M 2020

U.PORTO
FEUP FACULDADE DE ENGENHARIA
UNIVERSIDADE DO PORTO

ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÓMICA NA PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL SINTÉTICO POR METANAÇÃO CATALÍTICA

RICARDO ALMEIDA BARBOSA DE OLIVEIRA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO APRESENTADA
À FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO EM
ENGENHARIA QUÍMICA

Mestrado Integrado em Engenharia Química

Estudo da viabilidade técnica e económica na produção de gás natural sintético por metanação catalítica

Dissertação de Mestrado

de

Ricardo Almeida Barbosa de Oliveira

Desenvolvida no âmbito da unidade curricular de Dissertação

realizada em

Sysadvance - Sistemas de Engenharia S.A.



Orientador na FEUP: **Prof.ª Doutora Ana Mafalda Ribeiro**

Coordenador na Sysadvance: **Doutor Daniel Ferreira**





julho de 2020

DOCUMENTO CONFIDENCIAL. UTILIZAR APENAS PARA PROPÓSITOS DE AVALIAÇÃO

"The mass of men lead lives of quiet desperation."

Henry David Thoreau

Agradecimentos

Ao Departamento de Engenharia Química da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, e a todos os seus Professores que nos últimos 5 anos me possibilitaram enriquecer os conhecimentos e perspetivar o mundo de outra forma; sobretudo à Professora Ana Mafalda Ribeiro, minha Orientadora académica, pela amabilidade e disponibilidade na constante partilha de conhecimento, bem como pelo acompanhamento paciente e orientações fundamentais ao longo de todo o trabalho.

À Sysadvance, na pessoa do Eng.º José Vale Machado, pela oportunidade concedida em poder aprender numa empresa de tão elevado reconhecimento; ao Doutor Daniel Ferreira, meu Orientador académico, pelas ideias, sentido crítico, rigor, e acima de tudo, pela total disponibilidade em prontamente esclarecer toda e qualquer dúvida, com uma clareza e satisfação notáveis.

Ao Doutor Patrick Bárcia, diretor do departamento de I&D, pela acessibilidade na partilha de conhecimento, e pela contínua preocupação e suporte na elaboração do trabalho.

A todos os funcionários e colaboradores da Sysadvance, pela apoio e boa disposição diária; ao Cláudio Leite, pela experiência e tempo dedicado.

À restante equipa de I&D da Sysadvance: a Eng. Margarida Ferreira, o Eng. Danielson Pina, o Eng. Sílvio Monteiro, e o Eng. Tiago Vilas Boas, pelo modo como me receberam, pelo ambiente saudável que mantinham, e por todas as dúvidas que nunca hesitaram em responder. Constituíram, sem dúvida, uma inspiração para estudar e trabalhar no sentido de atingir os patamares dos seus conhecimentos.

Ao José Araújo e ao Marco Miguel, por sempre terem dado tudo sem nunca esperarem nada em troca, tornando este percurso mais agradável e dando-lhe um significado maior; aos meus amigos, que sem precisar de nomear, também eles fizeram de mim quem sou hoje. Obrigado pela amizade, pelas memórias, por serem quem são, e principalmente por terem estado sempre por perto.

Aos meus pais, um agradecimento muito especial, pois sem eles nunca teria conseguido o pouco que consegui até agora. Obrigado, a vocês vos devo tudo.

Resumo

A transição energética e o panorama climático atual são temas cada vez mais presentes e de importância acrescida na nossa sociedade. Como diante de qualquer desafio, aparece também diante deste, a necessidade e oportunidade do desenvolvimento de novas soluções tecnológicas que respondam de forma viável à referida problemática.

O *Power-to-gas* (eletricidade para gás) constitui, seguramente, uma das soluções de maior potencial, que deve ser levada a sério, pois estará na linha da frente da transição energética que se adivinha.

A Sysadvance, como empresa tecnológica, tem procurado estudar possibilidades e estratégias que ajudem a implementação desta tecnologia no mercado, conciliando a sustentabilidade e atratividade do ramo, com mais de 15 anos de experiência na separação e purificação de gases (adsorção, catálise, etc.).

No decurso desta dissertação, estudou-se o potencial do processo do *Power-to-gas* (*PtG*) e os principais passos ou etapas que o compõe. Foi ainda elaborada uma revisão do panorama Europeu em termos de projetos demonstradores desta tecnologia, através da qual foram recolhidos uma série de informações e dados de inegável valor na hora de projetar e conceber uma instalação desta natureza.

Realizou-se uma análise económica a uma possível unidade de metanação catalítica, no sentido de averiguar a viabilidade desta tecnologia e poder quantificar custos de investimento e operação. Por fim, traçaram-se as expectativas acerca do desenvolvimento tecnológico deste processo, bem como das políticas globais que estimularão a transição energética associada ao desenvolvimento das energias renováveis e tornarão competitiva e viável a tecnologia do *Power-to-Gas*.

Palavras Chave: *Power-to-gas*, gás natural sintético, metanação catalítica, eletrólise, *sector coupling*

Abstract

The subjects of energy transition and current climate outlook are becoming more and more present and they have greater importance within our society. As with any other challenge, the need and opportunity to develop new technologies arises in order to provide a viable solution to this one, too.

Power-to-gas (PtG) process is, for sure, one of the solutions with huge potential, that must be taken into account in the near future.

Sysadvance, as a technological company, aims at studying possibilities and strategies which help the introduction of this technology in the market, combining the sustainability and attractiveness of the sector with over 15 years' experience in gas separation and purification by means of adsorption, catalysis, *etc*.

Over this dissertation, the potential of Power-to-gas was evaluated, and the main steps involved studied and analysed in order to provide a better understanding of the system.

A review of the current European status concerning catalytic methanation projects was also prepared, through which a series of information and data of undeniable value was collected. This is critical aspect for designing and conceiving an installation of this nature.

An economic analysis of a potential catalytic methanation plant was also carried out in order to estimate its viability and quantify investment and operational costs. Finally, the expectations concerning the technological development were outlined, as well as the global policies and actions that will stimulate the energy transition associated to the development of renewable energies, that will make the Power-to-Gas competitive and viable.

Key words: Power-to-gas, synthetic natural gas, catalytic methanation, electrolysis, sector coupling

Declaração

Declara, sob compromisso de honra, que este trabalho é original e que todas as contribuições não originais foram devidamente referenciadas com identificação da fonte.



06/01/2020

Índice

1. Introdução 1

1.1 Enquadramento e Apresentação do Projeto 1

1.2 Apresentação da Empresa 7

1.3 Contributos do Autor para o Trabalho 7

1.4 Organização da Tese 7

2. Descrição do Processo 9

2.1 Eletrólise da Água 9

Eletrólise Alcalina (AEL) 10

Eletrólise de Membrana Polimérica (PEM) 11

Eletrólise de Alta Temperatura/Sólido Óxido (SOEC) 11

2.2 Metanação 12

Catalisadores 13

Reatores 14

2.3 Fontes e Captura de Carbono 17

3. Estado da Arte Tecnológico e Estudo de Mercado 19

3.1 Audi e-Gas 20

3.2 STORE&GO 22

3.3 MeGa-stoRE 24

4. Análise Económica 27

4.1 Custos de Investimento e Operação de uma Instalação de Metanação 27

4.2 Comparação com Dados da Literatura 33

5. Perspetivas para o Futuro 36

5.1 Desafios Técnicos 36

5.2 Desafios Políticos 37

6. Conclusões 41

6.1 Objetivos Realizados 42

6.2 Outros Trabalhos Realizados 42

6.3 Apreciação Final 42

7. Referências 43

Lista de Figuras

Figura 1. Total de emissões anuais de CO_2 por região (imagem retirada de [1]). 2

Figura 2. Cenários de emissões globais de gases de efeito estufa (imagem retirada de [1]). 3

Figura 3. Média anual das emissões diárias de CO_2 entre o período de 1970 e 2019 (imagem retirada de [7]). 4

Figura 4. Integração de sectores de ER através de PtG e possíveis aplicações (imagem retirada de [2])...... 6

Figura 5. Organigrama estrutural da tecnologia PtG..... 9

Figura 6. Esquema (render) de um eletrolisador PEM à escala industrial para 4000 m^3de H_2. 10

Figura 7. Diagramas explicativos da modo de funcionamento de cada tipo de eletrólise (imagens retiradas de [6]). 12

Figura 8. Diagrama processual de uma unidade com arrefecimento intermédio e reciclo de gás (imagem retirada de [10])...... 15

Figura 9. Representação simplificada de diferentes tipos de reatores de metanação (imagem retirada de [5]) 17

Figura 10. Localização de projetos PtG diferenciados de acordo com produto final e atividade. (Imagem retirada de [9]). 19

Figura 11. Distribuição das aplicações PtG relativamente a áreas de aplicação do produto final. (Dados retirados de [8])...... 20

Figura 12. Fotografia exterior da unidade de metanção Audi e-gas. 22

Figura 13. Fotografia da unidade de metanação de Falkenhagen, projeto STORE&GO. 23

Figura 14. Fotografia exterior da unidade de metanação da MeGa-stoRE, ... 25

Figura 15. Diagrama processual simplificado da unidade PtG projetada (secções: verde – pré-tratamento; castanho – reator; azul – eletrólise; vermelho – integração de calor). 29

Figura 16. Distribuição percentual dos custos de investimento por secção da instalação. 30

Figura 17. Preços de eletricidade (com impostos) para consumidores não domésticos, segunda metade de 2019 (imagem retirada de [3]). 32
Figura 18. Análise de investimento 33
Figura 19. Projeção dos custos de investimento para eletrólise alcalina (à esquerda) e eletrólise PEM (à direita); os valores de X nas fórmulas de aproximação exponencial referem-se aos anos como valor numérico no eixo das abcissas (imagem retirada de [9]). 37
Figura 20. Integração de setores do sistema energético (imagem retirada de [4]).... 38
Figura 21. Integração de setores do sistema energético (imagem retirada de [4]).... 38

Lista de Tabelas

Tabela 1. Principais catalisadores de metanação e parâmetros importantes. 14

Tabela 2. Visão geral das principais plantas de PtG na Europa por capacidade de eletrólise (kW). (Dados retirados de [8]) 26

Tabela 3. Caudais, composições e condições de operação das correntes de entrada e saída ao reator de metanação. 28

Tabela 4. Horas de operação anuais, tarifa de eletricidade, consumos de eletricidade, preços de venda e custo de O_2, CH_4 e CO_2. 31

Notação e Glossário

Lista de Siglas

ER	Energia Renovável
UE	União Europeia
PtG	*Power-to-gas*
AEL	*Alcaline Electrolysis*
PEM	*Proton Exchange Membrane Electrolysis*
SOEC	*Solide Oxide Electrolysis Cells*
CCS	*Carbon Capture and Storage*
DAC	*Direct Air Capture*
CHP	*Combined Heat and Power*
GN	Gás Natural
GNC	Gás Natural Comprimido
SNG	*Synthetic Natural Gas*
TRL	*Technology Readiness Level*
CAPEX	*Capital Expenditures*
OPEX	*Operational Expenditures*

1. Introdução

1.1 Enquadramento e Apresentação do Projeto

A sustentabilidade energética é um tema vigente nos dias que correm. É cada vez maior a procura, a necessidade e, mais do que isso, a exigência de fontes de energia sustentáveis, que sejam alternativas válidas aos combustíveis fósseis e que reduzam as emissões de CO_2. Como tal, vão sendo desenvolvidas novas tecnologias e novos sistemas que as apliquem de forma eficiente e competitiva, nas mais variadas áreas.

Ultimamente, a procura de energia elétrica tem crescido bastante, mais do que a procura global energética, no seguimento de uma maior eletrificação do sistema. Esta eletrificação, contudo, poderá ter um papel importante na transição energética apenas se for acompanhada pela descarbonização do sistema elétrico. Dito por outras palavras, é cada vez mais necessário produzir eletricidade, mas é imperativo que esse incremento de produção aconteça por via de fontes sustentáveis, com baixas emissões de carbono ou até mesmo nulas. As energias renováveis (ER) têm-se apresentado, nos últimos anos, como as principais (e únicas) opções de substituição aos combustíveis fósseis, principalmente no que diz respeito à produção de eletricidade. Contudo, a sua utilização continua abaixo do que seria recomendado: dados da *BP Statistical Review of World Energy 2019* indicam que a contribuição das ER representa apenas um terço do aumento requerido na produção de eletricidade, e que o consumo de carvão no setor elétrico foi o grande responsável pelo aumento do consumo total de carvão. Mais ainda, estima-se que a produção de eletricidade tenha contribuído com cerca de metade do aumento das emissões de carbono [11].

O aumento da concentração de CO_2 e outros gases com efeito estufa na atmosfera tem consequências graves para o ser humano e principalmente para o planeta [12]. Estima-se que nos últimos 120 anos a temperatura da Terra tenha subido quase 1 °C e, a manter-se a tendência, prevê-se que possa aumentar entre 6,5-8 °C até 2100 [13].

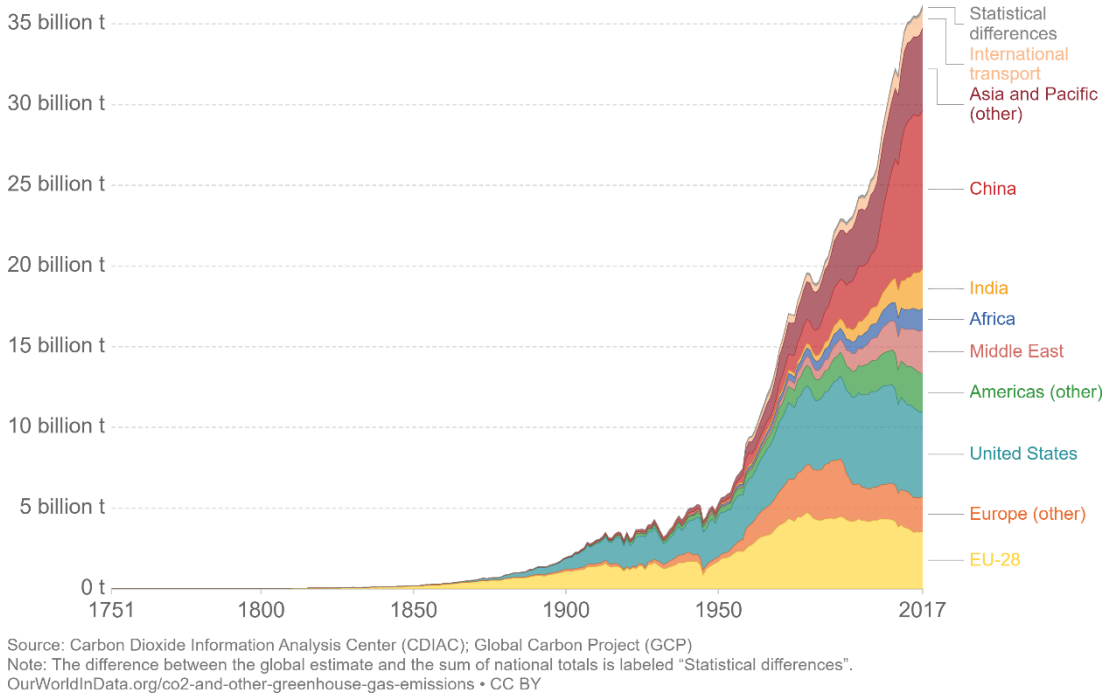


Figura 1. Total de emissões anuais de CO_2 por região (imagem retirada de [1]).

