



INÊS FILIPA LOPES FIGUEIREDO

Licenciada em Ciências da Engenharia do Ambiente

AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA DE CAPTURA DIRETA  
DE CO<sub>2</sub> COMO OPÇÃO DE MITIGAÇÃO CLIMÁTICA  
O CASO PORTUGUÊS

MESTRADO INTEGRADO EM ENGENHARIA DO AMBIENTE- RAMO  
SISTEMAS AMBIENTAIS

Universidade NOVA de Lisboa

Novembro, 2021



# AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA DE CAPTURA DIRETA DE CO<sub>2</sub> COMO OPÇÃO DE MITIGAÇÃO CLIMÁTICA O CASO PORTUGUÊS

**INÊS FILIPA LOPES FIGUEIREDO**

Licenciada em Ciências da Engenharia do Ambiente

**Orientador:** Júlia Seixas, Professora Associada com Agregação,  
NOVA School of Science and Technology

**Coorientadores:** Patrícia Fortes, Investigadora Doutorada,  
NOVA School of Science and Technology

**Júri:**

**Presidente:** Francisco Ferreira, Professor Associado,  
NOVA School of Science and Technology

**Arguentes:** Sofia Simões, Investigadora Principal,  
Laboratório Nacional de Energia e Geologia

**Vogais:** Patrícia Fortes, Investigadora Doutorada,  
NOVA School of Science and Technology

MESTRADO EM ENGENHARIA DO AMBIENTE- RAMO SISTEMAS AMBIENTAIS

Universidade NOVA de Lisboa

Novembro, 2021



## **Avaliação da Tecnologia de Captura Direta de CO<sub>2</sub> como opção de mitigação climática**

Copyright © (Inês Figueiredo), Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.  
A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



## AGRADECIMENTOS

A realização desta dissertação de mestrado contou com importantes apoios e incentivos sem os quais não se teria tornado uma realidade e aos quais estarei eternamente grata.

À Professora Júlia Seixas e à Doutora Patrícia Fortes, pela sua orientação, apoio e disponibilidade, pelo saber que transmitiram, pelas opiniões críticas, pelos comentários construtivos para o meu crescimento enquanto profissional e por todas as palavras de incentivo.

À Faculdade de Ciências e Tecnologia e a todos os docentes que de alguma forma se cruzaram no meu percurso académico, pelos ensinamentos valiosos que levo para o meu futuro enquanto pessoa e profissional.

Aos meus amigos e namorado, em particular à Ana Catarina Oliveira, Ana Sofia Ferreira, Francisco Limão, Gonçalo Ferreira e Simone Maciel que tiveram um papel fundamental nesta fase, entre outros que não nomeio, mas que estão sempre comigo e me apoiam incondicionalmente, obrigado pelo companheirismo, compreensão e pelo carinho, em todos os momentos.

E por fim, e não menos importante, à minha família, aos meus pais, por serem modelos de trabalho, determinação e conquista, a quem me sinto agradecida por todo o esforço e dedicação para que pudesse concretizar os meus objetivos. À minha irmã pelas palavras e gestos de conforto e à minha avó, pelo exemplo de coragem empatia e a quem agradeço por todo o amor.

Agradeço também ao meu avô, de quem não tive a sorte que me acompanhasse ao longo de todo este percurso, e a quem espero orgulhar, dedicando este trabalho.

*“Nothing in life is to be feared, it is only to be understood. Now is the time to understand more, so that we may fear less.”  
(Marie Curie)*



# RESUMO

As alterações climáticas são, atualmente, a maior ameaça ambiental. Estas mudanças estão diretamente relacionadas com a intensificação da concentração de gases efeito de estufa na atmosfera e com o consequente aumento da temperatura média global do Planeta. Em consonância com os objetivos do Acordo de Paris de limitar o aumento da temperatura média bem abaixo do 2°C comparativamente à era pré-industrial, foi aprovada a Lei Europeia do Clima que torna vinculativo atingir a neutralidade carbónica em 2050 na União Europeia. No entanto, reconhecendo o resultado positivo das políticas climáticas na redução das emissões, o relatório do IPCC (2021) revela que as políticas atuais estão em linha com o aumento da temperatura média global do Planeta de 2,6° C a 2,7° C no final do século.

Consciente dos impactes nos sistemas naturais e para a humanidade e da urgência em reestabelecer a concentração de CO<sub>2</sub> a níveis compatíveis com o aumento da temperatura dentro dos limites de segurança, reconhece-se a necessidade da captura de CO<sub>2</sub> defendida por autores como Kramer (2020), Realmonte *et al.*, (2019) e Easac (2018), apoiando o desenvolvimento de tecnologias designadas de emissões negativas, como a Captura Directa da Atmosfera (DAC, na sigla em inglês). A tecnologia DAC tem a capacidade de capturar CO<sub>2</sub> diretamente da atmosfera, por entrada forçada de ar, permitindo o contacto do ar rico em CO<sub>2</sub> com o absorvente, libertando de novo o ar para a atmosfera, livre de CO<sub>2</sub>.

A presente dissertação visa compreender o papel da tecnologia DAC, enquanto opção de mitigação climática, e avaliar a sua oportunidade em Portugal. Numa primeira fase, pretende-se conhecer os custos e dados técnicos desta tecnologia, atuais e para o futuro, e entender os seus impactes em termos de consumo de energia, nomeadamente de gás natural e eletricidade. Como alternativa tecnológica para uma análise comparativa, considera-se as tecnologias de captura e utilização de CO<sub>2</sub> (CCUS).

Numa segunda fase, e de modo a ter uma visão comparativa e integrada das tecnologias DAC e do seu potencial para a descarbonização de Portugal, foram analisados os custos e o balanço de emissões e respetivas opções tecnológicas associados à cadeia do CO<sub>2</sub>, desde a sua captura, transporte e posterior armazenamento ou utilização. Por fim, é avaliado o potencial custo-eficaz das DAC, utilizando resultados obtidos com a ferramenta de modelação integrada TIMES\_PT, para a descarbonização do sistema energético nacional até 2050.

A implementação da tecnologia DAC para a meta de redução de 90% de emissões do sistema energético nacional em 2050 face a 2005, permite a transição mais lenta do sistema energético português, refletindo-se, particularmente, no consumo de gás natural no setor da indústria e dos edifícios. Quando a DAC é considerada como complementar às políticas e estratégias já implementadas, permite atingir reduções de emissões mais ambiciosas, de 95% e 99%, demonstrando-se custo eficaz a partir de 2040. A utilização do CO<sub>2</sub>, resultado da captura direta, revela-se custo eficaz para a produção de querosene, gasóleo e gasolina, resultado que diverge da Estratégia Nacional do Hidrogénio (EN-H<sub>2</sub>) aprovada em 2020.

**Palavras chave:** Captura Direta de CO<sub>2</sub>, DAC LT, DAC HT, armazenamento *offshore*, armazenamento *onshore*, utilização de CO<sub>2</sub>, emissões de CO<sub>2</sub>.



# ABSTRACT

Climate change is currently the biggest environmental threat. These changes are directly related to a higher concentration of greenhouse gases in the atmosphere and consequently to a higher global average temperature of the Planet. In line with the Paris Agreement goals to limit the increase of the global average temperature well-below 2°C comparatively to the pre-industrial era, the European Climate Law was approved, making carbon neutrality in 2050 in the European Union a binding target. However, even recognizing the positive result of climate policy in reducing emissions, the IPCC (2021) reveals that current policies are in line with an increase of the global average temperature of the Planet in 2,6°C to 2,7°C at the end of the century.

Aware of the impact in natural systems, as well as in humanity, and regarding the urgency to re-establish CO<sub>2</sub> concentration in levels compatible with an increase of temperature within safe limits, CO<sub>2</sub> capture is considered necessary by authors such as Kramer (2020), Realmonte *et al.* (2019) and Easac (2018), who support the development of the so-called negative emission technologies, like the Direct Air Capture (DAC). This technology is capable of capture CO<sub>2</sub> directly from the atmosphere, through forced entry of air, allowing the contact of rich CO<sub>2</sub> air with the absorbent, thus releasing the air back into the atmosphere free of CO<sub>2</sub>.

This dissertation aims to understand the role of DAC technology, as an option for climate mitigation, and to evaluate its opportunity in Portugal. On a first stage, the costs and technical data of this technology will be assessed, both currently and in a future perspective, and to understand its impact in energy consumption, namely natural gas, and electricity. As a technological alternative for a comparative analysis, we will consider CO<sub>2</sub> Capture, Utilization and Storage technologies (CCUS).

On a second stage, in order to get a comparative and integrated view of DAC and its potential for decarbonisation in Portugal, the costs and emissions balance were analysed, as well as the technological options related to the CO<sub>2</sub> chain, from its capture, transport and storage or utilization. At last, the evaluation of the cost-effectiveness of DAC is performed, based on results from the integrated modelling tool TIMES\_PT, for the decarbonisation of the national energetic system until 2050.

Implementing DAC technologies in order to reach a reducing emissions target of 90% of the Portuguese energy system by 2050 when compared to 2005, allows a slower transition reflected particularly in the final energy consumption of natural gas in the industry and building sectors. When DAC is considered as complementary to the policies and strategies in place, it allows to reach more ambitious emission reductions, as 95% and 99%, proving cost-effective from 2040 onwards. The utilization of CO<sub>2</sub> as a result from direct capture appears cost-effective for the production of kerosene, diesel and gasoline, a result that differs from the National Hydrogen Strategy (EN-H2) approved in 2020.

**Keywords:** Direct Capture of CO<sub>2</sub>, DAC LT, DAC HT, offshore storage, onshore storage, utilization of CO<sub>2</sub>, emissions of CO<sub>2</sub>.



# ÍNDICE

AGRADECIMENTOS .....	VII
RESUMO .....	X
ABSTRACT .....	XIII
ÍNDICE .....	XV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABELAS.....	XIX
LISTA DE SIGLAS .....	XXII
<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>27</b>
<b>2 MITIGAÇÃO CLIMÁTICA .....</b>	<b>31</b>
2.1 ALTERAÇÕES CLIMÁTICAS.....	31
2.2 REGULAÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES EFEITOS DE ESTUFA .....	33
2.3 TECNOLOGIAS DE EMISSÕES NEGATIVAS .....	35
2.4 POLÍTICA CLIMÁTICA EM PORTUGAL.....	37
<b>3 TECNOLOGIA DE CAPTURA DIRETA DE CO<sub>2</sub> (DAC).....</b>	<b>39</b>
3.1 TECNOLOGIA DE CAPTURA DIRETA DE CO <sub>2</sub> - BAIXA TEMPERATURA (DAC LT).....	42
3.2 TECNOLOGIA DE CAPTURA DIRETA DE CO <sub>2</sub> - ALTA TEMPERATURA (DAC HT) .....	44
3.3 POTENCIAIS DE UTILIZAÇÃO DO CO <sub>2</sub> .....	46
3.4 POTENCIAL TECNOLOGIA DAC PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA .....	48
<b>4 POTENCIAL DA DAC NA NEUTRALIDADE CARBÓNICA EM PORTUGAL:</b>	
<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>51</b>
4.1 CUSTOS TECNOLÓGICOS.....	53
4.1.1 Custos de Captura - DAC .....	53
4.1.2 Custos de Captura- Pós- Combustão .....	55
4.1.3 Custos de Armazenamento offshore e onshore .....	56
4.1.4 Custos de Produção de Metano.....	58
4.1.5 Custos de Transporte.....	59
4.2 BALANÇO DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO PELA DAC.....	60
4.3 APLICAÇÃO DO MODELO TIMES .....	61
<b>5 RESULTADOS E DISCUSSÃO: PAPEL POTENCIAL DA DAC NA NEUTRALIDADE</b>	
<b>CARBÓNICA EM PORTUGAL.....</b>	<b>63</b>
5.1 CUSTOS DA CADEIA DE CAPTURA AO ARMAZENAMENTO DE CO <sub>2</sub> OFFSHORE E ONSHORE.....	65
5.2 CUSTOS DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> E PRODUÇÃO DE METANO .....	67
5.3 BALANÇO CO <sub>2</sub> .....	68
5.4 PAPEL POTENCIAL DA DAC NA NEUTRALIDADE CARBÓNICA EM PORTUGAL .....	70
5.4.1 Redução de Emissões .....	70
5.4.2 Sistema Energético .....	74
<b>6 CONCLUSÕES.....</b>	<b>79</b>
<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>81</b>



# ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1- EVOLUÇÃO DAS EMISSÕES NACIONAIS DE GASES COM EFEITO DE ESTUFA. FONTE: REA (2021). .	38
FIGURA 2- PROJETO PILOTO DE <i>SQUAMISH</i> DA <i>CARBON ENGINEERING</i> , NO CANADÁ. FONTE: CARBON ENGINEERING ( 2021B).....	41
FIGURA 3- ESTAÇÃO COMERCIAL EM <i>HINWIL</i> , SUÍÇA, DA <i>CLIMEWORKS</i> . FONTE: CLIMEWORKS (2021). .....	41
FIGURA 4 - PROJETO ORCA, NA ISLÂNCIA, CONFIGURAÇÃO DAC LT, DA <i>CLIMEWORKS</i> . FONTE: CLIMEWORKS (2021). .....	42
FIGURA 5- PROCESSO DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> PELO CONFIGURAÇÃO DAC LT. ADAPTADO DE BEUTTLER <i>ET AL.</i> (2019) .....	43
FIGURA 6- PROCESSO DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> PELA CONFIGURAÇÃO DAC HT. ADAPTADO DE ANDERSON (2020) .....	44
FIGURA 7- QUADRO METODOLÓGICO SEGUIDO NA PRESENTE DISSERTAÇÃO. ....	52
FIGURA 8- LOCALIZAÇÃO DE POTENCIAIS ÁREAS DE ARMAZENAMENTO E CLUSTERS EM QUE SE AGRUPAM, E PERCURSOS VIÁVEIS PARA CONDUTAS DE TRANSPORTE DE CO <sub>2</sub> . FONTE: SEIXAS <i>ET AL.</i> (2015).....	58
FIGURA 9- CUSTOS DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> DAS TECNOLOGIAS DAC LT, DAC HT E (PC) PÓS-COMBUSTÃO, OBTIDOS DA LITERATURA.....	64
FIGURA 10- CUSTOS TOTAIS DA CADEIA DE ARMAZENAMENTO DE CO <sub>2</sub> <i>OFFSHORE</i> (À ESQUERDA) E <i>ONSHORE</i> (À DIREITA), CO <sub>2</sub> CAPTURADO PELAS TECNOLOGIAS DAC LT, DAC HT E (PC) PÓS-COMBUSTÃO. ....	66
FIGURA 11- CUSTOS TOTAIS DA CADEIA DE PRODUÇÃO DE METANO, UTILIZANDO CO <sub>2</sub> CAPTURADO PELAS TECNOLOGIAS DAC LT, DAC HT E CCUS. ....	68
FIGURA 12-BALANÇO DE CO <sub>2</sub> DA CADEIA DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO PELA DAC.FONTE: SHAYEGH <i>ET AL.</i> (2021); FASIHI <i>ET AL.</i> (2019); KEITH <i>ET AL.</i> (2018). ....	69
FIGURA 13- BALANÇO DA CADEIA DE CO <sub>2</sub> DESDE A CAPTURA PELA DAC ATÉ À UTILIZAÇÃO DE METANO GERADO PELO CO <sub>2</sub> CAPTURADO EM COMBINAÇÃO COM H <sub>2</sub> . FONTE: SHAYEGH <i>ET AL.</i> (2021); FASIHI <i>ET AL.</i> (2019); KEITH <i>ET AL.</i> (2018); KIANI <i>ET AL.</i> (2021).....	70
FIGURA 14- CENÁRIO CAP90_DAC2: REDUÇÃO DE EMISSÕES CO <sub>2</sub> E NO SISTEMA ENERGÉTICO NACIONAL - PAPEL DA DAC NA REDUÇÃO DE 90% DAS EMISSÕES, COM OBRIGATORIEDADE DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> DE 1 MILHÃO DE TONELADAS DE CO <sub>2</sub> POR ANO, 5 MILHÕES DE TONELADAS DE CO <sub>2</sub> POR ANO, E 9,2 MILHÕES DE TONELADAS DE CO <sub>2</sub> POR ANO, NOS ANOS 2030, 2040 E 2050, RESPETIVAMENTE.....	71
FIGURA 15- CENÁRIO CAP95: REDUÇÃO DE EMISSÕES- PAPEL DA DAC NA REDUÇÃO DE 95% DAS EMISSÕES. ....	72
FIGURA 16-CENÁRIO CAP99: REDUÇÃO DE EMISSÕES- PAPEL DA DAC NA REDUÇÃO DE 99% DAS EMISSÕES. ....	73



# ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1- CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DAS CONFIGURAÇÕES DAC LT. ....	43
TABELA 2- INPUTS E OUTPUTS DA CONFIGURAÇÃO DAC LT DESENVOLVIDO PELA <i>CLIMEWORKS</i> .....	44
TABELA 3- INPUTS E OUTPUTS DA CONFIGURAÇÃO DAC LT DESENVOLVIDO PELA <i>GLOBAL THERMOSTAT</i> . ...	44
TABELA 4- CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DAS CONFIGURAÇÕES DAC HT.....	45
TABELA 5- <i>INPUTS</i> DA OPÇÃO DAC HT HÍBRIDA, DESENVOLVIDA PELA <i>CARBON ENGINEERING- OUTPUT CO<sub>2</sub></i> 15 MPA.....	46
TABELA 6- <i>INPUTS</i> DA OPÇÃO DAC HT HÍBRIDA, DESENVOLVIDA PELA <i>CARBON ENGINEERING- OUTPUT CO<sub>2</sub></i> 0,1 MPA.....	46
TABELA 7-INPUTS DA OPÇÃO DAC HT ELETRIFICADA, DESENVOLVIDA PELA <i>CARBON ENGINEERING</i> . ....	46
TABELA 8- CADEIAS DE SISTEMAS ALTERNATIVOS DE TECNOLOGIAS DE CAPTURA, TRANSPORTE E DESTINO FINAL DO CO <sub>2</sub> .....	52
TABELA 9- CUSTOS DAS TECNOLOGIAS DE CAPTURA- DAC.....	54
TABELA 10- ESTIMATIVA DE CAPACIDADE DE CAPTURA CUMULATIVA GLOBAL DE CO <sub>2</sub> POR DAC PARA DIFERENTES ANOS. ....	55
TABELA 11- CARATERÍSTICAS TÉCNICAS DA CAPTURA DE CO <sub>2</sub> POR PÓS-COMBUSTÃO .....	56
TABELA 12- CUSTOS DAS TECNOLOGIAS DE CAPTURA POR PÓS-COMBUSTÃO.....	56
TABELA 13- COMPONENTES DOS CUSTOS DE INVESTIMENTO E OPERAÇÃO DE ARMAZENAMENTO DE CO <sub>2</sub> <i>OFFSHORE</i> E <i>ONSHORE</i> .....	57
TABELA 14- CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DOS LOCAIS DE ARMAZENAMENTO.....	57
TABELA 15- PRINCIPAIS CARATERÍSTICAS DOS RESERVATÓRIOS SELECIONADOS PARA OS CENÁRIOS DE ARMAZENAMENTO .....	58
TABELA 16- CUSTOS DE INVESTIMENTO E OPERAÇÃO DE PRODUÇÃO DE METANO.....	59
TABELA 17- CUSTOS DE TRANSPORTE DE CO <sub>2</sub> .....	60
TABELA 18- FATORES DE EMISSÃO E CO <sub>2</sub> EQUIVALENTE .....	61
TABELA 19- CENÁRIOS MODELADOS PELO MODELO <i>TIMES_PT</i> E RESPETIVAS ASSUNÇÕES.....	62
TABELA 20- NECESSIDADES DE CO <sub>2</sub> PREVISTAS NA ESTRATÉGIA NACIONAL DE HIDROGÉNIO (EN-H2).....	62
TABELA 21- CUSTOS DE INVESTIMENTO ( <i>CAPEX</i> ), DAC LT, DAC HT E CCS.....	64
TABELA 22- CUSTOS TOTAIS POR FASE DA PRODUÇÃO DE METANO .....	67
TABELA 23- CENÁRIO CAP90_DAC2- CONDIÇÕES TÉCNICAS DA DAC, NO SENTIDO DE ATINGIR 90% DE REDUÇÕES DE EMISSÕES, ATÉ AO ANO DE 2050, COM OBRIGATORIEDADE DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> DE 1 MILHÃO DE TONELADAS CO <sub>2</sub> , 5 MILHÃO DE TONELADAS CO <sub>2</sub> , E 9, 2 MILHÃO DE TONELADAS CO <sub>2</sub> , NOS ANOS 2030, 2040 E 2050, RESPETIVAMENTE.....	72
TABELA 24- CENÁRIO CAP95- CONDIÇÕES TÉCNICAS DA DAC, NO SENTIDO DE ATINGIR 95% DE REDUÇÕES DE EMISSÕES, ATÉ AO ANO DE 2050. ....	73
TABELA 25- CAP99- CONDIÇÕES TÉCNICAS DA DAC, NO SENTIDO DE ATINGIR 99% DE REDUÇÕES DE EMISSÕES, ATÉ AO ANO DE 2050. ....	73

