

FL  **ENE**

DISTRIBUÍMOS ENERGIAS DE FUTURO



Guia Técnico de **Gases** **Renováveis**

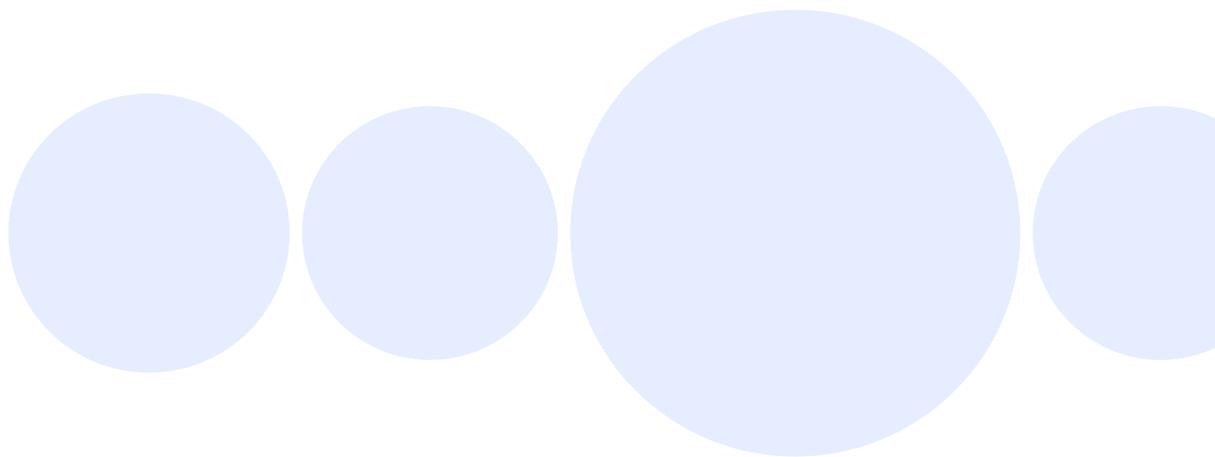
Nota Prévia

Portugal assumiu as alterações climáticas como um dos desafios estratégicos a enfrentar, garantindo uma transição energética justa e eficaz, tendo-se comprometido, logo em 2016, com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica até 2050. Esta meta foi inscrita no Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, estando a estratégia para a sua implementação prevista no Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030.

O presente Guia Técnico pretende ser um contributo da Floene para a divulgação de informação sobre a veiculação de gases renováveis nas infraestruturas de gás. Apesar do rigor da informação disponibilizada no presente Guia, tendo em conta a diversidade da tecnologia e dos equipamentos existentes no mercado, dos respetivos processos de queima e da manutenção associada, não se pode deixar de considerar a possibilidade de os gases renováveis virem a alterar o seu normal funcionamento e/ou as características dos bens produzidos.

Deste modo, em caso de dúvidas, a Floene recomenda sempre que seja feita uma avaliação dos equipamentos de gás.

Não obstante, cumpre ressaltar que a Floene não é produtora de gases renováveis, nem promotora da sua injeção nas infraestruturas de gás, pelo que não lhe poderão ser imputáveis eventuais constrangimentos e/ou prejuízos que resultem da utilização da mistura de gás natural com os gases renováveis nos termos da legislação, normas e regulamentos aplicáveis.



Índice

Nota Prévia	1
Lista de Figuras	3
Lista de Tabelas	4
Siglas e Acrónimos	5
1. Distribuição e utilização dos gases renováveis (hidrogénio e biometano)	8
1.1. Enquadramento sobre os Gases Renováveis	9
1.2. Produção e distribuição da mistura (<i>blend</i>) dos gases renováveis	13
1.3. Propriedades e características da mistura (<i>blend</i>) distribuída	18
1.4. Utilização dos gases renováveis nos processos de queima	20
1.5. Os gases renováveis nas atividades produtivas	31
1.6. A medição da mistura (<i>blend</i>) com gases renováveis (Hidrogénio/Biometano)	37
2. Hidrogénio como vetor de energia	42
2.1. Importância do Hidrogénio na estratégia de descarbonização	42
2.2. Propriedades e características do Hidrogénio	45
2.3. Requisitos associados à utilização do Hidrogénio	49
3. O biometano como vetor de energia	54
3.1. Importância do biometano na estratégia de descarbonização	54
3.2. Propriedades e características do biometano	59
3.3. Requisitos associados à utilização do biometano	60
4. Informação complementar	64
4.1. Informação sobre a Floene	64
4.2. FAQ	66
4.3. Legislação relevante	76
4.4. Entidades e conteúdos úteis sobre gases renováveis	77
4.5. Anexos	80

Lista de Figuras

Figura 1 - Possíveis evoluções da emissão de GEE e respetivas consequências.	10
Figura 2 - Consumo de energia primária e final em Portugal, em 2022.	10
Figura 3 - Consumos de gás natural por setor, em 2022.	11
Figura 4 - Evolução do consumo de energia por fonte energética em Portugal, de 2000 até 2022.	11
Figura 5 - <i>REPowerEU</i> , expectativa de investimento até 2027.	12
Figura 6 - Célula PEM e esquema das reações ligadas à eletrólise da água.	14
Figura 7 - Esquema de produção e distribuição do biometano.	15
Figura 8 - Rede Nacional de Transporte de Gás e Áreas concessionadas ou licenciadas para gás de Portugal.	16
Figura 9 - Mapa da European Hydrogen Backbone para aquilo que pode vir a ser uma futura infraestrutura interligada de gases de baixo teor de carbono, até 2040.	17
Figura 10 - Variação da velocidade de chama com o rácio de equivalência da mistura.	23
Figura 11 - Caldeira Mural a gás.	25
Figura 12 - Fogão de cozinha.	25
Figura 13 - Produção de uma garrafa de vidro.	26
Figura 14 - Forno de fundição do vidro.	26
Figura 15 - Forno rotativo de cimento.	27
Figura 16 - Forno de tratamento térmico.	27
Figura 17 - Forno de cerâmica.	28
Figura 18 - Turbina a gás.	29
Figura 19 - Motor de pistões.	30
Figura 20 - Necessidades de calor industrial por gama de temperaturas de operação.	31
Figura 21 - Perspetivas da evolução das necessidades de calor industrial por gamas de temperaturas.	31
Figura 22 - Consumo energético discriminado por indústria.	32
Figura 23 - Gamas de temperatura por processos industriais e por tipo de combustível.	33
Figura 24 - Diferentes fontes de energia de baixo carbono para diferentes custos e facilidade de implementação.	34
Figura 25 - Evolução da potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal.	44
Figura 26 - Evolução da gravidade específica da mistura de gás natural com o aumento de hidrogénio.	46
Figura 27 - Evolução do poder calorífico de uma mistura de gás natural com o aumento de hidrogénio na sua concentração.	46
Figura 28 - Variação do índice de Wobbe com o aumento de hidrogénio na mistura com gás natural.	47
Figura 29 - Limites de inflamabilidade para diferentes misturas de gás natural com hidrogénio.	47
Figura 30 - Teor de vapor de água e dióxido de carbono em diferentes <i>blends</i> de hidrogénio com gás natural.	51
Figura 31 - Fases do Plano de Ação para o Biometano português.	54
Figura 32 - Cadeia de Valor para o biometano.	55
Figura 33 - Fases do processo de digestão anaeróbia.	56
Figura 34 - Empresas concessionárias geridas pela Floene.	64
Figura 35 - Indicadores da Floene (2023).	65

Figura 36 - Métodos de produção de hidrogénio.	69
Figura 37 - Cores do Hidrogénio.	69
Figura 38 - Mapa europeu de infraestruturas de produção de biometano (2023).	77
Figura 39 - Evolução da produção de biogás e biometano na Europa (2012-2022).	78
Figura 40 - Número de instalações de produção por país, na Europa, em 2022.	78
Figura 41 - Mapa interativo de projetos de produção de hidrogénio, em operação e já anunciados para futura operação.	79
Figura 42 - Evolução da procura final de gás até 2050.	81
Figura 43 - Fornecimento de gases renováveis (2025-2050).	82
Figura 44 - Evolução da infraestrutura nacional de gás.	83
Figura 45 - Evolução da injeção de gases renováveis (Floene).	83
Figura 46 - Evolução do <i>mix</i> energético da rede de gás de 2020 até 2050.	84
Figura 47 - Requisitos de investimento (em CAPEX de componentes e equipamentos) até 2050 (M€) para diferentes cenários de descarbonização.	84
Figura 48 - Hydrogen Valleys previstos na Europa.	85
Figura 49 - Hydrogen Valleys de Portugal.	85
Figura 50 - Produção mundial de hidrogénio renovável, por região, entre 2016 e 2022.	87

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Características das diferentes tecnologias de eletrólise	44
Tabela 2 - Energia de ignição mínima para diferentes misturas de gás natural e hidrogénio	48
Tabela 3 - Composição típica do biogás, biometano e gás natural	58
Tabela 4 - Definição de gases renováveis de acordo com a diretiva (EU) 2018/2001	66
Tabela 5 - Principais características do GN, Biometano e Hidrogénio	75

Siglas e Acrónimos

- CQNUAC** - Convenção-Quadro das Nações Unidas para a mudança do clima
- DA** - Digestão Anaeróbica
- DECVG** - Dispositivo Eletrónico de Conversão de Volume de Gás
- DGEG** - Direção-Geral de Energia e Geologia
- EN-H₂** - Estratégia Nacional para o Hidrogénio
- ERSE** - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
- ETAR** - Estação de Tratamento de Águas Residuais
- GEE** - Gases com Efeito de Estufa
- GNL** - Gás Natural Liquefeito
- GRMS** - Estação de Regulação de Pressão e Medição do Operador da Rede de Transporte
- IPCC** - Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas
- ORD** - Operador da Rede de Distribuição
- ORT** - Operador da Rede de Transporte
- PAB** - Plano de Ação para o Biometano
- PCI** - Poder Calorífico Inferior
- PCS** - Poder Calorífico Superior
- PEM** - Polymer Electrolyte Membrane
- RNTG** - Rede Nacional de Transporte de Gás
- RQS** - Regulamento Qualidade de Serviço
- RRC** - Regulamento das Relações Comerciais
- SNG** - Sistema Nacional de Gás
- UAG** - Unidade Autónoma de Gás





1.

**DISTRIBUIÇÃO E
UTILIZAÇÃO DOS
GASES RENOVÁVEIS
(HIDROGÉNIO E
BIOMETANO)**

1. Distribuição e utilização dos gases renováveis (hidrogénio e biometano)

Os gases renováveis afiguram-se, atualmente, como uma oportunidade para a descarbonização do consumo de energia em geral e as redes de gás como uma solução de futuro para a sua distribuição aos Clientes. Existe uma urgência internacional para se iniciar o processo de transição do gás natural para os gases renováveis. Projetos como o *REPowerEU*¹ visam uma aposta e investimento público nos gases renováveis para efeitos de descarbonização dos consumos do setor do gás natural e redução da dependência energética da União Europeia de terceiros.

Os setores de consumo mais intensivo de energia enfrentam maiores desafios para se descarbonizar, onde o gás natural tem representado nos últimos anos um vetor energético sólido e o menos poluente dos combustíveis fósseis. Apesar desse facto, a introdução de gases renováveis, como o hidrogénio e o biometano, em mistura com o gás natural poderá ser no imediato a solução de transição para se iniciar a redução do atual consumo de gás natural e, conseqüentemente, as emissões de CO₂. O hidrogénio e o biometano são vetores energéticos conhecidos, já utilizados em indústrias específicas e em certas geografias. São mais uma opção disponível, que surge naturalmente para atender às necessidades de operação para a produção de energia.

A atual infraestrutura do Sistema Nacional de Gás (SGN) continuará a ser o ativo responsável pelo transporte e distribuição das misturas de gás natural e gases renováveis. É um ativo de grande valor para apoiar o país na descarbonização da economia e a sua utilização representará uma oportunidade e uma grande poupança no que diz respeito ao investimento em novas infraestruturas e equipamentos. A atual rede de gás natural é recente e está, por isso, em termos gerais, preparada para fazer a distribuição de misturas de gases renováveis. A legislação foi atualizada para prever a circulação de gases renováveis na rede e foram definidos limites às propriedades do gás para garantir sempre a segurança e operacionalidade do consumo de gás que é distribuído no Sistema Nacional de Gás (SNG).

¹ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en

Com a introdução dos gases renováveis e a consequente mistura dos novos gases em circulação, a generalidade dos consumidores finais dos segmentos domésticos, terciário e indústria, continuarão a beneficiar de um fornecimento estável de energia. A medição do consumo continuará a ser feita em função da energia efetivamente utilizada em cada momento e a introdução de gases renováveis nas misturas com o gás natural permite, em termos gerais, continuar a utilizar a infraestrutura existente e os equipamentos de queima, sem se preverem constrangimentos no funcionamento dos mesmos ².

1.1. Enquadramento sobre os Gases Renováveis

Para enquadrar o contexto da necessidade da aposta nos gases renováveis, é preciso começar por reforçar a necessidade de se descarbonizar a economia global, de modo a reduzir as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) e limitar o aumento médio da temperatura global que, como já se sabe, poderá trazer consequências em vários dos campos de atividade da Humanidade, por via das alterações climáticas. Neste sentido, dadas as suas propriedades físico-químicas, conforme abordado no capítulo 1.3.1., tanto o hidrogénio como o biometano representam um grande potencial de descarbonização de processos térmicos. Será ainda importante mencionar o potencial da valorização das próprias infraestruturas de distribuição de gás para o uso de gases renováveis em processos de difícil ou impossível conversão para outras fontes de energia, garantindo uma transição energética eficiente em custo, conforme detalhado no subcapítulo 1.2.2.1.

Segundo o **IPCC 6th Assessment Report**, que versa sobre como mitigar as alterações climáticas, é lançado um alerta relativo à urgência de se limitar o aumento da temperatura média global a 1,5 °C³. É referido que:

Limitar o aquecimento global a 1,5 °C implica:

- Atingir o pico de emissões de GEE antes de 2025;
- Reduzir 43% das emissões de GEE até 2030;
- Alcançar a neutralidade carbónica em 2050.

Limitar o aquecimento global a 2,0 °C implica:

- Atingir o pico de emissões antes de 2025;
- Reduzir 27% das emissões de GEE até 2030;
- Alcançar a neutralidade carbónica até 2070.

² O enquadramento efetuado tem em conta a realidade da maioria dos equipamentos dos consumidores finais ligados à rede de gás do SNG, considerando que a Densidade e Poder Calorífico do gás, duas das propriedades fundamentais no processo de queima, estarão dentro dos limites técnicos dos vários equipamentos, podendo, no entanto, haver outras propriedades e características do processo de queima que, pontualmente, possam ter implicações no funcionamento de determinados equipamentos ou nos produtos produzidos.

³ IPCC Sixth Assessment Report, WG, disponível em <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>

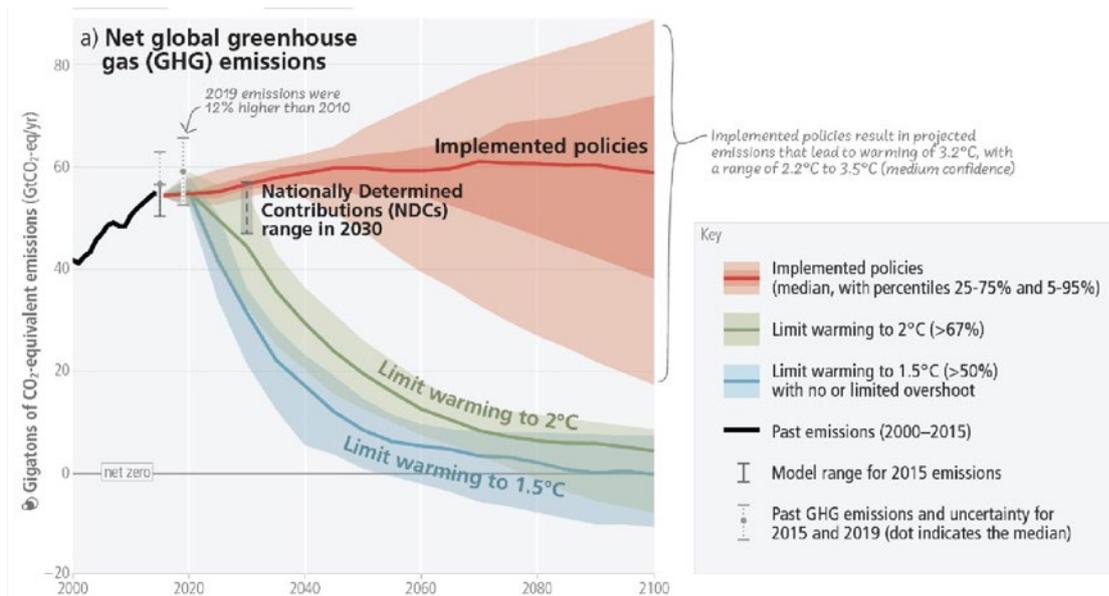
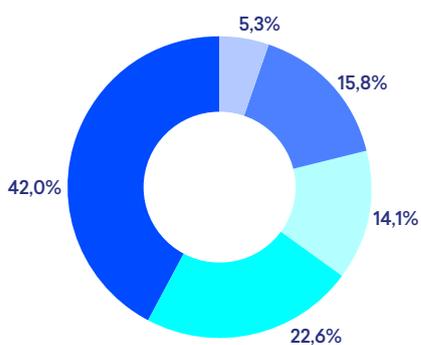


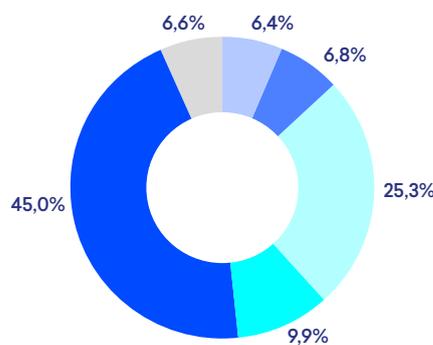
Figura 1 - Possíveis evoluções da emissão de GEE e respetivas consequências⁴.

O ano de 2023 representou, mais uma vez, um novo máximo de emissões de carbono, a nível global, o que torna o cenário mais preocupante e reforça a importância de todo este processo de renovação da matriz das diferentes fontes de energia. O consumo energético primário e final em Portugal, em 2022, segundo a DGEG⁵, foi o que se pode observar na Figura 2. Pode-se também observar o consumo desagregado final do gás natural em 2022, na Figura 3, e constatar que a maior porção de consumo se destina à indústria.

Consumo de Energia Primária 2022



Consumo de Energia Final 2022



● Calor ● Petróleo ● Gás Natural ● Eletricidade ● Biomassa ● Outros

Figura 2 – Consumo de energia primária e final em Portugal, em 2022⁶.

⁴ IPCC, IPCC Sixth Assessment Report, WG, disponível em <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>

⁵ DGEG, Balanço energético de Portugal, em 2022, disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/balanco-energetico-nacional-2022/>

⁶ Dados de Consumo da DGEG, 2022.

Consumo de GN em percentagem

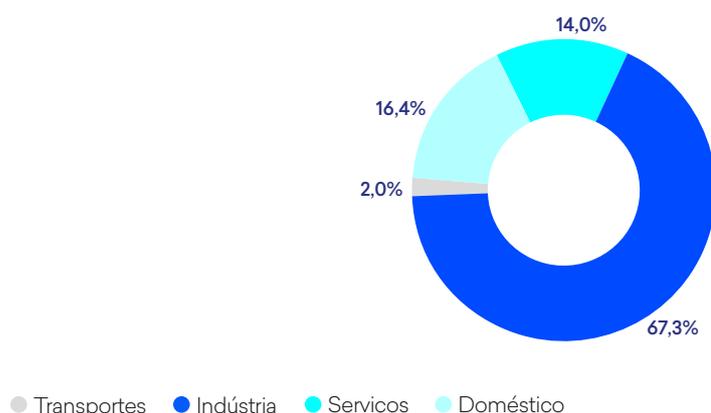


Figura 3 - Consumos de gás natural por setor, em 2022.

O gás natural teve um peso de 22,6% na energia primária consumida em Portugal, em 2022⁷. De salientar que, ainda assim, dentro dos vetores energéticos fósseis, o gás natural continua a ser o mais consistente, mantendo o seu consumo equilibrado, apesar da tendência para o decréscimo de consumo de energia fóssil no nosso país. A evolução do consumo de energia em Portugal, entre 2000 e 2022, pode ser observada na Figura 4. A sua importância no garante das necessidades de calor da indústria e da atividade residencial, a fiabilidade no fornecimento e o apoio à produção de eletricidade são fatores que o convertem num vetor energético de maior importância e, portanto, tornam a missão de o descarbonizar mais sensível e relevante para a estratégia de descarbonização nacional.

Consumo energético (kTep)

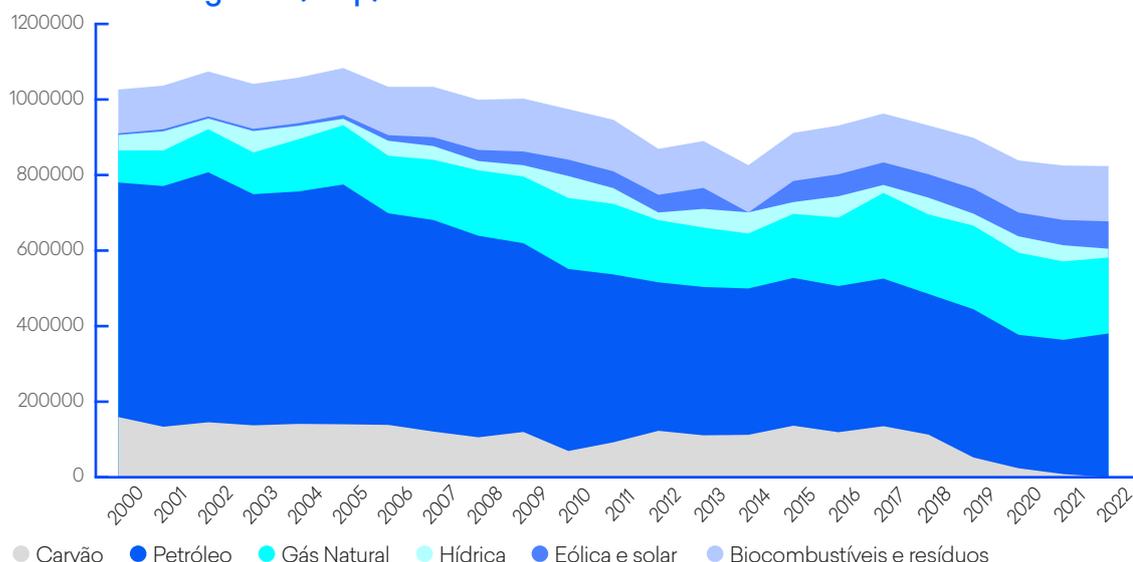


Figura 4 - Evolução do consumo de energia por fonte energética em Portugal, de 2000 até 2022⁸.

⁷ DGEG, Balanço energético de Portugal de 2022, disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/destaques/balanco-energetico-nacional-2022/>

⁸ IEA, World energy Statistics and Balances, disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances>

É importante notar que, embora a eletrificação abranja um leque bastante alargado de aplicações em vários setores de atividade industriais que podem ser descarbonizados, o sistema energético deve apoiar-se em diferentes fontes de energia. Isto como forma de incrementar a resiliência do sistema energético nacional e de poder contar com diferentes meios de fornecimento. Deve ser sublinhado também que aplicações de alta temperatura e onde são necessários combustíveis com elevada densidade energética serão processos mais dependentes da atuação dos gases renováveis⁹.

A nível europeu, existe uma forte ambição de descarbonizar a atual infraestrutura de gás com gases renováveis. O *REPowerEU* foi um mecanismo proposto pela Comissão Europeia com o principal objetivo de eliminar a dependência de combustíveis fósseis. A maioria das medidas visa a eficiência energética, a diversificação de fontes de energia e a produção de energia limpa. De destacar as ambiciosas metas de produção de gases renováveis, como é o caso do hidrogénio e do biometano. A aceleração da integração do hidrogénio, através do investimento na infraestrutura de produção, importação e transporte, é um dos grandes desígnios do projeto e a produção estimada será de 10 milhões de toneladas de hidrogénio até 2030, estando ainda prevista a importação de 10 milhões de toneladas de hidrogénio para consumo interno. Quanto ao biometano, há a expectativa de poder, até 2030, ter uma produção anual de 35 000 000 000 m³. De salientar que o plano inclui também medidas para facilitar a integração dos gases renováveis, tais como o investimento na infraestrutura, ajustes dos regulamentos e incentivos financeiros. O projeto prevê um investimento de 210 mil milhões de euros, até 2027, conforme a Figura 5¹⁰.

These investments include:



Figura 5 - *REPowerEU*, expectativa de investimento até 2027¹¹.

⁹ Gas for climate, A path to 2050, <https://gasforclimate2050.eu/pathway/>

¹⁰ Claudia Canevari, *REPowerEU* Energy Package including EU Save Energy.

¹¹ European Commission (2022), Financing *REPowerEU*, disponível em <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/872551/FS%20Financing%20REPowerEU.pdf>

Em relação à aposta em gases renováveis, a expectativa nacional será a de acompanhar as ambições e objetivos europeus. A nível interno, Portugal elaborou, em 2020, a Estratégia Nacional de Hidrogénio (EN-H₂)¹² com várias metas relacionadas com a sua integração na economia energética do país, tais como fazer a injeção de até 15% de hidrogénio na rede até 2030. Por outro lado, em 2024, aprovou-se um plano nacional para o biometano¹³. O documento versa sobre temas como o desenvolvimento e aceleração da produção de biometano, a criação de um quadro regulatório adequado e o desenvolvimento e criação de cadeias de valor a nível regional. O plano estima que, em 2030, a partir de digestão anaeróbia, exista o potencial para produção de 2,7 TWh, o que permitiria uma substituição de até 9,1% do consumo de gás natural previsto para esse ano.

As metas nacionais e internacionais estão alinhadas para levar a cabo o investimento e a utilização dos gases renováveis ainda na atual década. O gás natural é um setor com um potencial muito grande de descarbonização e a atual infraestrutura de transporte e distribuição de gás poderá ser potenciada para a utilização dos gases renováveis.

1.2. Produção e distribuição da mistura (*blend*) dos gases renováveis

1.2.1. Produção de gases renováveis

1.2.1.1. Produção de Hidrogénio

O hidrogénio renovável apresenta-se como uma solução promissora para o futuro energético. As suas características oferecem diversas vantagens que o tornam numa opção viável para diferentes setores. Entre os principais benefícios do hidrogénio, destacam-se os seguintes:

- Não emitir gases poluentes durante a sua utilização, contribuindo para a redução das emissões de carbono;
- Poder ser aplicado em várias áreas, como a mobilidade, a indústria e a produção de eletricidade;
- Permitir o armazenamento eficiente de energia, fundamental para lidar com a intermitência das fontes renováveis;
- Facilitar a integração de energias renováveis, promovendo uma transição para um sistema energético mais sustentável.

¹² <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/estrategia-nacional-para-o-hidrogenio-en-h2/>

¹³ DGE (2024), Plano de Ação para o Biometano 2024-2040, disponível em <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/relacoes-internacionais/politica-energetica/plano-de-acao-para-o-biometano-2024-2040-pab/>

A produção de hidrogénio não está circunscrita a uma única fórmula. Sabe-se que existem diferentes maneiras de proceder à sua produção. O hidrogénio pode ser renovável, por exemplo, o hidrogénio que é produzido através de biomassa ou eletricidade e água, ou não renovável, como é o caso do hidrogénio produzido através de combustíveis fósseis. Os tempos que atravessamos exigem que a produção de hidrogénio seja feita de forma renovável. Assim, um dos processos que permite produzir hidrogénio renovável é a eletrólise, desde que a eletricidade fornecida para a sua produção seja proveniente de fontes renováveis. A eletrólise é uma reação que, através da utilização de água como reagente e eletricidade, separa as moléculas de água em hidrogénio e oxigénio, como se pode ver na Figura 6. O dispositivo onde ocorre a eletrólise é um eletrolisador e existem diferentes tipos de células de eletrólise, nomeadamente a PEM (Figura 6), SOE e alcalina.

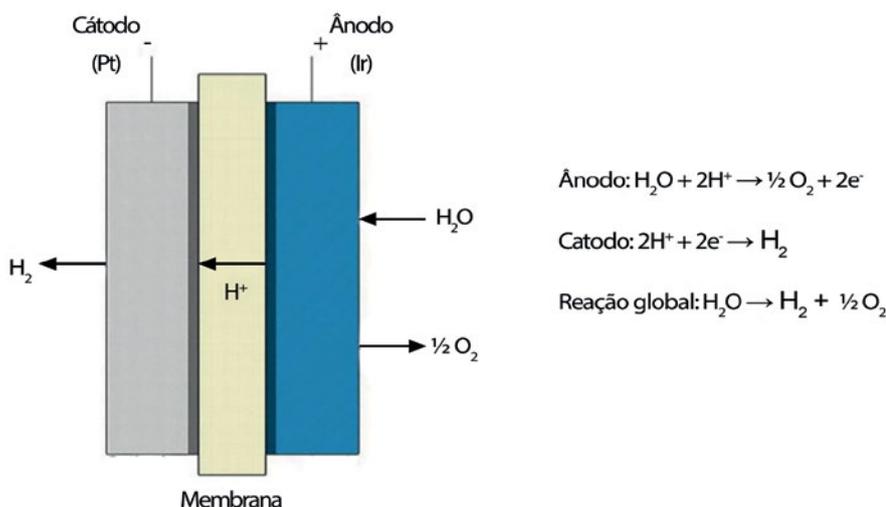


Figura 6 - Célula PEM e esquema das reações ligadas à eletrólise da água¹⁴.

