



asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía
associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

ESTUDO DE BENCHMARK

SOBRE A SITUAÇÃO E PAPEL FUTURO DOS GASES RENOVÁVEIS NOS PAÍSES DA ARIAE

Outubro de 2024

ÍNDICE

1. Introdução	2
2. Caracterização do setor de gases renováveis	5
3. Análise da situação e papel futuro dos gases renováveis nos países da ARIAE	12
3.1. Hidrogénio	12
3.1.1. Políticas	12
3.1.2. Infraestruturas	27
3.1.3. Impulsos e obstáculos ao desenvolvimento do setor	44
3.1.4. Regulação	51
3.2. Biogás	61
3.2.1. Políticas	61
3.2.2. Infraestruturas	71
3.2.3. Impulsos e Obstáculos ao desenvolvimento do setor	82
3.2.4. Regulação	90
4. Conclusões	100
ANEXOS	105
Anexo I – Questionário	106
Anexo II - Definições	114

1. INTRODUÇÃO

A ARIAE tem por objeto a promoção do avanço e o intercâmbio de experiências regulatórias nos setores da energia, partilhando conhecimentos regulatórios nestes setores, bem como fomentar a comunicação entre especialistas e profissionais das entidades membros que integram a associação.

Para esse efeito, foi constituído o Grupo de Trabalho (GT) de gás com o seguinte plano de atividades a desenvolver no biénio 2023-2024:

- a) Realização de *webinar* com casos de estudo sobre a situação dos gases renováveis nos países membros da ARIAE (realizado em setembro de 2023);
- b) Realização de *benchmarking* regulatório e de funcionamento dos mercados de gás (em desenvolvimento);
- c) Realização de *webinar* para apresentação dos resultados do benchmarking regulatório e de funcionamento dos mercados de gás;
- d) Relatório sobre a situação atual e papel futuro dos gases renováveis nos países-membros da ARIAE (em desenvolvimento).

Listam-se de seguida as entidades reguladoras e respetivos países que integram a ARIAE:

1. *Ente Nacional Regulador del Gas* (ENARGAS), Argentina;
2. *Agencia Nacional de Hidrocarburos*, (ANH) Bolívia;
3. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Brasil;
4. *Comisión Nacional de Energía* (CNE), Chile;
5. *Comisión de Regulación de Energía y Gas*, Colombia;
6. *Autoridad Reguladora de Servicios Públicos* (ARESEP), Costa Rica;
7. *Oficina Nacional para el control del uso racional de la Energía* (ONURE), Cuba;
8. *Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables* (ARC), Equador;

9. *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)*, El Salvador;
10. *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)*, Espanha;
11. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*, Guatemala;
12. *Comisión Reguladora de Energía Eléctrica*, Honduras;
13. *Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)*, México;
14. *Instituto Nicaragüense de Energía (INE)*, Nicaragua;
15. *Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)*, Panamá;
16. Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), Portugal;
17. *Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)*, Perú;
18. *Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR)*, Porto Rico;
19. *Superintendencia de Electricidad (SIE)*, para, e Ministerio de Energía y Minas (gás), República Dominicana;
20. Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), Uruguai.

A Figura 1 apresenta os países-membros do GT Gás: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Cuba, El Salvador, Guatemala, México, Panamá, Perú, Portugal, República Dominicana e Uruguai.

Figura 1 – Países Membros GT GÁS



No dia 24 de junho de 2024, durante a 3ª reunião do GTG, foi aprovado um questionário para recolha de informação sobre a situação e papel futuro dos gases renováveis nos países ARIAE. O

questionário foi posteriormente circulado aos membros da ARIAE e esteve aberto para respostas dos membros até ao final de agosto de 2024.

Responderam ao questionário 11 países: Argentina, Brasil, Costa Rica, Cuba, República Dominicana, El Salvador, Espanha, Panamá, Peru, Portugal e Uruguai. Este documento apresenta a informação recolhida, dando uma visão geral do estado de desenvolvimento dos setores de hidrogénio verde e biogás nos países respondentes.

Note-se que Espanha e Costa Rica apesar de não pertencerem ao GT Gás, também participam no estudo, tendo respondido ao questionário.

2. CARACTERIZAÇÃO DO SETOR DE GASES RENOVÁVEIS

No balanço da Conferência das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (COP28)¹, é reconhecido que a ciência indica que as emissões globais de gases com efeito de estufa têm de ser reduzidas em 43% até 2030, em comparação com os níveis de 2019, para limitar o aquecimento global a 1,5°C. Mas observa que as Partes não estão no bom caminho quando se trata de cumprir os objetivos do Acordo de Paris.

Por essa razão, o balanço incentiva as partes a tomar medidas para alcançar, à escala global, a triplicação da capacidade de energia renovável e a duplicação das melhorias de eficiência energética até 2030. A lista inclui também a aceleração dos esforços para a eliminação progressiva da produção ininterrupta de energia a partir do carvão, a eliminação progressiva dos subsídios ineficientes aos combustíveis fósseis e outras medidas que promovam a transição para uma utilização menos intensiva dos combustíveis fósseis nos sistemas energéticos, de uma forma justa, ordenada e equitativa, continuando os países desenvolvidos a assumir a liderança.

De acordo com a Agência Internacional da Energia², a triplicação da capacidade global de energias renováveis no sector da energia a partir dos níveis de 2022 até 2030 levaria a uma capacidade superior a 11 000 GW, em conformidade com o Cenário de Zero Emissões Líquidas até 2050 (NZE) da AIE. Neste contexto, todos os sectores da economia têm de reduzir as suas emissões, incluindo a indústria pesada e os transportes de longo curso, para os quais existem soluções limitadas.

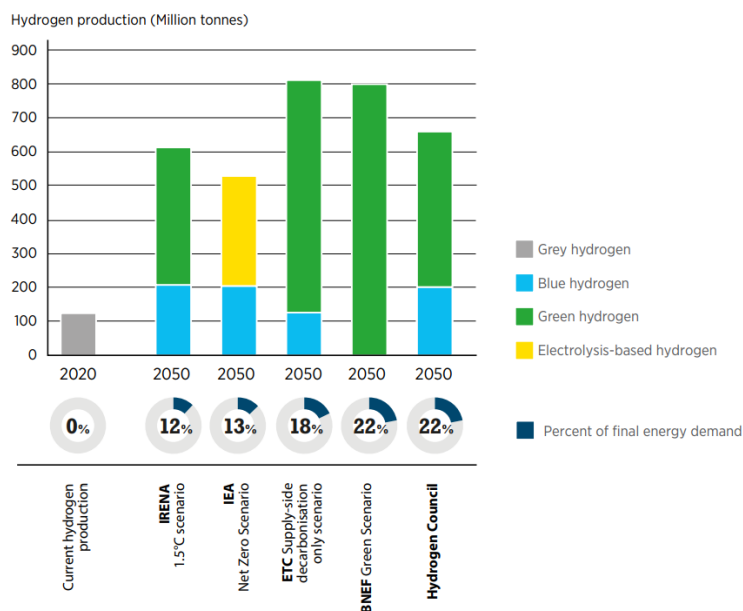
O hidrogénio surgiu como uma opção fundamental para reduzir as emissões nestes sectores. Adicionalmente, a redução drástica dos custos das energias renováveis e dos eletrolisadores está a tornar o hidrogénio “verde” mais atrativo do ponto de vista económico - ou seja, o hidrogénio produzido através da eletrólise da água alimentada por eletricidade renovável. A crescente quota de energias renováveis variáveis, como a energia eólica e a energia solar fotovoltaica (PV), também cria uma procura de flexibilidade e armazenamento, que o hidrogénio pode ajudar a fornecer. O hidrogénio verde pode, assim, complementar e alargar a revolução em curso na eletricidade renovável. O resultado desta tendência, baseada nos planos de desenvolvimento de

¹ Mais informação em <https://unfccc.int/news/cop28-agreement-signals-beginning-of-the-end-of-the-fossil-fuel-era>.

² IEA Renewables 2023 report, page 7, https://iea.blob.core.windows.net/assets/96d66a8b-d502-476b-ba94-54ffda84cf72/Renewables_2023.pdf.

cada país, a produção esperada de hidrogénio verde, até 2050, varia entre 12% a 22%, como se verifica na Figura 2, dependendo do cenário selecionado:

Figura 2 – Estimativa da produção de energia em 2050



Sources: BloombergNEF (2021a); ETC (2021); Hydrogen Council (2021); IRENA (2021a); IEA, (2021a).

Notes: The International Energy Agency refers to "fossil-based with CCUS" (carbon capture, utilisation and storage) and "electrolysis-based" hydrogen. The Hydrogen Council projects that 60-80% of hydrogen production will be renewables based, with the rest "low-carbon", which it defines as "hydrogen produced from energy sources of non-renewable origin with a carbon footprint below a defined threshold". Current hydrogen production includes hydrogen created as by-product from other processes.

Fonte: [Geopolitics Hydrogen 2022](#), IRENA

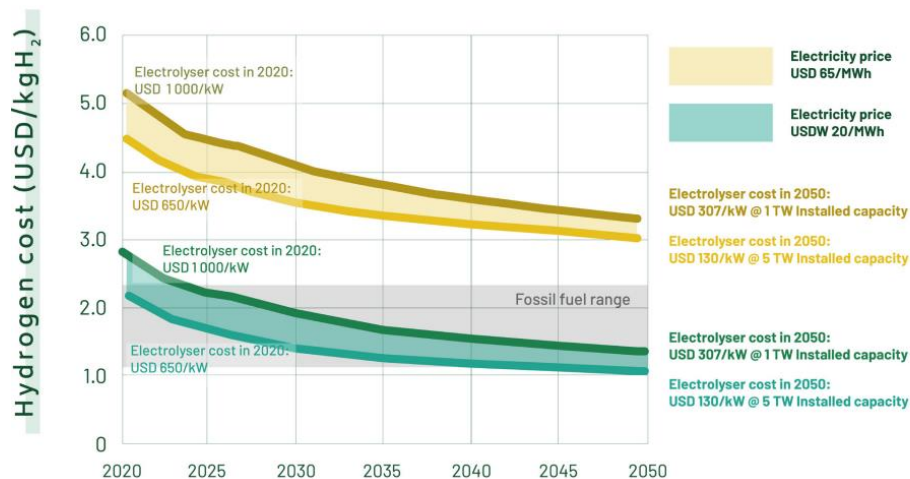
As potencialidades do hidrogénio são enormes. De acordo com a IRENA, uma única instalação siderúrgica que utilize hidrogénio em vez de combustível fóssil utilizaria cerca de 300 000 toneladas de hidrogénio por ano, absorvendo a produção de 5 gigawatts (GW) de eletrolisadores (*Mission Possible Partnership*, 2021). Atualmente, a capacidade global de eletrolisadores é de pouco mais de 0,3 GW. De acordo com os principais bancos de investimento, até 2050, as vendas globais de hidrogénio poderão valer 600 mil milhões de dólares (Financial Times, 2021), e as cadeias de valor do hidrogénio verde poderão tornar-se uma oportunidade de investimento de 11,7 biliões de dólares nos próximos 30 anos, abrangendo tudo, desde a capacidade renovável dedicada e os eletrolisadores, até às infraestruturas de transporte (Goldman Sachs, 2020)³.

De acordo com o relatório de 2023 do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), relativo às potencialidades do hidrogénio nos países da América do Sul e Caribe (LAC), prevê-se uma

³ IRENA, Geopolitics of the Energy Transformation The Hydrogen Factor, page 21, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jan/IRENA_Geopolitics_Hydrogen_2022.pdf?rev=1cfe49ee_e979409686f101ce24ffd71a.

redução de três vezes no custo dos eletrolisadores em relação ao custo atual, como se observa na Figura 3. Como os preços das energias renováveis e dos eletrolisadores continuam a diminuir, os custos da produção de GH2 cairão significativamente até 2050 ⁴.

Figura 3 – Estimativa de preços de produção do hidrogénio



Note: Efficiency at nominal capacity is 65%, with a LHV of 51.2 kilowatt hour/kilogramme of hydrogen (kWh/kg H₂) in 2020 at 76% (i.e. an LHV of 43.8 kWh/kg H₂) in 2050, a discount rate of 8% and a stack lifetime of 80 000 hours. The electrolyser investment cost for 2020 is USD 650-1000/kW. Electrolyser costs reach USD 130-307/kW as a result of 1-5 TW of capacity deployed by 2050.

Source: IRENA (2020a). ²

Fonte: [BID, 2023](#)

Resulta do relatório do BID, como dos questionários realizados, que a região da América Latina e Caribe reconhece o seu potencial significativo para a produção de GH2, tanto para uso doméstico como para fins de exportação. Consequentemente, numerosos países da região estão a fazer progressos em várias frentes, incluindo a produção, utilização e exportação de GH2, como se detalhe neste relatório.

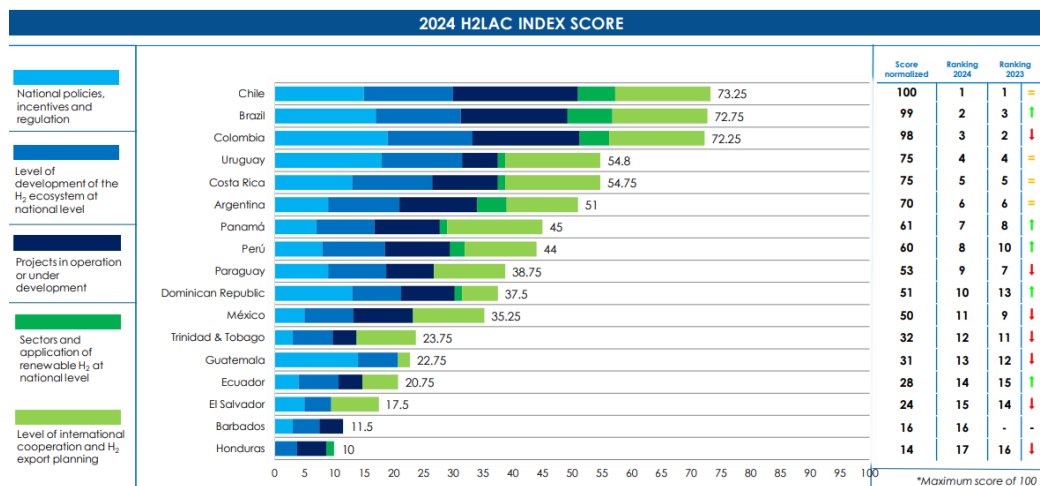
A este respeito, a HINICIO ⁵ divulgou um índice dos progressos monitorizados no setor das energias renováveis, em particular do H₂, nos países da América Latina e Caribe, como se apresenta na Figura 4.

O índice resulta da avaliação de cinco parâmetros, designadamente: 1) políticas nacionais, incentivos e regulação; 2) nível de desenvolvimento do ecossistema de H₂, a nível nacional; 3) projetos em operação ou em desenvolvimento; 4) Setores e aplicação do H₂ verde a nível nacional e 5) nível de cooperação internacional e planeamento de exportação do H₂.

⁴ [Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean](#), BID, 2023.

⁵ Empresa de consultoria técnica e estratégica especializada em hidrogénio e seus derivados, mobilidade sustentável e descarbonização industrial.

Figura 4 – Index dos progressos monitorizados no setor das energia renováveis, na LAC



Fonte: [HINICIO, 2024](#)

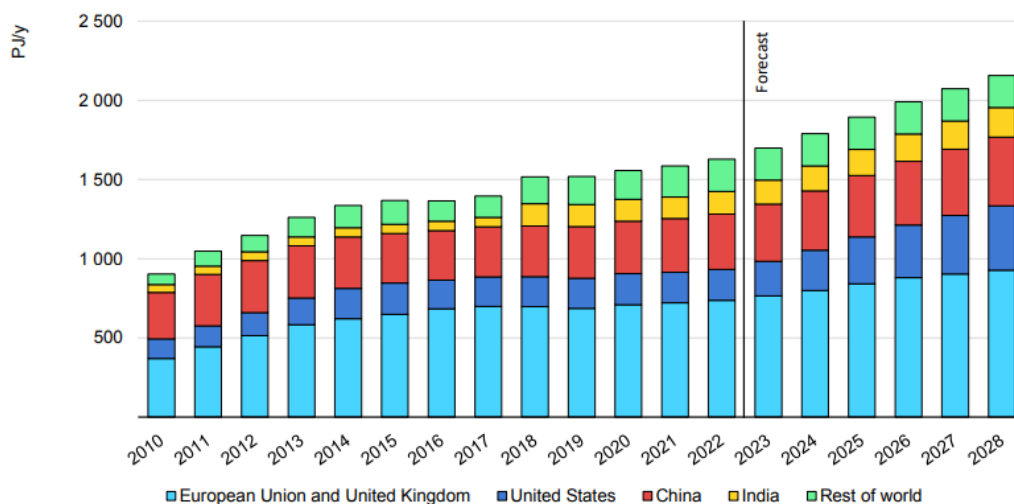
Nesta avaliação, destaca-se pela positiva o Brasil, Uruguai, Costa Rica e Argentina com níveis de sucesso de implementação das suas estratégias superiores a 51, num total de 100. Esta avaliação pode ser confirmada com os desenvolvimentos identificados neste relatório.

Biogás

A produção global combinada de biogás e biometano atingiu mais de 1,6 EJ em 2022 - um aumento de 17% em relação a 2017. Quase metade da produção está baseada na Europa. Outros 21% são produzidos na China, seguidos dos Estados Unidos (12%) e da Índia (9%)⁶. A produção esperada de biogases é apresentada na Figura 5.

⁶ IEA, [Renewables 2023 Report](#)

Figura 5 – Produção realizada e prevista de biogases, entre 2010 e 2028

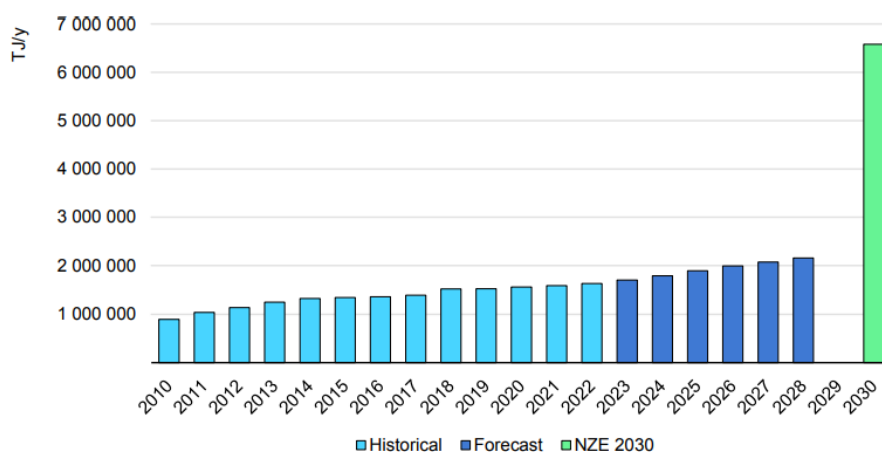


IEA. CC BY 4.0.

Fonte: EIA, [Renewables report 2023](#)

Mas face num cenário de emissões zero em 2030, a produção de biogases, a nível mundial, tem de ser incrementada de forma robusta, estimando-se necessária a produção de quase 7 000 000 T J/y, conforme se representa na Figura 6.

Figura 6 – Produção global necessária de biogás, no cenário net zero



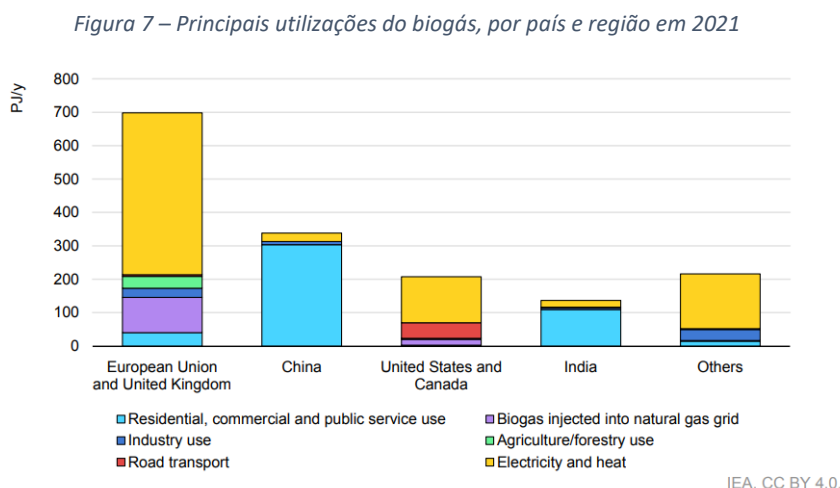
IEA. CC BY 4.0.

Fonte: EIA, [Renewables report 2023](#)

Os países europeus terão de intensificar os seus esforços para garantir que os incentivos aos investidores continuem a ser atrativos nos novos sistemas de concursos, tendo em conta as atribuições incompletas em alguns leilões recentes.

Outras regiões com forte potencial de biogás, como a **América Latina** e o Sudeste Asiático, poderão dar contributos significativos para o crescimento global se for obtido apoio público suficiente para lançar o desenvolvimento do sector.

De acordo com a mesma fonte, a utilização principal do biogás destina-se à produção de eletricidade e a uso doméstico ou comercial, na China e na Índia, como se observa pela **Figura 7**. Todavia, é muito relevante identificar as especificidades locais e regionais, na sua utilização.



Fonte: EIA, [Renewables report 2023](#)

Embora tradicionalmente, o biogás tenha sido promovido para a produção de eletricidade em centrais de produção combinada de calor e eletricidade, com o aumento do acesso a eletricidade renovável competitiva, há incentivos para explorar formas de aplicar a flexibilidade do biometano a utilizações industriais e de transporte, quer diretamente quer através da injeção na rede de gás. A este respeito, de notar as experiências de **Portugal** e **Espanha** apresentadas neste relatório.

Ainda no que respeita ao biogás, de acordo com a IEA, as economias emergentes, lideradas pelo **Brasil**, dominam a expansão global dos biocombustíveis, que deverá crescer 30% mais rápido do que nos últimos cinco anos. Apoiadas por políticas robustas de biocombustíveis, pelo aumento da procura de combustíveis para transportes e pelo potencial abundante de matérias-primas, prevê-se que as economias emergentes impulsionem 70% do crescimento da procura global de

biocombustíveis durante o período de previsão. Só o Brasil é responsável por 40% da expansão dos biocombustíveis até 2028. Políticas mais fortes são o principal impulsionador desse crescimento, à medida que os governos expandem os esforços para fornecer suprimentos de energia acessíveis, seguros e com baixas emissões. Os biocombustíveis utilizados no sector dos transportes rodoviários continuam a ser a principal fonte de novos fornecimentos, representando quase 90% da expansão.

A nível mundial, prevê-se que os biocombustíveis e a eletricidade renovável utilizados nos VE compensem 4 milhões de barris de equivalente de petróleo por dia até 2028, o que representa mais de 7% da procura prevista de petróleo para os transportes.

3. ANÁLISE DA SITUAÇÃO E PAPEL FUTURO DOS GASES RENOVÁVEIS NOS PAÍSES DA ARIAE

3.1. HIDROGÉNIO

3.1.1. POLÍTICAS

No que respeita ao desenvolvimento das políticas e incentivos à criação do mercado de hidrogénio, na grande maioria dos países respondentes, verifica-se que há um forte interesse político neste setor, demonstrado pelo nível de empenho e desenvolvimento dos instrumentos políticos e de estratégia, classificado como alto ou médio alto, com se resume nesta tabela:

	POLÍTICAS E ESTRATÉGIA PARA O HIDROGÉNIO	NÍVEL DE DESENVOLVIMENTO
ARGENTINA	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Alto
BRASIL	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Alto
COSTA RICA	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Alto
CUBA	Sem linhas políticas definidas	Baixo
EL SALVADOR	Com linhas políticas definidas (em revisão)	Médio baixo
ESPAÑA	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Alto
PANAMÁ	Com linhas políticas definidas e plano de ação aprovado	Médio alto
PERÚ	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Médio alto
PORTUGAL	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Alto
REPÚBLICA DOMINICANA	Com linhas políticas definidas	Médio baixo
URUGUAI	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Alto

Seguidamente, é detalhada a informação de cada país resultante dos questionários.

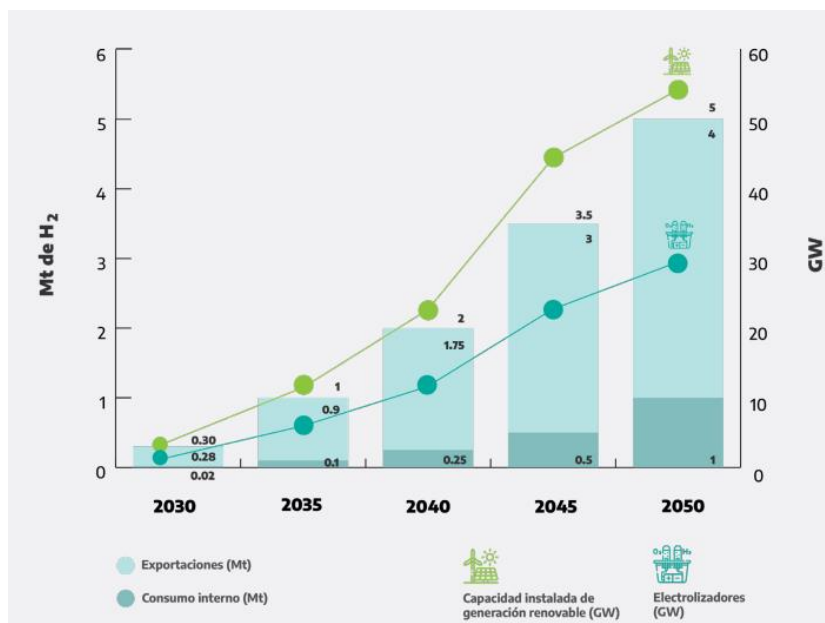
Argentina

A Argentina aprovou, em agosto de 2023, a sua estratégia para o hidrogénio (H₂) através do documento “La Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno” ⁷, que tem por ambição a promoção do hidrogénio azul, verde e rosa.

⁷ Documento disponível em https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_-_sae.pdf e https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/enh_planesdeaccion2023.pdf.

Os objetivos para 2050 são a produção de 5 milhões de toneladas de H₂, 80% das quais destinadas à exportação e 20% ao mercado interno, tanto para a descarbonização das utilizações existentes do hidrogénio (indústrias siderúrgica, petroquímica e de refinação), como para novas utilizações (principalmente combustíveis sintéticos).

Figura 8 – Oferta e procura prevista de hidrogénio para bens de equipamentos



Fonte: Estrategia Nacional para el desarrollo del Hidrógeno de Bajas Emisiones

Até à mesma data, os custos previstos do H₂ a partir da energia eólica são de 1,4 USD/kg, 55 GW de energias renováveis e 30 GW de capacidade de eletrólise. Adicionalmente, a estratégia prevê a criação de 82 000 empregos de qualidade; 90 mil milhões de USD de investimentos; e o desenvolvimento de 5 polos de produção e de 2 a 5 portos.

De acordo com estratégia e o plano de ação em vigor, as primeiras ações, destinadas a promover o diálogo público-privado, tiveram início em 2021 e conduziram, em fevereiro de 2023, à constituição da Mesa Redonda Intersectorial do Hidrogénio. Este espaço, criado no âmbito do Conselho Económico e Social e liderado pela Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da Nação, trabalhou na articulação entre o setor privado e as

diferentes áreas do governo, nacional e provincial, para desenvolver a Estratégia Nacional do Hidrogénio (ENH).