TABELA 26- POTENCIAIS USOS DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO EM PORTUGAL, IDENTIFICANDO A RESPETIVA PORÇÃO DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO PELA TECNOLOGIA DAC E RESPETIVO OUTPUT DE ENERGIA PARA O CENÁRIO CAP90_DAC2. ....	74
TABELA 27- POTENCIAIS USOS DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO EM PORTUGAL, IDENTIFICANDO A RESPETIVA PORÇÃO DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO PELA TECNOLOGIA DAC E RESPETIVO OUTPUT DE ENERGIA PARA O CENÁRIO CAP95. ....	75
TABELA 28- POTENCIAIS USOS DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO EM PORTUGAL, IDENTIFICANDO A RESPETIVA PORÇÃO DE CO <sub>2</sub> CAPTURADO PELA TECNOLOGIA DAC E RESPETIVO OUTPUT DE ENERGIA PARA O CENÁRIO CAP99. ....	75
TABELA 29- CAP90 E CAP90_DAC2: CONSUMOS DE ENERGIA PRIMÁRIA (PJ) POR FONTE DE ENERGIA POR CENÁRIO- RESULTADOS TIMES POR SETORES. ....	76
TABELA 30- CONSUMOS DA DAC FACE AO CONSUMO TOTAL DE ENERGIA PRIMÁRIA, NO SISTEMA ENERGÉTICO PORTUGUÊS. ....	76
TABELA 31- CAP90 E CAP90_DAC2: CONSUMOS DE ENERGIA FINAL (PJ) POR FORMA DE ENERGIA E POR CENÁRIO .....	78



## Lista de Siglas e Acrónimos

<b>A.OFF</b>	Armazenamento <i>offshore</i>
<b>A.ON</b>	Armazenamento <i>onshore</i>
<b>AR</b>	Florestação e reflorestação
<b>BECCS</b>	Bioenergia com captura e armazenamento de carbono
<b>Ca(OH)<sub>2</sub></b>	Hidróxido de cálcio
<b>CaCO<sub>3</sub></b>	Carbonato de cálcio
<b>CaO</b>	Oxido de cálcio
<b>CAPEX</b>	Custo de Investimento
<b>CAPEX<sub>inicial</sub></b>	Custo de investimento do ano de início de cada década antecedente
<b>CAPEX<sub>Novo</sub></b>	custo de investimento do ano de início da década seguinte ao ano de <i>CAPEX<sub>inicial</sub></i>
<b>CAS</b>	<i>Controlled Atmosphere Storage</i>
<b>CCS</b>	Captura e armazenamento de carbono
<b>CCUS</b>	Captura, Utilização e armazenamento de carbono
<b>CELE</b>	Comercio de Licença de Emissões
<b>CH<sub>4</sub></b>	Metano
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono
<b>CO<sub>2</sub>-eq</b>	Dióxido de carbono equivalente
<b>CQNUAC</b>	Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas
<b>C<sub>sd</sub></b>	Custo de desenvolvimento do local
<b>C<sub>sf</sub></b>	Custo de instalações de superfície
<b>DAC</b>	Tecnologia de captura direta ( <i>Direct Air Capture</i> )
<b>DAC HT</b>	Direct air Capture- High Temperature
<b>DAC LT</b>	Direct air Capture- Low Temperature
<b>EN-H<sub>2</sub></b>	Estratégia Nacional do Hidrogénio
<b>EOR</b>	Recuperação avançada de petróleo
<b>EW</b>	Meteorização de minerais básicos e ultrabásicos
<b>FT</b>	Processo <i>Fischer Tropsch</i>
<b>GEE</b>	Gases com efeito de estufa
<b>h</b>	Espessura do reservatório
<b>H<sub>2</sub></b>	Hidrogénio
<b>IEA</b>	<i>International Energy Agency</i>
<b>IPCC</b>	<i>Intergovernmental Panel Climate Change</i>
<b>K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub></b>	Carbonato de Potássio
<b>KOH</b>	Hidróxido de Potássio
<b>C<sub>d</sub></b>	Custos de perfuração por metro
<b>LULUCF</b>	<i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>
<b>MAP</b>	<i>Modified Atmosphere Packaging</i>
<b>MeOH</b>	Metanol

<b>Mpa</b>	Mega Pascal
<b>MSA</b>	Processos de regeneração do solvente por variação de humidade
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Oxido nitroso
<b>NaOH</b>	Hidróxido de sódio
<b>NDC</b>	Contribuições Nacionalmente Determinadas
<b>NET</b>	Tecnologias de emissões negativas
<b>ODS</b>	Objetivos de desenvolvimento sustentável
<b>OPEX</b>	Custo de operação e manutenção
<b>PC</b>	Captura de dióxido de carbono por pós- combustão
<b>PHB</b>	β-hydroxybutyrate
<b>PNEC</b>	Plano Nacional de Energia e Clima
<b>Prod</b>	Captura cumulativa relativa à DAC a nível global
<b>Prod<sub>inicial</sub></b>	Captura cumulativa DAC global do ano correspondente ao <i>CAPEX<sub>inicial</sub></i>
<b>Prod<sub>novo</sub></b>	Captura cumulativa referente ao <i>CAPEX novo</i>
<b>SCS</b>	Sequestro de carbono através do solo
<b>TIMES_PT</b>	<i>The Integrated MARKAL-EFOM System</i>
<b>TSA</b>	Processos de regeneração do solvente com variação de temperatura
<b>TVSA</b>	Processos de regeneração do solvente por variação de pressão e temperatura
<b>U.CH<sub>4</sub></b>	Utilização de dióxido de carbono na produção de metano
<b>W</b>	Número de furos por local
<b>Wd</b>	Espessura da coluna de água







# 1 Introdução

As alterações climáticas são a maior ameaça ambiental da atualidade. Estas mudanças são impulsionadas pela intensificação do efeito de estufa e pelo consequente aquecimento do Planeta. As emissões de gases efeito de estufa (GEE), diretamente relacionadas com as atividades humanas, têm intensificado o efeito natural da absorção de calor, aumentando a temperatura global e refletindo-se em impactos diversos nos sistemas naturais. Assim, a evolução crescente da concentração de GEE na atmosfera tem condicionado e condicionará, nas próximas décadas, a magnitude destas alterações (Allen *et al.*, 2018; NASA, 2021).

O aumento da população mundial, a aspiração por melhor nível de vida e o crescimento económico representam desafios socioeconómicos e ambientais, o que faz, com que seja imperativo o cumprimento de orientações e medidas definidas pelos instrumentos de política a nível internacional, comunitário e nacional.

O Acordo de Paris visa limitar a temperatura média global bem abaixo dos 2°C, quando comparada com a era pré-industrial, e reunir esforços necessários para que se mantenha abaixo do aumento de 1,5°C. Deste modo, o Acordo reconhece a importância de atingir a neutralidade carbónica na segunda metade do século XXI, destacando duas linhas de atuação: a redução de emissões de GEE para a atmosfera, e o aumento de sequestro de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) e a adaptação às alterações Climáticas. Espera-se que, seguindo estas diretrizes, os riscos e o impacto das mudanças climáticas reduzirão significativamente (APA, 2021a; PE-CONS 27/21, 2021; RCM107/2019, 2019)

Em consonância com os resultados do relatório do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) e os objetivos do Acordo de Paris, foi elaborada a Lei Europeia do Clima que define a ambição de tornar neutra a economia e a sociedade europeia até 2050, como um objetivo vinculativo. Assim, esta lei garante que todas as políticas e todos os setores económicos da União Europeia (EU) colaborem para atingir emissões líquidas zero de GEE, reduzindo as emissões e reforçando a capacidade de sumidouro de todos os países constituintes, mantendo os sumidouros naturais e investindo em tecnologias de remoção de carbono, como a captura e armazenamento de carbono e a captura e utilização de carbono, que devem ser alvos de estudo sobre a sua custo eficácia e respetiva implantação (Comissão Europeia, 2020; PE-CONS 27/21, 2021).

A nível nacional, o Governo português assumiu, em 2016, o compromisso, de tornar nulo o balanço das emissões e sequestro de CO<sub>2</sub> e outros GEE até 2050, com a elaboração do Roteiro para a Neutralidade Carbónica em Portugal (RNC2050). Neste sentido, os cenários modelados no roteiro mostram a possibilidade de viabilizar económica e tecnologicamente a neutralidade carbónica assente numa trajetória de redução de emissões de 85% a 90%, até 2050, face a 2005 (RCM107/2019, 2019).

De acordo com os resultados da modelação apresentados no RNC2050, é possível a descarbonização da economia nacional até 2050 com o conhecimento e tecnologias já disponíveis ou em fase pré-comercial. Contudo, o potencial de redução de emissões e o aumento de sumidouros não está desenvolvido de forma igual para todos os setores económicos. Deste modo, o desenvolvimento de

novas tecnologias e o aperfeiçoamento das tecnologias atuais de baixo carbono, nomeadamente nos setores de mais difícil descarbonização, poderá significar uma forma mais rápida e eficaz de descarbonização, face ao que é estimado hoje.

De acordo com Realmonte *et al.* (2019) e Easac, (2018), todos os esforços, atuais, para a redução de emissões são necessários, mas não suficientes para as metas definidas no Acordo de Paris, considerando fundamental a utilização de tecnologias de captura direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera como esforço extremo para proteção climática (Realmonte *et al.*, 2019). No mesmo sentido, o novo relatório do IPCC mostra que, com as políticas atuais, o mundo caminha para um aumento da temperatura média global de 2,6°C a 2,7°C (com gama de incerteza de 2 °C a 3,6 °C), até o final do século, ultrapassando os limites de segurança definidos pelo Acordo de Paris (IPCC, 2021). Verifica-se que as políticas climáticas e a redução do custo de energia renovável têm resultado positivo na redução de emissões, porém o aumento da temperatura abaixo de 1,5 °C está longe de ser atingido (Hausfather & Foster, 2021.; RCM107/2019, 2019; RNC 2050, 2019).

Assim, Hausfather & Foster (2021) estima que, se os países cumprirem as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) para a meta a curto prazo de 2030, o aumento da temperatura média global poderá cair para 2,4 °C (numa gama de 1,8 °C a 3 °C) no final do século 21 face à era pré-industrial, e com a concretização das metas de emissões zero a longo prazo, o aquecimento global decairá até 1,8 °C (numa gama de 1,4 °C a 2,6 °C) até 2100, sendo provável atingir o valor mais alto do aumento de temperatura de 1,9 °C, até 2050. Assim, os sumidouros podem representar soluções naturais e tecnológicas para manter a temperatura média global do Planeta abaixo do aumento de 2 °C. Estas tecnologias têm potencial para antecipar o pico da concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera, reduzindo as emissões e concentrações na atmosfera (Hanna *et al.*, 2021; Hausfather & Foster, 2021.; RCM107/2019, 2019; RNC 2050, 2019).

Consciente da crise climática que o planeta atravessa, dos riscos associados para os sistemas naturais e para a humanidade e da urgência em reduzir emissões, é imperativo que a concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera reduza para valores de equilíbrio. Visto que as atuais políticas não são suficientes para atenuar o aumento da temperatura a 1,5 °C, é importante o estudo de tecnologias de captura de GEE, já equacionada em algumas estratégias para a neutralidade carbónica e considerada fundamental por alguns autores como Realmonte *et al.* (2019) e Easac (2018), como a tecnologia de captura direta da atmosfera (DAC da designação em inglês *Direct Air Capture*).

Assim, é importante o estudo da DAC no contexto português no sentido de perceber qual é o seu papel para uma maior ambição de metas na redução de emissões e para a neutralidade carbónica. Pois, o Roteiro para a Neutralidade Carbonica prevê atingir a neutralidade carbónica com 9 a 13 milhões toneladas de CO<sub>2</sub> capturados, em 2050, capacidade que pode não ser atingida, pondo em causa o objetivo para o meado do século.

O tema desta dissertação contribui para a concretização dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), da Agenda 2030 das Nações Unidas (ONU, 2021). Diretamente contribui para a realização do ODS 13 relativo à ação climática, dado o potencial da tecnologia em estudo (DAC) para limitar o aumento da temperatura média global a 2 °C acima dos níveis pré-industriais, visando 1,5 °C. Complementarmente, esta dissertação contribui para os seguintes ODS:

- i. ODS 7 e 12: Energias Renováveis e Acessíveis e Produção e Consumo Sustentável, respetivamente, visto que, a DAC devolve CO<sub>2</sub> capturado que pode ser armazenado ou utilizado, na indústria ou na produção de combustíveis sintéticos, contribuindo para a circularidade do carbono. No sentido de atingir os objetivos de melhoria na eficiência energética, visa-se o aumento da utilização de energia produzida com baixo teor de carbono no sistema energético global, aumentando a cooperação internacional para a atualização das tecnologias para fornecer serviços de energia sustentáveis.
- ii. ODS 9: Indústrias Inovação e Infraestruturas, que visa a adoção de tecnologias e processos industriais limpos e ambientalmente corretos, na medida em que a captura de CO<sub>2</sub> da atmosfera apoia setores de difícil descarbonização.
- iii. ODS 15: Proteger a vida terrestre, na medida em que a DAC reduz a concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera, apoiando assim o equilíbrio do sistema climático e reduzindo o risco de eventos extremos como a desertificação ou inundações, contribuindo para garantir o funcionamento dos sistemas sustentáveis de produção de alimentos e na manutenção de ecossistemas e aumento da capacidade de adaptação e resiliência às alterações climáticas;

Motivada pelos desafios para a solução da alteração do sistema climático, a presente dissertação tem como objetivos principais: (1), conhecer e compreender o papel da tecnologia de captura direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera (DAC), enquanto opção de mitigação climática, (2) perceber o potencial de utilização do CO<sub>2</sub> capturado, e (3) avaliar a sua oportunidade em Portugal.

Numa primeira fase, a tecnologia DAC é apresentada e estudada, nomeadamente no que se refere às suas características técnicas e de funcionamento, aos recursos que utiliza, como energia, aos custos associados, e ao seu potencial de captura do dióxido de carbono.

Numa segunda fase, avalia-se o custo-eficácia desta tecnologia e o seu potencial para a neutralidade carbónica em Portugal, no contexto de cenários futuros, com a aplicação da ferramenta de modelação integrada TIMES\_PT. A avaliação do potencial da tecnologia DAC para Portugal tem como objetivo responder às seguintes questões.

1. Em que condições a tecnologia DAC é custo eficaz no sistema energético nacional?
2. Qual o potencial expectável de redução de emissões através da captura de CO<sub>2</sub> pela DAC?
3. Qual o comportamento dos setores que fazem parte do sistema energético Português relativamente ao consumo de energia final quando a tecnologia DAC entra no sistema?
4. Onde é utilizado o CO<sub>2</sub> capturado pela DAC

O presente documento é constituído por seis capítulos:

Capítulo 1: Capítulo introdutório, onde é contextualizado o tema em estudo e reconhecida a sua relevância. São também identificados, os principais objetivos e organização do documento.

Capítulo 2: Capítulo dedicado à mitigação das alterações climáticas, onde é mencionada a problemática e apresentados os instrumentos e estratégias de mitigação.

Capítulo 3: Capítulo onde é apresentada a tecnologia DAC, em particular as suas principais configurações, DAC LT (do inglês *Direct Air Capture- Low Temperature*) e DAC HT (do inglês *Direct Air Capture- High Temperature*). São apresentadas as possíveis aplicações do CO<sub>2</sub> capturado, resultante dos processos de funcionamento das opções DAC, e o potencial desta tecnologia para a neutralidade carbónica.

Capítulo 4: Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para a realização desta dissertação, com especial enfoque nos custos das tecnologias de captura, nomeadamente das DAC, nos custos relativos às aplicações do CO<sub>2</sub>, armazenamento e a produção de metano, e quanto ao balanço de CO<sub>2</sub>, associado. Finalmente, é feita uma breve explicação do modelo TIMES\_PT, aplicado para a avaliação do custo- eficácia e do potencial da DAC para a neutralidade carbónica em Portugal.

Capítulo 5: Neste capítulo são discutidos os resultados obtidos, com particular ênfase sobre os custos relativos às tecnologias de captura, nomeadamente das DAC, custos relativos às aplicações do CO<sub>2</sub>, armazenamento e a produção de metano, e o balanço de CO<sub>2</sub> associado. Finalmente, mostram-se os resultados produzidos pela ferramenta TIMES\_PT, para a avaliação custo- eficácia do potencial da DAC para a neutralidade carbónica em Portugal.

Capítulo 6: Neste capítulo são apresentadas as conclusões finais, limitações encontradas e sugestões de trabalho futuro.

## 2 Mitigação Climática

### 2.1 Alterações Climáticas

As alterações no sistema climático são consideradas a maior ameaça ambiental, social e económica deste século, estando diretamente relacionadas com o aumento das emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE), consequentes das atividades humanas. O aumento da concentração destes gases na atmosfera está a perturbar o seu equilíbrio natural, provocando o aumento da temperatura global do Planeta, entre outras manifestações climáticas. São evidentes os impactos nos sistemas naturais e humanos, provocados por estas mudanças no clima, em todos os continentes e oceanos (APA, 2021a; IPCC, 2021), como se tem vindo a verificar, em Portugal, as secas frequentes, ondas de calor, a erosão costeira e os incêndios rurais de grande magnitude, como os de 2017 (PNEC, 2019).

As concentrações de GEE na atmosfera são necessárias para as condições de vida no planeta Terra, responsáveis por manter as condições para a sobrevivência dos organismos e saúde dos ecossistemas, uma vez que permitem o efeito de estufa. Gases como o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ) e vapor de água, ocorrem de forma natural, com a atividade vulcânica e a evaporação da água, e têm a capacidade de absorver radiação infravermelha, preservando o calor (CSS, 2020; RNC 2050, 2019).

Contudo, as emissões de GEE, de origem antropogénica, onde o  $\text{CO}_2$  e o  $\text{CH}_4$ , também estão incluídos, o óxido de nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) e químicos sintéticos, o hexafluoreto de enxofre, os hidrocarbonetos perfluoretos e os hidrofluorcarbonetos, gerados pelas atividades humanas, intensificam a concentração de GEE na atmosfera, assim como, o efeito de estufa. A contribuição destes gases para o aquecimento global é variável, destacando-se o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) como o principal responsável, com 73% das emissões ponderadas, gerado na combustão de combustíveis fósseis, para produção de energia, nos transportes e em processos industriais (CSS, 2020; RNC 2050, 2019). Em Portugal, o  $\text{CO}_2$  representa cerca de 76% do total das emissões nacionais, devido ao setor da energia, maioritariamente na produção e transformação e na predominância do uso de combustíveis fósseis nos transportes (APA, 2021c).

Num clima estável, as concentrações de GEE na atmosfera teriam o papel de equilibrar a energia da radiação solar que é absorvida e reemitida para o espaço. A intensificação dos GEE na atmosfera altera o sistema climático, desequilibrando o balanço de energia, diminuindo a energia libertada para o espaço, o que contribui para o aquecimento do planeta (CSS, 2020; RNC 2050, 2019).