1.2.1.2. Produção de biometano

O biometano é produzido a partir da transformação de diferentes tipos de resíduos orgânicos ou biomassa, que o tornam num combustível renovável e uma alternativa ao gás natural. Entre os seus principais benefícios, destacam-se os seguintes:

- O biometano é uma fonte de energia renovável, ajudando a reduzir a pegada de carbono em comparação com os combustíveis fósseis;
- Poder ser produzido a partir de resíduos orgânicos, como estrume, lamas e restos de biomassa, contribuindo, desta forma, para a economia circular;
- Poder ser injetado diretamente nas redes de distribuição de gás natural, utilizando a infraestrutura já existente;
- Como fonte renovável e local, o biometano pode reduzir a dependência da importação de combustíveis fósseis, melhorando a segurança energética.

¹⁴ Gomes, J., (2022) Eletrólise da água na obtenção de hidrogénio, Rev. Ciência Elem., V10(2):025, disponível em <https://rce.casadasciencias.org/rceapp/art/2022/025/>

A produção de biometano pode ser feita a partir de duas tecnologias principais: a digestão anaeróbia, seguida de limpeza e purificação do biogás e a gaseificação de biomassa, seguida de metanação do monóxido de carbono presente no gás de síntese. Na Figura 7, apresenta-se um esquema de produção do biometano, onde se podem ver os resíduos utilizados para a sua produção, os processos de produção e os processos de *upgrading* do biogás em biometano. O *upgrading* do biogás em biometano consiste na purificação do biogás (possui 50% a 75% de metano) em biometano, que possui 94 a 99,9% de metano. De referir que a digestão anaeróbia é mais indicada para a biomassa húmida, como estrume de animais, águas residuais, lamas de ETAR e resíduos sólidos urbanos orgânicos. A gaseificação é mais apropriada para a biomassa seca e resíduos ou restos de madeiras, visto que este tipo de resíduos não é tão facilmente degradado. Recorde-se que o biometano é composto por mais de 94% de metano, que é exatamente a mesma molécula que compõe a maioria da composição do gás natural.

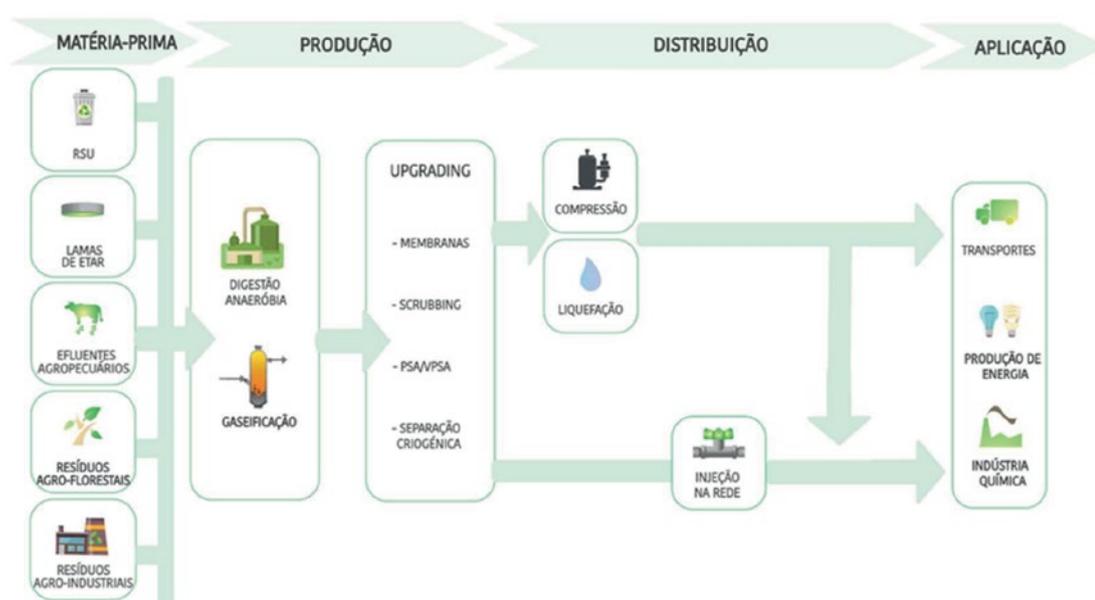


Figura 7 - Esquema de produção e distribuição do biometano ¹⁵.

1.2.2. Infraestrutura de gás nacional

A rede nacional de gás é uma extensa infraestrutura desenhada para o transporte e distribuição do gás natural até aos seus consumidores, sectores residencial, terciário e indústrias. No caso português, o gás natural é importado de outros países, maioritariamente por barco, e é recebido no terminal de Sines sob a forma liquefeita (GNL) ou em alternativa, sob a forma gasosa via gasoduto (conexão África ou conexão europeia), proveniente da interligação com Espanha. O gás natural é depois transportado na rede de transporte (alta pressão) e, subsequentemente, na rede de distribuição (média pressão – 4 a 20 bar e baixa pressão – 0,5 a 4 bar). No caso português, a estrutura principal da rede de gás nacional de alta pressão pode ser observada na Figura 8.

¹⁵ DGEG (2024), Plano de Ação para o Biometano.

A rede de gás natural portuguesa é uma infraestrutura relativamente recente e, por isso, já capacitada em larga extensão para a injeção e transporte de gases renováveis¹⁶. A rede de alta pressão tem já sido intervencionada para a certificação do ativo para injeções de hidrogénio, nesta fase de até 10%. A rede de baixa pressão também é alvo destes trabalhos de certificação, mas para atuar com misturas de até 20% de hidrogénio^{17,18}. É de destacar que os valores de hidrogénio designados fazem parte das metas nacionais de integração de hidrogénio na rede do SNG (Sistema Nacional de Gás).

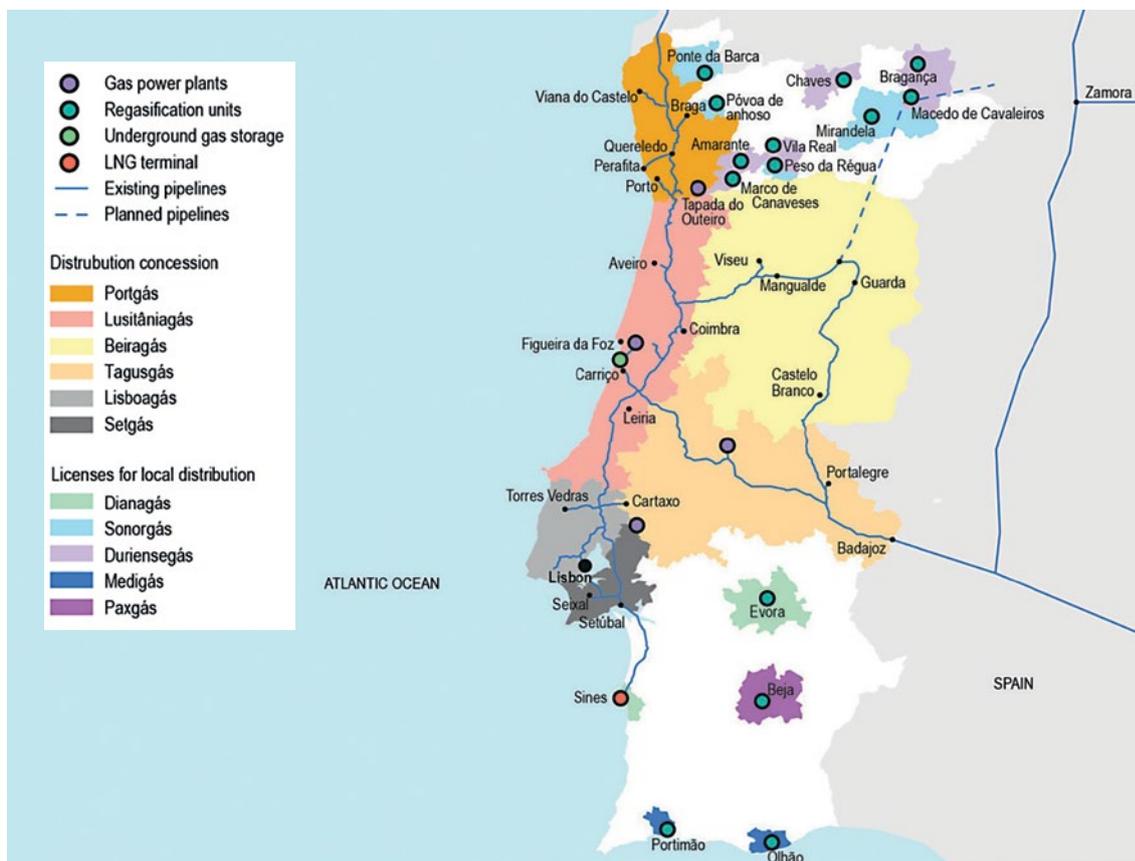


Figura 8 - Rede Nacional de Transporte de Gás e Áreas concessionadas ou licenciadas para gás de Portugal¹⁹.

Atualmente, a nível nacional, conta-se com cerca de 1.375 km de extensão da rede de alta pressão e com mais de 20.000 km de extensão de redes de distribuição de gás.

1.2.2.1. Valorização da infraestrutura de gás natural

A rede de gás é um património do Estado português, que resultou de um investimento avultado iniciado na década de 90. A infraestrutura de gás atual pode, então, ser utilizada com o propósito de descarbonizar o setor do gás natural e ter assim um impacto positivo do ponto de vista do investimento, não havendo necessidade de uma nova infraestrutura.

¹⁶ Fundação Galp energia, 'Gás, a história natural', disponível em <https://www.fundacaogalp.com/Portals/1/Documentos/livro-gas-a-historia-natural.pdf>

¹⁷ Refere-se que, de acordo com o Despacho 806-B/2022, o máximo de injeção de hidrogénio na rede de distribuição será de 10% em base volúmica. Neste sentido, o total de 20%vol previstos tem em conta a distribuição entre injeção na rede de transporte e na rede de distribuição.

¹⁸ <https://www.ren.pt/pt-pt/media/noticias/ren-certifica-infraestruturas-de-gas-para-receber-hidrogenio>

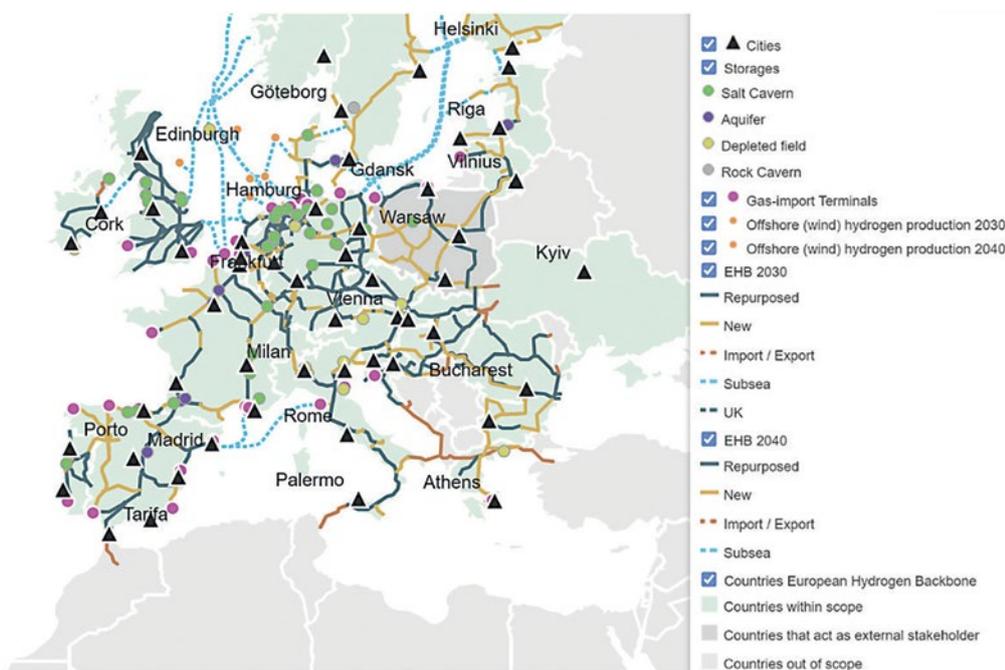
¹⁹ REN (2020b), Technical Data 2019.

Como já foi referido, o gás natural é um setor difícil de descarbonizar e o seu peso na *mix* energético português é relevante, sobretudo em processos industriais. Processos de alta temperatura ou em que são necessários combustíveis com alto teor energético são processos mais difíceis de serem descarbonizados por via da eletrificação. A resiliência do abastecimento energético está também dependente do apoio em diferentes fontes de energia e os gases renováveis poderão representar o futuro substituto do gás natural. A descarbonização passará por uma fase de transição, que permitirá já uma redução de emissões e um contínuo abastecimento estável de misturas à indústria e consumidores residenciais.

A Gas for Climate²⁰, por exemplo, é um consórcio europeu que reúne 11 companhias de transporte de gás que regulam e/ou lideram as respetivas infraestruturas de gás nacionais. Sete das companhias reunidas no consórcio são responsáveis por 75% do consumo de gás natural na Europa.

A propósito da infraestrutura europeia de gás natural, a Gas for Climate admite que uma rede europeia devidamente interconectada pode representar 330 mil milhões de euros em poupança de custos entre 2030 e 2050. Isto devido à possibilidade de se poder conectar a clusters ou regiões de alto potencial de produção de energia renovável.

A iniciativa European Hydrogen Backbone consiste num grupo de 33 operadores de infraestruturas de gás natural europeus que visa acelerar a jornada de descarbonização da Europa, definindo o papel crítico do hidrogénio, assente na atual infraestrutura de gás e em parte nova, para desenvolver um mercado conexo e competitivo de transporte e oferta de gases de baixo teor de carbono. Um possível mapa da infraestrutura de transporte de gases de baixo teor de carbono, até 2040, pode ser observada na Figura 9.



²⁰ Gas for Climate, Pathway to climate neutral Europe, disponível em <https://gasforclimate2050.eu/pathway/>

²¹ European Hydrogen Backbone, European Hydrogen Backbone Maps, disponível em <https://ehb.eu/page/h2-infrastructure-map>

A Gas for Climate advoga que o aproveitamento da atual rede de gás pode ser uma vantagem pelas seguintes razões:

- Descarbonização de processos que são difíceis de descarbonizar por eletrificação;
- Integração de largas porções de energia renovável no sistema energético. Como se sabe, sendo a energia renovável de cariz intermitente, haverá alturas em que o fornecimento elétrico poderá ser insuficiente e, noutras, poderá ser bastante superior, ainda que se recorra ao uso de armazenamento elétrico. Os gases renováveis, nomeadamente o hidrogénio e o biometano, providenciam uma solução ótima para o desfasamento temporal entre oferta de energia renovável e a sua procura, dado que podem ser armazenados em larga escala e durante largos períodos;
- Transição energética eficiente em custo
 - Com o aumento da produção, espera-se que os custos de produção do hidrogénio renovável e biometano se tornem cada vez mais competitivos com os dos gás natural e hidrogénio cinzento. É expectável que o custo das licenças europeias de emissão de carbono aumente.
 - Os custos de transporte por conduta de gás são os mais competitivos, sobrepondo-se à hipótese de transporte por barco para qualquer distância dentro da Europa.
 - Estima-se também que o uso eficiente da rede pode ter um impacto de poupança de custos na ordem dos 217 mil milhões de euros anuais. Poupanças estas que advêm de custos menores para isolamento e tecnologias de aquecimento residenciais, descarbonização de processos de alta temperatura, custos menores em transporte de energia, produção de energia elétrica em momentos de baixas de energia renovável, ao invés de fazer produção dessa energia por recurso à mais cara tecnologia de biomassa e o eficiente uso das infraestruturas atuais de energia.

1.3. Propriedades e características da mistura (blend) distribuída

Nesta secção, são discutidas as propriedades das misturas de gás natural e gases renováveis (hidrogénio e biometano), assim como as suas características, a partir dos métodos já utilizados para descrever a operacionalidade do gás natural nas atuais infraestruturas, sistemas de abastecimento e nos equipamentos finais do consumidor final.

O gás natural é um composto de diferentes gases, mas é sobretudo composto por metano. A composição do gás natural é variável e depende da proveniência do mesmo. A percentagem do metano no gás natural pode variar entre os 87% (como é o caso do gás natural proveniente do Magrebe) e os 96% (máximo gás natural liquefeito (GNL)). Como seria de esperar, as características físicas do gás natural estão dependentes da composição do gás e oscilam mediante a variação da sua composição. No regulamento da qualidade de serviços dos setores elétrico e gás, as características de referência do gás natural estão regulamentadas, com limites para o índice de Wobbe e para as densidades relativas que o gás natural deve cumprir.

Em 2022, o regulamento da rede de gás natural sofreu uma atualização, passando a mesma a ser designada de rede de gás e com a permissão para poder começar a atuar com gases renováveis e misturas em conformidade com os novos regulamentos. Segundo o Artigo 2.º do Despacho n.º 806-B/2022, de 19 de janeiro, o gás veiculado na rede de distribuição de gás deve ser gás natural ou misturas de gás natural com gas(es) de origem renovável ou de baixo teor de carbono, ou outros gases, assegurando que as características do gás:

- Garantem a interoperacionalidade da atual infraestrutura de gás com outras, com as quais possam estar ligadas;
- Respeitam as normas tecnicamente aplicáveis, designadamente a EN 16726, ISO 16723-1, ISO 16723-2 e ISO 14687;
- Respeitam as gamas de variação admissíveis, estabelecidas ou a estabelecer no Regulamento da Qualidade de Serviço do gás;
- Garantem que a temperatura do gás transportado é compatível com a perfeita conservação dos revestimentos interiores, caso existam, e exteriores das tubagens.

A distribuição de gases renováveis na rede de gás, como o biometano e o hidrogénio, ou as misturas com gás natural, devem, portanto, respeitar os limites e condições impostas pela legislação. Essa será uma das análises realizadas nas secções 2.2, para o hidrogénio, e 3.2, para o biometano. Na presente secção apresenta-se, de forma resumida, a análise à legislação e um breve resumo explicativo da segurança da operação e consumo da mistura de gases renováveis.

A operacionalidade da infraestrutura de gás natural deve-se manter e, para isso, a mistura que se convencionou transportar e distribuir na rede de gás deve garantir os pressupostos de operacionalidade e segurança do gás natural. O Regulamento de Qualidade e Serviço (RQS) da rede de gás foi atualizado no sentido de considerar os valores mínimos e máximos de propriedades do gás para que seja permitido o seu transporte na rede, considerando a possibilidade de circulação de gases renováveis. O índice de Wobbe, a gravidade específica, o teor de enxofre e de outras substâncias são alguns dos fatores controlados para garantir a qualidade do gás e, desta forma, a operacionalidade da rede.

Será, assim, importante referir que a quantidade de gases renováveis a circular na rede irá encontrar-se sempre inserido nos parâmetros admissíveis, de acordo com os trâmites legais e normas existentes²².

²² Consultar RQS e Despacho 806-B/2022.

1.3.1. Impacto de gases renováveis na redução de emissões CO₂

O hidrogénio é um combustível considerado neutro em termos de emissões de carbono e o biometano, na vasta maioria dos casos, está bastante próximo ou é neutro em carbono. Isto deve-se ao facto do hidrogénio não possuir carbono na sua composição molecular e, assim, não haver produção de carbono durante a sua combustão. Já o biometano é composto sobretudo por metano (mais 95%) que contém carbono na sua composição molecular e que, de facto, produz dióxido e monóxido de carbono durante a sua queima. No entanto, o biometano é considerado, por norma, neutro em carbono por ser proveniente de uma matéria-prima disponível e renovável, nomeadamente de material orgânico decomposto, como plantas, que durante a sua vida capturaram dióxido de carbono equivalente ao que depois é libertado durante a queima.

Dadas as propriedades físico-químicas do biometano serem similares às do gás natural, a descarbonização associada à sua introdução numa mistura de gás natural dependerá da sua percentagem e do fator de emissão, que varia conforme a origem do biometano (de acordo com a RED III – Diretiva Europeia das Renováveis). Em termos gerais, a introdução de uma determinada percentagem de biometano poderá resultar numa redução proporcional das emissões de CO₂ por comparação com o gás natural, contribuindo em larga escala para a descarbonização de um determinado processo.

Já no caso do hidrogénio, a descarbonização associada à sua introdução numa mistura não irá corresponder diretamente à sua parcela, mas sim à redução da preponderância do gás natural na mesma. Assim, para uma mistura de gás natural com 20% de hidrogénio irá ser possível reduzir 180 kg CO_{2eq}/ton de gás consumido²³.

1.4. Utilização dos gases renováveis nos processos de queima

A utilização dos gases renováveis nos processos de queima é um tema de importante análise. Como se sabe, o processo de combustão, para além do adequado estado de conservação dos equipamentos, depende muito do combustível utilizado e, como tal, é importante avaliar as características da combustão quando se utiliza misturas de gás natural contendo hidrogénio e/ou biometano.

²³ Refere-se que, em termos relativos, a injeção de 20% H₂ em base volúmica na mistura de gás natural resulta na redução de cerca de 6% a 7% nas emissões de CO₂.

1.4.1. Gases renováveis em processos de queima industrial

A transição do uso de gás natural para um *blend* com a presença de gases renováveis vai assegurar a descarbonização dos principais processos de queima industrial, não estando previstos constrangimentos à sua utilização para a generalidade dos consumidores, desde que sejam asseguradas as percentagens previstas de introdução de H₂ em valores abaixo de 20% em volume na mistura, conforme regulamentado no Despacho 806-B/2022²⁴. Para valores de H₂ acima de 20% do volume, podem começar a surgir alterações nas características de queima que vão requerer uma análise cuidada sobre os possíveis impactos nos diferentes equipamentos e processos de fabrico, conforme detalhado no capítulo 2 (H₂ como vetor de energia).

Quanto ao biometano (com um teor de 94% a 99% de metano), sendo um gás com uma composição bastante semelhante à do gás natural, terá características de combustão idênticas, o que significa que, em termos gerais, a maioria dos equipamentos de queima está preparado para a sua utilização.

Para casos onde o gás é usado como combustível para processos de queima indireta, como por exemplo uma caldeira para o aquecimento de uma determinada atmosfera, não é expectável a necessidade de alterações, podendo apenas ser necessário realizar pequenos ajustes nos queimadores para garantia da otimização da eficiência do equipamento. Refira-se que, de acordo com a norma EN 437, o gás G222 (com teor de 23%vol²⁵ de hidrogénio) é usado desde 1993 para testes de segurança relacionados com o retorno de chama. A norma EN 437 é, no entanto, limitada para descrever todo o tipo de equipamentos que se pretende analisar, dado que só se aplica a máquinas com um *input* nominal de potência até 300kW e não se aplica a máquinas construídas no local, máquinas cujo *design* final foi influenciado pelo utilizador e máquinas construídas para uso com altas pressões de fornecimento. Por isso, faz-se a ressalva de que uma quota relevante dos equipamentos não se enquadra nos casos gerais descritos pela norma EN 437, mas ainda assim, podemos fazer utilização da norma para efeitos de representatividade geral do procedimento para teste de máquinas. Assim, os diversos equipamentos que foram certificados até ao momento, enquadrados com a norma EN 437, terão capacidades técnicas para operar até essa percentagem sem qualquer problema.

Analogamente, na generalidade dos casos, para processos que impliquem chama direta não é expectável a necessidade de substituição dos equipamentos existentes. A título exemplificativo, tendo em conta estudos orientativos e recentes, a introdução de 20% H₂ na mistura de gás irá resultar num aumento absoluto máximo de 1% do conteúdo de água nos produtos de combustão²⁶.

²⁴ 20% é o limite aplicável aos aparelhos domésticos e terciários.

²⁵ Percentagem volumétrica.

²⁶ <https://www.qualicer.org/programa/2024/ING/Ponencias/C/27%20pon%20ing.pdf>

1.4.2. Propriedades de combustão

1.4.2.1. Índice de Wobbe

O índice de Wobbe é uma das propriedades usadas para comparar a intermutabilidade de gases, uma vez que o seu cálculo é baseado no poder calorífico superior e na gravidade específica. O gás natural e o biometano têm índices de Wobbe suficientemente similares para serem considerados gases intermutáveis. Quanto ao hidrogénio, como o objetivo será que seja usado em percentagens até aos 20% em volume na mistura, o desvio no índice de Wobbe é de baixa dimensão.

1.4.2.2. Limites de inflamabilidade

Os limites de inflamabilidade de uma mistura definem a gama de concentrações de volume em ar entre as quais a mistura pode ser queimada. Por exemplo, os limites de inflamabilidade do gás natural em ar poderão rondar os 4,7% para o caso do limite inferior e 16% para o caso do limite superior ($p=1$ bar e $T=25$ °C), os do hidrogénio estão entre 4% e 75%. Dentro dos parâmetros definidos, o aumento de hidrogénio até 20% em Vol. na mistura com gás natural provoca uma ligeira expansão dos limites de inflamabilidade, o desvio do limite inferior é quase impercetível e o limite superior ascende para um valor próximo dos 20%.

1.4.2.3. Energia mínima de ignição

A energia de ignição é outra propriedade importante a ter em conta. A energia de ignição diz respeito à energia mínima necessária para causar a ignição de uma mistura combustível. O hidrogénio tem uma energia de ignição relativamente mais baixa do que a energia de ignição do gás natural, o que significa que é necessária menos energia para a mistura iniciar o processo de combustão. Para percentagens de 20% de hidrogénio, a energia mínima de ignição pode diminuir conforme detalhado no ponto 2.2.1.5. De referir, no entanto, que este valor pode estar também dependente do rácio combustível-ar da mistura. O seu valor pode, portanto, ser controlado com a variação da quantidade de ar na mistura.

1.4.2.4. Velocidade de chama

A velocidade de chama é uma indicação da reatividade da combustão, assim como da intensidade e estabilidade da chama. A chama do hidrogénio, quando utilizado na forma pura, pode ser bastante reativa e pode mesmo, em alguns casos, existir retorno de chama²⁷. A velocidade laminar de chama do hidrogénio é de uma ordem de magnitude superior à da chama do metano, mas em misturas de hidrogénio e metano, o aumento de hidrogénio na mistura resulta num aumento não linear da velocidade de chama, sendo o aumento mais acentuado para misturas com altas percentagens de hidrogénio, como se pode ver na Figura 10.

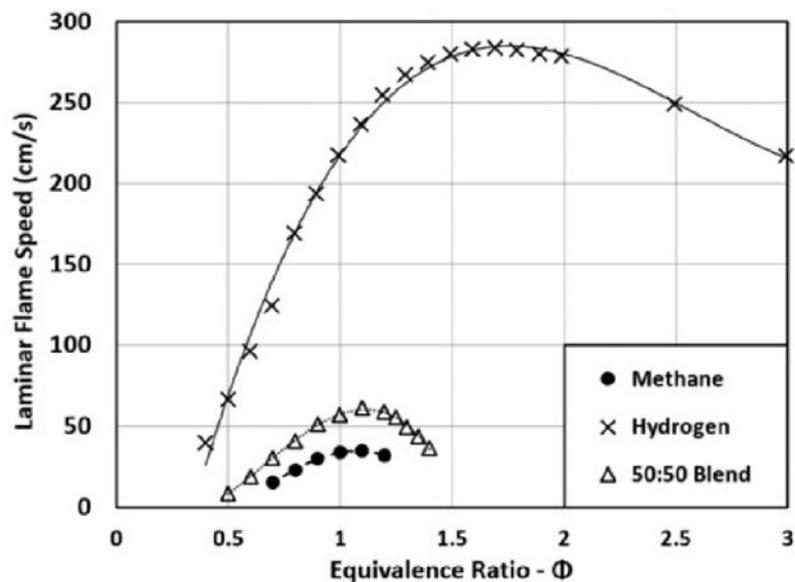


Figura 10 - Variação da velocidade de chama com o rácio de equivalência da mistura²⁸.

1.4.2.5. Temperatura de chama

A temperatura adiabática de chama é o valor máximo teórico que uma chama pode atingir. Este aumento de temperatura de chama pode impactar a *performance* de emissões, como aumento de NOx, a seleção de materiais ou a eficiência de dispositivos de combustão. Atuando com misturas até 20% de hidrogénio, a expressão desta alteração será bastante mais reduzida e, por isso, não será um fator decisivo. Para uma temperatura inicial de 100 °C, por exemplo, e uma mistura estequiométrica, a temperatura de chama do hidrogénio (T=2430 K) é quase 200 °C superior à do metano (T=2260 K).

1.4.2.6. Transferência de calor e emissividade

A chama do hidrogénio tem uma menor emissividade do que a chama do metano, como resultado da reduzida concentração de espécies radiantes como fuligem, dióxido de carbono e radicais de hidrocarbonetos. Isto afeta a transferência de calor por radiação da chama, que é balanceada entre temperatura de chama, temperatura do gás e emissividade. Este pode ser um fator com algumas implicações em equipamentos de queima muito dependentes do mecanismo de transferência de calor por radiação. Mais uma vez, a operação com misturas até 20% de hidrogénio impactará pouco a influência neste mecanismo de transferência de calor.

²⁷ O retorno de chama é um fenómeno em que a chama, em vez de se manter na saída do queimador, se desloca para trás, aproximando-se do sistema de alimentação de gás, devido à velocidade de queima ser superior à da injeção de gás.

²⁸ Donohoe N, et al. Combust Flame 2014;161:1432–43. doi:10.1016/j.combustflame.2013.12.005.

1.4.3. Impactos em diferentes processos de queima

1.4.3.1. Queima atmosférica e queima pressurizada

A queima atmosférica envolve a queima de combustível usando ar do ambiente circundante e a câmara de combustão é aberta para a atmosfera para permitir a natural exaustão dos gases. Exemplos de aplicações deste tipo de combustão são os aquecedores e caldeiras industriais, fundições e fornos, assim como, a nível doméstico, os esquentadores de água ou fogões de cozinha. A queima pressurizada já pressupõe a circulação de ar forçada do exterior e a exaustão dos gases diretamente para o exterior através de uma chaminé estanque. Outros exemplos de aplicações deste tipo seriam também os fornos e as caldeiras industriais de alta eficiência, processos químicos onde é requerido um alto controlo sobre as características da combustão, e na cogeração ou caldeiras e esquentadores estanques para o setor doméstico e pequeno terciário.

