instalações dedicadas. Para tal, procedemos da mesma forma que para a central de eletrólise: com os custos padrão conhecidos dos painéis solares, turbinas eólicas, EPC (engenharia, aprovisionamento e construção), custos variáveis padrão,

portagens, etc., alimentamos o modelo MIBGAS Project Finance descrito acima, assumindo os mesmos parâmetros económicos e financeiros que para o cálculo do LCOH.

Embora possa ocorrer que as centrais dedicadas à produção de eletricidade tenham uma utilização alternativa para vender eletricidade à rede, no modelo MIBGAS considerou-se que estas estão exclusivamente dedicadas à produção de hidrogénio, sem possibilidade de venda dos excedentes gerados. Isto determina que o nível de risco é igual ao da central de eletrólise. As condições de financiamento, alavancagem e rentabilidade exigidas pelo investidor são as mesmas para a central de produção de hidrogénio renovável, como já foi mencionado anteriormente no documento.

O custo da eletricidade por PPA é obtido de uma fonte independente, especializada na publicação de preços deste tipo. Considera-se que decorrem dois anos desde a decisão final de investimento (FID Final Investment Decision) até ao início da operação da central. Ou seja, dois anos a partir do momento atual, para tomar a referência de preço do PPA (cal2). A fonte de informação escolhida é a Pexapark[®], que publica semanalmente um preço estimado de PPA solar e eólica para a Península Ibérica com entrega a 10 anos, com início dois anos a partir do momento atual (cal2).

O valor do LCOE relativo às centrais renováveis dedicadas é determinado da mesma forma que no modelo para o cálculo do LCOH, como um Project Finance separado. Ou seja, a partir de um modelo matemático independente, mas com os mesmos pressupostos de financiamento, iterando até que os fluxos de caixa livres para o investidor permitam cobrir o investimento realizado e obter a rentabilidade exigida. Assim se obtém o custo da eletricidade proveniente das centrais renováveis.

Além disso, considera-se o pagamento das portagens correspondentes. Neste caso, tendo em conta o tipo de central de eletrólise (eletrolisador de 50 MW com ligação a 220 KV) e de acordo com a última alteração da regulamentação em vigor (RDL 7/2025 sobre medidas urgentes do setor elétrico que altera o RD 1183/2020) a potência mínima a contratar para um eletrolisador ligado a 220 kV será de 50 MW em qualquer um dos períodos tarifários. Isto permite-nos otimizar a contratação de portagens no troço P6.

Em resumo, o custo total da eletricidade consumida pelo eletrolisador será a soma do custo da energia elétrica retirada da rede, de acordo com a referência de preços do PPA acima descrita; mais o custo da energia elétrica gerada a partir das centrais renováveis, obtido como um LCOE, e o custo dos pedágios. Cada um dos somandos ponderado pelas horas de fornecimento anual correspondentes.

Tanto o custo dos PPA, atualizado semanalmente, como o valor do LCOE, constante durante toda a vida útil do projeto, são parâmetros de entrada no modelo de Financiamento de Projetos que calcula o LCOH.

Este custo da eletricidade renovável necessária para produzir o hidrogénio, juntamente com os outros parâmetros técnicos e financeiros da instalação de eletrólise, é introduzido no modelo para fornecer o custo nivelado do hidrogénio final (LCOH). Em suma, este custo calculado pela MIBGAS é representativo do preço do hidrogénio renovável e é reportado como o índice MIBGAS IBHYX.

Este índice é atualizado uma vez por semana, tendo em consideração o último valor adotado para cada um dos parâmetros envolvidos no seu cálculo.

Todos os parâmetros são registados no documento em anexo, que especifica a frequência de atualização dos valores. Os parâmetros estão agrupados nas seguintes categorias: design, operacionais, custos, preços e externos. Cada uma dessas categorias terá uma frequência de atualização diferente.

São estabelecidas três frequências de atualização: semanal, semestral e extraordinária. Um documento contendo os parâmetros utilizados será publicado para coincidir com revisões pontuais ou semestrais desses parâmetros. Cada atualização do documento inclui o histórico das versões anteriores. Em qualquer caso, podem existir valores considerados confidenciais ou que, por razões legais, não podem ser publicados.