O período industrial é marcado pelo início da queima de combustíveis fósseis como principal fonte de energia, da desflorestação e do desenvolvimento da agricultura em larga escala. A intensificação destas atividades desde 1750 reflete-se no aumento da concentração de GEE na atmosfera (Lindsey & Dlugokencky, 2021).

Em 2020, de acordo com análises preliminares, apesar da desaceleração económica devido à pandemia COVID-19, a concentração média global de dióxido de carbono na atmosfera atingiu novo valor médio recorde de 412,5 ppm. A concentração média de  $\text{CO}_2$ , em 2020, aumentou cerca de 2,6

ppm comparativamente ao ano de 2019 e 43,5 ppm, desde 2000, a nível global (Lindsey & Dlugokencky, 2021).

O *Emissions Gap Report (2021)* mostra que os compromissos climáticos combinados com medidas de mitigação, não são suficientes e que o mundo caminha para um aumento da temperatura global de 2,7 °C até o final do século. De acordo com o relatório do IPCC (2018), ultrapassar o limite de segurança do aumento de 2 °C da temperatura significa a transição de risco moderado para risco elevado no que se refere à segurança alimentar, disponibilidade dos recursos hídricos, severidade de eventos extremos, exposição ao calor e submersão costeira (IPPC, 2018; UNEP, 2021).

Limitar a temperatura média global do Planeta a 1,5 °C, comparando com o aumento de 2 °C, resulta na diminuição do risco para os sistemas naturais e humanos, reduz a intensidade da exposição das pessoas a ondas de calor, limita o risco do aumento de precipitações fortes, reduz a probabilidade de seca, reduz a probabilidade de degelo, bem como os custos de medidas de mitigação e adaptação (IPPC, 2018).

Assim, a fim de limitar o aumento da temperatura média global do Planeta a 1,5 °C face à era pré-industrial, é necessária uma redução de 55% das emissões globais até 2030, face a 1990. Para limitar a temperatura ao aumento até 1,5 °C é necessário reduzir 28 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq., até 2030, face a 1990, enquanto para limitar o aumento da temperatura abaixo de 2 °C será 13 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq.(UNEP, 2021).

Os efeitos das alterações do sistema climático intensificam a ocorrência e severidade de eventos como calor extremo, com maior ocorrência expectável durante a estação quente nas latitudes médias (aumento de 3 °C aquando do aquecimento global de 1,5 °C) e na estação fria em altas latitudes (aumento de 4,5 °C aquando do aquecimento de 1,5 °C). A Europa apresenta uma distribuição desigual dos efeitos climáticos destacando-se os países do Sul como mais vulneráveis (Hoegh-Guldberg *et al*, 2018).

Portugal encontra-se entre os países europeus mais vulneráveis aos impactes das alterações climáticas, pois sofrerão mais os efeitos na mortalidade humana associada ao calor, nas restrições de água, nas perda de habitats, nas necessidades de energia para arrefecimento, nos incêndios rurais e nas temperaturas elevadas (RNC 2050, 2019). São exemplos de eventos extremos em Portugal, a tempestade Hercules em 2014, os incêndios de 2017, os temporais de março de 2018 e as secas de 2005 e 2012. Fenómenos meteorológicos e outros eventos climáticos extremos, nos anos 1980 e 2016, resultaram em custos de 7 mil milhões € em perdas económicas, podendo atingir 39 mil milhões de euros anuais nas regiões costeiras, até 2050, e 960 mil milhões de euros por ano até ao fim do século (RNC 2050, 2019).

## 2.2 Regulação das Emissões de Gases Efeitos de Estufa

É necessário reunir esforços com o objetivo de estabilizar a concentração de GEE na atmosfera, a fim de reduzir o risco da interferência das emissões antropogénicas e evitar danos no sistema climático. Assim, em 1992, foi criada a Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC) ratificada por 197 países com o objetivo de prevenir a interferência humana danosa no sistema climático, com diferentes responsabilidades, tendo em conta o grau de desenvolvimento de cada país, as suas capacidades e as suas necessidades. Destacam-se os países em desenvolvimento como os mais vulneráveis aos efeitos adversos das alterações climáticas (UNFCCC, 1992).

As alterações climáticas são definidas pela CQNUAC como mudanças no clima associadas, direta ou indiretamente, às atividades humanas que alteram a composição global da atmosfera e consequentemente destabilizam o sistema climático. Todos os países envolvidos devem cooperar no sentido de promover o desenvolvimento sustentável, a solidariedade e o sistema económico internacional aberto. São desenvolvidas medidas e ações no sentido de prevenir ou minimizar alterações no sistema climático e mitigar os efeitos adversos, a falta de suporte científico nunca poderá ser razão para estas ações e medidas sejam adiadas ou canceladas (UNFCCC, 1992).

Com o objetivo de fornecer informação científica para suporte de políticas climáticas dos países, a Organização Meteorológica Mundial (OMM) e o Programa Ambiental das Nações Unidas criaram o relatório *Intergovernamental Panel Climate Change* (IPCC), onde cientistas de todo o mundo reúnem os artigos mais recentes para fornecer dados atualizados de impactos, futuros riscos, medidas de adaptação e mitigação e redução de riscos. Salienta-se o Quinto Relatório de Avaliação (AR5), publicado em 2013, onde é esclarecida a relevância das atividades humanas nas alterações climáticas (United Nations, 2020).

Em 1995, na primeira Conferência das partes da CQNUAC (COP1) ficou claro que, apesar do avanço do quadro global de negociações, seriam necessários instrumentos adicionais para estabelecer mecanismos para a redução de emissões de GEE. Assim, em 1997 (COP3) no Japão, após dois anos de negociações entre as partes envolvidas, assinou-se o Protocolo de Quioto. Resultando num compromisso entre duas visões, os Estados aceitam a definição de metas quantificadas de limitação de redução de emissões sujeitos a análise internacional e sanções. O Protocolo de Quioto define um sistema baseado na quantificação das emissões dos países que o ratificaram e num conjunto de mecanismos como o comércio de direitos de emissão entre os países com metas, com o objetivo de facilitar o seu cumprimento (APA, 2021c; RNC 2050, 2019).

A 12 de dezembro de 2015, na COP 21 em Paris, 189 das 197 partes da CQNUAC reconheceram a urgência na necessidade de resposta e de definir metas e medidas mais ambiciosas no combate às alterações climáticas (Realmonte, 2018). Assim, adotou-se o Acordo de Paris, ratificado por Portugal a 30 de setembro de 2016, com o objetivo principal de manter a temperatura média global abaixo do aumento de 2 °C, comparado aos níveis da época pré-industrial, com o compromisso de reunir os esforços necessários para que não ultrapasse os 1.5 °C.

Para garantir a segurança das populações e dos sistemas naturais é necessário que estas metas sejam cumpridas, promovendo a resiliência do sistema climático e o desenvolvimento com baixas

emissões de GEE e tornando os fluxos financeiros baixos em carbono. As concretizações destas medidas significam a redução e não a eliminação dos riscos e impactos das alterações climáticas, apoiados por políticas nacionais, subnacionais e regionais em resposta a estas alterações. (Guerra *et al.*, 2019; REA, 2021; UNFCCC, 1992; United Nations, 2015).

No sentido de cumprir as metas a que o Acordo de Paris se propõe, é necessário atingir a neutralidade carbónica na segunda metade do século 21. Assim, a concretização da neutralidade implica uma mudança justa e coesa do modelo económico e da sociedade que conhecemos. A 14 de julho de 2020, a Comissão Europeia adotou propostas ambiciosas no âmbito do Pacto Ecológico Europeu que indicam como se pretende atingir a neutralidade carbónica, na Europa, em 2050, tornando as políticas da EU em matéria de clima, energia, transportes e fiscalidade mais ambiciosas nas próximas décadas (European Commission, 2020)

O Pacto Ecológico Europeu inclui diversos instrumentos como a Lei Europeia do Clima que consagra na lei o objetivo de neutralidade, o Pacto Climático que envolve todos os cidadãos e a sociedade na ação climática, o Plano de Ação Climática para 2030 que tem como objetivo a redução de 55% das emissões líquidas da Europa em 2030 e a nova Estratégia de Adaptação Climática, para tornar a Europa uma sociedade resiliente ao clima até 2050, totalmente adaptada aos impactos inevitáveis das alterações climáticas (European Commission, 2020)

Os 27 estados-membros da União Europeia comprometem-se a atingir este objetivo, tornando a Europa o primeiro continente neutro em carbono. A nível internacional, a EU continua a liderar as negociações para aumentar a ambição dos principais emissores das Nações Unidas. Países como a China e a Índia, na COP26, que decorreu entre os dias de um de novembro e 12 de novembro, deixam claro que não unirão esforços com as restantes partes no sentido da neutralidade em 2050, responsabilizando-se com o ano de 2060 e 2070, respetivamente (BBCNEWS, 2021).

No contexto das propostas do Pacto Ecológico Europeu, a UE está a trabalhar na revisão da legislação em matéria de clima, energia e transportes, a fim de alinhar a legislação em vigor com os novos objetivos climáticos da UE para 2030 e 2050. Entre a legislação sujeita a revisão estão o sistema de comércio de licenças de emissão da UE (CELE), o Regulamento da Partilha de Esforços e o Regulamento LULUCF (do inglês *Land Use, Land Use Change and Forestry*) (Conselho da UE e do Conselho Europeu, 2021).

O CELE tem permitido garantir o cumprimento dos compromissos internacionais e a determinação de um preço para o carbono como referência para muitos países, assim a política de comércio de emissões é o principal instrumento de política climática europeu. Este instrumento, em vigor em Portugal desde 2005, abrange instalações da indústria e da energia (APA, 2021b; RNC 2050, 2019). O CELE estabelece uma quantidade limite de emissões que cada instalação pode emitir até determinada data, licenças de emissão, permitindo a uma instalação que emita quantidades abaixo do limite, negociar licenças, sendo que este limite reduz ao longo do tempo (APA, 2021b)

A fim de cumprir os compromissos assumidos no âmbito do Acordo de Paris, o regulamento de Partilha de Esforços, relativo às reduções anuais obrigatórias das emissões de gases com efeito de estufa pelos Estados-Membros entre 2021 e 2030 como contributo para a ação climática, tem como meta coletiva para as partes integrantes, sujeita a revisão no âmbito do Pacto Ecológico Europeu, a

redução obrigatória de 30% das emissões de GEE até 2030, face ao ano 2005, nos setores que não são abrangidos pelo regime CELE. (PNEC, 2019).

No Regulamento LULUCF do Parlamento Europeu e do Conselho, aprovado a 30 de maio de 2018, relativo à inclusão das emissões e das remoções de gases com efeito de estufa resultantes das atividades relacionadas com o uso do solo, com a alteração do uso do solo e com as florestas no quadro relativo ao clima e à energia para 2030, os estados-membros comprometem-se a assegurar que as emissões resultantes deste setor não ultrapassem a quantidade de GEE sequestrados pelo mesmo sector.

Abrangidos por este Regulamento estão os sumidouros das áreas florestais plantadas nos últimos 20 anos, as emissões das áreas desflorestadas nos últimos 20 anos, sumidouros ou emissões das florestas geridas, das áreas sob agricultura e pastagens, e das áreas sob zonas húmidas e espelhos de água (a partir de 2026), contabilizados relativamente aos seus níveis de 2005-2007, contabilizados relativamente ao seu nível de referência floresta.

O alcance da neutralidade carbónica tem um papel fundamental na limitação do agravamento das alterações climáticas e dos seus efeitos, tendo com o objetivo atingir emissões líquidas zero, ou seja, os níveis de emissão devem igualar os níveis de sequestro de GEE por sumidouros até 2050 (RNC 2050, 2019).

## 2.3 Tecnologias de Emissões Negativas

Em 2018, confirmou-se que os esforços mais ambiciosos, definidos até então para 2030, não seriam suficientes para evitar o aumento da temperatura superior a 1.5 °C. O relatório do IPCC de 2021, confirma que o mundo caminha para um aumento da temperatura global de 2,7 °C até ao final do século 21, ultrapassando os limites definidos pelo Acordo de Paris (UNEP, 2021). Neste sentido, é necessário restabelecer a concentração de CO<sub>2</sub> a níveis compatíveis com o aumento da temperatura apenas até 2 °C e para tal, será necessário a remoção de 10 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente até 2050 e, a partir deste, 20 mil milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano até ao final do século (Kramer, 2020; UNEP, 2021).

Assim, Realmonte *et al.*, (2019) e Easac (2018) defendem a necessidade do reforço de sumidouros de carbono em cooperação com a redução de emissões de origem antropogénica, apoiando o desenvolvimento de Tecnologias de Emissões Negativas (*Negative Emission Technologies- NET*), que consistem em abordagens e mecanismos que capturam CO<sub>2</sub> da atmosfera e o armazenam na biosfera ou na litosfera (captura e armazenamento de carbono) ou o utilizam (captura e utilização de carbono).

As NET demonstram elevado potencial na perspetiva política, como uma medida de segurança, que poderá influenciar estratégias de mitigação a curto prazo. As tecnologias de remoção de CO<sub>2</sub> custo-eficazes são politicamente mais atraentes que medidas de mitigação profundas, representando o aumento na viabilidade de metas mais ambiciosas, tendo um papel significativo na redução de CO<sub>2</sub> na atmosfera (Easac, 2018; Realmonte *et al.*, 2019). Porém, existem ainda incertezas quanto a estas tecnologias, nomeadamente quando implementadas em larga escala, em relação a custos, consumos, recursos utilizados e, impactos nos ecossistemas (Easac, 2018; Kramer, 2020).

Governantes e grandes empresas privadas já estão a investir no desenvolvimento destas tecnologias. Por exemplo na Escócia foi estudado o potencial das NET, onde foram analisadas as tecnologias: Bioenergia (BE) com captura e armazenamento de carbono (CCS), designadas (BECCS), Direct Air Capture (DAC), meteorização de minerais básicos e ultrabásicos (EW), o aumento da capacidade de sequestro pela florestação e reflorestação (AR), sequestro de carbono através do solo (SCS) e conversão da biomassa em *Biochar* (Alcalde *et al.*, 2018).

Neste caso, o maior potencial de emissões negativas é atingido pela combinação das tecnologias SCS, BECCS e EW (capacidade de 8,3–36,8 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano). Estas podem remover mais de 89,8% das emissões anuais do país. Adicionalmente, se ainda existir uma pequena contribuição da tecnologia DAC (menos de metade do potencial máximo considerado para o estudo – potencial máximo de 10 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>), o país pode sequestrar mais de 100% das suas emissões anuais, admitindo o potencial de emissões negativas em 2050. No entanto, nem sempre a combinação de tecnologias é compatível, como as tecnologias AR, BECCS e a *Biochar* que utilizam os mesmos recursos, de ocupação e uso do solo e biomassa, tornando-os incompatíveis na implementação combinada (Alcalde *et al.*, 2018).

De acordo com Alcalde *et al.* (2018), individualmente, a tecnologia com menor potencial de implementação para a captura de carbono na Escócia é a florestação e reflorestação, cabendo às tecnologias BECCS e DAC o maior potencial de desenvolvimento. O potencial da tecnologia BECCS depende do desenvolvimento das tecnologias, área disponível, análise económica, implementação de políticas e do equilíbrio entre a produção de bioenergia, as necessidades de alimentação e o impacto ambiental. As tecnologias DAC e EW têm custos de implementação elevados e altos consumos de água e energia. A tecnologia *Biochar* consegue produzir energia, correspondendo assim às tecnologias SCS e *Biochar* o consumo de energia mais baixo. As tecnologias AR e BECCS têm custos de implementação mais baixos (Alcalde *et al.*, 2018).

A Escócia tem um potencial de captura de CO<sub>2</sub>, comparativamente com o Reino Unido, muito superior, pois as suas emissões são significativamente menores e a área disponível para implementação das tecnologias é significativamente maior. Juntamente com o potencial de energia de origem renovável, a Escócia lidera a transição para uma Europa neutra em carbono. Assim, a integração de NET é fundamental para o cumprimento das metas mais ambiciosas, revistas em 2018 (redução de pelo menos 90% dos GEE, em 2050) (Alcalde *et al.*, 2018).

Atualmente, as grandes empresas estão envolvidas em projetos de desenvolvimento de tecnologias CCS. Por exemplo, a Shell investiu numa unidade CCS, em Gorgon na Austrália, onde se esperam ser capturadas 100 milhões de toneladas CO<sub>2</sub> durante o período de vida da tecnologia; em Quest no Canadá, a unidade CCS, em funcionamento desde 2015, projetada para captura e armazenamento de CO<sub>2</sub>, apresentou um custo de captura e armazenamento, 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano menor que o previsto. Em Saskatchewan, no Canadá, o projeto Shell Cansolv CCS prevê a captura de 1 milhão toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, sendo que parte do CO<sub>2</sub> capturado será usado para recuperação de petróleo, melhorando a eficiência na extração e o CO<sub>2</sub> restante armazenado permanentemente no subsolo (SHELL, 2020)

A Shell tem ainda uma parceria o Centro de Tecnologia *Mongstad* (TCM) na Noruega, um dos maiores centros teste de desenvolvimento de tecnologias de captura de CO<sub>2</sub> que está a trabalhar na redução de custos e riscos da implantação de tecnologia de captura de carbono. A empresa está, ainda, associada ao projeto *Northen Lights* na Noruega, em parceria com a Total e a Equinor, que consiste em padronizar e dimensionar a captura, transporte, receção e armazenamento permanente de CO<sub>2</sub> num reservatório no Mar do Norte norueguês. Este será o primeiro projeto de armazenamento de CO<sub>2</sub> com capacidade para armazenar CO<sub>2</sub> de várias instalações industriais, de fontes norueguesas e potencialmente também europeias (SHELL, 2020).

Prevê-se que as tecnologias CCS, captura e utilização de CO<sub>2</sub> (CCU) desempenhem um papel complementar (CCUS do inglês *Carbon Capture Utilization and Storage*). Estas tecnologias podem desempenhar um papel importante em complemento com outras tecnologias como a conservação de energia, energias renováveis e implementação de outras NET como, as tecnologias BECCS e a DAC. As tecnologias CCUS são associadas a uma fonte estacionária, nomeadamente às indústrias, uma vez que são instalados, integrando sistemas, no sentido de os aproximar de emissões líquidas zero (Mikul *et al.*, 2019). Em Portugal, as tecnologias CCUS teriam apenas viabilidade técnica e económica no setor dos cimentos, sendo considerada como uma necessidade técnica no Roteiro de Neutralidade Carbonica- Cimentar o futuro (Governo Português, 2021; Mikul *et al.*, 2019).

## 2.4 Política Climática em Portugal

Em Portugal, de acordo com o Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas de 2021, relativo ao ano de 2019, a quantidade de gases com efeito de estufa emitidos para a atmosfera tem vindo a aumentar desde 1990, cerca de 8,1%. Verifica-se o máximo de emissões totais de GEE em 2005, a partir do qual tem havido um decréscimo (cerca de 26% em 2019), pautando-se em 2019 num total de 55,8 milhões de toneladas de CO<sub>2-eq</sub> e 63,6 milhões de toneladas de CO<sub>2-eq</sub>, com e sem o setor LULUCF respetivamente, como se observa na Figura 1 (APA, 2021c). Até ao ano de 2005 as emissões estão associadas ao crescimento do PIB, iniciando-se a partir desse ano a tendência para a dissociação entre emissões e este indicador (RNC2050, 2019).

O setor electroprodutor e o setor dos transportes são os principais emissores nacionais representando cerca de 21% e 28% das emissões totais do País, respetivamente, em 2019 (APA, 2021c).