No que toca à adaptação destes tipos de queima à utilização de misturas de hidrogénio, até percentagens baixas de mistura (por exemplo, 20%vol), as alterações nos processos de queima, na generalidade dos casos, não requerem modificações significativas. Um exemplo pertinente é o da Irlanda, onde a operadora nacional da rede de gás admite que cerca de 90% dos equipamentos industriais do país estão já preparados para operar com misturas até 20% de hidrogénio²⁹. O biometano, tendo características muito similares às do gás natural, na generalidade, não deverá requerer alterações ao sistema. De referir que os processos de queima pressurizada têm vantagens sobre os processos de queima atmosférica, pelo simples facto de permitirem um controlo mais direto sobre os parâmetros de combustão e, assim, fazerem os ajustes mais adequados à composição da mistura em serviço que esteja presente em cada momento.

1.4.3.2. Equipamentos domésticos

A norma EN 437:2021 estabelece as especificações de todos os gases usados para teste de equipamentos de queima de combustíveis gasosos. A norma está limitada a equipamentos até uma potência nominal de 300 kW e, portanto, aplica-se a praticamente todos os aparelhos de queima de consumidores domésticos.

O gás G222, que é usado no âmbito da EN 437:2021 para o teste de recolha de chama, é um gás de ensaio que tem uma fração de hidrogénio de 23% mol³⁰. Assim, a maioria dos equipamentos dos utilizadores finais funciona adequadamente com misturas com frações de hidrogénio até 23% mol de hidrogénio, aproximadamente.

Para além disso, testes como os realizados (Figura 11 e Figura 12) nos projetos *HyDeploy*³¹ ou *THyGA*³², mostraram que o limite de incorporação na mistura de hidrogénio vai bastante para além dos 20%vol, previstos para o sistema nacional de distribuição. Nesses casos, o principal efeito do hidrogénio em equipamentos domésticos é um ligeiro aumento da velocidade de chama, o que pode originar eventuais apagamentos da chama devido à sua velocidade ser superior à do fornecimento da mistura ar-combustível, por comparação com a utilização de

²⁹ <https://www.gasnetworks.ie/corporate/news/active-news-articles/irish-industry-ready-to-t/>

³⁰ Percentagem de mol que é equivalente a percentagem volumétrica para o caso em estudo.

³¹ https://hydeploy.co.uk/app/uploads/2022/06/HyDeploy-Close-Down-Report_Final.pdf

³² <https://thyga-project.eu/d3-8-segment-of-technologies-by-segment-report-on-the-impact-of-the-different-h2-concentrations-on-safety-efficiency-emissions-and-correct-operation/>

gás natural. De referir que, no caso do projeto *HyDeploy*, na seleção de aparelhos, entre os quais fogões de cozinha ou esquentadores a gás, foi verificado que a extinção da chama, devido à sua velocidade, iniciou-se apenas para valores a partir dos 80%vol hidrogénio.

De referir que a norma EN 437 é, mais uma vez, aqui mencionada ainda que não abranja todos os equipamentos que são alvo de análise, incluindo uma quota significativa de equipamentos industriais. Ainda assim, esta norma é utilizada para descrever um lote de exemplos de casos e servir como modelo de representatividade do caso geral de aplicação.



Figura 11 - Caldeira mural a gás.



Figura 12 - Fogão de cozinha.

1.4.3.3. Fornos

Os fornos industriais são utilizados para diversos processos industriais e são transversais a vários setores de produção, desde o alimentar ao metalúrgico, passando pelo vidro, cerâmica, cimento, entre outros. As indústrias mais difíceis de descarbonizar, chamadas de indústrias *hard to abate*, utilizam processos industriais com requisitos de energia exigentes e com temperaturas máximas de operação superiores aos 1000 °C. A amplitude de temperaturas de operação pode ser bastante alargada, dependendo do tipo de processo industrial.

Na indústria do **vidro** são utilizados fornos de fusão das matérias-primas, que resultam no vidro, que podem operar entre os 1400 °C e os 1700 °C. O gás natural é uma das fontes primárias de energia do setor e a introdução do hidrogénio poderia levantar uma limitação relacionada com a baixa radiação da chama. Uma vez que apenas se convencionou a utilização até 20% de hidrogénio, prevê-se que não será um problema, podendo requerer somente ajustes em determinados equipamentos, decorrentes das características do *blend* utilizado em cada momento (Figura 13 e Figura 14).



Figura 13 - Produção de uma garrafa de vidro.

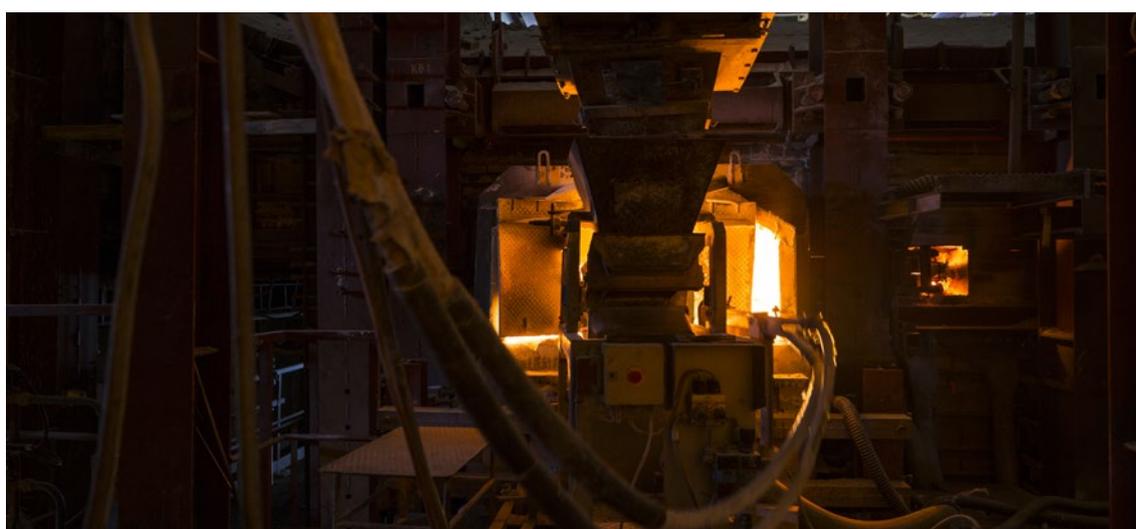


Figura 14 - Forno de fundição do vidro.

Na indústria do **cimento** são utilizados fornos rotativos para processar materiais a altas temperaturas num tambor rotativo cilíndrico (como se pode ver na Figura 15). As temperaturas de processo podem estar incluídas na amplitude de 1400 °C a 2000 °C. O aumento do teor de água

no forno é uma das potenciais limitações associadas ao uso de hidrogénio. O uso de até 10% de hidrogénio não acarreta praticamente alterações nenhuma, tendo um impacto reduzidíssimo no equipamento de combustão, não sendo expectável que este cenário se altere significativamente para o uso de 20%. Refere-se ainda que existem câmaras de combustão já a serem preparadas para combustão com 100% de hidrogénio³³.



Figura 15 - Forno rotativo de cimento.

Na indústria **metalúrgica**, os fornos de aço para aquecimento e tratamentos térmicos são parte dos processos que requerem calor e são passíveis de serem descarbonizados por introdução de gases renováveis. As temperaturas do processo dependem do seu objetivo e do material e podem ser tão altas quanto 1800 °C. Tal como nos casos anteriores, não se identificam barreiras significativas à introdução de hidrogénio em percentagens de até 10%, e considera-se que a utilização de até 20% não deve impossibilitar, em termos gerais, o funcionamento desses fornos, assim como a introdução de biometano³⁴.



Figura 16 - Forno de tratamento térmico.

³³ <https://www.specifyconcrete.org/blog/cement-kilns-in-a-green-hydrogen-economy>

³⁴ Hydrogen Combustion: Features and Barriers to Its Exploitation in the Energy Transition.

Os fornos de **cerâmica** operam entre 1250 °C e 1800 °C. Mais uma vez, para misturas de H₂ até 20%, tal como no caso dos fornos de cimento, um dos pontos mais sensíveis do uso de H₂ poderá estar associado a um ligeiro aumento do teor de água no interior da câmara^{35,36}, em comparação com a queima somente de gás natural. Estima-se que, para os principais processos de cozedura de produtos cerâmicos, este impacto possa ser considerado desprezível ou controlável no processo de produção.



Figura 17 – Forno de cerâmica.

1.4.3.4. Caldeiras

As caldeiras são equipamentos utilizados para o aquecimento de fluídos e, dependendo da sua utilização final, podem operar numa gama alargada de temperaturas de operação. O Presidente da empresa americana de caldeiras, Rentech Boiler Systems, Gerardo Lara, cita que o uso de misturas com hidrogénio não é algo novo em operação de caldeiras e diz que a maior parte dos fabricantes estão já a par das nuances do uso de hidrogénio em misturas e que a adaptação dos equipamentos ao uso de misturas não é difícil³⁷. A presença de hidrogénio na mistura acelera a combustão, tornando-a mais eficiente no consumo de combustível. Um estudo que realizou testes, entre 0%vol e 25%vol de hidrogénio, em misturas com gás natural diz que a fração ótima de hidrogénio na mistura é a de 24,7%, para manter a estabilidade da combustão e minimizar a emissão de poluentes³⁸.

³⁵ <https://www.induzir.pt/en/15/continuous-kiln>

³⁶ <https://www.lwfurnace.com/ceramic-roller-kiln.php>

³⁷ <https://www.plantengineering.com/articles/firing-hydrogen-in-utility-scale-power-boilers-what-you-need-to-know/>

³⁸ <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/21/6883>

1.4.3.5. Turbinas

As turbinas a gás são dispositivos utilizados para a produção de energia elétrica a partir de gás natural. A utilização de misturas de gás natural com até 20% de hidrogénio poderá ser feita para a generalidade dos casos sem alterações de *design* da turbina, dadas as semelhanças do processo de combustão como previsto em casos apresentados por alguns fabricantes³⁹. Contudo, considerando a especificidade de fabrico de cada turbina e outros aspetos como a sua antiguidade, recomenda-se sempre a consulta ao fabricante do equipamento, para conhecimento detalhado sobre o uso de H₂ e o seu impacto nos diferentes componentes da turbina, bem como o rendimento da mesma para as diferentes percentagens de H₂. Tendo em conta a alteração mais significativa no comportamento da combustão, ajustes aos materiais do combustor, injetores de combustível e sistemas de controlo poderão ser essenciais para o funcionamento ótimo do dispositivo⁴⁰.

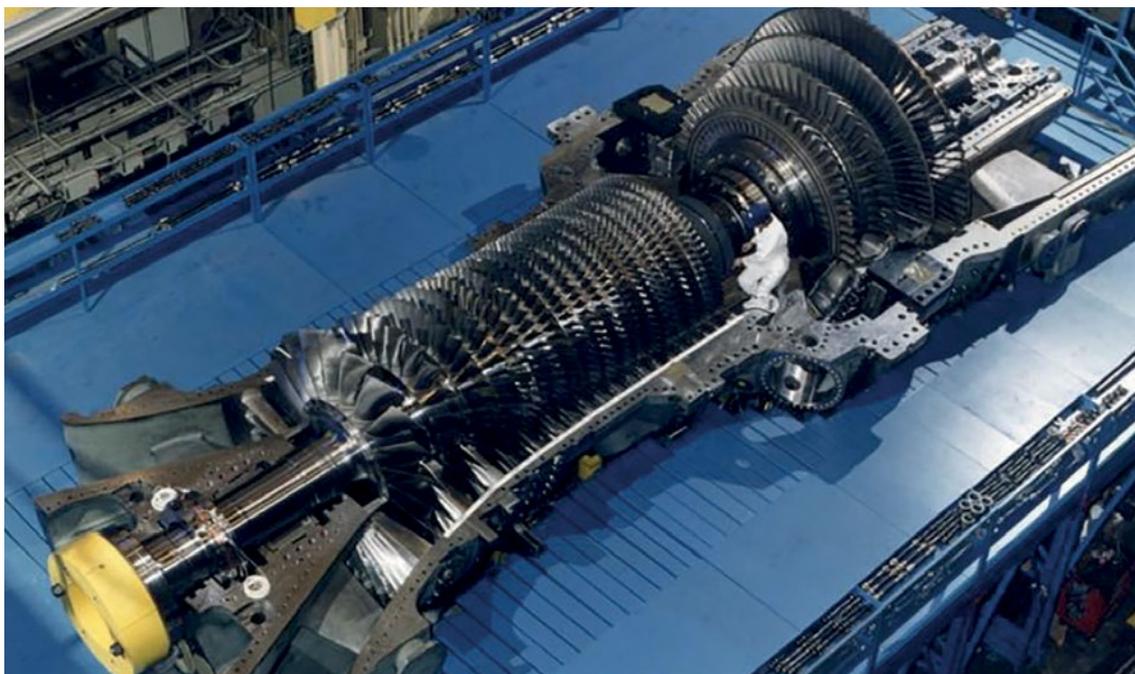


Figura 18 - Turbina a gás

³⁹ https://www.governova.com/content/dam/gepower-new/global/en_US/downloads/gas-new-site/future-of-energy/hydrogen-overview.pdf

⁴⁰ <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/20/7174>

1.4.3.6. Motores

Os motores de combustão interna são também usados em ambiente industrial. A adaptação para misturas de gás natural e hidrogénio é possível e alguns dispositivos têm capacidade para acomodar percentagens significativas deste elemento. De referir que, tal como no caso das turbinas, existem diferentes fornecedores que advogam que os seus equipamentos conseguem funcionar com mais de 20%vol H₂⁴¹.



Figura 19 - Motor de pistões.

⁴¹ <https://www.wartsila.com/media/news/18-06-2024-wartsila-launches-world-s-first-large-scale-100-hydrogen-ready-engine-power-plant-3464281>

1.5. Os gases renováveis nas atividades produtivas

1.5.1. Enquadramento das necessidades de calor industrial

Os processos industriais são, sobretudo, sustentados por energia térmica. Na Figura 20, pode-se observar as diferentes necessidades de calor por gamas de temperatura de processo, a nível global. De ressaltar que o calor industrial acima de 400 °C de temperatura de operação representa cerca de 50% das necessidades totais de calor.

Necessidades de calor industrial por gama de temperaturas



Figura 20 - Necessidades de calor industrial por gama de temperaturas de operação⁴²

Analogamente, quando se analisam as perspetivas num futuro a médio prazo, é esperado que a preponderância do calor a uma temperatura superior a 400 °C se mantenha próxima do cenário atual, representando cerca de 44% das necessidades de calor globais em 2040.

Industrial process heat demand in 2024

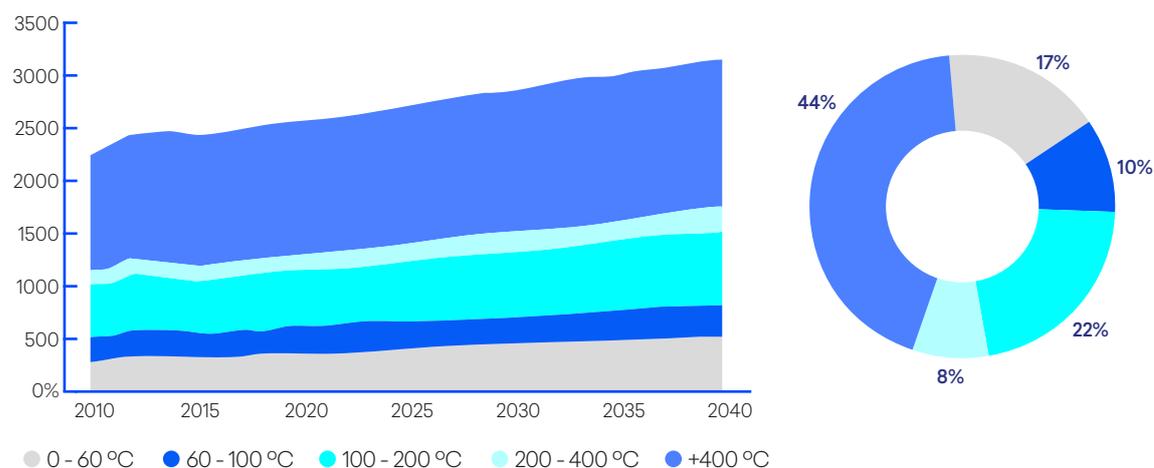


Figura 21 - Perspetivas da evolução das necessidades de calor industrial por gamas de temperaturas⁴³

⁴² Ambienta (2023), Electrifying Industrial Heat: A Trillion Euro Opportunity Hiding in Plain Sight, disponível em: https://ambientasgr.com/wp-content/uploads/2023/02/2023_I-Ambienta-Lens_Electrifying-Industrial-Heat.pdf

⁴³ Global Alliance Powerfuels (2018), Powerfuels in Industry: Process Heat, disponível em: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Projektportrait/Projektarchiv/GAP/Factsheets/Powerfuels_in_Industry__Process_Heat.pdf

Para melhor tipificar, quantificar e entender as diferentes necessidades do calor industrial, é importante analisar as indústrias onde este é utilizado e apurar quais são os combustíveis consumidos. Segundo dados da DGEG sobre estatísticas de energia, os consumos energéticos discriminados por setor industrial eram, em 2022, os que se apresentam na Figura 22. De sublinhar que indústrias como a cerâmica, o vidro ou a metalurgia, que são utilizadores de processos de queima de alta temperatura que podem atingir, em alguns casos, os 1700 a 1800 °C, são bastante dependentes do consumo de gás natural. Exemplo disso é a indústria do vidro, que contabiliza um consumo de 80% do total do *mix* energético em gás natural.

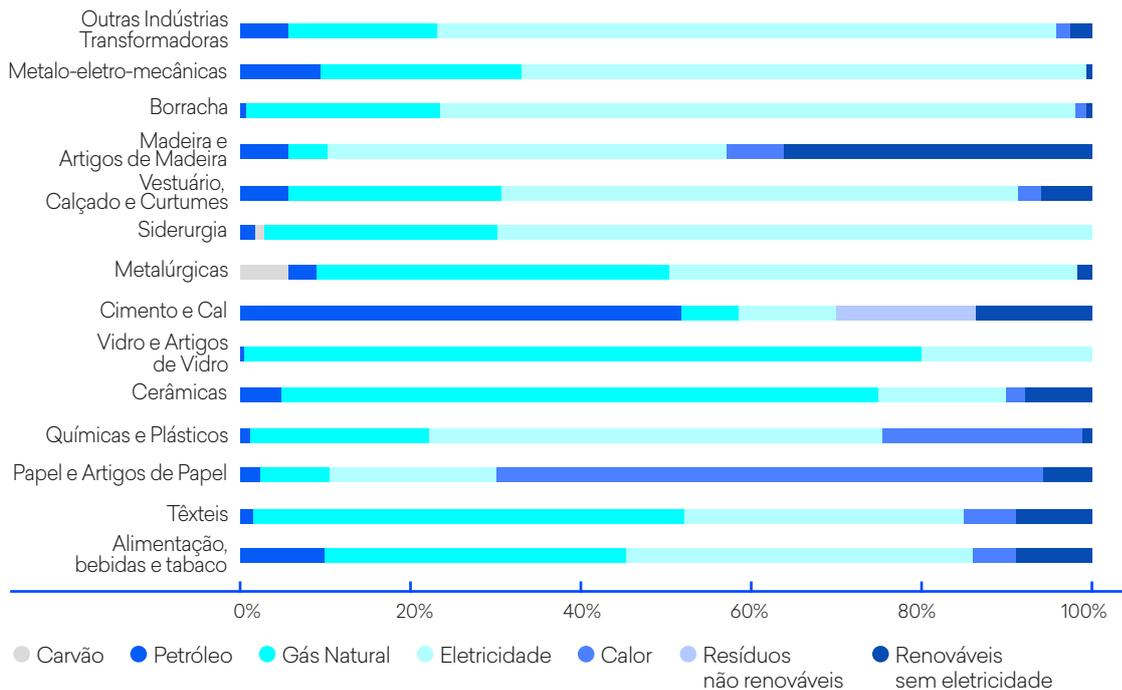
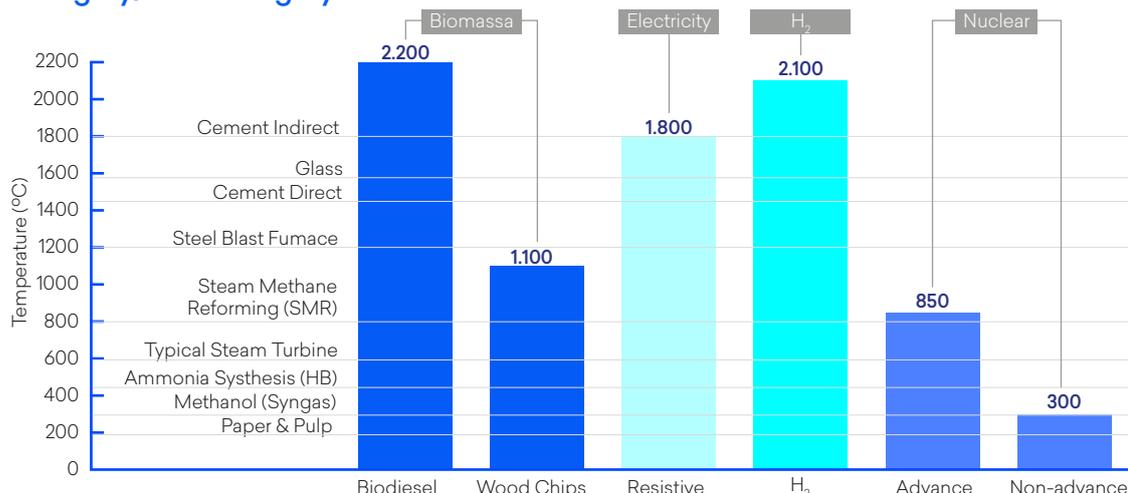


Figura 22 - Consumo energético discriminado por indústria⁴⁴

Para fazer a transição de processos industriais de combustão para processos menos poluentes, é necessário considerar quais são as tecnologias disponíveis, a sua aplicabilidade e a gama de temperaturas em que estas poderão ser úteis. Na Figura 23, apresentam-se algumas gamas de temperatura diferentes por processo industrial e por tipo de combustível neutro ou de baixa emissão de carbono. O uso de hidrogénio permite a obtenção de altas temperaturas de processo, o máximo rondará os 2100 °C, o que o torna num substituto promissor do gás natural. O biometano, apesar de não estar representado no grafismo, sabe-se que é um composto com propriedades muito semelhantes às do gás natural e, por isso, estaria também apto para reprodução de condições de trabalho bastante semelhantes.

⁴⁴ Dados DGEG, Balanço energético 2022, edição INEGI.

Category/Sub-Category



Note that “advanced” refers to new nuclear (e.g., molten salt reactors) and “non-advanced” refers to the current generation of light-water reactors.

Source: ICEF 2019 Roadmap: Industrial Heat Decarbonization

Figura 23 - Gamas de temperatura por processos industriais e por tipo de combustível⁴⁵.

Na figura anterior, é referido que é possível atingir a temperatura de 1800 °C usando eletricidade em processos do tipo resistivo. No entanto, é preciso considerar que os processos industriais não estão só dependentes da sua temperatura máxima de operação, mas também da estabilidade do fornecimento de energia e da manutenção prolongada da temperatura desejada de operação. É preciso considerar que:

- A maior parte da infraestrutura ligada à indústria pesada e que faz uso de processos de alta temperatura tem infraestrutura e equipamentos com tempos de vida útil bastante largos (30 a 40 anos). O *retrofit* da instalação atual, para atuar com equipamento elétrico, representa um investimento substancial, o que pode ser economicamente insustentável sem incentivos ou novas e substanciais descobertas tecnológicas⁴⁶;
- Custos e desafios de eficiência – Acima de 1000 °C, o custo de utilização de um sistema elétrico torna-se, por norma, mais elevado e a eficiência de conversão não providencia vantagens significativas sobre sistemas convencionais. O uso de combustíveis com alta densidade energética continua a ser preferível, dada a vantagem de se poder produzir calor de forma mais eficiente e controlada;
- Fornecimento estável de energia – Processos industriais com altos requerimentos de energia com eletricidade precisam de um sistema de fornecimento extensivo e fidedigno de energia sustentável. A capacidade atual da rede elétrica e de produção de energia renovável é insuficiente para suportar a mudança completa para aplicações de alta temperatura alimentadas por processos elétricos⁴⁷.

⁴⁵ ICEF 2019, https://www.icef.go.jp/wp-content/uploads/2024/03/icef2019_report.pdf

⁴⁶ IEA (2020), The challenge of reaching zero emissions in heavy industry.

⁴⁷ McKinsey (2020), Plugging in: What electrification can do for industry.

Na Figura 24, pode observar-se a aptidão de alguns vetores energéticos de baixo carbono, em função do custo de implementação. Pode observar-se que os mais aptos para implementação são os vetores energéticos dos gases renováveis, incluindo o hidrogénio cinzento⁴⁸ e azul⁴⁹. É possível notar que alguns destes gases renováveis são ainda bastante dispendiosos. Ainda assim, espera-se que o escalar da produção e o aproveitamento das atuais infraestruturas de gás possam tornar esta opção a mais proveitosa economicamente, a médio ou longo prazo.



Note: The colors represent the carbon intensity, with yellow having high carbon intensity and green having low carbon intensity. For electrification and biomass, the gradients reflect the path dependency of specific carbon footprints as a function of supply.

Figura 24 - Diferentes fontes de energia de baixo carbono para diferentes custos e facilidade de implementação⁵⁰.

⁴⁸ Hidrogénio produzido a partir de fontes fósseis.

⁴⁹ Hidrogénio produzido a partir de fontes fósseis com captura de carbono.

⁵⁰ Julio Friedmann, Zhiyuan Fan and Ke Tang (2019), Low-Carbon Heat Solutions for Heavy Industry: Sources, Options, and Costs Today, disponível em <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/low-carbon-heat-solutions-heavy-industry-sources-options-and-costs-today>

1.5.2. Casos de estudo

Dada a necessidade de descarbonização de processos industriais associados a vários setores, até ao momento, foram desenvolvidos diversos estudos e projetos-piloto para a demonstração da viabilidade técnica da introdução de diferentes misturas de gases renováveis com gás natural.

1.5.2.1. Vidro

Em 2023, foi conduzida uma série de testes experimentais através dos quais foi verificada a viabilidade técnica da produção de vidro com gás combustível com até 30% H₂⁵¹.

De forma análoga, foram realizados ensaios piloto para a fusão de vidro em fornos operacionais, sendo que os resultados obtidos demonstram a viabilidade de introdução de até 35% de hidrogénio neste tipo de processos, garantindo as condições operacionais necessárias⁵².

1.5.2.2. Cerâmica

Uma empresa fabricante de produtos cerâmicos para a indústria de construção do Reino Unido realizou diferentes ensaios para a determinação da viabilidade técnica da implementação de *blends* de gás natural com até 20% de hidrogénio para o processo de cozimento de tijolos. Através dos resultados obtidos, não se verificou qualquer alteração às propriedades de teste (textura, cor, alta *performance* e durabilidade), sendo que se planeia repetir os ensaios para outros tipos de tijolos⁵³.

Inserido no projeto *HyDeploy*, foram realizados ensaios experimentais de diferentes produtos como tijolos, telhas, materiais refratários, entre outros, em fornos experimentais com 20% de hidrogénio, tendo sido recolhidas as alterações às várias propriedades do processo de combustão, sendo que estas determinaram a necessidade de se analisarem outros aspetos como a auto-ignição e a integridade de diferentes materiais, para a caracterização de todos os fatores que poderão ter impacto no processo industrial⁵⁴.

1.5.2.3. Metalurgia

Um consórcio, formado por diferentes empresas europeias do setor, procedeu ao teste do processo de forjamento de aço com uma mistura de gás natural com 30% de hidrogénio para o aquecimento dos fornos. Segundo os envolvidos, a mistura de gás de teste não exigiu qualquer modificação das instalações, não tendo ainda qualquer impacto nem no equipamento utilizado (queimadores industriais), nem nas características do produto final tratado termicamente⁵⁵.

⁵¹ <https://www.saint-gobain.com/en/magazine/hydrogen-driving-green-revolution>

⁵² <https://www.schott.com/en-dk/news-and-media/media-releases/2023/glass-production-without-natural-gas-successful-laboratory-tests-with-100-percent-hydrogen>

⁵³ <https://www.forterra.co.uk/paving-the-highway-to-hydrogen/>

⁵⁴ https://ceramics.org/wp-content/bulletin/2023/pdf/articles/F-Lucideon_apr23_hi-res.pdf

⁵⁵ <https://www.powerengineeringint.com/gas-oil-fired/first-ever-test-with-a-30-natural-gas-hydrogen-blend-in-steel-forging/>

1.5.2.4. Cimento

No Reino Unido, um projeto liderado pela Mineral Products Association (MPA) e a Hanson UK, financiado pelo Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) funding, fez um conjunto de ensaios que permitiu a produção de cimento com 100% de combustíveis neutros em carbono, incluindo hidrogénio. O *mix* incluía hidrogénio e subprodutos de indústrias da transformação de subprodutos animais e biodiesel. A percentagem de hidrogénio no *mix* foi de aproximadamente 39%⁵⁶.

1.5.2.5. Cogeração

A cogeração pode ser adaptada a misturas com baixas percentagens de hidrogénio, mas recomenda-se que cada caso específico seja individualmente analisado. Uma empresa que produz e instala unidades de cogeração afirma que as suas unidades estão aptas a operar com misturas até 20% de hidrogénio e argumenta ainda que as centrais de cogeração a gás natural estão gradualmente a ser testadas para misturas com hidrogénio, sendo possível proceder à adaptação sem modificações significativas. Não há alterações consideráveis aos parâmetros técnicos da unidade de cogeração quando se muda o combustível, mas todos os futuros projetos de conversão devem ser analisados de forma individual, tendo em conta as especificidades e parâmetros da operação. Recomenda-se, portanto, que todos os casos sejam analisados de forma individual⁵⁷.