A entidade responsável pelo desenvolvimento desta matéria é assumida pela *Subsecretaria de Transición y Planeamiento Energético*, que integra o *Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible*.

Brasil

No que diz respeito à República Federativa do Brasil, o mais relevante marco legislativo central do desenvolvimento do setor de hidrogénio é a Lei n.º 14 948, de 2 de agosto de 2024, que “institui o marco legal do hidrogénio de baixa emissão de carbono”. O Artigo 5º identifica como instrumentos da Política Nacional do Hidrogénio de Baixa Emissão de Carbono os seguintes elementos:

- Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2);
- Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC);
- Certificação do hidrogênio de baixa emissão de carbono;
- Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogénio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro);
- Cooperação técnica e financeira entre os setores público e privado para o desenvolvimento de pesquisas de novos produtos, métodos, processos e tecnologias para produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono;
- Incentivos fiscais, financeiros, creditícios e regulatórios legalmente instituídos.

Sendo este documento um marco legislativo recente, importa destacar que se encontra já atualmente em execução o Plano de Trabalho Trienal 2023-2025 do Programa Nacional de Hidrogênio, que assenta em três metas ambiciosas para a próxima década, a saber:

- Até 2025: disseminar unidades de produção piloto de hidrogénio de baixo carbono em todas as regiões do país;

- Até 2030: consolidar o Brasil como o produtor mais competitivo de hidrogénio de baixo carbono a nível global;
- Até 2035: consolidar *hubs* de hidrogénio de baixo carbono no Brasil.

Em termos institucionais, a execução destas políticas de desenvolvimento do setor de hidrogénio no Brasil cabe ao Ministério de Minas e Energia do Governo Federal, ao Comité Gestor do Programa Nacional de Hidrogénio, ao Conselho Nacional de Política Energética e à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Costa Rica

A “*Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Costa Rica*” 2022-2050⁸ (ENH2V), publicada em julho de 2023, define as linhas gerais de atuação deste país na promoção da utilização do hidrogénio. Os organismos responsáveis pela sua implementação e monitorização são *Ministerio de Ambiente y Energía* (MINAE), a *Secretaría de Planificación del Subsector Energía* (SEPSE) e *La Asociación Costarricense de Hidrógeno* (ACH2).

A ENH2V baseia-se em três pilares ou eixos que se espera venham a ser desenvolvidos no futuro, a saber:

- Descarbonização do setor dos transportes e da indústria;
- Desenvolvimento de um centro de tecnologia e inovação do hidrogénio verde;
- Exportação de hidrogénio.

⁸ Disponível em <https://energia.minae.go.cr/wp-content/uploads/2020/04/Estrategia-Nacional-de-H2-Verde-Costa-Rica.pdf>.

Figura 9 – Oportunidades para a Costa Rica para o hidrogénio verde



Fonte: [La Asociación Costarricense de Hidrógeno](#)

As condições que devem ser desenvolvidas incluem o financiamento e o investimento estrangeiro, a criação de procura interna, a coordenação de alianças estratégicas, o reforço de capacidades e formação, o desenvolvimento tecnológico e os projetos-piloto, apoio à inovação, acordos internacionais de exportação e sistemas de certificação.

Neste momento, já existem mecanismos de apoio adotados, designadamente:

- Diretriz n.º 002-MINAE referente à promoção da investigação, produção e comercialização de hidrogénio verde (2018);
- Lei n.º 9518 que estabelece incentivos e promoção do transporte elétrico e atualização da lei sobre incentivos ao transporte verde (2018);
- Decreto Ejecutivo n.º 43095-MINAE-H, que estabelece uma isenção para os equipamentos para produzir hidrogénio verde (2021);
- Decreto n.º 43366-MINAE, referente ao aproveitamento dos excedentes do Sistema Eléctrico Nacional para o desenvolvimento de uma Economia Verde do Hidrogénio (2021);

- Decreto Ejecutivo n.º 44318-MINAE, que manifiesta una “Declaración de interés público para el investimento en hidrógeno verde”, de diciembre de 2023.

Figura 10 – Linha do tempo dos atos regulatórios sobre hidrogénio verde



Fonte: [Estrategía Nacional de H₂ Verde Costa Rica](#)

Cuba

A República de Cuba não possui, à data deste relatório, uma estratégia formalmente estabelecida para o desenvolvimento de um setor de hidrogénio no país. Ainda assim, a tutela do desenvolvimento da produção de hidrogénio em Cuba cabe aos Ministérios do Ensino Superior, dos Transportes e da Energia e Minas, bem como o Grupo Empresarial da Indústria Química.

El Salvador

A *Direção Geral de Energia, Hidrocarbonetos y Minas* é responsável pela formulação, adoção, acompanhamento e avaliação das políticas, estratégias e planos do sector energético. Assim, o desenvolvimento do mercado do hidrogénio no país dependerá das orientações emitidas por esta entidade.

Por outro lado, a *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones* (SIGET), é responsável pelo Sistema de Certificação de Hidrogénio Limpo e de Baixas Emissões e seus Derivados para a América Latina e as Caraíbas (CertHiLAC), que será responsável por

garantir a rastreabilidade do produto, oferecendo informação detalhada sobre a intensidade de carbono e a tecnologia de produção bem com os atributos de sustentabilidade ambiental e social. Uma vez aprovada a CertHiLAC haverá um sistema de certificação uniforme na América Latina, o que poderá facilitar o processo de exportação de hidrogénio limpo para outras regiões.

El Salvador publicou a sua Política Energética El Salvador 2020-2050 (PEN2050)⁹ encontrando-se atualmente em processo de revisão com o objetivo de reformular a Política Energética Nacional de Longo Prazo para El Salvador 2024-2054.

A PEN2050 refere no seu eixo estratégico relativo à Segurança e Integração Energética o objetivo de minimizar a vulnerabilidade energética do país e reduzir a dependência do petróleo, mediante a avaliação da relação benefício/custo da incorporação do hidrogénio na matriz energética nacional em substituição dos produtos petrolíferos. É ainda estabelecida a possibilidade de explorar alternativas de integração energética regional com projetos de produção com recurso a tecnologias baseadas no hidrogénio.

Espanha

Em Espanha, o organismo governamental responsável pela política de hidrogénio - Ministério para a Transição Ecológica e o Desafio Demográfico, promoveu a adoção, em outubro de 2020, do [Roteiro para o Hidrogénio](#), que inclui 60 medidas de apoio nos seguintes domínios:

- Simplificação administrativa e eliminação de barreiras regulamentares à produção de hidrogénio;
- Criação de um sistema de garantias de origem (GoO5);
- Favorecer a competitividade do hidrogénio renovável;
- Monitorização da produção e do consumo de hidrogénio;
- Promoção da aplicação do hidrogénio renovável na indústria;

⁹ <https://www.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2021/12/PEN2050.pdf>

- Promoção da aplicação do hidrogénio renovável nos transportes;
- Apoio à investigação, desenvolvimento e inovação de tecnologias da cadeia de valor do hidrogénio renovável.

Para 2030 está prevista a instalação em Espanha de, pelo menos, 4 GW de potência eletrolítica que se situará idealmente nas proximidades dos locais de consumo, tanto na indústria consumidora de hidrogénio como para o abastecimento de hidrogeradores e outras aplicações, com o objetivo de minimizar os custos associados ao transporte e armazenamento do hidrogénio.

Panamá

No que diz respeito a políticas públicas para o setor do hidrogénio verde, o Panamá conta desde 2023 com a Estratégia Nacional de Hidrogénio Verde e Derivados, aprovada através da Resolução nº MIPRE-2023-0015577 da *Secretaría Nacional de Energía* do Governo do Panamá, e que tem como visão global “posicionar o Panamá como a Rota Global para o hidrogénio verde e seus derivados, potenciando a sua localização geográfica e infraestruturas para abastecer os sectores logístico, doméstico, marítimo, energético com energia renovável, desenvolvendo simultaneamente capacidades para estabelecer um mercado inovador para este vetor energético no país”.

Em termos de metas para alcançar esta visão, a Estratégia estabelece três marcos temporais principais:

- Até 2030: 5% da oferta de *bunkering* no Panamá proveniente de hidrogénio verde e seus derivados e produção de 500 mil toneladas de hidrogénio verde e seus derivados localmente;
- Até 2040: 30% da oferta de *bunkering* no Panamá proveniente de hidrogénio verde e seus derivados, produção de 2 milhões de toneladas de hidrogénio verde e seus derivados e 20% dos veículos de transporte de carga pesada e maquinaria deverão utilizar hidrogénio verde ou seus derivados como fonte energética;
- Até 2050: 40% da oferta de *bunkering* no Panamá proveniente de hidrogénio verde e seus derivados, 30% de oferta de hidrogénio verde, seus derivados e/ou

SAF como combustíveis de aviação e 30% dos veículos de transporte de carga pesada e maquinaria deverão utilizar hidrogénio verde ou seus derivados como fonte energética.

Para além destas metas, esta Estratégia define também os seguintes objetivos:

1. Facilitar a utilização do hidrogénio verde e dos seus derivados, com ênfase no transporte marítimo e aéreo, com o objetivo de o Panamá se posicionar como a rota global desta fonte de energia, tornando-se um *hub* de energia sustentável a curto, médio e longo prazo;
2. Estabelecer um quadro jurídico e regulamentar favorável à exploração do hidrogénio verde e dos seus derivados, promovendo o desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogénio verde e dos seus derivados e promovendo infraestruturas facilitadoras;
3. Promover a integração regional da América Latina e das Caraíbas em torno do hidrogénio verde e seus derivados até 2025;
4. Gerar conhecimentos e competências locais e regionais através da criação de um centro de Investigação, Desenvolvimento e Inovação centrado nas energias renováveis e no hidrogénio e seus derivados até 2025;
5. Incentivar o mercado interno, promovendo a procura local de hidrogénio verde até 2033.

Em termos institucionais, tem como competência em primeira linha a implementação destas medidas de desenvolvimento do setor do hidrogénio verde a *Secretaría Nacional de Energía* do Governo do Panamá, tendo sido ainda criados dois comités de apoio e acompanhamento do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde no Panamá: o Comité de Alto Nivel de Hidrogénio Verde, que reúne representantes ministeriais, institucionais e académicos para um acompanhamento estratégico do desenvolvimento do setor; e o Comité Técnico de Hidrogénio Verde, com a incumbência de desenvolver a implementação técnica das orientações estratégicas do Comité de Alto Nivel.

Peru

A Lei n.º 31 992, publicada a 23 de março de 2024, conhecida como a Lei de Fomento do Hidrogénio Verde, constitui o principal marco legislativo do desenvolvimento do setor do hidrogénio no Peru.

O objetivo da Lei é promover a investigação, o desenvolvimento, a produção, a transformação, o armazenamento, o acondicionamento, o transporte, a distribuição, a comercialização, a exportação e a utilização do hidrogénio verde como combustível e como vetor energético, nas suas diferentes aplicações, para o uso e a utilização na matriz energética peruana, a fim de melhorar a qualidade de vida da população como resultado da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE), contribuindo para o cumprimento da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do país.

Propõe-se a criação de políticas, planos e regulamentos para desenvolver a cadeia de valor do hidrogénio verde, desde a sua produção até à sua utilização final, garantindo que estas iniciativas estão alinhadas com a política energética nacional e a declaração de interesse nacional da emergência climática. Além disso, procura garantir-se o planeamento territorial para a criação de polos produtivos, a concessão de benefícios económicos e fiscais e a obtenção de financiamento internacional.

Por fim, declara-se de interesse nacional a investigação, o desenvolvimento, a produção, a transformação, o armazenamento, o acondicionamento, o transporte, a distribuição, a comercialização, a exportação e a utilização do hidrogénio verde como combustível e como vetor energético, nas suas diferentes aplicações, de modo a tirar partido da sua utilização na matriz energética, com o objetivo de melhorar a qualidade de vida da população em resultado da redução das emissões de gases com efeito de estufa (GEE).

A principal instituição governativa responsável pela implementação destes planos e políticas para o desenvolvimento do setor de hidrogénio é o *Ministerio de Energía y Minas* do Governo do Peru (MINEM). O MINEM lidera este esforço, promovendo a produção e utilização de hidrogénio verde na indústria a partir de energias renováveis, em colaboração com o setor privado, universidades e governos regionais. Para além disso, estabelece os requisitos necessários para obter a certificação de origem do hidrogénio

verde e procura promover a investigação científica e tecnológica através do *Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica* (Concytec) e do *Programa Nacional de Investigación Científica y Estudios Avanzados* (Prociencia). Estabelece também que o Ministério da Produção, através do *Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico e Innovación* (Proinnovate), promoverá a inovação e a transferência de tecnologia em projetos relacionados com o hidrogénio verde. Para além destas instituições, intervém também neste setor o Ministério dos Transportes e Comunicações, o Ministério do Ambiente e o Ministério de Economia e Finanças.

Importa ainda destacar neste contexto uma iniciativa de âmbito privado: o H₂ Peru. Trata-se de uma associação sem fins lucrativos, que procura também fomentar o desenvolvimento de uma indústria de hidrogénio verde no Peru. À data de redação deste relatório, esta associação conta com 73 associados entre empresas, associações profissionais, instituições académicas e outras.

Portugal

Portugal aprovou a sua estratégia para o hidrogénio em 14 de agosto de 2020¹⁰, através da Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020.

O objetivo é assegurar, a longo prazo (2050), a descarbonização de toda a rede de Gás Natural e Centrais Elétricas e contribuir significativamente para a descarbonização do sector dos transportes e da indústria.

A estratégia estabelece ainda outras metas, até 2030, como a capacidade instalada de produção de hidrogénio (H₂), o número de veículos H₂ (passageiros e mercadorias), a criação de 50 a 100 postos de abastecimento de hidrogénio e 2 GW a 2,5 GW de capacidade instalada em eletrolisadores.

Os objetivos para 2020-2030 são os seguintes:

- Que o hidrogénio represente 5% no consumo final de energia, transporte rodoviário e consumo na indústria;

¹⁰ Disponível em <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2020/08/15800/0000700088.pdf>. O documento estratégico está disponível em <https://drive.google.com/file/d/1UinlDtafuZaYWgllsWBPfgVu-9VLblvH/view?usp=sharing>.

- Que o hidrogénio represente 10% a 15% de injeção das redes de gás natural;
- 50 a 100 estações de abastecimento de hidrogénio;
- 2 a 2,5 GW de capacidade em eletrolisadores;
- 500 a 550 milhões de euros em mecanismo de apoio à produção de hidrogénio verde, através da atribuição de um apoio que cubra a diferença entre o preço de produção de hidrogénio verde e o preço de mercado de gás natural, que não terá tradução nas tarifas pagas pelos consumidores.

Figura 11 – Objetivos para 2030, da estratégia do hidrogénio em Portugal

OBJETIVOS PARA 2030

O hidrogénio em Portugal poderá representar...



O mecanismo de apoio à produção de hidrogénio foi definido na Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro¹¹ e lançado pelo Despacho n.º 5971-A/2024, de 27 de maio¹².

As metas nacionais de utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia foram definidas pelo Decreto-Lei n.º 84/2022, de 9 de dezembro¹³, na redação vigente.

Para 2030 a quota de energias renováveis no consumo final bruto de energia deve ser igual ou superior a 49%. Nos termos da lei, o consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis resulta da soma:

- Do consumo final bruto de eletricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis, incluindo a produção de eletricidade renovável para autoconsumo;

¹¹ Disponível em <https://files.dre.pt/1s/2023/01/00300/0003400036.pdf>.

¹² Disponível em <https://files.diariodarepublica.pt/2s/2024/05/102000002/0000200003.pdf>.

¹³ A versão consolidada com as alterações aprovadas pelo Decreto-Lei n.º 23/2023, de 05 de abril está disponível em <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2022-204553396>.

- b) Do consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis no setor do aquecimento e arrefecimento;
- c) Do consumo final de energia proveniente de fontes renováveis pelo setor dos transportes.

As entidades responsáveis pelo desenvolvimento da estratégia, no âmbito de cada uma das suas competências são o Ministério – Ministério do Ambiente e Energia (Decreto-Lei n.º 32/2024, de 10 de maio), a DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), para efeitos de utilização do hidrogénio nas redes de transporte e distribuição de gás.

República Dominicana

A República Dominicana aprovou a sua estratégia em 2024, através do documento *“Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana”*¹⁴.

As principais medidas definidas na estratégia nacional para o hidrogénio renovável na República Dominicana são:

- Investigação, desenvolvimento e inovação e formação;
- Normas e regulamentação;
- Infraestruturas;
- Cooperação internacional;
- Indústria e transportes.

São apresentados dois cenários de penetração do hidrogénio, considerando um período de 10 anos, entre 2030 e 2040. A estratégia especifica ainda o setor de atividade em que esta forma de energia tem aplicação, em função do cenário adotado, conforme detalhe apresentado na **Figura 12**.

¹⁴ Disponível em <https://h2lac.org/wp-content/uploads/2024/02/Hacia-Estrategia-Nacional-H2V-repdom.pdf>.

Figura 12 – Cenários de penetração do hidrogénio

Sector→	Año→	(%) en Escenario Baja Penetración		(%) en Escenario Alta Penetración	
		2030	2040	2030	2040
Electricidad		5%	15%	10%	25%
Transporte pesado		8%	20%	15%	30%
Aviación		1%	5%	4%	10%
Maquinaria pesada y camiones mineros		1%	7%	1%	20%
Producción de cemento		4%	15%	10%	35%
Producción de fertilizantes		0%	0%	0%	0%

Fonte: Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana

Os setores considerados para a aplicação do hidrogénio de acordo com o estudo “*Análisis Prospetivo de Hidrógeno Renovable*”¹⁵, identificam os seguintes subsectores para a sua aplicação:

Figura 13 – Setores potenciais para a aplicação de hidrogénio

Categoría	Subsectores
Sectores industriales	- Industria cementera (combustible para hornos) - Producción de amoníaco y fertilizantes verdes (insumo H₂) - Minería metálica (combustible, y posible agente reductor)
Transporte	- Flotas de servicio (p.ej., camiones recolectores de residuos) - Infraestructura de Puertos (grúas y vehículos) - Intralogística (Montacargas, etc.) - Transporte en la minería
Sector Eléctrico	- Generación eléctrica con H₂ y amoníaco - Acumulación de energía para la red eléctrica

Fonte: Hacia una Estrategia de Hidrógeno Renovable para la República Dominicana

Os organismos governamentais responsáveis pelo desenvolvimento da estratégia do hidrogénio na República Dominicana são o *Ministerio de Energía y Minas*, o *Ministerio de Industria, Comercio y Mipymes* e a *Comision Nacional de Energía*.

¹⁵ Disponível em <https://h2lac.org/archivos/analisis-prospectivo-de-hidrogeno-verde-en-la-republica-dominicana/>.

Uruguai

No Uruguai, o organismo governamental responsável pela política de hidrogénio é o *Ministerio de Industria, Energía y Minería*, que promoveu a adoção, em novembro de 2023, do Roteiro para o Hidrogénio Verde.

Numa primeira fase, até final de 2025, pretende criar-se um mercado doméstico para a utilização do hidrogénio e dos seus derivados nos transportes pesados, bem como para a produção de fertilizantes verdes.

Uma segunda fase, a decorrer entre 2026 e 2030, terá como objetivo a expansão do mercado interno (procura e projetos), bem como a entrada em funcionamento dos primeiros projetos de exportação (como o e-metanol, o etanol, etc.)

Na última fase, de 2030 até 2040, o hidrogénio e o amoníaco verde poderiam ser exportados diretamente, bem como o desenvolvimento da produção de hidrogénio verde offshore. Até 2040, a produção de hidrogénio poderá aproximar-se de um milhão de toneladas por ano. Para tal, será necessária uma instalação de aproximadamente 18 GW em energias renováveis e 9 GW em eletrolisadores. A

Figura 14 apresenta um resumo das várias fases previstas no roteiro.

Figura 14 – Fases do roteiro do hidrogénio

Fases hoja de ruta.	 Fase 1 (2022 - 2025): Desarrollar regulación; desarrollar primeros proyectos piloto; atraer los primeros proyectos a escala de exportación.	 Fase 2 (2026 - 2030): Expansión nacional; inicio de los primeros proyectos a escala de exportación.	 Fase 3 (+2030): Mercado nacional a gran escala; crecimiento acelerado de exportaciones.
Detalles generales del proyecto.	+1-2 proyectos pequeña escala implementados, proyectos a mediana escala en desarrollo.	+3-4 proyectos de mediana escala (100-200 MW)	+ proyectos a escala mayor.
Producción (producción de energía e hidrógeno).	• 200- 400 MW de capacidad energética de RES en desarrollo. • ~20 MW de capacidad de producción H₂ para pequeña escala y 100-200 MW en desarrollo.	• 1-2 GW de capacidad de alimentación de RES. • Aprox. 1 GW de capacidad de producción H₂.	• ~18 GW de capacidad de RES. • ~9 GW de capacidad de producción de H₂ y derivados.
Demanda (usos finales en movilidad, industria y energía).	• +1-2 proyectos pequeña escala implementados en casos de usos transporte (camiones pesados, buses de larga distancia, vehículos agrícolas). • +1 proyecto en desarrollo combustibles, materias primas o fertilizantes verdes.	• ~1-2 proyectos a mediana escala en desarrollo para combustibles, materias primas o fertilizantes verde • + Proyectos domésticos: fertilizantes, transporte terrestre y marítimo	• ~3-4 proyectos a escala mayor en desarrollo para exportaciones de combustibles, materias primas o fertilizantes verdes, H₂ y NH₃. • + Proyectos para mercado interno (ej. transporte, marítimo, fertilizantes verdes).
Infraestructura y logística (ductos, almacenamiento, puertos).	• Establecer un plan de infraestructura vinculada a aspectos logísticos como ductos, líneas de transporte y puertos, promoviendo sinergias. • Desarrollar solución portuaria para exportación de combustibles, materias primas o fertilizantes verdes en Montevideo.	• Ejecutar el plan de infraestructura. • Adecuación del puerto de Montevideo a necesidades identificadas en la primera fase.	• Continuar la implementación del plan de infraestructura.
Mecanismos clave necesarios:	1 Desarrollar regulación, así como normas de técnicas de seguridad y calidad. 1 Elaborar guías ambientales y de ordenamiento territorial. 1 Sistematizar procesos de obtención de permisos y licencias. 2 Diseñar estructura de incentivos para las inversiones. Implementar apoyo financiero para los pilotos. 3 Establecer acuerdos internacionales para promover inversiones, generación de conocimiento, la implementación de pilotos y el desarrollo de I+D. 5 Generar conocimiento y divulgar información garantizando el desarrollo local sostenible mediante un proceso participativo. 5 Coordinar y diseñar programas de generación de capacidades para el sector público, privado y académico.	1 Implementar y continuar desarrollando regulaciones vinculadas al hidrógeno verde y derivados. 2 Implementar incentivos enfocados en atracción de inversiones, competitividad de costos y estímulo a la demanda interna. 3 Efectivar la cooperación internacional a lo largo de la cadena de valor y el desarrollo de proyectos a escala. 4 Crear conciencia nacional del potencial del hidrógeno verde y derivados, teniendo en cuenta aspectos económicos, sociales y ambientales. 5 Implementar programas de desarrollo de capacidades con el sector público, privado y académico.	• Continuar identificando y desarrollando mecanismos necesarios para el desarrollo del hidrógeno verde y derivados en los 5 ejes planteados.

Fonte: Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde y derivados en Uruguay, MIEM 2023. www.miem.gub.uy |

www.hidrogenoverde.uy

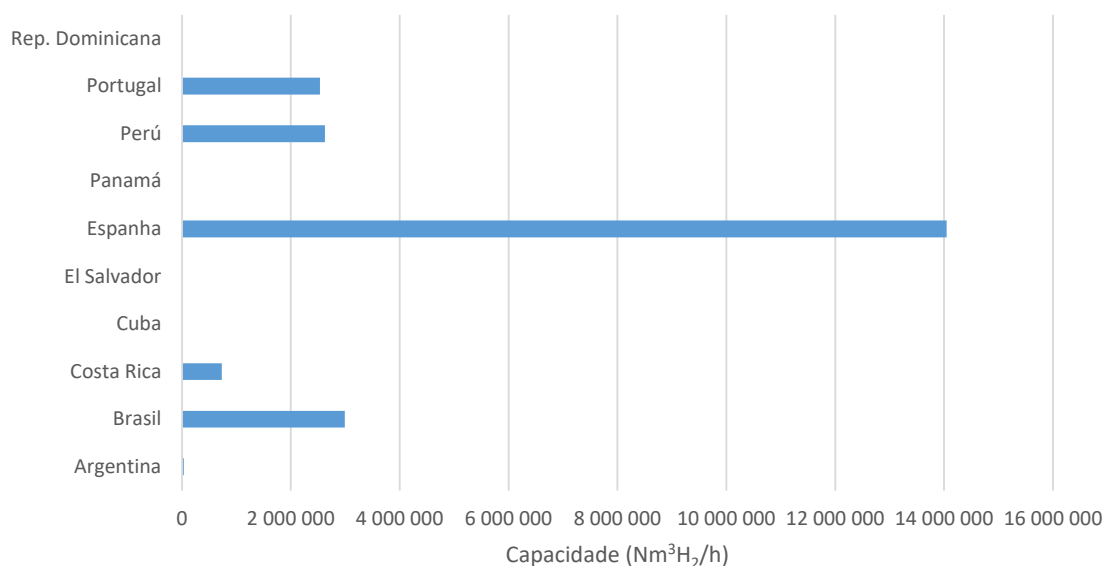
3.1.2. INFRAESTRUTURAS

Ao nível do desenvolvimento das infraestruturas verifica-se a existência de múltiplos projetos-piloto, na maioria dos países respondentes. O Perú é o país que demonstra maior desenvolvimento, no que respeita à produção e utilização do hidrogénio verde, como se demonstra na tabela:

	Estado de desenvolvimento das infraestruturas para o hidrogénio verde	Nível de desenvolvimento
Argentina	Com produção de hidrogénio cinzento. H2 verde em fase piloto. Sem infraestrutura de transporte, distribuição ou armazenamento	Em fase piloto
Brasil	Com produção de hidrogénio cinzento. H2 verde em fase piloto. Sem infraestrutura de transporte, distribuição ou armazenamento	Em fase piloto
Costa Rica	Produção de H2 verde em fase piloto. Sem infraestrutura de transporte, distribuição ou armazenamento	Em fase piloto
Cuba	Com produção de hidrogénio cinzento. Sem projetos piloto de H2, nem infraestruturas	(-)
El Salvador	Sem projetos piloto de H2, nem infraestruturas	(-)
Espanha	Produção de H2 verde em fase piloto. Sem infraestrutura de transporte, distribuição ou armazenamento.	Em fase piloto
Panamá	Produção de H2 verde em fase piloto. Sem infraestrutura de transporte, distribuição ou armazenamento	Em fase piloto
Perú	Com produção de H2 verde operacional para consumo industrial e produção de eletricidade. Existência de vários projetos piloto.	Em produção
Portugal	Produção de H2 verde em fase piloto. Sem infraestrutura de transporte, distribuição ou armazenamento dedicadas. Permitida a injeção de H2 verde nas redes de gás	Em fase piloto
República Dominicana	Sem projetos piloto de H2, nem infraestruturas	(-)
Uruguai	Produção de H2 verde em fase piloto. Sem infraestrutura de transporte, distribuição ou armazenamento	Em fase piloto

Em resumo, a figura seguinte apresenta as capacidades normalizadas das unidades de produção de hidrogénio existentes e previstas para a totalidade dos países analisados.