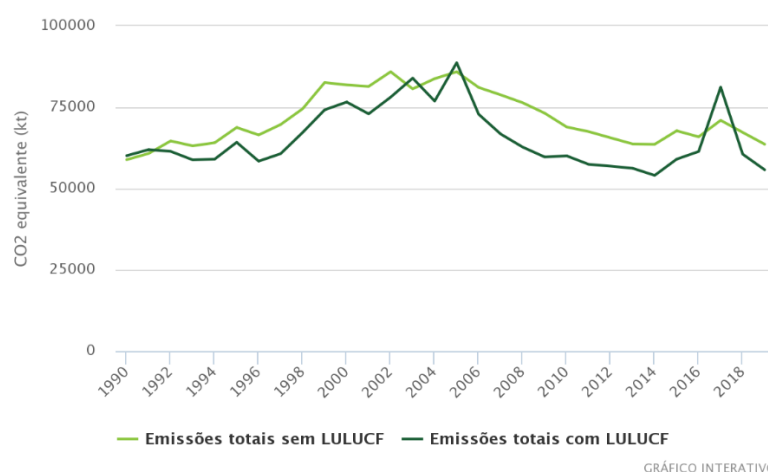


Figura 1- Evolução das emissões nacionais de gases com efeito de estufa. Fonte: REA (2021).

Portugal, em 2016, na Conferência da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (CQNUAC), em consonância com o Acordo de Paris, assumiu o objetivo de atingir a Neutralidade Carbónica até 2050. Deste modo, de forma a alcançar o balanço neutro entre emissões e sequestro de CO<sub>2</sub>, foi aprovado em 2019, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019, relativo ao Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050), em articulação com o Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC), onde são identificados os principais vetores de descarbonização de todos os setores económicos e da sociedade, opções políticas e medidas para atingir este objetivo (RCM107/2019, 2019).

Todos os setores devem contribuir para a redução de emissões, promovendo melhorias nos sistemas e tendo em conta que o potencial de redução de emissões não é igual para todos os setores. Neste sentido, o setor dos transportes e o setor electroprodutor apresentam maior potencial de redução das emissões de GEE até 2030, sendo que a descarbonização dos edifícios e da indústria será mais intensa nos anos de 2030 a 2040 e 2040 a 2050, respetivamente (RNC 2050, 2019).

O setor da energia, nomeadamente o setor electroprodutor e dos transportes, enquanto principais emissores, devem ter um papel fundamental na descarbonização. A transição destes setores assenta na utilização de fontes endógenas e renováveis para a produção de energia, enquanto são reduzidos os consumos de energia final por via da eficiência energética, e na eletrificação dos automóveis, substituindo os combustíveis fósseis, sem desprezar o papel importante que o hidrogénio e os biocombustíveis poderão ter na substituição dos combustíveis atuais (RNC 2050, 2019).

Os edifícios terão um forte contributo para a descarbonização, conseguindo uma eletrificação quase total dos seus consumos de energia, apoiados em ganhos de eficiência e na eletrificação renovável. Já a indústria é o setor com menor expressão na redução de emissões focando na redução do consumo de combustíveis fósseis, aumento da eletrificação e aumento da eficiência de equipamentos (RNC 2050, 2019).

Assim, em Portugal foi estabelecido um objetivo de redução das emissões nacionais de GEE de 45% a 65% em 2030, face a valores de 2005, esperando-se a redução de emissões mais significativa nos setores dos transportes e na produção de energia. A redução de 65% a 75%, até 2040 será mais

acentuada no setor residencial e dos serviços, com o aumento do consumo de eletricidade e eficiência energética dos equipamentos e dos edifícios. No ano 2050, a indústria terá maior peso na redução de 85% a 90% das emissões nacionais, face a 2005, baseada na eletrificação do sistema e no aumento da redução dos equipamentos e considerando uma capacidade de sumidouro entre 9 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> a 13 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (RNC 2050, 2019).

Depois de aprovada a Lei Europeia do Clima no Parlamento Europeu a cinco de novembro de 2021, os estados-membros, como Portugal, devem tomar medidas para atingir os objetivos preconizados. Assim, as metas devem ser revistas com vista a maior ambição da redução de emissões em 2030. Neste sentido, todos os instrumentos políticos nacionais com impacto na mitigação, que derivam de diretivas europeias serão revistos no âmbito, visto que está prevista uma meta para 2040 intermediária e a criação de um Conselho Consultivo Científico Europeu sobre as Alterações Climáticas que irá supervisionar os progressos (Governo da República Portuguesa, 2021).

### 3 Tecnologia de Captura Direta de CO<sub>2</sub> (DAC)

A tecnologia de captura direta de CO<sub>2</sub> (DAC) tem o potencial de remover CO<sub>2</sub> diretamente da atmosfera, independentemente do lugar, das concentrações de CO<sub>2</sub> ou do tipo de fonte, podendo conduzir para um balanço de emissões negativas. A DAC permite não só a remoção de emissões atuais, mas também de emissões geradas no passado. Contudo, as DAC, atualmente, são consideradas as tecnologias de captura com mais lacunas (Anwar *et al.*, 2020; European Union, 2019; IPCC, 2021).

Esta tecnologia permite a entrada e o contacto do ar atmosférico com um absorvente com capacidade seletiva de capturar CO<sub>2</sub>, libertando o ar com uma quantidade residual deste gás, consistindo este processo em duas fases, de captura de CO<sub>2</sub> e de regeneração do absorvente. Depois de capturado, o CO<sub>2</sub> pode ser armazenado de forma permanente no subsolo ou utilizado para a produção de novos produtos com valor, por exemplo de combustíveis de baixo teor em carbono (Anwar *et al.*, 2020; Carbon Engineering, 2021a).

A primeira utilização dos sistemas de remoção de CO<sub>2</sub> do ar registou-se na década de 1930, para evitar a incrustação do equipamento usado no processo de formação de gelo seco, na fase de separação de ar criogénico. Mais tarde, este processo é aplicado na purificação do ar, utilizando absorventes para capturar CO<sub>2</sub>, com o objetivo de manter condições de suporte à vida em submarinos e em estações espaciais. Contudo, estes sistemas não têm capacidade de gerar fluxos de CO<sub>2</sub> suficientes para a mitigação das alterações climáticas. A mitigação das alterações climáticas não requer apenas a réplica destes processos em grande escala, sendo necessário capturar este CO<sub>2</sub> de forma permanente e eficiente (Zenz *et al.*, 2011).

O desenvolvimento rápido e a integração desta tecnologia em larga escala em estratégias de mitigação implicam riscos que podem condicionar a evolução do sistema energético. Por exemplo, a capacidade de remoção de CO<sub>2</sub> da DAC pode permitir uma descarbonização mais lenta do sistema energético, o que contribui para uma maior dependência energética. A estratégia de mitigação climática, no pressuposto do rápido desenvolvimento desta tecnologia, depende do fator escala, e de riscos

de incerteza, por exemplo uma falha no progresso tecnológico poderá limitar o sistema energético a combustíveis fósseis, pondo em causa todos os esforços para a diminuição das concentrações de CO<sub>2</sub> na atmosfera e para a conservação da temperatura abaixo dos limites de segurança definidos no Acordo de Paris. Neste sentido, as medidas para atingir as metas de redução do aumento da temperatura adquirirão custos elevados e menor viabilidade (Azarabadi & Lackner, 2019; Fasihi *et al.*, 2019).

O consumo de absorvente, associado ao funcionamento da DAC, implica a produção de poluentes químicos, que podem ser gerados em larga escala (Realmonte *et al.*, 2019). A pesquisa por solventes capazes de capturar CO<sub>2</sub> da atmosfera tem sido discutida na literatura, uma vez que representam uma parte significativa nos custos e na eficiência da DAC (Azarabadi & Lackner, 2019; Fasihi *et al.*, 2019).

Assim, esta tecnologia tem custos elevados e ainda com algumas incertezas, como é característico de tecnologias recentes, apresentando um desempenho e custos semelhantes em ambas as configurações DAC. Neste sentido, de acordo com Hanna *et al.* (2021), é expectável que os custos desta tecnologia se reduzam no período de 2025 a 2075, uma vez que é previsto que a implementação da DAC aumente exponencialmente de 2025 a 2050, juntamente com o conhecimento tecnológico.

A DAC apresenta-se em dois grandes opções, com configurações diferenciadas pelo absorvente utilizado na captura do CO<sub>2</sub>. Um utiliza absorvente sólido, que requer temperaturas baixas (DAC LT) em comparação com a opção que usa absorvente aquoso, que exige temperaturas mais altas (DAC HT). No caso da DAC LT, têm sido desenvolvidos estudos no sentido de reduzir a energia desperdiçada nos processos de regeneração do solvente como a variação de temperatura (TSA), variação de humidade (MSA), e a variação de pressão e temperatura (TVSA), utilizando solventes diferentes nestes processos (Fasihi *et al.*, 2019).

O processo TSA, mais estudado relativamente à configuração DAC LT, tem a capacidade de aproveitar a variação da temperatura diurna para minimizar o consumo de energia ou utilizar uma fonte de calor como a atividade industrial, ou centrais termoelétricas. O aumento da temperatura a 85 °C a 100 °C cria condições para a regeneração do absorvente depois da captura do CO<sub>2</sub>. Este absorvente pode ser de base de sílica ou amina (Fasihi *et al.*, 2019).

No MSA, a desagregação do CO<sub>2</sub> ocorre por hidratação de um absorvente resinoso de troca iónica à base de amina, o CO<sub>2</sub> em contacto com a água é armazenado, seco e pode ser comprimido. O sistema é seco a 45 °C para iniciar um novo ciclo (Fasihi *et al.*, 2019). Quanto ao processo TVSA, o procedimento de purificação de CO<sub>2</sub> e de regeneração do absorvente utiliza a oscilação de pressão e temperatura (Azarabadi & Lackner, 2019; Fasihi *et al.*, 2019).

Quanto à configuração DAC HT, utiliza solvente aquoso e para otimizar o sistema DAC foram desenvolvidas várias abordagens. A fim de diminuir a necessidade de calor, é considerada a aplicabilidade de dois solventes, hidróxido de sódio (NaOH) ou hidróxido de potássio (KOH), sendo aconselhada a substituição do solvente para hidróxido de potássio (KOH), utilizado pela *Carbon Engineering*, resultando na redução de 50 °C da temperatura requerida inicialmente, ou seja 850 °C em vez de 900 °C. São estudados os materiais estruturantes da DAC, nomeadamente da estrutura plástica, de forma a melhorar o desempenho do processo de captura, aumentando a área de contacto e a utilização de solventes, num processo termoquímico que permite a contínua captura de CO<sub>2</sub> (Fasihi *et al.*, 2019).

Em 2015, foi instalado o projeto piloto, com capacidade de 1 toneladas de CO<sub>2</sub> por dia, em *Squamish* no Canadá, apresentado na Figura 2, com todos os módulos constituintes da tecnologia. Foi projetado com a cooperação de parceiros e fornecedores com o objetivo de ser testado e reunir esforços de otimização para replicar à escala comercial (Carbon Engineering, 2021b).

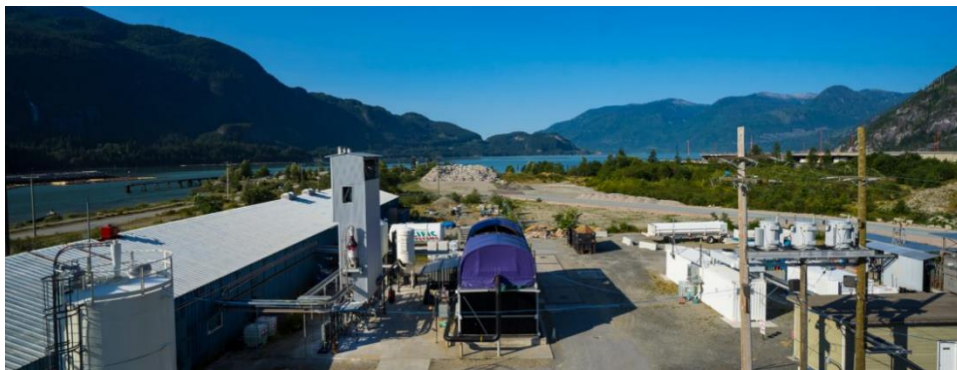


Figura 2- Projeto piloto de *Squamish* da *Carbon Engineering*, no Canadá. Fonte: *Carbon Engineering* (2021b)

A *Global Thermostat*, companhia que utiliza a configuração DAC LT, foi fundada em 2010 e tem projetos piloto e comerciais em operação, como o *SRI International* no Parque *Menlo* na Califórnia, com uma capacidade de 40 mil toneladas de CO<sub>2</sub> por ano e consome calor residual ou fontes renováveis (Global Thermostat, 2021).

A *Climeworks*, sediada na Suíça, também uma empresa importante no desenvolvimento do sistema DAC LT, adotou o design modular, no sentido de reduzir os custos de investimento e operação e de facilitar a sua implementação e transporte. Foi fundada em 2009 e o primeiro protótipo foi instalado em 2011. Em 2015, foi autorizada a produção de metano renovável a partir do CO<sub>2</sub> capturado por esta unidade em 2017 foi instalada a primeira estação comercial em *Hinwil*, na Suíça, com uma capacidade de sequestro de 900 tCO<sub>2</sub>/ano, com 18 coletores (Beuttler *et al.*, 2019), como ilustrado na Figura 3.



Figura 3- Estação comercial em *Hinwil*, Suíça, da *Climeworks*. Fonte: *Climeworks* (2021).

A oito de setembro de 2021 foi inaugurada a estação do projeto ORCA da *Climeworks*, na Islândia. A tecnologia DAC LT teve melhorias, nomeadamente na capacidade de captura de CO<sub>2</sub>. Esta estação conta com oito contentores, cada um com seis coletores, cada contentor tem a capacidade de capturar 500 tCO<sub>2</sub>/ano. Os contentores estão dispostos em redor de uma central de processamento,

como observado na Figura 4, permitindo operar e controlar todo o funcionamento deste projeto à distância. Quanto às necessidades de energia, este complexo de estações é abastecido por calor e eletricidade pela central geotérmica em *Hellisheiði* (ClimeWorks, 2021).



Figura 4 - Projeto Orca, na Islândia, configuração DAC LT, da *ClimeWorks*. Fonte: *ClimeWorks* (2021).

A 24 de novembro 2021, a *Carbon Engineering* e a *Oxy Low Carbon Ventures* (OLCV) anunciaram que estão a trabalhar em projetos a implementar na Noruega à escala comercial para armazenamento offshore de CO<sub>2</sub>, estando projetados para 500 mil de toneladas de CO<sub>2</sub> a 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> anuais. Estes projetos podem contribuir para que o objetivo de emissões líquidas zero a nível nacional seja antecipado. A Noruega tem a vantagem da energia produzida ser totalmente renovável e viável para o abastecimento da DAC e opera a nível local, criando benefícios económicos regionais e nacionais (Carbon Engineering, 2021c).

### 3.1 Tecnologia de Captura Direta de CO<sub>2</sub>- Baixa Temperatura (DAC LT)

A configuração DAC LT da tecnologia de captura direta de CO<sub>2</sub> é constituída por uma unidade onde ocorre o processo de absorção do CO<sub>2</sub>, presente no ar, e o processo de regeneração do filtro, como se verifica na Figura 5. Destaca-se o processo de regeneração TSA, tecnologicamente mais desenvolvido pelas companhias *Climeworks* e *Global Thermostat*, que utiliza a variação da temperatura na limpeza do filtro.

Na fase de absorção, o ar atmosférico entra naturalmente, ou com a ajuda de ventiladores, na unidade até à área de contacto com o filtro. O ar mantém-se à temperatura e pressão ambiente durante o processo de captação e adsorção do CO<sub>2</sub>. O CO<sub>2</sub> é capturado através de processos químicos, ficando retido no filtro, enquanto o ar livre de CO<sub>2</sub> é libertado, novamente para a atmosfera (Breyer *et al.*, 2019). Segue-se o processo de regeneração do solvente, quando o filtro se encontra completamente saturado. O sistema é bloqueado, as hélices e as válvulas param, e inicia-se a fase regeneração do adsorvente e de purificação do CO<sub>2</sub>, a temperatura aumenta de 85 °C a 100 °C e o CO<sub>2</sub> é desagregado do filtro. Posteriormente, o CO<sub>2</sub> capturado pode ser armazenado geologicamente, ou aplicado na

produção ou melhoria de materiais. Finalizada a fase de regeneração, a temperatura baixa até à temperatura ambiente para poder iniciar um novo ciclo (Carbon Removed, 2020).

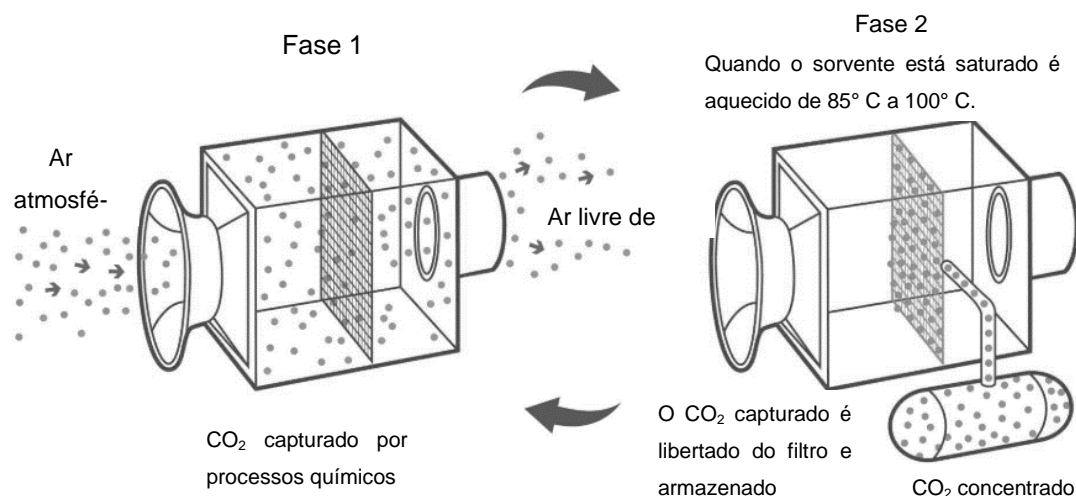


Figura 5- Processo de Captura de CO<sub>2</sub> pelo configuração DAC LT. Adaptado de Beuttler *et al.* (2019)

No caso da companhia *Climeworks*, as estações foram desenhadas para a instalar seis coletores num contentor de 12 metros, sendo que estes podem operar entre coletores e contentores no sentido de aumentar a capacidade da estação. Cada coletor tem a capacidade de captar 50 tCO<sub>2</sub>/ano. A absorção do CO<sub>2</sub> ocorre em condições ambiente através da configuração que utiliza a variação de temperatura (TSA) com o absorvente composto por fibra de celulose baseada em amina. Na fase de regeneração, a pressão diminui e a temperatura aumenta a 100 °C, resultando como produto o CO<sub>2</sub> purificado, a mais de 99.8% a uma pressão de 0,1 Mpa. Dependendo das condições ambiente, particularmente da humidade, o sistema da *Climeworks* tem a capacidade de extrair água do ar atmosférico, resultando como subproduto (Beuttler *et al.*, 2019; Fasihi *et al.*, 2019).

No caso da *Global Thermostat*, é utilizado um polímero sólido de base amina, que reduz o tempo de um ciclo completo para menos de 30 minutos, mantendo o processo TSA, usando vapor saturado, à pressão atmosférica, que resulta em temperaturas mais baixas na fase de regeneração, 85 °C a 95 °C, como se verifica na Tabela 1.

Tabela 1- Características técnicas das configurações DAC LT.

DAC LT – Direct Air Capture Low Temperature		
	<i>Climeworks</i>	<i>Global Thermostat</i>
Capacidade de captura (tCO <sub>2</sub> /ano)	50 (1 coletor)	360 mil (capacidade projeto Parque Menlo)
Tempo de vida (anos)	20	25
Eficiência (%)	90	n. d
Temperatura de regeneração do absorvente (° C)	100	85-95
Duração do ciclo (horas)	4 a 6	<0.5
Solvente	Fibra de celulose baseada em aminas	Solvente solido polímero-amina
Processo	TSA	TSA

Fonte: Fasihi *et al.* (2019); Beuttler *et al.* (2019); Bulut (2020).