⁵⁶ <https://mineralproducts.org/News-CEO-Blog/2021/release31.aspx>

⁵⁷ <https://www.tedom.com/en/hydrogen/>

1.6. A medição da mistura (*blend*) com gases renováveis (Hidrogénio/Biometano)



O sistema de medição constitui o suporte de base para a recolha de dados associados ao fluxo de gás, necessários para os relacionamentos comerciais entre as várias entidades do Sistema Nacional de Gás (SNG). Este é constituído por cadeias de medida de gás, compostas por contadores e, em alguns casos, por dispositivos eletrónicos de conversão de volume de gás (DECVG), associados a sondas de pressão e de temperatura, que também podem estar ligados a sistemas de telecontagem.

A responsabilidade da garantia da operacionalidade dos equipamentos de medição é bipartida: o Operador da Rede de Distribuição (ORD) é encarregue pela escolha do tipo e classe de contador e da cadeia de medida a instalar em cada ponto de consumo, bem como a manutenção deste equipamento. Por outro lado, o Cliente deve garantir a guarda deste equipamento e, sempre que necessário, permitir ao ORD ou a outras entidades ou pessoas em sua representação o acesso livre e sem qualquer limitação à cadeia de medida.

É fundamental ter em conta que estes **equipamentos de medição são compatíveis com a introdução de gases renováveis na distribuição nas percentagens previstas** e salvaguardam a correta contabilização da energia consumida nos vários regimes de funcionamento da instalação.

Os pontos de medição contemplam dois subtipos de contagem do gás, dependentes do consumo anual do cliente. Assim, o sistema de medição poderá ser constituído apenas por um contador ou, para casos em que o consumo é maior que 100 000 (n)m³/ano, para além do contador será necessário, em simultâneo, um Dispositivo Eletrónico de Conversão de Volume de Gás (DECVG) e leitura remota.

1.6.1. Faturação

De acordo com o regulamento das relações comerciais (RRC) publicado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), os consumos de eletricidade e gás são faturados tendo em conta uma unidade de medida comum, o quilowatt-hora (kWh). Esta medida corresponde à potência multiplicada pelo tempo de utilização. Assim, 1 kWh corresponde à quantidade de energia necessária para alimentar um aparelho com 1000 W de potência durante o período de uma hora. Enquanto o contador de eletricidade apresenta já esta medida, a leitura do contador do gás é efetuada em metros cúbicos (m³), devendo este valor ser posteriormente convertido em kWh.

Os equipamentos de medição de gás registam o volume de gás nas condições em que este se encontra no momento da medição. Estas condições são, normalmente, denominadas de condições de escoamento. A fim de poder efetuar a faturação do gás consumido em unidades de energia, tal como estabelecido no regulamento de relações comerciais, é necessário proceder à conversão dos volumes medidos, nos termos previstos no guia de medição, leitura e disponibilização de dados do setor do gás.

1.6.1.1. Fator de conversão

Para efetuar a conversão da unidade de medida dos contadores, volume (m³) para energia (kWh), e tendo em conta que o valor energético do gás natural se entende referido ao Poder Calorífico Superior (PCS) medido nas condições de base (1,01325 bar e 0 °C), o procedimento de cálculo é o seguinte:

$$E[kWh] = Vm[m^3] * F_c \left[\frac{kWh}{m^3} \right]$$

Sendo:

E – Energia do gás entregue no ponto de fornecimento e a ser considerada para efeitos de faturação

Vm – Volume de gás às condições de medida

O fator de conversão (FC) é calculado da seguinte forma:

$$F_c \left[\frac{kWh}{m^3} \right] = PCS \left[\frac{kWh}{m^3(n)} \right] * F_{cv} \left[\frac{m^3(n)}{m^3} \right]$$

Sendo:

PCS – Poder Calorífico Superior do gás no ponto de medida, considerando as condições de referência

FCV – Fator de correção de volume devido às condições de medida

1.6.1.2. Fator de correção de volume

A utilização do fator de correção de volume é necessária, pelo facto do gás ser entregue na instalação do cliente a uma temperatura e pressão diferentes das condições de referência (1,01325 bar e 0 °C).

Assim, a correção do volume de gás medido nas condições de escoamento (m^3) para as condições de referência ($m^3(n)$) realiza-se mediante uma das seguintes formas:

- 1) Uso de DECVG, que realiza a correção de forma contínua, integrando os sinais de pressão e temperatura medidos nos correspondentes transmissores. Neste caso, para efeitos de leitura e faturação são recolhidos diretamente do DECVG os valores corrigidos.
- 2) Com recurso a um fator de correção de volume (FCV), calculado de acordo com o definido no guia de medição, leitura e disponibilização de dados do setor do gás.

1.6.1.3. Poder Calorífico Superior

O Poder Calorífico Superior (PCS) é uma grandeza característica do gás que permite converter em energia o volume de gás medido nas condições de referência. A conversão do volume de gás em energia considera o valor do PCS do gás como sendo medido nas condições de referência (1,01325 bar e 0 °C).

O PCS a considerar nesta conversão é determinado de duas formas distintas, consoante o tipo de medição na instalação de consumo:

- Clientes sem medição de registo diário: Valor correspondente à média aritmética dos valores de PCS, verificados em cada ponto de entrega, relativos a todos os dias englobados no período de faturação. O valor do PCS aplicado em cada período de faturação é determinado pela média aritmética dos valores de PCS diário correspondentes;
- Clientes com medição de registo diário: O PCS é dado pelo valor médio diário determinado na GRMS⁵⁸ do ponto de entrega da RNTG, associado a cada instalação de consumo ou no ponto de mistura no caso de gás de diferentes proveniências (*blendings*). No caso dos Clientes ligados a redes de distribuição abastecidas por UAG, o PCS a considerar é calculado pelo respetivo ORD, com base na ponderação entre o PCS do gás existente na UAG, o PCS do gás descarregado, que assume o valor do PCS medido no local da carga, e os respetivos níveis da UAG antes e depois da descarga.

No caso da rede de distribuição incluir mais do que uma ligação à rede de transporte, este cálculo deve ser feito com ponderação volumétrica dos diversos pontos de entrega, assumindo o PCS aplicável aos Clientes dessa rede um valor único. O PCS é medido pelo ORT⁵⁹, sendo publicado com detalhe diário, por ponto de entrada e de entrega da RNTG. O PCS de cada UAG deve ser calculado diariamente pelos ORD e por estes comunicado ao ORT, que deve publicá-los nos termos referidos anteriormente.

Conforme analisado, o método de medição e faturação do consumo de gás existente foi desenvolvido para que a base do mesmo (energia – kWh) não sofra alterações consoante a composição variável do gás natural.

⁵⁸ GRMS – Siglas em inglês das Estações de Regulação de Pressão e Medição do Operador de Rede de Transporte (REN)

⁵⁹ ORT – Operador de Rede de Transporte (REN)





2.

**HIDROGÉNIO
COMO VETOR
DE ENERGIA**

2. Hidrogénio como vetor de energia

2.1. Importância do Hidrogénio na estratégia de descarbonização

2.1.1. Metas nacionais

Portugal comprometeu-se, em 2016, a assegurar a neutralidade das suas emissões até ao ano de 2050 em alinhamento com o acordo de Paris e com as metas e esforços internacionais em curso. Para isso, foi desenvolvido o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), um plano com objetivo de descarbonização da economia nacional e que constitui o plano e estratégia de longo prazo para a redução das emissões de GEE. Foi submetido à CQNUAC⁶⁰ em 2019 e identifica os principais vetores de descarbonização e linhas de atuação a seguir para rumar a uma sociedade neutra em emissões de carbono.

Na linha do RNC2050, foi submetido à Comissão Europeia, em dezembro de 2019, o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030), com apresentação de várias metas e objetivos, entre eles a incorporação de 47% de fontes renováveis no consumo final de energia até 2030.

O ressurgimento do hidrogénio pelo reconhecimento da sua importância na transição energética e descarbonização da economia e o crescente foco internacional no vetor energético levaram, em 2020, ao lançamento da Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN- H₂). Os principais objetivos a alcançar até 2030 estabelecidos são:

- 2% de hidrogénio renovável no consumo final de energia;
- 5% de hidrogénio renovável no consumo de energia do transporte rodoviário;
- 5% de hidrogénio renovável no consumo de energia do setor da indústria;
- 15% de injeção de hidrogénio renovável nas redes de gás natural;
- 5% de hidrogénio verde no consumo de energia do transporte marítimo doméstico;
- Criação de 50 a 100 postos de abastecimento de hidrogénio;
- 2 a 2,5 GW de capacidade instalada em eletrolisadores.

Refere-se que a Estratégia Nacional para o hidrogénio se encontra em revisão, sendo expectável que a atualização da mesma resulte em metas mais ambiciosas do que as apresentadas inicialmente. Neste sentido, a nível nacional e de acordo com a estratégia europeia

⁶⁰ Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

em curso, o hidrogénio terá um papel fundamental na descarbonização de diferentes setores, não só pela vasta gama de possíveis aplicações, como também pelo acesso privilegiado que o país possui às condições necessárias para a produção de energia renovável a um baixo custo.

2.1.2. Produção de hidrogénio

Existem diferentes métodos para a produção de hidrogénio. Atualmente, este é maioritariamente produzido através de combustíveis fósseis sendo o principal o gás natural, representando cerca de 62% da produção mundial de hidrogénio, seguido do carvão com cerca de 21%. Estima-se que a produção mundial de hidrogénio em 2022 tenha rondado as 95 000 000 toneladas, sendo este maioritariamente usado pela indústria química e processos de refinação de hidrocarbonetos. Destas, cerca de 100 000 toneladas foram produzidas através de eletrólise, tendo sido registado um aumento da produção de hidrogénio renovável de 35% comparado com 2021⁶¹.

2.1.2.1. Produção de hidrogénio através de fontes fósseis

A vasta maioria do hidrogénio, como já foi referido em cima, é produzido através de fontes fósseis com o carvão ou o gás natural, como intervenientes principais. A reforma a vapor do gás natural é um dos métodos mais comuns e o hidrogénio é produzido através do contacto do gás natural com vapor a altas temperaturas (700 °C a 1000 °C). A gaseificação do carvão é outro processo comumente utilizado e consiste na conversão do carvão em *syngas* (gás de síntese) através da sua reação com oxigénio e vapor a alta temperatura. De referir que estes métodos apesar de bastante poluentes fazem parte do plano geral vigente de produção de hidrogénio por via dos seus baixos custos de produção.

2.1.2.2. Produção de hidrogénio através de fontes renováveis

A produção de hidrogénio renovável pode ser feita pela eletrólise da água, em que a água é decomposta em hidrogénio e oxigénio através do fornecimento de eletricidade renovável. Noutros métodos incluem-se a fotólise da água, que envolve usar a energia solar, diretamente, para decompor água em hidrogénio e oxigénio através de materiais fotoquímicos, ou a gaseificação de biomassa, a partir da qual o hidrogénio pode ser obtido por reforma do biogás. Estes dois últimos métodos ainda estão em estágios de desenvolvimento inicial e, por isso mesmo, é a eletrólise o processo que lidera os esforços no sentido de se obter hidrogénio verde em grandes quantidades e de forma acessível a nível internacional.

Dada a necessidade de se descarbonizar os vários setores consumidores de combustíveis fósseis e a existência de metas bem definidas, traçadas por diferentes países e regiões mundiais, é expectável que a produção de hidrogénio por fontes renováveis aumente gradualmente a sua preponderância na produção mundial nos próximos anos. A produção de hidrogénio via eletrólise da água tem sido destacada como o preferencial para a obtenção deste gás, sendo que existem duas tecnologias principais para que esta se efetue – Eletrolisadores Alcalinos e Eletrolisadores PEM (Polymer Electrolyte Membran). Na Tabela 1 são identificadas algumas das diferenças entre as duas tecnologias.

⁶¹ Dados retirados de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>

Tabela 1 - Características das diferentes tecnologias de eletrólise⁶²

Característica	Eletrolisador Alcalino	Eletrolisador PEM
Pressão de descarga [bar]	<30	<70
Consumo específico [kWh/Nm ³]	4,5 - 7,5	1,8 - 2,2
Pureza do hidrogénio [%]	99,5 - 99,9998	99,9999
Vantagens	Não tem necessidade de metais nobres	Rápida resposta
	Custo mais baixo que os eletrolisadores PEM	Sistema de eletrólise compacto
	Estabilidade a longo termo	Funciona a densidade de corrente mais elevada
Desvantagens	Densidade de corrente limitada	Custo dos componentes do eletrolisador
	Possibilidade de cruzamento dos gases	Necessidade do uso de metais nobres
	Eletrólito líquido contendo altas concentrações de KOH	Eletrólito ácido

Refere-se, no entanto, que existem outras tecnologias como os eletrolisadores de óxidos sólidos ou de membrana de troca aniónica que apesar de, para já, representarem uma menor cota de mercado poderão aumentar a sua representatividade no futuro.

2.1.3. Fins para o hidrogénio

Segundo dados da DGEg, em 2022 Portugal possuía uma capacidade instalada de cerca de 8389 MW, distribuída entre centrais fotovoltaicas e eólicas, representando cerca de 15% e 33% da capacidade total de produção de energia renovável em Portugal, respetivamente. Conforme demonstrado na Figura 25, a evolução da potência instalada de centrais produtoras de energia elétrica com base renovável na última década é francamente ascendente, sendo que, tendo em conta as metas estabelecidas pelos planos nacionais de transição energética, é expectável que esta tendência se mantenha nos próximos anos, potenciado a sua utilização para a produção de H₂ por eletrólise.

Potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica renovável (fotovoltaico e eólico)

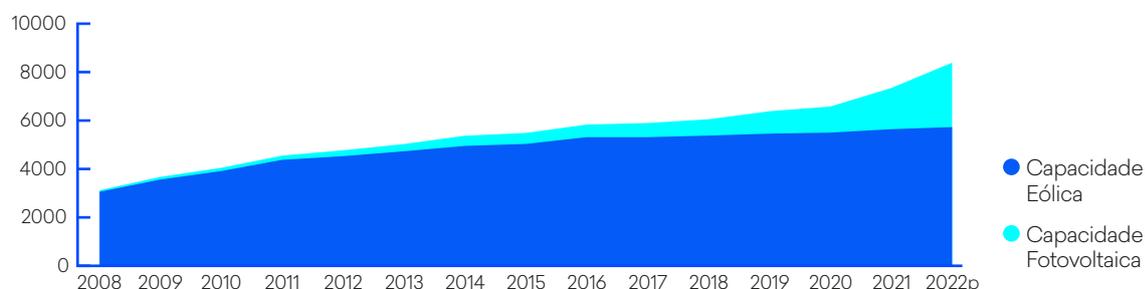


Figura 25 - Evolução da potência instalada nas centrais produtoras de energia elétrica em Portugal⁶³

⁶² https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf?rev=c0cf115d8c724e4381343cc93e03e9e0

⁶³ Realizado com base em dados da DGEg <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/eletricidade/producao-anual-e-potencia-instalada/>

Tendo em conta que a produção de energia elétrica, tanto através de centrais fotovoltaicas como eólicas, se caracteriza pela intermitência resultante da disponibilidade de radiação solar ou vento – respetivamente – haverá situações nas quais a produção de eletricidade estará desfasada das necessidades dos seus consumidores. Caso não se adotem medidas de armazenamento esta energia elétrica terá de ser desperdiçada – *curtailment*.

O armazenamento elétrico desta energia apresenta desafios técnicos, tanto pela grande quantidade a ser armazenada quanto pelo longo período de armazenamento. Neste sentido, além das aplicações mencionadas anteriormente, o hidrogénio pode ter um papel crucial na valorização desta eletricidade desfasada entre a oferta e procura, utilizando as infraestruturas de armazenamento de gás natural existentes para o armazenamento sazonal de grandes quantidades de energia, assegurando que esta seja renovável e garantindo a previsibilidade no abastecimento energético, conferindo segurança para a operação integrada de todo o SNG.

Assim, o hidrogénio, em sinergia com outros vetores energéticos renováveis, irá contribuir de forma ativa para a descarbonização gradual e sustentada dos diferentes setores consumidores de combustíveis fósseis e a sua introdução no sistema nacional de gás, permite assegurar a sua distribuição até aos principais utilizadores de energia.

2.2. Propriedades e características do Hidrogénio

2.2.1. Propriedades da mistura hidrogénio e gás natural

Apesar de tanto o hidrogénio como o gás natural serem gases inflamáveis, as suas propriedades físico-químicas possuem diferenças. Nesse sentido, ir-se-á analisar a variação de várias propriedades para diferentes teores de hidrogénio na mistura para uma melhor perceção do seu impacto nas características da mistura. Como já foi referido, até 20 % de H₂ na rede de gás natural, o impacto da sua utilização não constitui um desafio, nem implica alterações significativas. Importa, no entanto, compreender em termos gerais o comportamento do H₂, enquanto gás combustível para as várias percentagens de utilização, nomeadamente, para além dos 20%.

2.2.1.1. Densidade/Gravidade específica

A densidade do gás é um dos fatores mais importantes a ter em conta aquando da avaliação da aptidão da injeção de diferentes misturas na rede do ponto de vista regulatório. Na Figura 26 está representado o impacto da quantidade de hidrogénio na densidade de um *blend* com gás natural. A composição do gás natural varia de acordo com a sua proveniência, mistura e qualidade, sendo os valores apresentados médias nacionais usadas para efeitos de comparação, de acordo com a especificação M-00000-SPC-MI-0002-Rev6 - Gas Properties da REN Gasodutos⁶⁴. Refere-se que para 100% gás natural. A densidade situa-se aproximadamente, nos 0,62 e a densidade do hidrogénio nos 0,075 (p=1 atm e T= 15 °C). Pode-se observar ainda a delimitação da figura com os limites do RQS. Segundo o regulamento, o valor da densidade deveria estar inserido no intervalo [0,49; 0,7] e para o caso da mistura com gás natural e hidrogénio, isso verifica-se para uma mistura com mais de 20% de teor de hidrogénio em volume.

⁶⁴ <https://www.ign.ren.pt/qualidade-de-gn>

Gravidade específica por percentagem de hidrogénio [%]

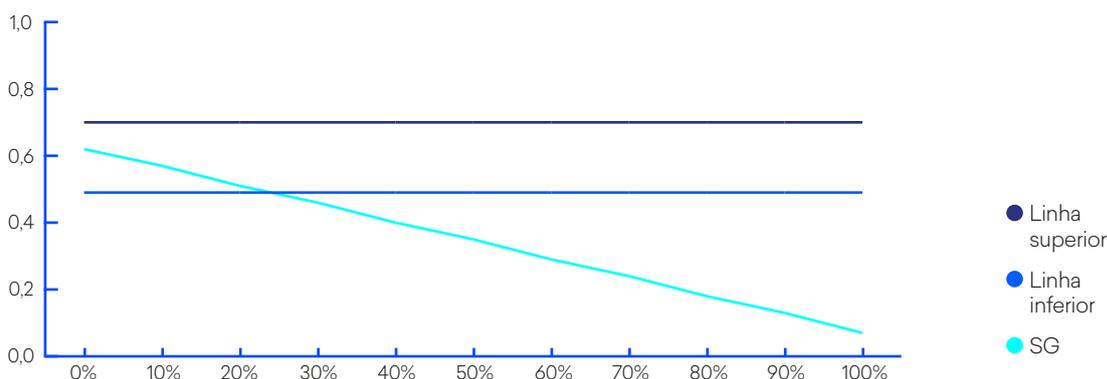


Figura 26 - Evolução da gravidade específica da mistura de gás natural com o aumento de hidrogénio.

2.2.1.2. Poder Calorífico inferior

O poder calorífico diz respeito à quantidade de energia contida em determinada substância e pode ser aferida a partir da sua quantidade de energia libertada aquando da sua combustão. No caso dos gases, é comum fazer a análise recorrendo à representação desta quantidade de energia por unidade de volume. O poder calorífico de um determinado gás varia consoante as condições de pressão e temperatura existentes. Desta forma, é usualmente indicado tendo em conta condições-padrão, por exemplo: pressão atmosférica e 0 °C. De referir que, dada a baixa densidade do hidrogénio, o seu poder calorífico, em base volúmica (3,00 kWh/Nm³), é menor que o do gás natural (10,18 kWh/Nm³). Na Figura 27, pode-se observar a variação do PCI, por unidade de volume, com a variação de hidrogénio na mistura com gás natural.

Poder Calorífico Inferior [kWh/m³]

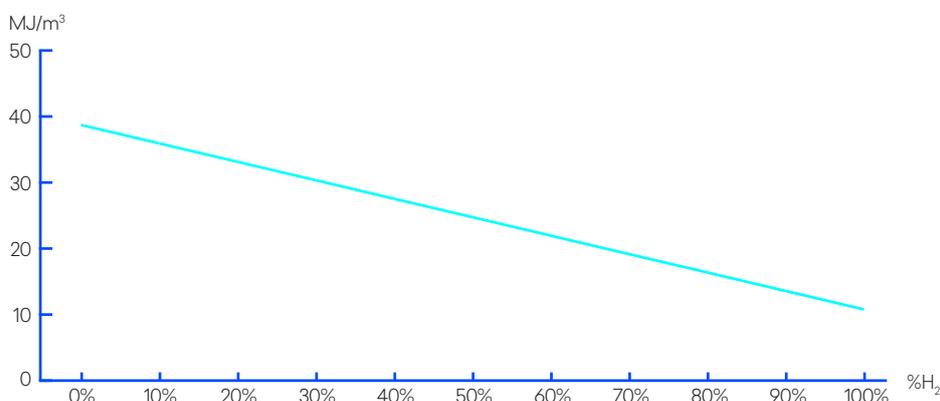


Figura 27 - Evolução do poder calorífico de uma mistura de gás natural com o aumento de hidrogénio na sua concentração.

2.2.1.3. Índice de Wobbe

O índice de Wobbe é um indicador que mede o conteúdo energético de um gás com base no seu poder calorífico por unidade de volume e temperatura padrão, sendo um dos indicadores da intermutabilidade entre gases diferentes. Segundo o RQS, o valor do índice de Wobbe para respeitar os valores de operação da rede de gás deve-se incluir no intervalo de [48,17; 57,66] MJ/m³. Na Figura 28, pode-se observar a variação do índice de Wobbe com o aumento de hidrogénio na mistura com gás natural e é possível notar que o mesmo se encontra dentro dos limites do RQS. Desta forma, é demonstrado que para qualquer *blend* de gás natural com hidrogénio, a mistura estará dentro dos padrões requeridos para o índice de Wobbe pela EN 437.

Índice de Wobbe [MJ/m³]

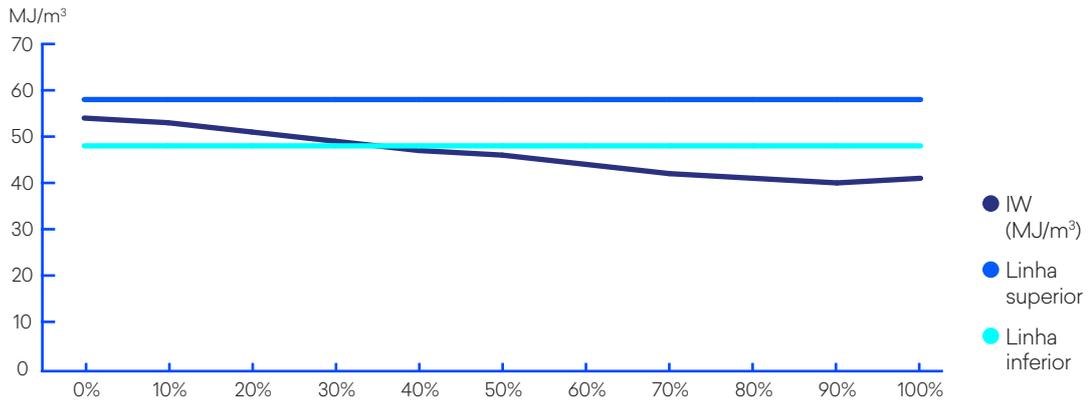


Figura 28 - Variação do índice de Wobbe com o aumento de hidrogénio na mistura com gás natural.

2.2.1.4. Limites de Inflamabilidade

Os limites de inflamabilidade de uma mistura definem a gama de concentrações de volume em ar entre as quais a mistura pode ser comburida. Por exemplo, os limites de inflamabilidade do gás natural em ar poderão rondar os 4,7% para o caso do limite inferior e 16% para o caso do limite superior (p=1 bar e T = 25 °C). Quer isto dizer que uma mistura de ar e gás, a mistura apenas comburiria entre os 4,7% de concentração de gás no ar e os 16%. O aumento de hidrogénio na mistura com gás natural resulta num aumento gradativo da faixa de explosividade, até um máximo de cerca de 4% a 75%, para 100% de hidrogénio, o que quer dizer que o hidrogénio é inflamável para um intervalo mais alargado de concentrações. É, portanto, importante fazer análise da possível variação dos limites de inflamabilidade com o aumento de hidrogénio na mistura, dado o possível impacto nos requisitos de segurança a observar. Como se pode observar na Figura 29, os limites de inflamabilidade tendem a aumentar o seu intervalo, o que significa que o limite inferior diminui ligeiramente e o limite superior aumenta de forma relevante, com o aumento de teor de hidrogénio na mistura.

Limites de inflamabilidade

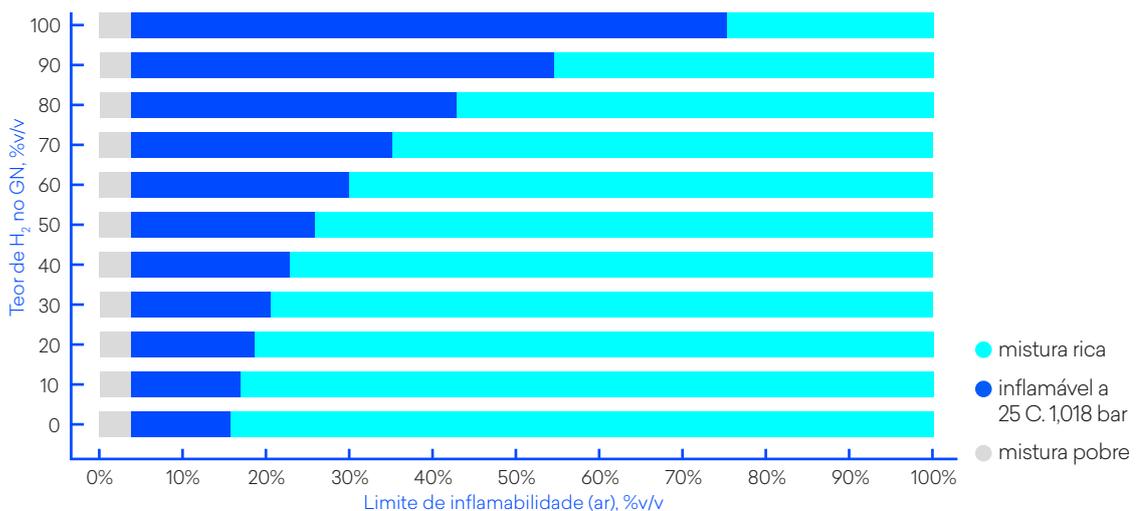


Figura 29 - Limites de inflamabilidade para diferentes misturas de gás natural com hidrogénio⁶⁵.

⁶⁵ Com base em estudo realizado pelo INEGI

2.2.1.5. Energia mínima de ignição

A energia de ignição é outra propriedade importante a ter em conta, dizendo respeito à energia mínima necessária para causar a ignição de uma mistura combustível. Será importante referir que para que esta aconteça a mistura de ar combustível terá de se inserir dentro dos limites de inflamabilidade apresentados anteriormente.

O hidrogénio tem uma energia de ignição relativamente mais baixa que a energia de ignição do gás natural.

Hankinson et al.⁶⁶ estudaram a energia de ignição das misturas de hidrogénio-metano-ar e decidiram estudar qual seria o impacto da variação de hidrogénio na mistura na energia mínima de ignição e para que rácio de equivalência ocorria essa energia mínima de ignição. O rácio de equivalência da mistura determina qual é a proporção combustível-ar na mistura de gás. Por exemplo, se o rácio for superior a 1, sabe-se que se trata de uma mistura rica que, portanto, possui mais combustível do que a reação estequiométrica.

Tabela 2 - Energia de ignição mínima para diferentes misturas de gás natural e hidrogénio

Mistura de combustível	Energia mínima de ignição [mJ]	Razão de equivalência na qual se verificou a energia mínima de ignição
100% CH ₄ + 0% H ₂	0,2	0,89
75% CH ₄ + 25% H ₂	0,1	0,95
50% CH ₄ + 50% H ₂	0,09	0,99
25% CH ₄ + 75% H ₂	0,07	1
0% CH ₄ + 100% H ₂	0,02	1,1

2.2.2. Outras considerações

Existem ainda outras propriedades do hidrogénio que merecem a sua menção. O hidrogénio é um gás incolor, inodoro, insípido e não tóxico. Tal como para o caso do gás natural (um gás inodoro), a sua identificação em caso de alguma fuga é feita através da integração de odorantes na mistura, tendo sido verificado que os métodos aplicados a nível europeu estão aptos para misturas com hidrogénio⁶⁷.

Dadas as características do hidrogénio, quando este é o gás maioritário de uma mistura combustível é expectável que a chama resultante do processo se torne gradualmente menos visível podendo mesmo, para o hidrogénio puro, ser indistinguível a olho nu. Será importante frisar que esta realidade não se aplica nas situações previstas pelas atuais metas nacionais de incorporação de H₂. De forma a se ultrapassar estes obstáculos técnicos diferentes empresas têm desenvolvido alternativas para a identificação de chama como pela radiação ultravioleta, havendo já soluções comerciais disponíveis.