Estes parâmetros podem ser consultados na fonte original:

- Preço do PPA de 10 anos com pagamento conforme a produção e entrega no ano Y+2 em Espanha Solar PV (fonte: Pexapark).
- Preço do PPA 10 anos com entrega no ano Y+2 em Espanha Wind (fonte: Pexapark).
- 2Preço das licenças de emissão de CO para o mês de dezembro do ano Y+2 (Fonte: ICE Endex European Union Allowance (EUA) Mês Electronic Energy Future).
- Até 31/06/2024 contrato Dez 2026 (RIC: CFI2Z6).
- A partir do 1/07/2025 Dez 2027.
- Utiliza-se o preço de fecho do último título disponível antes do dia de publicação do índice MIBGAS IBHYX.

Para o custo da dívida dos projetos de eletrolisadores e das centrais renováveis dedicadas, são adicionados 300 pontos base ao valor do preço do contrato derivado Euribor Interest Rate Swap (IRS) com maturidade a 10 anos, que tem como subjacente o preço da Euribor a 6 meses (fonte: LSEG, Euro 10 Year Interest Rate Swap, RIC EURAB6E10Y).

- Utiliza-se o preço de fecho do último título disponível antes do dia de publicação do índice MIBGAS IBHYX. ●



BIOKONA

Sete unidades de biometano e zero gasodutos

Como um portefólio de centrais de biogás CHP envelhecidas na Lituânia foi convertido numa rede integrada de produção de biometano – sem um único quilómetro de gasoduto.



O PROJETO NUM RELANCE

7	15 mo	250 Nm ³ /h	2,500 Nm ³ /h
centrais de biogás convertidas	transformação completa do portefólio	biometano por local	capacidade de injeção do hub central

O desafio
O cliente - um dos principais investidores em energia renovável da Lituânia, um grupo de capital lituano que desenvolve um portefólio de vários megawatts em projetos solares, eólicos, biogás e de hidrogénio verde em oito países europeus - detinha sete centrais de biogás agrícola na Lituânia, cada uma equipada com uma unidade de cogeração (CHP) de 1 MW. Durante mais de doze anos, o modelo de negócio assentou em tarifas feed-in apoiadas pelo Estado para eletricidade renovável.

Em 2025, a economia do projeto tinha mudado. O regime de apoio de doze anos expirou e as centrais passaram a vender eletricidade a preços de mercado, na ordem de aproximadamente 60 EUR/MWh. Ao mesmo tempo, cada unidade CHP aproximava-se da sua grande revisão, com custos de recondicionamento até 100.000 EUR por central.

A biologia continuava a funcionar de forma fiável - mas a geração de eletricidade já não proporcionava uma rentabilidade aceitável. O investidor decidiu converter as instalações em unidades de produção de biometano.

O desafio de engenharia

A transição não era limitada pela tecnologia de produção, mas pela infraestrutura. A maioria das centrais situava-se

a 20-100 km da rede de transporte de gás mais próxima. Mesmo quando construir um gasoduto de ligação era tecnicamente viável, exigiria 3-5 anos de licenciamentos, negociações com muitos proprietários, aprovações públicas e atravessamentos de estradas e ferrovias, o que obrigaria a anos de operação contínua sob um modelo de eletricidade não rentável. Uma solução convencional por gasoduto não era nem comercial nem estrategicamente aceitável.

A solução Biokona: infraestrutura distribuída de biometano (dbi)

Em vez de construir gasodutos individuais, a BIOKONA implementou uma arquitetura diferente. Em 15 meses, todo o portefólio de sete centrais foi transformado numa rede integrada de produção de biometano. Cada local recebeu uma plataforma tecnológica BIOKONA padronizada:

- Upgrading de biometano;
- Compressão de Bio-CNG a 250 bar;
- Sistemas autónomos de aquecimento de processo;
- Otimização do processo biológico;
- Automação SCADA unificada e uma filosofia operacional padronizada.

Após a reconstrução, cada local produz 250 Nm³/h de biometano - 2,5 MWh de energia renovável por hora entregue ao mercado.

Unidade 1 250 Nm³/h	Unidade 2 250 Nm³/h	Unidade 3 250 Nm³/h	Unidade 4 250 Nm³/h	... 7 locais
↓ Bio-CNG transporte reboque (250 bar)	↓ Bio-CNG transporte reboque (250 bar)	↓ Bio-CNG transporte reboque (250 bar)	↓ Bio-CNG transporte reboque (250 bar)	↓ Bio-CNG transporte reboque (250 bar)
		HUB CENTRAL de BIOMETANO medição · qualidade · alocação Transmissão de Gás para injeção na rede até 2,500 Nm³/h		

	ANTES: ELECTRICIDADE (CHP)	DEPOIS: BIOMETHANE (DBI)
Alimentação	250 Nm³ de biometano-equivalente biogás	250 Nm³ biometano
Produto comercializado	1 MWh de electricidade	2.5 MWh de energia (biometano)
Preço de mercado	~EUR 60/MWh	EUR 100-150/MWh
Receita por hora	~EUR 60	EUR 250-375

▲ O mesmo fluxo de biogás gera agora cerca de 4-6 vezes mais receita por hora de operação.
Nota: os valores de energia e preço acima são indicativos, baseados em dados de mercado publicamente disponíveis (ver fontes abaixo). Não correspondem aos valores comerciais específicos do projeto descrito, que permanecem confidenciais.