Contudo, apesar destas alterações se deverem essencialmente ao comportamento humano, os esforços dos últimos anos têm sido ténues para encontrar soluções sustentáveis ao nosso desenvolvimento e mitigar os efeitos causados pelo excessivo consumo de combustíveis fósseis. Embora ratificado em 1999, o Protocolo de Quioto entrou em vigor apenas em 2005, comprometendo-se os 200 países assinantes a cumprir as metas para reduzir as emissões de gases de efeito estufa no espaço de inicialmente 10 anos [12]. Novas medidas surgiram na sequência destas, em 2011, quando a Comissão Europeia propôs uma meta de 20% de energias renováveis no pacote energético global da UE, com objetivos específicos para cada país e para cada setor [14, 15]. Portugal conseguiu atingir esta meta (19,8% em 2009), contudo a média Europeia estava bastante abaixo do número pretendido, e só mais recentemente a união Europeia conseguiu que a meta fosse atingida [16]. Mais recentemente, em 2016, foi aprovado o Acordo de Paris, em Nova York, onde mais de 170 nações concordaram em fazer esforços para que o aumento de temperatura neste século não fosse superior a 2 °C. Para isso, definiram verbas para investimento público e privado, um novo enquadramento tecnológico, e a garantia de transparência na execução e suporte do

que foi estabelecido [12, 17, 18]. Por último, mas não menos importante, apresentado no final de 2019 pela Comissão Europeia, o Pacto Ecológico Europeu (*European Green Deal*) pretende que a UE atinja 0 emissões de gases efeito estufa até 2050, tornando-se assim o primeiro continente climaticamente neutro [19]. Assente em princípios como a descarbonização do setor energético, através da substituição dos combustíveis fósseis pelas ER, integração de sectores (*sector coupling*), ou eficiência energética, este acordo promete ainda tornar a UE numa economia limpa e competitiva, na qual o crescimento económico se dissocia da exploração dos recursos [20]. Assim sendo, está claro que o principal desafio para o futuro que se segue prende-se, por um lado, com a valorização e crescimento do uso das ER e, por outro lado, com o desenvolvimento de tecnologias de captura e armazenamento de CO_2 [17].

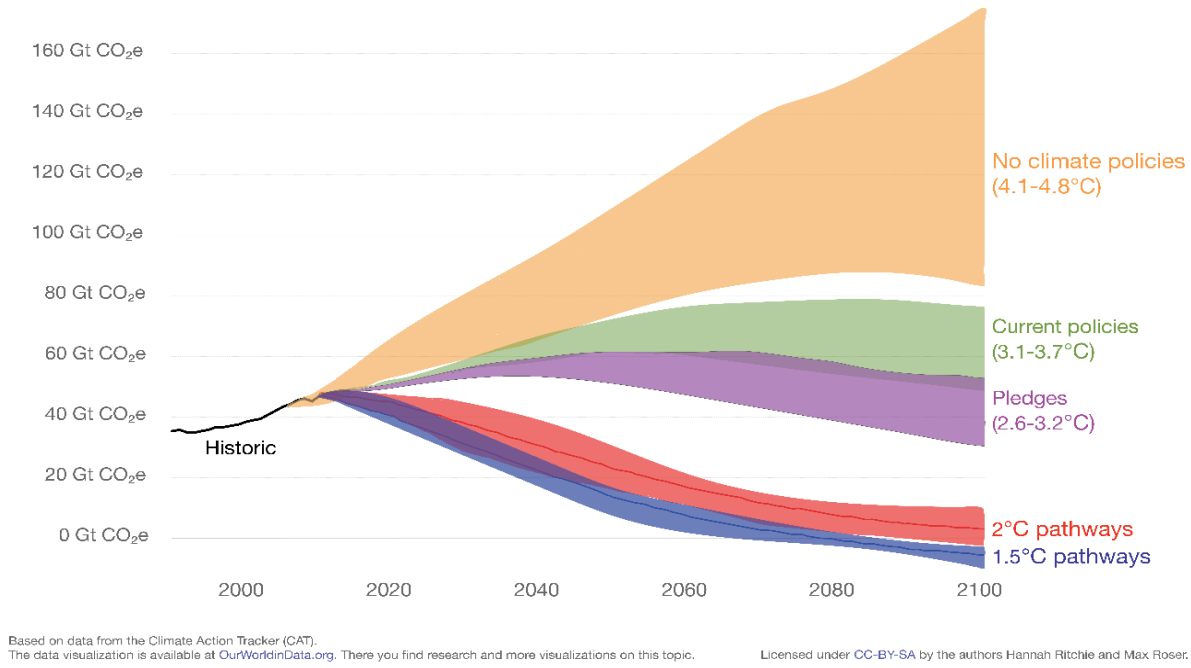


Figura 2. Cenários de emissões globais de gases de efeito estufa (imagem retirada de [1]).

A realidade atual motivada pela crise sanitária da pandemia da *COVID-19* pôde comprovar, caso ainda fosse necessário, a influência que o ser humano tem no ambiente e as causas antropogénicas associadas às emissões de CO_2. Desde o início da pandemia e das primeiras políticas restritivas a nível governamental, estima-se que as emissões diárias globais de CO_2 tenham sofrido uma redução de quase 20% relativamente ao

mesmo mês do ano de 2019 (abril), sendo que este ano as emissões do mês de abril são apenas comparáveis com os níveis do ano de 2006. A maior redução verificou-se nos transportes de superfície, uma descida de mais de 35% nas emissões globais. Prevê-se ainda que a redução anual de emissões possa chegar aos 7,5%, uma taxa semelhante à exigida nas próximas décadas para mitigar as alterações climáticas em apenas 1,5 °C de aumento de temperatura [7]. Por outro lado, todos os esforços que foram e estão a ser feitos no que diz respeito ao combate à pandemia, nas diversas áreas de atuação e investigação inerentes, promovem uma reflexão importante: aquando de uma ameaça global eminente, o planeta ainda consegue trabalhar em conjunto na procura de soluções imediatas. Certamente que não se deseja que o mundo pare, de modo a responder aos problemas climáticos, mas uma maior preponderância e esforço internacional devem ser dados a esta temática, que na sua essência é do interesse de todos.

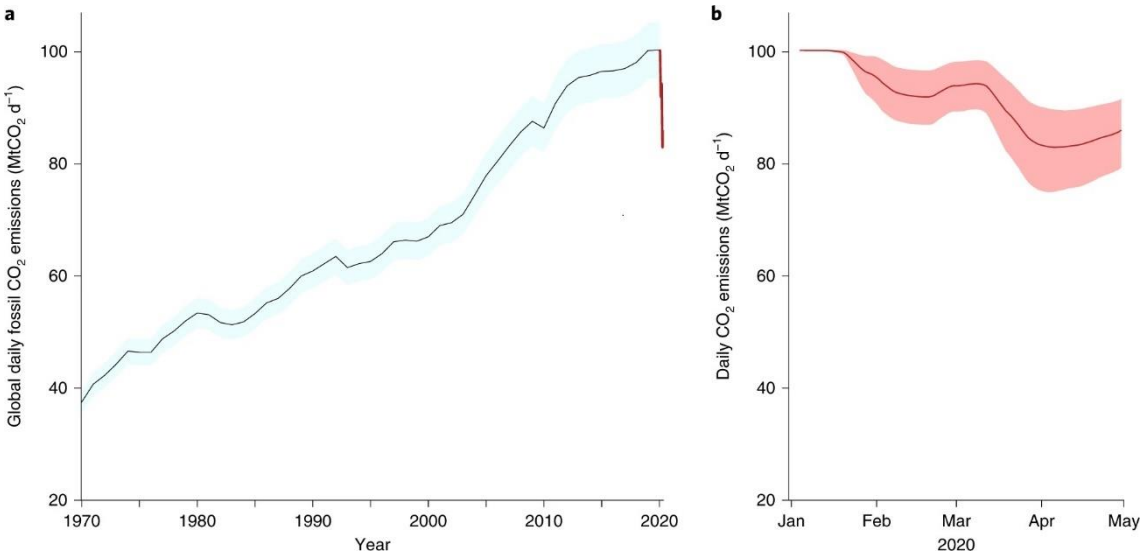


Figura 3. Média anual das emissões diárias de CO_2 entre o período de 1970 e 2019 (imagem retirada de [7]).

Analisando os números referentes a 2018, a nível mundial as ER representam pouco mais de 11% do consumo primário de energia, que tem ainda como principais fontes o petróleo, gás natural e carvão (34, 24 e 27%, respetivamente); o panorama Europeu está ligeiramente melhor, com cerca de 15% do consumo primário correspondente a ER, mas ainda assim mais de 74% de origem fóssil; a nível nacional a dependência dos combustíveis fósseis é igual à média Europeia, contudo a fração de ER (25%) é maior,

principalmente devido ao debate crescente na sociedade e às estratégias de implementação de ER , e ainda pelo facto de não possuirmos energia nuclear [11, 21]. Não obstante a baixa utilização geral das ER, já inúmeros países conseguiram atingir uma alta proporção de energia renovável no ramo da eletricidade, como a Islândia (100%), Noruega (96%) ou o Brasil (85%) [17]. Também Portugal (continental), em 2020, conseguiu atingir mais de 70% da produção de eletricidade renovável, com particular enfâse para a energia eólica e hídrica, representando um marco importante na transição energética portuguesa [22]. Todavia, apesar dos bons sinais apresentados nos últimos anos, o estado energético (Europeu) atual e as metas mais próximas da UE, nomeadamente 32% de energia renovável até 2023, estão bastante aquém do necessário para garantir o compromisso do Acordo de Paris. Especialistas alemães acreditam que as metas se deviam situar, no mínimo, em 40% de energia renovável para cumprir os objetivos de Paris, e que a Europa tem potencial para chegar aos 100% em 2050 [23].

As ER não têm apenas obstáculos políticos ou económicos para ultrapassar, mas principalmente limitações de cariz tecnológico. Duas das principais fontes de energia renovável, o vento e o sol, são bastante instáveis, uma vez que a energia que conseguem produzir depende de fatores meteorológicos [24]. Esta instabilidade no abastecimento de energia pode-se caracterizar de três formas: variável, pois é determinado por condições meteorológicas; instável, pois é difícil prever a quantidade de energia que pode gerar; e de localização específica, já que o poder do vento ou do sol pode não coincidir com o local de distribuição [25]. No seguimento desta ideia, os efeitos económicos associados a estas ER podem ser consideráveis, quer em termos de perda de receitas caso haja um excedente energético – enormes quantidades de energia são desperdiçadas anualmente pois a capacidade de armazenar eletricidade ainda é escassa -, quer em termos de custos adicionais em situações de défice de produção energética [17, 25]. Deste modo, a necessidade de soluções que consigam responder aos principais problemas apresentados, hoje em dia, é crucial.

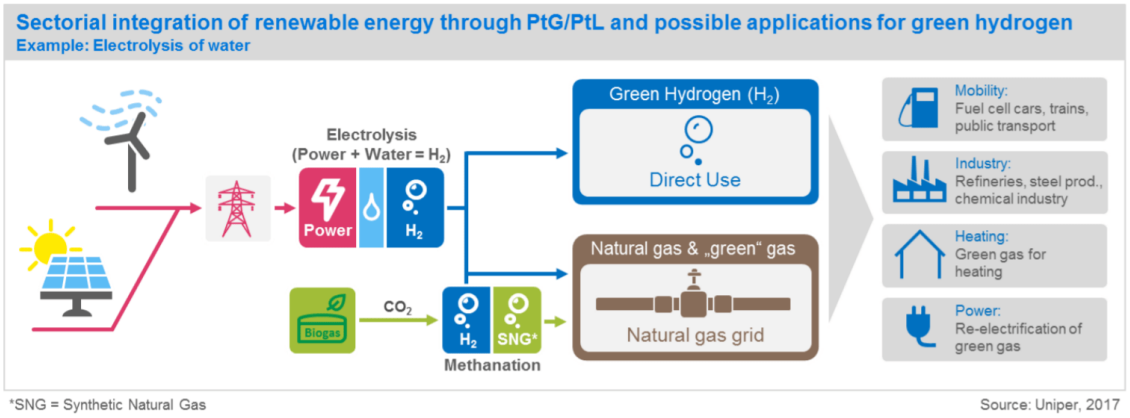


Figura 4. Integração de sectores de ER através de PtG e possíveis aplicações (imagem retirada de [2]).

A tecnologia *Power-to-gas* (eletricidade para gás) apresenta-se como uma forte alternativa a longo-prazo para o armazenamento e transformação de eletricidade em plantas de energia renovável, promovendo a integração e associação da rede elétrica com outros sistemas energéticos, como *heating districts* ou o setor dos transportes [26]. Essencialmente, o *Power-to-Gas* (*PtG*) faz a união entre a rede elétrica e a rede de gases, convertendo o excedente de eletricidade produzido em gás compatível de ser introduzido na rede através de dois processos: produção de hidrogénio (H_2) pela eletrólise da água, seguido da conversão do mesmo H_2 em metano (CH_4), quando reagido com dióxido de carbono (CO_2) ou monóxido de carbono (CO) de uma fonte externa – metanação. O CH_4 produzido pode, por sua vez, ser introduzido diretamente na rede de gases, usado como combustível, ou ainda armazenado, pelo que a capacidade de armazenamento mundial de gás natural (em termos energéticos) é bastante superior à produção total de energia solar e eólica anual [14, 24]. Em paralelo com a possibilidade de eletrificar e unificar vários setores, com o propósito de diminuir o consumo energético – e a longo prazo, claro, reduzir emissões –, *PtG* visa ainda uma redução das emissões e concentração de CO_2 na atmosfera mais imediata: no passo da metanação, o CO_2 utilizado vai atrasar ou mesmo suprimir a sua libertação para a atmosfera, não obstante a fonte de carbono empregue [26].

Em 2003 surgiram os primeiros projetos na Europa, com foco primordial na utilização de H_2. Na última década o número de projetos aumentou rapidamente, contando já com plantas de demonstração em 16 países Europeus. A Alemanha conta com o maior número de projetos realizados, quase 50, nos vários campos de aplicação. Também a

Dinamarca representa uma boa parte dos projetos Europeus, com enfâse na mistura do CH_4 produzido e H_2 na rede de gás natural. O Reino Unido, por outro lado, parece estar a investir no uso do H_2 para combustível de transportes, enquanto Espanha prioriza a eletrificação com cogeração (*CHP - Combined Heat and Power*) [8].

1.2 Apresentação da Empresa

A Sysadvance – Sistemas de Engenharia S.A. é uma empresa portuguesa, *spin-off* da FEUP, sediada na Póvoa do Varzim. Especializada na separação de gases por processos de adsorção, tem no seu portfólio unidades de *PSA* para purificação de azoto e oxigénio a partir do ar atmosférico, assim como unidades para separação e purificação de hélio, SF6, e valorização de biogás [27].

A Sysadvance, líder no mercado ibérico na produção de unidades de *PSA*, possui um conjunto de características, infraestruturas e conhecimentos que a tornam competitiva a nível mundial, exportando para mais de 45 países no mundo inteiro. Está também certificada, pela empresa SGS, de acordo com as normas ISO 9001:2015, para toda a gama industrial e produtos para o setor de energia, e ISO 13485:2016, para os seus dispositivos médicos (sistemas de geração de oxigénio, sistemas de ar e vácuo para fins medicinais) [27].