⁶⁶ H. G, a. L. B. Mathurkar H., "Ignition energy and ignition probability of methane-hydrogen-air mixtures," Loughborough University, UK, 2015.

⁶⁷ <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2021/07/ODOR-Hydrogen-and-odorisation.pdf>

2.3. Requisitos associados à utilização do Hidrogénio

Conforme abordado no capítulo anterior, o hidrogénio possui propriedades diferentes do gás natural o que para *blends* com grandes percentagens deste gás ou uso de 100% hidrogénio poderá resultar em diferentes requisitos técnicos dos elementos necessários à viabilidade técnica desta realidade, podendo mesmo ser necessária a alteração dos equipamentos existentes.

Será importante referir que o seu uso, tanto em misturas com outros gases como hidrogénio puro não é uma novidade. Desde a segunda metade do século XIX que o gás de cidade distribuído em Lisboa, possuía cerca de 55% de hidrogénio na sua composição, em base volumétrica. Por outro lado, diferentes indústrias recorrem há décadas ao hidrogénio puro para os seus processos produtivos, seja para a refinação de hidrocarbonetos, a recombinação com outros gases, como para a produção de amoníaco, a hidrogenação de gorduras ou mesmo a propulsão de naves espaciais, demonstrando que o uso de hidrogénio em diferentes tecnologias é um tópico bem descrito associado a um vasto conhecimento experimental.

De qualquer das formas ir-se-á analisar potenciais requisitos associados à utilização do hidrogénio quando este é o gás maioritário de uma determinada mistura combustível.

2.3.1. Tubagens e elementos de distribuição de gás

Dada a pequena dimensão dos átomos de hidrogénio, certos materiais metálicos, em determinadas condições, nomeadamente pressões mais elevadas, poderão apresentar uma certa propensão à fragilização no contacto com gases que tenham misturas de hidrogénio. Desta forma, através da sua difusão na estrutura do metal o hidrogénio contribuirá para este fenómeno – *embrittlement* – podendo tornar o material mais frágil. Será importante referir que para misturas de gás natural com até 20% H₂ não é expectável que este comportamento se manifeste. No entanto, para percentagens de hidrogénio mais elevadas⁶⁸ na mistura de gás, dada a vasta gama de materiais aplicáveis à indústria, poderá ser aconselhável que os consumidores verifiquem a possibilidade de veicular o gás nas suas infraestruturas e equipamentos.

Analogamente, para misturas de gás com grandes percentagens de hidrogénio, é expectável que determinados elementos como válvulas, reguladores, vedantes e juntas tenham que ser alterados para a garantia de que os materiais sejam certificados para o seu uso com hidrogénio. As válvulas e reguladores com controlo automatizado terão também de estar prontos para tempos de resposta adaptados ao uso de hidrogénio.

Por fim, para a garantia da segurança necessária os sistemas de deteção de fugas associados às tubagens necessitarão de ser modificados para que estejam calibrados à identificação da existência de hidrogénio nas redondezas das tubagens.

Refere-se que, de forma a garantir a viabilidade técnica da introdução de gases renováveis na Rede Nacional de Distribuição de Gás os diferentes Operadores de Rede procederam ao estudo detalhado dos seus ativos, tendo verificado que as suas infraestruturas estão aptas para veicular as misturas de gases previstas nas metas nacionais. Por outro lado, será importante mencionar que diversos Operadores de Rede, como é o caso das empresas do grupo Floene, operam uma rede de tubagens construída maioritariamente em polietileno, material apto para veiculação de hidrogénio.

⁶⁸ <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2023/10/20231002-H2-Infographic-2023-Version-Revised-Final-draft-02102023-1.pdf>

2.3.2. Equipamentos de combustão

Para a introdução de percentagens de hidrogénio em largas quantidades nos equipamentos de combustão necessitar-se-ão alterações, sendo que, em diversos casos poderão mesmo ter de ser substituídos por diversas razões:

- O aumento da velocidade de chama poderá contribuir para a aproximação da mesma aos injetores de gás, sendo que em caso extremo poderá resultar num retorno de chama pondo em causa a integridade da infraestrutura. Desta forma, será necessário proceder à afinação dos injetores ou troca dos mesmos por equipamentos prontos para a queima de hidrogénio e a instalação de sistemas que eliminem este risco (válvulas antirretorno).
- A alteração do gás combustível irá resultar na modificação das condições ótimas de combustão para garantia da otimização da eficiência energética do processo. Deste modo, poderá ser necessário proceder à afinação da mistura ar-combustível em cada caso.
- A variação do poder calorífico do gás combustível com a introdução de grandes quantidades de hidrogénio irá resultar numa diminuição da taxa de entrega de energia aos diferentes processos industriais. Para a mitigação deste obstáculo, os queimadores terão de ser afinados/alterados para a viabilização do respetivo aumento de caudal ou aumento da pressão de entrada de gás.
- Sistema de combustão do ar com combustível – dada a necessidade de mitigar o provável aumento de emissão do NO_x, existe a necessidade de estudar medidas concretas para efetivar esse efeito. Poder-se-á instalar um sistema de circulação de gases de queima (FGR) para reduzir as emissões de NO_x e aumentar o caudal de ar que entra no combustor, ou aumentar a capacidade dos atuais sistemas de FGR.
- Pós combustão e tratamento dos gases de queima – Alguns dispositivos de queima direta não requerem alterações adicionais, pois os limites de emissões são mais permissivos. Quanto a equipamentos de queima indireta, os limites de emissões serão, provavelmente, mais baixos e, portanto, será necessário pensar em implementar métodos de redução de NO_x como redução catalítica seletiva (SCR). Em alguns equipamentos o sistema FGR não é suficiente para que as emissões de NO_x sejam iguais as de gás natural e então, nesses casos, será necessário implementar também método SCR. A introdução de outros métodos como o SCR ou a adição de vapor, vai estar dependente da eficácia da redução das emissões de NO_x.
- Temperatura adiabática de chama – Conforme analisado no capítulo 1.4.2.5 a temperatura adiabática de chama do hidrogénio puro é superior à do gás natural - cerca de 200 °C – desta forma, caso se pretenda proceder à integração de misturas com alto teor de hidrogénio aconselha-se ao estudo das propriedades mecânicas dos materiais que possam ser afetados pela mesma de forma a garantir a integridade estrutural do equipamento.
- Processos industriais – Apesar de com a introdução de hidrogénio numa mistura combustível se conseguir reduzir as emissões de dióxido de carbono, esta resulta na variação da quantidade de outros produtos de combustão. Conforme demonstrado na Figura 30, um dos principais pontos a ter em conta é o teor de vapor de água que, para a queima de hidrogénio puro, poderá resultar num aumento de 80% quando comparado com gás natural. Dependendo do processo produtivo, este fator poderá ter um impacto significativo – como é o caso de processos de secagem que requerem a existência de uma atmosfera seca.

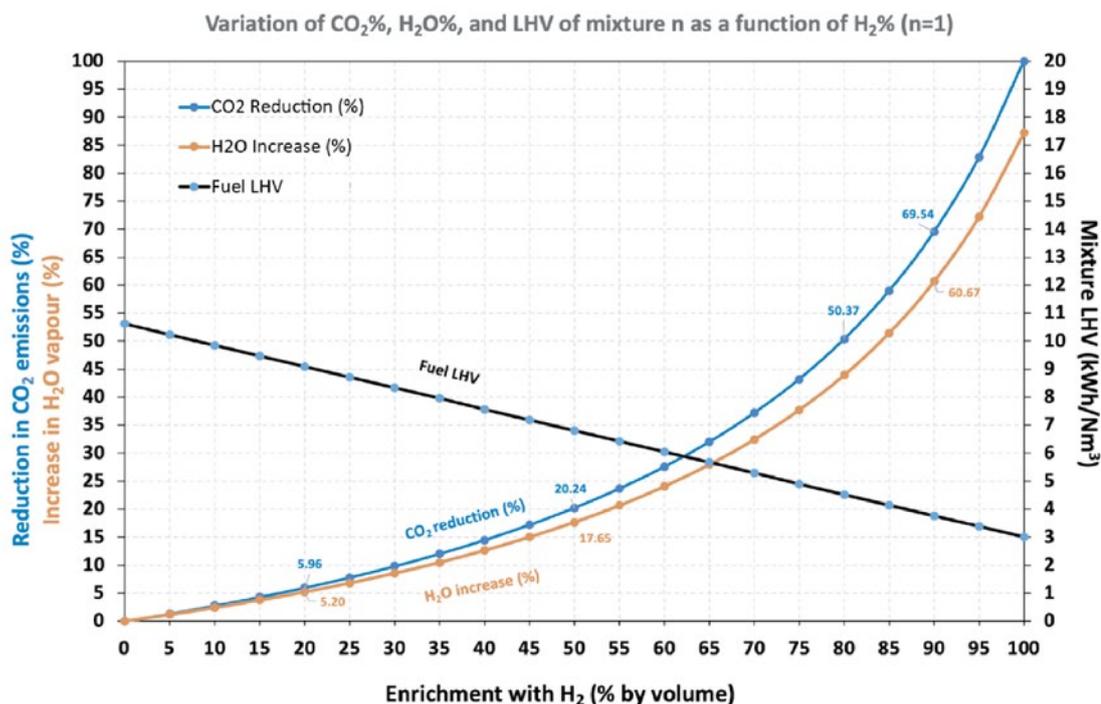


Figura 30 - Teor de vapor de água e dióxido de carbono em diferentes blends de hidrogénio com gás natural⁶⁹.

2.3.3. Equipamentos de segurança

O facto de o hidrogénio possuir limites de inflamabilidade mais latos e uma menor energia de ignição mínima que o gás natural resulta na necessidade de requisitos de segurança (ATEX) mais restritos.

- Ventiladores de tiragem induzida – Similar à distribuição do ar na combustão, os requisitos de conformidade do equipamento ATEX são mais rigorosos para o hidrogénio do que para o gás natural. Assume-se, portanto, que provavelmente todos os ventiladores de tiragem induzida terão de ser substituídos, exceto os de setores de refinaria ou químicos onde os equipamentos já estão em conformidade com normas ATEX.
- Controlo elétrico e instrumentação – Este subcomponente representa uma abordagem baseada em percentagens para a substituição de todos os outros equipamentos elétricos que possam ser abrangidos por regulamentação relativa a atmosferas potencialmente explosivas⁷⁰. Refere-se que, até 20% de H₂, não é expectável a necessidade de alteração destes componentes. No entanto, para percentagens mais elevadas de H₂ devido aos requisitos ATEX potencialmente mais rigorosos, presume-se que os sectores substituirão alguns destes equipamentos, exceto os sectores químico e de refinação.

⁶⁹ <https://www.qualicer.org/en/congress-contents/papers-to-be-presented/>

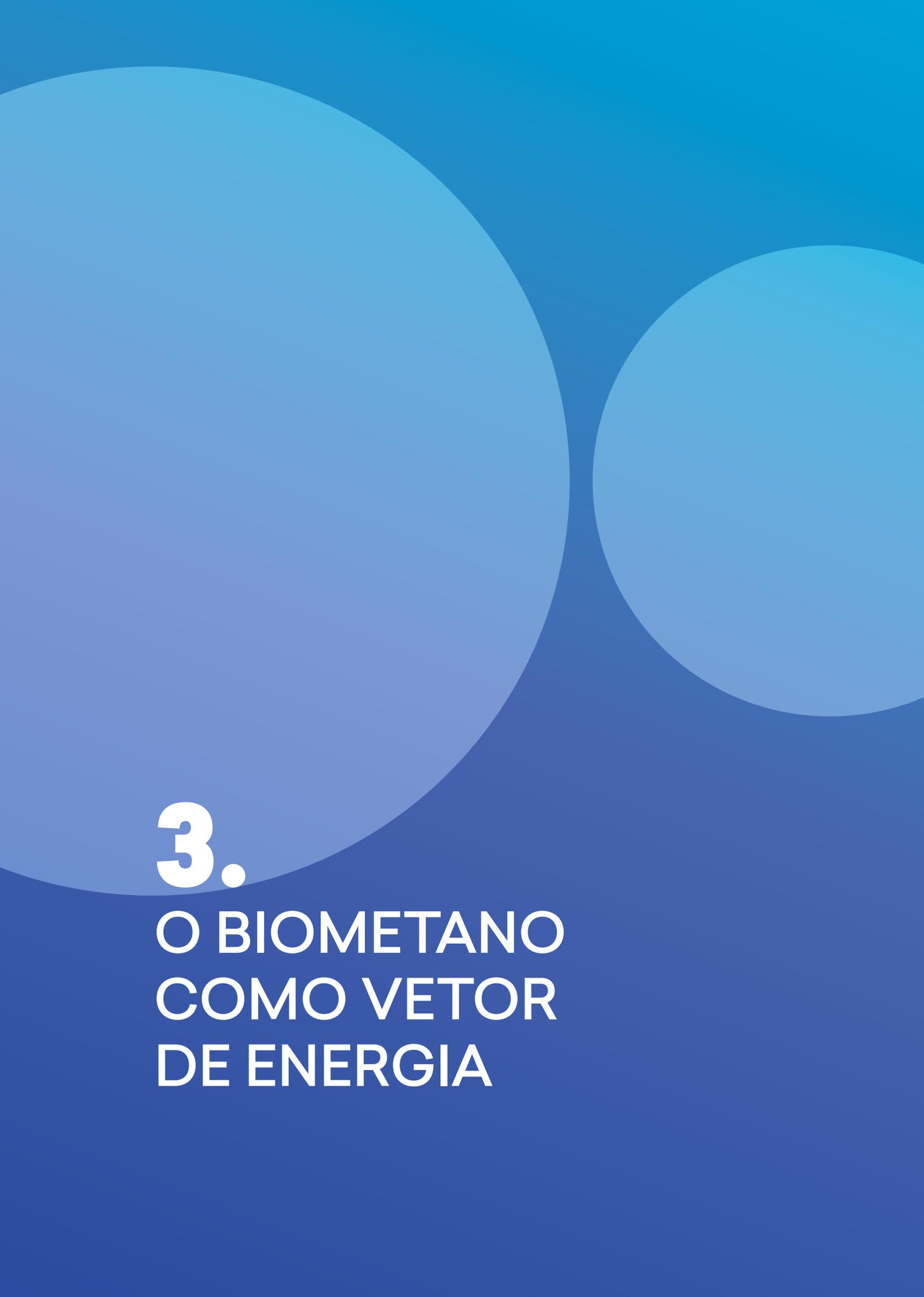
⁷⁰ As três zonas seguintes abrangem os gases, vapores e névoas perigosos:

Zona 0 - Área onde se verifica, de forma contínua ou prolongada, ou com frequência, a presença de uma atmosfera explosiva constituída por uma mistura com o ar de substâncias perigosas sob a forma de gás, vapor ou névoa.

Zona 1 - Área onde é provável, em condições normais de funcionamento, a formação ocasional de uma atmosfera explosiva constituída por uma mistura com o ar de substâncias perigosas sob a forma de gás, vapor ou névoa.

Zona 2 - Área onde não é provável, em condições normais de funcionamento, a formação de uma atmosfera explosiva constituída por uma mistura com o ar de substâncias perigosas sob a forma de gás, vapor ou névoa, mas onde, caso se verifique, essa formação será de curta duração.





3.

**O BIOMETANO
COMO VETOR
DE ENERGIA**

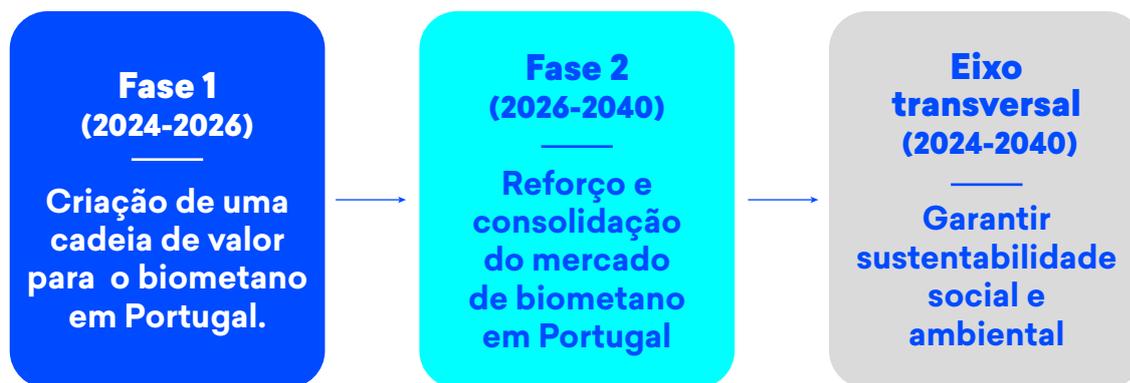
3. O biometano como vetor de energia

3.1. Importância do biometano na estratégia de descarbonização

3.1.1. Metas Nacionais

No início de 2024 o governo português lançou o Plano de Ação para o Biometano (PAB), o qual tem o objetivo de promover o mercado do biometano, reduzindo, assim, as importações de gás natural, descarbonizando a economia nacional e impulsionando a transição para uma economia neutra em carbono⁷¹. O Plano conta com três objetivos principais:

Figura 31 - Fases do Plano de Ação para o Biometano português.



Na primeira fase é pretendido acelerar o desenvolvimento da produção e consumo de biometano aliado à criação de um quadro regulatório favorável a este tipo de projetos.

Na segunda, tendo o mercado do biometano estabelecido pretende-se consolidá-lo através do aumento de escala de produção de biometano em Portugal, desenvolvendo cadeias de valor a nível regional e reforçando a investigação e inovação associadas a esta área.

Paralelamente, serão estimuladas parcerias entre diferentes atores da cadeia de valor, assegurando a sustentabilidade de toda a fileira.

⁷¹ <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc23/comunicacao/comunicado?i=plano-de-acao-para-o-biometano-ja-esta-disponivel>

3.1.2. Produção de Biometano

O biometano é um gás renovável resultante do processo de purificação do biogás. Este processo possibilita que o biometano seja utilizado de forma equivalente à do gás natural, cumprindo com as regulamentações, uma vez que o principal constituinte de ambos é o metano (CH₄). A produção do biometano pode se dar pelo processo de digestão anaeróbia (DA), gaseificação e *power-to-methane*. O processo de DA é a tecnologia com maturidade mais elevada e extensivamente aplicada em vários países da União Europeia, como a Dinamarca, Alemanha, França, Espanha e Itália, entre outros. Por outro lado, as tecnologias de gaseificação e *power-to-methane* encontram-se, neste momento, menos estabelecidas no mercado e necessitarão ainda de tempo para serem mais desenvolvidas e serem amadurecidas.

Um esquema simplificado da cadeia de valor do biometano é apresentado na Figura 32, onde se pode verificar as fases principais relacionadas com o fornecimento de matéria-prima, o processo de produção, distribuição e algumas possibilidades de aplicações.

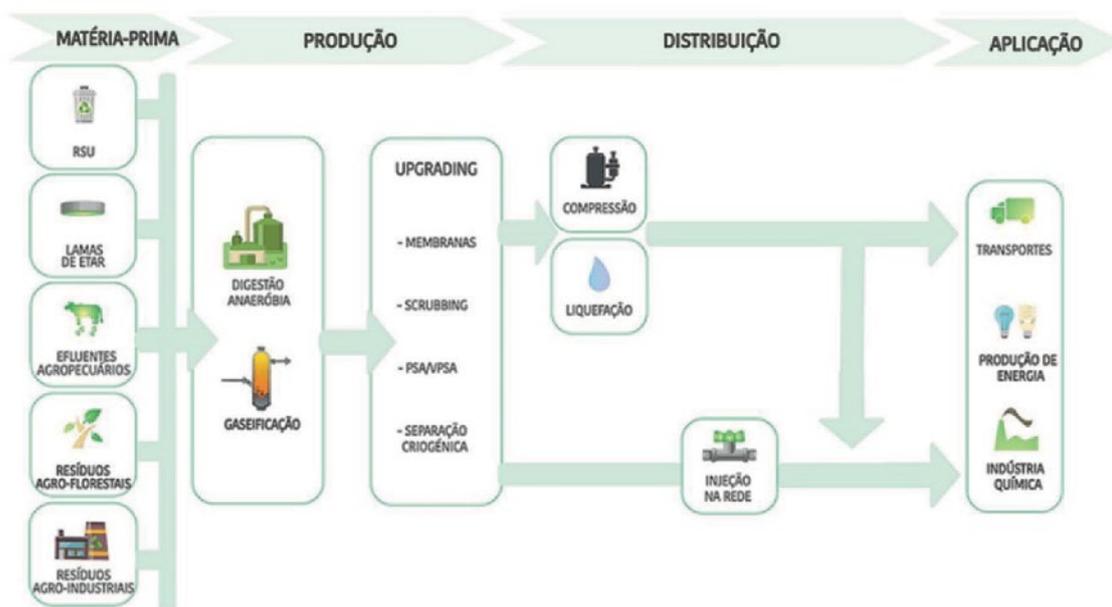


Figura 32 - Cadeia de Valor para o biometano⁷².

3.1.2.1. Digestão Anaeróbica

A DA é um processo de conversão bioquímica de materiais orgânicos, que ocorre em ambiente húmidos, na ausência de oxigénio e condições específicas de pH e temperatura, na presença de grupos de microrganismos metabolicamente ativos. Conforme apresentado na Figura 33, o processo de DA é dividido em 4 fases: hidrólise, acidogénese, acetogénese e metanogénese, nas quais diferentes grupos de microrganismos atuam na degradação do material orgânico, contribuindo para a sua transformação em compostos orgânicos mais simples até à formação do metano. O processo de DA além de produzir biometano, também tem como subproduto o digerido que é passível de ser utilizado como corretivo orgânico, respeitando as regulamentações para a sua aplicação, e possui valor comercial como biofertilizante após os tratamentos apropriados.

⁷² <https://www.lneg.pt/wp-content/uploads/2024/01/Plano-de-Acao-para-o-Biometano-vpdf.pdf>.

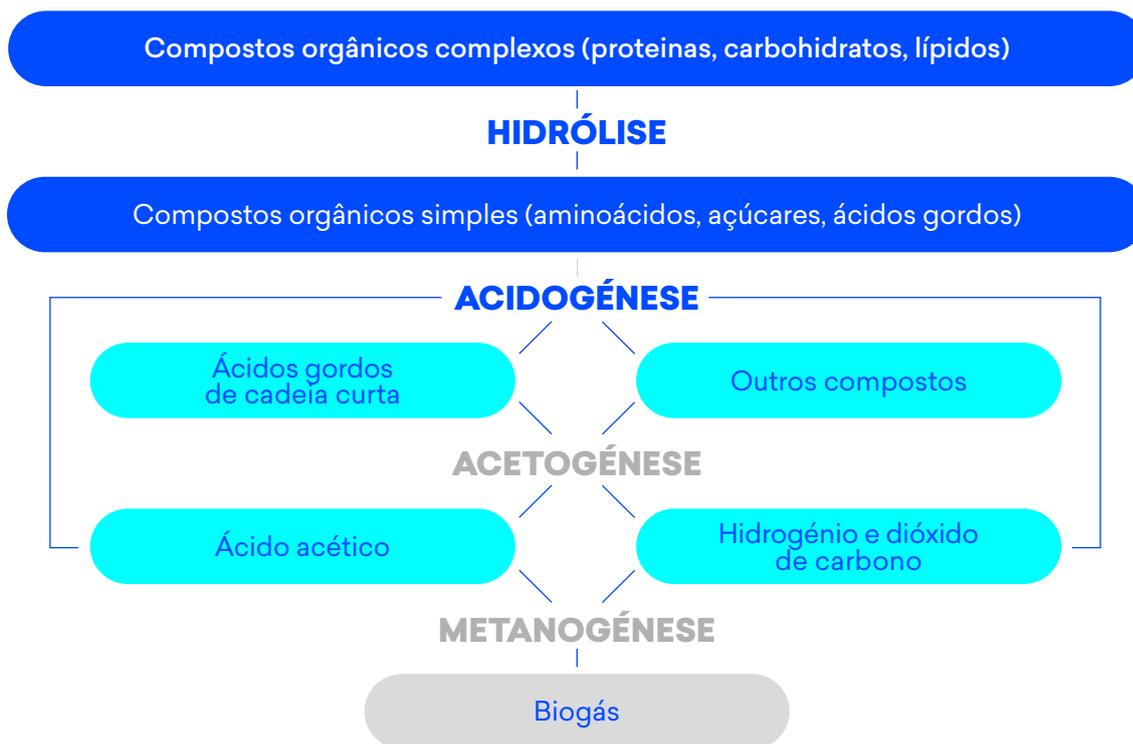


Figura 33 - Fases do processo de digestão anaeróbia⁷³.

3.1.2.2. Gaseificação

A gaseificação da biomassa é um processo de conversão termoquímica que ocorre em temperaturas elevadas, acima de 700 °C, por meio de uma sequência complexa de reações químicas, até à obtenção do biogás ou gás de síntese. A gaseificação é mais indicada para materiais com baixo teor de humidade, como os lenhocelulósicos (exemplo: madeiras), devido a sua lenta decomposição biológica.

3.1.2.3. Power-to-methane

O *power-to-methane* consiste na utilização de dióxido de carbono biogénico⁷⁴ e de hidrogénio verde para a obtenção de biometano e pode ser uma alternativa futura promissora para a descarbonização da economia nacional.

3.1.3. Perspetivas de uso do biometano

De acordo com o PAB, a criação de um mercado do biometano em Portugal deve focar-se em cinco setores estratégicos quanto ao fornecimento de matérias-primas para acelerar o seu desenvolvimento, nomeadamente, a fração orgânica dos resíduos sólidos urbanos, águas residuais, agricultura, pecuária e agroindústria. O foco inicial para a produção do biometano deve ser na reconversão da produção de biogás já existente para biometano e no investimento em novas unidades de biometano em regiões de interesse.

⁷³ Tecnologias de produção e uso de biogás e biometano, 2018.

⁷⁴ CO₂ biogénico tem origem num processo industrial que utiliza algum tipo de biomassa

O potencial de implementação do biometano a partir da DA com base nas matérias-primas dos setores estratégicos citados, é estimado em cerca de 2,7 TWh para 2030, permitindo a substituição de até 9,1% do consumo de gás natural previsto para o mesmo ano. Em 2040 a produção de biometano poderá atingir 3,1 TWh através da DA, e considerando novas tecnologias como a gaseificação e o *power to methane*, a produção poderá alcançar 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.

Para a obtenção do biometano a partir do biogás é necessária uma etapa de limpeza, para remoção de impurezas como H₂S, NH₃, siloxanos e compostos halogenados, além da humidade, e uma etapa de purificação ou *upgrading*, para a remoção do CO₂, aumentando assim a concentração de CH₄. As principais tecnologias de *upgrading*, a nível europeu segundo o PAB, são a separação por membranas (47% do total de instalações), lavagem com água (17%), lavagem com aminas (12%) e adsorção com modulação de pressão ou modulação de pressão a vácuo (PSA/VPSA). A Tabela 2 apresenta dados comparativos das diferentes tecnologias de *upgrading*, a qual deve ser selecionada em função dos requisitos de purificação do biometano final e dos custos envolvidos.

Tabela 2 - Tecnologias de *upgrading* de biogás⁷⁵

Parâmetro	Tecnologias de <i>upgrading</i> do biogás			
	Membranas	Lavagem com água	Lavagem com aminas	PSA/VPSA
Capacidade típica de unidades [Nm ³ /h biometano]	50-1200	200-1200	400-2000	50-1200
Energia elétrica consumida (kWh/Nm ³ biometano)	>0,42	0,46	0,27	<0,427
Energia térmica consumida (kWh/Nm ³)	-	-	0,65	-
Temperatura (°C)	-	-	110-160	-
Pressão (bar)	>10	5-10	0,1-4	4-8
Perdas de metano (%)	<1,5	<2	<0,1	<0,5
Metano recuperado (%)	98,5	>98	>99,9	>99,5
Limpeza do gás	Sim	Sim	Sim	Sim

A utilização do biometano possibilita uma redução do consumo de gás natural e consequentemente das suas importações, diminuindo a dependência externa, além de reduzir as emissões de carbono, contribuindo para as metas nacionais de descarbonização, o que se traduz em valor económico. Os benefícios ambientais e económicos a serem promovidos pelo biometano apresentados na Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, podem ser verificados na Tabela 3.

⁷⁵ Plano de Ação para o Biometano

Tabela 3 – Benefícios ambientais e económicos promovidos pelo biometano

Benefício	2030	2040
Potencial de implementação de biometano [TWh]	2,72	5,57
Redução do consumo de gás natural (referente ao consumo 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.

E para um fecho do ciclo da economia circular, o digerido oriundo da DA pode ser utilizado no solo como biofertilizante e corretivo orgânico, levando à redução do uso de fertilizantes químicos, com uma redução dos custos de importação destes e redução das emissões de CO₂ associadas com a sua produção e transporte, contribuindo para o desenvolvimento de sistemas de economia circular mitigando o desperdício de recursos.

Refere-se ainda que o biometano tem ainda a capacidade da geração negativa de emissões, pela aplicação de práticas na produção da matéria-prima que podem resultar na acumulação de carbono orgânico no Solo. Para além disso, através do processo de *upgrading* do biogás gera-se CO₂ biogénico que poderá ser reaproveitado para diferentes processos como a recombinação com hidrogénio renovável para a produção de biocombustíveis, contribuindo ativamente para a circularidade de todo o processo de produção de biometano.