Arquitetura DBI: locais de produção distribuídos alimentam uma instalação de injeção partilhada através de transporte por reboques Bio-CNG.

O Hub Central de Biometano

Em vez de sete estações independentes de injeção na rede, a BOKONA projetou e construiu um único Hub Central de Biometano. O biometano de cada local é comprimido em reboques Bio-CNG e transportado para o Hub, que gere todo o processo a jusante:

- Receção dos reboques, descarga controlada e descompressão;
- Medição certificada para transferência de custódia e análise contínua da qualidade do gás;
- Alocação automática dos volumes entregues ao local de produção de origem;
- Injeção controlada na rede de transporte de gás natural.

Isto permite que vários produtores independentes partilhem uma instalação de injeção, preservando simultaneamente a rastreabilidade completa do produto, a transparência comercial e a certificação de sustentabilidade. O Hub está dimensionado para 2.500 Nm³/h (cerca de 60.000 Nm³/dia). O Hub pode ser facilmente ampliado para 10 ou ainda mais centrais, dependendo da capacidade da rede.

Resultados

- Evitou revisões dispendiosas das unidades CHP em todas as sete instalações.
- Eliminou a construção de gasodutos de longa distância e 3-5 anos de licenciamento e aquisição de terrenos.
- Transformou ativos existentes com um investimento adicional relativamente modesto.
- Entregou 2,5 vezes mais energia verde ao mercado por local: em modo CHP, cerca de 60% da energia do

biogás transformava-se em calor, do qual a própria central precisava apenas de uma pequena parte - o restante perdia-se no local. A venda de biometano entrega todo o conteúdo energético à rede, onde os consumidores o convertem no que necessitam: combustível para transportes, eletricidade, calor ou matéria-prima química.

- Criou uma plataforma de infraestrutura escalável, com capacidade adicional incorporada para futuras centrais.

O efeito comercial por local de produção (por hora de operação)

Em 15 meses, um portefólio de ativos envelhecidos de geração de eletricidade tornou-se um negócio moderno de produção de biometano. O projeto demonstra que a infraestrutura distribuída de biometano, combinada com um hub central de biometano, é uma via prática, tecnicamente comprovada e comercialmente atrativa para converter centrais maduras de biogás para produção elétrica em ativos de produção de biometano a longo prazo - sem gasodutos dedicados de longa distância. ●

FONTES E REFERÊNCIAS PÚBLICAS DE MERCADO
Electricity: Nord Pool day-ahead prices for the Lithuanian bidding zone, published by transmission system operator Litgrid (litgrid.eu / data.gov.lt). In 2025, monthly average wholesale prices in Lithuania ranged from about 43 EUR/MWh (June) to about 152 EUR/MWh (February); capture prices actually achieved by baseload generators are typically below the annual average (Lithuanian Energy Agency, 2025 annual market review).
Natural gas: GET Baltic natural gas exchange (Amber Grid / EEX group), Lithuanian trading area - average exchange prices of roughly 30 EUR/MWh in recent trading periods; the European TTF benchmark averaged about 38 EUR/MWh in 2025 (Oxford Institute for Energy Studies, "Biomethane in Europe", 2026).
Biomethane and GHG certificates: biomethane certified under recognised voluntary schemes (e.g. REDcert-EU, ISCC) with high greenhouse gas savings - around 100 gCO2eq/MJ versus the fossil comparator of 94.1 gCO2eq/MJ under RED II, achievable for example with manure-based feedstock - has traded in the German THG quota market at quota prices of roughly 250-305 EUR/tCO2eq (2025), translating into total biomethane values of about 200-400 EUR/MWh including certificates (E-CUBE Strategy Consultants; Veyt biomethane market review 2024/2025; energynews.pro). The 100-150 EUR/MWh used in this study is therefore a conservative assumption combining commodity gas value and green certificate value.