Neste processo 80% das necessidades energéticas são da responsabilidade da temperatura atingida da fase de regeneração, sendo que este sistema está projetado para ser alimentado por fontes renováveis ou energia residual de indústrias de baixo grau, para satisfazer as necessidades de calor. Admitindo a *ClimeWorks* a necessidade total de energia de cerca 7,20 GJ/tCO<sub>2</sub>, 1,44 GJ/tCO<sub>2</sub> eletricidade e 5,76 GJ/tCO<sub>2</sub> térmica e consoante as condições atmosféricas, este sistema pode gerar uma tonelada de água por tonelada de CO<sub>2</sub>, como apresentado na Tabela 2 (Beuttler *et al.*, 2019).

Tabela 2- Inputs e Output da configuração DAC LT desenvolvido pela *ClimeWorks*.

DAC LT- <i>ClimeWorks</i>	Input	Output
Eletricidade (GJ/tCO <sub>2</sub> )	1,44	
Calor (GJ/tCO <sub>2</sub> )	5,76	
Água (tH <sub>2</sub> O/tCO <sub>2</sub> )		1

A *Global Thermostat* apresenta a necessidade de energia elétrica de 2,50 GJ/tCO<sub>2</sub> e energia térmica 7,50 GJ/tCO<sub>2</sub>, Tabela 3, sendo que 50% da energia térmica é recuperada, dependendo da escala da instalação e da pureza de CO<sub>2</sub> capturado pretendida. Na *Global Thermostat* não há produção de água, independentemente das condições a que o ar entra na tecnologia (Fasihi *et al.*, 2019).

Tabela 3- Inputs e Outputs da configuração DAC LT desenvolvido pela *Global Thermostat*.

DAC LT- <i>Global Thermostat</i>	Input
Eletricidade (GJ/tCO <sub>2</sub> )	2,50
Calor (GJ/tCO <sub>2</sub> )	7,50

### 3.2 Tecnologia de Captura Direta de CO<sub>2</sub>- Alta Temperatura (DAC HT)

A unidade DAC HT é constituída pelos equipamentos *Air Contactor*, *Pellet Reactor*, *Steam Slaker* e calcinador, utilizando solvente aquoso na captura de CO<sub>2</sub>. A *Carbon Engineering*, atualmente, é a única companhia onde é utilizado solvente aquoso, hidróxido de potássio (KOH), Tabela 4, permitindo sequestro contínuo de CO<sub>2</sub> e a reutilização do solvente utilizado no processo de captura, como se verifica na Figura 6 (Keith *et al.*, 2018).

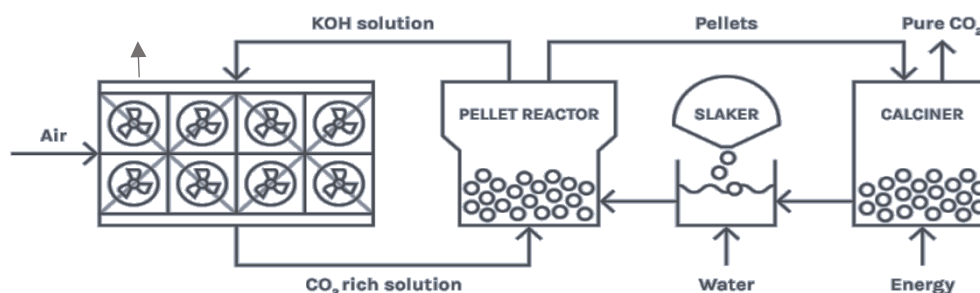


Figura 6- Processo de Captura de CO<sub>2</sub> pela configuração DAC HT. Adaptado de Anderson (2020)

O processo de captura pela DAC HT, à semelhança da configuração DAC anterior, é realizado em duas fases: a fase de captura e a fase de regeneração. A primeira fase acontece no Air Contactor, onde o ar atmosférico flui de forma natural, com a ajuda do movimento das hélices, para a zona de contacto com o solvente KOH. Aqui, solução aquosa flui na vertical, através de uma estrutura plástica, enquanto o ar flui horizontalmente (configuração *Cross-flow*), criando a zona de contacto e formando-se uma solução rica em CO<sub>2</sub>, carbonato de potássio (K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), como se observa na Figura 6. Neste processo entram 2 198 milhões toneladas por ano de ar atmosférico, onde estão presentes cerca 1,32 milhões toneladas CO<sub>2</sub> por ano de CO<sub>2</sub>, no equipamento onde o ar fica em contacto com o KOH. São libertados 0,32 milhões de toneladas CO<sub>2</sub> por ano, e são capturados 1 milhão de toneladas CO<sub>2</sub> por ano (Keith *et al.*, 2018).

Na segunda fase, a regeneração do solvente tem início no *Pellet Reactor*, onde é precipitado carbonato de cálcio (CaCO<sub>3</sub> ou *pellets*)- o solvente (KOH) é regenerado e recirculado de novo, para o *Air Contactor* Figura 6. De seguida, os *pellets* são lavados, secos, pré-aquecidos e enviados para o calcinador onde serão aquecidos a 850° C a 900° C, Tabela 4, para a purificação do CO<sub>2</sub>. Sendo no calcinador, onde é exigida maior quantidade de energia térmica, alimentada por energia elétrica ou gás natural ou híbrida, com a utilização de ambos. Quando utilizado gás natural, é emitido CO<sub>2</sub>, 0,45 milhões de toneladas CO<sub>2</sub> por ano, resultado da combustão do gás natural, que é comprimido juntamente com CO<sub>2</sub> capturado diretamente da atmosfera. O calor do calcinador é recirculado, alimentando os pré-aquecimentos aos quais os pellets são sujeitos antes de chegar ao calcinador. Por fim, o CO<sub>2</sub> é recuperado, podendo ser armazenado ou utilizado, resultando ainda da reação no calcinador CaO, que é hidratado (Ca(OH)<sub>2</sub>) e reencaminhado novamente para o *Pellet Reator*, como se verifica na Figura 6 (Beuttler *et al.*, 2019; Keith *et al.*, 2018). A DAC HT está projetada para uma capacidade de captura de 1 milhões de toneladas CO<sub>2</sub> por ano, com um tempo de vida de 20 anos e eficiência de captura de 74,5%, como mostra a Tabela 4.

Tabela 4- Características técnicas das configurações DAC HT

<b>DAC HT - Direct Air Capture High Temperature</b>	
<b>Carbon Engineering</b>	
<b>Capacidade capturada pela DAC híbrida (tCO<sub>2</sub>/ano)</b>	1, 45 milhões
<b>Capacidade capturada pela DAC eletrificada (tCO<sub>2</sub>/ano)</b>	1 milhão
<b>Tempo de vida (anos)</b>	20
<b>Eficiência de captura (%)</b>	74,5
<b>Temperatura de regeneração do solvente (° C)</b>	850 a 900
<b>Duração do ciclo</b>	Contínuo
<b>Solvente</b>	Hidróxido de potássio

Fonte: Fasihi *et al.* (2019); Beuttler *et al.* (2019); Bulut, (2020)

A DAC é abastecida por gás natural e/ou eletricidade ou totalmente abastecida a gás natural. A configuração totalmente eletrificada seria a opção mais adequada a cumprir o objetivo de neutralidade carbonica. Contudo, esta configuração da DAC HT não é, ainda, considerada eficiente, pela exigente quantidade de energia térmica requerida para atingir as temperaturas de regeneração, consistindo num

dos objetivos da companhia *Carbon Engineering*. Assim, mais de 80% das necessidades de energia são referentes à necessidade de calor e eletricidade, apresentadas nas Tabelas Tabela 5, Tabela 6 e Tabela 7, salientando-se ainda os consumos de água.

Tabela 5- *Inputs* da opção DAC HT híbrida, desenvolvida pela *Carbon Engineering*- *Output* CO<sub>2</sub> 15 Mpa.

	<i>Input</i>
<b>Eletricidade (GJ/tCO<sub>2</sub>)</b>	1,32
<b>Calor (GJ/tCO<sub>2</sub>)</b>	5,25
<b>Água (t H<sub>2</sub>O/tCO<sub>2</sub>)</b>	4,7

Tabela 6- *Inputs* da opção DAC HT híbrida, desenvolvida pela *Carbon Engineering*- *Output* CO<sub>2</sub> 0,1 Mpa.

<b>DAC HT-0,1 Mpa</b>	<i>Input</i>
<b>Eletricidade (GJ/tCO<sub>2</sub>)</b>	0.28
<b>Calor (GJ/tCO<sub>2</sub>)</b>	5,25
<b>Água (t H<sub>2</sub>O/tCO<sub>2</sub>)</b>	4,7

Tabela 7-Inputs da opção DAC HT eletrificada, desenvolvida pela *Carbon Engineering*.

<b>DAC HT- Eletrificado</b>	<i>Input</i>
<b>Eletricidade (GJ/tCO<sub>2</sub>)</b>	5,53
<b>Calor (GJ/tCO<sub>2</sub>)</b>	0
<b>Água (t H<sub>2</sub>O/tCO<sub>2</sub>)</b>	4,7

### 3.3 Potenciais de utilização do CO<sub>2</sub>

O dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) apresenta dois possíveis destinos, o armazenamento permanente ou pode ser convertido direta ou indiretamente em produtos valorizados. Estas práticas contribuem tanto para a redução da utilização de recursos naturais, como para a diminuição das quantidades de CO<sub>2</sub> na atmosfera. É utilizado diretamente na recuperação avançada de petróleo (EOR), na indústria alimentar e indiretamente na indústria química e na produção de combustíveis (Anwar *et al.*, 2020)

No armazenamento permanente, o CO<sub>2</sub> é capturado e comprimido num fluido quase tão denso quanto a água e injetado em formações salinas ou em reservatórios de petróleo ou de gás, já esgotados. A remoção permanente de CO<sub>2</sub> da atmosfera, permite a redução líquida de emissões, admitindo o papel de sumidouro mais eficaz a curto prazo. Assim, quando os locais de armazenamento são devidamente regulamentados, selecionados e geridos, o CO<sub>2</sub> injetado pode ser armazenado por milhões de anos, com um risco muito baixo (Carbon Engineering, 2021). O gás é comprimido e injetado na formação geológica que possui uma cobertura impermeável, impedindo que o CO<sub>2</sub> retorne à superfície, reagindo com as rochas e com a água presentes nos reservatórios armazenado- considerado pelas indústrias e agências governamentais uma solução segura a longo prazo devido à estabilidade

do reservatório, às características de armazenamento e disponibilidade de informação geológica de antigos poços (Carbon Engineering, 2021).

A EOR é outra forma de armazenamento permanente e de utilização direta na indústria do petróleo desde a década de 1970, inicialmente não para benefícios ambientais. O CO<sub>2</sub> diminui a viscosidade do petróleo, graças à sua reação com os hidrocarbonetos, quando injetado no estado líquido em reservatórios de petróleo, facilitando a extração do crude. Esta prática permite neutralizar, parcial ou totalmente, as emissões da produção de petróleo, ou se a quantidade de CO<sub>2</sub> atmosférico armazenado permanentemente for maior do que o produzido no processo de refinaria e uso do petróleo, essa atividade pode produzir combustíveis para transporte resultando em emissões líquidas negativas (Carbon Engineering, 2021).

O CO<sub>2</sub> pode ainda ser convertido e armazenado permanentemente sob a forma de carbonato estável, resultando deste processo um material silicioso com propriedades pozolânicas que revela ser uma alternativa ao clínquer, podendo este processo ser combinado com a produção de cimento. O processo não requer nenhuma modificação significativa na produção de cimento convencional e pode, portanto, ser adicionada como uma solução de fim de linha para a fábrica de cimento (Ostovari *et al.*, 2021).

Atendendo à necessidade de redução de recursos e à problemática do uso de plástico, o CO<sub>2</sub> pode também ser utilizado para a produção de policarbonatos e polímeros, oferecendo uma alternativa aos plásticos convencionais. São gerados policarbonatos da copolimerização de CO<sub>2</sub> e epóxido ou β-hydroxybutyrate (PHB), polímero biodegradável produzido através de cianobactérias que são capazes de converter CO<sub>2</sub> e energia solar em polímeros PHB (Carpine *et al.*, 2020; Huang *et al.*, 2020). O CO<sub>2</sub> pode, ainda, ser utilizado na produção de metanol (MeOH), que pode ser misturado diretamente na gasolina ou utilizado e transformado em olefina, utilizadas na indústria têxtil. Na indústria têxtil, a partir do CO<sub>2</sub>, podem ser gerados compostos aromáticos como o benzeno, tolueno e xileno, utilizados em espumas macias (Anwar *et al.*, 2020).

O uso direto de CO<sub>2</sub> na indústria alimentar acontece no estado gasoso, líquido e sólido. No estado gasoso o CO<sub>2</sub> é aplicado nas bebidas gaseificadas, responsável pelo sabor e pela textura da bebida e confere ainda a função de conservante e antioxidante mantendo as propriedades da bebida. Este gás é utilizado, ainda, na preservação de alimentos, sabendo que o CO<sub>2</sub> acima de um nível de concentração é letal para organismos, pelo que a quantidade de CO<sub>2</sub> aplicada nos produtos é controlada (Anwar *et al.*, 2020; Probeb, 2021).

Este composto químico é utilizado no embalamento em atmosfera modificada (MAP, do inglês *Modified Atmosphere Packaging*) e armazenamento em atmosfera controlada (CAS, do inglês *Controlled Atmosphere Storage*). A MAP e CAS têm sido testadas e praticadas na conservação de cereais, frutas, legumes, carnes, e produtos processados. A CAS é já utilizada na Europa, EUA, Canadá e Austrália para o controlo de insetos no armazenamento a longo prazo e MAP tem sucesso na conservação de frutas e legumes e em extensão para a indústria das carnes. Este gás ainda inibe o crescimento de bactérias, microrganismos e enzimas (Anwar *et al.*, 2020).

O CO<sub>2</sub> fornece a mais rápida forma de refrigeração. O congelamento rápido permite aumentar o tempo de vida útil dos alimentos inibindo alterações oxidativas, enzimáticas e microbianas, que são

responsáveis pela mudança de sabor e cor dos alimentos e sua deterioração. Reações exotérmicas e endotérmicas do CO<sub>2</sub> podem ser diretamente convertidas em produtos químicos que podem ser aplicados na indústria farmacêutica, como solventes ou no setor da agricultura, como fertilizantes na forma diretamente gasosa ou transformada no caso da ureia, estimulando o crescimento da planta (Anwar *et al.*, 2020; Marchese *et al.*, 2021).

O CO<sub>2</sub> pode ser utilizado na gestão do stress hídrico, que se tem vindo a desenvolver em zonas mais vulneráveis a eventos de seca. Cerca de 1,2 mil milhões de pessoas no mundo enfrentam problemas de stress hídrico, sendo necessário recorrer à dessalinização da água do mar (Anwar *et al.*, 2020). O dióxido de carbono é utilizado para otimizar o processo de dessalinização através de hidratos de estrutura tridimensional que aprisionam CO<sub>2</sub>, reage naturalmente com a água salgada sob altas pressões e baixas temperaturas (Anwar *et al.*, 2020).

Quanto à produção de combustível sintético, o CO<sub>2</sub> pode ser utilizado na produção de metano, sendo sintetizado em duas fases, a primeira, a eletrólise da água, resultando em H<sub>2</sub> que juntamente com CO<sub>2</sub> é convertido em metano. Na produção de combustível solar consiste num processo semelhante ao da fotossíntese, em que o CO<sub>2</sub>, juntamente com água, é convertido em combustível pela radiação solar (Anwar *et al.*, 2020). E, ainda na produção do combustível líquido, *syngas* constituído por H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, gerando uma pequena fração de água e cera, que poderá ser também, esta utilizada. Em Marchese *et al.*, 2021, é apresentado o sistema conjunto entre a DAC e o processo *Fischer Tropsch* (FT), onde são consideradas várias configurações de instalações que integram a DAC HT de solvente líquido, os equipamentos do processo FT e sistema para a geração de *syngas*, também necessário para a produção de combustível sintético (Anwar *et al.*, 2020; Marchese *et al.*, 2021).

O dióxido de carbono tem inúmeras aplicações e a sua captura facilita a sua utilização, nomeadamente, para a produção de combustíveis. A tecnologia de captura direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera permite a produção de combustíveis sintéticos a partir de hidrogénio e do CO<sub>2</sub> capturado. Estes combustíveis mostraram ser compatíveis com as infraestruturas e motores já existentes. Alguns destes combustíveis têm-se tornado economicamente viáveis com a redução do custo da eletrólise e da eletricidade renováveis e com incentivos regulamentados para combustíveis baixos em carbono e com o desenvolvimento em grande escala das tecnologias DAC (Carbon Engineering, 2021).

### **3.4 Potencial Tecnologia DAC para a Neutralidade Carbónica**

A concentração de CO<sub>2</sub> desde o período pré-industrial aumentou de 280 ppm para 412,5 ppm, em 2020, com um aumento anual de 2,5 ppm, sendo defendida por alguns autores a ideia da relevância das tecnologias DAC para atingir emissões líquidas zero (Kramer, 2020).

Os cenários estudados em Realmonte *et al.*, (2019), mostram que, para manter temperatura baixo do 1,5 °C até ao final do século é imperativo o desenvolvimento de tecnologias de emissões negativas, destacando a tecnologia DAC, que na teoria pode ser uma tecnologia facilitadora do cumprimento dos objetivos definidos no Acordo de Paris. Esta tecnologia pode ter um papel significativo nas medidas de mitigação e adaptação climática, antecipando os picos de emissões e concentrações de CO<sub>2</sub> na atmosfera, apoiando a transição progressiva de setores difíceis de descarbonizar e resultando na diminuição do preço do carbono para metade em 2030. Contudo, a análise de Realmonte *et*

*al.*, 2019 destaca riscos de planeamento de uma estratégia de mitigação com base no desenvolvimento rápido da DAC (Realmonde *et al.*, 2019).

A companhia *Carbon Engineering* em parceria com a *1PointFive*, atendendo à dificuldade de alguns setores, estão a concluir um projeto de engenharia na Bacia do *Permian*, nos EUA, onde irá capturar um milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> do ar por ano, o equivalente a 40 milhões de árvores. O CO<sub>2</sub> poderá ser utilizado na produção de combustível e/ou armazenado geologicamente, de forma permanente e segura em formações geológicas, permitindo a remoção de fontes difusas e históricas. A utilização de CO<sub>2</sub> na extração do petróleo e combustíveis sintéticos fornecem combustíveis baixos em carbono para os setores difíceis de eletrificar e que requerem a alta densidade de energia dos combustíveis líquidos, como transporte de longo curso, marítimo e aviação (Carbon Engineering, 2021).

Contudo, de acordo com Hanna *et al.* (2021), no âmbito de análise de cenários de implementação da DAC em resposta à crise climática, o cenário que considera a instalação da DAC em países mais ativos nos esforços para cumprir as metas do acordo de Paris revela-se pouco significativa, devido ao facto destes países já terem adotado medidas e estratégias de mitigação. Num outro cenário, onde a DAC é introduzida de forma massiva em países mais resistentes à adoção de medidas de mitigação, mostra um aumentando a ambição, mas não permite limitar o aumento da temperatura média global do Planeta a 1.5 °C. Este estudo mostra que, apesar das metas definidas no acordo de Paris serem ultrapassadas, a DAC representa um contributo relevante para a redução da magnitude e antecipa o pico de emissões (Hanna *et al.*, 2021)

Por fim, sublinha-se a ideia de que a DAC deve ser integrada no sistema energético em complemento com outras tecnologias com vista aos objetivos de descarbonização. No caso da região de *Maghreb*, uma região que dispõe de fontes de energia renovável de baixo custo (solar fotovoltaica e eólica) estudou-se a tecnologia DAC LT, que atinge em torno de 100 °C na regeneração do solvente. A temperatura reduzida de regeneração requer menor necessidade de energia, permitindo a operação do sistema de forma mais sustentável visto que é alimentada por energia renovável. A DAC mostra ainda não gerar conflito significativo de recursos com outras atividades, nomeadamente na ocupação do solo (Breyer *et al.*, 2019).