Figura 15 – Capacidades de produção de H₂, atuais e previstas

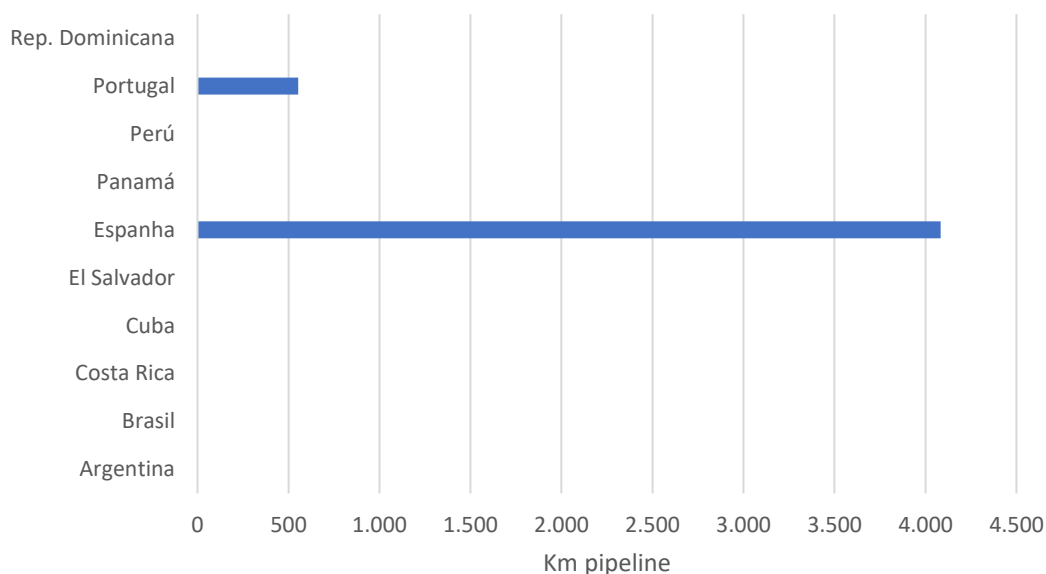


Fonte: IEA (2024), Hydrogen Projects Database, <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>.

Dos dez países analisados, quatro não apresentam infraestruturas de produção e Espanha destaca-se como o país com maior capacidade atual e futura.

O próximo gráfico apresenta a extensão dos gasodutos, atuais e previstos, nos vários países, em termos de infraestruturas novas, dedicadas e infraestruturas já existentes, mas adaptadas ao transporte de hidrogénio.

Figura 16 - Extensão dos gasodutos para H₂, atuais e previstos



Seguidamente, é detalhada a informação de cada país resultante dos questionários.

Argentina

Produzem-se aproximadamente 400.000 ton/ano de hidrogénio cinzento, para o processo de refinação de petróleo para reduzir o conteúdo de enxofre do gasóleo, e para a indústria química para a produção de adubos e amoníaco.

A produção de hidrogénio verde é apenas um projeto-piloto numa fábrica de eletrólise movida a energia eólica da empresa Hychico¹⁶, situada na província de Chubut. O hidrogénio verde gerado é utilizado para autoconsumo: misturado com gás natural para a produção de eletricidade.

Este projeto está equipado com dois eletrolisadores com uma capacidade total de produção de 120 Nm³/h de hidrogénio e 60 Nm³/h de oxigénio. O hidrogénio produzido tem um grau de pureza que pode atingir 99,998%. Quando misturado com gás natural, é

¹⁶ Mais informação em <https://hychico.com.ar/en/hydrogen-plant/>.

utilizado para alimentar um motorizador de 1,4 MW, equipado com um motor de combustão interna que funciona com uma mistura de gás e hidrogénio.

Brasil

Em termos de produção, o hidrogénio produzido no Brasil é essencialmente hidrogénio cinzento e hidrogénio verde.

No que diz respeito à produção de hidrogénio cinzento, esta ocorre essencialmente em refinarias de petróleo através de *steam methane reforming* em unidade de geração de hidrogénio. A capacidade de produção por refinaria distribui-se do seguinte modo:

	Capacidad nominal (Nm ³ H ₂ /d)
Refinaria de Paulínia (Replan)	3.570.000
Refinaria de Mataripe	1.360.000
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	625.000
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1.488.000
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	1.870.000
Refinaria Alberto Pasqualini (Refap)	1.800.000
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	2.870.000
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	1.760.000
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	3.000.000
Refinaria de Capuava (Recap)	550.000
Refinaria Lubrificantes do Nordeste (Lubnor)	35.000

Em termos de hidrogénio verde, existem alguns projetos piloto com unidades de produção de hidrogénio verde no Brasil:

Empresa	Modo	Local	Capacidade (T/ano)	Propósito	Investimento
Angra I e II	I&D	Angra dos Reis/RJ	300	Purificação de HBEC	-
Copel	I&D	Curitiba/PR	-	Transportes	R\$12 Milhões
EDP	I&D	Porto de Pecém/CE	2.000	HBEC	R\$42 Milhões
PTI/Furnas	I&D	Itumbiara/GO	10	HBEC – Sinergia UHE e PV	R\$45 Milhões

Empresa	Modo	Local	Capacidade (T/ano)	Propósito	Investimento
Itaipu/PTI/Elektrobras	Unidade Piloto	Foz do Iguaçu/PR	-	HBEC	-
Shell/Raizen/Hytron/Toyota/USP	I&D	São Paulo/SP	-	Reforma de etanol para geração de hidrogénio	R\$50 Milhões
UFSC	Unidade Piloto	Florianópolis/SC	4 (HBEC) e 8 (Amoníaco BEC)	HBEC e Amoníaco BEC	R\$ 14 Milhões
Unifei	Unidade Piloto	Itajubá/MG	46,5	HBEC	R\$ 25 Milhões

No que diz respeito às utilizações deste hidrogénio, estas são principalmente o consumo industrial e os transportes.

Costa Rica

Atualmente, a Costa Rica não é produtora de hidrogénio verde. Existe um projeto-piloto, com a instalação de um eletrolisador com células de combustível (PEM) com uma capacidade de 2,1 kg/d, com uma capacidade de compressão e armazenamento de 68 kg, dois dispensadores de hidrogénio H35 e H70. Estão associados ao projeto quatro veículos Toyota Mirai e um autocarro Van Holl B330FC, com uma capacidade de carga de 40 kg.

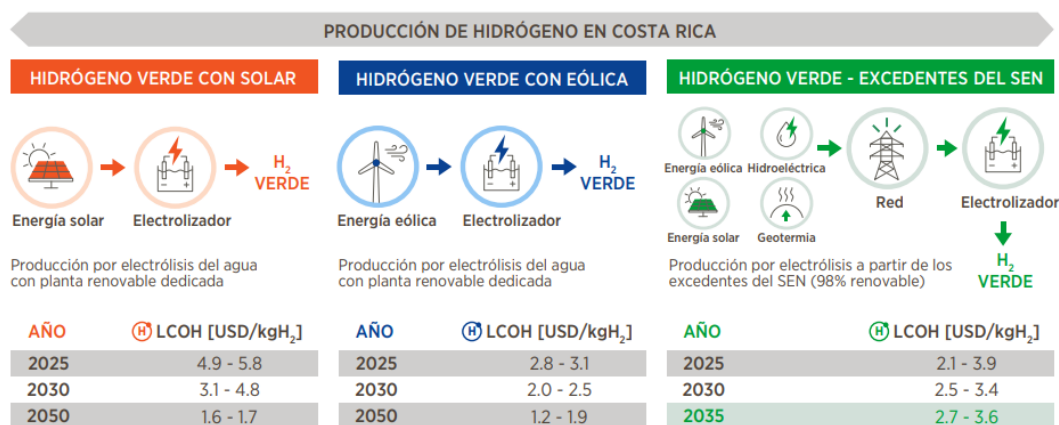
Deste projeto piloto não resultam elementos suficientes para estabelecer um preço de referência para o hidrogénio verde, dado que é o único tipo de hidrogénio previsto como objetivo para o país. No entanto, em projeções anteriores realizadas com a *La Asociación Costarricense de Hidrógeno*, considerando uma capacidade de produção de 550 KgH/dia o preço rondará os 9 USD. Este preço pode ser equiparado com dados de fontes como a IRENA e a IEA que estipulam um intervalo entre os 3,5 USD a 6 USD/kg, se o custo da energia puder ser reduzido de 60 USD MWh para 35 USD MWh e a capacidade de produção de quilogramas de hidrogénio for aumentada.

A este respeito referir que para a produção de eletricidade renovável na Costa Rica, a produção de hidrogénio foi modelada em dois cenários:

- A. **Cenário de “Desenvolvimento Acelerado do Hidrogénio”**: Este é o cenário com a maior redução de custos. Neste cenário, o hidrogénio e as fontes de energia renováveis avançam sob uma dinâmica de desenvolvimento acelerado: as energias renováveis, como a eólica e a solar, diminuem de custo devido ao aumento da sua oferta e à melhoria tecnológica, e o hidrogénio é cada vez mais procurado como um combustível acessível com baixos custos de produção, como consequência da redução de custos acima referida.
- B. **Cenário de desenvolvimento do hidrogénio “business as usual” (BAU)**: Trata-se de um cenário mais conservador, que prevê reduções significativas dos custos em 2030 e 2050 em relação a 2022, mas cuja trajetória é menos drástica durante a década de 2020 e o início da década de 2030. Neste cenário, o impacto do hidrogénio na trajetória de custos das fontes de energia renováveis é menor e, por conseguinte, o hidrogénio também apresenta curvas de redução de custos mais conservadoras do que o cenário de desenvolvimento acelerado do hidrogénio.

Para estudar o custo da produção de hidrogénio verde foi utilizado o conceito de “Custo Nivelado do Hidrogénio” (LCOH, na sigla em inglês). O LCOH é definido como o custo de produção de hidrogénio de uma instalação, expresso em valor atual, considerando todas as despesas associadas à construção e operação da instalação, bem como outros elementos necessários para produzir hidrogénio. A **Figura 17** resume as bandas dos custos nivelado de hidrogénio para cada tecnologia, nos dois cenários identificados:

Figura 17 – Custo nivelado de hidrogénio, por tecnologia, na Costa Rica



*El valor inferior y superior de LCOH está determinado por los escenarios considerados

Fonte: [Estrategia Nacional de H₂ Verde Costa Rica](#)

Cuba

No que diz respeito à produção de hidrogénio, esta é bastante limitada em Cuba e apenas utilizada para consumos industriais. O hidrogénio produzido em Cuba é, principalmente, hidrogénio negro, produzido por eletrólise com recurso a eletricidade de fontes fósseis (hidrocarbonetos). Neste contexto, é produzido hidrogénio na *Electroquímica de Sagua la Grande* na província de Villa Clara e na fábrica de fertilizantes, de Camagüey; contudo, tendo em conta as atuais condições de produção, não é possível identificar detalhadamente as quantidades de hidrogénio que são produzidas nestas instalações. No contexto do setor energético, é também produzido hidrogénio em cinco centrais termoelétricas, sendo este hidrogénio utilizado para arrefecimento dos geradores de eletricidade nestas cinco centrais e ainda em mais outras duas. Neste processo, produzem-se cerca de 760 kg de hidrogénio, com uma pureza de cerca de 98-99%. É também produzido hidrogénio por meios mecânicos, como subproduto da produção de oxigénio, sendo este hidrogénio também imediatamente utilizado para arrefecimento de compressores neste processo industrial. Neste processo, são produzidos cerca de 24 kg de hidrogénio com uma pureza de cerca de 95-96%.

El Salvador

El Salvador não conta com unidades de produção de hidrogénio ou com infraestruturas para a sua veiculação no território.

Espanha

Em Espanha existem unidades de produção de hidrogénio, o designado hidrogénio cinzento que, ou estão situadas junto das unidades de consumo e, por isso, a estas ligadas diretamente, ou estão integradas dentro das próprias instalações de consumo, como é o caso das refinarias.

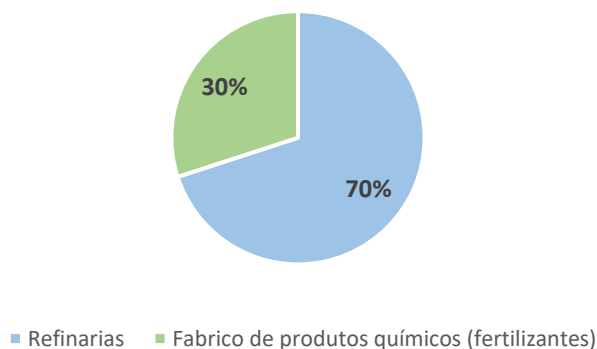
O consumo de hidrogénio é de cerca de 500 000 t/ano. Estima-se que a produção interna seja semelhante. Os primeiros projetos-piloto de hidrogénio renovável estão em fase de arranque pelo que não existem dados de produção.

O “Convite à manifestação de interesse” realizado pela ENAGAS no início de 2024 identificou 650 projetos, com uma produção de hidrogénio de cerca de 2,5 milhões de toneladas por ano e 23,3 GW de capacidade de eletrólise em 2030. Note-se que a grande maioria destes projetos ainda não tomou a decisão final de investimento.

Existe uma vasta gama de apoios públicos ao desenvolvimento de projetos (PERTE H₂ renovável, Banco Europeu do Hidrogénio, etc.).

Em Espanha, os principais usos dados ao hidrogénio são que se apresentam na **Figura 18**.

Figura 18 – Usos do hidrogénio em Espanha



Refira-se que menos de 0,01% do hidrogénio produzido é usado no transporte veicular.

Espanha não conta com a existência de uma rede de transporte dedicada.

Panamá

Em termos de produção e infraestrutura de hidrogénio verde, esta ainda é bastante limitada. É possível salientar o projeto desenvolvido pela empresa CEMEX, empresa da indústria de materiais de construção que, na sua unidade de Calzada Larga, conta com um sistema instalado de quatro unidades de combustão contínua de hidrogénio para geração de eletricidade, com uma capacidade total instalada de 40 m³/hora de hidrogénio em injeção contínua. A produção de hidrogénio é feita com recurso a energia eólica e a água utilizada no processo de eletrólise é 100 % proveniente de águas pluviais captadas nas instalações da unidade fabril.

Peru

A produção de hidrogénio no Peru existente à data tem como único uso o consumo industrial.

A fábrica Cachimayo, da Enaex Peru, em Cusco, produz hidrogénio verde. Cachimayo é a única fábrica no Peru onde se fabrica nitrato de amónio de grau ANFO para a exploração mineira e tem uma capacidade de produção de 36 milhões de toneladas por ano. Em 2018, a Enaex comprou a *Industrias Cachimayo*. A fábrica também produz hidrogénio e a sua produção, a partir de 2022, é totalmente ecológica, com uma capacidade de produção de 8,6 toneladas por dia.¹⁷

Para além disso, em janeiro de 2024, a *Fenix Power* colocou em funcionamento a primeira central de hidrogénio verde instalada na central termoelétrica de Chilca. O projeto consistiu na instalação de uma central fotovoltaica e de um eletrolisador que produziram cerca de 8 000 m³ de hidrogénio verde, permitindo substituir a totalidade do hidrogénio

¹⁷ <https://peruenergia.com.pe/planta-cachimayo-de-enaex-peru>

cinzento que era utilizado nessa central termoelétrica. Um dos principais benefícios da sua central de hidrogénio verde é a redução da sua pegada de carbono em 70 toneladas de equivalente CO₂ por ano.¹⁸

Existem ainda vários projetos piloto para a produção de hidrogénio verde através de eletrólise no Peru, em vários estados de viabilidade:

- Projeto de pré-viabilidade desenvolvido pela empresa Enerside e pela Universidade Nacional de Engenharia (UNI) de Piura. Trata-se de uma central solar de 120 MW;
- Projeto de pré-viabilidade através do Centro de Investigación VR-UNSA 1.0 MWe - Electrolyser AEM 2024;
- Em processo de implementação: Centro de Investigación VR-UNI 6kWe - Electrolyser AEM 2023 e 165kWe - Electrolyser PEM 2023 Universidade UNI. A Universidade Nacional de Engenharia concedeu à *H2 Core System* o fornecimento do primeiro laboratório com o eletrolisador AEM com sistema de monitorização EMS. Este laboratório será utilizado para o ensino de engenheiros, estudantes e técnicos;
- Projeto de viabilidade da *Pheland Energy* em Arequipa. Central solar 2 GWe 2024 LH2/ Amoníaco;
- Projeto de viabilidade da *Resources Coporation*, em Moquegua. Central solar-eólica 160 Mwe- 2024 Metanol/Amoníaco Empresa MMEX;
- *Industrias Cachimayo* -Cusco Hydroelectric 24.5 MWe -1965 7×3.5 Mwe Alkane Ammonia/ Ammonium Nitrate Electrolyser. Empresa ENAEX. Este é o primeiro projeto à escala industrial para a produção de emulsões e amoníaco em Cusco;
- Projeto de viabilidade da empresa *Horizonte Verano*, em Casma. Integra uma central solar 4,6 GWe-2024 400 Mwe Alcanine Ammonia /H2 electrolyser;

¹⁸ <https://www.fenix.com.pe/fenix-inaugura-primera-planta-de-hidrogeno-verde-en-una-central-electrica-en-el-peru/#:~:text=Con%20este%20proyecto%2C%20Fenix%20busca,gris%20que%20consume%20la%20central>

- Projeto de viabilidade - Central Solar de Caylioma 1,1 GWe 2024. 1000 Mwe. Eletrolisador de amoníaco alcalino/H₂. Empresa Horizonte Verano.¹⁹

Portugal

O tipo de hidrogénio cuja produção está prevista para Portugal é o hidrogénio verde. Em 2024, a produção ainda está em fase experimental.

Um desses projetos-piloto é o Energia Natural do Hidrogénio²⁰, desenvolvido pela Floene que abrange 80 clientes, domésticos, terciários e industriais, no Seixal. É uma instalação de 60 kW. O eletrolisador produz 10 m³(n)/h, à pressão de 10 bar. A primeira injeção foi realizada em abril de 2023.

Os clientes abrangidos começaram por receber uma mistura de 2% de hidrogénio verde na rede de gás, que irá aumentar gradualmente até um máximo de 20%, num período de dois anos, que é a duração estimada para a realização deste projeto piloto. O projeto utiliza H₂ verde, produzido no parque industrial do Seixal, através da parceria com a empresa Gestene. Um dos objetivos do projeto é estudo do impacto da injeção de H₂ na gestão da infraestrutura de distribuição e nos equipamentos de queima dos consumidores, permitindo adquirir know-how em relação aos seguintes aspetos:

- Comportamento da rede de polietileno (PE) para veicular H₂ a 100%;
- Adequação do dispositivo de controlo da mistura H₂/GN;
- Adequação dos procedimentos de operação à veiculação de misturas de GN e H₂;
- Desenvolvimento da metodologia de atribuição do Poder Calorífico Superior (PCS), a utilizar na determinação da energia a faturar em cada ponto de consumo, na zona abrangida;
- Desenvolvimento da metodologia a aplicar aos balanços e repartições de energia na zona abrangida.

¹⁹ <https://www.energiaestrategica.com/uno-por-uno-los-proyectos-de-hidrogeno-verde-que-se-estan-realizando-en-peru/>

²⁰ Mais informação em <https://greenpipeline.pt/um-projeto-pioneiro/>.

- Comportamento dos equipamentos de utilização – fogões, esquentadores e caldeiras a gás natural, já existentes nas instalações de utilização abrangidas – às variações da qualidade do gás, dentro dos limites de intermutabilidade referenciados na literatura.

O projeto tem uma rede com uma extensão de aproximadamente 1400 metros, dedicada ao transporte de hidrogénio, desde o seu local de produção (Gestene) até à estação de mistura e injeção. Após a realização da mistura, que irá variar entre os 2% e os 20% em volume, esta é injetada na infraestrutura de distribuição de gás natural já instalada no local. Esta rede tem uma extensão total superior a 7500 m e contém componentes como válvulas e contadores, que podem ser encontrados em qualquer zona da rede de distribuição de gás atualmente existente.

Estão ainda projetados mais dois projetos para Portugal, designadamente:

- **Projeto ALHIVE - ALenquer HIdrogénio Verde**²¹ - A EDP Gestão da Produção de Energia, S.A. anunciou um investimento de 14,2 milhões de euros numa estação de produção de hidrogénio verde no Carregado, concelho de Alenquer. A estação de produção de hidrogénio verde conta ter capacidade de eletrólise de cinco megawatts. Segundo a empresa de energia, a produção será injetada na rede de transporte de gás natural. No âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência, este projeto tem um financiamento contratualizado de 5,63 milhões, com data de finalização em 31/12/2025.
- **Projeto Nazaré Green Hydrogen Valley**²² - A Rega Energy pretende construir uma fábrica de produção de hidrogénio verde no concelho da Marinha Grande que prevê a descarbonização das indústrias consumidoras de gás natural. A data para início do fornecimento é 2027.

A ser instalado na zona industrial Casal da Lebre, o projeto irá contribuir para que as empresas, sobretudo, do setor vidreiro que registam grandes consumos de gás natural, possam vir a substituir este combustível fóssil por hidrogénio verde a ser

²¹ Mais informação em <https://transparencia.gov.pt/pt/fundos-europeus/prr/beneficiarios-projetos/projeto/01/C14-i01/2021.P31/>.

²² Mais informação em <https://www.nghv.pt/>.

produzido na Marinha Grande, no distrito de Leiria. Terá um pipeline dedicado ao fornecimento de hidrogénio, até cada uma das unidades industriais, através de tubagens idênticas às do gás, ao longo de cerca de 12 quilómetros. A produção de hidrogénio verde utiliza fontes renováveis e eletricidade, e a água que se utiliza provém da estação de tratamento de águas residuais da própria zona industrial.

O investimento direto inicial previsto para este consórcio ascende a mais de 100 milhões de euros. Numa fase inicial, o consórcio pretende instalar uma potência de 40MW, com o objetivo de chegar à meta de 600MW. O consórcio representa mais de 1MtCO₂ de emissões por ano, cerca de 10% do total de emissões de CO₂ do sector da indústria, correspondendo a 2,5% do total das emissões de CO₂ de Portugal.

A Agência Internacional de Energia, na sua plataforma “Clean Energy Demonstration Projects Database²³”, identifica 3 projetos demonstrativos relativos ao hidrogénio:

- Projeto FLEXnCONFU - <https://cordis.europa.eu/project/id/884157>, com início em abril de 2020 e data de fecho em março de 2025.
- GH2A: GREENH2ATLANTIC - https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133265.pdf, com início em junho de 2024 e data de entrada em operação em 30/04/2027.
- H₂ Évora - GreenGas I – em funcionamento, desde 2022, <https://ir.fusion-fuel.eu/news-releases/news-release-details/fusion-fuel-and-ballard-power-commission-h2evora-green-hydrogen>.

No que respeita à utilização atual do H₂, em Portugal, o mesmo destina-se a processos industriais, de acordo com a informação da Associação Portuguesa de Empresas de Gás

²³ Acessível em <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/clean-energy-demonstration-projects-database?country=Portugal&subsector=Hydrogen>

(APEG)²⁴. O hidrogénio é utilizado como matéria-prima na indústria, maioritariamente na produção de amónia e refinação de petróleo, e é um subproduto de processo em alguns subsectores da indústria química inorgânica. A utilização de hidrogénio renovável como matéria-prima industrial envolve a substituição do hidrogénio ‘castanho’ produzido por SMR como a fonte incumbente.

Na indústria petroquímica a utilização do hidrogénio tem duas aplicações principais:

- i. Hidrogenação, na remoção catalítica de contaminantes dos produtos petrolíferos;
- ii. “*Hydrocracking*”, no fracionamento de hidrocarbonetos pesados de cadeia longa em hidrocarbonetos leves insaturados, posteriormente saturados por adição de hidrogénio para obter produtos de maior valor acrescentado (e.g. jet fuel).

No que se refere à possibilidade de injeção de gases renováveis nas infraestruturas existentes de gás, dar nota que em outubro de 2024, a REN – Redes Energéticas Nacionais, na qualidade de concessionária da rede de transporte de gás, armazenamento e distribuição de gás, anunciou²⁵ que tem todas as suas infraestruturas certificadas para o transporte, distribuição e armazenamento de misturas de hidrogénio (entre 10 e 20%) com gás natural, de acordo com os objetivos de descarbonização definidos pelo Governo no Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030). A entidade certificadora Bureau Veritas, confirmou que, tecnicamente, estão reunidas as condições para transportar misturas de hidrogénio com gás natural até 10% na Rede Nacional de Transporte de Gás (RNTG) e no Armazenamento Subterrâneo do Carriço (AS Carriço) e até 20% na Rede Nacional de Distribuição de Gás (RNDG) operada pela REN Portgás.

A nível regulamentar estão criadas as condições para a injeção, transporte e distribuição de gases renováveis na rede de gás natural, em Portugal.

²⁴ Fonte: <https://www.apeg.pt/gases-renovaveis/hidrogenio/cadeia-de-valor-h2-verde/76>.

²⁵ Mais informação em <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/ren-certifica-infraestruturas-de-gas-para-receber-hidrogenio>.

República Dominicana

Neste país não existe infraestrutura de hidrogénio, nem a sua produção em qualquer dos tipos de hidrogénio existente, pelo que o hidrogénio consumido é importado dos Estados Unidos, Brasil, Porto Rico, entre outros. O hidrogénio importado é recebido e armazenado sob pressão em cilindros ou reboques tubulares.

Não existem igualmente projeto-piloto previstos ou em curso, sendo a utilização do hidrogénio realiza-se exclusivamente a nível industrial, designadamente nas refinarias para os processos de hidrodessulfurização e desnitrificação, bem como nas centrais térmicas como refrigerante para a manutenção dos geradores elétricos e para o fabrico de margarina.

O volume de hidrogénio comercializado no país é de aproximadamente 150 500 m³ por ano. O mercado é sazonal e depende fortemente da disponibilidade.

Neste contexto, não existem referências de preço para esta matéria prima.

Uruguai

As unidades de produção de hidrogénio verde existentes no Uruguai são de pequena escala, propriedade da indústria, produzindo hidrogénio verde, em pequenas quantidades para autoconsumo.

Existem quatro projetos de produção de hidrogénio e seus derivados, tanto à escala piloto como comercial, que se encontram em fase inicial de desenvolvimento. O desenvolvimento de infraestruturas de transporte e de armazenamento será, sem dúvida, necessário para a sua realização, existindo uma rede de transporte e de distribuição de gás natural que poderá vir a ser utilizada para o efeito.

Descrevem-se seguidamente e de forma sucinta os referidos quatro projetos de produção de hidrogénio.