CHINA

15.º Plano Quinquenal (2026/2030): H2 Verde no centro do modelo de desenvolvimento

O 15.º Plano Quinquenal define as prioridades estratégicas da China para a segunda metade da década e coloca a **transição verde** e a **segurança energética** no centro do modelo de desenvolvimento. O plano estabelece, entre outras orientações:

- Redução de cerca de **17% da intensidade carbónica (CO2 por unidade de PIB)** no período 2026/2030. *[china-briefing.com], [carbonbrief.org]*
- Aumento da **quota de energias não fósseis para cerca de 25% do consumo total de energia** até 2030. *[china-briefing.com]*
- Promoção das chamadas “**novas forças produtivas de qualidade**”, combinando inovação tecnológica, digitalização e descarbonização industrial. *[iedi.org.br]*

Neste contexto, o hidrogénio, em particular o **hidrogénio verde**, produzido por eletrólise com eletricidade renovável, surge como um vetor estratégico.

O papel do hidrogénio verde no 15.º Plano

1. Hidrogénio como indústria estratégica

O plano inclui explicitamente o hidrogénio como

novo motor de crescimento económico, ao lado de outras indústrias do futuro (como baterias avançadas, energia eólica e solar, e novos materiais). *[portuguese.cri.cn]*

Autoridades chinesas indicam que o objetivo é fazer a transição de uma fase dominada por projetos piloto para uma **fase de comercialização em larga escala**, com maior orientação para o mercado. *[chinadaily.com.cn]*

2. Foco no hidrogénio verde e de baixo carbono

Embora a China continue a produzir grandes volumes de hidrogénio a partir de carvão e gás natural, o 15.º Plano reforça:

- A **produção de hidrogénio renovável (verde)** integrada com parques solares e eólicos.
- O desenvolvimento de **bases “eólica-solar-hidrogénio-amónia-metanol”**, que ligam produção de eletricidade renovável a combustíveis e matérias primas industriais. *[chinadaily.com.cn], [chinadaily.com.cn]*

Este enfoque está alinhado com os objetivos nacionais de **pico de emissões antes de 2030 e neutralidade carbónica antes de 2060**. *[chinadaily.com.cn]*



3. Aplicações prioritárias

De acordo com comunicações oficiais e análises setoriais, o hidrogénio verde é visto como essencial para a **descarbonização de setores difíceis de eletrificar**, em particular:

- **Indústria pesada:** aço, produtos químicos, refinação.
- **Combustíveis sintéticos:** amónia verde e metanol verde (incluindo projetos já em construção). [[portuguese.cri.cn](#)]
- **Transportes de longo curso:** veículos pesados, logística e possivelmente marítimo, apoiados por uma rede crescente de estações de abastecimento de hidrogénio. [[portuguese.cri.cn](#)]

4. Projetos piloto e infraestruturas

No arranque do período do 15.º Plano, a China lançou **programas regionais de demonstração em hidrogénio**, incluindo:

- Projetos integrados de produção de hidrogénio verde.
- Oleodutos/pipelines de hidrogénio de longa distância.
- Sistemas de certificação “verde” e mecanismos de mercado (como comércio e créditos).

[[China adva...transition](#)]

Estes projetos servem para testar modelos técnicos, económicos e regulatórios antes da expansão nacional.

Limitações e debates em aberto

Apesar da forte aposta no hidrogénio, várias análises independentes sublinham que:

- O plano **não fixa metas quantitativas muito detalhadas** para o hidrogénio verde (ex.: volumes obrigatórios), privilegiando metas de intensidade e diretrizes estratégicas. [[greenfdc.org](#)], [[energyandc...eanair.org](#)]
- Persiste uma tensão entre **segurança energética** e **ambição climática**, dado o papel ainda relevante do carvão no sistema energético chinês. [[energyandc...eanair.org](#)], [[carbonbrief.org](#)]

Em síntese

- O **15.º Plano Quinquenal da China (2026/2030)** eleva o **hidrogénio verde** a pilar da transição energética e da modernização industrial.
- O foco está menos em números rígidos e mais em **criar escala, reduzir custos, desenvolver tecnologia e infraestruturas**, integrando o hidrogénio num sistema energético renovável mais amplo.
- A estratégia chinesa combina **planeamento central**, grandes investimentos e projetos piloto regionais para acelerar a maturidade do setor. ●

LEGISLAÇÃO

Governo avança na regulação de postos de abastecimento de hidrogénio

Está em consulta pública o projeto de regulamento que define as regras de construção, exploração e manutenção dos postos de abastecimento de hidrogénio. O novo enquadramento abrange postos de utilização pública e privativa, incluindo postos móveis, destinados ao abastecimento de veículos rodoviários, embarcações, aeronaves estacionadas e empilhadores.