1.3 Contributos do Autor para o Trabalho

O trabalho desenvolvido no âmbito desta tese foi realizado pelo Autor, nomeadamente o estudo do potencial tecnológico da metanação catalítica, dos seus componentes e etapas, o estudo da viabilidade económica e os desafios futuros. A Sysadvance forneceu, com a sua base de dados, custos e consumos de equipamentos, bem como certos caudais e composições de correntes requeridas.

1.4 Organização da Tese

A presente dissertação está estruturada do seguinte modo:

- **Capítulo 1 – Introdução:** expõe o enquadramento do trabalho, abordando o problema atual do setor energético e apresentando a tecnologia *PtG* como solução.

- **Capítulo 2 – Descrição do Processo:** descreve os principais passos do processo *PtG* – eletrólise e reação de metanação; e faz referência às fontes de carbono e aos meios mais comuns de extração.
- **Capítulo 3 – Estado da Arte Tecnológico e Estudo de Mercado:** analisa o panorama Europeu relativamente a plantas de demonstração de *PtG* (principais países envolvidos, distribuição dos projetos, área de aplicação) e descreve três projetos de referência.
- **Capítulo 4 – Análise Económica:** estuda os custos de investimento e de operação de uma instalação de *PtG* com uma capacidade pré-estabelecida e compara-os com os dados da literatura e do mercado.
- **Capítulo 5 – Perspetivas para o Futuro:** analisa as projeções de descida de custos relativamente à eletrólise e metanação e avalia as iniciativas necessárias para estimular uma transição energética associada ao desenvolvimento das renováveis e ao *PtG*.
- **Capítulo 6 – Conclusões:** apresenta resumidamente as principais conclusões do trabalho, bem como de outros trabalhos realizados.
- **Capítulo 7 – Referências:** enumera todas as fontes bibliográficas consultadas e referidas ao longo do texto.

2. Descrição do Processo

O *Power-to-gas* é um processo simples quando analisado a partir de uma visão de alto nível e, na sua base, é composto essencialmente por duas etapas ou passos:

1) A eletricidade gerada, preferencialmente por fontes renováveis, é transformada em H_2 através da eletrólise **da água**, numa reação eletroquímica que tem o oxigénio, O_2, como o outro produto da reação.

2) Posteriormente, o H_2 produzido pode ser injetado diretamente na rede de gás ou então reagido com o dióxido de carbono, CO_2, e convertido em CH_4 (metano sintético) quer por meio biológico, quer por via catalítica – através de uma reação de **metanação** [17]. Ambos os procedimentos vão ser abordados mais em detalhe a seguir. A Figura 5 apresenta um organigrama simplificado do processo, ilustrando as várias etapas inerentes e os principais processos e tecnologias.

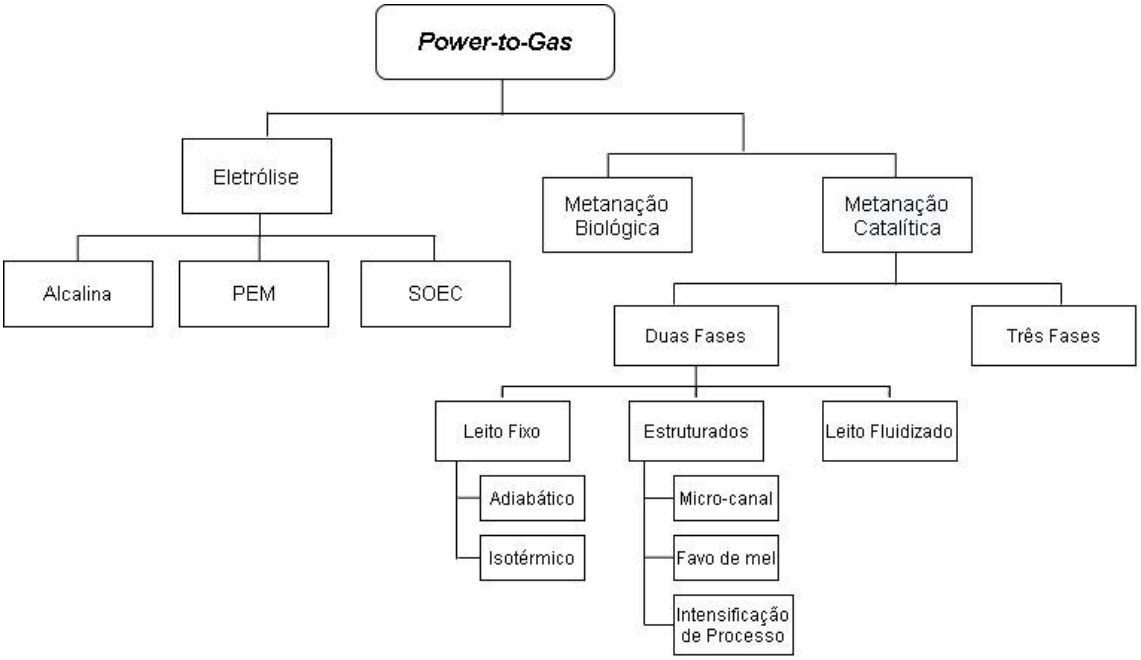


Figura 5. Organigrama estrutural da tecnologia PtG.

2.1 Eletrólise da Água

A transformação de energia elétrica em química é um dos elementos fulcrais do conceito *PtG*. A eletrólise da água consegue-se aplicando potencial elétrico a dois elétrodos mergulhados numa solução aquosa, separando a água nos seus componentes

elementares H_2 e O_2, formados, respetivamente, no cátodo e no ânodo. Como a reação de dissociação (ionização) da água é praticamente nula numa grande gama de temperaturas e pressões exequíveis para fins industriais (variação da energia de Gibbs fica negativa a 2000 K e 1 bar), adiciona-se um eletrólito (NaCl, KOH, …) que promove a dissociação da água (OH^- e H^+) a temperaturas próximas da temperatura ambiente. A seguir, o cátodo e o ânodo, quando carregados eletricamente, induzem duas reações de oxidação-redução diferentes, produzindo H_2 e O_2 sob a forma gasosa [6, 28].

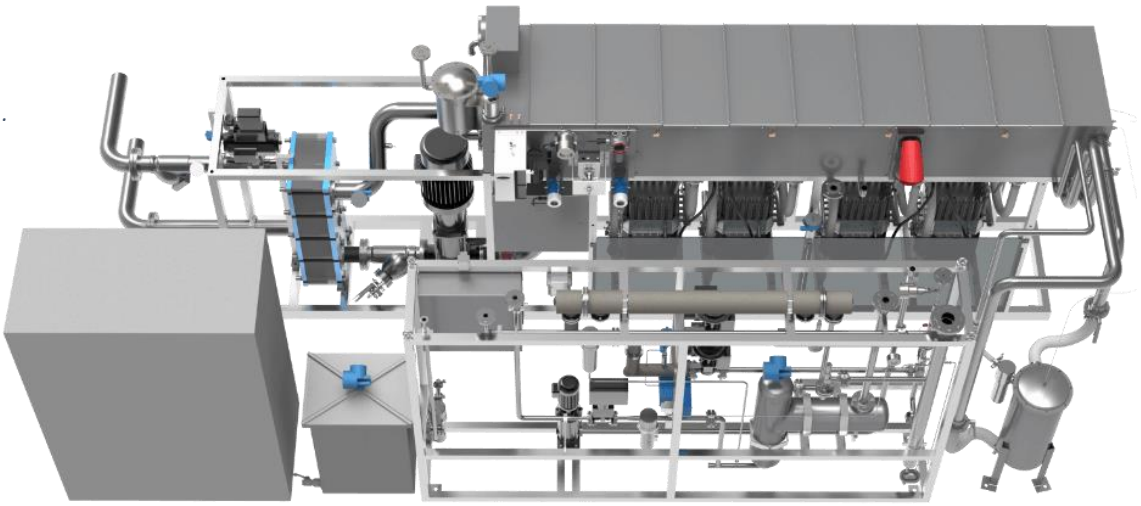


Figura 6. Esquema (render) de um eletrolisador PEM à escala industrial para 4000 m^3de H_2.

A eletrólise da água é uma tecnologia bastante estudada e bem compreendida. Contudo, pequenas diferenças em componentes do eletrolisador como o eletrólito, os metais que compõem os elétrodos ou o material que impede a permeabilidade dos gases produzidos na célula, dão origem a tipos de eletrolisadores distintos, com propriedades, condições de operação e resultados específicos [28].

Eletrólise Alcalina (*AEL*)

É a tecnologia mais bem desenvolvida e comercializada há mais tempo. Usa uma solução alcalina como eletrólito (KOH ou NaOH) e tanto pode operar à pressão atmosférica como a pressões elevadas (até 100 ou mesmo 300 bar) [28]. A *AEL* atmosférica tem uma eficiência maior que a *AEL* pressurizada, contudo a última produz H_2 comprimido, requerendo assim um consumo energético menor. Este resultado deve-se ao facto de

que a diminuição em eficiência elétrica na eletrólise com o aumento da pressão é menor que a energia necessária para comprimir o hidrogénio produzido [14]. Ainda assim, as principais limitações da eletrólise alcalina estão associadas à limitada capacidade mínima de carga (*minimal part-load capability*) que é cerca de 20-40% da capacidade nominal [6] Mais ainda, a utilização de eletrólitos de solução alcalina, altamente corrosivos, exigem custos de manutenção elevados [14]. Os principais materiais usados como elétrodos neste processo são o Ferro (Fe) e o Níquel (Ni).

Eletrólise de Membrana Polimérica (*PEM*)

Relativamente à eletrólise alcalina, a tecnologia *PEM* é mais recente e menos desenvolvida, estando apenas disponível para aplicações de pequena escala. Tem por base uma membrana polimérica que conduz protões, diretamente ligada aos elétrodos, juntado a função do eletrólito e do diafragma num só [6]. A pureza do H_2 produzido é bastante alta, e a membrana tem maior tolerância a baixas cargas parciais (*partial load*), conseguindo trabalhar até 5% da capacidade nominal [6]. No entanto, o preço de implementação é ainda significativamente mais elevado do que a *AEL* devido ao custo da membrana e ao uso de metais nobres como platina, irídio ou ruténio. Especialistas creem que na próxima década a tecnologia *PEM* se estabeleça como a preferencial em instalações de eletrólise associadas a fontes de energia renovável, uma vez que se espera que o custo do processo *PEM* desça cerca de 30 a 60% [28].

Eletrólise de Alta Temperatura/Sólido Óxido (*SOEC*)

A eletrólise de alta temperatura, ou sólido óxido, é a tecnologia menos desenvolvida até ao momento, operando apenas a nível laboratorial. Este processo tira partido da vantagem termodinâmica de realizar a reação de eletrólise a temperaturas muito altas, entre os 800 e o 1000 °C. Nestas condições, a variação da energia livre de Gibbs é muito baixa, e apenas uma pequena parte da entalpia necessária à reação deve ser fornecida sob a forma de eletricidade. Consequentemente, a eficiência elétrica pode chegar a 100%, uma das grandes vantagens deste método. O eletrólito é um sólido óxido, geralmente composto de óxido de ítrio e zircónio (Y_2O_3 e ZrO_2). Por sua vez, os principais obstáculos desta tecnologia estão diretamente relacionados com as altas temperaturas:

rápida degradação dos materiais, um tempo de espera substancial para operar e desligar devido a variação dos coeficientes de expansão térmica dos componentes, tratamento da corrente de H_2 misturada com vapor, entre outros [14, 28].

Para melhor compreensão e visualização das 3 tecnologias, apresenta-se em baixo na Figura 7 diagramas explicativos para cada eletrólise, com as reações parciais de oxidação-redução.

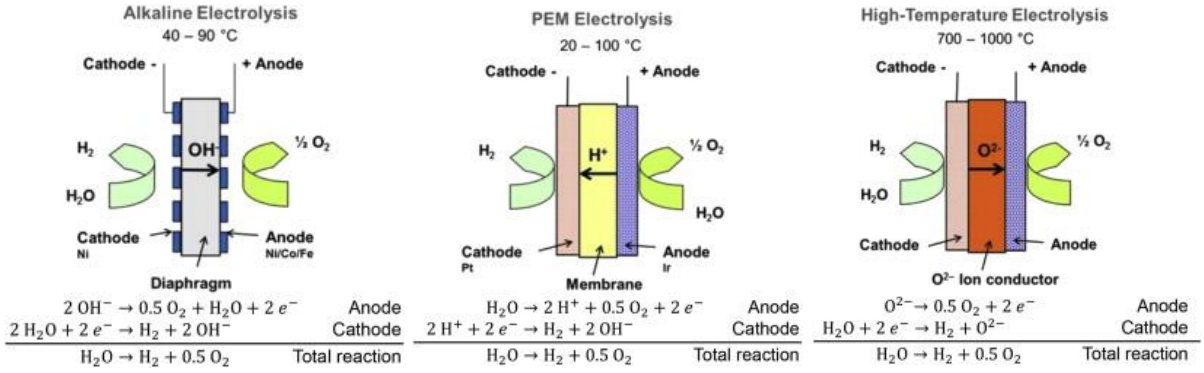


Figura 7. Diagramas explicativos da modo de funcionamento de cada tipo de eletrólise (imagens retiradas de [6]).

2.2 Metanação

A segunda etapa do *PtG* consiste na conversão do H_2, reagido com CO_2 em CH_4 e H_2O. Há duas vias para produzir o CH_4 (também conhecido por gás natural sintético, *SNG*): por via catalítica/química, ou por via biológica. Esta última compreende diversas fases até ao produto final, com diferentes microrganismos a contribuírem para a degradação da matéria orgânica [5]. As propriedades e características dos dois processos são significativamente distintas, pelo que seria necessária uma análise comparativa mais detalhada que não será aqui realizada. Para já será estudada apenas a metanação catalítica, bem como os parâmetros essenciais associados à eficiência do processo – catalisadores, reatores, e mecanismos da reação.

A hidrogenação catalítica do CO_2 em CH_4 (metanação do CO_2), também conhecida como a Reação de Sabatier, é estudada desde o início do século XX, e ganhou bastante interesse a partir dos anos 70' [14]. A expressão da reação é apresentada a seguir.

$$CO_2 + 4H_2 \leftrightarrow CH_4 + 2H_2O \qquad \Delta H_{298K} = -165 \text{ kJ/mol} \qquad (1)$$

A metanação do CO_2 é uma reação termodinamicamente favorável (variação da energia de Gibbs à temperatura ambiente é negativa); contudo, a redução do carbono totalmente oxidado (CO_2) em metano é um processo com bastantes limitações cinéticas, e como tal é necessário a ação de um catalisador para atingir velocidades de reação e seletividades aceitáveis [29]. Tipicamente, um reator de metanação catalítica opera entre os 250 °C e 400 °C, numa gama de pressões que pode ir de 1 a 80 bar, usando catalisadores à base de Níquel (maioritariamente), Ruténio, Cobalto ou Ródio. Durante a reação, o H_2, com baixa densidade energética, converte a sua energia química em CH_4, de elevada densidade energética, com uma eficiência de cerca de 83%, pelo que o resto da energia se dissipa sob a forma de calor [6]. Por outro lado, dado tratar-se de uma reação exotérmica, taxas de conversão mais elevadas são, normalmente, atingidas a baixas temperaturas – e altas pressões –, embora nestas condições a cinética seja inferior e os custos mais elevados [5, 6].