- Projeto H24U²⁶: projeto selecionado, em 2023, pelo Fundo Sectorial Hidrogénio Verde, através de uma convocatória da Agência Nacional de Investigação e Inovação (ANII), com o apoio do MIEM e do Laboratório Tecnológico do Uruguai (LATU), para receber um apoio de 10 milhões de dólares americanos de financiamento não reembolsável para a implementação do primeiro empreendimento comercial de transporte de mercadorias que utilizará o hidrogénio verde como energia. O projeto prevê a instalação de um eletrolisador com uma potência de 2,5 a 5 MW;
- Projeto Kahiros²⁷: o projeto consiste na produção de hidrogénio verde por eletrólise a partir da energia fornecida por um parque solar privado com apoio do sistema interligado nacional (SIN), localizado na cidade de Fray Bentos. O hidrogénio produzido será utilizado em 6 veículos elétricos de pilha de combustível (FCEV), que serão usados para transportar madeira das florestas de produção para uma unidade de armazenamento no porto de Bopicuá;
- Projeto *Tambor Green Hydrogen Hub*: o projeto envolve a instalação de uma fábrica para a produção de hidrogénio verde e derivados, principalmente metanol, na localidade de Tacuarembó. Os produtos serão em grande parte destinados à exportação, com uma parte para uso no país. Este projeto utilizará energia renovável proveniente de um parque eólico e de um parque solar associado e prevê a instalação de um eletrolisador de 150 MW;

Projeto HIF Global: Empresa selecionada para produzir 180 000 toneladas/ ano de combustíveis sintéticos e 100 000 toneladas/ano de hidrogénio verde. Está prevista a instalação de um eletrolisador de 1 GW e a utilização de CO₂ biogénico emitido pela fábrica da ALUR em Paysandú e outras fontes. Em 28 de fevereiro de 2024, foi assinado um memorando de entendimento entre o governo uruguaio e a HIF.

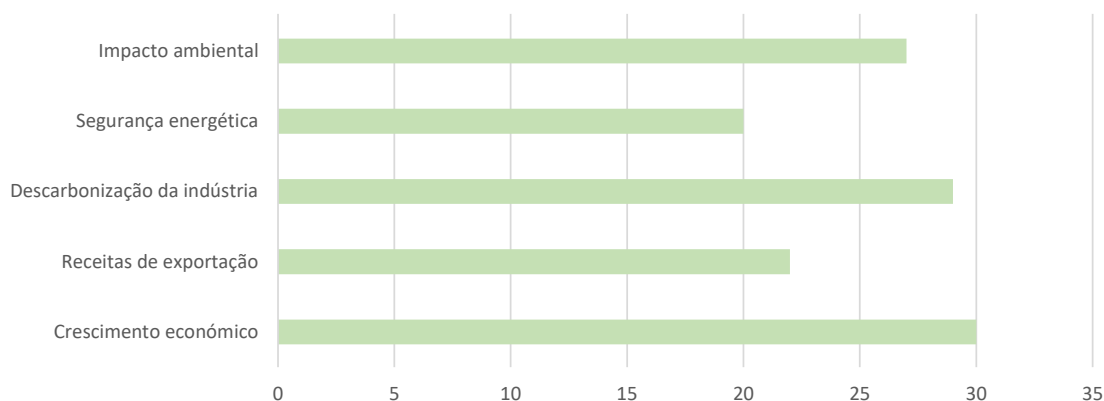
²⁶ <https://www.anii.org.uy/apoyos/innovacion/303/convocatoria-a-proyectos-de-hidrogeno-verde/>

²⁷ https://www.ambiente.gub.uy/bir/manifiestos/attachments/IAR_Naspuy.pdf

3.1.3. IMPULSOS E OBSTÁCULOS AO DESENVOLVIMENTO DO SETOR

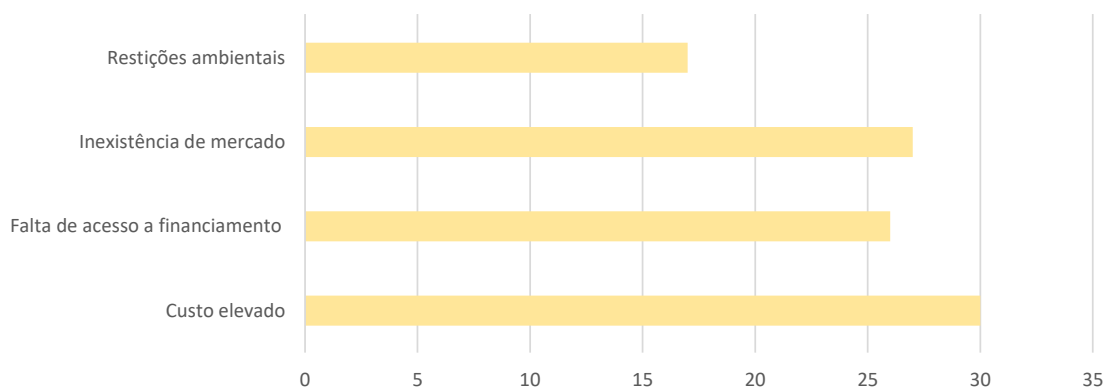
Em termos gerais, e conforme se identifica na figura seguinte, os países em análise identificam como principais impulsionadores do desenvolvimento do setor do hidrogénio o crescimento económico e a descarbonização da indústria.

Figura 19 – Resumo dos fatores impulsionadores do setor de H2



Quanto aos principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio são apontados o custo elevado e a inexistência de mercado, conforme resulta da figura seguinte.

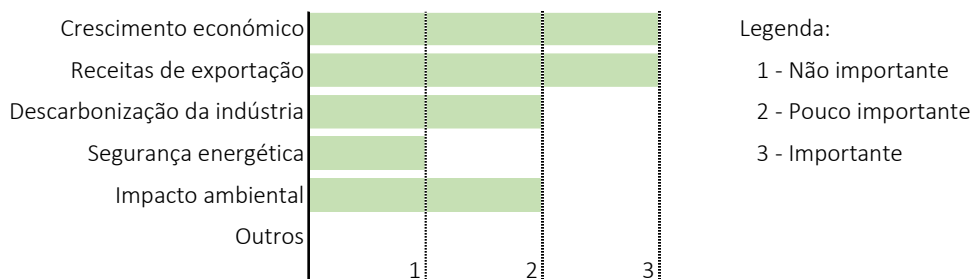
Figura 20 – Resumo dos obstáculos ao desenvolvimento do setor de H2



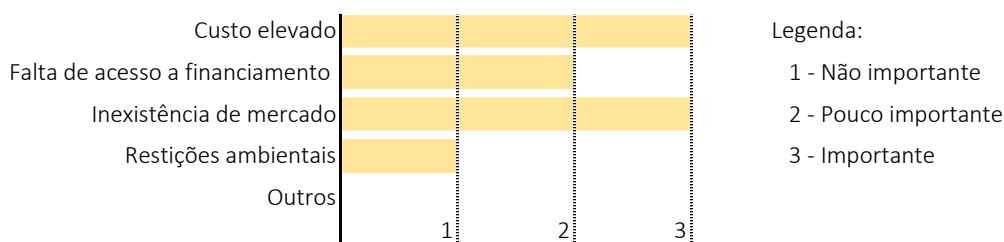
De seguida, evidenciam-se os fatores impulsionados e os obstáculos individualizados por país.

Argentina

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

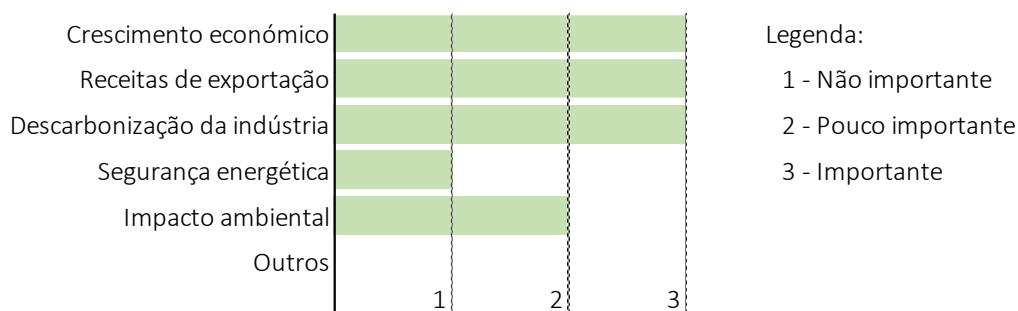


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

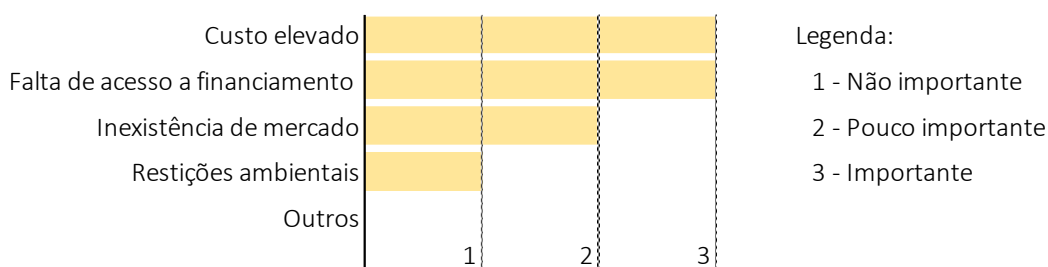


Brasil

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

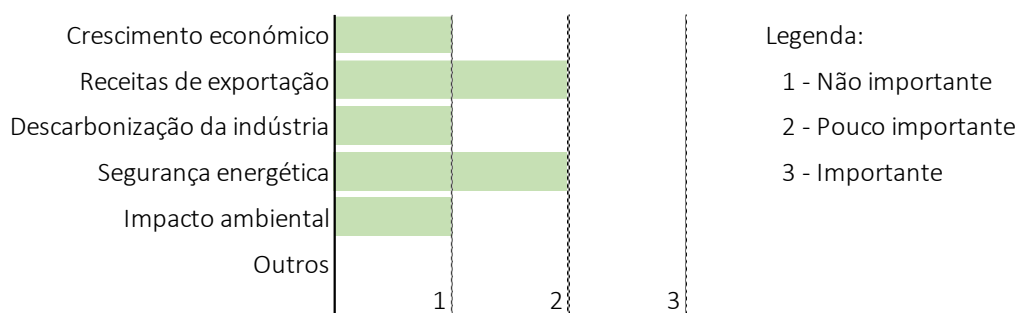


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

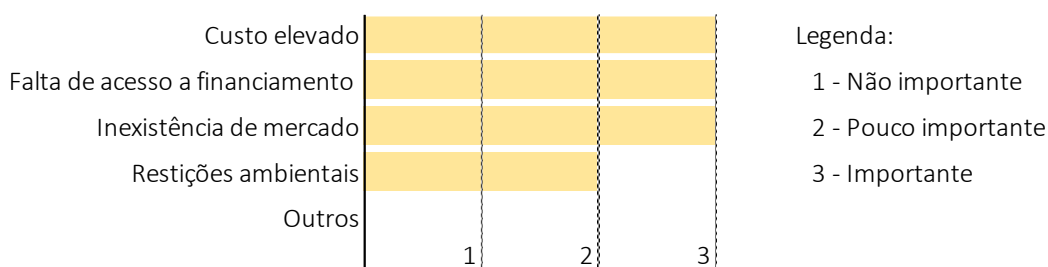


Cuba

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

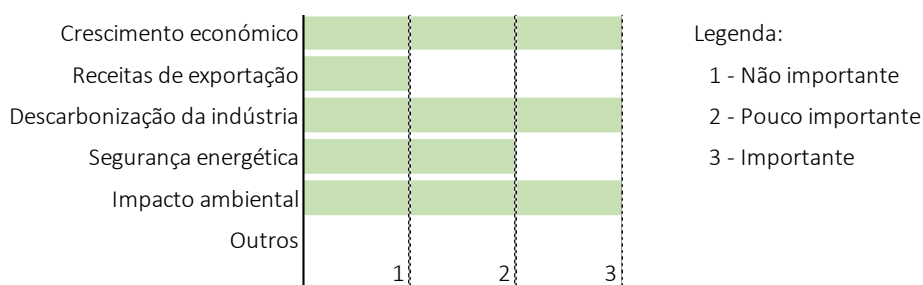


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

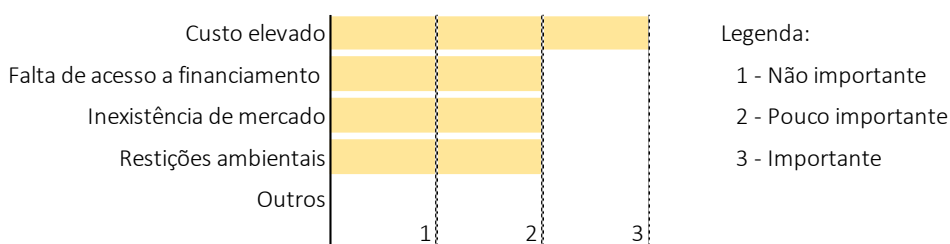


El Salvador

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

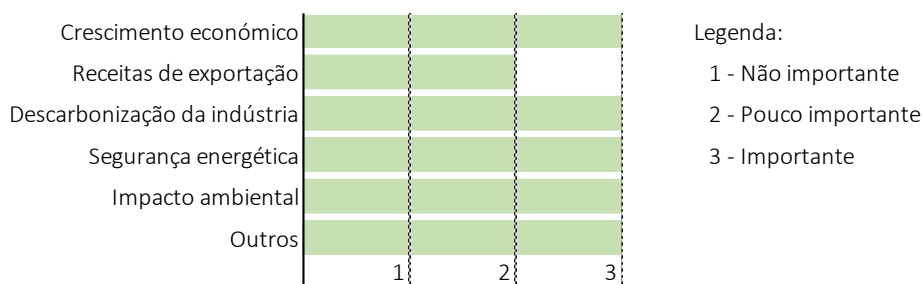


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

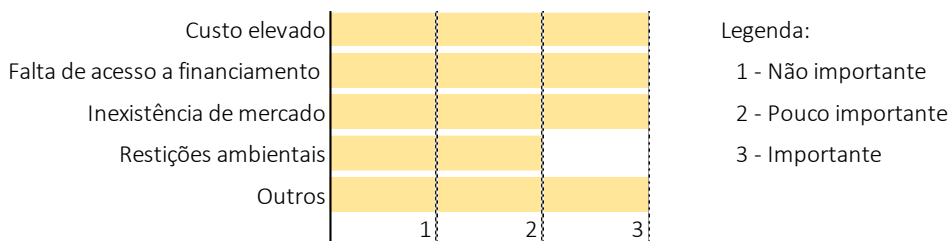


Costa Rica

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.



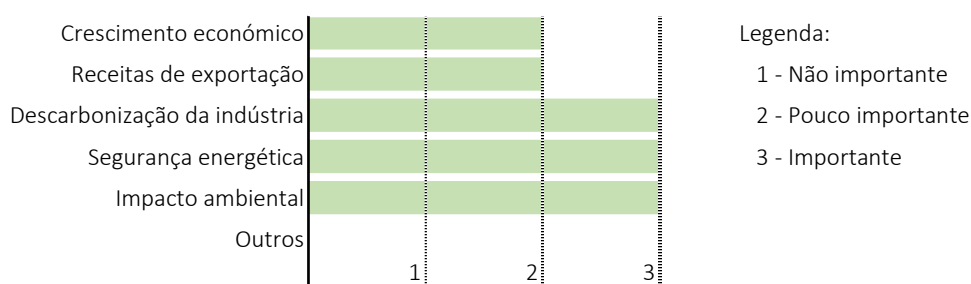
A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.



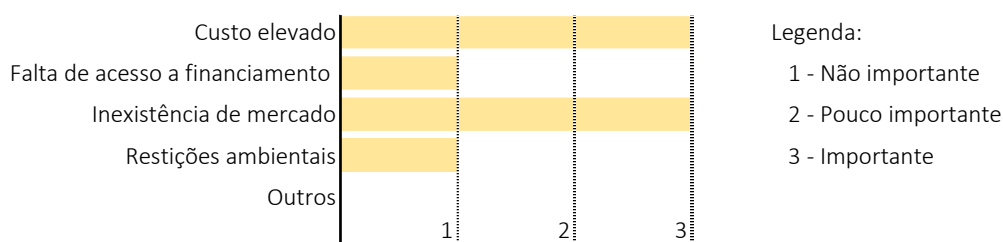
Identificam a necessidade de maior apoio governamental para entrar nos processos de investigação, desenvolvimento e inovação, a fim de reforçar o talento humano da academia e da indústria nacional.

Espanha

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

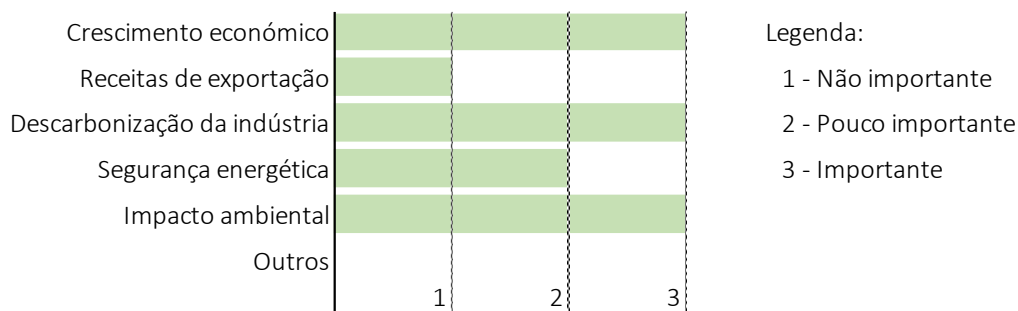


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

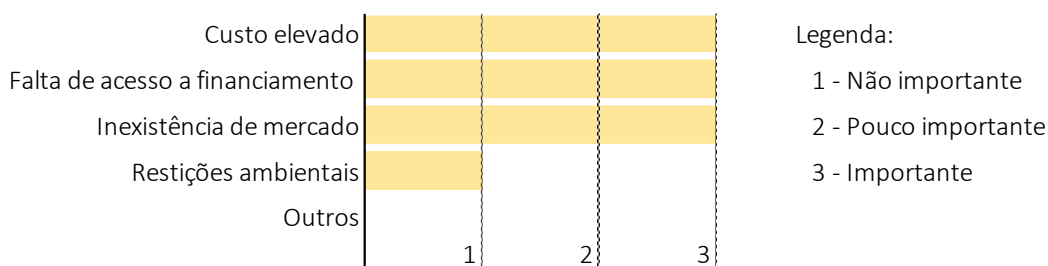


Panamá

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

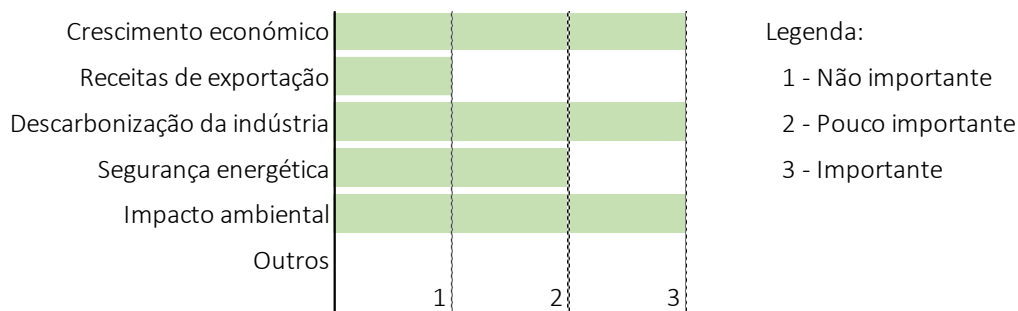


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

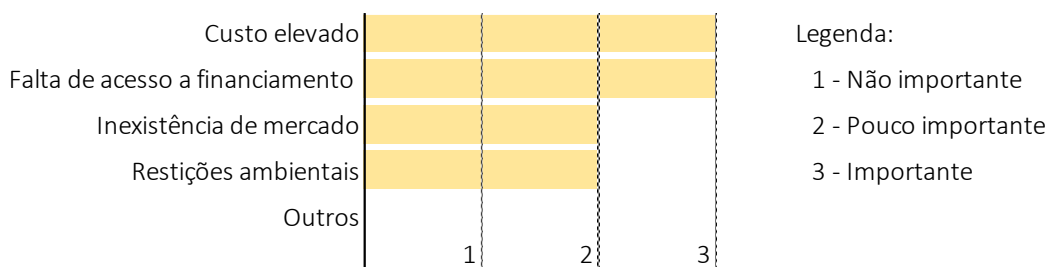


Peru

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

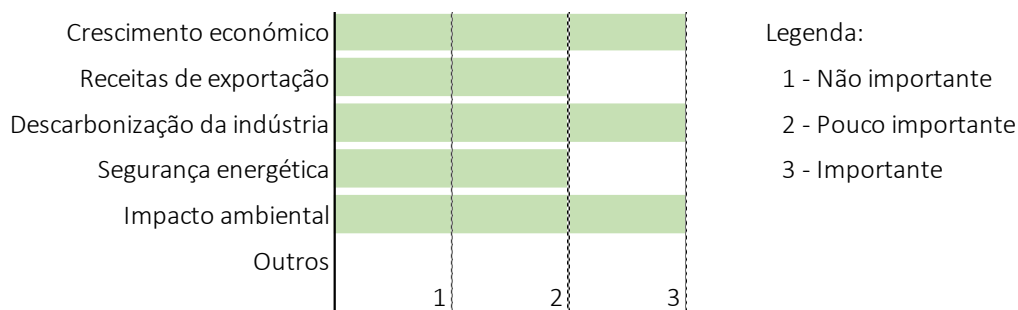


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

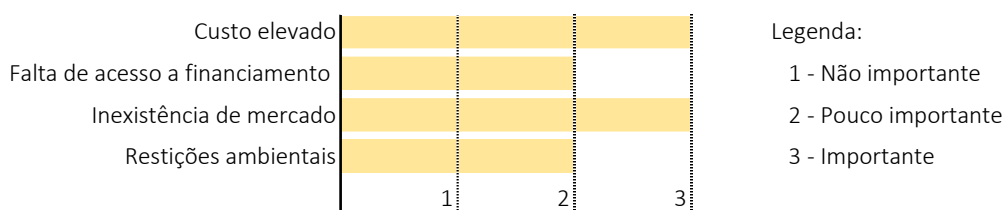


Portugal

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto

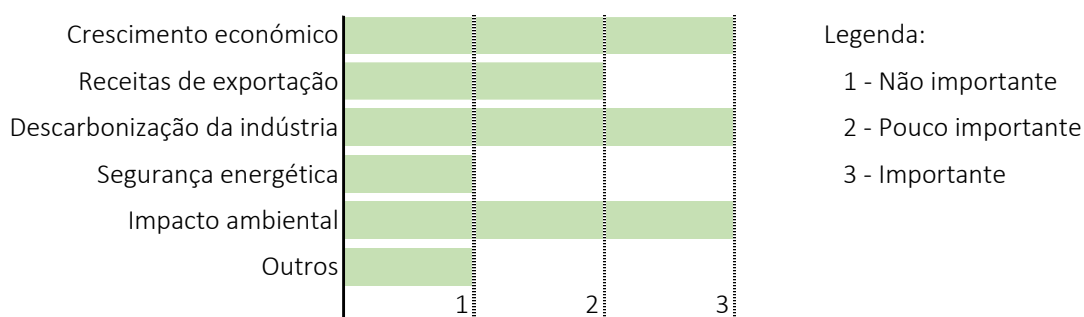


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

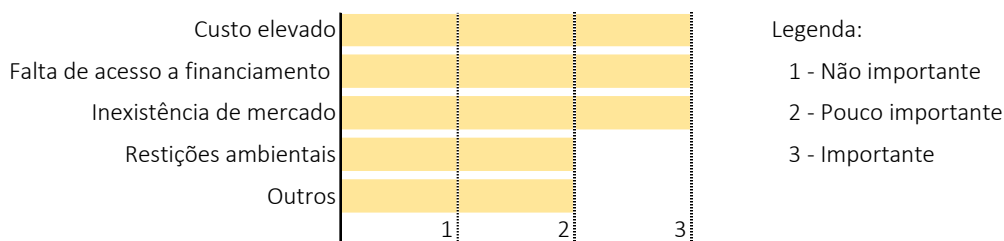


República Dominicana

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto

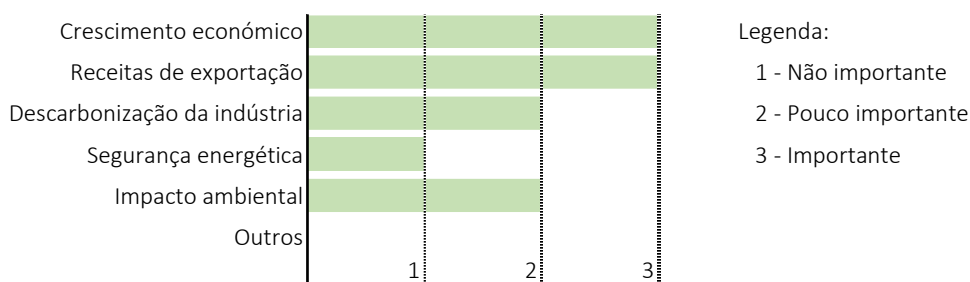


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.

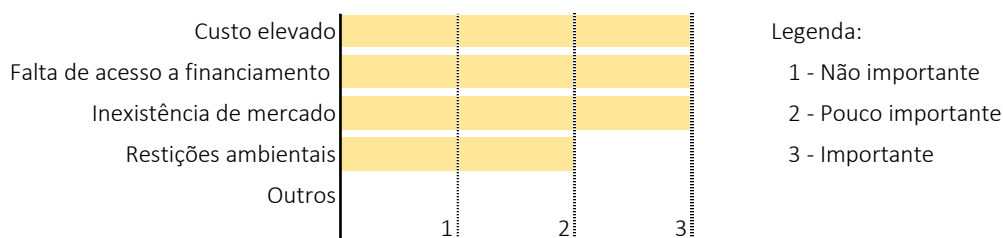


Uruguai

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto.



A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de hidrogénio verde e o respetivo grau de impacto



3.1.4. REGULAÇÃO

No que respeita ao enquadramento regulatório, verifica-se um nível de desenvolvimento médio-baixo, destacando-se, os países europeus como maior densidade normativa, em particular no que respeita às características do gás e os sistemas de garantias de origem, como se demonstra na tabela:

Estado de desenvolvimento dos instrumentos regulatórios		Nível de desenvolvimento
Argentina	Sem regulação económica do setor de H2. Dispõe de regras técnicas relativas à qualidade do H2 e as suas misturas, de natureza voluntária. Sem normas de certificação de garantias de origem.	Baixo
Brasil	Sem regulação económica do setor de H2, nem regras técnicas específicas.	Baixo
Costa Rica	Sem regulação económica do setor de H2. Dispõe de regras técnicas relativas à qualidade do H2 e as suas misturas, de natureza voluntária. Sem normas de certificação de garantias de origem.	Baixo
Cuba	Sem regulação económica do setor de H2, nem regras técnicas específicas.	Baixo
El Salvador	Sem regulação económica do setor de H2, nem regras técnicas específicas.	Baixo
Espanha	Não existe modelo de regulação instituídos, pois ainda está em estudo a transposição da regulamentação europeia para a esfera nacional. Com designação provisório do operador das infraestruturas de hidrogénio. Com regras técnicas relativas às características do H2, blending e garantias de origem	Médio
Panamá	Sem regulação económica do setor de H2, nem regras técnicas específicas.	Baixo
Perú	Sem regulação económica do setor de H2, nem regras técnicas específicas.	Baixo
Portugal	Não existe modelo de regulação instituídos, pois ainda está em estudo a transposição da regulamentação europeia para a esfera nacional. Sem designação de operadores das infraestruturas de hidrogénio. Com regras técnicas relativas às características do H2, blending e garantias de origem	Médio
República Dominicana	Sem regulação económica do setor de H2. Dispõe de regras técnicas relativas à qualidade do H2 e as suas misturas, de natureza voluntária. Sem normas de certificação de garantias de origem.	Baixo
Uruguai	Sem regulação económica do setor de H2. Dispõe de regras técnicas relativas à qualidade do H2 e as suas misturas, de natureza voluntária. Em desenvolvimento as normas de certificação de garantias de origem.	Baixo

Seguidamente, é detalhada a informação de cada país resultante dos questionários.