Encontra-se em consulta pública, desde 8 de julho, o projeto de Regulamento de Construção, Exploração e Manutenção de Postos de Abastecimento de Hidrogénio. O documento estabelece as condições técnicas e os requisitos aplicáveis a estas infraestruturas, de utilização pública e privativa, reforçando os padrões de segurança, fiabilidade e conformidade na sua instalação e operação.

O hidrogénio renovável é uma das soluções para descarbonizar o setor dos transportes, em particular os segmentos mais difíceis de eletrificar. No entanto, esta opção só é viável se existir uma rede de abastecimento segura e fiável. É esse o passo que este regulamento permite dar: regras claras para quem quer investir e garantias de segurança para os futuros utilizadores.

O regulamento aplica-se ao abastecimento de veículos rodoviários, embarcações, aeronaves estacionadas e empilhadores, abrangendo igualmente postos móveis.

Esta abordagem permitirá implementar soluções mais flexíveis nas fases iniciais de desenvolvimento da rede.

A Ministra do Ambiente e Energia, Maria da Graça Carvalho, sublinha que “a produção de hidrogénio só faz sentido se este chegar à economia real e junto dos setores mais difíceis de eletrificar - como as fábricas e os serviços de transporte pesado. Com este regulamento, asseguramos previsibilidade a quem investe, e segurança a quem utiliza”.

Este passo contribui para o cumprimento dos compromissos nacionais em matéria de transição energética e mobilidade sustentável, em particular das metas definidas no âmbito do Quadro de Ação Nacional e do Regulamento Europeu relativo à infraestrutura para combustíveis alternativos (AFIR).

A consulta pública decorre na plataforma ConsultaLex e os interessados podem apresentar os seus contributos durante 30 dias. ●



Hyundai apresenta novidades para a Europa na Cimeira Mundial do Hidrogénio 2026

O Hyundai Motor Group apresentou a sua visão do ecossistema de hidrogénio para a Europa na Cimeira Mundial de Hidrogénio 2026, em Roterdão. Em destaque esteve a apresentação do novo Hyundai NEXO e dos sistemas de células de combustível de hidrogénio sublinha o legado da Hyundai e a sua posição como parceira do ecossistema na Europa.

O Hyundai Motor Group apresentou a sua visão abrangente do ecossistema de hidrogénio para a Europa na Cimeira Mundial de Hidrogénio, que decorreu em Roterdão, nos Países Baixos. Na exposição, a Hyundai destacou a sua cadeia de valor integrada de hidrogénio, que abrange a produção, as infraestruturas, os sistemas de células de combustível a hidrogénio e as diversas aplicações finais que vão além da mobilidade.

Ecossistema de hidrogénio em destaque

Na exposição, a Hyundai ilustra a sua visão do ecossistema de hidrogénio centrada na HTWO, a sua marca de hidrogénio e plataforma de negócios. A exposição apresenta:

- **O novo Hyundai NEXO:** Sucessor do veículo elétrico a célula de combustível (FCEV) mais vendido do mundo, o novo NEXO representa a liderança contínua da Hyundai na mobilidade movida a hidrogénio e serve como uma expressão tangível da longa experiência do Grupo em células de combustível.

- **Sistemas de células de combustível de hidrogénio:**

Concebidos para uma vasta gama de aplicações para além da mobilidade, estes sistemas demonstram como as tecnologias da Hyundai podem apoiar soluções de energia estacionárias, aplicações industriais e integração em sistemas energéticos existentes.

Ao apresentar os sistemas de células de combustível de hidrogénio a par do novo NEXO, a Hyundai destaca a sua transição de pioneiro na mobilidade para um interveniente de pleno direito num ecossistema de hidrogénio abrangente.

Parceria na transição para o hidrogénio

“O nosso objetivo é tornar-nos um parceiro de confiança na jornada da Europa rumo ao hidrogénio. Encaramos o hidrogénio não como uma tecnologia isolada, mas como um facilitador essencial para uma mobilidade mais limpa, sistemas energéticos resilientes e novas oportunidades industriais. A Europa tem planos ambiciosos para o hidrogénio e nós trazemos a experiência de implementações bem-sucedidas que podem ajudar a transformar esses planos em ecossistemas robustos. O Hyundai Motor Group acumulou uma vasta experiência prática com o hidrogénio em toda a cadeia de valor na Coreia. Pretendemos agora

trazer esta experiência ao nível do sistema para a Europa, com tecnologias comprovadas, conhecimentos de ponta e a vontade de construir relações duradouras com decisores políticos, a indústria e parceiros de infraestruturas”, refere Mark Freymüller, CEO da Hyundai Energy & Hydrogen Europe.