Tabela 3 - Composição típica do biogás, biometano e gás natural⁷⁶

Composição do gás	Biogás [%]	Biometano [%]	Gás Natural [%]
Metano	50 - 75	94 - 99,9	93 - 98
Dióxido de Carbono	25 - 45	0,1 - 4	1
Azoto	<2	<3	1
Oxigénio	<2	<1	-
Hidrogénio	<1	vestígios	-
Ácido sulfídrico [ppm]	20 - 20000	<10	-
Amoníaco	vestígios	vestígios	-
Etano	-	-	<3
Propano	-	-	<2
Siloxanos	vestígios	-	-
Água	2 - 7	-	-
Poder Calorífico Inferior [MJ/m ³]	16 - 28	36	37 - 40

⁷⁶ Plano de Ação para o Biometano

3.2. Propriedades e características do biometano

O biometano, tal como o nome indica, é constituído quase na sua totalidade por metano. Na Tabela 3 são apresentadas as composições do biogás, biometano e gás natural de forma a se demonstrar as principais diferenças.

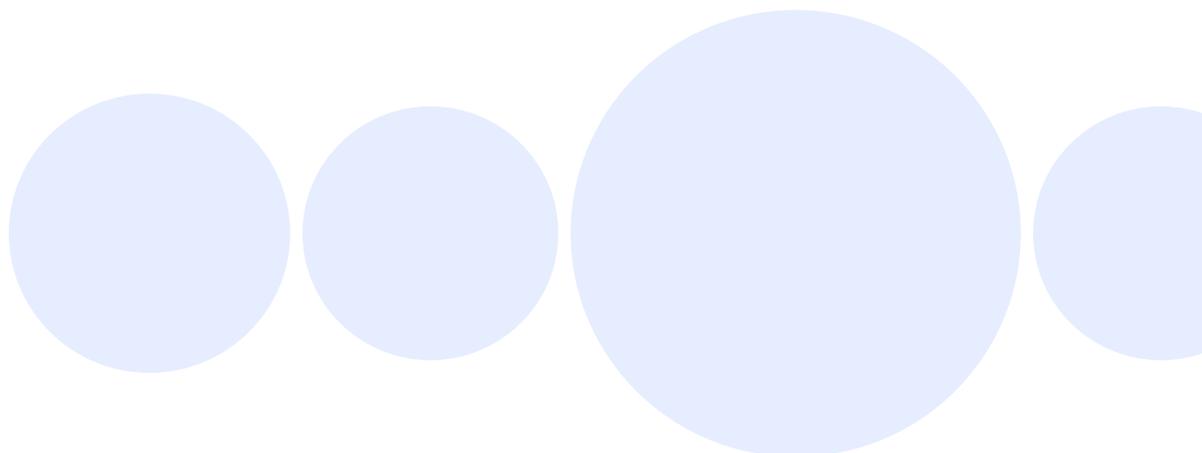
O biometano é um gás intermutável com o gás natural. Deste modo, a sua introdução na rede não irá representar quaisquer necessidades de alterações aos ativos existentes atualmente. As propriedades precisas do biometano dependerão da sua composição, o mesmo se pode dizer do gás natural, dada a variabilidade das suas possíveis composições, em função da proveniência geográfica. Ainda assim, é de referir, que a composição do gás natural e do biometano é equivalente em mais de 90%, uma vez que ambos os gases possuem mais de 90% de metano na sua composição. Portanto, propriedades como as analisadas na secção anterior para o hidrogénio, não terão tanto relevo nesta secção.

Sabe-se que o biometano é intermutável com o gás natural dada a proximidade dos valores do índice de Wobbe (ligeiramente inferior) e da densidade relativa.

Os limites de inflamabilidade do gás natural estão muito dependentes daqueles que são os do metano e o mesmo se pode dizer dos do biometano e, portanto, não apresentará um risco incrementado no seu uso.

O poder calorífico será ligeiramente inferior no caso do biometano dado que na sua composição possui apenas o metano como hidrocarboneto, ao contrário do gás natural que possui mais hidrocarbonetos em pequena quantidade na sua composição para além do metano, como o etano.

Por último, é ainda importante mencionar que o biometano apresenta uma composição bastante distinta do biogás, sendo que, este ir-se-á encontrar purificado antes da sua injeção na rede de gás. Deste modo, garante-se que não haverá contaminantes presentes na sua constituição.



3.3. Requisitos associados à utilização do biometano

O biometano, tal como já foi referido, é bastante semelhante em características ao gás natural, dado que ambos partilham um alto teor de metano na sua composição (maioria dos casos >90% de metano). O biometano é, inclusive, intermutável com o gás natural, o que significa que, em teoria, ambos se podem substituir reciprocamente. O biometano começou a ganhar destaque na década de 1990, quando as tecnologias de purificação do biogás se desenvolveram para produzir biometano com alta percentagem de metano, tal como o gás natural. A Alemanha foi um dos países pioneiros na utilização do biometano, com o seu primeiro projeto comercial lançado em 2006. Atualmente o biometano e as tecnologias associadas já estão bastante difundidas nos países nórdicos da Europa. Importante, ainda assim, notar que o biogás, predecessor do biometano, continua a ter bastante maior expressão que o biometano em termos de produção na Europa⁷⁷. O biogás consiste no produto da digestão anaeróbica sem o processo de *upgrading* do gás que permite ter uma concentração muito alta de biometano na sua composição. O biogás possui em torno de 45% a 75% de metano na sua composição mais dióxido de carbono e outros compostos. O biogás começou a ganhar algum fôlego no século XX, com a primeira metade deste período marcada por desenvolvimentos e investigação na área. Na segunda metade do século, após as duas guerras mundiais e o surgimento da década de 70, onde houve uma crise energética devido à escassez de petróleo, o desenvolvimento tecnológico e o interesse na digestão anaeróbica permitiram o desenvolvimento de novas estações de produção de biogás. A China é um bom exemplo da adoção em escala massiva da tecnologia de digestão anaeróbica nesta década. A Alemanha foi o primeiro país do mundo a criar as tarifas *feed-in* para apoiar a expansão da tecnologia, também na década de 70.

A adaptação do biometano a equipamentos industriais operantes com gás natural é, portanto, não apenas possível, assim como as alterações necessárias ao funcionamento serão mínimas ou nenhuma⁷⁸.

⁷⁷ <https://bioenergyinternational.com/europe-sees-20-increase-in-biomethane-production-eba/>

⁷⁸ <https://www.mdpi.com/2673-4141/2/3/16>

3.3.1. Controlo do sistema de combustão

O biometano, embora sendo bastante semelhante ao gás natural em composição, poderá ter ligeiras diferenças no seu valor calorífico, assim como noutras propriedades de combustão. Isto pode afetar pontualmente a relação ar-combustível ideal. Sabe-se que provavelmente o índice de Wobbe será inferior no caso do biometano e, nestes casos, o ajuste da relação ar-combustível poderá passar por diminuir o rácio ar-combustível.

A necessidade de ajustes à utilização do Biometano não é imperiosa, estando mais relacionada com uma otimização do processo para operação com maior eficiência. A solução para a adaptação dos equipamentos de queima dependerá sempre das condições de operação de cada sistema, nomeadamente do produto final e da influência que o processo de queima tem no processo em questão. Haverá sistemas nos quais não serão necessárias alterações. Em sistemas em que as propriedades de combustão podem-se desviar mais do caso ideal, como processos a temperaturas mais altas, um ajuste nos sistemas de controlo da combustão para ajustar o rácio ar-combustível poderá ser necessária. Isto pode envolver a reprogramação de controladores ou o ajuste de configurações nos sistemas de gestão da combustão existentes⁷⁹.

3.3.2. Queimadores e bicos de combustão

As diferenças nas características da chama entre biometano e gás natural são diminutas, mas ainda assim, estas podem afetar a queima ótima. O *retrofit* dos queimadores pode ser feito para atuar com uma gama mais vasta de composições de gás. Isto pode incluir a instalação de queimadores ajustáveis que possam otimizar a forma e estabilidade da chama para diferentes propriedades do combustível⁸⁰.

3.3.3. Conclusão

A transição do biometano em equipamentos industriais de combustão é viável e a requerer modificações, estas são mínimas. Se a qualidade do biometano abastecido ao consumidor final for estável e consistente, poderão apenas ser necessário alguns ajustes ligeiros ao sistema e configuração da combustão para facilitar a transição suave de combustíveis, aproveitando a infraestrutura toda existente de transporte e abastecimento para garantir uma transição energética sustentável em termos ambientais e económicos.

⁷⁹ <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/2/839>

⁸⁰ <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/2/839>





4.

**INFORMAÇÃO
COMPLEMENTAR**

4. Informação complementar

4.1. Informação sobre a Floene

Presença geográfica dos Operadores de Rede do grupo Floene

A Floene gere as empresas concessionárias e licenciadas responsáveis pela exploração das redes de gás em 9 das 11 concessões regionais, existentes em Portugal. As 9 concessões abrangem 176 municípios de Portugal continental, dos quais 106 já se encontram atualmente com rede de distribuição de gás.

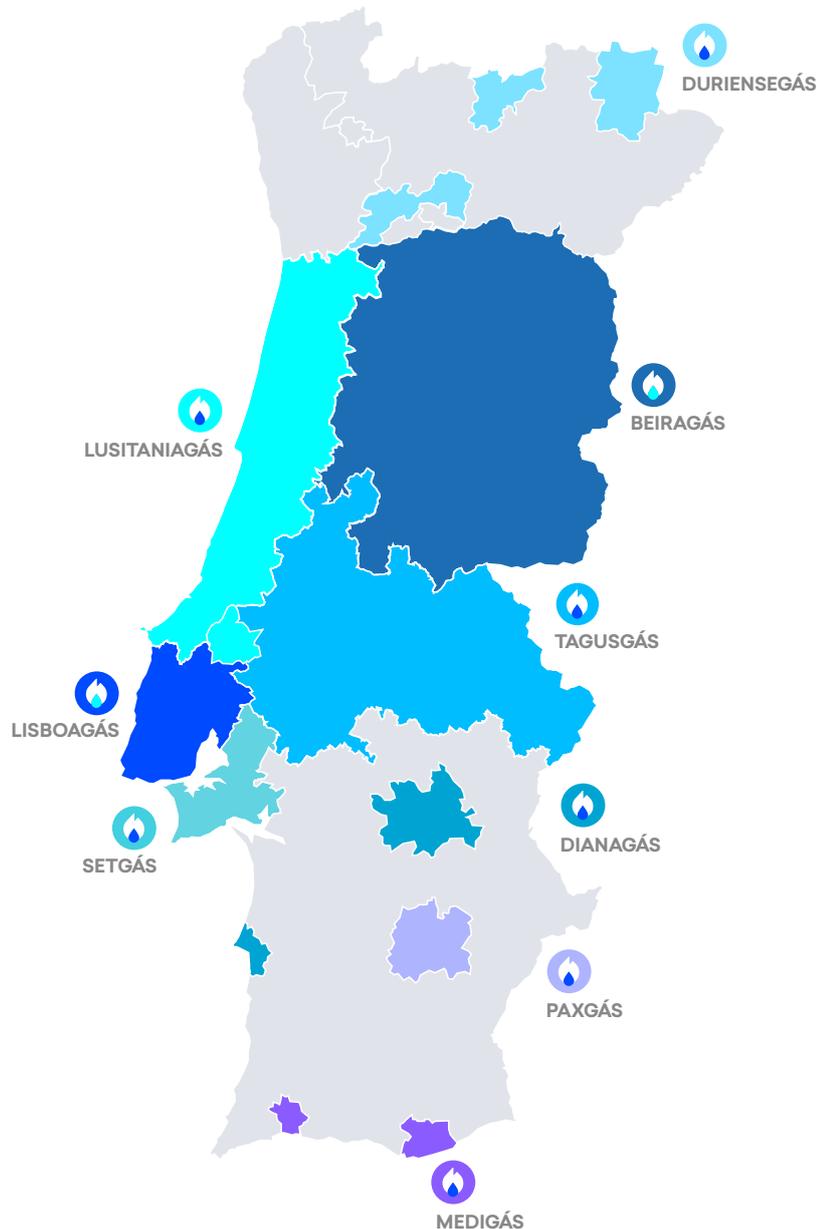


Figura 34 - Empresas concessionárias geridas pela Floene

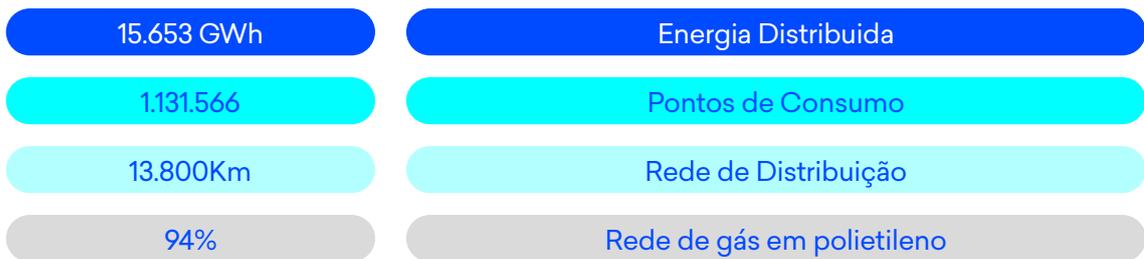
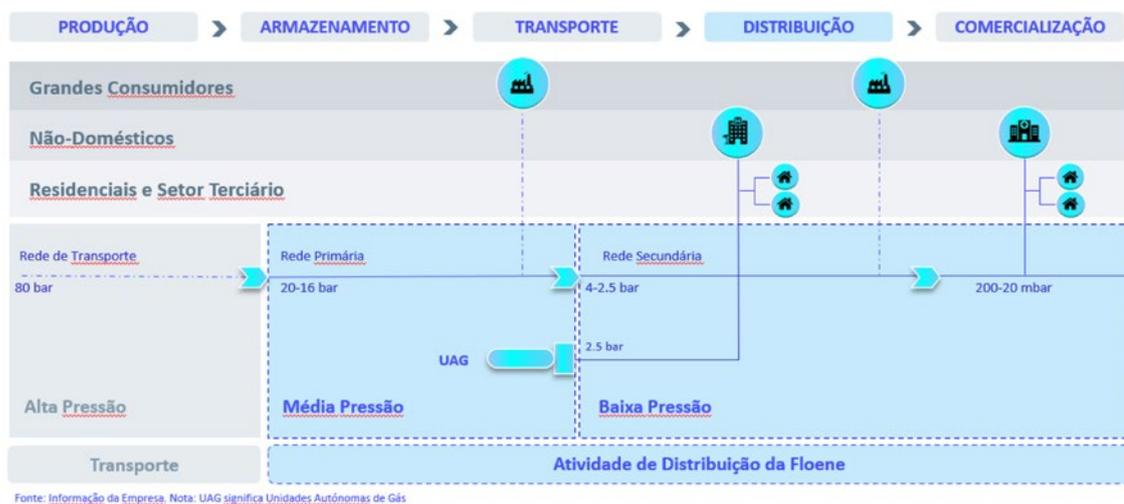


Figura 35 - Indicadores da Floene (2023)

Posição na cadeia de valor do Sistema Nacional de Gás

Os ORD do grupo Floene, desenvolvem a atividade de distribuição de gás, nas respetivas áreas de concessão, gerindo as infraestruturas de gás em função da sua tipologia e respetivo segmento de mercado a abastecer, conforme infografia seguinte (a azul).



Para mais informação poderá consultar o site institucional através do endereço www.floene.pt

4.2. FAQ

4.2.1. O que são gases renováveis?

De acordo com a diretiva europeia (EU) 2018/2001 os gases renováveis são definidos de acordo com os exemplos da Tabela 4.

Tabela 4 – Definição de gases renováveis de acordo com a diretiva (EU) 2018/2001⁸¹

	Definição no Artigo 2	Limiar de redução de emissão de gases de efeito estufa	Exemplos de matéria-prima utilizada para produção	Exemplos de origem do gás
Hidrogénio com baixo teor de carbono	Hidrogénio cujo conteúdo energético é derivado de fontes não renováveis e que cumpre um limiar de redução de emissões de gases com efeito de estufa (GEE) de 70%.	70%; Não há especificação sobre o comparador utilizado para calcular a redução de GEE.	Matérias-primas não renováveis, incluindo combustíveis fósseis e energia nuclear.	Hidrogénio produzido a partir de matérias-primas não renováveis.
Gás com baixo teor de carbono	Parte dos gases combustíveis em combustíveis de carbono reciclado, conforme definido no Artigo 2, ponto (35) da Diretiva (UE) 2018/2001, hidrogénio de baixo carbono e combustíveis gasosos sintéticos cujo conteúdo energético é derivado de hidrogénio de baixo carbono e que cumprem um limiar de redução de emissões de GEE de 70%.	70%; Não há especificação sobre o comparador utilizado para calcular a redução de GEE.	Matérias-primas não renováveis, incluindo combustíveis fósseis e energia nuclear; Carbono reciclado, como plásticos.	Hidrogénio e metano sintético produzido a partir de gás fóssil ou carvão; Metano sintético produzido a partir de plásticos reciclados.

(Continua)

⁸¹ Yuanrong Zhou e Chelsea Baldino (2022), Defining low-carbon gas and renewable gas in the European Union

(Continuação)

	Definição no Artigo 2	Limiar de redução de emissão de gases de efeito estufa	Exemplos de matéria-prima utilizada para produção	Exemplos de origem do gás
Gás Renovável	<ul style="list-style-type: none"> • Biogás conforme definido no Artigo 2, ponto (28) da Diretiva 2018/2001, incluindo biometano, e combustíveis gasosos renováveis parte de combustíveis de origens não biológicas (RFNBOs) conforme definido no Artigo 2, ponto (36) dessa Diretiva. 	O Artigo 8 da proposta de Diretiva afirma: “Os gases renováveis serão certificados de acordo com os Artigos 29 e 30 da Diretiva (UE) 2018/2001”: <ul style="list-style-type: none"> • 50%-65% de redução de GEE para biogás consumido no setor dos transportes, em comparação com um comparador fóssil de 94 gCO_{2e}/MJ. • 70%-80% de redução de GEE para biogás consumido noutros setores, em comparação com um comparador fóssil de 94 gCO_{2e}/MJ. • Não há limiar de GEE para RFNBOs. 	Biomassa; Energia renovável não biológica, como eletricidade renovável.	Biometano e hidrogénio produzidos a partir de biomassa; Hidrogénio e metano sintético produzido a partir de eletricidade renovável.

4.2.2. O que é o *blending*? Quais as suas vantagens?

O termo *blending* corresponde ao ato de mistura. No contexto dos gases renováveis e da rede de gás, o termo *blending* compreende a injeção de gases renováveis na rede de gás, a atual infraestrutura, e a sua mistura com gás natural em circulação. O *blending* pode compreender diferentes tipos de misturas com as mais variadas composições de gases e concentrações. Exemplos de aplicação do *blending*, são, por exemplo, os planos nacionais e internacionais que existem para a injeção e mistura de hidrogénio (até 20%) na rede de gás. As vantagens do *blending* são a possibilidade de descentralizar a indústria do gás, permitindo a criação de diversos centros produtores de gases renováveis em diferentes regiões onde os recursos renováveis poderão ser mais prósperos e permitir a redução das emissões de carbono associadas ao consumo final do gás.

4.2.3. Vou consumir mais gás com a utilização dos gases renováveis?

Em termos volumétricos, o consumo de gás, muito provavelmente, aumentará, dado que, pelo menos o hidrogénio é menos denso energeticamente por unidade de volume que o gás natural. Portanto, para suprir as mesmas necessidades energéticas, o consumo de gás deverá aumentar.

4.2.4. Quais são os benefícios sociais da utilização de gases renováveis?

Os benefícios sociais dos gases renováveis estão sobretudo ligados com a diminuição de emissões de gases de efeito estufa e um bom contributo para a melhoria do estado geral do ambiente e, para além, disso o impacto económico positivo com a geração de novos empregos associados à criação de uma nova atividade económica.

Os gases renováveis contribuem também para uma diversificação do uso de fontes de energia e reduzem a independência de combustíveis fósseis importados, visto que são de carácter endógeno e são produzidas localmente. Isto aumenta a resiliência e segurança do sistema de abastecimento energético nacional contra flutuações de mercado ou tensões geopolíticas.

No caso do biometano, utilização de resíduos para produção de gases renováveis contribui para uma gestão mais sustentada e facilitada de recursos e contribui com incentivos às comunidades agrícolas por fornecerem os seus resíduos. Estas podem ser ressarcidas economicamente pelos seus resíduos e até, podem ter acesso a um dos subprodutos, o digestato, da digestão anaeróbica que pode ser usado como fertilizante.

4.2.5. A existência de gases renováveis no *mix* de gás vai aumentar o custo da minha fatura de gás?

Os preços dos gases renováveis não estão ainda completamente estabelecidos, mas os esforços vão no sentido de os tornar competitivos com os vetores energéticos atualmente vigentes. Nesse sentido, e como já foi referido no ponto 4.15, os mais diversos leilões, fundos e subsídios têm sido lançados pelos diversos governos nacionais e pela comissão europeia para que a produção, transporte e consumo dos gases renováveis possa ser competitiva com outros vetores energéticos. No fundo, o interesse é o de que estes mecanismos de financiamento atuem como um apoio aos produtores para que os preços sejam competitivos.

De referir que os resultados do último e transato leilão europeu, em que dois projetos portugueses garantiram financiamento, o apoio à complementaridade de custos para tornar o hidrogénio foi baixo, quer isto dizer que a evolução dos projetos de gases renováveis se encontra em curso e nos próximos anos, estão asseguradas as mais diversas formas de financiamento para assegurar a viabilidade económica tanto dos projetos de produção como do ponto de vista do consumo, impedir flutuações abruptas ou sequer significantes nos preços.

4.2.6. A utilização de gases renováveis na minha rede de gás é segura?

A utilização de gases renováveis na rede de gás é segura, assim como o seu abastecimento e utilização pelo consumidor final. O RQS que regula os parâmetros de qualidade do gás que circula na rede de gás foi atualizado e existem novos valores de propriedades do gás que devem ser respeitados para que os gases possam ser injetados na rede. Para além disso, encontra-se em curso um processo de certificação da rede de gás de transporte e de distribuição para assegurar que esta está apta para funcionar com misturas de hidrogénio de até 10% e 20%, respetivamente.

4.2.7. Que métodos de produção de hidrogénio existem?

Existem diferentes métodos para a produção de hidrogénio, conforme demonstrado na Figura 36 - Métodos de produção de hidrogénio. Atualmente, o hidrogénio é maioritariamente produzido através de combustíveis fósseis sendo o principal o gás natural, representado cerca de 62% da produção mundial de hidrogénio, seguido do carvão com cerca de 21%.

Estima-se que a produção de hidrogénio em 2022 tenha rondado as 95.000.000 toneladas. Destes cerca de 100.000 toneladas foram produzidas através de eletrólise, sendo que foi registado um aumento de 35% comparado com 2021.⁸²

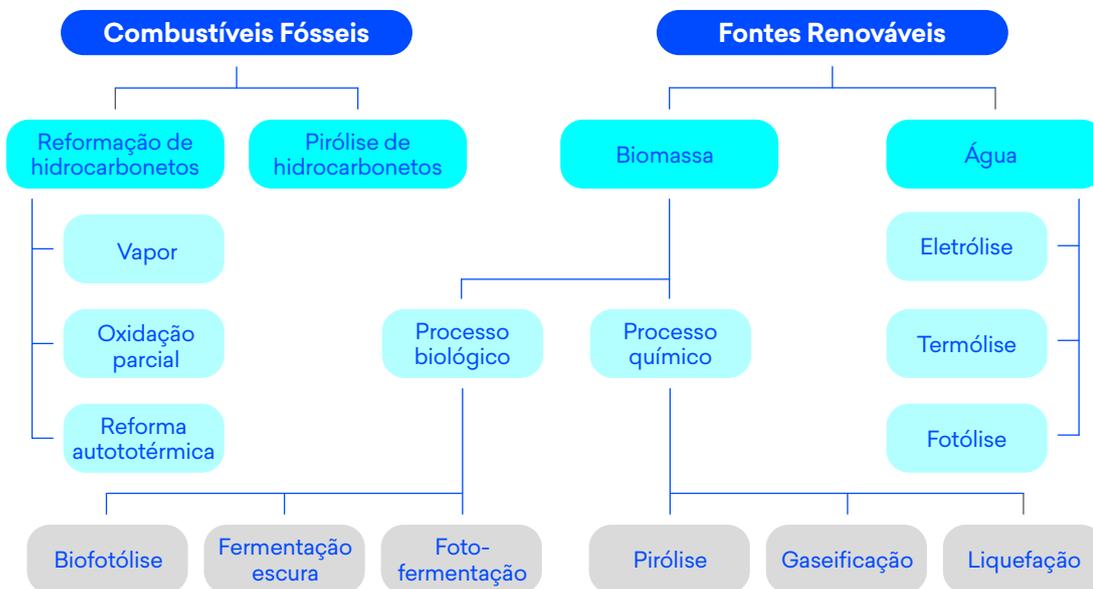


Figura 36 - Métodos de produção de hidrogénio

Nas diversas publicações e comunicações relacionadas com os projetos de hidrogénio são mencionados, regularmente, diferentes métodos de produção de hidrogénio e as respetivas cores para a caracterização do gás. Estas não se referem a diferentes tipos de hidrogénio tendo em conta a sua composição ou propriedades físico-químicas, mas sim ao método pelo qual este é obtido e as emissões de carbono resultantes do mesmo.

Na Figura 37, podem-se observar alguns métodos diferentes de produção de hidrogénio, assim como as respetivas cores associadas.

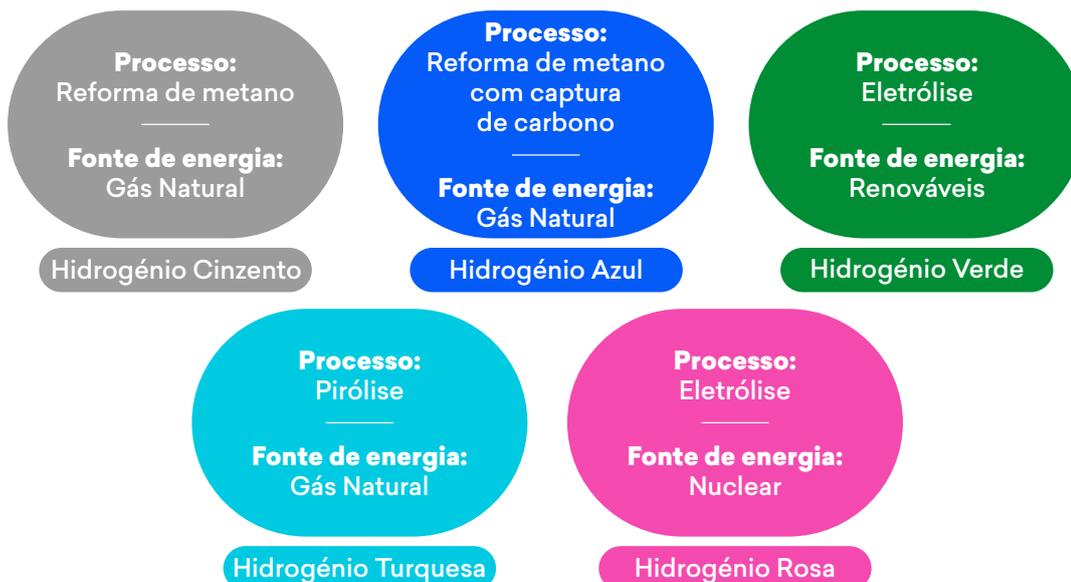


Figura 37 - Cores do Hidrogénio.

⁸² Dados retirados de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>

Apesar destas permitirem perceber o processo de produção do hidrogénio e respetivas estimativas de emissões de carbono, por vezes podem dificultar a perceção da qualidade e impacto de um determinado gás a adquirir.

Desta forma, a União Estabeleceu que para o hidrogénio ser considerado renovável (equivalente a hidrogénio verde) este teria de representar emissões de dióxido de carbono inferiores equivalente a 10g por MJ de energia.

4.2.8. O hidrogénio também pode ser produzido por biomassa?

O hidrogénio pode ser produzido através de diferentes métodos, tanto através de fontes fósseis, como através de fontes renováveis, como é o caso do método de produção a partir da biomassa. Para se produzir hidrogénio a partir da biomassa, é necessário proceder ao método de gaseificação. A biomassa é secada para reduzir o seu teor de humidade, de seguida, procede-se à sua pirólise, em que a biomassa é aquecida na ausência de oxigénio, este processo permite a decomposição térmica da biomassa em syngas (gás de síntese). O syngas é composto por hidrogénio, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano e outros hidrocarbonetos leves. Por fim, procedem-se a processos de filtragem e purificação para se obter o hidrogénio puro.

4.2.9. Quais são os últimos desenvolvimentos tecnológicos para a produção de hidrogénio?

O hidrogénio, sabe-se, desde que os planos internacionais da sua implementação e disseminação surgiram, reavivou também muito trabalho de pesquisa em torno dos métodos de produção e de outros pontos da cadeia de valor do hidrogénio. Um dos últimos desenvolvimentos tecnológicos na produção de hidrogénio são os eletrolisadores sem membrana. Sabe-se que a membrana do eletrolisador é composta por alguns dos materiais mais caros que compõem o eletrolisador, alguns deles metais raros cujos recursos são bastante limitados e não facilmente acessíveis. Um exemplo de um eletrolisador sem membrana é o de um sistema que efetua a separação dos gases, hidrogénio e oxigénio, através de separação criogénica. O método é escalável e é disponível com materiais que podem ser reutilizados ou reciclados no final de vida⁸³. Estes eletrolisadores com separação criogénica estão já em fase avançada de testes e há já um planeamento da empresa que os comercializa para que em 2025 possam já ser instalados em projetos da escala do megawatt⁸⁴. Ainda assim, de referir que a maioria dos eletrolisadores sem membrana, apesar de eficientes em custo e de prometerem um potencial bastante relevante para a produção do hidrogénio, estão ainda em fase embrionária de desenvolvimento.