Argentina

Tendo em conta os usos e o estado de desenvolvimento de projetos de hidrogénio ainda em teste, não existe nem infraestrutura energética nem regulação deste setor. Existem projetos em desenvolvimento para o transporte e *blending* de H₂ com o gás natural,

através da infraestrutura existente. Em caso de concretização dos projetos de *blending*, as regras aplicáveis seriam as existentes para o gás natural.

No que respeita às especificações técnicas da qualidade do H₂ serão aplicáveis as normas técnicas internacionais, não existindo normas internas e locais a este respeito.

No que se refere à regulamentação sobre as garantias de origem, a Argentina é um dos 14 países que integram a CertHiLAC: *Sistema de certificación de hidrógeno limpio para América Latina y el Caribe*²⁸, de natureza voluntária.

A CertHiLAC apoiará a harmonização dos sistemas de certificação locais e fornecerá ferramentas para que os países definam as normas e regulamentos que o hidrogénio limpo e com baixas emissões deve cumprir. Para a sua implementação, o Banco Interamericano de Desarrollo (BID) elaborou o “Guia para a Implementação de um Sistema de Certificação de Hidrogénio para a América Latina e as Caraíbas”²⁹.

Brasil

Apesar das bases legislativas lançadas com a Lei n.º 14 948, que contem já normas sobre incentivos fiscais, certificação de projetos, entre outros, não existe ainda regulação técnica e económica deste setor no Brasil.

Costa Rica

A Costa Rica tem vindo a dar passos em áreas importantes, tais como, a normalização de regulamentos técnicos internacionais, a sensibilização da sociedade, a formação e desenvolvimento de competências técnicas e profissionais, alianças estratégicas com organizações internacionais em países onde o desenvolvimento desta tecnologia está mais avançado.

²⁸ Mais informação em <https://blogs.iadb.org/energia/es/certhilac-sistema-de-certificacion-de-hidrogeno-limpio-para-america-latina-y-el-caribe/>.

²⁹ Disponível em <https://publications.iadb.org/en/guide-implementation-hydrogen-certification-system-latin-america-and-caribbean>.

Todavia, atualmente, o país não possui nenhuma infraestrutura para a produção, transporte e armazenamento de hidrogénio verde³⁰. Como já se referiu existem unidades de produção, em fase de projeto piloto. Estes projetos, dada a sua natureza, não funcionam como um serviço público sujeito a regulamentação tarifária, pelo que não existem metodologias de acesso, tarifas ou similares.

Um dos principais desafios é precisamente o planeamento e construção de toda a infraestrutura necessária, principalmente para a utilização no transporte de cargas pesadas e passageiros através de veículos elétricos com células de combustível (PEM).

No que respeita às normas técnicas de qualidade do hidrogénio, está em vigor a norma técnica INTE/ISO 14687:2020 Qualidade do hidrogénio para aplicações energéticas. Requisitos.

Este documento especifica as características mínimas de qualidade do hidrogénio e/ou das suas misturas que são distribuídas para utilização em aplicações veiculares e estacionárias. Abrange as aplicações do hidrogénio e/ou das suas misturas. No entanto, por enquanto, o documento continua a ser um documento de referência para aplicação voluntária e não obrigatória.

Neste momento, a Costa Rica não dispõe da regulamentação técnica necessária para certificar a qualidade e a segurança em todos os processos de produção, armazenamento e distribuição do hidrogénio como vetor energético. Contudo, é importante acrescentar que, tendo em conta a iminente incursão na economia do hidrogénio verde (H₂V), a Costa Rica deverá, num futuro próximo, juntar-se ao bloco de países da América Latina e das Caraíbas que estabelecem regulamentos para a certificação da origem do H₂V produzido na região.

Cuba

Tendo em conta a natureza da produção de hidrogénio em Cuba, não existe regulação desta atividade.

³⁰ O consumo de hidrogénio cinzento é quase inexistente.

El Salvador

Em El Salvador não existe regulamentação sobre a forma de acesso ou sobre as especificações técnicas da qualidade do hidrogénio nem as garantias de origem. Também não existem operadores ou organismos designados para operar o sistema e as infraestruturas.

Espanha

Não existem modelos de regulação instituídos, pois ainda está em estudo a transposição da regulamentação europeia para a esfera nacional. Foi designado, provisoriamente, o operador da rede de transporte de gás natural, ENAGÁS, como operador das infraestruturas de hidrogénio.

As regras relativas a garantias de origem constam do [Regulamento Delegado \(EU\) 2023/1184 da Comissão Europeia](#), relativo à produção de combustíveis líquidos e gasosos renováveis de origem não biológica (RFNBO).

Relativamente à integração dos vetores energético, a regulamentação atual permite a injeção na rede de gás de uma concentração de mistura (*blending*) de 5%, máximo, em volume de hidrogénio proveniente de fontes não convencionais.

Panamá

À data da redação deste relatório, o Panamá ainda não conta com regulação específica do setor do hidrogénio verde.

Peru

Tendo em conta os usos e o estado de desenvolvimento de projetos de hidrogénio no Peru, não existe ainda infraestrutura energética e regulação deste setor.

Portugal

Não existe uma rede de serviço público dedicada ao transporte ou à distribuição de hidrogénio e, por isso, não existe regulação desta atividade, de forma comparável com o gás natural ou a eletricidade.

Mas existem apoios ao desenvolvimento de hidrogénio e outros gases renováveis. Como referido infra, Portugal já aprovou um mecanismo de apoio à produção de hidrogénio, o qual foi definido na Portaria n.º 15/2023, de 4 de janeiro³¹ e lançado pelo Despacho n.º 5971-A/2024, de 27 de maio.

Trata-se de um procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para a compra centralizada de biometano e hidrogénio produzido por eletrólise a partir da água, com recurso a eletricidade com origem em fontes de energia renovável, pelo comercializador de último recurso grossista (Transgás, S.A.). A Portaria n.º 15/2023 estabeleceu as quantidades e os preços máximos. Para a aquisição de hidrogénio, foi estabelecido um volume máximo de 120 GWh/ano (base poder calorífico superior PCS), com o preço máximo a pagar pelo comercializador de último recurso grossista de 127 (euro)/MWh. Os contratos terão a validade de 10 anos. Os custos de aquisição são assumidos por um fundo governamental, Fundo Ambiental, sem impacto nas tarifas de acesso às redes de gás. O resultado do leilão foi conhecido a 17 de outubro de 2024³².

No que se refere à injeção de gases renováveis, incluindo o hidrogénio verde, na rede de gás natural a mesma é possível e a nível regulamentar estão em vigor todos os elementos que permitem a sua produção e injeção na rede de gás, para fornecimento a clientes finais.

Nas matérias de relacionamento comercial, acesso às redes e aprovação de tarifas de utilização da rede de gás, a entidade competente é a ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. A nível técnico, que inclui as matérias de licenciamento das

³¹ Disponível em <https://files.dre.pt/1s/2023/01/00300/0003400036.pdf>.

³² Ata de decisão do concurso em https://www.omip.pt/sites/default/files/inline-files/Ata%204%20-%20J%C3%BAri_signed3.pdf.

instalações, e questões de qualidade técnica e de segurança, é competente a Direção-Geral de Energia e Geologia.

No que respeita aos limites de incorporação de gases renováveis na rede de transporte de gás, o Regulamento da Rede de Transporte de Gás, aprovado pelo Despacho n.º 806-C/2022, de 19 de janeiro³³, estabeleceu a quota máxima de incorporação de outros gases é fixada em 5 % em volume, até 2025, e entre 10 % a 15 % em volume, até 2030.

Por sua vez, o Regulamento da Rede Nacional de Distribuição Gás, aprovado pelo Despacho n.º 806-B/2022³⁴, admite o funcionamento de redes a 100 % de gás natural ou 100 % de gases de origem renovável ou de baixo teor de carbono, como sejam redes a biometano ou a hidrogénio. Relativamente a redes com incorporação de misturas, é admissível uma quota máxima de conteúdo de hidrogénio até 20 % em volume. Outras misturas poderão ser admissíveis, desde que respeitando, pelo menos, os limites estabelecidos para o Índice de Wobbe.

Estes regulamentos, em conjunto com o Regulamento da Qualidade de Serviço³⁵, aprovado pela ERSE, estabelecem as características técnicas do gás que pode ser injetado e distribuído nas redes de gás.

As características do gás aplicáveis às entregas de pontos de produção de gás devem ainda observar o seguinte:

- a) Os gases renováveis ou de baixo teor de carbono, devem respeitar o disposto nas normas ISO 16726 e ISO 16723-1;
- b) O hidrogénio deve respeitar o disposto na norma ISO 14687.

As características do hidrogénio para injeção nas redes de gás são as seguintes:

³³ Aprovado pela Direção-Geral de Energia e Geologia, disponível em <https://files.diariodarepublica.pt/2s/2022/01/013000002/0005900110.pdf>.

³⁴ Aprovado pela Direção-Geral de Energia e Geologia, disponível em <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/806-b-2022-177875746>.

³⁵ Aprovado pela ERSE, através do [Regulamento n.º 826/2023](#), de 28 de julho.

Propriedade	Unidade	Mínimo	Máximo
H ₂	% mol	98	-
H ₂ O, O ₂ , N ₂ e Ar (em conjunto)	% mol	-	1,9
H ₂ O (ponto de orvalho)	°C à pressão máxima de operação	-	-8

Garantias de origem

No que respeita às garantias de origem, a legislação nacional prevê a certificação dos seguintes tipos de energia:

- Energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis;
- Energia para aquecimento e arrefecimento produzida a partir de fontes de energia renováveis;
- Energia elétrica produzida em instalações de cogeração que operem em regime eficiente ou de elevada eficiência;
- Gases de origem renovável e de baixo teor de carbono.

A legislação mais relevante sobre as garantias de origem é composta pelo Decreto-Lei n.º 84/2022 de 9 de dezembro, que estabelece metas relativas ao consumo de energia proveniente de fontes renováveis e os mecanismos de emissão de Garantias de Origem, o Decreto-Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional e o Decreto-Lei n.º 141/2010 de 31 de dezembro, na redação vigente, que estabelece o mecanismo de garantias de origem para a energia elétrica, ou energia para arrefecimento ou aquecimento, produzida a partir de fontes de energia renováveis.

A REN – Rede Elétrica Nacional S.A., é a Entidade Emissora de Garantias de Origem (EEGO)³⁶, para gases de origem renovável (hidrogénio e biometano) e eletricidade. A emissão destes certificados foi iniciada em julho de 2024 para os gases de origem renovável (hidrogénio e biometano) injetados nas infraestruturas de serviço público de

³⁶ Mais informação em <https://eego.ren.pt/EEGO/LandingPage>.

gás, estando prevista a certificação de energia autoconsumida até outubro de 2024. Até ao final do ano, o sistema EEGO deverá estar ligado ao da AIB, permitindo o início das operações internacionais de Garantias de Origem de gases de origem renovável. Para 2025, está previsto o arranque da emissão de Garantias de Origem para gases *off-grid* e não renováveis de baixo teor de carbono, assim como o arranque dos leilões de Garantias de Origem para gases de origem renovável.

Adicionalmente, enquanto membro integrante da União Europeia, são aplicáveis a Portugal as regras comuns para os mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio, aprovadas pela Diretiva (EU) 2024/1788 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho³⁷ e o Regulamento (UE) 2024/1789 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, relativo aos mercados internos do gás renovável, do gás natural e do hidrogénio³⁸. Estes elementos legislativos europeus têm por objetivo facilitar a penetração do gás renovável, do gás hipocarbónico e do hidrogénio no sistema energético, possibilitando o afastamento do gás fóssil, na consecução dos objetivos climáticos da União para 2030 e da neutralidade climática até 2050, em toda UE.

República Dominicana

Neste momento, não existe regulamentação que regule o armazenamento, o transporte ou a distribuição de hidrogénio no país, pelo que as empresas utilizam normas internacionais para a gestão do hidrogénio, sendo o mesmo aplicável relativamente às normas técnicas sobre a qualidade do hidrogénio comercializado no país.

³⁷ Disponível em https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401788. A Diretiva carece de transposição pelos Estados-Membros que deve ocorrer até 5 de agosto de 2026.

³⁸ Disponível em <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1789/oj>. O regulamento é de aplicação direta na ordem jurídica de cada Estado-Membro.

De notar que a República Dominicana é um dos países³⁹ que integram a CertHiLAC: *Sistema de certificación de hidrógeno limpio para América Latina y el Caribe*⁴⁰, de natureza voluntária.

Uruguai

Uma vez que o mercado ainda não está desenvolvido, não existe regulamentação sobre a forma de acesso ou sobre as especificações técnicas da qualidade do hidrogénio nem as garantias de origem. Também não existem operadores ou organismos designados para operar o sistema e as infraestruturas.

Encontra-se em desenvolvimento a certificação de hidrogénio verde ou de baixas emissões.

³⁹ Em novembro de 2023, os Ministérios e Secretarias de Energia da Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, República Dominicana, Equador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Panamá, Paraguai, Trinidad e Tobago e Uruguai, com o apoio do Banco Interamericano de Desenvolvimento (“BID”) e da Organização Latino-Americana de Energia (OLADE), assinaram a “Declaração Conjunta para a implementação de um sistema de certificação de hidrogénio limpo e/ou de baixas emissões e seus derivados para a América Latina e as Caraíbas”.

⁴⁰ Mais informação em <https://blogs.iadb.org/energia/es/certhilac-sistema-de-certificacion-de-hidrogeno-limpio-para-america-latina-y-el-caribe/>.

3.2. BIOGÁSES

3.2.1. POLÍTICAS

O setor dos biogases apresenta um cenário de políticas públicas menos desenvolvido na maior parte dos países respondentes, com algumas exceções, detalhadas na tabela seguinte:

	Políticas e estratégia para o biogás	Nível de desenvolvimento
Argentina	Sem linhas políticas definidas	Baixo
Brasil	Com linhas políticas e normativas	Alto
Costa Rica	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado	Médio
Cuba	Com linhas políticas e normativas em desenvolvimento	Médio
El Salvador	Com linhas políticas definidas em desenvolvimento	Médio
Espanha	Com linhas políticas definidas e plano de ação aprovado	Alto
Panamá	Com linhas políticas definidas e plano de ação aprovado	Médio
Perú	Com linhas políticas definidas e plano de ação aprovado	Médio alto
Portugal	Com linhas políticas definidas, plano de ação aprovado e incentivos específicos	Alto
República Dominicana	Sem linhas políticas definidas	Baixo
Uruguai	Sem linhas políticas definidas	Baixo

Abaixo, são descritas as políticas adotadas por cada país para este setor.

Argentina

A Argentina não tem aprovada uma estratégia ou política específica para o desenvolvimento de biogases, sendo não obstante um país produtor de biometano. A direção desta matéria está atribuída à *Dirección de Bioenergía de la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca*, do Ministério de Economia.

Brasil

No que diz respeito ao setor do biogás, o principal marco normativo a identificar é a Portaria Normativa nº 19/GM/MME, de 2021, que tem como objetivo principal estimular projetos de oleodutos no setor petrolífero, de gás natural e biocombustíveis e de infraestrutura de produção e processamento de gás natural, incluindo projetos relacionados com a produção de biometano. Especificamente em relação ao biometano, esta portaria inclui projetos de produção deste gás renovável no Regime Especial de Incentivos ao desenvolvimento de Infraestruturas (REIDI), traduzindo-se na concessão de benefícios fiscais para este tipo de projetos.

Para além disso, foi aprovada pelo Congresso Federal brasileiro a Lei nº 14.993 de 08/10/2024, que tem como um dos principais objetivos a criação de incentivos à injeção de biometano na rede através da instituição do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, para além de outros incentivos à mobilidade sustentável e captura de dióxido de carbono. Em particular, o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano tem como objetivo fomentar a investigação, a produção, a comercialização e o uso do biometano e do biogás na matriz energética brasileira com objetivo de atingir a descarbonização do setor de gás natural. Para atingir este fim, o projeto de lei propõe a fixação de uma meta anual de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural a cumprir através da participação do biometano no consumo de gás natural com um valor inicial de 1% de redução de emissões em janeiro de 2026 podendo subir até 10% de redução.

Em termos institucionais, a implementação destas políticas para o setor dos biogases está a cargo do Ministério de Minas e Energia do Governo Federal, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e da Associação Brasileira de Biogás.

Costa Rica

A Estratégia Nacional de Bioenergia⁴¹, foi aprovada em 2017, pela Costa Rica. Até agora, de acordo com a estratégia, o desenvolvimento do biogás tem-se centrado no autoconsumo, principalmente nas zonas rurais, para a utilização de resíduos agrícolas ou efluentes líquidos de agroindústrias com elevada carga orgânica para a produção de calor, ou para a produção de eletricidade em aterros sanitários.

O plano de ação inclui a priorização das cadeias bioenergéticas mais maduras, integradas e de uso múltiplo, considerando a iniciativa privada como principal ator, uma vez que a bioenergia está imersa na cadeia produtiva privada. O Estado busca apoiar a articulação de atores e instituições para reduzir possíveis resistências e promover incentivos ao investimento, reduzindo riscos e melhorando a atratividade dos projetos pelo reconhecimento de suas externalidades, evitando contextos que gerem dependência crônica de subsídios.

No que diz respeito à produção de biogás no país, já foram desenvolvidos vários projetos de autoconsumo estatais ou privados com apoio do Estado, pelo que é mais do que evidente que uma empresa ou mesmo uma instituição pode atualmente produzir e armazenar biogás, de que se apresentam exemplos abaixo:

- [Programa Biogás;](#)
- [Aprovechamiento de biogás a través de la producción y exportación de electricidad en la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Los Tajos, AyA.](#)

⁴¹ Disponível em <https://minae.go.cr/organizacion/vicegestionestrategica/SEPLASA/Documentos/Estrategia-Nacional-de-Bioenergi%C2%B4a.pdf>.

Figura 21 – Projeto Los Tajos, AyA, Costa Rica



Recentemente, o Ministério do Ambiente apresentou uma proposta de “Regulamento para a regulação do armazenamento e transporte de biogás e biometano”, mas trata-se de um projeto em discussão.

As entidades públicas responsáveis pelo desenvolvimento e gestão do biogás e gases renováveis são Ministerio de Ambiente y Energía, o Ministerio de Economía, Industria y Comercio e o Ministerio de Agricultura y Ganadería.

Cuba

Em termos de política públicas para o desenvolvimento do setor dos gases renováveis em Cuba, a principal peça legislativa é o Decreto Ley 345, publicado na *Gaceta Oficial Ordinaria Cubana No- 95*, do dia 28 e novembro de 2019, que estabelece as políticas para o uso e fontes de energia renováveis, entra as quais o biogás. Recentemente, foi também apresentada em julho de 2024 uma proposta de ações para acelerar o desenvolvimento do setor de biogás em Cuba (pelo que se conseguiu apurar, esta proposta não foi ainda aprovada).

Em termos de tutela governamental, o desenvolvimento do setor dos biogases em Cuba está sob a alçada dos Ministérios de Energia e Minas, Agricultura, Ensino Superior e

Ciência, Tecnologia e Ambiente. Participa ainda neste processo o Movimento de Utilizadores de Biogás de CUBASOLAR (ONG).

El Salvador

A *Dirección General de Energía, Hidrocarbonetos y Minas* é responsável pela formulação, adoção, acompanhamento e avaliação das políticas, estratégias e planos do sector energético. Assim, o desenvolvimento do mercado dos biogases no país dependerá das orientações emitidas por esta entidade.

A Lei de Incentivos Fiscais para a Promoção das Energias Renováveis na Produção de Eletricidade, prevê incentivos para o desenvolvimento de projetos de produção de eletricidade com recursos renováveis, incluindo o biogás como fonte. A entidade certificadora destes projetos é o *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones* (SIGET), e a entidade responsável pela qualificação da aplicação dos benefícios é o *Ministerio de Hacienda*.

El Salvador publicou a sua Política Energética El Salvador 2020-2050 (PEN2050)⁴² encontrando-se atualmente em processo de revisão com o objetivo de reformular a Política Energética Nacional de Longo Prazo para El Salvador 2024-2054.

A PEN2050 refere no seu eixo estratégico relativo ao abastecimento sustentável de energia o objetivo de aumentar a utilização do biogás como recurso energético para a cocção ou produção de calor, principalmente nas zonas mais pobres do país, para as quais está a ser formulado um programa de promoção do biogás. Além disso, uma das principais atividades consiste em criar as condições regulamentares, de mercado e de incentivo que favoreçam a utilização do biogás. No eixo de segurança e integração energética, pretende-se minimizar a vulnerabilidade energética do país e reduzir a dependência do petróleo, mediante a avaliação da relação benefício/custo da

⁴² <https://www.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2021/12/PEN2050.pdf>

incorporação do biogás na matriz energética nacional em substituição dos derivados petrolíferos.

Espanha

Em Espanha, o organismo governamental responsável pela política de biogás - Ministério para a Transição Ecológica e o Desafio Demográfico, promoveu a adoção, em março de 2022, do [Roteiro para Biogás](#), que agrupa 45 medidas estabelecidas em cinco áreas estratégicas, com a intenção de abordar os desafios enfrentados pelo sector para impulsionar a aplicação do biogás, procurando simultaneamente sinergias e apoio noutras políticas nacionais.

Para 2030, foi fixado um objetivo nacional para a produção de biogás de, pelo menos, 10,41 TWh por ano, o que representa um aumento de 3,8 vezes em relação à produção de 2020. No setor dos transportes, o biogás e o biometano contribuirão para que a Espanha atinja as metas estabelecidas no Plano Nacional Integrado de Energia e Clima 2021-2030 de 28% de energias renováveis.

Panamá

Para o desenvolvimento do setor do biogás no Panamá, importa destacar a Lei nº 47/2015, de 24 de janeiro, que estabelece as principais linhas para uma política nacional sobre biocombustíveis e energia elétrica a partir de biomassa no Panamá. Esta lei procura promover e incentivar o desenvolvimento da produção e utilização de biocombustíveis e da produção e/ou cogeração de energia elétrica a partir de biomassa no território nacional, no que respeita à utilização de bioetanol anidro e à percentagem a misturar na gasolina, à utilização de biodiesel como combustível e como aditivo e à utilização de biogás como combustível ou como aditivo em mistura com hidrocarbonetos. A adoção de fontes de biogás é considerada como um fator contributivo para o melhoramento ambiental do país e para a proteção da saúde e da vida humana, e um dinamizador da

produção agrícola. Promove ainda o emprego produtivo nacional através do fomento da autossuficiência energética e da promoção do investimento local e estrangeiro.

Em termos institucionais, a Secretaria Nacional de Energia do Governo do Panamá é a instituição responsável pela implementação de políticas de desenvolvimento do setor do biogás no Panamá.

Peru

No que diz respeito ao setor do biogás no Peru, os principais marcos legislativos são a Lei n.º 28 054, publicada a 8 de agosto de 2003 (“Lei de Promoção do Mercado de Biocombustíveis”), e o Decreto Supremo n.º 013-2005-EM, publicado a 31 de março de 2005 (“Regulamento da Lei de Promoção do Mercado de Biocombustíveis”).

A Lei estabelece o quadro geral para promover o desenvolvimento do mercado dos biocombustíveis com base na livre concorrência e no livre acesso à atividade económica, com o objetivo de diversificar o mercado dos combustíveis, promover o desenvolvimento agrícola e agroindustrial, gerar emprego e reduzir a poluição ambiental.

Os principais objetivos desta lei são:

- Desenvolver e reforçar a estrutura científico-tecnológica destinada a gerar a investigação necessária para a utilização de biocombustíveis;
- Promover a formação de recursos humanos altamente especializados no domínio dos biocombustíveis, incluindo a implementação de programas de desenvolvimento e promoção de empresas de inovação tecnológica;
- Incentivar a aplicação de tecnologias, o desenvolvimento de projetos experimentais e a transferência de tecnologia adquirida, que permitam a obtenção de biocombustíveis através da utilização de todos os produtos agrícolas ou agroindustriais ou dos seus resíduos;
- Incentivar a participação privada na produção de biocombustíveis;

- Incentivar a comercialização de biocombustíveis para utilização em todos os sectores da economia, como biocombustíveis puros ou misturados com outros combustíveis;
- Promover a produção de biocombustíveis na selva, no âmbito de um programa de desenvolvimento alternativo sustentável.

O regulamento promove investimentos para a produção e comercialização de biocombustíveis, divulgando as vantagens económicas, sociais e ambientais da sua utilização, e estabelece os requisitos técnicos de segurança para a sua produção e distribuição.

Em termos institucionais, são responsáveis pela implementação destas políticas em relação ao setor dos biogases o Ministério de Energia e Minas, o Ministério da Agricultura, a Agência de Promoção de Investimentos (Proinversión) e os governos municipais.

Portugal

Para promover o aumento da utilização de gases renováveis no processo de descarbonização do país, com especial foco na indústria e no setor dos transportes, enquanto se promove a economia circular e a valorização dos resíduos, Portugal incluiu uma reforma dedicada à promoção da produção e do consumo de biometano sustentável, criando as condições necessárias para o desenvolvimento de uma economia do biometano em Portugal. O Plano de Ação para o Biometano 2024-2040⁴³ (PAB) foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março.

A estratégia prevê duas fases, com horizontes temporais distintos: uma primeira fase que tem como objetivo a criação de um mercado do biometano em Portugal (2024-2026), e uma segunda fase que tem como objetivo o reforço e consolidação desse mercado (2026-2040). A título complementar, encontra-se igualmente previsto um eixo transversal (2024-2040), que visa garantir a sustentabilidade social e ambiental.

⁴³ Disponível em <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2024/03/05400/0003000080.pdf>.

O plano apresenta sete prioridades e 20 linhas de ações:

1. Acelerar o desenvolvimento da produção de biometano;
2. Criar um quadro regulatório adequado;
3. Escalar a produção de biometano em Portugal;
4. Desenvolver e criar cadeias de valor a nível regional;
5. Reforçar e promover a investigação e a inovação;
6. Assegurar a sustentabilidade da fileira do biometano;
7. Estimular e reforçar sinergias entre os atores da cadeia de valor.

No Plano de Ação estima-se que o potencial de implementação do biometano a partir da digestão anaeróbia ⁴⁴ das matérias-primas residuais nos setores estratégicos (resíduos urbanos, águas residuais, agricultura, pecuária e agroindústria) atinja cerca de 2,7 TWh em 2030, permitindo a substituição de até 9,1 % do consumo de gás natural previsto para o mesmo ano.

Estima-se ainda que em 2040 a digestão anaeróbia permitirá produzir 3,1 TWh, sendo possível, através do uso de novas tecnologias como a gaseificação e o *power-to-methane*, escalar a produção para 5,6 TWh e atingir valores de substituição do gás natural até 18,6 %, considerando o consumo previsto na Rede Pública de Gás (RPG) em 2030.