Na Europa, a Hyundai é amplamente reconhecida pelo seu papel pioneiro na mobilidade a hidrogénio, nomeadamente através do NEXO FCEV e do camião XCIENT Fuel Cell. Na Cimeira, o Grupo aproveita esta sólida tradição para delinear uma ambição mais ampla: desenvolver ecossistemas sustentáveis de hidrogénio em colaboração com parceiros europeus de diversos setores, sublinhando o seu compromisso a longo prazo com a região.

À medida que a Europa acelera a transição para o hidrogénio, a Hyundai pretende contribuir com a sua experiência prática adquirida na Coreia para apoiar o desenvolvimento de ecossistemas sustentáveis de hidrogénio nos mercados europeus. ●



LANÇAMENTO

Novo Hyundai NEXO redefine padrões em tecnologia a hidrogénio

O novo Hyundai NEXO, um dos modelos emblemáticos da crescente gama eletrificada da Hyundai a nível mundial, prepara-se para definir um novo padrão na mobilidade sem emissões, com destaque para a autonomia excecional, a potência e otimização energética. O lançamento global do novo Hyundai NEXO decorreu já este ano.



O novo Hyundai NEXO representa um avanço significativo em tecnologia de propulsão, graças a melhorias profundas tanto no sistema fuel cell (FC) como no sistema de gestão eletrónica de potência (PE).

No centro desta evolução está um novo sistema PE, que duplica a potência da bateria de 40 kW para 80 kW. Este sistema trabalha em conjunto com uma pilha fuel cell mais eficiente, agora com 110 kW de potência bruta máxima, o que corresponde a mais 16% face aos anteriores 95 kW, e 94 kW de potência líquida, um aumento de 11% face aos 85 kW. Em conjunto, estes avanços elevam a potência total do sistema de 135 kW para expressivos 190 kW.

O incremento de potência permite ao novo motor elétrico entregar 150 kW, reduzindo o tempo de aceleração dos 0 aos 100 km/h para apenas 7,8 segundos (menos 1,4 segundos do que a anterior geração) assegurando acelerações rápidas e recuperações seguras. Com uma autonomia prevista de 826 km (WLTP) e um abastecimento de hidrogénio de apenas cinco minutos, o novo Hyundai NEXO oferece eficiência e utilização excecionais. O sistema de armazenamento de hidrogénio passa a ter maior capacidade (6,69 kg face aos 6,33 kg da geração anterior) sem comprometer o espaço interior.

Melhor densidade de armazenamento e maior eficiência global reforçam a posição competitiva no que diz respeito à autonomia elétrica.

Outras melhorias incluem melhor desempenho em baixas temperaturas, uma membrana mais durável e maior uniformidade das células. A nova função “Wake Up” anti-congelamento, entre outras otimizações, garante fiabilidade em clima frio e confiança durante todo o ano.

Tecnologias avançadas melhoram a dinâmica e a eficiência de condução

O novo Hyundai NEXO beneficia de otimizações aerodinâmicas, incluindo melhorias no fluxo de ar e no revestimento inferior, reduzindo o atrito e maximizando a eficiência. O conforto acústico e vibracional (NVH) foi também aprimorado com tecnologias como o Active Noise Control-Road (ANC-R) e pneus com absorção sonora, assegurando uma viagem mais silenciosa e refinada, especialmente em aceleração e pisos irregulares. A dinâmica de condução é igualmente otimizada pelo inovador sistema e-Handling, que utiliza o controlo de binário do motor para melhorar a aderência, a estabilidade e a resposta da direção. Ajustando dinamicamente a potência às condições da estrada, o sistema proporciona maior precisão e desempenho global.

O novo Hyundai NEXO integra ainda um Sistema Inteligente de Recuperação de Energia (SRS), que reduz o esforço do condutor e promove uma condução mais suave.

O sistema SRS ajusta automaticamente a regeneração com base nos dados do sistema de navegação, na proximidade de outros veículos e em informações da cartografia, como radares de velocidade ou lombas. O sistema gere a desaceleração, permitindo ainda personalizar a distância de seguimento de acordo com as preferências do condutor.

Nas versões destinadas ao mercado europeu¹ surge uma novidade particularmente relevante: capacidade de reboque de até 1.000 kg, o que permite ao novo Hyundai NEXO apresentar-se como o primeiro FCEV com esta funcionalidade, o que ampliando a sua versatilidade.