## 4 Potencial da DAC na neutralidade carbónica em Portugal: Metodologia

A metodologia seguida no presente estudo serve o objetivo de compreender o papel da tecnologia de remoção direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera (DAC), enquanto opção de mitigação climática, e avaliar a sua oportunidade em Portugal. Numa primeira fase, pretende-se conhecer os custos e dados técnicos da tecnologia DAC, atuais e numa prospetiva futura, e entender os impactos da mesma do consumo de energia. Como alternativa tecnológica, considera-se as tecnologias de captura e utilização de CO<sub>2</sub> (CCUS), associadas a processos industriais, já equacionadas na Estratégia Nacional do Hidrogénio (EN-H<sub>2</sub>) e consideradas uma necessidade tecnológica para descarbonizar setores de difícil mitigação pela via da eletricidade renovável, como é o caso do setor cimenteiro, como explícito no Roteiro para a Neutralidade Carbonica 2020-Cimentar o Futuro (ATIC, 2021).

O presente estudo é suportado por investigação extensiva da literatura disponível. A pesquisa é executada através de plataformas como o *Science Direct*, *B-on*, *Google Scholar*, *websites* das companhias que desenvolvem, atualmente, estas tecnologias, e agências internacionais como o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) e a *International Energy Agency* (IEA). Utilizando palavras-chave como: *Direct Air Capture of CO<sub>2</sub>*, *Direct Air Capture Techno-economics assessment*, *DAC*, *NET* e *CO<sub>2</sub> storage cost*.

Revista a literatura, as empresas *Climeworks*, *Global Thermostat* e *Carbon Engineering* mostram-se dominantes no desenvolvimento da DAC e com maior relevância para este trabalho. Estas empresas disponibilizam, em projetos piloto e a escala comercial em prospeção, duas opções da tecnologia, DAC LT e DAC HT, fornecendo dados tecnológicos com maior credibilidade (Shayegh *et al.*, 2021). Neste sentido, a seleção de dados utilizados, resultado deste trabalho, é baseada na informação obtida pelo desenvolvimento destas empresas.

A Figura 7 ilustra, de forma esquemática, a metodologia seguida nesta dissertação. O estudo incide sobre uma análise comparativa das tecnologias DAC LT e DAC HT, a nível técnico, da qual foi possível obter os custos de acordo com as semelhanças técnicas de cada tecnologia, salientando a capacidade de captura e recursos utilizados, como a energia consumida e o absorvente de captura, priorizando os dados mais atuais.

Numa segunda fase, e de modo a ter uma visão comparativa e integrada das DAC e do seu potencial para a descarbonização de Portugal, foram analisados os custos e balanço de emissões de cada uma, e respetivas opções tecnológicas associados à cadeia do CO<sub>2</sub>, desde a sua captura, transporte e posterior armazenamento *offshore* (A.OFF) e *onshore* (A. ON) ou utilização na produção de metano (U. CH<sub>4</sub>). Para cada uma das fases, foram consideradas diferentes opções (captura de CO<sub>2</sub> através de DAC HT, DAC LT ou captura numa fonte emissora estacionária, por pós-combustão (PC)) originando uma série de cadeias alternativas tais como apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8- Cadeias de sistemas alternativos de tecnologias de captura, transporte e destino final do CO<sub>2</sub>.

Cadeia	Captura	Transporte	Destino final de CO <sub>2</sub>
DAC LT-A.OFF	DAC LT	Offshore	Armazenamento geológico offshore
DAC HT-A.OFF	DAC HT		
PC-A.OFF	CCUS		
DAC LT- A. ON	DAC LT	n. d	Armazenamento geológico onshore
DAC HT- A. ON	DAC HT	n. d	
PC- A. ON	CCUS	Onshore	
DAC LT-U. CH <sub>4</sub>	DAC LT	n. d	Utilização (geração de metano)
DAC HT- U. CH <sub>4</sub>	DAC HT	n. d	
PC- U. CH <sub>4</sub>	CCUS	Onshore	

Por último, e tal como ilustrado na Figura 7, é utilizada a ferramenta de modelação integrada TIMES\_PT com o objetivo de avaliar o potencial custo-eficaz das DAC para a descarbonização do sistema energético nacional. Foram assim modelados uma série de cenários com diferentes metas de mitigação e custos das DAC, apresentados em detalhe na secção 4.3. O exercício de modelação efetuado com recurso ao modelo TIMES\_PT pretende responder às seguintes questões:

1. Em que condições a tecnologia DAC é custo eficaz?
2. Qual o potencial expectável de redução de emissões através da captura de CO<sub>2</sub> pela DAC?
3. Qual o comportamento dos setores quanto ao consumo de energia final quando a tecnologia DAC entra no sistema, tendo em conta todo o sistema energético português?
4. Onde é utilizado o CO<sub>2</sub> capturado pela DAC?

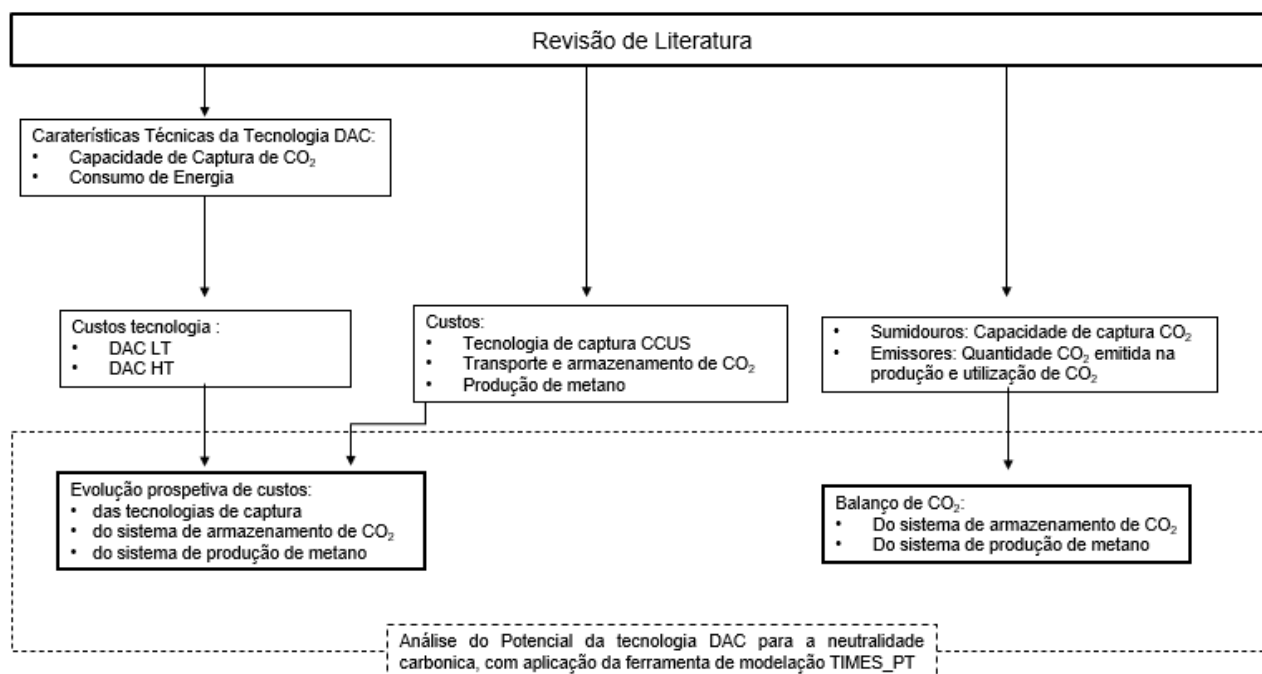


Figura 7- Quadro metodológico seguido na presente dissertação.

## 4.1 Custos tecnológicos

Os custos são determinados com base na revisão da literatura, selecionados e categorizados de acordo com as características técnicas das tecnologias. Prioriza-se os custos de investimento (CAPEX) e custos de manutenção e operação (OPEX), associados a anos entre 2018 e 2021, admitindo-os como custos de 2020, convertidos pela taxa de câmbio 0,85€/€, relativo ao dia 12 de agosto de 2021 (Exchange Rates UK, 2021), quando apresentados em *Dollar*. Para a análise prospectiva, estimam-se custos para o período de 2030 a 2050, com periodicidade de dez em dez anos, para as opções de sistemas tecnológicos seguintes:

**Tecnologias de captura:** São ponderados os custos máximos e mínimos relativos às tecnologias de captura de CO<sub>2</sub>, DAC e captura numa fonte estacionária, numa indústria cimenteira pós-combustão resultado da revisão bibliográfica.

**Sistema de captura e armazenamento:** São considerados os custos totais da cadeia de armazenamento de CO<sub>2</sub> *offshore* e *onshore*, calculados com base na equação 1. A cadeia de armazenamento de CO<sub>2</sub> inclui a fase captura, transporte e armazenamento *onshore* ou *offshore*. Para os cálculos dos custos totais das cadeias armazenamento são considerados os custos de captura (C), transporte (T) e armazenamento *offshore* e *onshore*, em Portugal.

$$\text{Custos Totais de Armazenamento} = C_{(DAC,PC)} + T_{(offshore,onshore)} + A_{(offshore,onshore)} \quad (1)$$

**Sistema de captura e produção de metano:** São calculados custos totais da cadeia de produção de metano, que inclui a captura de CO<sub>2</sub> (C), o seu transporte *onshore* (T) e utilização do CO<sub>2</sub> capturado na produção de metano (PM), em Portugal, equação 2.

$$\text{Custos Totais de Produção} = C_{(DAC,CCUS)} + T_{(offshore,onshore)} + PM_{(offshore,onshore)} \quad (2)$$

### 4.1.1 Custos de Captura - DAC

A perspetiva atual de custos para as tecnologias DAC varia de acordo com os materiais usados e tipo de alimentação de energia no processo de captura e de regeneração dos absorventes. Os especialistas fornecem informação de custos associados às especificações técnicas da tecnologia. Neste sentido, os custos determinados a partir da literatura são selecionados e categorizados de acordo com a configuração e características técnicas da DAC como, os consumos e capacidade da de captura (Breyer, Fasihi, Bajamundi, *et al.*, 2019; Shayegh *et al.*, 2021).

As duas opções DAC diferem no tipo de solvente de sequestro do CO<sub>2</sub> e na temperatura atingida na fase de regeneração. A DAC LT utiliza absorvente sólido, à base de amina, e DAC HT absorvente líquido, KOH, como é apresentado nos capítulos 3.1 e 3.2 nas Tabela 1 e Tabela 4. Na fase de regeneração, a DAC HT requer consumo de gás natural e/ou eletricidade para conseguir atingir os 900°C, enquanto a DAC LT é totalmente alimentada por energia renovável ou residual.

A tecnologia desenvolvida pela *Carbon Engineering* é desenhada para conseguir capturar 1 milhão de toneladas CO<sub>2</sub> num ano, com uma eficiência de captura de 74,5 %. Enquanto a DAC LT é projetada pela *Climeworks* para integrar coletores em estações de seis coletores, com capacidade de capturar 50 tCO<sub>2</sub>/ano por coletor, resultado em 300 tCO<sub>2</sub>/ano, por estação. Assim, o *design* modular da DAC LT permite a flexibilidade de capacidade da captura, sendo possível que uma estação DAC LT capture a mesma quantidade de CO<sub>2</sub>, 1 milhões de toneladas CO<sub>2</sub> por ano.

De acordo com Keith *et al.* (2018), idealmente, e em concordância com o caminho para a neutralidade carbónica, a DAC HT totalmente eletrificada e abastecida por energia renovável seria a opção a ser estudada neste trabalho. No entanto, de acordo com Shayegh *et al.* (2021), esta opção não é atualmente eficiente pela elevada necessidade de energia térmica da DAC. Hanna *et al.* (2021) afirma que a configuração da tecnologia DAC HT alimentada na totalidade por gás natural ou o sistema híbrido gás natural mais energia renovável apresentam o melhor desempenho económico. Contudo, o modelo DAC HT eletrificado é o modelo objetivo para o futuro. A base de dados conta com custos de investimento (CAPEX) e operação e manutenção (OPEX), anualizados (€/tCO<sub>2</sub>/ano) relativos aos modelos das tecnologias DAC LT abastecida por energia residual e/ou renovável, da DAC HT abastecido por gás natural e eletricidade e DAC HT totalmente eletrificado, como é previsto no futuro.

Assim, os custos de remoção de CO<sub>2</sub> pela tecnologia DAC são determinados pela identificação dos valores máximos e mínimos de CAPEX e OPEX, apresentados na Tabela 9. Os valores de OPEX da tecnologia DAC LT têm 4% do valor de CAPEX, a DAC HT alimentada por gás natural e eletricidade, valor de OPEX de 3,7%, e 3,8% para a DAC HT totalmente eletrificada (Fasihi *et al.*, 2019; Keith *et al.*, 2018). A estes custos adiciona-se o custo de eletricidade de 78,9 €/MWh (banda *Energy supply e network cost*, banda *consumption from 500 MWh to 1 999 MWh*) para o ano de 2020, e de gás natural de 6,3518 €/GJ de gás natural (banda *consumption from 1 000 GJ to 9 999 GJ*) para o ano de 2020, sendo estes custos são considerados constantes ao longo de todo o período (Eurostat, 2020).

Tabela 9- Custos das Tecnologias de Captura- DAC.

Capex DAC LT		OPEX DAC LT	Capex DAC HT		OPEX DAC HT
DAC LT (min) tCO <sub>2</sub> /ano	502 <sup>4</sup>	4%	DAC HT (calor+el) (min) (tCO <sub>2</sub> /ano)	549 <sup>2</sup>	3,7%
DAC LT (Max) (tCO <sub>2</sub> /ano)	530 <sup>4</sup>	4%	DAC HT (calor+el) (Max) (tCO <sub>2</sub> /ano)	625 <sup>2</sup>	3,7%
DAC LT (min) tCO <sub>2</sub> /ano	730 <sup>2</sup>	4%	DAC HT (el) tCO <sub>2</sub> /ano	815 <sup>2;3</sup>	3,8%
DAC LT (Max) (tCO <sub>2</sub> /ano)	730 <sup>2</sup>	4%	DAC HT (calor + el) (min) (tCO <sub>2</sub> /ano)	518 <sup>3</sup>	3,7%
DAC LT (min) (tCO <sub>2</sub> /ano)	730 <sup>1</sup>	4%	DAC HT (calor + el) (Max) (tCO <sub>2</sub> /ano)	590 <sup>3</sup>	3,7%
DAC LT (Max) (tCO <sub>2</sub> /ano)	730 <sup>1</sup>	4%			

Fonte: Bulut (2020)<sup>1</sup>; Fasihi *et al.* (2019)<sup>2</sup>; Keith *et al.* (2018)<sup>3</sup>;

Nota: el- Eletricidade.

A projeção dos custos de CAPEX até ao ano de 2050, é determinada a partir da equação 3. De acordo do a abordagem de Fasihi *et al.*, 2019, referente ao impacte da capacidade cumulativa da tecnologia DAC, considera-se a quantidade total acumulada de CO<sub>2</sub> capturado em todo o mundo até aos anos de 2030, 2040 e 2050.

$$Capex_{novo} = Capex_{inicial} \times \left( \frac{Prod_{novo}}{Prod_{inicial}} \right)^{-b} \quad (3)$$

$$LR = 1 - PR \quad (4)$$

$$PR = (2)^{-b} \quad (5)$$

Em que:

$CAPEX_{novo}$  se refere ao custo de investimento do ano de início da década seguinte ao ano de  $CAPEX_{inicial}$ .

$CAPEX_{inicial}$  se refere ao custo de investimento do ano de início de cada década antecedente.

$Prod$  se refere à capacidade de captura cumulativa relativa à DAC a nível global,

Tabela 10.

$Prod_{inicial}$  é alusiva à captura cumulativa DAC global do ano correspondente ao CAPEX inicial

$Prod_{novo}$  se refere à capacidade cumulativa referente ao CAPEX novo.

b valor de expressão exponencial binária, usado na equação 5, com o valor de 15% (Fasihi *et al.*, 2019).

Na projeção dos custos da DAC LT, devido à falta de dados económicos, admitiu-se, com base em Fasihi *et al.* (2019), que  $Prod_{inicial}$ , em 2020, para os custos mínimos seriam 1,5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>.

PR se refere ao rácio de progresso, calculado pela equação 5.

LR taxa de aprendizagem, assumida em 10%, equação 4

Tabela 10- Estimativa de Capacidade de Captura Cumulativa Global de CO<sub>2</sub> por DAC para diferentes anos.

	2020	2030	2040	2050
<b>Capacidade de Captura Cumulativa DAC global (Prod) (MtCO<sub>2</sub>)</b>	3	473	4 791	15 356

Fonte: Fasihi *et al.* (2019).

Estimados os valores de CAPEX e OPEX anualizados máximos e mínimos até 2050, os custos totais da tecnologia é calculado de acordo com equação 6.

$$Custos Totais DAC = Capex_{(max,min)} + Opex + Custo_{eletricidade} \quad (6)$$

### 4.1.2 Custos de Captura- Pós- Combustão

O desenvolvimento de NET em conjunto com a utilização de energias renováveis e tecnologias de baixo carbono podem desempenhar um papel importante para atingir objetivos no caminho para a neutralidade carbonica. As tecnologias CCS, por pós-combustão são tecnologias de captura associadas a processos industriais, que capturam CO<sub>2</sub> emitido na queima de combustível através de solução gasosa rica em CO<sub>2</sub>. Na presente dissertação considerara-se a tecnologia de captura pós-combustão

por membrana e absorvente, apresentando uma taxa de captura de 85% e consumos de calor e eletricidade apresentados na Tabela 11 (Seixas *et al.*, 2015).

Tabela 11- Características técnicas da captura de CO<sub>2</sub> por pós-combustão

	Consumo	
	<b>Pós combustão por membrana</b>	Calor (PJ)
Eletricidade (PJ)		0,58
<b>Pós combustão por absorvente</b>	Calor (PJ)	2,25
	Eletricidade (PJ)	0,25

Os custos de investimento e de operação e manutenção relativos à tecnologia de captura por pós-combustão foram apurados a partir dos estudos de Farrell *et al.* (2019), Herron *et al.* (2014), e Markewitz *et al.* (2019), a que se adicionou o custo de eletricidade de 78,9 €/MWh (banda Energy supply e network cost, banda consumption from 500 MWh to 1 999 MWh, tal como se considerou anteriormente) para o ano de 2020, apurados para o caso português, mantendo-se constantes ao longo do tempo (Eurostat, 2020). Admitiu-se a evolução do intervalo de custos da tecnologia de captura e sequestro de CO<sub>2</sub> (CCS), como apresentada na Tabela 12.

Tabela 12- Custos das Tecnologias de Captura por pós-combustão

	Capex	Opex	Total		
			2030	2040	2050
<b>CCUS Max (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	100	21	121	77	56
<b>CCUS min (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	100	13	113	73	52

Fonte: Farrell *et al.* (2019); Herron *et al.* (2014); Markewitz *et al.* (2019); Seixas *et al.* (2015).

### 4.1.3 Custos de Armazenamento *offshore* e *onshore*

Como referido, tem-se por objetivo estudar cenários em que o CO<sub>2</sub> capturado é armazenado em reservatórios nacionais. O armazenamento de CO<sub>2</sub> é diferenciado em *offshore* ou *onshore*, i.e., armazenamento *offshore*- quando efetuado em reservatórios em território imerso, ou armazenamento *onshore*- quando armazenado em território emerso. No caso da Holanda é obrigatório que este tipo de armazenamento seja feito *offshore*, porém em Portugal não existe qualquer orientação deste tipo. Assim, considera-se a possibilidade de armazenamento terrestre de CO<sub>2</sub> e como cenário alternativo, por razões de segurança, a obrigatoriedade de armazenamento *offshore* (Carneiro *et al.*, 2014).

Os custos de armazenamento estão dependentes das condições locais, da localização, *offshore* ou *onshore*, das características geomorfológicas do trajeto de injeção, com diferentes tipos de relevo ou travessia de massas de água. Os custos de armazenamento *offshore* têm valores de perfuração mais altos que aumentam com a espessura de coluna de água apresentados na Tabela 13, resultando em custos de investimento calculados a partir da equação, com 5% deste valor correspondente aos custos de operação e manutenção (Seixas *et al.*, 2015).