4.2.10. O hidrogénio produzido através do biometano é considerado verde?

Sim, o hidrogénio produzido a partir de biometano é considerado verde, se o biometano for produzido a partir de fontes renováveis. A produção de hidrogénio é feita a partir da reforma a vapor do biometano e visto que a matéria-prima utilizada, o biometano, é considerado renovável, então também o hidrogénio obtido será considerado renovável.

⁸³ <https://www.cph2.com/technology/>

⁸⁴ <https://www.pv-magazine.com/2024/05/30/clean-power-hydrogen-launches-membraneless-electrolyzers/>

4.2.11. As atuais infraestruturas de gás natural são compatíveis com misturas de hidrogénio com gás natural?

A atual infraestrutura de gás natural é compatível com misturas de hidrogénio e gás natural. É importante referir que a atual infraestrutura é relativamente recente e a vasta maioria dos materiais existentes na rede, determinados aços e polietileno, estão prontos para a introdução de hidrogénio, em alguns casos, até aos 100%. De qualquer das maneiras, deve-se deixar a nota de que se encontram em curso, processos de certificação da rede de transporte para a introdução de até 10% de hidrogénio em volume na rede e da rede de distribuição para a introdução de até 20% de hidrogénio em volume, valores de injeção compatíveis com aquelas que são as ambições nacionais e internacionais de injeção de hidrogénio na rede de gás. O regulamento de qualidade e serviço da rede já foi, no entanto, atualizado para convencionar os limites de propriedades e qualidade da mistura de gases a circular na rede para que a sua segurança e operação continue a ser assegurada.

4.2.12. As misturas de hidrogénio com gás natural podem ser usadas no aquecimento doméstico?

Segundo o standard europeu EN 437:2003+A1 que tem como missão a harmonização de diferentes gases de teste para utilização em equipamentos como esquentadores domésticos a gás até 300 kW, a utilização de misturas de até 23% de hidrogénio será segura, dado que um dos gases de teste utilizados para o ensaio destes equipamentos tem até 23% de hidrogénio na sua composição. Apesar desse facto estes testes não significam necessariamente a certificação dos equipamentos para o funcionamento regular para estas percentagens de hidrogénio. No entanto, dado não se convencionar que as misturas de gás natural com hidrogénio circulem, em algum momento, com mais do que 20% de hidrogénio em volume, transmite a segurança de que não é expectável que os mesmos tenham alterações ao seu comportamento. De referir também que a norma excetua situações em que o equipamento é montado no local de trabalho ou se o *design* for modificado para acomodar pretensões do consumidor final.

4.2.13. Existem projetos que envolvam a mistura de hidrogénio com gás natural e estejam atualmente em operação?

Existem diferentes projetos cujo principal objetivo foi o estudo da viabilidade técnica da injeção de hidrogénio na rede de distribuição de gás. Os projetos apresentados de seguida não registaram problemas de segurança ou constrangimentos durante o seu desenvolvimento:

- GPP - Floene
- HYGRID
- HyDeploy
- H2Watt, Ameland

4.2.14. Como poderão o hidrogénio e o biometano ser armazenados?

O hidrogénio e o biometano podem ser armazenados em tanques de alta pressão, para isso são comprimidos e, posteriormente armazenados. Este tipo de aplicação é prático para mobilidade ou aplicações de pequena escala. Outra possibilidade de armazenamento é a liquefação. Estes gases podem ser liquefeitos e armazenados sob a forma líquida em tanques criogénicos (visto que as suas temperaturas de ebulição são bastante baixas, a do hidrogénio é de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ e a do biometano é de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$). Outra possibilidade de armazenamento é o armazenamento subterrâneo, utilizando formações geológicas como cavernas. Esta possibilidade prima pelas grandes capacidades de armazenamento, por norma, associadas a este tipo de estruturas.

4.2.15. Quais são os principais usos do hidrogénio atualmente?

Conforme abordado em diferentes capítulos do presente documento o uso de hidrogénio puro em diferentes indústrias não é algo inédito. Há várias décadas que este gás é empregue em processos industriais, sendo a única diferença o método de fabrico do mesmo. A título exemplificativo, este é usado na indústria química para a produção de amoníaco, a refinação de petróleo, produção de metanol ou síntese de outros compostos.

Refere-se ainda que no início do século XX, previamente à massificação do uso de gás natural diversas empresas procediam à produção de hidrogénio através do processo de eletrólise alcalina da água, um dos principais métodos de produção de hidrogénio renovável atuais.

4.2.16. Quais são os últimos desenvolvimentos tecnológicos para a produção de biometano?

A par do hidrogénio, vários esforços têm sido feitos no sentido de se poder implementar numa escala maior tecnologias de biometano. A transição para o uso de gases renováveis promete estender o aumento na pesquisa e investigação na área das tecnologias do biometano. Desenvolvimentos no processo de digestão anaeróbica têm sido feitos no sentido de a aprimorar e aumentar a sua eficiência e rentabilidade. Como se sabe a digestão anaeróbica é essencial para converter resíduos orgânicos em biogás e biometano. Técnicas como a digestão multi-estágio, co-digestão e a otimização de parâmetros como a temperatura ou o pH estão a ser refinados para aumentar a produção de metano e a estabilidade do processo⁸⁵.

O *upgrading* do biogás para biometano está também a ser alvo de pesquisa e novas melhoradas técnicas estão a ser desenvolvidas. Tecnologias avançadas de purificação, incluindo a separação por membrana, adsorção por variação da pressão e limpeza química estão a ser otimizados para obter melhores resultados de produção de biometano através do biogás.

4.2.17. Qual é a diferença entre o biometano e o biogás?

O biogás é um gás renovável produzido através da decomposição de matéria orgânica, tendo como principais constituintes metano e dióxido carbono e outros compostos em menor proporção como vapor de água, gás sulfídrico ou azoto.

⁸⁵ <https://www.europeanbiogas.eu/new-report-highlights-biomethane-ramp-up-and-best-pathways-for-full-renewable-gas-deployment/>

O biometano é um gás renovável, mas derivado do próprio biogás. Para a obtenção de biometano, o biogás é submetido a diferentes processos de tratamento com o intuito da remoção dos constituintes que não metano, garantindo uma pureza similar ao gás natural.

Apenas após a verificação da pureza do biometano e emissão da respetiva garantia de origem é que este poderá ser injetado na rede de distribuição certificando assim que não se porá em causa algum processo produtivo ou os seus equipamentos.

4.2.18. Quais são as principais matérias-primas para produção do biometano?

O biometano é produzido através da purificação do biogás que, por sua vez, é obtido através de matéria orgânica. No caso da digestão anaeróbica, as principais fontes incluem resíduos agroindustriais, como dejetos de animais ou resíduos agrícolas, resíduos sólidos urbanos, águas residuais ou resíduos da indústria alimentar, como resíduos de matadouros ou de processamento de alimentos. No caso da gaseificação, os resíduos estão ligados mais a biomassa sólida, como resíduos agrícolas, florestais ou resíduos sólidos urbanos.

4.2.19. Qual o impacto ecológico da produção de biometano?

O impacto mais imediato e direto da utilização do biometano é a redução das emissões de gases de efeito estufa. Utilizar os resíduos orgânicos e convertê-los em biometano permite evitar que este gás seja emitido para a atmosfera. O ciclo de vida de emissões do metano é, por isso, bastante menor que o dos combustíveis fósseis.

De referir também, o efeito positivo na gestão de resíduos, sejam eles agrícolas ou urbanos. O processo não impacta apenas a gestão de resíduos que se torna bastante mais fácil, mas, para além disso, permite também a utilização de um dos subprodutos da digestão anaeróbica, que é o digestato, que pode ser utilizado como fertilizante.

4.2.20. Já existem projetos de biometano em funcionamento na Europa?

Já existem bastantes projetos de biometano em operação na Europa, com especial incidência nos países mais a norte. O biogás começou a ser implementado na Europa na década de 90 e, na década de 2000, começaram a surgir as primeiras centrais de produção de biometano. A European Biogas Association disponibiliza no seu site um mapa de todas as centrais de produção de biometano na Europa⁸⁶.

4.2.21. Quais são os principais mecanismos de financiamento existentes para a implementação de gases renováveis?

No momento, encontram-se ativos diversos programas e mecanismos de financiamento para a ajuda à implementação de gases renováveis, quer ao nível de apoios e subsídios à produção ou até mesmo à procura, destacando os seguintes:

⁸⁶ <https://www.europeanbiogas.eu/biomethane-map-2022-2023/>

- Recente leilão lançado em Portugal para os gases renováveis com uma dotação de 14 milhões de euros/ano. O procedimento visa o incentivo aos projetos nas áreas do hidrogénio renovável e biometano. A verba a concurso pode atingir os 140 milhões de euros em 10 anos e visa equilibrar possíveis flutuações nos preços da energia. O preço máximo atinge 127 euros/MWh para o hidrogénio e 62 euros/MWh para o biometano⁸⁷.
- (2020-2021) POSEUR-01-2020-19: dotação total: € 40.000.000,00 (quarenta milhões de euros), apoio máximo por operação e por beneficiário era de € 5.000.000,00 (cinco milhões de euros). Existiram 14 candidaturas ao programa, sendo que 1 desistiu, 12 foram aprovadas e 1 já foi contratada. O montante total dos projetos aprovados e do contratado foi de 62M€, o montante elegível analisado foi de 41M€ e o montante de FC analisado de 34M€.
- 01/C14-i01/2021 - Hidrogénio e Gases Renováveis (Fundo Ambiental) - O programa “Apoio à produção de hidrogénio renovável e outros gases renováveis” encontra-se enquadrado no Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) de Portugal, estando enquadrado no investimento TC-C14-i01 – Hidrogénio e gases renováveis incluído na Componente C14 – “Hidrogénio e Renováveis”. A dotação da 1.ª Fase do Programa “Apoio à produção de hidrogénio renovável e outros gases renováveis” foi de € 62.000.000 (sessenta e dois milhões de euros).
- 02/C14-i01/2023 - Hidrogénio e Gases Renováveis (Fundo Ambiental) - O prazo máximo de conclusão das operações, isto é, para que a instalação se encontre no estado operacional, é até ao dia 31 de dezembro de 2025. A dotação do financiamento, correspondente à 2.ª fase do Programa “Apoio à produção de hidrogénio renovável e outros gases renováveis”, é de € 83 000 000,00 (oitenta e três milhões de euros), podendo vir a ser reforçada no decurso do procedimento. O financiamento por beneficiário e por operação terá uma dotação máxima de € 15 000 000,00 (quinze milhões de euros).
- O primeiro leilão do banco europeu de hidrogénio selecionou, em abril de 2024, sete projetos que serão apoiados com 720 milhões de euros, entre eles, estão dois projetos portugueses em Sines. Um desses projetos assegurou um apoio comunitário de 84,2 milhões de euros que será canalizado no projeto ao longo de 10 anos. Concorreu ao apoio requerendo apenas 0,39 euros por kg de hidrogénio renovável produzido (estimando que a sua produção total será de 216 mil toneladas). O outro projeto concorreu a um subsídio de 0,48 euros por kg de hidrogénio produzido (para uma produção estimada de 511 mil toneladas), correspondendo a um apoio total de 245 milhões de euros, sendo o projeto que absorverá a maior fatia do fundo de apoio.

⁸⁷ <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc24/comunicacao/comunicado?i=lancado-leilao-de-gases-renovaveis-com-dotacao-de-14-milhoes-de-eurosano>

4.2.22. Os ORD da Floene podem ser produtores de gases renováveis?

Um ORD é um «Operador de rede de distribuição», a entidade responsável, numa área específica, pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da rede de distribuição e, quando aplicável, das suas interligações com outras redes, bem como por assegurar a garantia de capacidade da rede a longo prazo para atender pedidos razoáveis de distribuição de gás. Esta definição está disponível no decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto.

O Despacho n.º 30/2023, de 13 de julho, especifica quais são os passos do procedimento para registo como produtor de gases renováveis. E o decreto-lei n.º 62/2020, especifica o que é legalmente um produtor de gases renováveis de baixo teor de carbono. De acordo com este decreto, no artigo 37.º, os ORD não podem adquirir gás para comercialização. E, para além disso, segundo o artigo 143.º, os ORD devem dispor de um código de ética de conduta relativo à independência funcional da respetiva operação da rede e ainda, não podem, diretamente ou por intermédio de uma empresa por si controlada, deter uma participação no capital social de empresas que exerçam outra atividade de gás.

Os ORD sob gestão do grupo Floene não podem, portanto, ser produtores de gases renováveis.

4.2.23. Quais as principais propriedades e fatores de emissão de GEE do gás natural e dos gases renováveis?

Na tabela abaixo encontram-se, de forma resumida, as principais características do GN, Biometano e Hidrogénio, tendo sido para o efeito considerados os valores e pressupostos das fontes indicadas.

Tabela 5 – Principais características do GN, Biometano e Hidrogénio

Propriedade	Gás Natural	Biometano ⁸⁸	Hidrogénio
Poder Calorífico Inferior [kWh/kg]	13,41 ⁸⁹	13,89 ⁹⁰	33,33 ⁹¹
Poder Calorífico Inferior [kWh/Nm ³]	10,76 ⁸⁹	9,94 ⁹⁰	3,00 ⁹¹
Poder Calorífico Superior [kWh /kg]	14,84 ⁸⁹	15,42 ⁹⁰	39,44 ⁹¹
Índice de Wobbe [kWh/m ³] (PCS)	15,10 ⁸⁹	15,00 ⁹²	13,33 ⁹²
Massa volúmica [kg/Nm ³]	0,802 ⁸⁹	0,716 ⁹⁰	0,090 ⁹¹
Ponto de fusão [°C]	~-161,50	-161,50 ⁹³	-252,80 ⁹⁴
Fator de emissão [kg CO ₂ /GJ]	56,2 ⁹⁵	8,43 ⁹⁶	0,0

⁸⁸ As propriedades apresentadas para o biometano baseiam-se numa composição de 100% de metano. Considerando que este pode conter até 99% de metano, as suas propriedades reais deverão ser aproximadas dos valores indicados.

⁸⁹ <https://portal.floene.pt/pt-pt/gas-natural/o-que-e>

⁹⁰ https://www.engineeringtoolbox.com/fuels-higher-calorific-values-d_169.html

⁹¹ <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/16135593/Hydrogen+-+Reporting+instructions.pdf/>

⁹² https://www.apeg.pt/folder/documento/ficheiro/766_20220609-hydrogen-specification-for-blending.pdf

⁹³ https://www.linde-gas.pt/pt/images/Metano_082020_tcm310-461304.pdf

⁹⁴ https://www.linde-gas.pt/pt/images/Hidrogenio_082020_tcm310-41558.pdf

⁹⁵ <https://recuperarportugal.gov.pt/wp-content/uploads/2022/11/2.aRepublicacao-Aviso-N.o-03.C11-i01.2022-6.pdf>

⁹⁶ O fator de emissão do biometano varia conforme a origem da matéria-prima utilizada na produção de biogás e o processo de purificação aplicado. Assim, o valor apresentado corresponde a uma média das emissões, representando uma redução de cerca de 80% em comparação com o gás natural.

4.3. Legislação e normas relevantes⁹⁷

Decreto lei n.º 62/2020, de 28 de agosto	Estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Nacional de Gás e o respetivo regime jurídico e procede à transposição da Diretiva 2019/692.
Despacho n.º 30/2023, de 13 de julho	Nota interpretativa que orienta o procedimento a adotar no licenciamento conducente ao exercício da atividade industrial de produção de hidrogénio de origem renovável.
Despacho n.º 806-B/2022, de 19 de janeiro	Regulamento da Rede Nacional de Distribuição de Gás.
EN 437	Especifica os gases de ensaio, as pressões de ensaio e as categorias de aparelhos relativos à utilização de combustíveis gasosos da primeira, segunda e terceira famílias.
EN 16726	Especifica as características de qualidade do gás, os parâmetros e os seus limites, para os gases classificados como grupo H que devem ser transmitidos, injectados no interior e à saída dos depósitos, distribuídos e utilizados.
ISO 14687	Especifica as características mínimas de qualidade do combustível hidrogénio distribuído para utilização em aplicações veiculares e fixas.
ISO 16723-1	Especifica os requisitos e métodos de ensaio para o biometano no ponto de entrada nas redes de gás natural.
ISO 16723-2	Especifica os requisitos e métodos de ensaio para o gás natural, o biometano e as misturas de ambos no ponto de utilização como combustíveis para automóveis.
Resolução do Conselho de Ministros n.º 41/2024, de 15 de março	Plano de Ação para o Biometano 2024-2040.

⁹⁷ Refere-se que a listagem apresentada é meramente indicativa dos regulamentos mencionados no documento, não sendo, deste modo, exaustiva ou representativa de toda a regulamentação relacionada com o tema de análise.

4.4. Entidades e conteúdos úteis sobre gases renováveis

4.4.1. European Biogas Association⁹⁸

A European Biogas Association (EBA) disponibiliza na sua plataforma online bastante informação relativa ao consumo de biogás e biometano na Europa. Na Figura 38, pode-se observar o mapa da localização de centrais de produção de biometano na Europa⁹⁹.

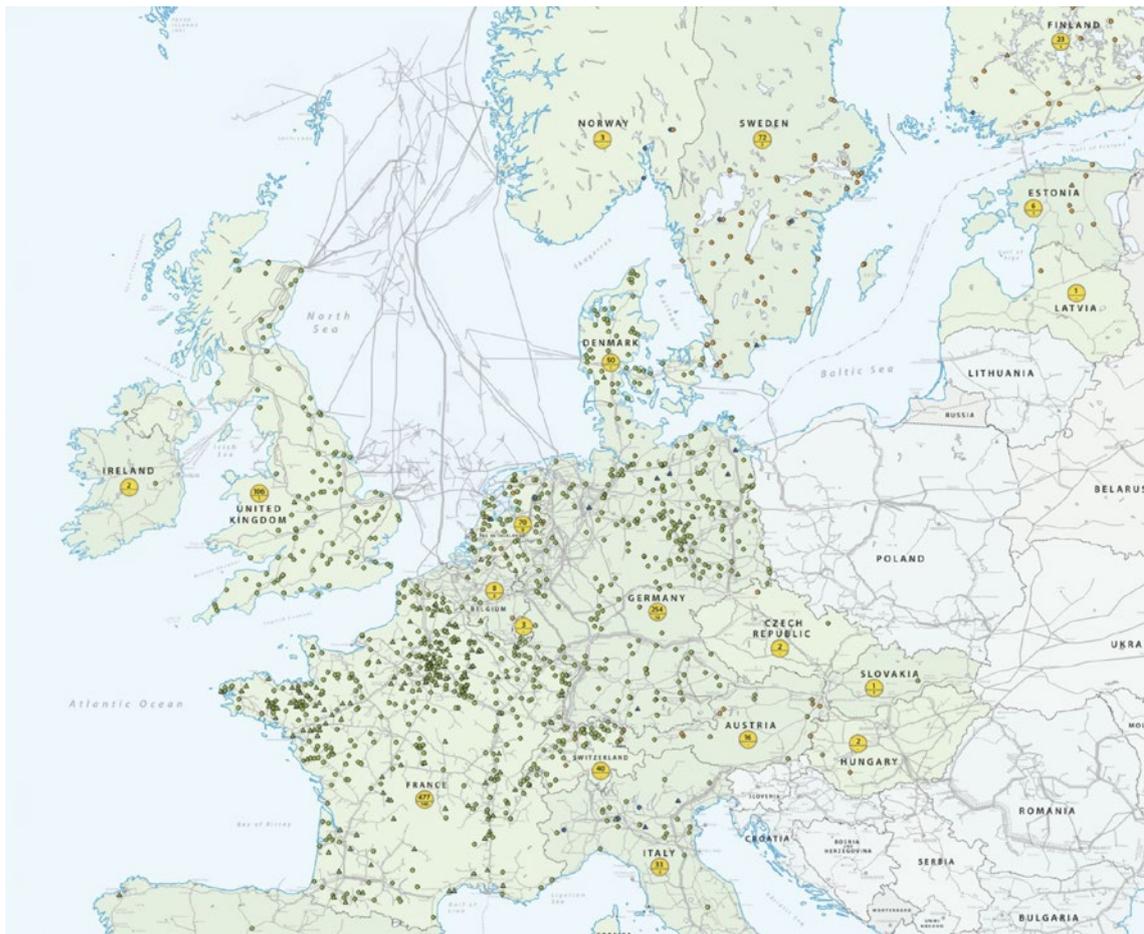


Figura 38 - Mapa europeu de infraestruturas de produção de biometano (2023).

A evolução da produção europeia de biometano e biogás tem vindo a aumentar nos últimos anos, como se pode verificar pela Figura 39, sendo que em 2022, a produção de biometano correspondia em cerca de 20% a produção total conjunta de biometano e biogás. A Dinamarca, por exemplo, tem, neste momento, 40% das necessidades da rede de gás cobertas pelo biometano e o seu objetivo é em 2030 ter capacidade de produção de biometano equivalente às necessidades de operação da rede de gás.

⁹⁸ <https://www.europeanbiogas.eu/>

⁹⁹ https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/05/GIE_EBA_Biomethane-Map-2022-2023.pdf

Energy production (bcm)

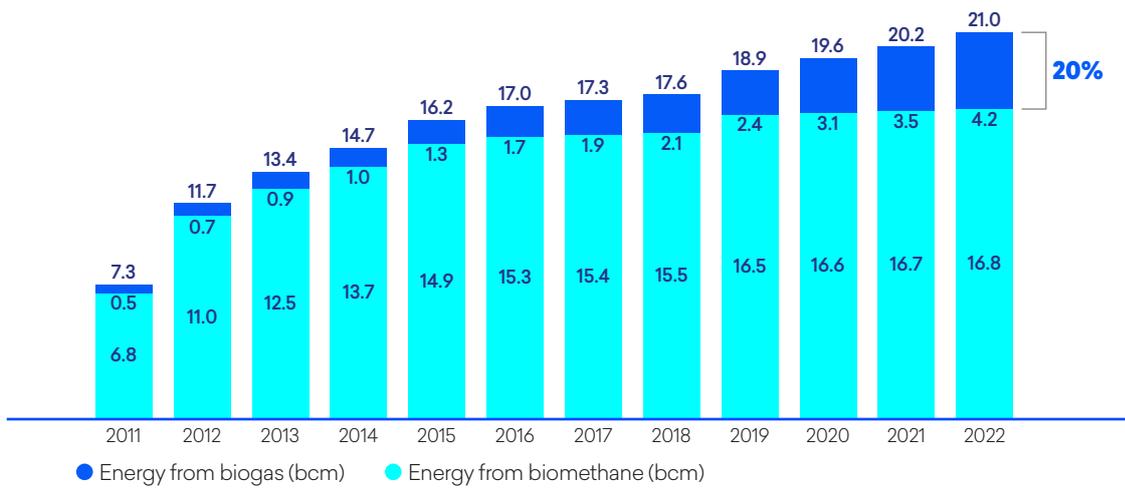


Figura 39 - Evolução da produção de biogás e biometano na Europa (2012-2022)¹⁰⁰

Na Figura 40, é explicitado também o número de unidades de produção de biometano na Europa, por país. É possível ver que o biometano tem maior expressão no centro da Europa, com países como a França e Alemanha com centenas de centrais de produção, e no Norte da Europa, com o excelente exemplo da Dinamarca que, como já foi dito, consegue suprir 40% das suas necessidades de rede de gás com biometano.

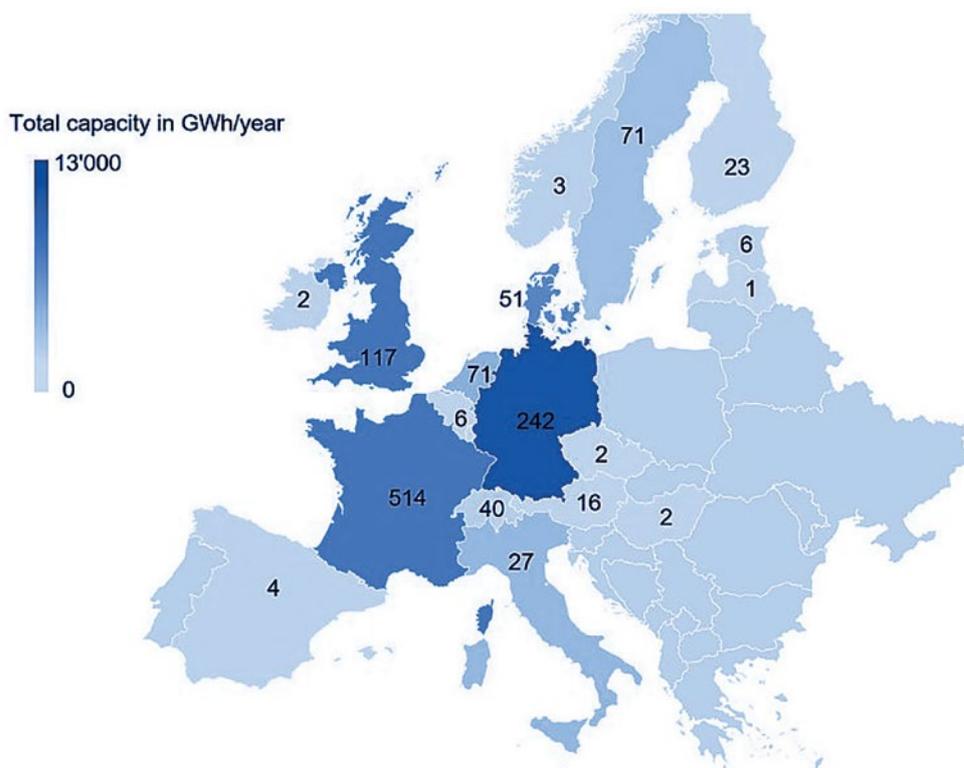


Figura 40 - Número de instalações de produção por país, na Europa, em 2022¹⁰¹.

¹⁰⁰ <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2023/12/EBA-Statistical-Report-2023-Launch-webinar.pdf>

¹⁰¹ <https://biogemexpress.com/2023/04/13/state-of-play-of-european-biomethane-production/>

4.4.2. Hydrogen Tools¹⁰²

O portal Hydrogen Tools foi desenvolvido com o suporte do gabinete de eficiência energética e energia renovável do departamento de energia dos EUA, com o objetivo de dar suporte à implementação de práticas e procedimentos que assegurem a segurança no manuseamento e uso do hidrogénio em diferentes tipos de utilização. O portal possui um portfólio alargado de documentos sobre o uso de hidrogénio, assim como uma secção de guia e aprendizagem com guias de boas práticas, entre outro material de interesse.

4.4.3. Hydrogen production projects interactive map¹⁰³

O mapa interativo de projetos de produção de hidrogénio da IEA permite ver os projetos operacionais e os já anunciados para a produção de hidrogénio. Estes são classificados por tecnologia de produção e por estado, desde conceito à operação efetiva. O mapa permite ver projetos no mundo inteiro e na Figura 41, pode-se observar parte do mapa e das opções de visualização que disponibiliza.

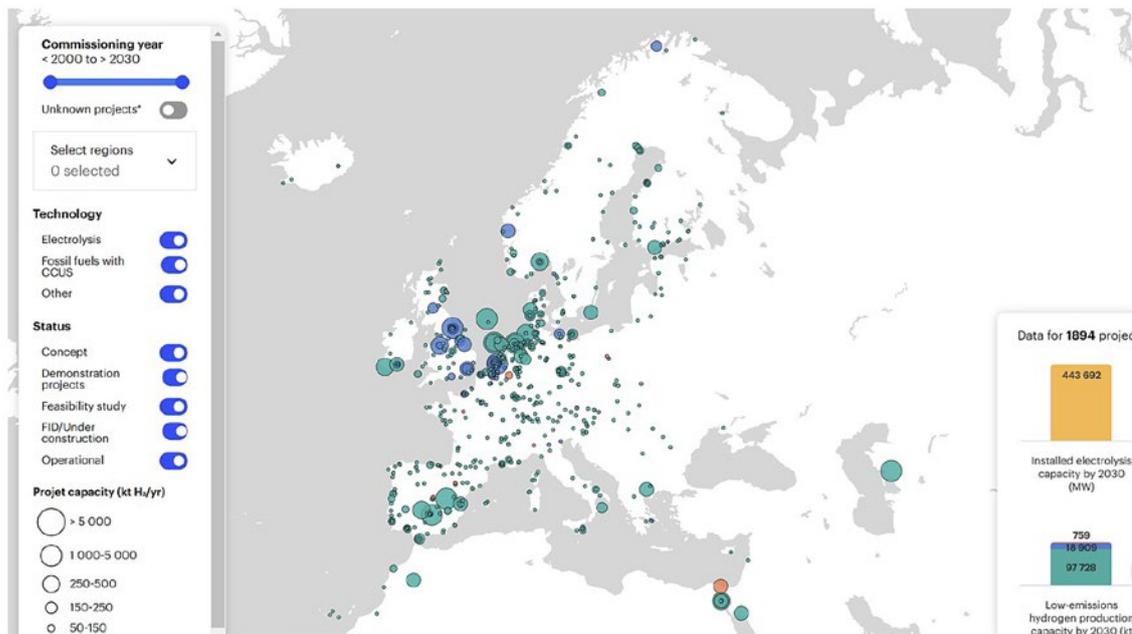


Figura 41 - Mapa interativo de projetos de produção de hidrogénio, em operação e já anunciados para futura operação.

¹⁰² <https://h2tools.org/>

¹⁰³ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/hydrogen-production-projects-interactive-map>

4.5. Anexos

4.5.1. Indústria de Futuro

O Projeto “Indústria de Futuro – Roteiro para a Introdução dos Gases Renováveis no Setor Industrial Nacional” é uma iniciativa pioneira em Portugal, desenvolvida pela Floene, para a Indústria, com financiamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). O Roteiro, que conta com 19 parceiros (entidades do setor industrial, energético e académico), tem como objetivo promover a partilha de conhecimento técnico e científico com vista à incorporação dos gases renováveis, como o hidrogénio e o biometano, no setor industrial com emissões hard-to-abate, numa ótica de eficiência energética e descarbonização.