Funcionalidades inovadoras tornam a condução a hidrogênio intuitiva e prática

O novo Hyundai NEXO incorpora soluções orientadas para o utilizador, concebidas para reforçar a conveniência e tornar a experiência FCEV ainda mais intuitiva.

A alavanca de mudança na coluna de direção liberta espaço no habitáculo, aumentando a capacidade de arrumação na consola central.

O sistema Connected Car Navigation Cockpit (ccNC) combina dois ecrãs curvos de 12,3 polegadas para informação ao condutor e infotainment. Suporta atualizações over-the-air (OTA), Apple CarPlay e Android Auto sem fios, reconhecimento de voz com IA generativa e um sistema de som premium “Audio by Bang & Olufsen” com até 14 altifalantes.

O head-up display (HUD) projeta no para-brisas informações essenciais tais como: velocidade, dados de condução assistida e alertas de segurança, o que permite reduzir distrações. Entre outras comodidades encontram-se carregamento rápido de smartphones, Digital Key 2 com tecnologia NFC, e portas USB com carregamento rápido a 15 W.

Tal como os veículos elétricos da Marca, também o novo Hyundai NEXO integra função vehicle-to-load (V2L), permitindo alimentar dispositivos eletrónicos no interior ou exterior do veículo. A função V2L externa oferece ligação direta sem adaptadores adicionais.

Para maior visibilidade, o novo Hyundai NEXO pode integrar espelho retrovisor digital (DCM) e espelhos laterais digitais (DSM), substituindo os elementos óticos tradicionais. Estes sistemas ampliam o campo de visão, melhoram a deteção de ângulos mortos e otimizam a visibilidade em condições adversas. O DCM inclui um sistema de limpeza para manter a lente traseira desobstruída, enquanto o DSM trabalha em conjunto com o Blind View Monitor (BVM) para maior segurança em mudanças de via.

Outras funcionalidades destacadas:

- O Dash Cam com gravação dianteira e traseira em alta qualidade, captação de voz e deteção de movimento em estacionamento até quatro dias;
- A Autenticação por impressão digital para arranque biométrico, pagamentos eletrónicos e perfis personalizados;
- O Digital Key 2 compatível com smartphones e wearables, incluindo Apple Watch, permitindo desbloqueio, arranque e controlo remoto, com suporte para até 15 dispositivos;
- O Sistema de alerta de ocupantes traseiros com sensores de radar que detetam movimento e emitem alertas visuais e sonoros para evitar que crianças ou animais sejam deixados no interior.

Estas tecnologias reforçam o posicionamento do novo Hyundai NEXO como uma proposta centrada no utilizador e integrada na estratégia eletrificada global da marca.

Linguagem de design “Art of Steel” combina robustez com conforto premium

O novo Hyundai NEXO estreia a linguagem de design “Art of Steel” da Hyundai, que destaca a força e a versatilidade do aço, combinando resistência com



expressão artística. O resultado é um design que transmite tensão, durabilidade e uma estética moderna. A carroçaria apresenta linhas fortes e uma estrutura sólida que refletem robustez e requinte. A secção transversal arqueada reforça a durabilidade e os padrões horizontais nas portas evidenciam o carácter resistente do modelo, adaptando-se facilmente aos ambientes urbanos e outdoor.

Os distintivos faróis “HTWO” conferem identidade própria ao novo Hyundai NEXO, funcionando como elemento visual exclusivo dos FCEV e refletindo a visão “Hydrogen for Humanity” da Marca. O sistema de iluminação “Four Dot” assegura uma assinatura luminosa com expressão de carácter Hyundai durante a noite.

O novo Hyundai NEXO estará disponível em seis cores: Creamy White Pearl, Phantom Black Pearl, Amazon Gray Metallic, Ocean Indigo Matte, Ecotronic Gray Pearl e Goyo Copper Pearl, com destaque para a última inspirada no conceito de “Koreanism”, graças ao tom profundo e sereno.

O processo de pintura de três camadas confere um acabamento multidimensional, que varia consoante a luz e o ângulo, reforçando a presença dinâmica do SUV.

Compromisso da Hyundai com a liderança em hidrogénio

O novo Hyundai NEXO representa um passo decisivo na mobilidade a hidrogénio, combinando tecnologia fuel cell de última geração com emissões zero. Com foco na flexibilidade, eficiência e segurança, o novo Hyundai NEXO afirma-se como uma opção prática e atrativa para utilizadores pioneiros de FCEV.