Catalisadores

Como foi referido, a barreira cinética intrínseca à transformação de CO_2 em CH_4 é considerável e, como tal, é necessário o uso de um catalisador eficiente, que proporcione alta seletividade para com o CH_4, forte atividade, boa estabilidade térmica e ainda resistência à formação de compostos secundários como coque. Catalisadores à base de Níquel (Ni) cumprem grande parte dos principais requisitos enunciados, sendo assim os mais usados na metanação catalítica [5]. A investigação por materiais alternativos, essencialmente metais (grupos VIII-XI), é extensa e diversa. Vários estudos apontam o Ruténio (Ru) como o catalisador que apresenta maior atividade, contudo é extremamente caro e por isso ainda não é considerando para uso industrial [30]. O Ferro (Fe) e o Cobalto (Co) exibem boas propriedades, como por exemplo atividade e reatividade, respetivamente; no entanto, apresentam a mesma desvantagem que o Ni, tendência para oxidar em atmosferas oxidantes, juntamente com baixa seletividade e custo [10].

Para além da importância do metal ativo, também o suporte do catalisador, promotores, e condições de preparação têm influência na atividade e seletividade do catalisador. Os suportes mais comuns são metais óxidos, em particular óxido de alumínio (Al_2O_3), mas também sílica (SiO_2) ou titânio (TiO_2). São compostos caracterizados por uma grande área superficial e com a capacidade de dispersar as espécies metálicas ativas de forma uniforme por toda a área do suporte [10]. Há ainda outros suportes que têm vindo a ser investigados e mostram resultados interessantes, contudo alguns estão ainda numa escala laboratorial ou são demasiado dispendiosos para serem empregues a nível industrial – óxido de zircónio (ZrO_2), lantânio (La_2O_3), óxidos binários de césio e zircónio (Ce-Zr) [29].

A Tabela 1 resume as principais características dos catalisadores mais usados na metanação catalítica.

Tabela 1. Principais catalisadores de metanação e parâmetros importantes.

Metal Ativo	Atividade	Seletividade	Custo	Particularidades
Níquel	Alta	Muito alta	Médio	Desativação a baixa temperatura
Ruténio	Muito alta	Baixa	Muito alto	Metal mais ativo
Ferro	Alta	Baixa	Baixo	Rápida oxidação
Cobalto	Média	Média	Alto	Formação produtos secundários
Molibdénio	Baixa	Média	Médio	Maior tolerância a enxofre

Reatores

A natureza extremamente exotérmica da reação de metanação do CO_2 requer um cuidadoso controlo da temperatura, de modo a evitar gradientes de calor dentro do reator que possam causar a desativação do catalisador [31]. Se por um lado se sabe que a altas temperaturas a reação se torna termodinamicamente limitada, por outro lado a baixas temperaturas fica cineticamente restringida. Daí que a transferência de calor e variação de temperatura sejam parâmetros chave aquando do desenho do reator [5, 31].

A literatura relata o uso de vários tipos de reatores para a metanação, dos quais se destacam o reator de leito-fixo (adiabático e isotérmico), de leito fluidizado, trifásico, monolítico, microcanal, de membrana e de intensificação de processo (*sorption-enhanced*) [5, 14].

A abordagem mais consolidada e comum é o **reator de leito fixo**. Caracteriza-se por um contacto uniforme entre o gás e as partículas de catalisador, dispostas em leitos estacionários, e tempos de contacto longos. O modo de funcionamento adiabático usa geralmente um conjunto de 2 a 5 reatores em série com arrefecimento entre cada estágio; adicionalmente, para melhor controlo da temperatura, pode-se fazer um reciclo do gás de produto para a alimentação (ver Figura 8) ou diluir controladamente o caudal de gás de entrada (o aumento de 1% da fração molar de CH_4 no caudal de produto provoca um aumento de temperatura de cerca de 60 °C) [5, 32].

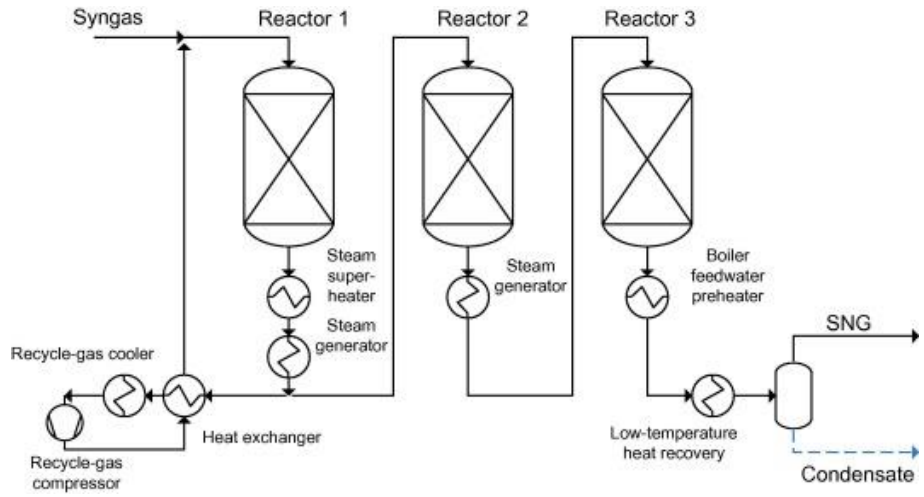


Figura 8. Diagrama processual de uma unidade com arrefecimento intermédio e reciclo de gás (imagem retirada de [10]).

Há ainda um modo de funcionamento isotérmico, com um meio de arrefecimento no interior em tubos ou carcaça, contudo não são tão usados pois a atividade isotérmica é bastante difícil de manter dada a natureza da reação [32].

O segundo modelo mais usado é o **reator de leito fluidizado**. A mistura de sólidos em fluidização promove uma boa transferência de massa e calor no meio, conseguindo-se atingir condições quase isotérmicas [32]. No entanto, o arrastamento e atrito entre as partículas pode provocar a degradação e desativação do catalisador; mais ainda, a

velocidade superficial do gás não pode ser muito baixa para garantir o estado mínimo de fluidização [14, 32].

No campo da investigação, há ainda uma série de reatores que têm sido estudados e desenvolvidos, no sentido de promover uma maior transferência de massa e calor, bem como de acrescentar um passo de separação para descolar o equilíbrio da reação na direção dos produtos. Reatores estruturados (*structured reactors*) têm sido bastante estudados e podem incluir os seguintes desenhos: 1) monolítico e favo-de-mel (Figura 9 c)), que possuem uma grande área superficial de catalisador e baixa queda de pressão, bem como curto tempo de resposta; 2) microcanal (Figura 9 d)), com vantagens muito parecidas, mas que, em relação à transferência de calor, impedem a formação de pontos quentes e assim a desativação do catalisador [33]. Por outro lado, reatores que introduzem um passo adicional de separação, ou mesmo de captura de um reagente, têm sido vistos ultimamente com alto potencial: reatores de membrana, Figura 9 e), combinam reação com separação para aumentar a conversão de CO_2 – com uma membrana seletiva que remova H_2O, por exemplo, o equilíbrio da reação desloca-se para a direita aumentando assim o CH_4 produzido; reatores de intensificação de processo (*sorption-enhanced* – Figura 9 f)) fazem uso de um adsorvente que seletivamente remove um dos produtos da zona reacional, e que necessariamente tem de ser regenerado de seguida [5]; outros estudos reportam o uso de reatores adsortivos, onde material adsorvente capaz de capturar CO_2 de uma corrente de exaustão é combinado com catalisador onde ocorre a reação de metanação – este processo necessita também de uma etapa de regeneração mas traz a vantagem económica de não necessitar do transporte de CO_2 , armazenamento ou mesmo uma unidade à parte para separação [34].

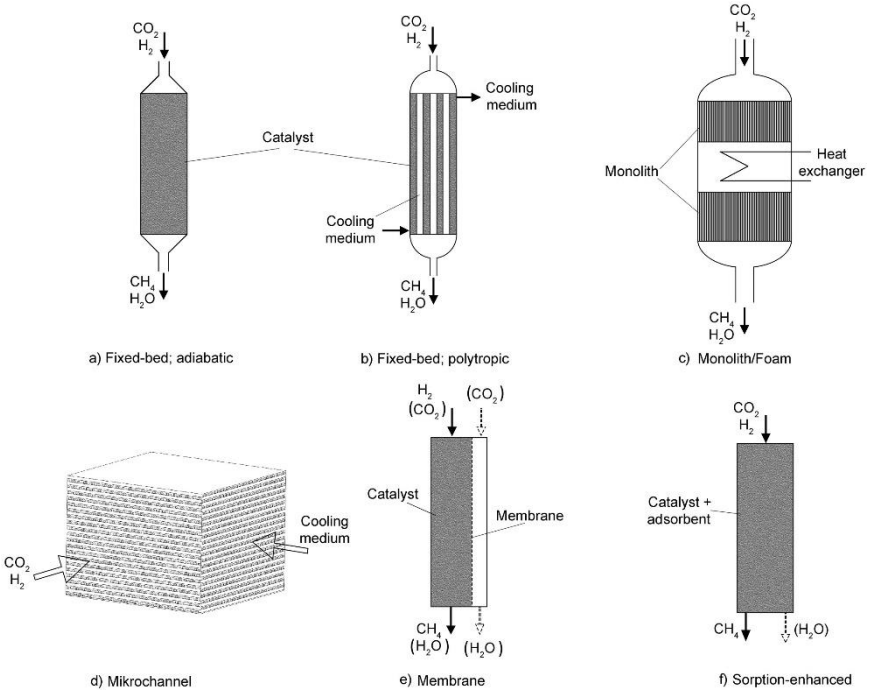


Figura 9. Representação simplificada de diferentes tipos de reatores de metanação (imagem retirada de [5])

2.3 Fontes e Captura de Carbono

O processo de metanação no *PtG* requer uma fonte de carbono, como o CO_2 ou CO. Há já muito estudo desenvolvido no que diz respeito a tecnologias de captura e armazenamento de CO_2 (*CCS – Carbon Dioxide Capture and Storage*) [14]. Essencialmente, há duas vias principais para extrair o CO_2 necessário: captura direta a partir do ar (*DAC – Direct Air Capture*) e captura a partir de fontes concentradas; a última, por sua vez, agrupa um conjunto de possíveis fontes com um teor de CO_2 considerável, como biomassa, certos processos industriais, ou centrais elétricas a combustível fóssil [6, 35]. Ambas as vias serão analisadas separadamente a seguir.

A extração de CO_2 do ar é um processo viável, mas contém ainda algumas limitações tecnológicas. Para poder ser separado, o CO_2 tem de ser concentrado de 400 ppm (concentração atmosférica) para um estado quase puro. A separação é, geralmente, conseguida com uma solução alcalina, embora existam outros métodos, como resinas ou aminas imobilizadas em suportes sólidos [6]. Apesar de atualmente este processo não ser economicamente competitivo com outras fontes, tem algumas vantagens tais como o facto de não necessitar do transporte de CO_2 para a instalação de *PtG*, ser uma

fonte praticamente inesgotável, ou contribuir de forma direta para a diminuição da concentração de CO_2 na atmosfera [5, 36].

Também a biomassa é muitas vezes citada como fonte de CO_2, e as formas de o obter podem ser variadas [6]. Por um lado, pode-se usar o biogás, produto final da decomposição da biomassa, para injeção direta no reator de metanação após a remoção de alguns elementos residuais. Por outro lado, as centrais de valorização de biogás e produção de bioetanol, na fase de fermentação, libertam CO_2 como resíduo, que pode ser recolhido praticamente sem custos [5]. Para além do mais, o CO_2 resultante da exaustão dessas plantas tem uma concentração elevada e adequada à metanação (93-96% CO_2), pelo que quase não precisa de ser pré-tratado ou concentrado. Ainda assim, o CO_2 necessita de ser transportado até à unidade *PtG*, e a quantidade que se pode obter de resíduo livre de custos é limitada [6].

Há ainda uma série de setores industriais onde a separação do CO_2 é tecnicamente viável, e em termos económicos depende essencialmente da fração de CO_2 presente no gás de exaustão: quanto mais CO_2 mais económica se torna a separação [5]. As principais fontes de CO_2, com alto teor de emissões e que num futuro próximo ainda serão indispensáveis, são por exemplo a indústria da produção do cimento, fabrico do aço e ferro, processos químicos como a produção de etanol, processamento do gás natural, entre outros [5, 14]. Dado muitas das emissões serem inevitáveis, o tratamento do CO_2 produzido seria uma solução para estes setores reduzirem a sua pegada de carbono. Ainda assim, o CO_2 teria de ser transportado para a instalação, e nenhum destes processos constitui uma fonte biogénica de carbono [6].

3. Estado da Arte Tecnológico e Estudo de Mercado

Na última década, um número significativo de projetos *PtG* viram a luz do dia, a maior parte deles na Europa, que conta já com 128 projetos de demostração, entre instalações planeadas, existentes e desmanteladas. Dentro do continente Europeu, a Alemanha, como já foi dito, apresenta-se como o grande percursor no desenvolvimento da tecnologia, a par da Dinamarca e Suíça [8].

A Figura 10 ilustra a localização, tipologia e estado de alguns projetos *PtG*. Como se pode ver, a maior concentração de projetos desta natureza está localizada na Europa Central e uma grande percentagem deles ainda está focada apenas no uso de hidrogénio.



Figura 10. Localização de projetos PtG diferenciados de acordo com produto final e atividade. (Imagem retirada de [9]).

Espalhados por diversos países, vários projetos envolvem consórcios entre universidades públicas, setor privado, e por vezes, protocolos internacionais, que vão contribuindo para a maturação da tecnologia e ultrapassando as fases iniciais próprias da etapa de demonstração [37]. Na Alemanha, o foco primordial tem sido a metanação catalítica do CO_2, com uma quota parte para a valorização do biogás, visto ser a principal fonte de CO_2 explorada. Já na Dinamarca, por exemplo, o investimento está mais associado à metanação biológica e também ao biogás. No que diz respeito à área de aplicação do CH_4 produzido, os interesses divergem: a Dinamarca parece apostar claramente na injeção de H_2 e CH_4 sintético na rede de gás natural; o Reino Unido

concentra mais esforços no uso de H_2 como combustível; e a Espanha dá prioridade a eletrificar o setor de aquecimento (cogeração), ao passo que a Alemanha parece promover projetos sem afunilar demasiado a sua aplicação [8]. A Figura 11 ilustra uma distribuição dos principais campos de aplicação de plantas *PtG*, com particular ênfase para a injeção de CH_4 na rede de gás e no uso quer de H_2 quer de CH_4 como combustível.