⁴⁴ «Digestão anaeróbia», o processo biológico de mineralização da matéria orgânica na ausência de oxigénio. Este é um processo utilizado no tratamento de efluentes líquidos que contêm uma elevada concentração de matéria orgânica biodegradável, no tratamento de lamas em estações de tratamento de águas residuais, no tratamento de matérias residuais na indústria do abate de animais e da indústria agroalimentar, no tratamento de lamas na atividade agropecuária, fração biodegradável de resíduos urbanos, bioresíduos.

Figura 22 - Benefícios ambientais e económicos promovidos pelo biometano pelo PAB

Benefício	2030	2040
Potencial de implementação de biometano (TWh)	2,72	5,57
Redução do consumo de gás natural (referente ao consumo previsto para 2030) (*)	9,1 %	18,6 %
Redução de custos de importação de gás natural (M€)	136	279
Emissões evitadas (MtCO _{2-eq})	0,56	1,14
Redução de custos em emissões CO ₂ (M€)	44,5	91,2

(*) 30 TWh no cenário WAM 1 da DGEG. Fonte: Modelo JANUS, DGEG.

A entidades governamentais responsáveis pela matéria são o Ministério do Ambiente e Energia (Decreto-Lei n.º 32/2024, de 10 de maio), a DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia e a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), para efeitos de utilização do biometano nas redes de transporte e distribuição de gás. O Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P. é a entidade designada para a avaliação da execução do PAB.

República Dominicana

A República Dominicana não tem aprovada uma estratégia ou política específica para o desenvolvimento de biogases. A direção desta matéria está atribuída às seguintes entidades públicas, *Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Industria, Comercio, y Mipymes e Comision Nacional de Energía*.

Uruguai

O Uruguai não tem aprovada uma estratégia ou política específica para o desenvolvimento de biogases, não obstante ter em desenvolvimento um projeto de transformação de resíduos gerados em atividades agropecuárias em energia.

3.2.2. INFRAESTRUTURAS

No que concerne às infraestruturas de produção de biogás, identifica-se que existe alguma produção de biogás em todos os países respondentes, com diferentes níveis de desenvolvimento, tal como detalhado na tabela seguinte:

	Tipo de infraestrutura de biogás	Nível de desenvolvimento
Argentina	Com produção de biometano	Médio
Brasil	Com produção de biometano	Alto
Costa Rica	Com produção de biometano	Baixo
Cuba	Com produção de biogás	Baixo
El Salvador	Com produção de biogás	Alto
Espanha	Com produção de biometano	Alto
Panamá	Com produção de biometano	Baixo
Perú	Com produção de biogás	Médio
Portugal	Com produção de biometano	Médio
República Dominicana	Com produção de biogás	Baixo
Uruguai	Com produção de biometano	Médio

Seguidamente, descrevem-se as condições de infraestrutura e produção identificadas em cada um dos países respondentes.

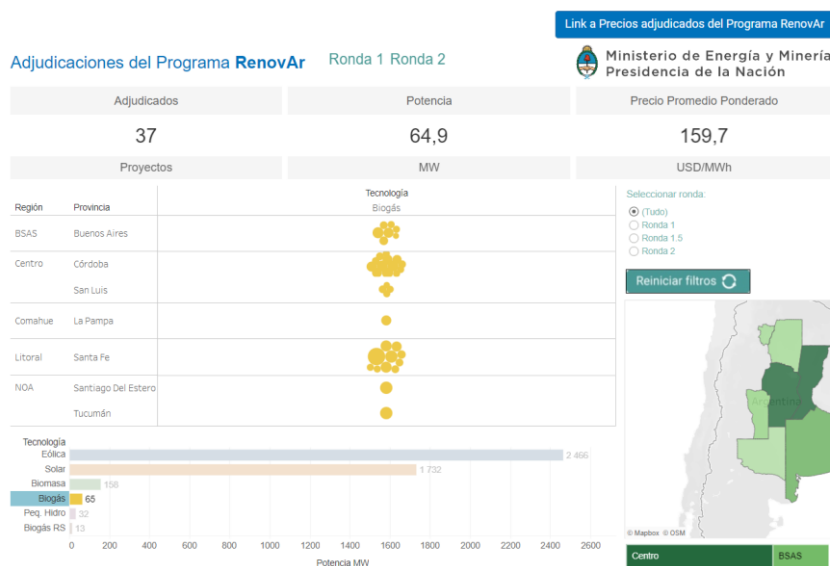
Argentina

A Argentina é produtora de biometano. Os métodos de produção utilizados são em digestor anaeróbio com agitação; em digestor de lagoa coberta (sem agitação) e captação do biogás produzido em aterros sanitários. São utilizados resíduos agrícolas, pecuários, industriais e resíduos urbanos. Dependendo do substrato o biometano apresenta um índice de 55-60% de metano (CH₄).

Existem também projetos-piloto de biometano para injeção na rede de gás natural: Quantidade 3 (aprox. 10 000 m³/d de biometano) ainda em fase de conceção (não operacional).

Adicionalmente, está vigente um programa de apoio público, que permite o acesso à rede elétrica para a eletricidade gerada pelo biogás de acordo com o programa RenovAR⁴⁵.

Figura 23 – Projetos RenovAR de biogás



As condições para o acesso à rede de gás natural, pelos produtores de biometano (GNR) estão estabelecidas no quadro regulamentar (Lei n.º 24 076 e Normas Técnicas do Código NAG⁴⁶).

A produção do biogás destina-se essencialmente à produção de energia elétrica e consumo industrial.

Não existe um preço para o biogás refinado em biometano a injetar na rede de gás natural (um possível preço de mercado estimado é de cerca de 20 USD/MMBTU). Existe um preço definido para a eletricidade renovável produzida a partir do biogás (140 USD/kWh).

Brasil

⁴⁵ Mais informação em <http://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar>.

⁴⁶ Mais informação em <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/normas-tecnicas-items.php?grupo=1> e <https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/normas-tecnicas-items.php?grupo=2>.

Em termos de produção, o Brasil conta hoje com 7 unidades de produção de biometano, excetuando a produção que se destina a autoconsumo e à geração de eletricidade. Duas destas unidades de produção situam-se no Estado do Rio de Janeiro, correspondendo à maior fatia de produção de biometano no Brasil, sendo que o Estado de São Paulo conta com mais quatro unidades de produção e situa-se no Estado do Ceará. Este biometano é produzido através de digestão anaeróbica e o Brasil conta com um total de capacidade instalada de produção de biometano de 547 480 m³/dia. Os dois estados do Sudeste Brasileira identificados contribuem com 65% dessa capacidade e o Ceará, no nordeste brasileiro, contribui com 35%. Em termos de utilizações, este biometano é utilizada para geração de eletricidade, consumo industrial, consumo doméstico e combustível para transporte.

Costa Rica

A principal fonte de produção de biogás, na Costa Rica, é proveniente da biodigestão de matéria orgânica (anaeróbica), mas para fins de autoconsumo, pelo que não é atualmente purificado para qualidades comerciais de biometano.

No momento de resposta ao questionário não tinham dados sobre a produção existente. Foi solicitada à *La Asociación Nacional de Biogás*.

Não existe atualmente uma autorização de comercialização para o biogás, pelo que não estão estabelecidos preços de referência.

Cuba

Em termos de produção de biogás, estima-se que existam em Cuba cerca de 3 200 biodigestores para produção de biogás em contexto industrial e agrícola. Em termos de volume de produção, estima-se que este esteja na ordem dos 615 600 m³ por ano, sendo que 63% desta produção corresponde a produção agrícola. Segundo dados da Direção de Energia do Ministério da Agricultura, este biogás é composto por CH₄ ≥ 55% e é produzido através de digestão anaeróbica. Para além desta produção, encontra-se também

projetada uma central industrial de produção de biogás de 64KWh para produção de biogás $\text{CH}_4 \geq 70\%$ e para geração de eletricidade ligada à rede elétrica.

Em termos de usos, atualmente o biogás produzido em Cuba é utilizado para geração de eletricidade, consumo industrial e consumo doméstico. Este biogás, contudo, não é comercializado.

El Salvador

El Salvador conta com unidades de produção de biogás mediante digestão anaeróbia (biodigestores anaeróbios), destinado à produção de eletricidade, consumo industrial e consumo doméstico. Não é utilizado para a produção de biometano.

A tabela seguinte lista os projetos de produção de biogás no país.

Escala	Nome	Finalidade	Capacidade (kW)	Capacidade (m3)	Matéria Prima	Financiamento
Piloto	I.N. Dr. Francisco Martinez Suarez	Cozedura de alimentos		55	Resíduos de animais de criação	República de China (Taiwán)
Artesanal	ACASA	Cozedura de alimentos/ biodigestor artesanal			Resíduos orgânicos da comunidade	Fondo de Iniciativa para las Américas
Industrial	Industrias La Constancia	Produção de calor - consumo industrial	12,5	700	Águas residuais da indústria cervejeira	Privado
Industrial	“AGROCAMPESTRE” – AGROCAMPESTRE, S.A. DE C.V.	Produção de energía eléctrica	850 ⁴⁷	10 535	Pollinaza Guano Lamas DAF Água DAF Resíduos orgânicos de vaca Resíduos de restaurantes	Privado. PPA com empresa distribuidora EEO, S.A. de C.V. por um período de 15 anos
Industrial	“Biodigestor Industrial” – AGRÍCOLA GANADERA ONZA, S.A. DE C.V.	Produção de energía eléctrica	410 ⁴⁸	2 200	Resíduos orgânicos de gado	Privado. PPA com empresa distribuidora EEO, S.A. de C.V. por um período de 15 anos
Industrial	AGROSANIA – AGROSANIA, S.A. DE C.V.	Produção de energía eléctrica	150	1 200	Resíduos orgânicos de suínos provenientes da exploração suinícola	Privado. PPA com empresa distribuidora DEUSEM, S.A. de C.V. por um período de 15 anos

⁴⁷ La capacidad de generación del equipo instalado es de 850 kW, no obstante, para dar cumplimiento al PPA esta se ha restringido a 700 kW.

⁴⁸ La capacidad de generación del equipo instalado es de 410 kW, no obstante, para dar cumplimiento al PPA esta se ha restringido a 300 kW.

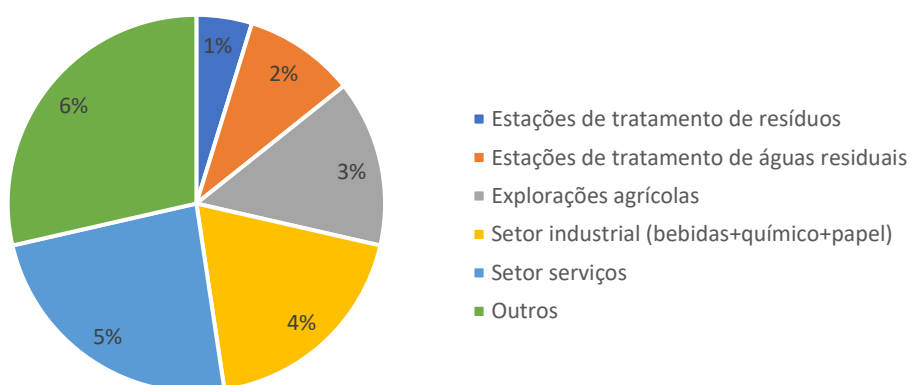
Escala	Nome	Finalidade	Capacidade (kW)	Capacidade (m3)	Matéria Prima	Financiamento
					Agrosania e águas residuais da fábrica de produtos lácteos San Julián	
Industrial	RENIG – RENIG, S.A. DE C.V.	Produção de energía eléctrica	850	5 125	Estrume de aves	Privado. PPA com empresa distribuidora DELSUR, S.A. de C.V. por um período de 15 anos
Pequeña	Granja San José (Los hermanos Jovel)	Produção de energía eléctrica	53	2 500	Resíduos orgânicos de suínos	Financiado pela Alianza en Energía y Ambiente para Centroamérica
Industrial	AES Nejapa	Produção de energía eléctrica	6 300	1 260 ton/día	Lixo municipal	Privado. PPA com empresa distribuidora CAESS, S.A. de C.V.
Piloto	Granja Miralvalle	Produção de energía eléctrica	14	220	Resíduos orgânicos de gado bovino	Financiado pelo governo da Finlândia e pela Alianza en Energía y Ambiente para Centroamérica
Piloto	Beneficio de Atapasco	Produção de energía eléctrica	16	170	Águas residuais indústria de café	Privado
Pequeña	Granja El Progreso	Produção de energía eléctrica		4 300	Estrume de suínos e de aves.	Privado
En diseño	Planta de Biogás Río Acelhuate	Produção de energía eléctrica	2 850	ND	Águas negras e contaminadas provenientes da área metropolitana de San Salvador	Apoio do Fundo Saudita para o Desenvolvimento.

Espanha

Em Espanha é produzido biometano e biogás a partir de digestão anaeróbica, encontrando-se em operação 146 instalação de biogás das quais 130 reportam ter produzido, em 2020, de cerca de 2,74 TWh, dos quais 2,45 TWh são consumidos em centrais de produção de eletricidade (cogeração e não cogeração), 0,16 TWh são calor, e o restante (2,29 TWh) produção de eletricidade (verificar).

Conforme **Figura 24**, das 130 instalações mencionadas, 46 estão associadas a estações de tratamento de resíduos (29 são para gestão de resíduos urbanos), 34 a estações de tratamento de águas residuais (para tratamento de lamas geradas em ETAR), 13 ao setor agrícola, 3 ao setor de fabrico de bebidas, 3 ao setor químico, 7 ao setor do papel, 1 ao setor da construção e 13 associadas a administrações, comércio e serviços.

Figura 24 . Estações de produção de biogás e biometano, em Espanha



A Espanha tem atualmente 9 instalações que produzem biometano a partir da purificação do biogás.

Refira-se que o biogás não é injetável diretamente na rede de gás natural (seja transporte ou distribuição), apenas após purificação para obtenção de biometano é possível a referida injeção.

Em Espanha estão implementados instrumentos financeiros destinados a potenciar o desenvolvimento do biogás e do biometano, nomeadamente:

- Programa de incentivo para a concessão de auxílios a projetos únicos de instalações de biogás. A primeira convocatória foi realizada em outubro de 2022 e previa uma dotação de 75 milhões de euros;
- Estudos de viabilidade técnica de possíveis projetos de utilização de biogás para autoconsumo térmico e/ou elétrico. São atribuídos subsídios a 100%, com uma dotação prevista de 1,43 milhões de euros.

Panamá

No que diz respeito à infraestrutura e produção de biogás no Panamá, é possível identificar a produção de biometano através de digestão aeróbica numa unidade de tratamento de águas residuais na Cidade do Panamá. O biometano assim produzido é utilizado para a geração de energia elétrica numa unidade com capacidade de geração de 5,2 MW. A produção de biometano é responsável por 18% da produção de eletricidade nesta unidade de geração.

Peru

A produção de biogás no Peru é efetuada por digestão anaeróbia, sendo o biometano o seu principal produto. De acordo com as estatísticas anuais do COES, a produção de eletricidade a partir do biogás teve uma quota de 0,12% durante o ano de 2023.⁴⁹ De acordo com o Boletim Mensal do COES, em junho de 2024, a produção de eletricidade através da utilização de biogás era de 6,9 GWh.⁵⁰

⁴⁹ <https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2023>

⁵⁰ <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/#>

Alguns dos principais projetos de biogás existentes são:

- “*Callao Biomass Thermal Power Plant Callao*”: A matéria-prima provém de resíduos sólidos. Capacidade instalada de 2,4 MW⁵¹;
- Central Térmica de Biomassa de Huaycoloro: A matéria-prima provém de resíduos sólidos. Capacidade de 28.295 MWh por ano, tem 250 poços de recolha e um gasoduto de 15 km⁵²;
- Hipódromo de Monterrico: Matéria-prima: estrume. Com capacidade para produzir 150 m³ de biogás para o funcionamento de um grupo gerador de 50 KW por períodos de 4 horas⁵³;
- Central de Biogás de San Fernando: Matéria-prima: estrume. Com uma capacidade de produção de 1 280 m³.⁵⁴

Portugal

A produção anual de biogás para eletricidade em Portugal foi de 249 GWh, em 2023 e 238 GWh até agosto de 2024, com uma potência instalada de 93 MW. A produção de biogás⁵⁵ representa menos de 5% do total de energia renovável produzida em Portugal, num total de cerca de 40 TWh em 2024 ⁵⁶.

No que respeita aos biocombustíveis, Portugal produziu em 2023, 340 774 (ton) de biodiesel e incorporou 409 839 (ton), sendo assim, importador de biodiesel. O biodiesel fornecido diretamente ao mercado, corresponde, na sua maioria, a biodiesel produzido a partir de matéria residual renovável e vendido diretamente a frotas.

⁵¹ <https://petramas.com/energia-renovable/>

⁵² <https://petramas.com/energia-renovable/>

⁵³ <https://allenperu.com/wp-content/uploads/2022/07/BioGNV-BioGNL-combustibles-renovables-para-una-movilidad-sostenible.pdf>

⁵⁴ <https://www.tereosolutions.com/portfolio/san-fernando/>

⁵⁵ A Associação Europeia do Biogás (EBA) refere 0,07 bcm de biogás produzido em Portugal, em 2021 (100% em 63 centrais de biogás) - EBA Statistical Report 2022.

⁵⁶ Dados da Direção-Geral de Energia e Geologia, em Estatísticas rápidas, agosto de 2024, <https://www.dgeg.gov.pt/media/qdidnmxu/dgeg-arr-2024-08.pdf>.

Em 2022, a contribuição das fontes de energia renovável no consumo de energia primária em Portugal foi de 31%, a contribuição dos biocombustíveis foi de 5%. No consumo final de energia (incluindo os não energéticos) foi de 32%, tendo os biocombustíveis contribuído com 7%.

Segundo a *European Biogas Association*, em 2024, Portugal apresenta 3 unidades de produção de biometano (no Carregado, Frielas e Urjais)⁵⁷, constituindo-se como um dos novos mercados, a par da Espanha e Irlanda.

Figura 25 – Investimento e capacidade prevista de novas unidades de produção de biogás, na Europa em 2024

	Investment volume	Foreseen capacity
Denmark	€3.6 billion	9.8 TWh/year
Poland	€3.4 billion	7.8 TWh/year
Italy	€2.4 billion	8.8 TWh/year
The United Kingdom	€2.3 billion	7.6 TWh/year
France	€1.9 billion	4.7 TWh/year
Spain	€1.5 billion	5.7 TWh/year
Netherlands	€1.3 billion	4.5 TWh/year
Norway	€1.1 billion	2.4 TWh/year
Sweden	€0.70 billion	1.5 TWh/year
Germany	€0.70 billion	1.9 TWh/year
Finland	€0.57 billion	1.3 TWh/year
Portugal	€0.34 billion	1.1 TWh/year
Ireland	€0.34 billion	1.4 TWh/year
Belgium	€0.24 billion	0.9 TWh/year
Europe – not further specified	€4.5 billion	8.9 TWh/year
Non - European	€1.5 billion	4.5 TWh/year

Fonte: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/EBA-Dig-Deep-Webinar_-Biomethane-scale-up-in-figures.pdf.

República Dominicana

A produção de biogás neste país, provém da reutilização do estrume animal (estrume de vaca, de porco e de galinha), através do método de digestão anaeróbica. A utilização do

⁵⁷ Ver em https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/07/GIE_EBA_Biomethane-Map-2024.pdf.

biogás destina-se à produção de eletricidade e ao consumo industrial ⁵⁸. A produção e venda do biogás é realizada pelos respectivos interessados, não existindo um preço de referência ou fixado para o biogás.

É referido a possibilidade de utilização do biogás na rede de transporte, de distribuição e armazenamento de gás natural, todavia, não existe efetivamente essa utilização, nem são referidos outros elementos relativos ao acesso às redes. Em caso de utilização das redes de gás natural, o acesso às redes seria regulado.

Neste momento, o país não tem regras específicas relativas às especificações técnicas de qualidade do biogás, nem regras sobre as garantias de origem.

Uruguai

O governo uruguaio, mais concretamente o *Ministerio de Industria, Energía y Minería* (MIEM), o *Ministerio de Ambiente* e o *Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca* (MGAP), promoveu a implementação de um projeto designado Biovalor ⁵⁹, cujo principal objetivo é a produção de biometano através da transformação dos resíduos gerados nas atividades agrícolas, agroindustriais e de pequenas cidades, em energia e/ou subprodutos, de forma a desenvolver um modelo sustentável de baixas emissões (contribuindo para a redução dos gases de efeito estufa).

O projeto Biovalor foi implementado entre 2014 e 2020 e englobou 8 projetos demonstrativos da produção de biometano mediante processo de digestão anaeróbia, com um custo total de 2,3 USD, estimando a redução de 2 150 toneladas de CO₂/ano.

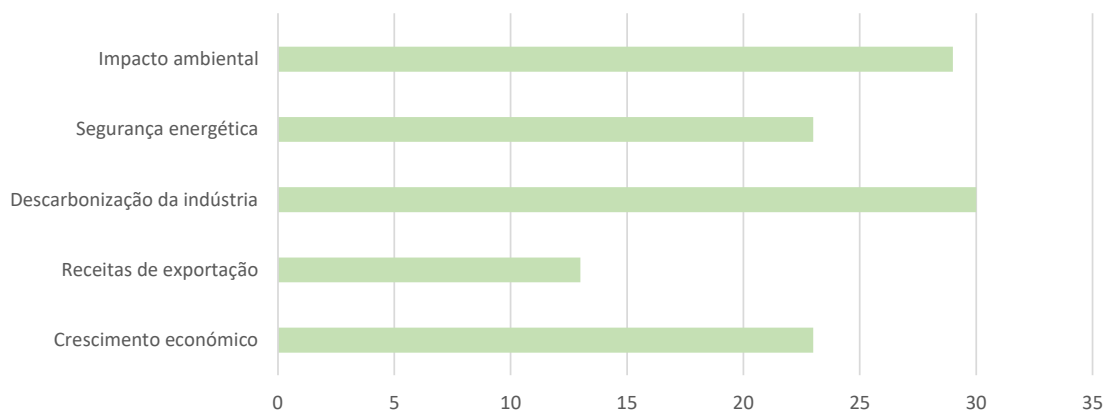
⁵⁸ Um exemplo dessa utilização é o microdigestor de Cayo Levantado Resort. O gás obtido, cerca de 42.000Nm³/ano, é utilizado para alimentar um microgerador que produz energia térmica e eletricidade para consumo próprio da estância. Com este microdigestor, os resíduos das cozinhas e restaurantes, juntamente com os resíduos de poda dos jardins e espaços verdes, bem como as lamas das estações de tratamento de águas residuais, são transformados de resíduos em subprodutos que dão origem a energia e fertilizantes de origem renovável, reduzindo a sua pegada de carbono e iniciando um ciclo de economia circular. Mais informação em <https://www.retema.es/actualidad/genia-bioenergy-suministra-un-islote-de-republica-dominicana-un-innovador-microdigestor>.

⁵⁹ <https://biovalor.gub.uy/>

3.2.3. IMPULSOS E OBSTÁCULOS AO DESENVOLVIMENTO DO SETOR

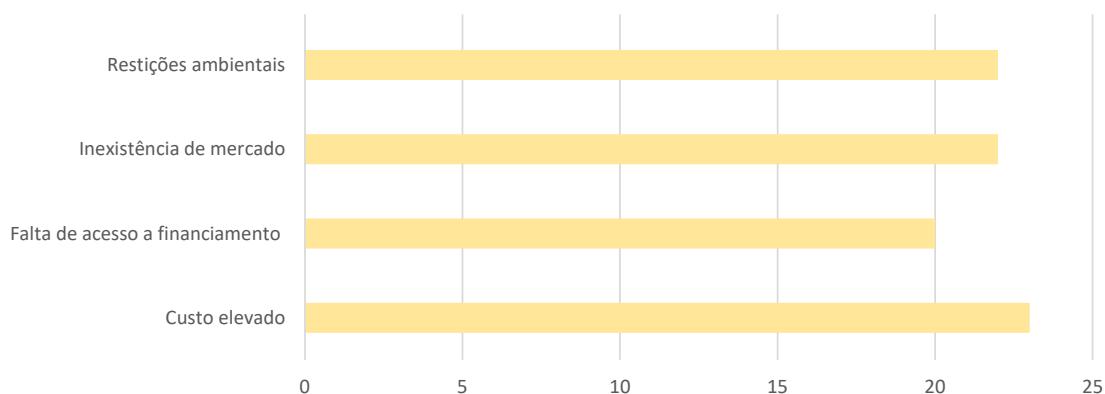
Em termos gerais, e conforme se identifica na figura seguinte, os países em análise identificam como principais impulsionadores do desenvolvimento do setor do biogás o a descarbonização da indústria e o impacte ambiental.

Figura 26 – Resumo dos fatores impulsionadores do setor do biogás



Quanto aos principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás são apontados o custo elevado e a inexistência de mercado e as restrições ambientais, conforme resulta da figura seguinte.

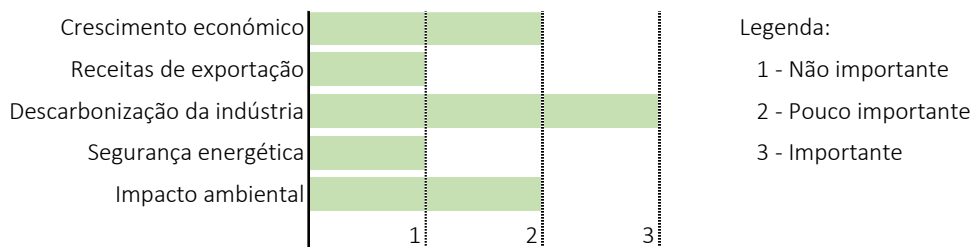
Figura 27 – Resumo dos obstáculos ao desenvolvimento do setor do biogás



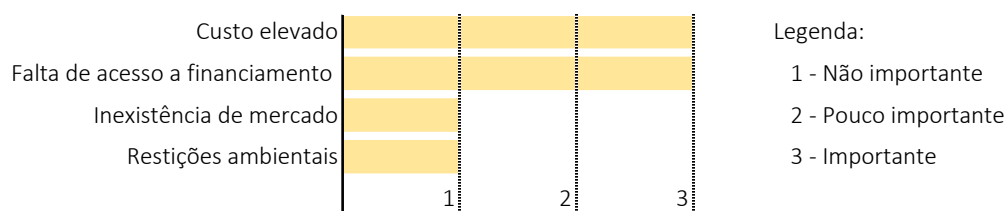
De seguida, evidenciam-se os fatores impulsionados e os obstáculos individualizados por país.

Argentina

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

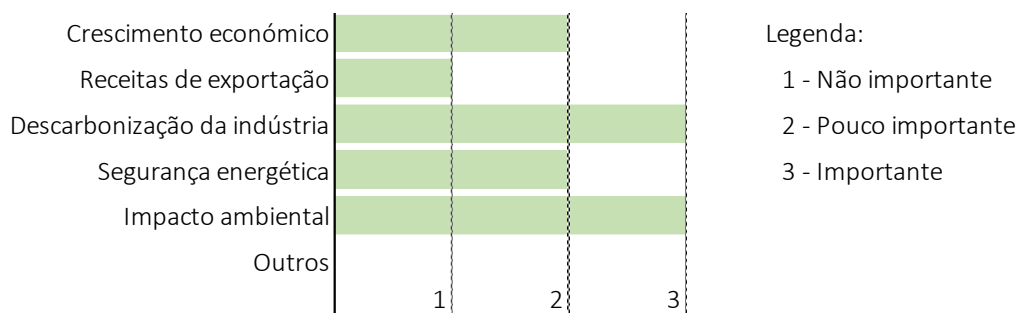


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.