Aproveitando quase três décadas de liderança em tecnologia fuel cell, esta segunda geração reforça o papel da Hyundai como referência global na mobilidade a hidrogénio. Através da Marca HTWO e das crescentes soluções de infraestrutura e negócio associadas, a Hyundai continua a consolidar uma estratégia de eletrificação abrangente que integra veículos elétricos a bateria (BEV), híbridos e FCEV, oferecendo aos consumidores uma gama alargada de opções ecológicas. ●

REFERÊNCIAS

1. O novo Hyundai NEXO está disponível no mercado europeu, não estando ainda prevista a comercialização no mercado nacional. Características técnicas ou de produto, prestações, consumo, equipamento de série ou opcional e disponibilidade do Hyundai NEXO, podem diferir do mencionado e deverão ser confirmadas localmente em cada mercado, no momento do respetivo lançamento.

CURSO DE FORMAÇÃO EM ENGENHARIA E ECONOMIA DO HIDROGÉNIO - 4.ª EDIÇÃO

A **Associação Portuguesa para a Promoção do Hidrogénio (AP2H2)** promove a 4.ª Edição da Formação em Engenharia e Economia do Hidrogénio, uma iniciativa que proporciona uma visão integrada das componentes técnicas, económicas e estratégicas associadas ao setor do hidrogénio.

A formação decorrerá em formato online, entre 7 de outubro e 20 de novembro de 2026, reunindo especialistas dos meios académico, empresarial e institucional para abordar os principais desafios e oportunidades da cadeia de valor do hidrogénio.

Mais informações e inscrições: <https://4formacao.crd.co/>



VASCO AMORIM VICE-REITOR DA UTAD

O Prof. **Vasco Amorim**, Presidente da Mesa da AG da AP2H2 e colaborador habitual da H2 Magazine foi nomeado Vice-Reitor da UTAD, assumindo o pelouro da Vice-Reitoria para as Infraestruturas, Planeamento e Qualidade. A Direção da AP2H2 aprovou um voto de congratulação com a nomeação, desejando-lhe as maiores felicidades no desempenho do cargo.



APA APROVA GREENH2ATLANTIC

O projeto **GreenH2Atlantic**, que prevê a construção de uma unidade de produção de hidrogénio renovável de 100 MW nas antigas instalações da central termoelétrica de Sines, desenvolvido pela HyAtlantic, já recebeu a Declaração de Impacto Ambiental (DIA) favorável condicionada da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), assinalando um importante marco no processo de desenvolvimento do projeto.

A HyAtlantic, empresa que lidera o projeto GreenH2Atlantic, irá agora analisar as recomendações e medidas propostas, e a sua integração nos projetos de engenharia. Cumprido este importante passo, irão prosseguir com atividades de engenharia e outros estudos que permitam confirmar a viabilidade económica do projeto e, posteriormente, submeter

a etapa final de licenciamento ambiental, o Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução (RECAPE). A concretização do projeto estará sempre condicionada a uma decisão final de investimento a ser tomada pela HyAtlantic, e que, entre outros aspetos, contemplará a verificação de um enquadramento regulatório que seja favorável à criação de um mercado de hidrogénio verde.

A HyAtlantic é liderada pela EDP e pela Galp, e inclui ainda como acionistas a Bondalti, a Martifer e a Vestas Wind Systems A/S. Participam ainda no projeto enquanto parceiros tecnológicos e científicos o ISQ, a SIEMENS, o INESC-TEC, o HyLab, a DLR (Alemanha), o CEA (França) e a Axelera (cluster público-privado).

DREAM. DARE. WE BUILD.



Hydrogen Solutions



MAIN CHARACTERISTICS:

- H35 and H70 dispensing | T40 cooling
- 500 bar and 1000 bar compression | 500 bar and 1000 bar storage
- Hydrogen supply via tube trailer (up to 500 barG) or electrolyser
- ESD, HD and FD devices | 40ft footprint
- Mobile and fully automated | 24h set-up and commissioning
- No civil works needed | Plug and play solution
- Suitable for operation at extreme conditions



Move with us towards a **greener** future.



Curso de Formação em Engenharia e Economia do Hidrogénio 4ª Ed.

07 outubro a 20 novembro de 2026

Inscrições abertas

Formato Online;

Certificação incluída.

20 sessões / 40h de formação;

Horário das 17h às 19h (3 vezes por semana).

ORGANIZAÇÃO



Mais info.



PATROCINADOR



PARCEIROS