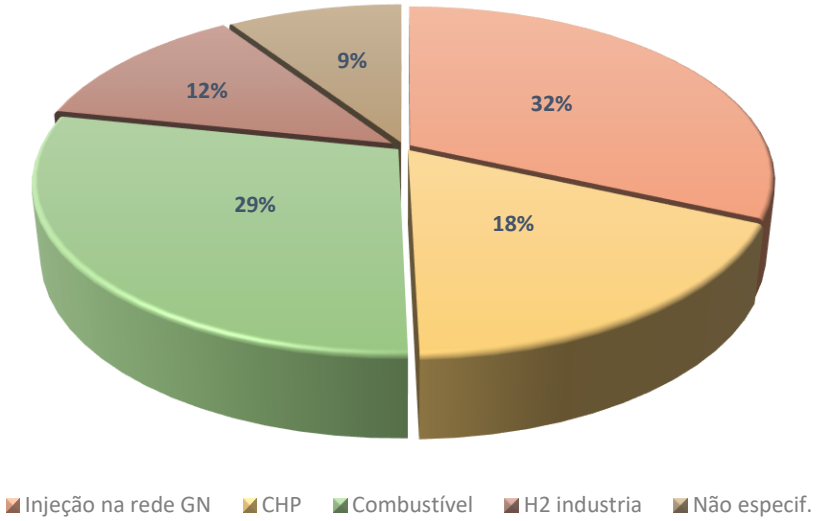


Figura 11. Distribuição das aplicações PtG relativamente a áreas de aplicação do produto final. (Dados retirados de [8]).

De seguida, descrevem-se alguns projetos de maior visibilidade e relevância a fim de melhor enquadrar o estudo aqui existente. Para este efeito, selecionaram-se os seguintes projetos:

- ***e-Gas* da Audi**, situado na Alemanha, o maior dos 3 projetos analisados, possui duas instalações de metanação, uma catalítica e outra biológica;
- **o projeto *STORE&GO***, resultante de um consórcio de 27 países, com plantas de demonstração na Alemanha, Suíça e Itália;
- **o projeto *MeGa-stoRE*** da Universidade de Aarhus, Dinamarca, o menor dos 3 projetos, mas com diferentes fases de desenvolvimento bastante interessantes.

3.1 Audi *e-Gas*

A fabricante de automóveis Audi tem vindo a desenvolver novos modelos de veículos que consigam substituir os tradicionais, movidos a combustíveis fósseis. Inicialmente começou por criar uma gama de automóveis movidos a gás natural comprimido (GNC),

o qual era vendido ao cliente ao preço normal do GNC, contudo era derivado de combustível fóssil. O biometano, designado gás natural renovável, também pode ser usado como combustível para este tipo de veículos e, para tal, a Audi desenvolveu duas instalações de *PtG* para a sua produção [38].

A primeira instalação, de metanação catalítica, foi inaugurada em 2013, em Wertle, norte da Alemanha, a partir de uma parceria entre a Audi AG, a ETOGAS GmbH e outros institutos e centros de investigação alemães. O início do projeto remonta a 2009, altura em que começaram os primeiros planos de estudos e testes, tendo depois a planta de demonstração passado por vários estágios de desenvolvimento e otimização, que garantiram a compreensão e o domínio do processo no geral, bem como dos seus subsistemas [37].

Esta é, até à data, a maior instalação industrial de *Power-to-SNG* do mundo. O H_2 é produzido em três eletrolisadores alcalinos, de 2 MW_e cada um, alimentados por um parque eólico no mar do Norte, e é armazenado a 10 bar. A reação de metanação ocorre num reator multitubular (*tuble-bundle*) arrefecido com sal derretido e a operar a cerca de 300-400 °C. O CO_2 por sua vez é obtido, por absorção de aminas, a partir de uma planta de biogás localizada ao lado, que valoriza o biometano e produz uma corrente de exaustão concentrada em CO_2. O calor gerado no reator de metanação é a seguir reaproveitado para a regeneração do absorvente de amina [5].

Relativamente ao desempenho da unidade, os eletrolisadores produzem cerca de 1300 Nm^3/h de H_2, capazes de gerar 325 Nm^3/h de CH_4 sintético, com um teor energético médio de 13,85 kWh/kg. A instalação trabalha à volta de 4000 h/ano (disponibilidade de 45%) com uma eficiência de aproximadamente 55%, não contando com o aproveitamento de calor produzido na reação [39].

Ainda em território alemão, concretamente em Allendorf, a Audi possui também uma segunda planta de menor dimensão, desta feita de metanação biológica. Está igualmente localizada ao lado de uma instalação de tratamento de biogás. Possui uma capacidade de eletrólise de 300 kW, que equivale a 60 Nm^3/h de H_2, e em relação ao projeto de metanação catalítica tem a vantagem de alimentar diretamente biogás ao reator, sem necessitar de separar o CO_2 [40]. O processo produz metano com elevado

teor de pureza (cerca de 98%) e parece ter maior tolerância a impurezas, pelo que o reator opera a temperaturas e pressões relativamente baixas (45-70 °C e 5 bar) [38].



Figura 12. Fotografia exterior da unidade de metanação Audi e-gas.

3.2 *STORE&GO*

O projeto *STORE&GO* resulta de um consórcio entre 27 organizações Europeias com o intuito de testar a integração da tecnologia *PtG* no quotidiano das redes energéticas da Europa [38]. O projeto está inserido no programa *EU Horizon 2020*, o maior programa de investigação e inovação da UE que visa fomentar avanços e descobertas tecnológicas, financiando a transição de grandes ideias da escala laboratorial para o mercado [41].

O projeto teve início no primeiro trimestre de 2016 e conta com três plantas de demonstração com tecnologias inovadoras de *PtG*. O conceito empregue em cada uma das três plantas envolve processos de metanação diferentes, e cada planta está adaptada à sua respetiva localidade, sendo que todas estão integradas nas redes de eletricidade, gás e aquecimento [42].

A primeira instalação localiza-se em Falkenhagen, Alemanha, onde foi acoplada, em 2018, a uma planta de produção de H_2 já existente, desde 2013, que recorria à eletrólise alcalina, para armazenar energia gerada por um parque de turbinas eólicas próximo (*WindGas Falkenhagen*). Esta instalação de metanação, com capacidade para cerca de 1 MW, faz uso de um reator monólito, com estrutura favo-de-mel, para produzir cerca de

58 Nm^3/h de CH_4, que é injetado na rede regional de gás natural. O CO_2 utilizado na reação é recuperado de uma planta de bioetanol localizada nas redondezas [38, 42].

A segunda planta está situada em Solothurn, na Suíça. Utiliza dois eletrolisadores PEM com 350 kW de potência para converter a energia proveniente de painéis fotovoltaicos e produção hidroelétrica, em H_2, e assim alimentar o processo de metanação biológica (microrganismos *Archaea*) que converte o CO_2 recuperado de uma estação de tratamento de águas residuais. Este é, desde 2019, injetado na rede de gás municipal [42].

A terceira planta foi construída em Troia, Itália. Instalada ao lado de uma planta já existente de produção de H_2 a partir de eletricidade (produção solar e eólica), com um eletrolisador alcalino de 1000 kW. A instalação integra um conjunto de reatores modulares micro-estruturados para a metanação catalítica (com capacidade para produzir, no máximo, 60 Nm^3/h de metano sintético), e captura de CO_2 diretamente do ar ambiente, mostrando que ambos os processos inovadores são tecnicamente possíveis. Uma vez que a planta está afastada da rede de condutas de gás natural, o CH_4 produzido é convertido em gás natural líquido/liquefeito para ser transportado para os consumidores finais [42].

Embora as plantas continuem em produção, o projeto terminou em fevereiro de 2020, apresentando as suas conclusões em várias publicações e principalmente num *Roadmap* Europeu para uma implementação bem-sucedida da tecnologia *PtG* no mercado [42].



Figura 13. Fotografia da unidade de metanação de Falkenhagen, projeto STORE&GO.

3.3 *MeGa-stoRE*

A Universidade de Aarhus, Dinamarca, lançou o projeto *MeGa-stoRE* (*Methane Gas Storage for Renewable Energy*) em 2013 como prova de conceito de uma planta de valorização de biogás através da metanação catalítica. Esta pequena planta piloto compreendia uma unidade de purificação e um reator de metanação. Inicialmente, uma corrente de biogás passava por um processo de purificação catalítico de dois passos para remover essencialmente o H_2S – o catalisador da reação de metanação só deve operar com concentração de H_2S abaixo dos 30 ppb –, e outros contaminantes que eram convertidos em micronutrientes numa lama digerida (*digested slurry*). De seguida, o biogás pré-tratado era feito reagir com o H_2 engarrafado para produzir CH_4 num reator catalítico arrefecido com ar comprimido [37]. A planta passou por várias fases de estudo, para desenvolvimento de equipamentos, otimização de processos e de parâmetros fundamentais, num total de dois anos de testes e investigação. No final, foram atingidos resultados muito interessantes, quer relativamente às condições experimentais, quer em relação à produtividade da planta: a temperatura e pressão do reator foram estabelecidas a 270 °C e 8 bar; o caudal de biogás foi de 0,7 Nm^3/h e de H_2 aproximadamente 1 Nm^3/h, tendo-se obtido CH_4 com purezas entre 97-99% [43].

Após o bom desempenho deste projeto, foi lançado um segundo segmento do mesmo, desta vez pela Universidade de Copenhaga (DTU) juntamente com outras empresas parceiras. Foi então iniciado, a meio do ano de 2015, o *MeGa-stoRE 2*. Este projeto compreendeu também duas fases. Numa primeira fase foi desenvolvido um novo processo de purificação do biogás com vista a remover maiores quantidades de H_2S. Foi também adquirido um eletrolisador alcalino com capacidade para 16 Nm^3/h de H_2. Em relação ao reator de metanação, foi feito um aumento de escala relativamente ao reator do *MeGa-stoRE 1*. Na primeira geração, o reator era composto por quatro reatores em paralelo, cada um com cerca de 125 ml de volume de catalisador (500 ml total); o novo reator foi aumentado num fator de 10, pelo que continha um volume de catalisador de 5 L (5000 ml) e uma capacidade de produção de 10 Nm^3/h. Os testes foram sendo feitos durante a fase I e II, e os resultados foram igualmente positivos, tendo-se obtido conversões superiores a 90% e um teor de metano à saída acima de 97% [44, 45].



Figura 14. Fotografia exterior da unidade de metanação da MeGa-stoRE,

Os 3 projetos analisados constituem uma base consistente para perceber o estado de desenvolvimento Europeu na área do *PtG*; no entanto existem muitos outros com características e metodologias diferentes. Na impossibilidade de descrever em detalhe todos eles, apresenta-se de seguida uma tabela que congrega algumas das principais instalações de *PtG* espalhadas pela Europa. A tabela foi organizada por capacidade da planta (kW), sendo que as unidades presentes são apenas as de maior capacidade, já existentes ou projetadas.

Tabela 2. Visão geral das principais plantas de PtG na Europa por capacidade de eletrólise (kW). (Dados retirados de [8])

Sigla/localização/ nome do projeto	Eletrólise	Capacidade (kW)	Ano	TRL	Metanação	País
H2V Product						
1st	Alcalina	100 000	2020	8	-	França
2nd	Alcalina	600 000	2025	9	-	
1-to-gas Hungary	n.e.	10 000	projetado	7/8	Biológica	Hungria
Audi e-gas	Alcalina	6000	2013	7	Catalítica	Alemanha
Demo4Grid	Alcalina	4000	2019	7	-	Áustria
Falkenhagen – STORE&GO Germany	Alcalina	2000	2013	7	Catalítica	Alemanha
Swisspower Hybridkraftwerk	n.e.	2000	2018	6	Biológica	Suíça
BioPower2Gas	PEM	1200	2015	6	Biológica	Alemanha
WindGas Hamburg	PEM	1000	2015	7	-	Alemanha
Ingrid – STORE&GO Italy	PEM	1000	2016	7	Catalítica	Itália
Jupiter 1000	Alcalina/PEM	500+500	2018	7	Catalítica	França
Aarmatt – STORE&GO Switzerland	Alcalina	700	2015	7	Biológica	Suíça
SYNFUEL	SOEC	n.e.	2019	5	Catalítica	Dinamarca
MeGa-stoRE						
1	Alcalina	6	2014	6	Catalítica	Dinamarca
2	Alcalina	60	2016	6	Catalítica	

4. Análise Económica

A análise económica é um processo baseado num conjunto de dados e técnicas que tem por fim interpretar, avaliar e projetar o futuro de um processo ou projeto. A abordagem pode ser feita, geralmente, de duas formas: orientada por entradas (*input-driven*), no caso do *PtG*, a produção de CH_4 é determinada pela disponibilidade dos reagentes (eletricidade, H_2, CO_2, etc.), ou orientada por resultados (*output-driven*), onde se adequa todo o volume e estrutura do processo à necessidade de produção de uma determinada quantidade de CH_4 [46]. As duas abordagens têm as suas vantagens e limitações. Neste caso específico, para facilitar a análise, optou-se por uma abordagem inicial por resultados, tendo-se determinado a capacidade de uma instalação e inferido custos de investimento e de operação para satisfazer essa necessidade.

4.1 Custos de Investimento e Operação de uma Instalação de Metanação

Numa etapa inicial, determinou-se a capacidade da instalação, que serve de base à análise elaborada: 24 Nm^3/h de CH_4 sintético. Assumindo uma planta para produzir este caudal de metano, inferiu-se, a partir da reação de metanação (1) por relação estequiométrica, que as quantidades dos reagentes, CO_2 e H_2, necessários, seriam, respetivamente, ca. 25 Nm^3/h e ca. 100 Nm^3/h. A vasta experiência da Sysadvance no mercado do tratamento do biogás permitiu inferir a composição típica de uma corrente de exaustão de um processo de *upgrading* de biogás, passível de ser usada como fonte de CO_2 para o processo de metanação. Apurou-se igualmente que um eletrolisador para produzir o caudal exigido de H_2 teria um consumo de 0,5 MW_e (cerca de 5 kWh/Nm^3_{H2}). O balanço material da reação de metanação encontra-se apresentado na Tabela 3. Temperaturas, pressão e composição das correntes são referidas. As correntes estão identificadas no diagrama simplificado de processo (ver Figura 15), onde os seus passos essenciais estão esquematizados.

O processo parte do *upgrading* do biogás, onde se dá a separação do CH_4 do CO_2 e restantes contaminantes (H_2O, N_2, O_2, etc.), que fornece, na corrente de exaustão, a

fonte de CO_2 para a metanação. Este necessita de ser pré-tratado, para remover o H_2S até valores na ordem dos 50-100 ppb, toleráveis pelo catalisador, partículas e resíduos de óleo, entre outros. Depois é comprimido para ser misturado com o H_2 e alimentado ao reator.

Paralelamente, o H_2 é produzido pelo eletrolisador de 100 Nm^3/h, armazenado e depois misturado com o CO_2 antes de ser alimentado ao metanador. O eletrolisador produz ainda uma corrente de O_2 de metade do caudal, com uma pureza elevada, que pode ser usada em diversas aplicações industriais.

Tabela 3. Caudais, composições e condições de operação das correntes de entrada e saída ao reator de metanação.