Brasil

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

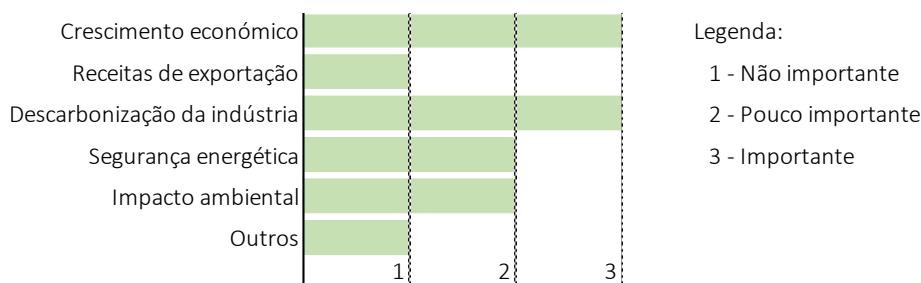


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

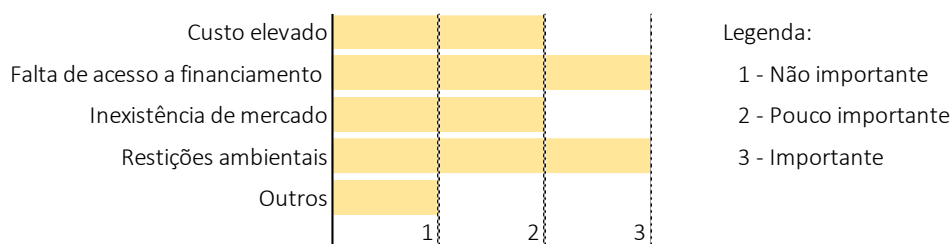


Costa Rica

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

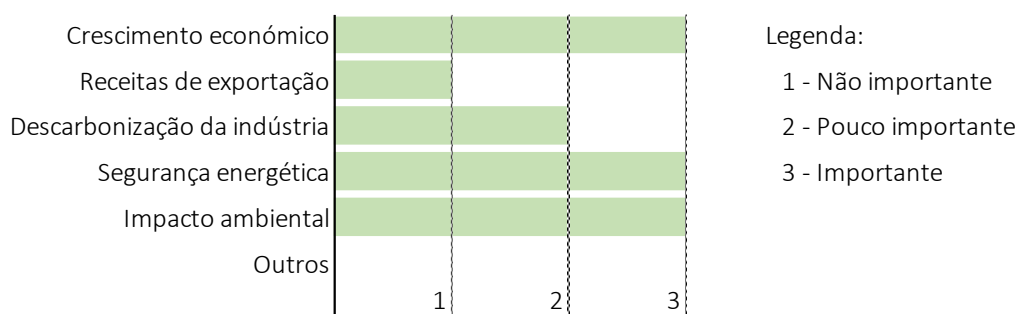


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto:

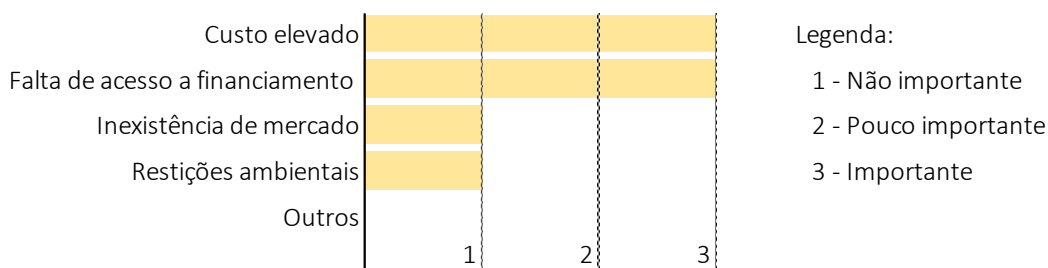


Cuba

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

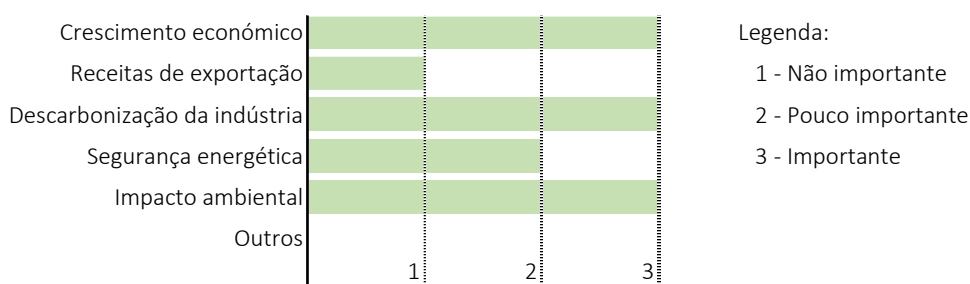


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto:

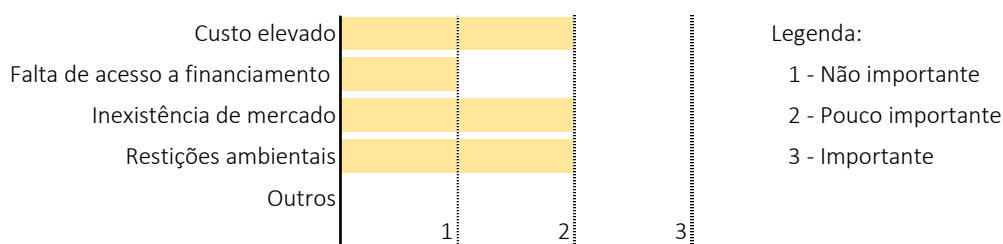


El Salvador

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

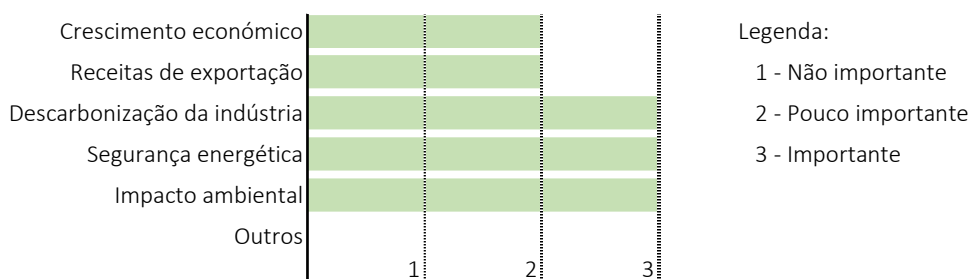


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

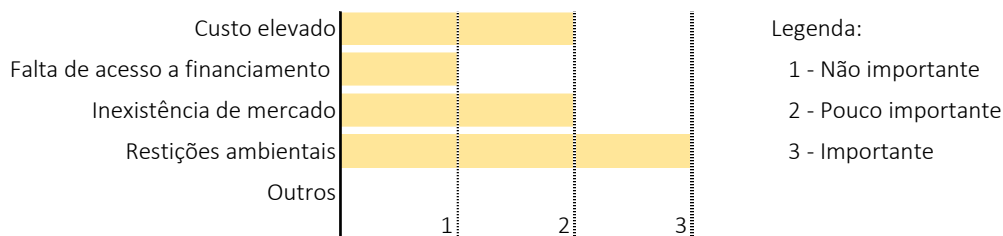


Espanha

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

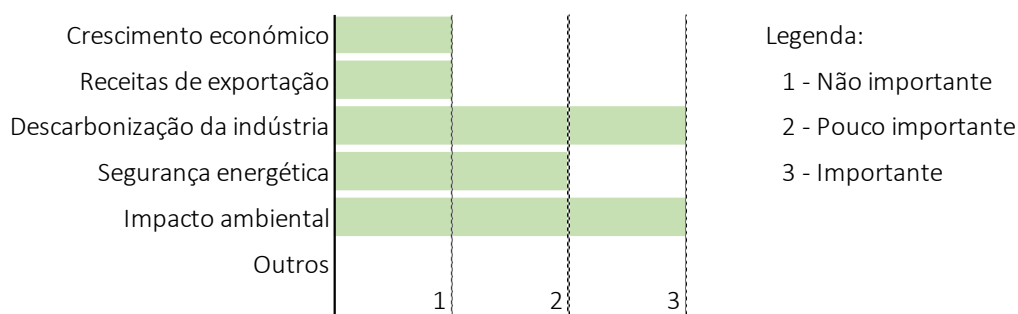


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

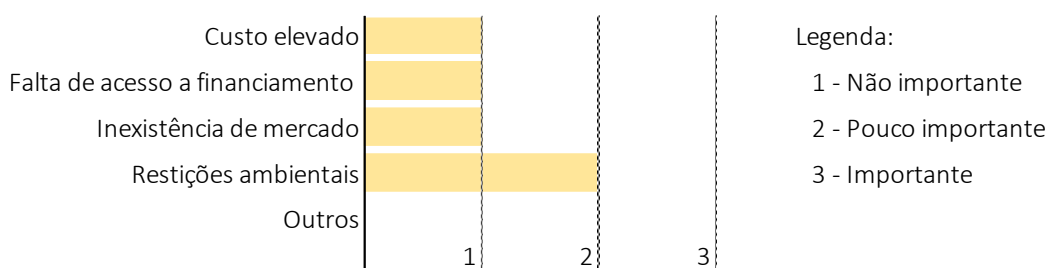


Panamá

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

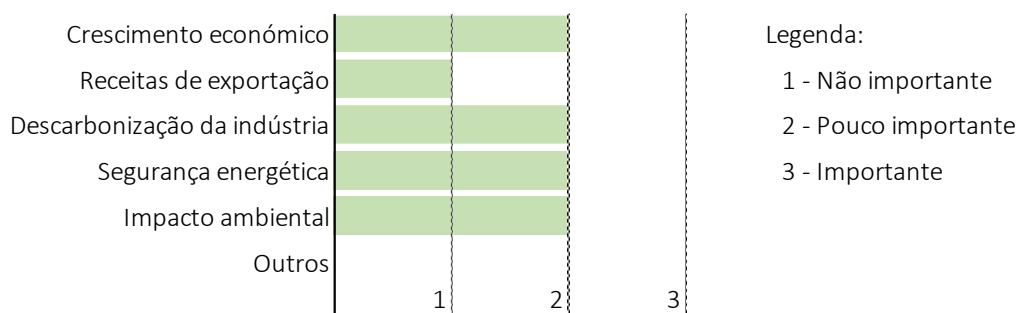


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.



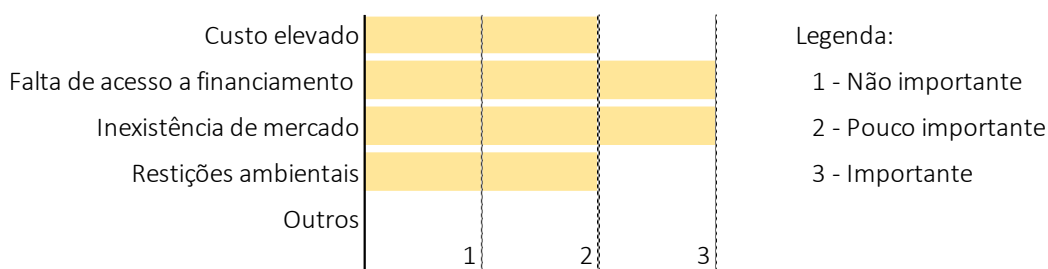
Peru

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento⁶⁰ do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.



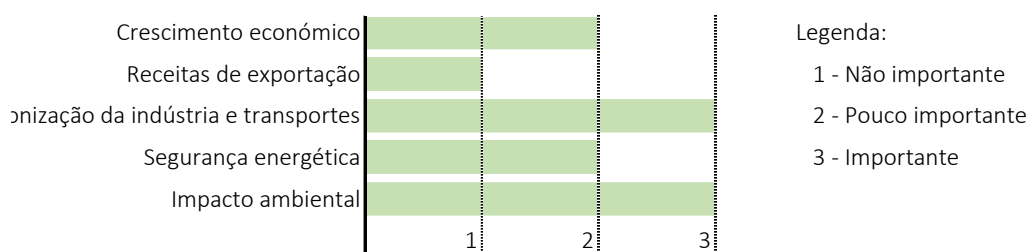
A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

⁶⁰ Com base na informação do Anexo 3 do Plano de Ação para o Biometano.

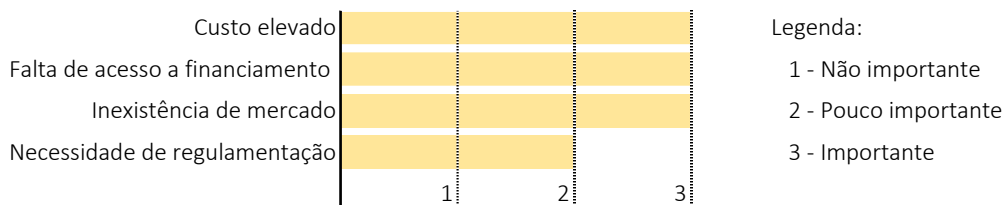


Portugal

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento⁶¹ do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.



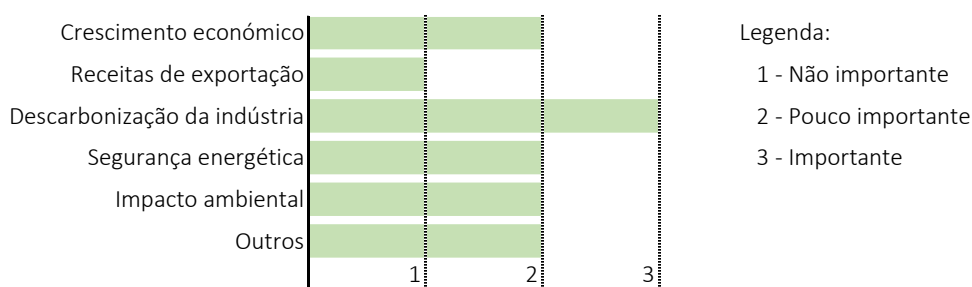
A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.



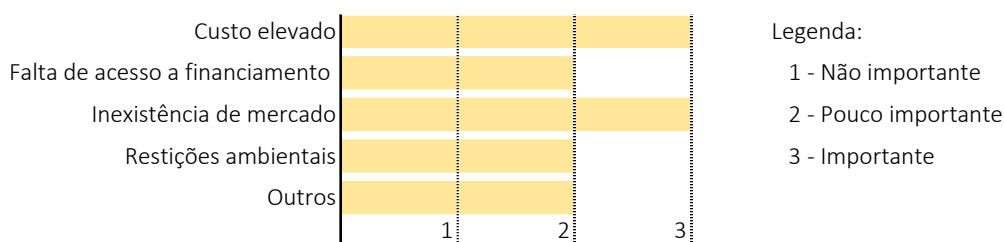
República Dominicana

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

⁶¹ Com base na informação do Anexo 3 do Plano de Ação para o Biometano.

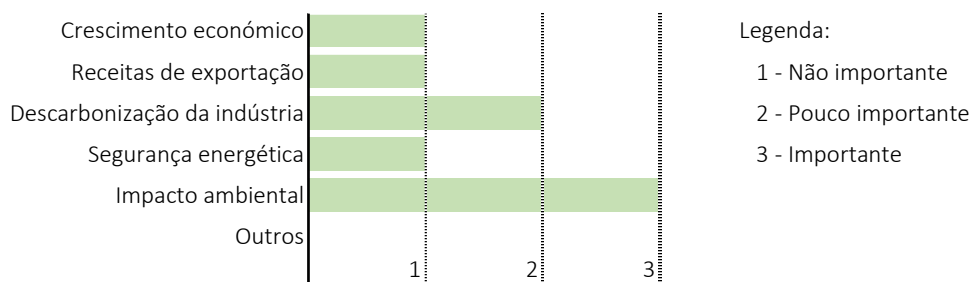


A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.

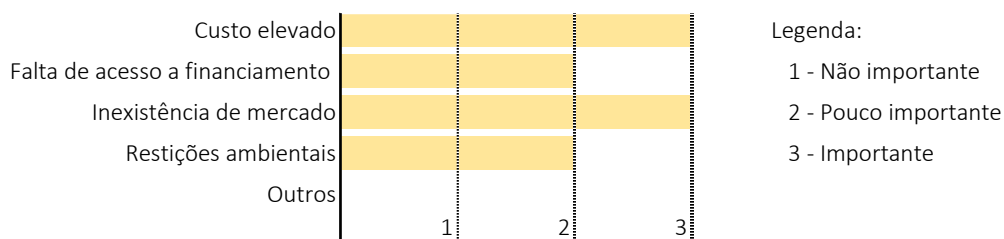


Uruguai

A figura seguinte identifica os principais fatores impulsionadores do desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.



A figura seguinte identifica os principais obstáculos ao desenvolvimento do setor de biogás e o respetivo grau de impacto.



3.2.4. REGULAÇÃO

Quanto à regulação do setor dos biogases, verifica-se que esta é bastante incipiente ou inexistente nos países respondentes, como detalha a tabela seguinte:

	Regulação específica do biogás	Nível de desenvolvimento
Argentina	Regulação técnica, sem regulação económica	Médio
Brasil	Regulação técnica, sem regulação económica	Médio
Costa Rica	Regulação técnica, sem regulação económica	Médio
Cuba	Sem regulação	Baixo
El Salvador	Sem regulação	Baixo
Espanha	Regulação técnica, regulação económica incipiente	Médio
Panamá	Sem regulação	Baixo
Perú	Sem regulação	Baixo
Portugal	Regulação técnica, regulação económica incipiente	Médio
República Dominicana	Sem regulação	Baixo
Uruguai	Sem regulação	Baixo

Descrevem-se de seguida os elementos regulatórios identificados em cada um dos países respondentes.

Argentina

Na Argentina o biogás pode ser utilizado em qualquer infraestrutura de gás natural, ou seja, de transporte, distribuição e armazenamento de gás. O acesso às infraestruturas é regulado. Não obstante, o consumo de biogás está fora do serviço público de gás natural, dependendo de contrato entre empresas privadas.

Não existem tarifas específicas para o biogás, nem operadores designados para operar uma infraestrutura dedicada a esta forma de energia.

No que respeita à qualidade técnica do biogás, existem normativas internas que estabelecem limites de impurezas, sendo que as especificações para o biometano (RNG) são as mesmas que se aplicam para o gás natural⁶²:

⁶² As regras estabelecidas na NAG-602 “Especificações de qualidade para o transporte e distribuição de gás natural e outros gases similares”. Adenda n.º 1 (Ano 2024).

- Siloxanos $\leq 10\text{mg/m}^3$;
- Compostos halogenados $\leq 1\text{ mg/m}^3$;
- $\text{CO}_2 \leq 2\%$ molar;
- Inertes ($\text{CO}_2 + \text{N}_2$) $\leq 4\%$ molar;
- Vapor de água (H_2O) $\leq 65\text{mg/m}^3$;
- $\text{H}_2\text{S} \leq 3\text{mg/m}^3$;
- Enxofre total $\leq 15\text{ mg/m}^3$;
- Ponto de orvalho HC $< -4^\circ\text{C}$ a 5500kPa;
- PCS entre 8850-10700 kcal/ m^3 ;
- Índice de Wobbe entre 11300-12770 kcal/ m^3

Brasil

No Brasil, não existe infraestrutura específica de biometano, sendo que este é injetado na rede de gás natural. Nesse sentido, a Lei n.º 14 134/21 e o Decreto n.º 10 172/21, estabelecem que se deve dar o mesmo tratamento regulatório ao biometano que ao gás natural fóssil, não obstante as medidas de incentivo que se encontram em discussão atualmente no Congresso Federal brasileiro.

Ainda assim, existem algumas regras específicas para o biometano, especificamente no que diz respeito às suas especificações técnicas, estabelecidas pela ANP enquanto entidade reguladora do setor. A Resolução ANP n.º 906/2022 estabelece as especificações do biometano proveniente de produtos e resíduos orgânicos agroflorestais e comerciais destinados ao uso em transporte, instalações residências e comerciais em todo o território nacional. Por seu lado, a Resolução ANP n.º 886/2022 estabelece as especificações e normas para aprovação do controle de qualidade do

biometano proveniente de resíduos e tratamento de águas residuais destinados ao uso em transporte, instalações residências e comerciais em todo o território nacional.

Em termos de normas sobre *blending*, não existem normas regulatórias a nível federal. Contudo, alguns estados contam com normas específicas sobre esta questão. Por exemplo, no Estado do Rio de Janeiro as distribuidoras de gás natural são obrigadas a comprar todo o biometano produzido no Estado até um volume de 10% do volume de gás natural distribuído por cada uma das concessionárias, excepcionando-se o consumo das centrais termoelétricas.

Costa Rica

A nível regulatório, este país apenas regista a existência de instalações de armazenamento de biogás, os quais sendo privados (mesmo que tenham tido financiamento público) não têm obrigação de acesso por terceiros, nem regras de regulação específicas. Neste contexto, não existe um setor regulado, nem tarifas fixadas para a utilização da infraestrutura ou pela venda desta matéria prima.

Para efeitos de comercialização grossista ou retalhista do biogás, não existe regulamentação que estabeleça os parâmetros de qualidade, uma vez que o desenvolvimento se tem centrado no autoconsumo nas zonas rurais, incluindo a cogeração de eletricidade nas indústrias.

As atuais normas técnicas nacionais para o biogás, do ponto de vista do autoconsumo, incluem:

- INTE/ISO 22580:2220 - Queimadores para combustão de biogás;
- INTE/ISO 23590:2023 - Requisitos para sistemas domésticos de biogás: conceção, instalação, operação e segurança;
- INTE E56:2020 - Requisitos mínimos para centrais de biogás de média e grande escala e seus componentes;
- INTE/ISO 20675:2019 - Termos, definições e esquema de classificação para produção, condicionamento, melhoramento e utilização de biogás.

No entanto, esta norma continua a ser voluntária.

Se algum interessado, no âmbito das suas operações de autoconsumo, pretender armazenar e transportar biogás, deve cumprir o Decreto Executivo n.º 36627-MINAET “Reglamento para a regulamentação do Transporte de Combustíveis e suas reformas” (que inclui os biocombustíveis) e, no caso do armazenamento, o interessado deve cumprir o disposto no Decreto Executivo n.º 42497-MINAE-S “Reglamento de Autorización e Registo de Depósitos Estacionários para Autoconsumo de Combustíveis e suas reformas”.

Cuba

Em termos de infraestrutura de biogás, esta é bastante limitada em Cuba: existe apenas uma pequena rede de distribuição de biogás que serve cerca de 200 domicílios, sem que o consumo nesta rede não é regulado nem negociado individualmente. Não existe qualquer outro tipo de infraestruturação e regulação de biogás.

El Salvador

Até à data, El Salvador não conta com regulação específica do setor do biogás.

Espanha

De forma a promover a utilização eficiente das infraestruturas é implementado um método de acesso às infraestruturas baseado no acesso regulado, havendo isenção de pagamento pela injeção de gás nas redes de distribuição (não nas redes de transporte).

Apesar de não existirem regras de *unbundling* aplicáveis aos operadores das infraestruturas de biogás, existe obrigatoriedade de separação de atividades aplicáveis à comercialização de biometano.

As regras relativas a garantias de origem para os gases renováveis em Espanha constam em 2 instrumentos legais, o Real Decreto 376/2022, de 17 de maio, que cria o sistema de garantias de origem e designa o Gestor Técnico do Sistema como entidade responsável pelo

sistema e a *Orden TED/1026/2022*, de 28 de outubro, que aprova o procedimento de gestão que define as regras básicas com base nas quais está a ser desenvolvida a plataforma informática que irá gerir o novo sistema de garantias de origem.

Não existem regras sobre *blending* de biogás. Já o biometano, deve ser compatível com os limiares estabelecidos regulamentarmente para o gás natural.

Panamá

Até à data, o Panamá não conta com regulação específica para o setor dos biogases.

Peru

Até à data, o Peru não conta com infraestrutura nem regulação específica para o biogás.

Portugal

Não existe uma rede de serviço público dedicada ao transporte ou à distribuição de biogás e, por isso, não existe regulação desta atividade, de forma comparável com o gás natural ou a eletricidade.

Mas no que respeita à possibilidade de injeção de gases renováveis na rede pública de gás, são aplicáveis todas os regulamentos e normas já descritas no ponto 3.1.4 para Portugal, relativamente ao hidrogénio.

Os gases renováveis ou de baixo teor de carbono, com exceção do hidrogénio, injetados na rede pública de gás, devem respeitar as seguintes gamas de variação admissíveis, para as características, distintas das aplicáveis ao hidrogénio ⁶³:

⁶³ Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e gás, aprovado pelo [Regulamento n.º 826/2023](#), de 28 de julho.

Figura 28 – Características técnicas dos gases renováveis ou de baixo teor de carbono, para injeção na rede pública de gás, em Portugal

Propriedade	Unidade	Mínimo	Máximo
IW	MJ/m ³ (n)	48,17	57,66
d		0,5549	0,7001
S total (sem odorante)	mg/m ³ (n)	-	21
H ₂ S + COS	mg/m ³ (n)	-	5
H ₂ O (ponto de orvalho)	°C à pressão máxima de operação	-	-8
T _{entrega}	°C	5	35
N.º de Metano		65	-
O ₂	% mol	-	1
CO ₂	% mol	-	4
CH ₄	% mol	90	-

Propriedade	Unidade	Mínimo	Máximo
Si total	mg/m ³ (n)	0,3	1
Óleo do compressor		Tecnicamente isento	
CO	% mol	-	0,1
NH ₃	mg/m ³ (n)	-	10
Aminas	mg/m ³ (n)	-	10
Poeiras		Tecnicamente isento	

A respeito dos custos de investimento no mercado de biometano, o PAB estabelece custos e cenários de referência para a produção e utilização do biometano em Portugal.

Figura 29 - Cenários de referência para a produção e utilização de biometano em Portugal (sem bioresíduos)

Cenário de referência	Utilização para o biometano	CAPEX OPEX	Unidade técnica de referência em Portugal
Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)	Injeção de biometano na rede de gás natural próximo do local de produção para uso no setor doméstico ou industrial	1,43 M€ ⁽¹⁾ 0,15 M€ ⁽²⁾ (incluindo custo de oportunidade do biogás)	250 Nm ³ /h de biometano
Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e <i>upgrading</i> de biogás para biometano)		9,8 M€ ⁽¹⁾ 0,8 M€ ⁽²⁾	

⁽¹⁾ O CAPEX inclui todos os custos de engenharia, construção e arranque da unidade técnica de digestão anaeróbia de efluentes pecuários, incluindo purificação do biogás e injeção na rede, se aplicável, e excluindo o eventual pré-tratamento dos resíduos.

⁽²⁾ O OPEX engloba custos de eletricidade, manutenção preventiva e operação com presença física no local, excluindo custos de gestão e transporte de matérias-primas ou digerido dada a sua relação com as especificidades do projeto.

Figura 30 - CAPEX e OPEX para a unidade técnica de referência em Portugal no setor dos resíduos urbanos

Unidade técnica de referência para biometano em Portugal no setor dos RU	CAPEX	OPEX
50 000 t/ano de biorresíduos (500 Nm ³ /h de biometano)	50 M€ ⁽¹⁾ 1000 €/t de biorresíduos	6,5 M€ ⁽²⁾ 130 €/t de biorresíduos

⁽¹⁾ O CAPEX inclui todos os custos de engenharia, construção e arranque da unidade técnica de digestão anaeróbia de biorresíduos, incluindo pré-tratamento dos resíduos, purificação do biogás e injeção na rede, e gestão/valorização do digerido.