As atividades do Roteiro têm decorrido em vários municípios espalhados pelo País, como Lisboa, Coimbra, Aveiro, Torres Vedras, Setúbal, Oliveira do Bairro, Marinha Grande, Porto, precisamente com o intuito máximo de fazer chegar a partilha de conhecimento aos mais variados setores industriais, não discriminando pela sua disparidade geográfica. Estas atividades (workshops, cursos de formação avançada, planos de ação setoriais, diagnósticos energéticos, entre outros) visam fomentar uma dinâmica positiva e simplificada na adaptação à transição, reforçar a comunicação de suporte entre produtores, distribuidores, consumidores e outras entidades do setor industrial e energético, além de ser induzido um aumento de eficiência e poupança energética. Destacam-se também aqui a apresentação de casos de sucesso, que demonstram a aplicação prática de gases renováveis em processos industriais, simplificando a adaptação da indústria à transição para soluções mais sustentáveis e eficientes. São exemplos projetos e casos de estudo do Gas Heat Institute, DNV, Smartenergy, Kiwa, Grestel, entre outros.

O website do projeto, www.industriadefuturo.pt, permite o acesso a conteúdos técnicos e científicos partilhados nas diversas atividades do Projeto e disponibiliza uma ferramenta de simulação para autodiagnóstico energético, através do qual é possível simular o resultado da introdução dos gases renováveis numa dada unidade industrial.

Principais Key Figures das Atividades do Projeto:

- Total de inscrições (presenciais e online): mais de 2 300
- Total de Casos de Estudo apresentados: mais de 20
- Número de países envolvidos: 4 (Portugal, Espanha, Alemanha e Países Baixos)
- Número de Oradores: ~ 80
- Número de Empresas: ~ 200, de mais de 30 setores económicos, dos quais se destaca a indústria cerâmica, fornecedores de equipamentos, serviços de engenharia, produção de energia, indústria química, metalúrgica e metalomecânica, entre outros.
- Número de Profissionais creditados com Certificado de Formação Profissional SIGO (através da atividade “Cursos de Formação Avançada”: ~ 100

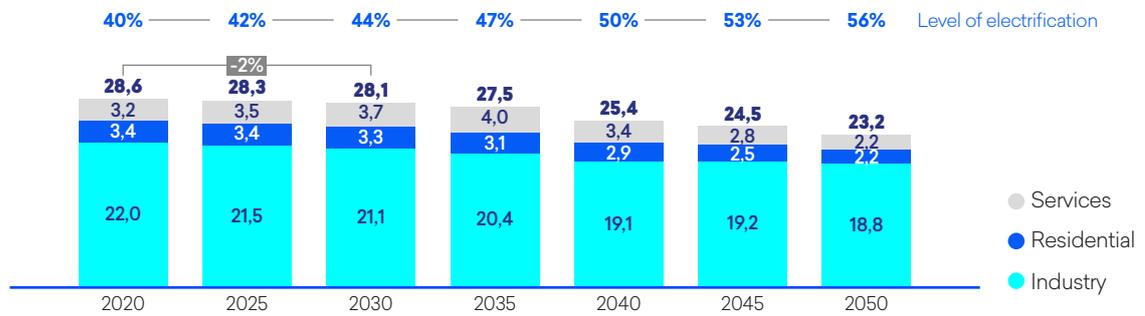
4.5.2. Definindo as redes de gás do futuro¹⁰⁴

Dada a necessidade de descarbonização da economia nacional, a Floene, através da própria iniciativa, em colaboração com a Roland Berger realizou um estudo que aponta cenários quanto ao futuro das redes de distribuição de gás até 2050, com vista a alavancar as vantagens competitivas do país, evitando ativos irrecuperáveis, maximizando a acessibilidade a preços competitivos e, em geral, melhorando as contribuições para o roteiro de descarbonização do país. No presente capítulo são apresentadas algumas das conclusões resultantes deste estudo.

4.5.2.1.1. Evolução do fornecimento de gás (2025-2050)

A variação do consumo final do setor do gás por setor e a variação da procura final de gás por tipo apresentam-se na Figura 42.

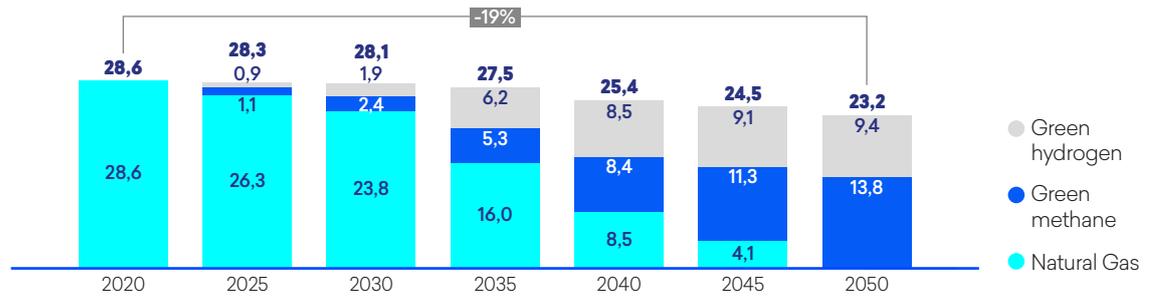
Final gas demand by sector - distribution (National total, TWh)



Note: Excludes refining industry and includes non-refining industries directly linked to the TSD

Source: DGEG, PAC, IRENA, ENEL, ETIP Wind, ICAP

Final gas demand by type - distribution (National total, TWh)



Note: Excludes refining industry and includes non-refining industries directly linked to the TSD

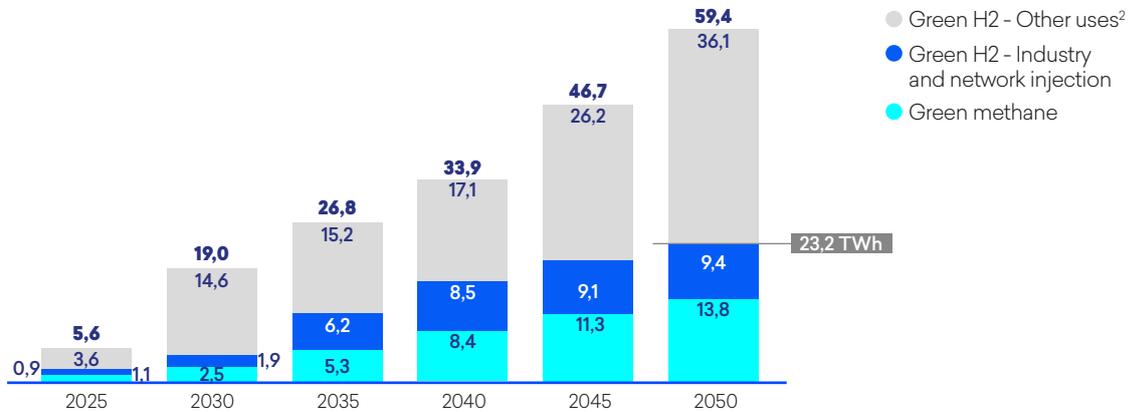
Source: DGEG, PAC, IRENA, ENEL, ETIP Wind, ICAP

Figura 42 - Evolução da procura final de gás até 2050.

¹⁰⁴ Roland Berger e Floene (2023), Defining the gas networks of the future

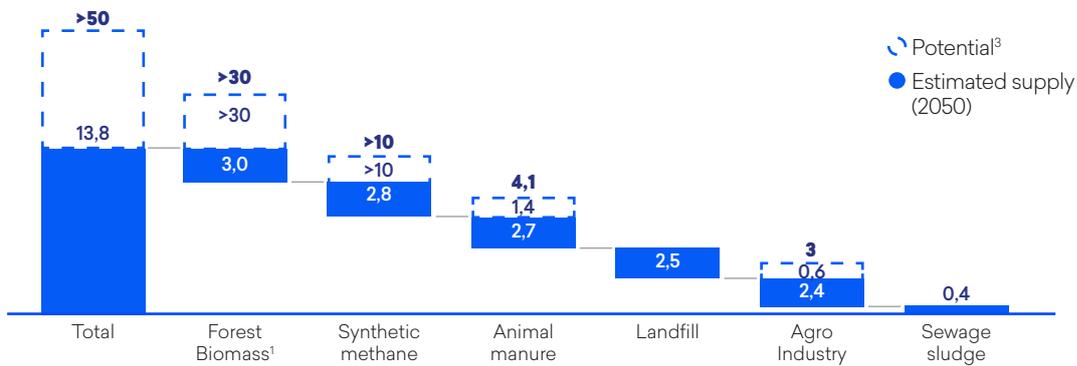
A evolução esperada do fornecimento de gases renováveis em Portugal e a desagregação dos diferentes resíduos usados para produção do biometano, encontram-se na Figura 43.

Evolution of renewable gas supply, 2025-2050 (TWh)



By 2050, **total renewable gas supply to be ~59TWh**, a significant part from green H₂ that will not be injected in the grid for industry or blending use, but rather used in mobility or exported

Green methane supply by source, 2050 (TWh)



Though significant, the **total green methane estimated is materially below the identified potential**, as only high viability CH₄ producers were considered

- 1) Sequential crops potential. Assumed to be zero and biomass potential assumed to be ~10% of its maximum potential due to the high uncertain of these sources potential in the long term;
- 2) Total H₂ produced for other and uses (mobility and export)
- 3) If we consider that 100% of technical available potential could be accessed for biomethan production

Source: Floene, DGEG, Roland Berger

Figura 43 - Fornecimento de gases renováveis (2025-2050).

4.5.2.1.2. Evolução da infraestrutura nacional de transporte de gás

Na Figura 44, pode-se observar um plano preditivo para o período de 2020-2050, para desenvolvimento da rede de gás e áreas abrangidas pela distribuição de gases renováveis.

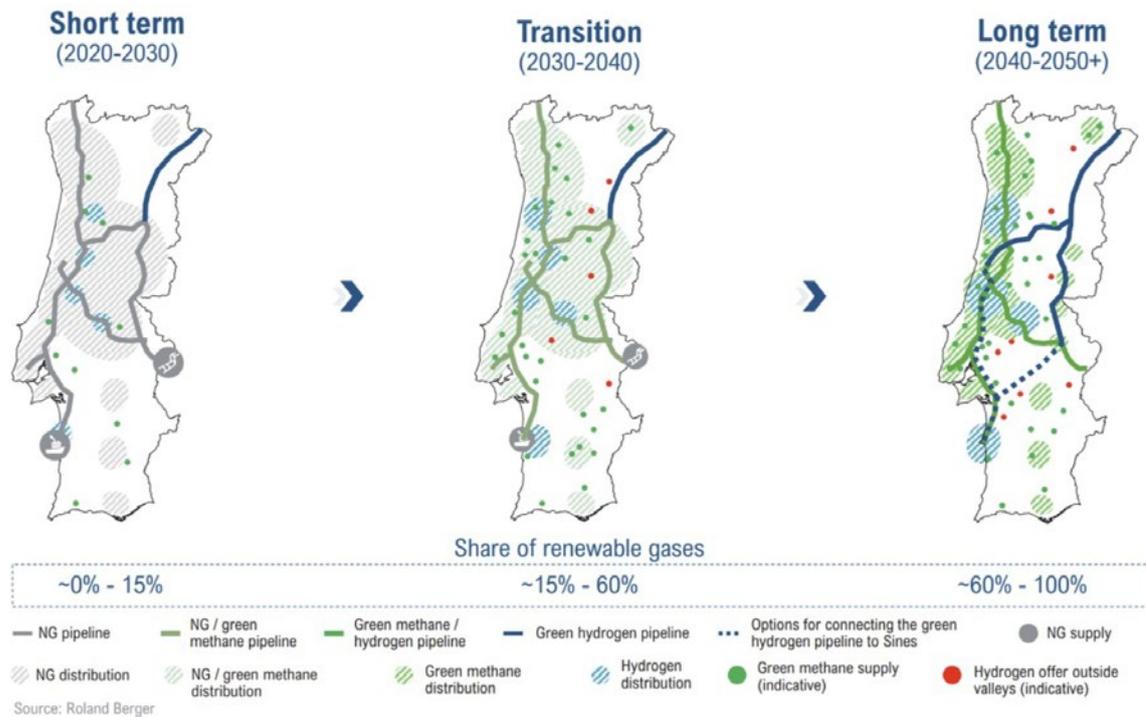


Figura 44 - Evolução da infraestrutura nacional de gás.

De referir que a rede de gás evoluirá segundo um paradigma de mudança de um sistema centralizado de injeção para um sistema de transmissão com múltiplas injeções descentralizadas ao longo da rede de distribuição. Na Figura 45, pode-se observar a evolução da injeção de gases renováveis na rede no território com concessão da Floene.

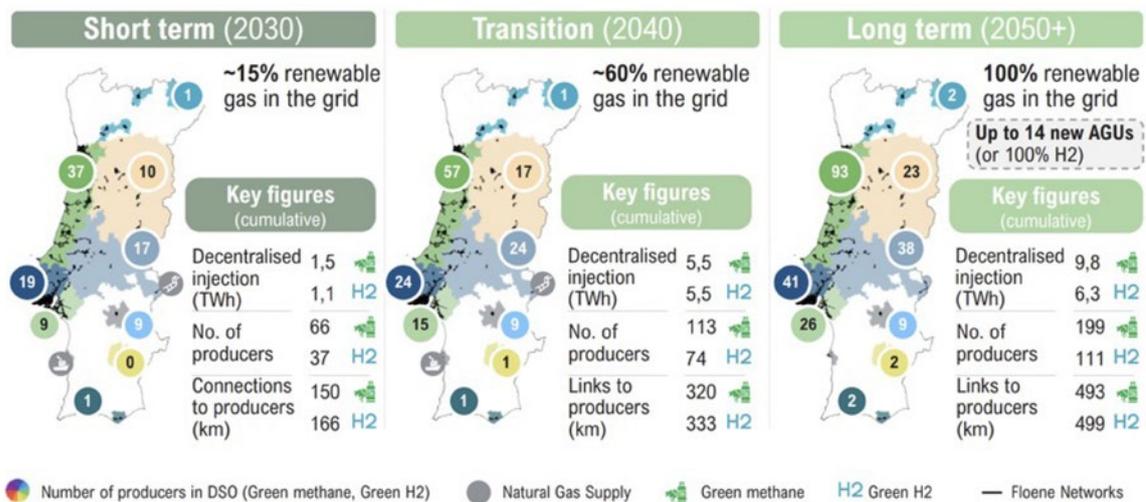


Figura 45 - Evolução da injeção de gases renováveis (Floene).

A evolução esperada da porção de cada gás circulante na rede até 2050, na rede de distribuição da Floene, é a que se encontra na Figura 46.

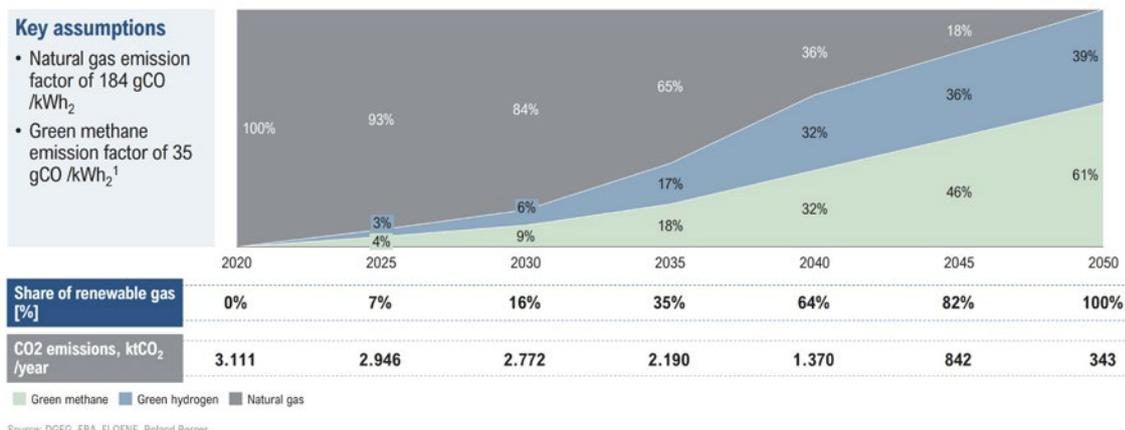


Figura 46 - Evolução do mix energético da rede de gás de 2020 até 2050.

4.5.2.1.3. Cenários económicos de transição energética

O estudo realizado pela Roland Berger, explorado nesta secção 5.1, fez a análise ao investimento requerido para três cenários diferentes de descarbonização até 2050, calculado o custo estimado do CAPEX de todos os componentes necessários de serem adquiridos e instalados para levar avante cada um destes cenários. Na Figura 47, podem-se observar um cenário de descarbonização balanceada que é o que inclui a panóplia mais vasta de diferentes soluções energéticas, um cenário de eletrificação extensiva e outro cenário de aposta extensiva no hidrogénio. Pode-se observar que o cenário de descarbonização balanceada é o que exige o menor esforço financeiro.

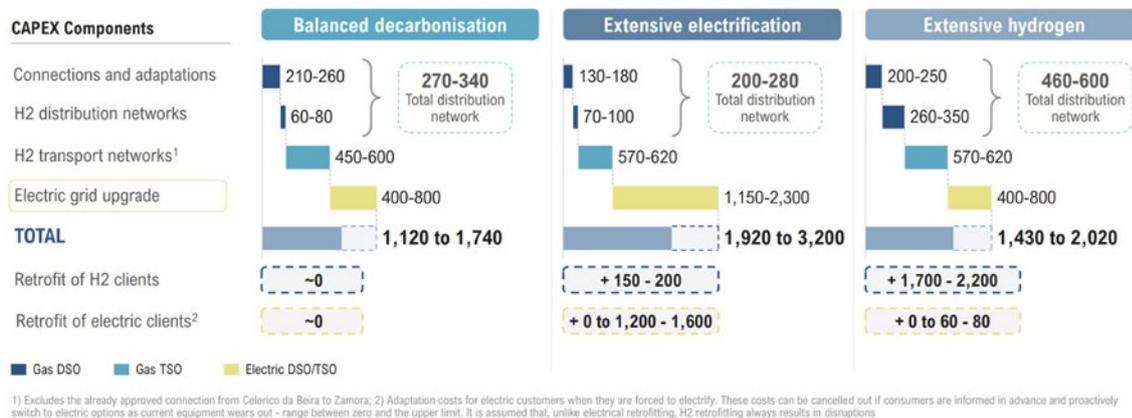


Figura 47 - Requisitos de investimento (em CAPEX de componentes e equipamentos) até 2050 (M€) para diferentes cenários de descarbonização.

4.5.3. Hydrogen Valleys na Europa

Um Hydrogen Valley é um projeto no qual estão associadas a diferentes iniciativas industriais e de investigação para levar a cabo projetos piloto, ao longo de toda a cadeia de valor do hidrogénio (produção, transporte, distribuição e uso final). Na Figura 48, encontra-se um mapa com as supostas localizações de alguns projetos para desenvolvimento de hydrogen valleys na Europa. Na Figura 49, encontram-se os hydrogen valleys de Portugal e especificações associadas.



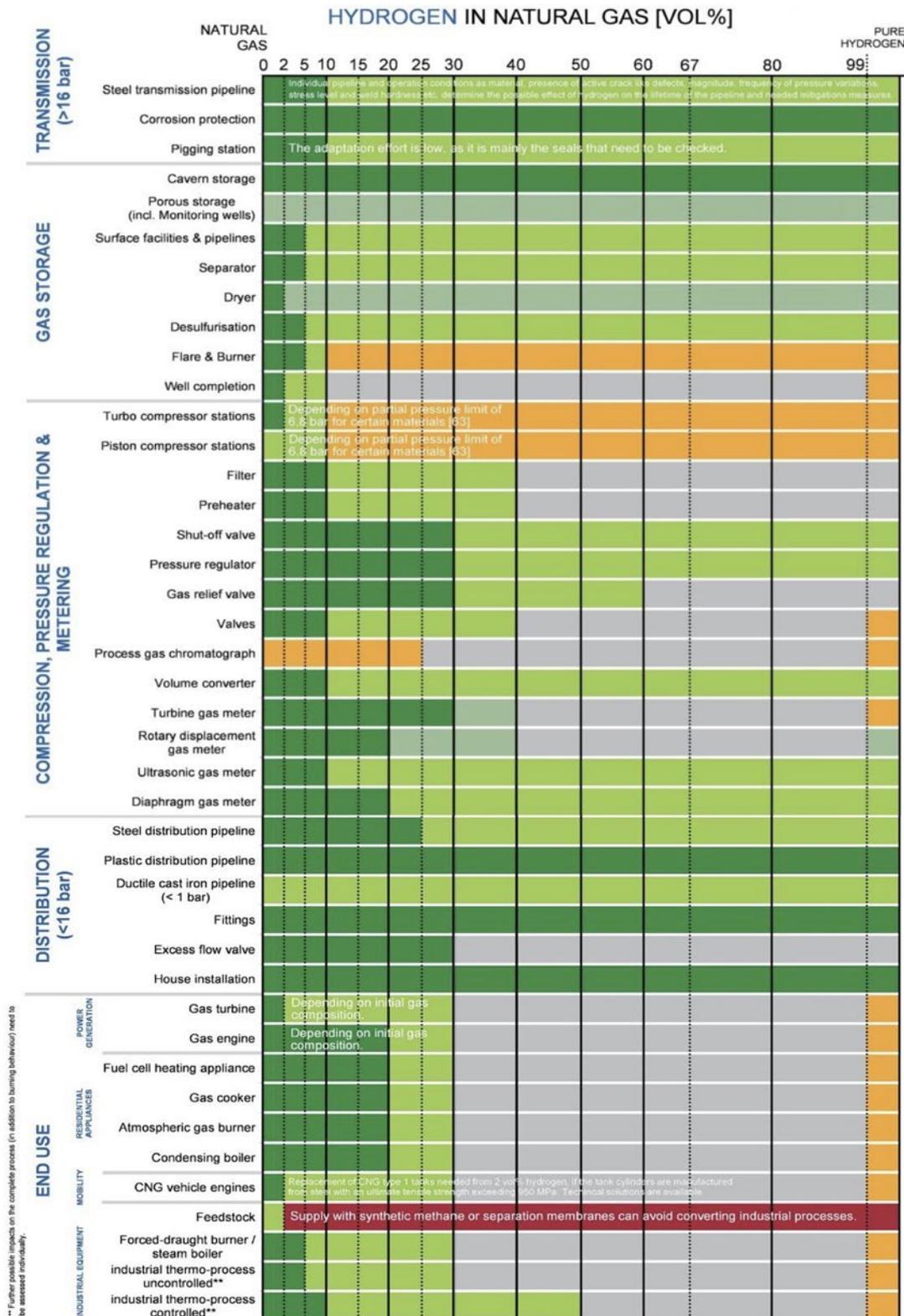
Figura 48 - Hydrogen Valleys previstos na Europa¹⁰⁵.

Name	Lead Developer	Investment Vol.	Main Location	H ₂ Prod.	Status
Aveiro Green H2 Valley	Smartenergy	267,40 M€	Portugal	9,116 T/year	pre-FID (planning, engineering, de-risking, etc.)
Galileu Green H2 Valley	Smartenergy	N. A.	Portugal	N. A.	N. A.
GREENH2 ATLANTIC	EDP and GALP	N. A.	Portugal	N. A.	N. A.
MadoquaPower2X (Sines Energy Hub)	Madoqua Renewables Holding, CIP Copenhagen Infrastructure Partners, Power2X	1,300.00 M€	Portugal	50,000 T/year	pre-FID (planning, engineering, de-risking, etc.)
Sines Hydrogen Valley	aicep Global Parques	1,500.00 M€	Portugal	N. A.	N. A.

Figura 49 - Hydrogen Valleys de Portugal.

¹⁰⁵ <https://circularports.vlaanderen-circulair.be/european-hydrogen-valley-status-for-flemish-ports/>

4.5.4. Resumo de resultados teste e limites regulatórios para a admissão de hidrogénio natural na infraestrutura do gás e consumidores finais¹⁰⁶



** Further possible impacts on the complete process (in addition to burning behaviour) need to be assessed individually.

No significant issues in available studies*
Mostly positive results from available studies*. Modifications/ other measures may be needed.
Technically feasible, significant modifications/ other measures or replacement expected.
Currently not technically feasible.
Insufficient information on impact of hydrogen, R&D required.
Conflicting references were found, R&D/ classification required.

This assessment is based on information from R&D projects, codes & standards, manufacturers and MARCOGAZ members expertise. The assessment applies to segments in isolation. Any decision to inject hydrogen into a gas infrastructure is subject to case by case investigation and local regulatory approval.

*According to the list of references.

©MARGOGAZ 31/08/2023

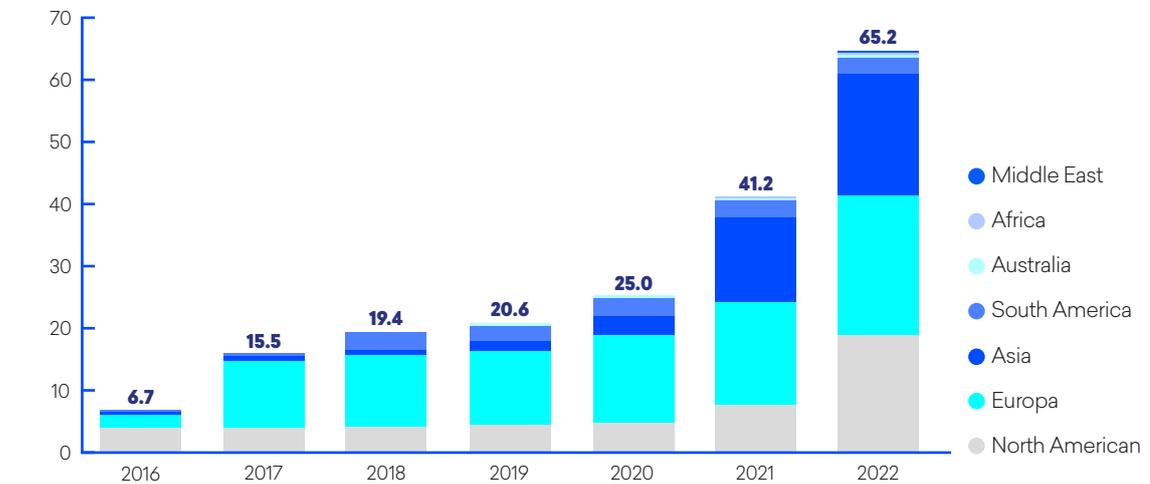


¹⁰⁶ <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2023/10/20231002-H2-Infographic-2023-Version-Revised-Final-draft-02102023-1.pdf>

4.5.5. Capacidade de produção de hidrogénio verde dividido por região

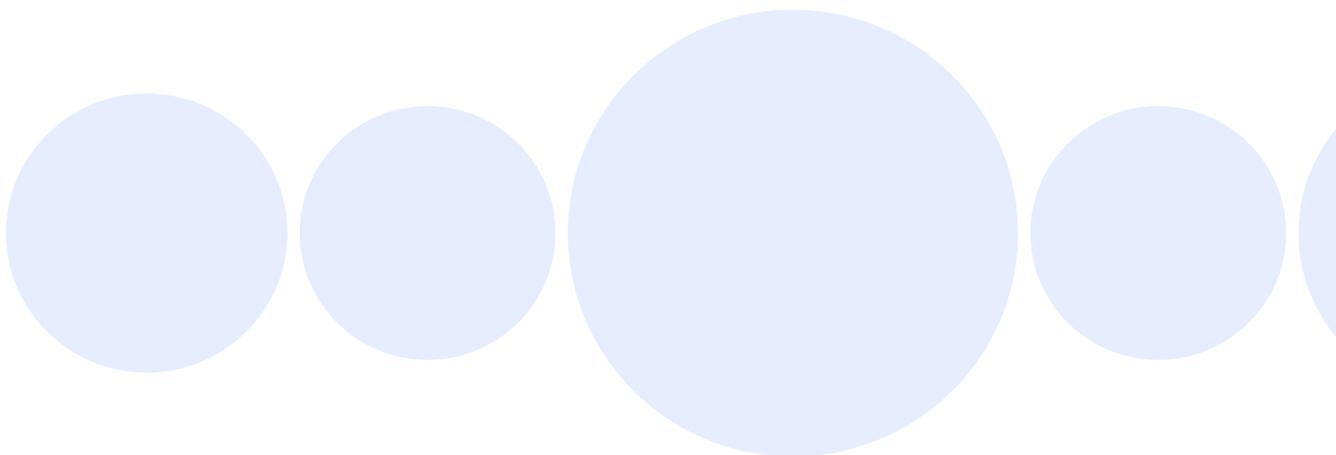
Nos últimos anos, de 2016 a 2022, a produção de hidrogénio verde aumentou bastante e, como se pode ver na Figura 50, distribui-se pelas regiões do mundo com especial enfoque, em 2022, na América do Norte, Europa e Ásia.

Thousand tonnes hydrogen



Source: Rystad Energy

Figura 50 - Produção mundial de hidrogénio renovável, por região, entre 2016 e 2022.



Ficha Técnica

GUIA TÉCNICO DE GASES RENOVÁVEIS

Propriedade:

Floene Energias, S.A.
Rua Tomás da Fonseca
Torre A – 15.º piso
1600-209 Lisboa, Portugal
floene.pt

N.P.C./M.C.R.C. 509 148 247

Conteúdos:

Floene-MIREL – Mercado Industrial e Relações com Entidades Locais
(Jorge Costa e Paulo Antunes)
INEGI – Instituto de Ciência e Inovação em Engenharia Mecânica e Engenharia Industrial

Coordenação de Paginação e Imagem:

Floene – Direção de Marketing e Comunicação

Produção gráfica:

Choice – Comunicação Global, Lda.
choice@choice.pt
www.choice.pt

Edição:

Dezembro de 2024

FLOENE

DISTRIBUÍMOS ENERGIAS DE FUTURO



floene.pt