	Reagentes			Mistura	Produto	
Correntes	1	2	3	4	5	6
Caudal (Nm^3/h)	25	25	100	125	73,8	23,8
CH_4 (%)	5	5	-	1	31,4	97,5
CO_2 (%)	92,8	92,8	-	18,6	0,003	0,01
N_2 (%)	1	1	-	0,2	0,3	0,9
O_2 (%)	1,2	1,2	-	0,24	0,4	1,1
H_2 (%)	-	-	99	80	0,2	0,5
H_2O	sat	sat	sat	sat	67,7 %	5 ppm
H2S (ppb)	< 1000	< 50	-	< 50	< 50	< 1
T (°C)	30	30	10;30	30	250;300	20-50
P (bar)	< 0,1	10	8,5	8,5	8;10	8;11

O CO_2 e o H_2 são misturados numa câmara misturadora e, após uma etapa de pré-aquecimento, introduzidos no reator catalítico tubular. Dentro do reator, o CO_2 reage com o H_2, formando CH_4 e H_2O, com o auxílio de um catalisador à base de Níquel, à temperatura de cerca de 250-300 °C e à pressão de 9-10 bar. A corrente de saída do reator é usada para aquecer a corrente de entrada, ainda que o possa ser não totalmente. Este aquecimento/arrefecimento é feito em várias etapas, fazendo uso de adequados permutadores de calor de carcaça e tubos, colocados em série. Esta integração energética torna o reator e o processo, em si mesmo, praticamente auto-

térmico. O excesso de água na corrente que sai do reator é removido por condensação e depois recorrendo a um secador de adsorção reduz o teor de H_2O na corrente até valores na ordem dos 5 ppm, ao mesmo tempo que reduz o CO_2 igualmente, à escala dos ppm.

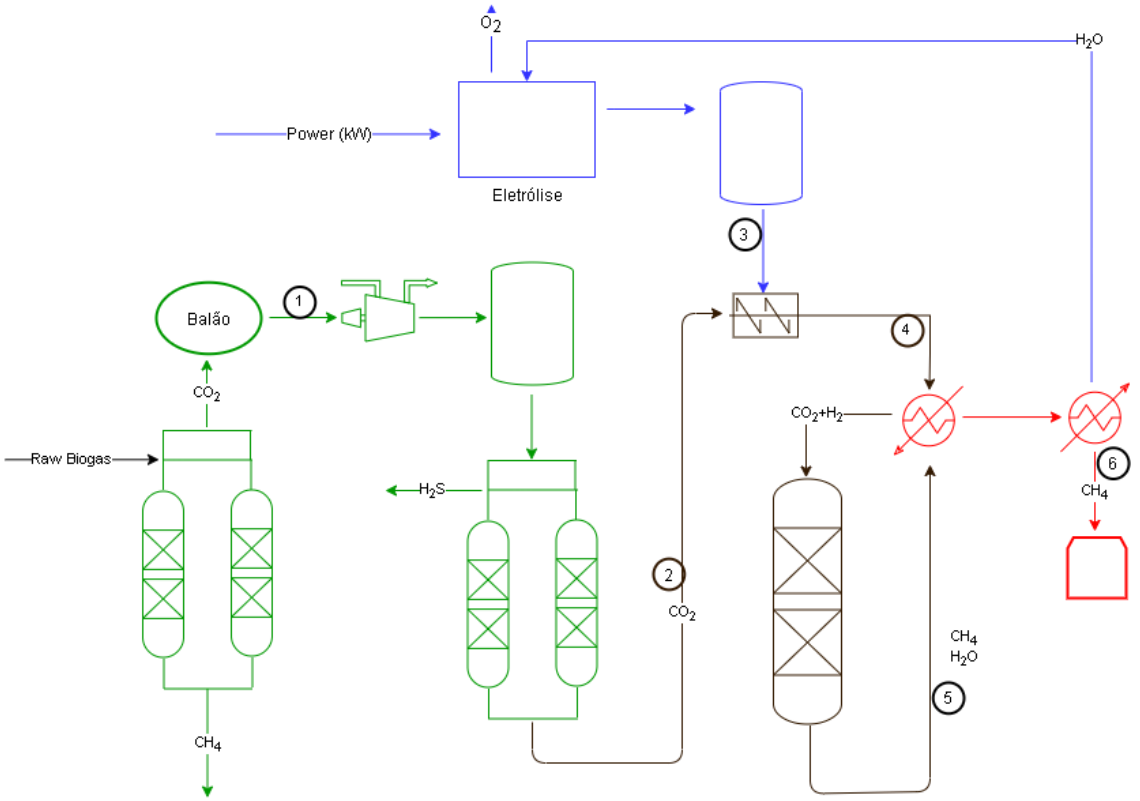


Figura 15. Diagrama processual simplificado da unidade PtG projetada (secções: verde – pré-tratamento; castanho – reator; azul – eletrólise; vermelho – integração de calor).

Definidos os passos sequenciais do processo e respetivos equipamentos (reator, eletrolisador, permutadores, compressores, reservatórios, analisadores de gás, instrumentação, filtros, secador de adsorção, contentores, etc.), procedeu-se ao *procurement* de soluções e ao levantamento dos custos dos equipamentos, bem como ao seu consumo energético, a fim de calcular os custos de investimento (CAPEX) e de operação (OPEX) de uma unidade desta natureza e dimensão.

O descritivo dos preços de custo dos componentes da unidade *PtG* projetada não será aqui discriminado, por motivos de confidencialidade empresarial, assim como o custo total da unidade. Contudo, após confrontação com dados do mercado, este está

bastante próximo dos valores revistos na literatura e que serão objeto de análise adiante. Em baixo (Figura 16) apresenta-se uma distribuição percentual dos custos por cada secção da instalação, pelo que se acrescentou ainda duas parcelas relativas a outros custos significativos: a) instrumentação, controlo e análise, b) estruturas, tubagem e válvulas.

O eletrolisador constitui a parcela maior do custo de investimento, cerca de 60%. Os restantes cerca de 40 % estão distribuídos pelo pré-tratamento (11 %), integração de calor (10 %), reator de metanação (6 %), instrumentação e controlo (6 %), e estruturas, tubagem e válvulas (5 %). Os custos dos equipamentos referem-se a preços de custo obtidos pelos fornecedores consultados ou recolhidos da base de dados da Sysadvance. Não se trata, portanto, de preços de venda para um cliente final, mas preço de custo para o integrador, neste caso a Sysadvance. Assim se explica, de certa forma, as parcelas mais baixas de todos os subsistemas, quando comparados com o eletrolisador, e se previne que o preço do reator e toda a parte da metanação é, em si mesmo, volátil, uma vez que, ao contrário dos eletrolisadores, não existe ainda disponível a tecnologia *PtG* para venda no mercado.

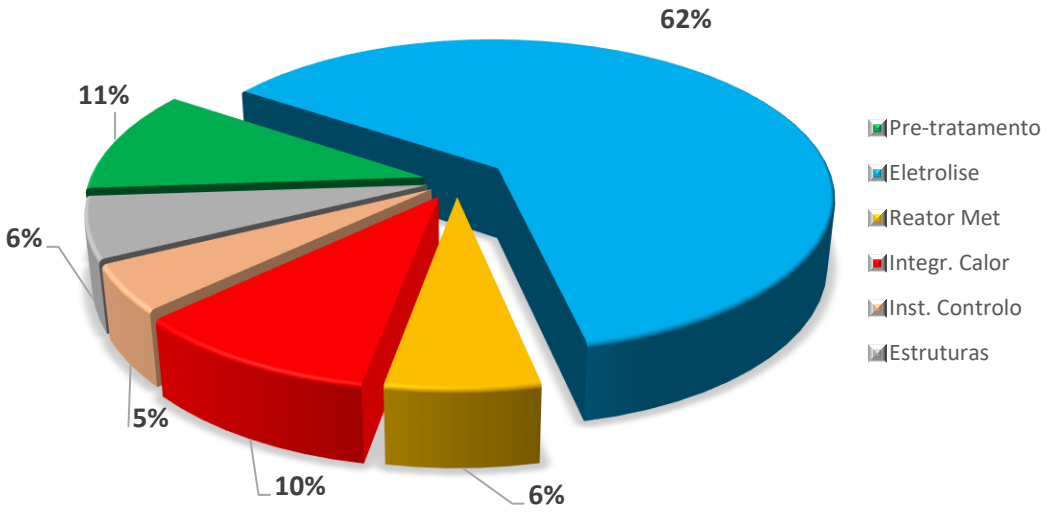


Figura 16. Distribuição percentual dos custos de investimento por secção da instalação.

Relativamente aos custos de operação anuais, procedeu-se ao respetivo cálculo da seguinte forma: em primeiro lugar, foram tidos em conta os consumos energéticos dos seguintes equipamentos: eletrolisador, compressor de CO_2, secador de adsorção e sistema de aquecimento/refrigeração, dados pelos fabricantes dos equipamentos; depois estimou-se, a partir do número médio de horas de operação anual e tendo por base o *know-how* operacional da Sysadvance, o custo de operação e manutenção anual, atribuindo-lhe uma parcela de cerca de 3-5% do CAPEX. A Tabela 4 sumariza e apresenta os dados que compõe o cálculo do custo operacional da unidade projetada. Para tal, alguns valores são assumidos, retirados da literatura ou do preço do mercado, tais como o preço de venda do O_2 [47], a tarifa da eletricidade [48], a tarifa da injeção de CH_4 na rede de gás natural (*feed-in tariff*) [49], ou a taxa de emissão do CO_2 [47].

Desta forma, a partir do custo de investimento e dos custos de operação fez-se uma análise de investimento que é apresentada na Figura 17. Para este efeito, assumiu-se o seguinte:

1. Todo o CH_4 produzido na metanação será injetado na rede de gás natural, pelo qual o proprietário da rede paga a tarifa referida na Tabela 4 [49];
2. Todo o O_2 produzido na eletrólise é vendido ao preço referido na Tabela 4 [47]*;*
3. O CO_2 proveniente da exaustão do *upgrading* do biogás, se não fosse usado na metanação, seria emitido para a atmosfera e taxado à tarifa apresentada na Tabela 4 (tarifa prevista para 2030 de modo a cumprir metas Europeias [47]);
4. Todas estas taxas são fixas no decurso dos anos que decorre a amortização do investimento. De modo análogo não foi tida em conta a taxa de juro.

Tabela 4. Horas de operação anuais, tarifa de eletricidade, consumos de eletricidade, preços de venda e custo de O_2, CH_4 e CO_2.

Nº Horas Operação anuais (h)	Poder Calorífico Produto (MJ/m³)	O&M	Tarifas				Consumos		
			Eletricidade (€/kWh)	Venda O2 (€/ton)	Injeção CH4 (€/kWh)	Emissão CO2 (€/ton)	Eletrolisador (kW)	Restante Unid. (kW)	Annual (€/ano)
4380	37,02	3% CAPEX	0,02	70	0,097	100	500	37,9	47 120

Tendo por base estes pressupostos, e conhecendo a capacidade da planta, assim como o seu custo de operação, foi possível estimar as receitas anuais, cerca de 150 m€, e obter assim o número de anos para o retorno do investimento, ca. 22 anos. Note-se que a tarifa de eletricidade é consideravelmente mais baixa que a praticada no mercado, atualmente. Na verdade, este valor varia de país para país (Figura 17) e depende do contrato praticado com as operadoras de distribuição. No entanto, mesmo considerando o valor mínimo praticado em países com tarifas de eletricidade muito baixas, como a Dinamarca, Suécia ou Finlândia, a rondar os 0,07 €/kWh, não seria suficiente para manter um retorno viável do investimento em tempo útil.

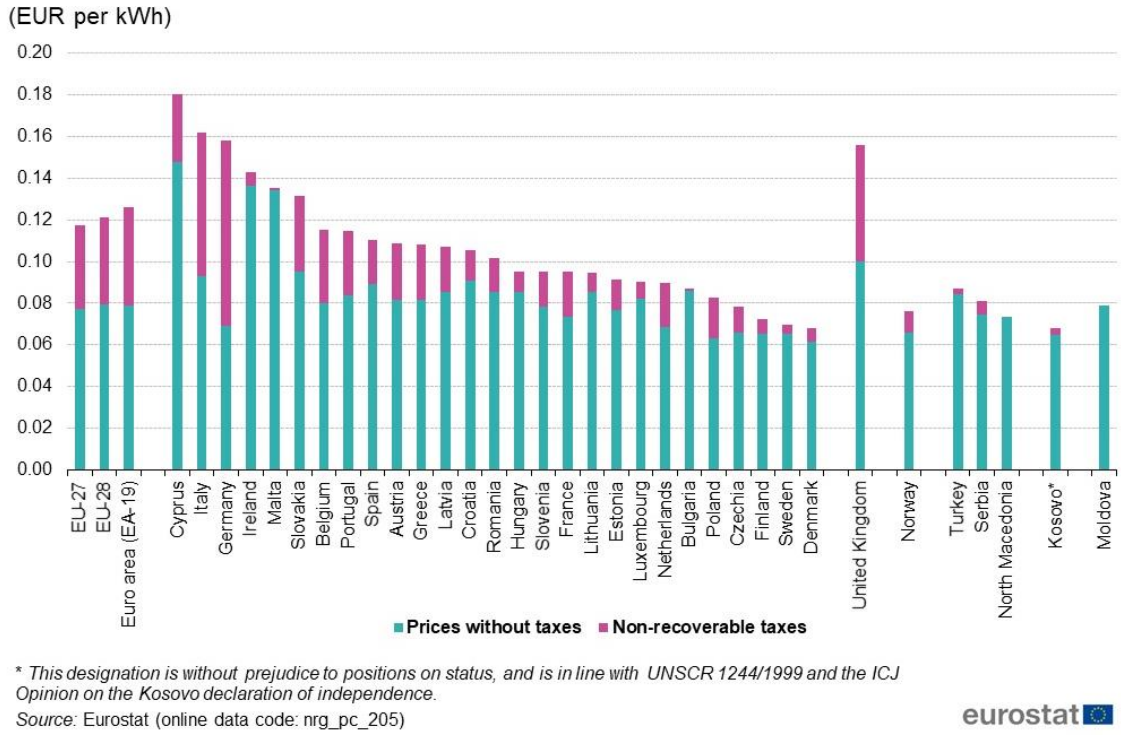


Figura 17. Preços de eletricidade (com impostos) para consumidores não domésticos, segunda metade de 2019 (imagem retirada de [3]).