Nos reservatórios para armazenamento de CO<sub>2</sub> é imperativo que estes admitam porosidade acima de 6% e preferencialmente acima de 15% e profundidades de 800 m a 2 500 m, como é referido

na Tabela 14. Para garantir no mínimo 30 anos de vida é importante que os reservatórios tenham capacidades superiores a 3 milhões toneladas de CO<sub>2</sub>.

Tabela 13- Componentes dos custos de investimento e operação de armazenamento de CO<sub>2</sub> *Offshore* e *Onshore*.

Componente de custo	onshore	offshore	offshore (60m<wd<100m)	offshore (100m<wd<1000m)
<b>Desenvolvimento do local (C<sub>sd</sub>) (M€)</b>	24,48	24,097	24, 097	24,097
<b>Custos de perfuração por metro (C<sub>d</sub>) (€)</b>	4000	10 000	18 000	26 000
<b>Instalações de superfície (C<sub>sf</sub>) (Milhões €)</b>	1, 53	61, 20	61, 20	61, 20
<b>Número de furos por local (w) Espessura do reservatório (h)</b>	Específico para cada local			
<b>Investimentos para monitorização (M€)</b>	1, 53			
<b>Custos de operação/ manutenção</b>	5% dos custos de investimento			
<b>Investimento</b>	$I = (W \times C_d \times h) + C_{sf} + C_{sd}^1$			
<b>Custo de Investimento (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	29,7	92,4		

Fonte: Seixas *et al.* (2015); <sup>1</sup> em que (wd) espessura da coluna de água (l) Custo de investimento total, (W) Número de furos por local, (C<sub>d</sub>) Custos de perfuração por metro, (h) Espessura do reservatório, (C<sub>sf</sub>) Instalações de superfície e (C<sub>sd</sub>) Custo de desenvolvimento do local.

Tabela 14- Critérios de seleção dos locais de armazenamento

Reservatório de Armazenamento	
<b>Porosidade</b>	Preferência: >15% Aceitável dependendo de outros fatores: 6% a 15%
<b>Tipo de armadilha</b>	Armadilhas locais; Reservatórios regionais
<b>Volume poroso efetivo</b>	Capacidade >3 MtCO <sub>2</sub>
<b>Profundidade do reservatório</b>	Topo do reservatório: 800 m a 2500 m
<b>Camada selante</b>	
<b>Permeabilidade</b>	Rochas de baixa permeabilidade ex.: Margas, argila
<b>Espessura</b>	Preferencialmente > 50 metros.
<b>Falhas e atividade tectónica</b>	Formações menos fraturadas favorecidas. Comportamento sísmo- tectónico relevante. Não considerar armadilhas e formações atravessadas por falhas ativas.
<b>Uniformidade do selante</b>	Formações homogêneas e lateralmente contínuas são favorecidas.

Fonte: Seixas *et al.* (2015).

Em Portugal, são conhecidas três bacias para armazenamento de CO<sub>2</sub> nacionais: a bacia do Porto, a bacia Lusitaniana, que se estendem ao longo da orla ocidental; e a Bacia do Algarve, como se verifica na Figura 8 (Carneiro *et al.*, 2014).

Na Bacia do Porto e Bacia Lusitânia, com características geológicas semelhantes, foram identificados reservatórios-selante que garantem o armazenamento seguro de CO<sub>2</sub> e diferentes clusters (S01, S02, S03 e S04) de sequestro na zona *offshore*, e um cluster na zona *onshore* (S05) da Bacia Lusitânia (Seixas *et al.*, 2015), como ilustrado na Figura 8.

O cluster *onshore* S05 foi identificado como a opção custo-eficaz para o armazenamento de CO<sub>2</sub>, pois permite minimizar os custos de armazenamento e a taxa de injeção é compatível com o volume de CO<sub>2</sub> que se antecipa possa ser capturado. Já o cluster S03, em cenários de armazenamento *offshore*, é o mais credível para fontes de CO<sub>2</sub> localizados na região do Porto e no centro e sul de Portugal (Seixas *et al.*, 2015).

Assim, neste estudo são considerados os clusters S03 e S05, *offshore* e *onshore*, respetivamente, pertencentes à Bacia Lusitânia, para efeitos de custos de armazenamento, estando apresentados na Tabela 15. Estes custos consideram-se constantes até 2050 (Seixas *et al.*, 2015).

O local de armazenamento *onshore* é assumido como o único reservatório possível, composto pelos arenitos e conglomerados do Triássico Superior com uma porosidade de 15% a 25%. Este reservatório apresenta uma camada selante constituída por sal, argila e margas da Formação *Dagorda* do Jurássico Inferior, com espessuras geralmente superiores a 400 m e atingindo valores superiores a 1500 m na zona Alcobaça. Com profundidade mais frequente neste reservatório é a mais de 3500 m, sendo o armazenamento neste reservatório possível, apenas na zona do Distrito de Leiria, onde a profundidade do reservatório permite, superior a 1 600 m (Carneiro *et al.*, 2014).

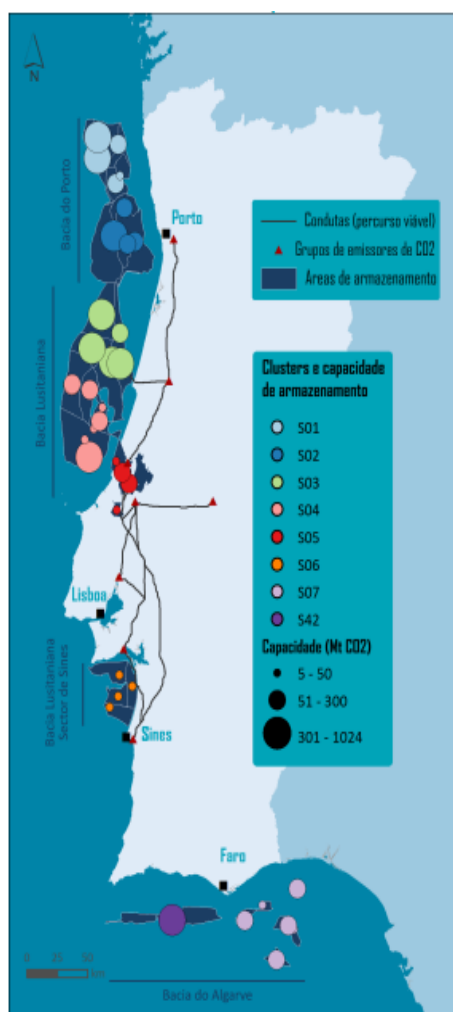


Figura 8- Localização de potenciais áreas de armazenamento e clusters em que se agrupam, e percursos viáveis para condutas de transporte de CO<sub>2</sub>. Fonte: Seixas *et al.* (2015)

Quanto ao reservatório *offshore* porosidade de 15% a 40% e coberta com selante de níveis argilosos intercalados. Este reservatório está a cerca de 2500 m de profundidade, o que é considerado, ainda, dentro do limite admissível para armazenamento de CO<sub>2</sub> (Carneiro *et al.*, 2014). Na Tabela 15 estão apresentadas as principais características dos reservatórios selecionados para os cenários de armazenamento.

Tabela 15- Principais características dos reservatórios selecionados para os cenários de armazenamento

Armazenamento	Offshore (S03)	Onshore (S05)
<b>Bacia</b>	Lusitana	Lusitana
<b>Localização</b>	Figueira da Foz	Alcobaça
<b>Litologia</b>	Arenitos	Arenitos e Conglomerados
<b>Porosidade (%)</b>	15 a 40	15 a 25
<b>Capacidade de Injeção (MtCO<sub>2</sub>/ano)</b>	11,8	10,7
<b>Capacidade cumulativa (MtCO<sub>2</sub>)</b>	2200	340
<b>Custo de investimento (MtCO<sub>2</sub>/ano)</b>	92,4	29,7
<b>Custo de Operação e manutenção (€/tCO<sub>2</sub>/ano)</b>	4,6	1,4
<b>Profundidade (m)</b>	2500	1600

#### 4.1.4 Custos de Produção de Metano

A EN-H<sub>2</sub> (2020), sem contradizer a visão nacional quanto à energia e clima nem alterar metas do RNC 2050 ou do PNEC 2030, equaciona a captura de CO<sub>2</sub> de fontes estacionárias, admitindo que

o CO<sub>2</sub> resultante pode ser combinado com hidrogénio verde para a produção de metano. Esta nova visão mantém os princípios já definidos para a descarbonização assente na eletrificação do sistema energético com base em energias renováveis. Nesta versão, parte desta energia será canalizada para a produção de hidrogénio verde e outros combustíveis renováveis de origem não biológica, como o metano.

Neste sentido, em alternativa ao destino final do CO<sub>2</sub> em armazenamento geológico, é analisada a utilização de CO<sub>2</sub> para produção de metano. O sistema de produção de metano é constituído pela cadeia que se inicia na captura, pela tecnologia DAC ou pelas tecnologias CCUS, por pós-combustão, estas já consideradas economicamente viáveis na EN-H<sub>2</sub>, transporte e produção de metano. A fase final de produção de metano tem, por sua vez, duas fases, a metanização e a liquefação. Associado a este sistema ainda está a produção de hidrogénio, por eletrólise da água (Kiani *et al.*, 2021).

A produção de metano, de acordo com Kiani *et al.* (2021), é possível através do processo de metanização, em que H<sub>2</sub> renovável e CO<sub>2</sub> reagem a altas temperaturas, com a presença de catalisadores. Denomina-se H<sub>2</sub> renovável, uma vez que a necessidade energética da produção de H<sub>2</sub> é satisfeita por energia renovável. O calor residual pode ser reutilizado na regeneração do solvente utilizado na tecnologia DAC para a captura CO<sub>2</sub>, quando combinado com a DAC, resultando do processo de metanização a uma temperatura de cerca de 135 °C.

No custo total de produção de metano são contabilizados os custos de capital, operação e manutenção para a conversão de metano a partir de uma capacidade de 1 milhão de toneladas CO<sub>2</sub> por ano de CO<sub>2</sub> sequestrado, não considerando custos de energia. Estes custos são determinados de acordo com Kiani *et al.* (2021), onde é fornecido o custo total de produção de metano 26,78 €/GJ<sub>metano</sub> e sabendo 0,050 tCO<sub>2</sub>/GJ<sub>metano</sub>, contando com o custo de captura e produção de metano. A produção de metano representa 78% do custo total de todo o sistema de produção de metano apresentado em Kiani *et al.* (2021), contando com CAPEX de metanização (1%) e liquefação (6%), OPEX de metanização (0%) e liquefação (2%) e o custo de produção de hidrogénio (69%) (Kiani *et al.*, 2021). A Tabela 16 apresenta os custos de investimento e operação relativos à produção de metano, não contabilizando os custos de energia consumidos na fase de metanização e liquefação.

Tabela 16- Custos de investimento e operação de produção de metano.

<b>Produção de Metano</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>Capex (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	407	374	344
<b>Opex (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	10,7	9,9	9,1

Fonte: Kiani *et al.* (2021)

### 4.1.5 Custos de Transporte

O transporte de CO<sub>2</sub> para *offshore* é efetuado via marítima, por navios ou condutas submarinas, ou via terrestre, *onshore*, normalmente por condutas. Os custos de transporte variam de acordo com o material que atravessam, das características geomorfológicas do trajeto entre os locais de captura e de armazenamento, dos diferentes tipos de relevo ou travessia de massas de água (Seixas *et al.*, 2015).

Quando a captura de CO<sub>2</sub> é realizada através da tecnologia DAC e o CO<sub>2</sub> é armazenado em *onshore* ou utilizado para produção de metano, considera-se o local da captura o mesmo do destino final do CO<sub>2</sub>, admitindo custos de transporte 0 €/tCO<sub>2</sub>/ano. No caso da captura por pós-combustão, e armazenamento *onshore* ou *offshore*, independentemente da tecnologia de captura, considera-se os valores apresentados na Tabela 17.

Tabela 17- Custos de Transporte de CO<sub>2</sub>

	2030	2040	2050
<b>Lusitânia Norte Offshore (€/tCO<sub>2</sub>/ano)</b>	9,2	5,9	3,9
<b>Bacia Lusitânia Onshore (€/tCO<sub>2</sub>/ano)</b>	7,2	4,6	3,3

Fonte: Seixas *et al.* (2015)

## 4.2 Balanço de CO<sub>2</sub> Capturado pela DAC

Nesta dissertação é realizado o balanço de CO<sub>2</sub> dos sistemas de armazenamento e produção de metano a partir da metanização de CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia DAC e H<sub>2</sub>. Para esta análise consideram-se dois cenários:

- i. **Armazenamento**, que não apresenta emissões relativamente à injeção de CO<sub>2</sub>, tanto *onshore* como *offshore*;
- ii. **Produção de metano** com emissões na sua produção e utilização, a quantidade de CH<sub>4</sub>, em GJ, produzida é a que será utilizada.

### Sumidouros

O balanço de CO<sub>2</sub> capturado pelas DAC é baseado na capacidade de sequestro do *Air Contactor* de 1 milhão toneladas de CO<sub>2</sub>, independentemente da opção DAC, sendo este o input de CO<sub>2</sub> na produção de metano.

### Emissões

A estimativa de emissões de CO<sub>2</sub> associadas à produção é considerada nula, pois de acordo com Kiani *et al.* (2021) a produção de metano sintético é neutra em carbono. Quanto à utilização deste combustível, o metano é de fácil substituição na frota automóvel, leves e pesados (Kiefer *et al.*, 2021), sendo calculadas as emissões a partir da equação 8 Em que a quantidade de CH<sub>4</sub>, em kgCH<sub>4</sub>, é admitida a partir da proporção referida em Kiani *et al.* (2021), em que 127 tCO<sub>2</sub>/h de CO<sub>2</sub> capturado equivale à produção de metano de 46,2 tCH<sub>4</sub>/h, calculada pela equação 7, considerando o poder calorífico do metano 50 MJ/kg de acordo com WNA, (2021).

$$\text{Quantidade de CH}_4(\text{GJ}) = \text{Quantidade de CH}_4(\text{kgCH}_4) * \text{Poder Calorífico} \quad (7)$$

$$\text{Emissões (E)} = \text{Quantidade de CH}_4(\text{GJ}) \times \text{Fator de emissão} \times \text{CO}_2\text{eq} \quad (8)$$

Para efeitos de padronização das emissões a CO<sub>2</sub> equivalente são utilizados nas equações 7 e 8 os fatores de emissão referentes aos gases de efeito estufa da combustão de gás natural -Abordagem de energia (NIR, 2021) e valores de CO<sub>2</sub> equivalente referentes aos gases CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O apresentados na .

Tabela 18. Admite-se os fatores de emissão referentes ao gás natural com base na sua composição. O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos leves encontrados no subsolo, onde o metano assume a maior porção, com uma participação superior a 70%, podendo integrar na sua constituição etano (0.5% a 13,3%) e propano (0% a 23,7%) (Amirante *et al.*, 2017; Galp, 2021).

Tabela 18- Fatores de Emissão e CO<sub>2</sub> equivalente

	Fatores de emissão	CO <sub>2</sub> equivalente (CO <sub>2eq</sub> )
CO <sub>2</sub>	56,4 kgCO <sub>2</sub> /GJ	1 kgCO <sub>2</sub> /kgCO <sub>2</sub>
CH <sub>4</sub>	0,0014 kgCH <sub>4</sub> /GJ	25 kgCO <sub>2</sub> /kgCH <sub>4</sub>
N <sub>2</sub> O	0.0014 kgN <sub>2</sub> O/GJ	298 kgCO <sub>2</sub> /kgN <sub>2</sub> O

O balanço de CO<sub>2</sub> é calculado, segundo a equação 9, traduzido no somatório das emissões de CO<sub>2-eq</sub>, produção e utilização, e o somatório dos sumidouros do sistema, pela tecnologia DAC, considerando a mesma quantidade de CH<sub>4</sub> produzida e utilizada.

$$Balanço CO_2 = \left( \sum Emissões \right) + \left( - \sum Sumidouros \right) \quad (9)$$

### 4.3 Aplicação do modelo TIMES\_PT

Com o objetivo de avaliar se as tecnologias DAC são uma opção custo-eficaz para a descarbonização das emissões nacionais, recorreu-se ao modelo tecnológico, de otimização linear TIMES\_PT (*The Integrated MARKAL-EFOM System*). O gerador de modelos TIMES foi desenvolvido pelo programa ETSAP (*Energy Technology Systems Analysis Programme*) da Agência Internacional para a Energia e a sua implementado para Portugal (TIMES\_PT) tem vindo a ser efectuada ao longo dos anos pelo grupo de energia e clima do centro de investigação CENSE. O modelo TIMES\_PT modela o sistema energético português entre anos de 2005 a 2050, sendo 2005 o ano de referência e os anos de 2010 e 2015 anos de validação.

Esta ferramenta de otimização económica, energética e tecnológica, considera as características técnicas e os custos (investimento, operação e manutenção) de mais de 3 000 tecnologias energéticas, existentes e emergentes, i.e., com potencial futuro de integração. O modelo tem, em conta tecnologias de procura e oferta de energia, as fontes de energia primárias (e.g., carvão, gás natural, solar, eólica, biomassa), assim como importações e exportações de energia, a fim de conceber perfis do sistema energético que permitam a satisfação das necessidades de serviços de energia (e.g., iluminação, aquecimento, mobilidade) ao menor custo possível e respeitando as restrições impostas (e.g., limite máximo de emissão de GEE).

O modelo TIMES\_PT modela os fluxos de energia, e as emissões de CO<sub>2</sub> e outros gases de efeito estufa (CH<sub>4</sub> e N<sub>2</sub>O) de todo o sistema energético, incluindo entre outros, para os sectores de geração de eletricidade, refinação, geração de hidrogénio, agricultura, residencial, serviços, transportes e indústria. O modelo recebe como *inputs*, as características técnico-económicas das tecnologias, o potencial e respetivos custos de fontes de energia primária disponíveis e cenários de política. As DAC são assim consideradas no modelo como uma opção tecnológica para mitigar as emissões de CO<sub>2</sub>, ‘concorrendo’ em termos de custo-eficácia com outras opções de descarbonização do sistema energética, incluindo a captura de CO<sub>2</sub> em fontes estacionárias, eletrificação dos sectores de uso final, utilização de fontes renováveis, entre outras. No presente exercício foram modelados seis cenários distintos combinando diferentes assunções referentes ao limite de emissão de GEE e a condições associadas às tecnologias DAC. A Tabela 19 ilustra as condições consideradas.

Tabela 19- Cenários modelados pelo modelo TIMES\_PT e respetivas assunções

	<b>Redução das emissões de GEE do sistema energético em 2050 face a 2005*</b>	<b>Obrigatoriedade de funcionamento das DAC</b>	<b>Custo (investimento, operação e manutenção) das tecnologias de DAC</b>
<b>CAP90</b>	90%	Não	De acordo com a literatura tal como apresentado no capítulo 4.1.1
<b>CAP90_DACc50%</b>	90%		Redução de 50% dos custos
<b>CAP90_DACc90%</b>	90%		Redução de 90% dos custos
<b>CAP95</b>	95%		De acordo com a literatura
<b>CAP99</b>	99%		De acordo com a literatura
<b>CAP90_DAC2</b>	90%	Sim, obrigatoriedade de funcionamento das DAC, capturando o total de CO <sub>2</sub> necessário para a produção de metano sintético em Portugal, tal como definido na EN-H2) e apresentado na Tabela 20	De acordo com a literatura

\*Para todos os cenários é assumida uma redução das emissões de GEE de -60% em 2030 relativamente a 2005 (RNC 2050, 2019), considerando-se posteriormente decréscimo linear das emissões até atingir -90%, -95% e -99% (em 2050 face a 2005), consoante o cenário em causa.

Tabela 20- Necessidades de CO<sub>2</sub> previstas na Estratégia Nacional de Hidrogénio (EN-H2).