⁽²⁾ O OPEX engloba custos de eletricidade, combustível e outros consumíveis, manutenção preventiva e operação com presença física no local, assim como todos os custos de gestão e transporte de matérias-primas ou digerido.

O PAB apresenta também uma simulação económica para a reconversão da produção de biogás já existente para biometano, bem como para a construção de novas unidades e *upgrading* das existentes para biometano.

Figura 31 - Resultados da simulação económica simplificada realizada para a reconversão da produção de biogás já existente para biometano

Cenário de referência	Componente	Apoio CAPEX 0 %
Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)	Custo biogás ⁽¹⁾	35 €/MWh
	CAPEX <i>Upgrading</i>	+ 10 €/MWh
	OPEX <i>Upgrading</i>	+ 8 €/MWh
	CAPEX Injeção	+ 7 €/MWh
	LCOE biometano	60 €/MWh
	Impostos	+ 2 €/MWh
	Preço final (TIR de 9 %)	⁽²⁾ 62 €/MWh

⁽¹⁾ Custo de oportunidade da não utilização do biogás para produção de energia elétrica, considerando uma amortização quase total dos custos de investimento (principalmente o motorizador).

⁽²⁾ Receita equivalente de eletricidade correspondente a 143 €/MWh.

Figura 32 - Resultados da simulação económica simplificada realizada para a construção de novas unidades de digestão anaeróbia e *upgrading* de biogás para biometano

Cenário de referência	Componente	Apoio CAPEX 0 %	Apoio CAPEX 40 % ⁽¹⁾
Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e <i>upgrading</i> de biogás para biometano)	CAPEX digestão anaeróbia	54 €/MWh	32 €/MWh
	OPEX digestão anaeróbia	+ 36 €/MWh	+ 36 €/MWh
	LCOE biogás	90 €/MWh	68 €/MWh
	CAPEX <i>Upgrading</i>	+ 11 €/MWh	+ 7 €/MWh
	OPEX <i>Upgrading</i>	+ 8 €/MWh	+ 8 €/MWh
	CAPEX Injeção	+ 7 €/MWh	+ 5 €/MWh
	LCOE biometano	116 €/MWh	88 €/MWh
	Impostos	+ 9 €/MWh	+ 5 €/MWh
	Preço final (TIR de 9 %)	125 €/MWh	93 €/MWh

⁽¹⁾ Valor de apoio ao CAPEX considerado tendo em conta as práticas atuais no âmbito do regime de incentivos do PRR.

Os resultados apontam para preços finais do biometano entre os 62 €/MWh (unidades de biogás existentes + *upgrading* para biometano) e os 125 €/MWh (considerando a construção de novas unidades de biogás e *upgrading* para biometano), não contemplando qualquer apoio ao CAPEX. Por outro lado, quando se consideram utilizações alternativas para o biometano na mobilidade que incluam investimentos em liquefação ou concentração, os preços atingidos são substancialmente superiores atingindo valores de 165 €/MWh (sem apoio ao CAPEX) ou 125 €/MWh (considerando um apoio ao CAPEX de 40%).

A análise económica deixa claro que na ausência de incentivos, e em condições de mercado, os projetos de biometano considerados não resultariam em taxas de retorno positivas (e consequente valor atual líquido bastante negativo), tornando estes investimentos pouco atrativos para os investidores. Assim, e de modo a incentivar o desenvolvimento da indústria em Portugal, os resultados apurados podem ser vistos como preços de referência para o desenho de um quadro de incentivos ao biometano baseado em contratos por diferenças (CfD).

Estes contratos são acordos de longa duração que permitem aos promotores de projetos em novas tecnologias estabilizar as receitas resultantes da venda de energia ou produtos energéticos em torno de um valor máximo pré-acordado (*strike price*). Desta forma, se o valor máximo contratualizado for superior ao preço de mercado (*reference price*), o produtor de biometano é remunerado pela diferença. Por outro lado, se o preço de mercado for superior ao *strike price* pré-acordado, é o promotor do projeto que remunera a entidade governamental, garantindo-se assim um «custo justo» para a sociedade.

Figura 33 - Estimativas para a implementação de um esquema de incentivos baseado em contratos por diferença para os cenários de referência considerados

	Preço médio gás natural — Taxa média CO ₂	50 €/MWh ⁽¹⁾ — 80 €/tCO ₂ ⁽²⁾	
Cenário de referência	—	Apoio CAPEX 0 %	
Ação 1 (Reconversão da produção de biogás já existente para biometano)	TIR 9 %	62 €/MWh	
	CfD (remuneração)	- 4 €/MWh	
	—	Apoio CAPEX 0 %	Apoio CAPEX 40 %
Ação 2 (Construção de novas unidades de digestão anaeróbia e <i>upgrading</i> de biogás para biometano)	TIR 9 %	125 €/MWh	93 €/MWh
	CfD (remuneração)	59 €/MWh	27 €/MWh

⁽¹⁾ MIBGAS, Organised Gas Market Annual Report, 2021

⁽²⁾ <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

De recordar que é igualmente aplicável, no que respeita ao mecanismo de apoio à compra de gases renováveis, a Portaria n.º 15/2023, que fixa as regras do leilão de aquisição de biometano e hidrogénio. A quantidade definida de biometano é de 150

GWh/ano e o preço máximo de compra é de 62 €/MWh, cujo preço de referência seguiu o previsto no PAB. O leilão foi realizado em conjunto para estas duas formas de energia.

República Dominicana

Até à data, este país não conta com infraestrutura nem regulação específica para o biogás.

Uruguai

Uma vez que o mercado ainda não está desenvolvido, não existe regulamentação sobre a forma de acesso ou sobre as especificações técnicas da qualidade dos biogases nem as garantias de origem. Também não existem operadores ou organismos designados para operar o sistema e as infraestruturas.

4. CONCLUSÕES

O presente relatório tem como principal objetivo servir de base para uma reflexão sobre as experiências nacionais dos países ARIAE, no que diz respeito aos setores dos gases renováveis nestes países e no potencial que estes setores representam em termos de crescimento económico, segurança energética e descarbonização dos setores energéticos no conjunto de países ARIAE.

A partir desta recolha de experiências e perspetivas nacionais aqui compiladas e analisadas, é possível extrair algumas conclusões sobre este tema, mas deseja-se, para além disso, que possa servir para um aprofundamento da partilha de experiências e tendências entre os membros da ARIAE.

Naturalmente, existe muita informação publicamente disponível em relação aos setores de hidrogénio verde nos países que fazem parte da ARIAE e da região da América Latina. Este estudo focou-se nas informações recebidas através das respostas ao questionário que foi enviado aos membros da ARIAE e as perspetivas que os membros partilharam na resposta a este questionário.

Começando pelo setor do hidrogénio, uma primeira conclusão a retirar é a de que existe um grande potencial e interesse por parte dos países que responderam a este questionário em desenvolver uma cadeia de valor sustentável e circular, no setor de hidrogénio verde. Todas as respostas recebidas, com exceção de Cuba, identificam a existência de planos, estratégias, *roadmaps* ou, em alguns casos, documentos legislativos que têm como objetivo promover o desenvolvimento deste setor.

Contudo, como é salientado no relatório “*Unlocking Green and Just Hydrogen in Latin America and the Caribbean*”⁶⁴, redigido pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento, a existência de planos nacionais é essencial, mas não suficiente, uma vez que o desenvolvimento de um setor de hidrogénio verde dependerá também de outros fatores:

⁶⁴ Disponível em: <https://hinicio.com/wp-content/uploads/2023/08/Unlocking-Green-and-Just-Hydrogen-in-Latin-America-and-the-Caribbean.pdf>

estabilidade jurídica, incentivos estatais de longo prazo, clareza regulatória, financiamento, entre outros.

O H2LAC Index 2024⁶⁵ contem ainda alguns dados interessantes sobre o progresso do desenvolvimento de um setor de hidrogénio verde em alguns países da América Latina e Caraíbas, medido através da consideração de políticas nacionais de incentivo e regulação, desenvolvimento de um ecossistema de hidrogénio a nível nacional, projetos em operação e em desenvolvimento, setores e aplicações de hidrogénio a nível nacional e nível de cooperação internacional (ver **Figura 3**).

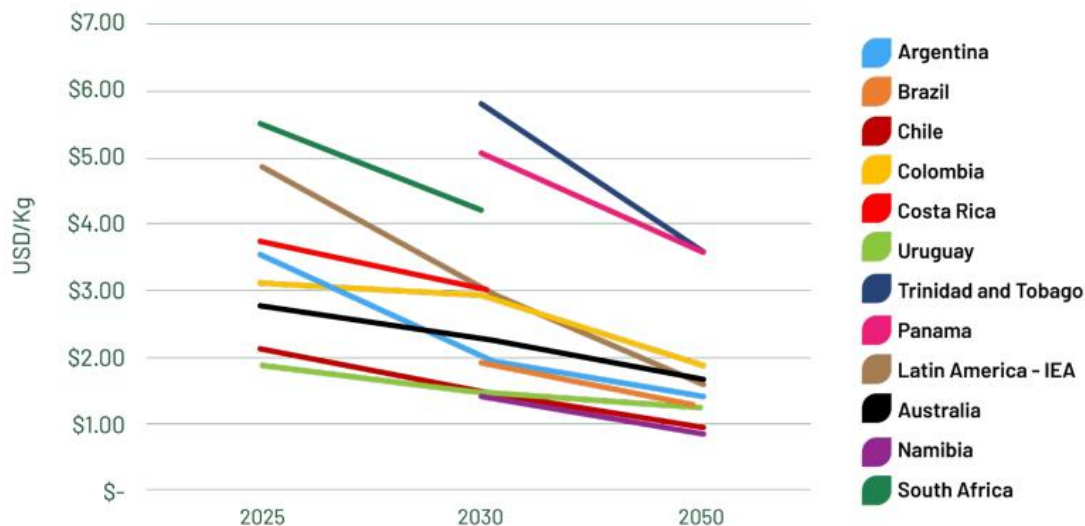
No que diz respeito aos principais fatores impulsionadores e obstáculos ao desenvolvimento de um setor de hidrogénio verde nos países que responderam ao questionário, é visível um reconhecimento de que este setor pode ter um contributo importante a dar no que diz respeito aos objetivos de descarbonização assumidos por estes países. É também reconhecido genericamente que o setor de hidrogénio verde pode ter um potencial importante de contribuir para o crescimento económico destes países.

Quanto aos obstáculos, resulta da análise deste questionário que os obstáculos mais importantes ao desenvolvimento de um setor de hidrogénio verde são, em primeira linha, o custo elevado e a falta de financiamento para o desenvolvimento de projetos de hidrogénio. Em segunda linha, um terceiro obstáculo identificado é a falta de mercado, contudo, este terceiro decorre em grande parte dos dois primeiros e mais impactantes.

Ainda assim, é possível identificar algumas tendências positivas que poderão, no futuro próximo, amenizar estes obstáculos. Recorrendo novamente ao relatório supracitado do Banco Interamericano de Desenvolvimento, projeta-se uma redução assinalável dos *average levelized costs* de projetos de hidrogénio nos países da América Latina e Caraíbas no período entre 2025 e 2050.

⁶⁵ Disponível em: https://hinicio.com/wp-content/uploads/2024/06/Hinicio_H2LAC-Index-2024_Official-Results.pdf

Figura 34 - Average Levelized Costs de projetos de Hidrogénio na América Latina e Caraíbas (2025-2050) – projeção

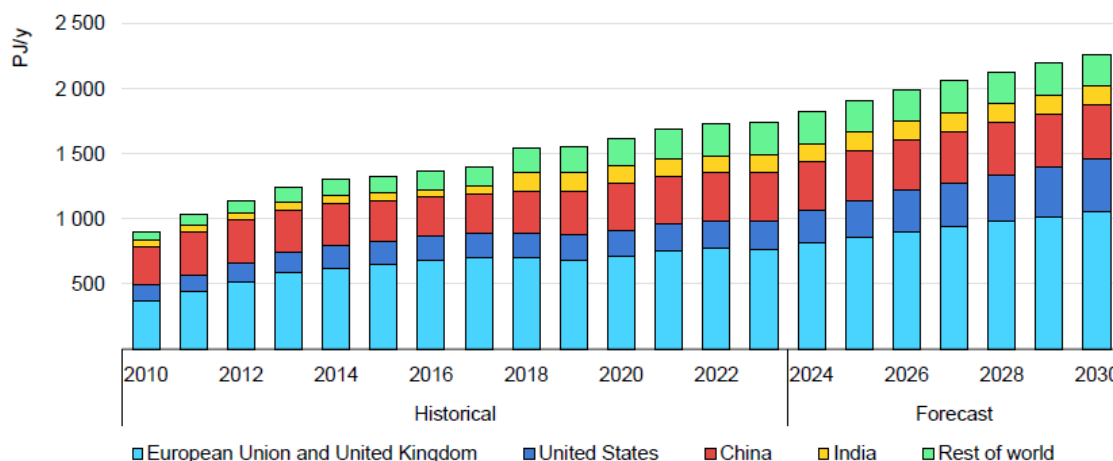


Tendo em conta o estado embrionário de desenvolvimento deste setor, não é assim surpreendente concluir que não existem praticamente exemplos de regulação do setor do hidrogénio verde. O desenvolvimento deste aspeto do setor só deverá começar a adquirir importância mediante o efetivo desenvolvimento de infraestruturas e mercados relevantes nos próximos anos. Para já, o momento é de implementação das estratégias de desenvolvimento do setor.

Em relação ao setor do biogás, com a exceção de alguns países, nomeadamente o Brasil, este setor apresenta-se como menos desenvolvido, tendo em conta que, ao contrário do hidrogénio, as tecnologias disponíveis para o desenvolvimento de um mercado competitivo de biogases existem há várias décadas. O biogás e, em especial o biometano, apresentam características muito vantajosas para os objetivos de descarbonização das economias e para o aprofundamento de dinâmicas de economia circular, através do aproveitamento de resíduos urbanos, industriais e agrícolas. Existe um potencial significativo de desenvolvimento deste setor que poderá ser uma aposta para o desenvolvimento futuro dos setores energéticos destes países, especialmente tendo em conta a grande parcela que o gás natural fóssil representa no *mix* energético de alguns destes países, como a Argentina.

De facto, como nos mostram dados da Agência Internacional de Energia no seu relatório de 2024 sobre energias renováveis⁶⁶, a procura de biogases tenderá a seguir uma trajetória de aumento até ao final da década (ver Figura 35).

Figura 36 - Evolução histórica e projeção da procura de biogás a nível global (2010-2030)



Fonte: [IEA, Renewables 2024](https://www.iea.org/renewables/2024)

Em termos de obstáculos, é interessante também aqui verificar a prevalência de obstáculos como a falta de financiamento e o custo elevado destas tecnologias, bem como a inexistência de mercado, que parece aqui ser um fator mais importante do que em relação ao setor do hidrogénio verde. Já quanto a fatores impulsionadores, têm aqui mais prevalência as questões de segurança energética, a par do impacto na descarbonização da indústria e do impacto ambiental. Os contributos para o crescimento económico são também assinaláveis, mas avaliados de forma menos marcada que no setor do hidrogénio verde.

Em termos regulatórios, verifica-se também a inexistência de muita regulação específica para este setor, sendo que, em alguns casos, o setor do biogás é sujeito às mesmas condições regulatórias do setor do gás natural. Ainda assim, verifica-se a existência de

⁶⁶ Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/45704c88-a7b0-4001-b319-c5fc45298e07/Renewables2024.pdf>

políticas de incentivos de várias ordens, nomeadamente fiscal, para o desenvolvimento deste setor.



asociación iberoamericana de entidades
reguladoras de la energía

associação iberoamericana de entidades
reguladoras da energia

A SITUAÇÃO E PAPEL FUTURO DOS GASES RENOVÁVEIS NOS PAÍSES DA ARIAE

ANEXOS

ANEXO I – QUESTIONÁRIO

Inclui-se seguidamente um exemplar do questionário aprovado na 3ª Reunião do GT Gás de ARIAE, ocorrida no dia 24 de junho de 2024, e que foi subsequentemente enviado a todos os membros da ARIAE. As respostas recebidas a este questionário serviram de base ao presente relatório.

GRUPO DE TRABAJO DE GAS – ARIAE ENCUESTA SOBRE GASES RENOVABLES

Gracias por participar en este cuestionario sobre gases renovables. Para cada valor introducido, por favor, indique la fuente.
Identificación
País: Persona de contacto: Email:
Sección 1: Hidrógeno
Políticas
1.1.1 Su país tiene una estrategia/plan de trabajo/política para el desarrollo de mercados de hidrógeno?
Sí ☐ No ☐
1.1.2. En caso afirmativo, indique el nombre de la estrategia/plan de trabajo/política, la fecha de su publicación y el enlace al documento, si es público.

1.1.3. Resuma los puntos principales de la estrategia/plan de trabajo/política (el nivel de ambición para el desarrollo de hidrógeno, el camino para alcanzar la ambición definida y los mecanismos de apoyo adoptados o por adoptar).
1.1.4. ¿Quiénes son los organismos gubernamentales/organizaciones/comités/comisiones, etc. encargados del desarrollo del hidrógeno en su país?
Entidad Reguladora ☐ Ministerio ☐ Entidad administrativa ☐ Otro ☐
1.1.5. Identifique los organismos:
Producción de Hidrógeno
1.2.1. ¿Es producido hidrógeno en su país?
Sí ☐ No ☐
1.2.2. ¿Qué tipo de hidrógeno es producido?
Hidrógeno gris ☐ Hidrógeno azul ☐ Hidrógeno verde ☐ Otro ☐
1.2.3. Si seleccionó otro, ¿cuál?
1.2.4. Describa la producción existente (tipo de hidrógeno, método de producción, capacidad instalada, propiedad)
1.2.5. Identifique los proyectos piloto de hidrógeno existentes en su país (tipo de producción, capacidad de producción en MWh o Kg, ayudas públicas existentes, finalidad, acceso a las redes, etc...).
1.2.6. ¿Qué usos tiene el hidrógeno?
Generación de electricidad ☐ Consumo industrial ☐ Consumo doméstico ☐ Transporte Vehicular ☐ Otro ☐
1.2.7 Si seleccionó otro, ¿cuál?

1.2.8. ¿En su país existen precios de referencia para el hidrógeno (gris, azul, verde, otros)? ¿Varían los precios en función del tipo y/o uso del hidrógeno? En caso afirmativo, indique los precios e información sobre dónde pueden encontrarse.	
Impulsores y obstáculos para el desarrollo del hidrógeno verde	
1.3.1. ¿Qué importancia tienen los siguientes factores para el desarrollo del hidrógeno verde en su país? <i>3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante</i>	
Crecimiento económico	
Ingresos de exportación	
Descarbonización de la industria	
Seguridad energética	
Impacte Ambiental	
Otros	
1.3.2. Para su país, ¿qué importancia tienen los siguientes obstáculos para desarrollar una estrategia de hidrógeno verde? <i>3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante</i>	
Coste elevado	
Falta de acceso a financiación asequible	
Falta de mercado	
Limitaciones medioambientales (adquisición y disponibilidad de terrenos, partes interesadas, agua...)	
Otros	
1.3.3. Indique a continuación cualquier otra información que considere importante sobre el desarrollo del hidrógeno verde en su país.	
Regulación	
1.4.1. ¿Qué tipologías de infraestructura de hidrógeno existen?	

Unidades de Producción ☐ Red de transporte ☐ Red de distribución ☐ Almacenamiento ☐ No se aplica ☐
1.4.2. ¿Cuál el origen de las infraestructuras de hidrógeno?
Reaprovechamiento de red de gas natural ☐ Nueva construcción ☐ Ambas ☐ No se aplica ☐
1.4.3. Describa otras características de las infraestructuras de hidrógeno existentes o planeadas (propiedad/inversión pública o privada, proyecto piloto o definitivo, uso industrial o público...):
1.4.4. ¿Qué tipología de acceso se aplica?
Acceso regulado ☐ Acceso negociado ☐ Otro ☐ No se aplica ☐
1.4.5. Sí otro, ¿cuál?
1.4.6. ¿Existen peajes específicos para el hidrógeno?
Sí ☐ No ☐
1.4.7. Describa las principales reglas de regulación de peajes (metodología, que institución los define, se existen descuentos u otras condiciones especiales...):
1.4.8. ¿Existen operadores u organismos (estatuáis o empresas) designados para operador del sistema de las infraestructuras de hidrógeno?
Sí ☐ No ☐
1.4.9. Si sí, ¿cuáles?
Operador de red de transporte ☐ Operador de red de distribución ☐ Operador de almacenamiento ☐
1.4.10. ¿Qué tipo de <i>unbundling</i> existe para los operadores de hidrógeno?
Unbundling Horizontal ☐ Unbundling Vertical ☐ No existe ☐
1.4.11. Describa sucintamente las principales especificaciones técnicas de calidad del hidrógeno:

1.4.12. ¿Existen reglas sobre garantías de origen del hidrógeno?
Sí ☐ No ☐
1.4.13. Si sí, ¿cuáles?
1.4.14. ¿Existen reglas sobre <i>blending</i> de hidrógeno?
Sí ☐ No ☐
1.4.15. Si sí, ¿cuáles?
Sección 2: Biogases
Políticas
2.1.1. ¿Su país tiene una estrategia/plan de trabajo/política para el desarrollo de biogases?
Sí ☐ No ☐
2.1.2. En caso afirmativo, indique el nombre de la estrategia/plan de trabajo/política, la fecha de su publicación y el enlace al documento, si es público.
2.1.3. Resuma los puntos principales de la estrategia/plan de trabajo/política (el nivel de ambición para el desarrollo de biogases, el camino para alcanzar la ambición definida y los mecanismos de apoyo adoptados o por adoptar).
2.1.4. ¿Quiénes son los organismos gubernamentales/organizaciones/comités/comisiones, etc. encargados del desarrollo de los gases renovables en su país?
Entidad Reguladora ☐ Ministerio ☐ Entidad administrativa ☐ Otro ☐
2.1.5. Identifique los organismos:
Producción de Biogases

2.2.1. ¿Son producidos biogases en su país?
Sí ☐ No ☐
2.2.2. ¿Qué tipos biogases son producidos en su país?
Biometano ☐ Biohidrógeno ☐ Otros ☐
2.2.3. Si otros, ¿cuáles?
2.2.4. ¿Cuál es el método de producción?
Digestión aeróbica ☐ Digestión anaeróbica ☐ Otros ☐
2.2.5. Si otros, ¿cuáles?
2.2.6. Describa la producción existente (método de producción, tipo de biogases, capacidad instalada, propiedad...):
2.2.7. Identifique los proyectos piloto de biogases existentes en su país (tipo de producción, capacidad de producción en MWh, tipo de biogás, índice de metano en el gas producido, ayudas públicas existentes, finalidad, acceso a las redes, etc...).
2.2.8. ¿Qué usos tiene el biogás?
Generación de electricidad ☐ Consumo industrial ☐ Consumo doméstico ☐ Combustible para transporte ☐ Otro ☐
2.2.9. Si otro, ¿cuál?
2.2.10. ¿En su país existen precios de referencia para los biogases? ¿Varían los precios en función del tipo y/o uso del biogás?
En caso afirmativo, indique los precios e información sobre dónde pueden encontrarse.
Impulsores y obstáculos para el desarrollo del biogás

2.3.1. ¿Qué importancia tienen los siguientes factores para el desarrollo del biogás en su país?

3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante

Crecimiento económico	
Ingresos de exportación	
Descarbonización de la industria	
Seguridad energética	
Impacte Ambiental	
Otros	

2.3.2. Para su país, ¿qué importancia tienen los siguientes obstáculos para desarrollar una estrategia de biogás?

3. Importante, 2. Ligeramente importante, 1. No importante

Coste elevado	
Falta de acceso a financiación asequible	
Falta de mercado	
Limitaciones medioambientales (adquisición y disponibilidad de terrenos, partes interesadas, agua...)	
Otros	

2.3.3. Indique a continuación cualquier otra información que considere importante sobre el desarrollo del biogás en su país.

--

Regulación

2.4.1. ¿En qué tipologías de infraestructura el biogás puede ser utilizado?

Red de transporte de gas natural ☐ Red de distribución de gas natural ☐
 Almacenamiento de gas natural ☐ Red de transporte de biogás ☐ Red de distribución de biogás ☐ Almacenamiento de biogás ☐ No se aplica ☐

2.4.2. ¿Qué tipología de acceso se aplica?

Acceso regulado ☐ Acceso negociado ☐ Otro ☐ No se aplica ☐

2.4.3. Si otro, ¿cuál?

--

2.4.4. ¿Existen peajes específicos para los biogases?
Sí ☐ No ☐
2.4.5. Describa las principales reglas de regulación de peajes (metodología, que institución los define, se existen descuentos u otras condiciones especiales...):
2.4.6. ¿Existen operadores / organismos (estatuáis o empresas) designados para operar la infraestructura de biogás?
Sí ☐ No ☐
2.4.7. Si sí, ¿cuáles?
Operador de red de transporte ☐ Operador de red de distribución ☐ Operador de almacenamiento ☐
2.4.8. ¿Qué tipo de <i>unbundling</i> se aplica a los operadores de biogás?
<i>Unbundling</i> Horizontal ☐ <i>Unbundling</i> Vertical ☐ No existe ☐
2.4.9. Describa sucintamente las principales especificaciones técnicas de calidad del biogás:
2.4.10. ¿Existen reglas sobre garantías de origen del biogás?
Sí ☐ No ☐
2.4.11. Si sí, ¿cuáles?
2.4.12. ¿Existen reglas sobre <i>blending</i> de biogás?
Sí ☐ No ☐
2.4.13. Si sí, ¿cuáles?

ANEXO II - DEFINIÇÕES

Biogás - El biogás es un gas que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno.

Hidrógeno verde - Se refiere a la producción de hidrógeno generada por energías renovables bajas en emisiones.

Hidrógeno gris - Se crea a partir del gas natural, o metano, mediante la reformación del metano con vapor, pero sin capturar los gases de efecto invernadero producidos en el proceso. El hidrógeno gris es esencialmente lo mismo que el hidrógeno azul, pero sin el uso de la captura y almacenamiento de carbono.

Hidrógeno azul - El hidrógeno azul procede de combustibles fósiles, solo que en este caso el CO₂ resultante se almacena y no se libera a la atmósfera.

Otros tipos de hidrogeno - Hidrogeno prieto y marrón (carbón); hidrogeno rosa (nuclear); hidrogeno turquesa (pirolisis), entre otros.

Unbundling vertical - cuando las distintas actividades de la cadena de valor de un determinado sector son realizadas por empresas diferentes.

Unbundling horizontal - cuando la misma actividad de la cadena de valor de distintos sectores es realizada por empresas diferentes (por ejemplo, quien explota la red de transporte de gas es diferente de quien explota la red de transporte de electricidad).

Entidad Reguladora - Las entidades reguladoras tienen autonomía administrativa y financiera, de gestión, orgánica, funcional y técnica, de otras entidades públicas o privadas. Disponen de órganos, servicios, personal y patrimonio propios.

Entidad Administrativa - Cuerpo dependiente de otras entidades públicas o privadas.