Esta análise de sensibilidade permite-nos inferir o peso desta tarifa na viabilidade económica de projetos desta natureza. Nesse sentido, é com enorme espectativa que se olha para o leilão público que decorreu em Portugal em 2019, de 1400 MW, como potencial causador de uma diminuição da tarifa da eletricidade que se espera que venha a ser uma das mais baixas de sempre, a entrar em vigor num futuro próximo, 0,02 €/kWh [48]. Por outro lado, esta análise podia partir do pressuposto de que seria utilizada

apenas eletricidade em excesso, isto é, toda a eletricidade a usar seria gratuita, como certos estudos o fazem [46, 47]. Desta forma, o lucro anual seria equivalente à venda de todos os produtos considerados (CH_4 injetado, O_2 vendido, e CO_2 não emitido), totalizando um valor superior a 150 m€. Assim, o retorno de investimento seria obtido ao fim de 12 anos (ver Figura 18). Também o aumento de escala, que se traduz em eletrolisadores capazes de um consumo específico ligeiramente melhor, 4,5 kWh/Nm^3

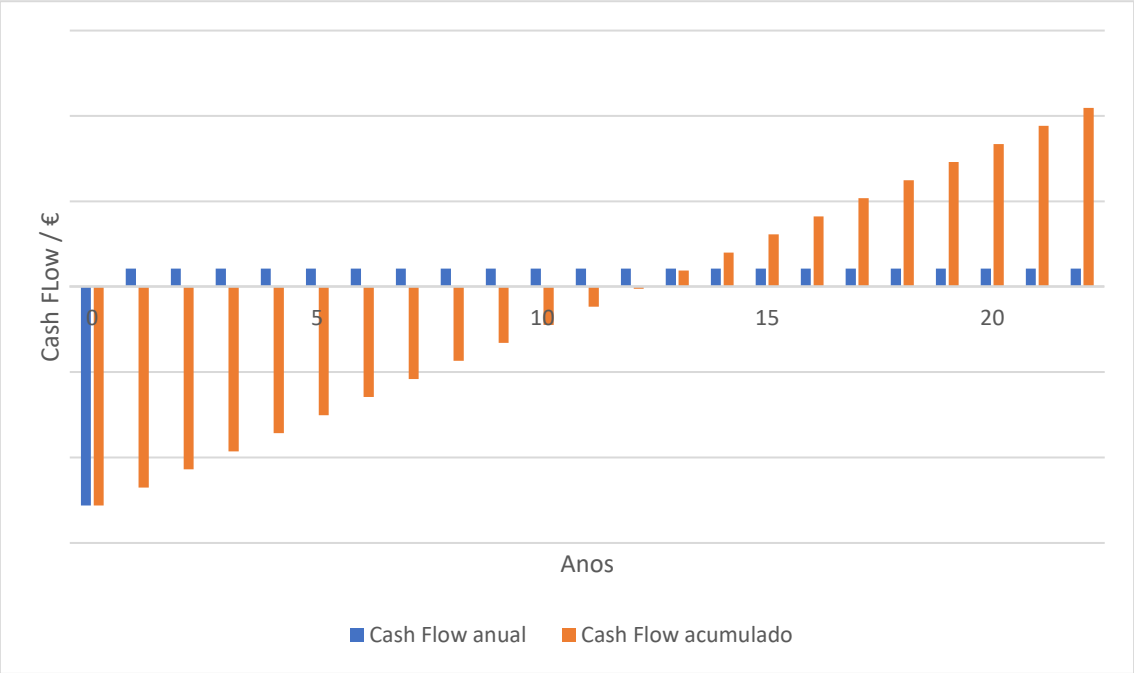


Figura 18. Análise de investimento

de H_2, ao invés dos considerados, 4,8 kWh/Nm^3 de H_2, teria o seu influxo no retorno do investimento, reduzindo em 1 ou 2 anos.

Num exercício de sensibilidade análogo, a tarifa de injeção na rede de gás natural tem impacto significativo nas receitas geradas pela instalação de *PtG* e no retorno de investimento que ficaria bem mais favorável, por exemplo, se se considerasse uma taxa de 0,14 €/kWh, respeitante às injeção de biometano proveniente de unidades de tratamento de águas residuais, praticada em França [49].

4.2 Comparação com Dados da Literatura

Em matéria de análise económica, a literatura é um pouco escassa. Não obstante, procurou-se fazer uma revisão da literatura e uma análise de mercado para tentar

estimar valores teóricos de custo de investimento para uma planta com a mesma capacidade, aferindo assim a validade dos valores determinados atrás.

Alguns relatórios e artigos resultantes de plantas de demonstração existentes procuram, de alguma forma, estimar parâmetros económicos. No que toca à bibliografia científica, a grande ênfase é dada à estimativa dos preços atuais e às previsões de custo das diferentes tecnologias de eletrólise e metanação, criando por vezes cenários hipotéticos e casos de estudo de plantas com finalidades específicas [9, 14, 38, 50]. Contudo, grande parte dos custos apresentados nos principais artigos são valores médios, calculados a partir de diversas fontes e geralmente referentes a plantas de elevada capacidade, sem qualquer consideração com possíveis economias de escala. Desta forma, considerou-se que seria mais credível estimativas de custos de investimento que tomassem em consideração plantas com diferentes capacidades de produção.

Um relatório extenso publicado em 2019, a propósito do projeto *STORE&GO* (abordado no capítulo 3.2), que visa a otimização de conceitos *PtG* bem como dos seus parâmetros técnico-económicos, determina fatores de escala com base no tamanho, capacidade ou potência nominal da planta [51]. É deste modo que se pretende aferir custos de investimento, comparando-os com os da instalação estudada.

Relativamente à eletrólise *PEM*, é possível apurar custos específicos de investimento que vão desde 700 €/kW_e até 3500 €/kW_e para eletrolisadores com potências nominais (consumos) de 100 MW até 0,1 MW, respetivamente. Quanto a um eletrolisador relativo à planta em análise, capaz de produzir um caudal de 100 Nm^3/h de H_2, com um consumo de 0,5 MW, são destacados custos específicos de investimento entre 1150-1500 €/kW_e, totalizando custos gerais que podem variar entre os 575 m€ e os 750 m€ (alguns dos valores incluídos na gama compreendem dados da literatura e cálculos efetuados com fatores de escala).

Para eletrolisadores alcalinos, a gama de valores é ligeiramente mais baixa, entre 620 €/kW_e e 2520 €/kW_e para consumos de 50 MW e 0,4 MW, respetivamente. No entanto, aplicando o mesmo raciocínio, para um eletrolisador de 0,5 MW são referidos custos específicos de investimento de 1800-2000 €/kW_e, pelo que o investimento total ficaria entre os 900 m € e 1 M€. Apesar da literatura apresentar frequentemente os custos da eletrólise alcalina como estando abaixo da eletrólise PEM, do que foi possível

apurar de relatórios e pedidos a fornecedores, os custos específicos não parecem divergir consideravelmente para uma gama média de potência requerida.

No que diz respeito à unidade de metanação, são apresentados custos específicos de investimento que variam entre 110 €/kW_{SNG} e 1500 €/kW_{SNG} para plantas de metanação catalítica que produzam 110 MW_{SNG} 1 MW_{SNG}, respetivamente. Neste caso, o cálculo do custo específico para a planta em estudo, que produz aproximadamente 0,25 MW_{SNG}, torna-se mais difícil, uma vez que os valores conhecidos são para plantas que produzam no mínimo 1 MW_{SNG}. Ainda assim, o cálculo foi efetuado utilizando o fator de escala médio referido no relatório para sistemas de metanação, tendo-se obtido custos específicos de investimento entre 2079 €/kW_{SNG} e 2760 €/kW_{SNG}. O custo de investimento total ficaria aproximadamente entre 506 m€ e 675 m€.

Não obstante a escassa informação disponível no mercado relativo à metanação e custos envolvidos, conseguiu-se obter um orçamento estimativo, cerca de 630 m€, de uma das empresas envolvidas no projeto *MeGa-stoRE*. Este dado vai ao encontro dos custos de investimento calculados para uma instalação capaz de produzir 24 Nm^3/h de produção de metano sintético, e que se estima que possa estar compreendida entre os 1,3 M€ e os 1,7 M€.

5. Perspetivas para o Futuro

Nos dias de hoje, de maneira nenhuma o potencial enorme da tecnologia *PtG* é posto em causa. Desde a capacidade de transformar e armazenar energia elétrica, num mercado que se tornará cada vez mais dependente das energias renováveis, à integração de setores no âmbito energético, este conceito complexo, mas inovador e abrangente começa progressivamente a passar da teoria à prática.

Todavia, são muitos ainda os desafios e barreiras que o *PtG* terá de ultrapassar de forma a tornar-se um processo competitivo e robusto no mercado, não se ficando apenas pela tecnologia promissora que constitui nos dias de hoje.

5.1 Desafios Técnicos

A nível técnico-económico, como foi analisado, a etapa mais dispendiosa é claramente a da eletrólise. No caso prático aqui estudado, a eletrólise tem um peso de 60% do custo do investimento, estando relativamente dentro daquilo que seria de esperar. Nos relatórios que foi possível analisar, com custos de investimento obtidos para diferentes casos de estudo, a eletrólise compreendia geralmente 40 a 65% do CAPEX. Para qualquer um destes cenários examinados, a potência do eletrolisador era sempre superior a 1 MW_e, podendo ir até 10 MW_e, o que significa que são plantas de grande capacidade e o custo da eletrólise para além de sofrer uma economia de escala, fica atenuado perante os restantes custos envolvidos [51, 52].

Assim, está claro que o custo da eletrólise é um dos parâmetros que definitivamente deve ser reduzido para que a tecnologia do *PtG* se torne viável. Na Figura 19, apresenta-se uma previsão da descida dos custos de investimento da eletrólise alcalina e *PEM* por kW_e. Optou-se por não colocar a previsão da descida de custo da eletrólise *SOEC* pois atualmente está ainda bastante acima das restantes e prevê-se que assim continue nos próximos anos.

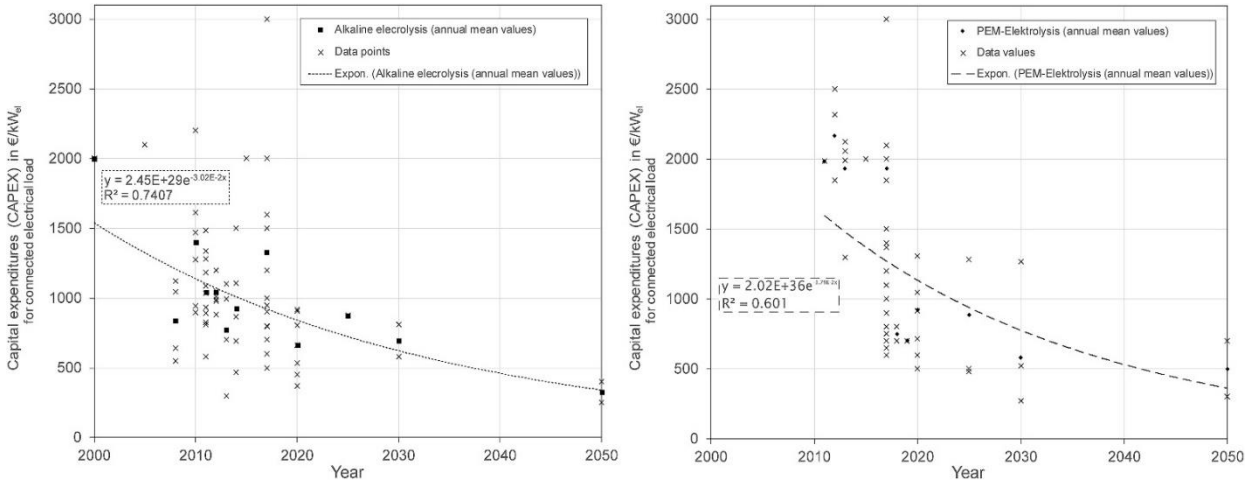


Figura 19. Projeção dos custos de investimento para eletrólise alcalina (à esquerda) e eletrólise PEM (à direita); os valores de X nas fórmulas de aproximação exponencial referem-se aos anos como valor numérico no eixo das abcissas (imagem retirada de [9]).

A projeção prevê que o custo da eletrólise alcalina desça de aproximadamente 1000 €/kW_e atualmente, para 700 €/kW_e em 2030 (30% em 10 anos), e que em 2050 esteja abaixo de 500 €/kW_e (50 % em 30 anos). Relativamente à tecnologia *PEM*, espera-se que até 2030 baixe de quase 1900 €/kW_e para 600 €/kW_e (quase 70 % em 10 anos), atingindo em 2050 um custo médio de 500 €/kW_e (75% em 30 anos). Espera-se, portanto, que ambas as tecnologias satisfaçam, nos próximos 30 anos, uma redução no custo de investimento à volta de 75%, o que será de extrema importância para o desenvolvimento do *PtG* num futuro próximo [9, 28].

No que diz respeito à metanação catalítica, também se anteveem reduções nos custos de investimento de cerca de 30% até 2030, pelo que em 2050 já se espera uma diminuição de 65% face ao valor médio atual. Porém, a projeção relativa a uma possível unidade de metanação é mais complexa, envolvendo vários equipamentos e tecnologias distintas.

5.2 Desafios Políticos

Dado o estado de desenvolvimento tecnológico e os avanços perspetivados, o maior desafio para o *PtG* está, porventura, no setor organizacional e político. Assumindo que, de facto, um dos caminhos para combater a questão climática atual passa pela descarbonização e otimização do sector energético, parece também cada vez mais clara a influência que o *PtG* pode conferir a esta transição. Vários estudos reportam o impacto

que o *PtG* pode trazer ao setor do gás, eletricidade ou do CO_2, apesar do tema ainda ter muito por explorar [4, 47, 53, 54]; estes impactos incluem diminuições nos preços do gás e da eletricidade, uma valorização da produção de eletricidade por vias renováveis, redução da necessidade de armazenamento a longo prazo de CO_2, entre outros. Seguidamente tenta-se enumerar algumas das principais medidas e remodelações necessárias de modo a contemplar a questão climática, a exploração dos combustíveis fósseis, e ainda a reduzida eficiência do setor energético atual.

Primeiramente, e numa visão mais abrangente, os especialistas nas políticas energéticas apontam que a estratégia energética, orientada atualmente no sentido da oferta, se deve aproximar mais de uma orientação regida pela procura, e pela descentralização do sistema [55]. Esta tendência vai de acordo a um conceito cada vez mais abordado ultimamente: *sector coupling* (acoplamento de setores). Por princípio, e resumidamente, o conceito compreende a otimização das diversas interações existentes entre os diferentes setores energéticos, e ainda um aumento da integração entre o utilizador final de energia e as atividades de abastecimento. O *PtG*, em particular, contribuiria para uma melhor interação entre o setor da eletricidade e do gás, promovendo uma maior flexibilidade ao sistema, decorrente do aumento crescente da produção de eletricidade renovável e da necessidade de armazenamento da mesma sob a forma de gás [55]. A Figura 20 ilustra de forma abreviada a relação cíclica entre os vários setores do sistema energético envolvidos no *sector coupling*.

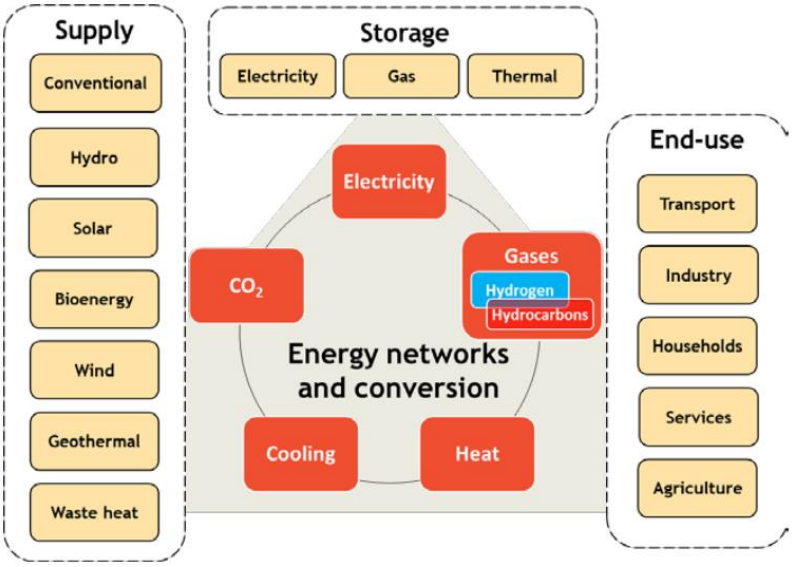


Figura 20. Integração de setores do sistema energético (imagem retirada de [4]).

Após uma compreensão do que é imperativo alterar no paradigma atual energético, resta *só* encontrar e desenvolver os meios necessários para tornar a mudança efetiva. Estes meios passam por estabelecer medidas concretas e estrategicamente coordenadas a longo prazo, para um desenvolvimento energético sustentável.

Como já foi referido, é fundamental haver uma forte interação entre os diferentes setores do sistema energético. Contudo, é de elevada importância a criação de planos ambiciosos e inovadores por parte das autoridades Europeias e nacionais, mas também locais. Estas duas ideias associam-se, por exemplo, quando houver necessidade de estender ou reforçar a rede de transmissão de eletricidade: a intervenção deve ser ponderada não só a nível local como também nacional (ou internacional se for o caso) e, mais importante, deve ser planeada tendo em conta o transporte e capacidade do sistema energético como um todo, e não apenas no contexto do sistema elétrico [4].

Por outro lado, uma das ferramentas mais eficazes no desenvolvimento de novas tecnologias no mercado é a pressão da procura (*demand pull*), inclusivamente com provas dadas na Alemanha, em diversos setores. Apoios para a produção de H_2 via eletrólise, que segundo muitos estudos pode ter um papel importante na redução de custos da transição energética, poderão ser apropriados para fomentar o avanço e conhecimento da tecnologia, possibilitando uma diminuição nos preços de projetos de maior escala. O mesmo se aplica a projetos *PtG*, que, a par da comercialização de H_2, promovem uma maior flexibilidade de serviços aos operadores de rede [4].

Simultaneamente, há um trabalho significativo a realizar no que diz respeito a regular os mercados energéticos, sobretudo regras para facilitar condições equitativas para diferentes soluções, preços de carbono adequados, e tarifas para injeção na rede que sejam estimulantes. Também na área da investigação e desenvolvimento, as autoridades Europeias devem desempenhar um papel indispensável num futuro próximo, não só na criação de verbas de financiamento, mas ainda na orientação das barreiras tecnológicas a superar. Por um lado, será necessário financiar projetos de inovação de alto risco que integrem infraestruturas de investigação, demostração e validação, como alguns dos projetos analisados neste trabalho; por outro lado, é preciso identificar obstáculos tecnológicos específicos e incentivar o setor privado, nomeadamente, no sentido de enfrentar estes desafios – o programa *Horizon Europe* é

um excelente exemplo de um plano consistente que aborda vários dos pontos aqui referidos.

Por fim, uma ideia interessante a refletir sobre o futuro energético Europeu, em relação ao armazenamento do excedente de eletricidade em gás, diz respeito às duas vias possíveis a seguir: a via do hidrogénio e a do metano sintético. Com isto não se está a querer dizer que se terá de optar entre um dos dois, como se sabe cada um tem as suas vantagens e campos de aplicação, por vezes, bastante distintos. Contudo, nomeadamente na injeção para a rede de gás, será necessário ter em conta se se aposta na injeção de metano, levando a cabo o processo *PtG* por completo, ou se se prefere escolher o H_2, executando apenas a etapa da eletrólise. No caso de se eleger a última opção, os custos de investimento relativos a unidades de eletrólise serão significativamente mais baixos do que os custos para instalações de *PtG*; no entanto, o investimento que será exigido para remodelar a rede de gás natural de modo a suportar grandes percentagens de hidrogénio é bastante maior que a diferença nos custos de investimentos da diferentes instalações (eletrólise ou *PtG*). Hoje em dia, parece claro que o caminho a seguir passa pela incorporação do passo de metanação, juntamente com a eletrólise, para armazenar metano sintético na vasta rede de gás existente pela Europa.

6. Conclusões

A produção de gás natural sintético por metanação catalítica, embora ainda numa fase embrionária, apresenta um enorme potencial e terá um papel importante no processo de transição energética assente na descarbonização.

A tecnologia *Power-to-gas* (*PtG*) apresenta-se, atualmente, como solução para dois problemas do presente e do futuro: 1) o armazenamento e transformação do excedente de eletricidade, produzido em plantas de energia renovável, em gás – nomeadamente metano, CH4 – passível de ser usado como combustível ou introduzido na rede de gases; e 2) a redução das emissões e concentração de CO_2 na atmosfera pelo aproveitamento de correntes – resultantes do tratamento do biogás, por exemplo – que de contrário seriam libertadas para a atmosfera.

A eletrólise da água, como primeira etapa do processo *PtG*, apresenta vantagens evidentes no sentido de aumentar a flexibilidade e capacidade de armazenamento de energia de fontes renováveis, permitindo um aumento de exploração das mesmas e, consequentemente, reduções nos custos de investimento em curto prazo. Por outro lado, a metanação catalítica, segunda etapa do processo, acrescenta mais valias que complementam a eletrólise e abrange novos campos de aplicação. A produção de CH_4, por metanação, permite transformar a imensa energia produzida pelas renováveis, de forma intermitente, e armazená-la na extensa rede de gás natural existente.

O número de projetos de *PtG* tem vindo a crescer significativamente um pouco por toda a Europa, a qual já conta com um número razoável de plantas demostradoras desta tecnologia. Para além do mais, vários cenários tornarão esta tecnologia competitiva num futuro próximo, como a previsível descida no custo da eletrólise, o aumento das taxas de emissão de gases com efeito de estufa, os incentivos e apoios às energias renováveis, a competitividade do mercado e a maturação da tecnologia, entre outros. É também essencial a elaboração de planos consistentes que visem a integração do processo numa economia circular, regulada pela procura energética, a par de uma legislação que privilegie as energias sustentáveis aos combustíveis fósseis.

6.1 Objetivos Realizados

Esta dissertação tinha como principais objetivos o levantamento do estado da arte do processo *PtG*, o estudo de mercado das plantas de demostração já existentes a nível mundial, a análise técnica e o potencial da tecnologia, a sua viabilidade económica, e os principais desafios para o futuro que se avizinha. Todos os objetivos propostos foram realizados.

6.2 Outros Trabalhos Realizados

Inicialmente, o tema desta dissertação iria incidir na produção de azoto (N_2) de alta pureza por Adsorção com Modelação de Pressão (*PSA – Pressure Swing Adsorption*); contudo, cerca de um mês e meio após o começo da tese, o surgimento da crise pandémica do *COVID-19* obrigou à paragem dos trabalhos por dois meses. Devido à natureza experimental do estudo que estava a ser desenvolvido, não foi possível dar continuidade ao mesmo e foi necessário alterar o âmbito do trabalho para o atual.

Neste sentido, o Autor estudou com profundidade a tecnologia *PSA* e, particularmente, a separação de N_2 a partir do ar, elaborou um estado da arte, realizou um estudo de mercado e acompanhou testes em unidades industriais de separação de N_2. Contribuiu também com análises a determinadas unidades com o propósito de otimizar certos parâmetros de operação.

6.3 Apreciação Final

Todo o trabalho desenvolvido pelo Autor reportado nesta dissertação e elaborado paralelamente foi extremamente enriquecedor e gratificante. A experiência e o conhecimento recolhidos neste período em ambiente empresarial na Sysadvance excederam, sem dúvida, as expectativas iniciais e serão de grande valia no percurso do Autor.

7. Referências

1. Our World in Data. CO2 and Greenhouse Gas Emissions. 2019/12; Available from: https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions.
2. EASE, Status and Demand Perspective for Energy Storage in the EU. 2018/03.
3. eurostat Statistics Explained. Electricity prices statistics. 2020/05; Available from: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics.
4. Van Nuffel, L., et al., Sector Coupling: How Can it be Enhanced in the EU to Foster Grid Stability and Decarbonise? 2018: European Parliament.
5. Ghaib, K. and F.-Z. Ben-Fares, Power-to-Methane: A state-of-the-art review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018. **81**: p. 433-446.
6. Schiebahn, S., et al., Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. International journal of hydrogen energy, 2015. **40**(12): p. 4285-4294.
7. Le Quéré, C., et al., Temporary reduction in daily global CO 2 emissions during the COVID-19 forced confinement. Nature Climate Change, 2020: p. 1-7.
8. Wulf, C., J. Linßen, and P. Zapp, Review of Power-to-Gas Projects in Europe. Energy Procedia, 2018. **155**: p. 367-378.
9. Thema, M., F. Bauer, and M. Sterner, Power-to-Gas: Electrolysis and methanation status review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019. **112**: p. 775-787.
10. Rönsch, S., et al., Review on methanation – From fundamentals to current projects. Fuel, 2016. **166**: p. 276-296.
11. Spencer, D., BP Statistical Review of World Energy Statistical Review of World. Ed. BP Stat. Rev. World Energy, 2019. **68**: p. 1-69.
12. Boas, T.M.G.V., Caracterização e teste de adsorventes para separação e purificação de CO 2 por VPSA. 2016.
13. Blanco, H. and A. Faaij, A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018. **81**: p. 1049-1086.
14. Götz, M., et al., Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. Renewable Energy, 2016. **85**: p. 1371-1390.
15. Energy Transition Model Library. Mapping Renewable Energy Pathways towards 2020 - EU Roadmap. 2011/03; Available from: https://refman.energytransitionmodel.com/publications/1761.
16. PORDATA Base de Dados Portugal Contemporâneo. Consumo de energia primária: total e por tipo de fonte de energia. 2020; Available from: https://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+prim%c3%a1ria+total+e+por+tipo+de+fonte+de+energia-1130.
17. Ma, J., et al., Power-to-gas based subsurface energy storage: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018. **97**: p. 478-496.
18. Change, U.N.C., What is the Paris Agreement? 2018/10.
19. Haines, A. and P. Scheelbeek, European Green Deal: a major opportunity for health improvement. The Lancet, 2020. **395**(10233): p. 1327-1329.

20. European Comission. A European Green Deal. 2020/06; Available from: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en#timeline.
21. Miguel, C.V., A. Mendes, and L.M. Madeira, An overview of the Portuguese energy sector and perspectives for power-to-gas implementation. Energies, 2018. **11**(12): p. 3259.
22. APREN Associação de Energias Renováveis. Balanço da Produção de Eletricidade de Portugal Continental. 2020/05; Available from: https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao.
23. EURACTIV. German think-tank: EU's 32% renewable energy target 'still unambitious'. 2018/06; Available from: https://www.euractiv.com/section/energy/interview/german-think-tank-eus-32-renewable-energy-target-still-unambitious/.
24. Our World in Data. Energy. 2018/07; Available from: https://ourworldindata.org/energy#all-charts-preview.
25. Kondziella, H. and T. Bruckner, Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems–a review of research results and methodologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016. **53**: p. 10-22.
26. Mazza, A., E. Bompard, and G. Chicco, Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018. **92**: p. 794-806.
27. SYSADVANCE. A Empresa. 2020/06; Available from: https://www.sysadvance.com/#!/pagina/a-empresa.
28. Grigoriev, S., et al., Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology. International Journal of Hydrogen Energy, 2020.
29. Wei, W. and G. Jinlong, Methanation of carbon dioxide: an overview. Frontiers of Chemical Science and Engineering, 2011. **5**(1): p. 2-10.
30. Martins, J.A., et al., CO2 Methanation over Hydrotalcite-Derived Nickel/Ruthenium and Supported Ruthenium Catalysts. Catalysts, 2019. **9**(12): p. 1008.
31. Lee, W.J., et al., Recent trend in thermal catalytic low temperature CO2 methanation: A critical review. Catalysis Today, 2020.
32. Schaaf, T., et al., Methanation Of CO2-Storage Of Renewable Energy In A Gas Distribution System, Energy, Sustainability And Society20144: 2. Doi: 10.1186. 2016, S13705-014-0029-1 Manuel Götz a,,, Jonathan Lefebvre b, Friedemann Mörs a ….
33. Fukuhara, C., et al., A novel nickel-based structured catalyst for CO2 methanation: A honeycomb-type Ni/CeO2 catalyst to transform greenhouse gas into useful resources. Applied Catalysis A: General, 2017. **532**: p. 12-18.
34. Miguel, C., et al., A sorptive reactor for CO2 capture and conversion to renewable methane. Chemical Engineering Journal, 2017. **322**: p. 590-602.
35. Greenfish. CARBON CAPTURE AND UTILISATION: THE GROWING PIECE OF THE DECARBONISATION PUZZLE. 2020/04; Available from: https://www.greenfish.eu/carbon-capture-and-utilisation/#_ftnref2.
36. House, K.Z., et al., Economic and energetic analysis of capturing CO2 from ambient air. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2011. **108**(51): p. 20428-20433.

37. Bailera, M., et al., Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO2. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017. **69**: p. 292-312.
38. Lambert, M., Power-to-Gas: linking electricity and gas in a decarbonising world. Oxford Institute for Energy Studies, 2018.
39. Otten, R., The first industrial PtG plant-Audi e-gas as driver for the energy turnaround. CEDEC Gas Day, 2014.
40. Congress, G.C. Audi expanding e-gas capacity through partnership with Viessmann; power-to-gas with biological methanation of CO2 and H2. 2016/02; Available from: https://www.greencarcongress.com/2016/02/20160229-audi.html.
41. Comission, E. What is Horizon 2020? 2020/06; Available from: https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/what-horizon-2020#Newsroom.
42. STORE&GO. Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation. Roadmap for large-scale storage based PtG conversion in the EU up to 2050. 2019/11; Available from: https://www.storeandgo.info/fileadmin/dateien/STORE_GO_power_to_gas_roadmap.pdf.
43. Møller, P. and L. Yde, MeGa-stoRE final report (Project no. 12006). Aarhus: Aarhus University, 2014.
44. ForskEL, D., IMT,. MeGa-StoRE 2 phase 1: Final report. 2016/08; Available from: https://energiforskning.dk/sites/energiteknologi.dk/files/slutrapporter/mega-store_2_phase_1_-_final_report.pdf.
45. EUDP (ForskEL), D., IMT,. MeGa-stoRE 2 – Phase 2: Final report. 2019/06; Available from: https://www.energiforskning.dk/sites/energiteknologi.dk/files/slutrapporter/megastore2.2_final_report_27-jun_19_1_16072019_13021.pdf.
46. Gorre, J., et al., Cost benefits of optimizing hydrogen storage and methanation capacities for Power-to-Gas plants in dynamic operation. Applied Energy, 2020. **257**: p. 113967.
47. Vandewalle, J., K. Bruninx, and W. D'haeseleer, Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions. Energy Conversion and Management, 2015. **94**: p. 28-39.
48. Wattson. Renováveis 2020: confiança no crescimento após um 2019 em destaque. 2020/01; Available from: https://www.wattson.pt/2020/01/31/renovaveis-2020-confianca-no-crescimento-apos-um-2019-em-destaque/.
49. GRTgas. RENEWABLE GAS FRENCH PANORAMA 2017. 2017; Available from: http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/en/2018/Overview-Renewable-Gas-2017.pdf.
50. Peters, R., et al., A techno economic analysis of the power to gas route. Journal of CO2 Utilization, 2019. **34**: p. 616-634.
51. Zauner, A., et al., Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimization. 2019.
52. De Bucy, J., O. Lacroix, and L. Jammes, The potential of Power-to-Gas. ENEA Consulting, Paris, France, 2016.

53. Roach, M. and L. Meeus, The welfare and price effects of sector coupling with power-to-gas. Energy Economics, 2020. **86**: p. 104708.
54. Buttler, A. and H. Spliethoff, Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018. **82**: p. 2440-2454.
55. EURACTIV. 'Sector coupling': The EU energy buzzword no-one can actually pin down. 2019/11; Available from: https://www.euractiv.com/section/energy/news/sector-coupling-the-eu-energy-buzzword-no-one-can-actually-pin-down/.