2030	2040	2050
1 000 000 tCO <sub>2</sub>	5 000 000 tCO <sub>2</sub>	9 200 000 tCO <sub>2</sub>

O TIMES\_PT apresenta soluções para o sistema energético em períodos de cinco em cinco anos, as quais traduzem os melhores resultados em termos de custo-eficácia, i.e., a solução com o menor custo total para o sistema energético. Importa referir que as soluções encontradas não têm em conta as interações económicas fora do setor energético, nem aspetos que condicionam o investimento em novas tecnologias, tais como acesso a capital. Deste modo, o modelo permite avaliar quais as condições puramente custo-tecnológicas que conduzem à exequibilidade de uma economia de baixo carbono em Portugal.

## 5 Resultados e Discussão: Papel potencial da DAC na neutralidade carbónica em Portugal

O presente capítulo apresenta os custos das cadeias inerentes a todo o fluxo do CO<sub>2</sub>: captura, transporte, armazenamento ou utilização. Para efeitos de comparação é importante mencionar que as cadeias de armazenamento de CO<sub>2</sub> e de produção de metano através do CO<sub>2</sub> capturado implicam considerar outros fatores/rendimentos, nomeadamente na produção de metano, por exemplo a redução da importação de gás natural, pelo que não será uma comparação justa em termos custos líquidos. Os resultados apresentados referem-se à captura e armazenamento de CO<sub>2</sub> e à captura e utilização de CO<sub>2</sub>. Deste modo, os resultados são apresentados de forma a ilustrar o seu papel no sistema energético português.

As DAC encontram-se num estágio pouco maduro, estando, atualmente, a dar os primeiros passos à escala comercial, assim como a captura de CO<sub>2</sub> em cimenteiras que também estão numa fase inicial. Para a maioria dos cenários desenvolvidos pelo RNC2050, a captura de CO<sub>2</sub> não se revelou numa opção custo-eficaz. A empresa *Heidelberg Cement* está, atualmente, a reformular as suas instalações, com a ambição de ser a primeira fábrica de cimento neutra em carbono, através da captura de CO<sub>2</sub> por CCS. Já está a ser implementada, em *Brevik*, na Noruega, a primeira instalação a grande escala da tecnologia CCS, com uma capacidade de 400 mil de toneladas CO<sub>2</sub> anuais, que equivale a 50% das emissões depois de 2024. Esta indústria cimenteira tem ainda em vista, futuramente, a remodelação das instalações em *Slite*, na ilha de *Gotland* na Suécia, com uma capacidade correspondente às suas emissões totais (Beumelburg, 2021).

Revista a literatura no âmbito da tecnologia DAC, em alternativa às tecnologias de captura pós-combustão, estudaram-se as opções DAC com melhor desempenho económico e mais coerentes com o caminho para a neutralidade carbónica: DAC LT abastecida por energia renovável e/ou desperdiçada (por indústrias ou centrais de produção de energia) e a DAC HT híbrida, consumidora de eletricidade e/ou gás natural, sendo estimados os custos totais para estas tecnologias, contabilizando os custos os custos de eletricidade.

O custo do sistema DAC está associado às fontes de energia e aos materiais consumidos por cada opção, refletindo-se nos custos totais da tecnologia DAC HT com os valores mais altos, como se pode observar na Figura 9, resultando em valores entre 288 €/tCO<sub>2</sub> e 507 €/tCO<sub>2</sub>, em 2030. O CAPEX mínimo de 240 €/tCO<sub>2</sub> e OPEX de 48 €/tCO<sub>2</sub> associados à opção hídrica DAC HT e o CAPEX máximo de 378 €/tCO<sub>2</sub> e OPEX máximo de 129 €/tCO<sub>2</sub>, relativo à configuração eletrificada da tecnologia DAC HT. A DAC LT está associada a valores entre 225 €/tCO<sub>2</sub> e 401 €/tCO<sub>2</sub>, no ano de 2030, estes são referentes a um CAPEX mínimo de 189 €/tCO<sub>2</sub> e OPE de 36 €/tCO<sub>2</sub> e CAPEX máximo de 338 €/tCO<sub>2</sub> e OPEX máximo de 63 €/tCO<sub>2</sub>.

Quanto à CCS, tecnologia de captura pós-combustão em cimenteiras, apresenta custos de investimento significativamente menores que a as tecnologias DAC (100 €/tCO<sub>2</sub>), assim como as gamas de valores, que variam de acordo com os custos de operação e energia consumida e vão diminuindo, com o aumento da eficiência dos equipamentos e dos processos, ao longo do tempo.

Os custos relativos à tecnologia DAC têm custos mais elevados devido ao elevado custo de investimento, como observado na

Tabela 21, que representa cerca de 84%, 74% e 83% do custo total, respetivamente à opção DAC LT, DAC HT configuração híbrida e eletrificada. Os custos de investimento na captura de CO<sub>2</sub> por pós-combustão são cerca de 83% a 88% dos custos totais da tecnologia, semelhante ao que se verifica para a tecnologia DAC, apesar dos custos serem significativamente mais baixos. Já o peso dos custos de operação para as tecnologias DAC LT, DAC HT híbrida e para a captura por pós-combustão é de 16%, 17% e 12% a 17%, respetivamente, enquanto a DAC HT com configuração eletrificada tem uma proporção de 26%. Estes resultados são reflexo dos custos de consumo de eletricidade e das necessidades de calor da DAC HT cobertas por eletricidade.

Tabela 21- Custos de investimento (CAPEX), DAC LT, DAC HT e CCS

	2030	2040	2050
<b>DAC LT (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	189 a 338	110 a 237	84 a 199
<b>DAC HT (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	240 a 378	169 a 266	157 a 247
<b>Captura por <i>post-combustion</i> CCS (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	100	64	46

Os custos de todas as tecnologias diminuem ao longo do tempo, sendo mais acentuada esta redução entre o ano de 2030 e 2040, particularmente visível nas opções DAC (Figura 9). A maior incerteza devido à informação limitada da literatura, refere-se aos custos de investimento da DAC LT com uma gama mais alargada (Fasihi *et al.*, 2019). Porém, em 2030, o espectro de custos totais das opções da tecnologia DAC é igualmente alargado sendo que o intervalo de valores de custos totais da DAC HT deve-se aos custos de eletricidade referentes à configuração totalmente eletrificada.

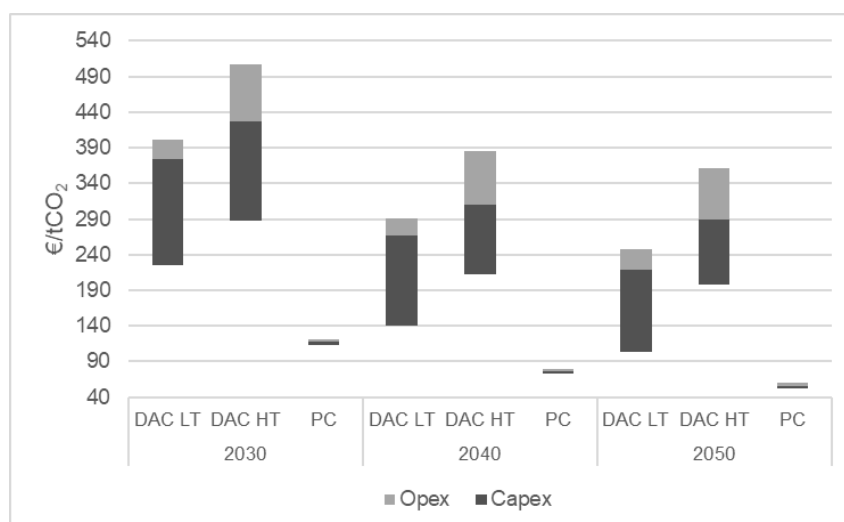


Figura 9- Custos de captura de CO<sub>2</sub> das tecnologias DAC LT, DAC HT e (PC) pós-combustão, obtidos da literatura.

O decréscimo dos custos totais mais acentuado do ano de 2030 para 2040, cerca de 27% a 38%, 24% a 26% e 36%, nos custos de investimento de cerca 30% a 42%, 30% e 36%, referente às tecnologias DAC LT, DAC HT e de captura por pós-combustão, do ano de 2030 para 2040. A DAC LT

revela uma maior gama de custos de investimento e menor redução ao longo do tempo, comparativamente com as restantes tecnologias de captura. De acordo com *Shayegh et al. (2021)*, apesar das incertezas na estimativa dos custos de remoção atuais, há um forte consenso entre os especialistas de que os custos cairão drasticamente, permanecendo significativos sob uma forte política climática, independentemente do tipo de tecnologia.

## **5.1 Custos da Cadeia de Captura ao Armazenamento de CO<sub>2</sub> Offshore e Onshore**

Esta secção pretende mostrar uma análise de custos totais desde a captura até ao armazenamento de CO<sub>2</sub>, considerando as diferentes opções de captura: DAC e CCS, com tecnologia de captura pós-combustão, e armazenamento geológico do CO<sub>2</sub>: *onshore* e *offshore*. Alguns países europeus, como a Holanda, consideram a opção de restringir o armazenamento de CO<sub>2</sub> a *offshore*, no sentido de diminuir riscos. Os custos de armazenamento dependem das condições de armazenamento, apresentadas no capítulo da metodologia na Tabela 14, da localização, *onshore* ou *offshores*, das características geomorfológicas entre os locais de captura e de armazenamento e dos diferentes tipos de relevo ou travessia de massas de água (*Carneiro et al., 2014*).

Importa referir que apesar das DAC terem um custo por unidade de CO<sub>2</sub> capturado superior à captura nas cimenteiras, quando considerado o armazenamento *onshore*, as DAC podem estar localizadas junto aos locais de armazenamento e conseqüentemente atenuar os custos totais das cadeias do CO<sub>2</sub>. Apesar deste facto (ver Figura 10) os custos totais da cadeia de CO<sub>2</sub> são sempre superiores quando consideram uma captura pela DAC.

Os resultados apresentados na Figura 10 contam com a soma dos custos de captura, transporte e armazenamento. Em *offshore* a captura representa cerca de 68% a 79%, 73% a 83% e 52% a 53% dos custos totais quando o CO<sub>2</sub> é capturado pela DAC LT, DAC HT e por pós-combustão, respetivamente (valores para o ano de 2030). O armazenamento representa 19% a 29% e 16% a 25% dos custos totais, quando o CO<sub>2</sub> é sequestrado pela DAC LT e DAC HT, respetivamente, e 43% a 44%, quando o CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia de captura por pós-combustão. Quanto aos custos de transporte representam porções de 2% a 3% dos custos totais da cadeia de armazenamento *offshore*, quando a captura de CO<sub>2</sub> pela DAC, e 4%, relativamente ao transporte *offshore* quando a captura de CO<sub>2</sub> é realizada por pós-combustão numa cimenteira.

Na cadeia de captura e armazenamento *onshore*, os custos de captura representam 88% a 93%, 90% a 94% e 75% a 76%, dos custos totais quando o CO<sub>2</sub> é capturado pela DAC LT, DAC HT e CCS, por pós-combustão, respetivamente (valores para o ano de 2030). O armazenamento em *onshore* representa 7% a 12% e 6% a 10% dos custos totais de armazenamento, quando o CO<sub>2</sub> sequestrado pela DAC LT e DAC HT, respetivamente, e 20%, quando o CO<sub>2</sub> capturado pelo processo pós-combustão. Os custos de transporte *onshore* no armazenamento do CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia DAC assumem valores nulos, enquanto os custos de transporte associados à cadeia CCS representam de 4% a 5% dos custos totais de armazenamento.

O transporte em *onshore*, neste estudo, quando utilizadas as tecnologias DAC para o sequestro de CO<sub>2</sub>, tem valores nulos, uma vez que, a DAC pode ser localizada no local de armazenamento.

Enquanto para as CCS, o transporte é um custo adicional aos custos totais de armazenamento *onshore*, pois a captura de CO<sub>2</sub> por estas tecnologias está limitada a fontes estacionárias.

Os custos quando associados a uma captura pela tecnologia DAC revelam-se significativamente superiores relativamente às CCS, devido ao seu custo de investimento avultado. Os custos totais e os custos de captura são proporcionais, uma vez que o custo das tecnologias de captura tem o maior peso nos custos totais. O peso dos custos de armazenamento *offshore* são maiores, revelando que os custos de armazenamento em território imerso têm valores mais altos comparativamente ao armazenamento *onshore* (Figura 10).

Os custos de instalação de um local de armazenamento *offshore* são muito superiores aos *onshore*. Os custos mais altos de armazenamento devem-se aos custos de perfuração, pois a plataforma continental portuguesa imersa atinge centenas de metros de profundidade, a distâncias menores que 20 km da costa. O reservatório *offshore* na bacia Lusitânia do Norte, junto à costa da Figueira da Foz, onde apresenta uma porosidade que varia entre 15% a 40% e uma espessura da coluna de água de 160 m a 1000 m, tem um custo de perfuração de 26 000 € (Tabela 13) (Carneiro *et al.*, 2014; Seixas *et al.*, 2015).

Neste sentido, verifica-se que os custos totais da cadeia de armazenamento, apresentados na Figura 10, são mais elevados em *offshore*, 613 €/tCO<sub>2</sub> a 220 €/tCO<sub>2</sub>, no ano de 2030 no reservatório integrante da bacia Lusitânia.

Ao armazenamento *onshore* corresponde assim os menores custos totais de toda a cadeia de armazenamento de CO<sub>2</sub>, 538 €/tCO<sub>2</sub> a 152 €/tCO<sub>2</sub>, no ano de 2030. Foi considerado para esta análise os custos de armazenamento *onshore* referentes ao reservatório *onshore* da bacia Lusitânia, constituído por arenitos e conglomerados, apresentando uma porosidade de 20%, profundidade do topo do reservatório a 1600 m e delimitado por uma camada de baixa porosidade, formada por argilas e margas.

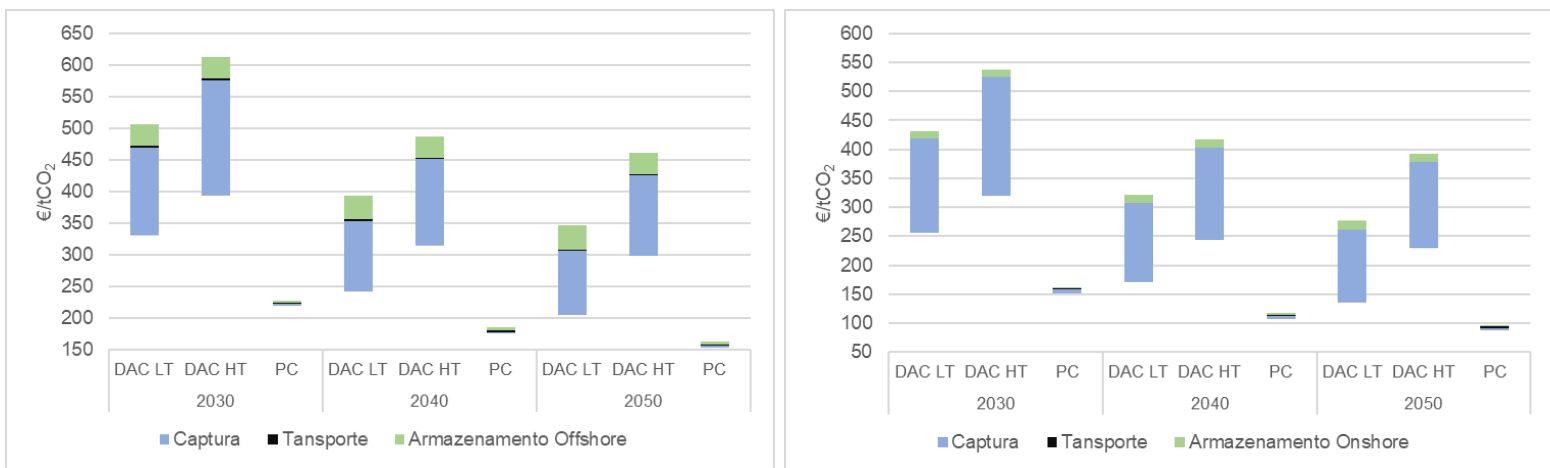


Figura 10- Custos totais da cadeia de armazenamento de CO<sub>2</sub> *offshore* (à esquerda) e *onshore* (à direita), CO<sub>2</sub> capturado pelas tecnologias DAC LT, DAC HT e (PC) pós-combustão.

## 5.2 Custos de Captura de CO<sub>2</sub> e Produção de Metano

A alternativa do destino final do CO<sub>2</sub> ao armazenamento é a utilização do mesmo. Nos cenários previstos na Estratégia Nacional do hidrogénio (EN-H<sub>2</sub>), sem contradizer a visão nacional quanto à energia e clima, nem alterar metas do RNC 2050 ou do PNEC 2030, equaciona-se a utilização de CO<sub>2</sub> em combinação com hidrogénio verde. Mantendo o caminho de eletrificação do sistema energético com base em energias renováveis, a EN-H<sub>2</sub> introduz igualmente a potencial produção de combustíveis renováveis de origem não biológica sobretudo metano, o qual permite manter em funcionamento a rede de gás e descarbonizar a economia.

Nesta secção analisa-se os custos estimados para a cadeia de utilização de CO<sub>2</sub> na produção de metano. Este processo desenvolve-se através da metanização onde ocorre a reação entre H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub> sob pressão e a altas temperaturas na presença de catalisadores.

As cadeias de produção de metano com CO<sub>2</sub> capturado pela DAC assumem valores 31% e 53%, e pela tecnologia de captura por pós-combustão 59% a 71%, mais elevados comparativamente com os custos das cadeias de armazenamento *offshore* e *onshore*.

O sistema de produção de metano integra a produção de hidrogénio, por eletrólise da água, a metanização e a liquefação do metano. Os custos de todos estes processos têm um total de 418 €/tCO<sub>2</sub>, cabendo ao processo de eletrólise a maior porção dos custos de produção de metano (69%), como se observa na Tabela 22.

Tabela 22- Custos totais por fase da produção de metano

	2030	2040	2050
<b>Eletrólise (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	369	340	313
<b>Metanização (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	43	39	36
<b>Liquefação (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	5	5	5
<b>Total (€/tCO<sub>2</sub>)</b>	418	384	354

Estima-se custos totais da cadeia sistema de produção de metano de 637 €/tCO<sub>2</sub> a 823 €/tCO<sub>2</sub>, 700 €/tCO<sub>2</sub> a 929 €/tCO<sub>2</sub> e 533 €/tCO<sub>2</sub> a 550 €/tCO<sub>2</sub>, relativamente às tecnologias DAC LT, DAC HT e pós-combustão, respetivamente, no ano 2030 apresentados na Figura 11. A diferença de custos totais do sistema de produção de metano, utilizando CO<sub>2</sub>, entre tecnologias de captura deve-se aos custos de investimento referentes à tecnologia DAC se mostrarem superiores às tecnologias pós-combustão, como mostra na Figura 11.

A captura de CO<sub>2</sub> representa cerca de 35% a 49%, 41% a 55% e 21% a 22%, respetivamente a DAC LT, DAC HT e pós-combustão. A produção de metano corresponde a uma fração dos custos totais de todo o sistema, de 51% a 65%, 45% a 59% e 77% a 78%, dos custos totais da cadeia de CO<sub>2</sub> desde a captura à produção de metano associados à captura por DAC LT, DAC HT e pós-combustão, respetivamente (ano de 2030). Os custos relativos apenas à componente de produção de metano incorporam custos de capital e de operação e manutenção da metanização, de produção de hidrogénio e liquefação do metano. O transporte, quando o CO<sub>2</sub> é capturado por pós-combustão representa 1%.

Os custos de toda a cadeia sofrem um decréscimo no período de 2030 a 2050. Mais uma vez, o decréscimo dos custos está acoplado à evolução dos custos das tecnologias de captura que diminuem ao longo do tempo, tal como a gama de custos admitidos, que se verifica na Figura 11. Os custos de produção têm igualmente tendência a diminuir com o desenvolvimento das tecnologias e equipamentos, resultando no decrescimento de custos do sistema.

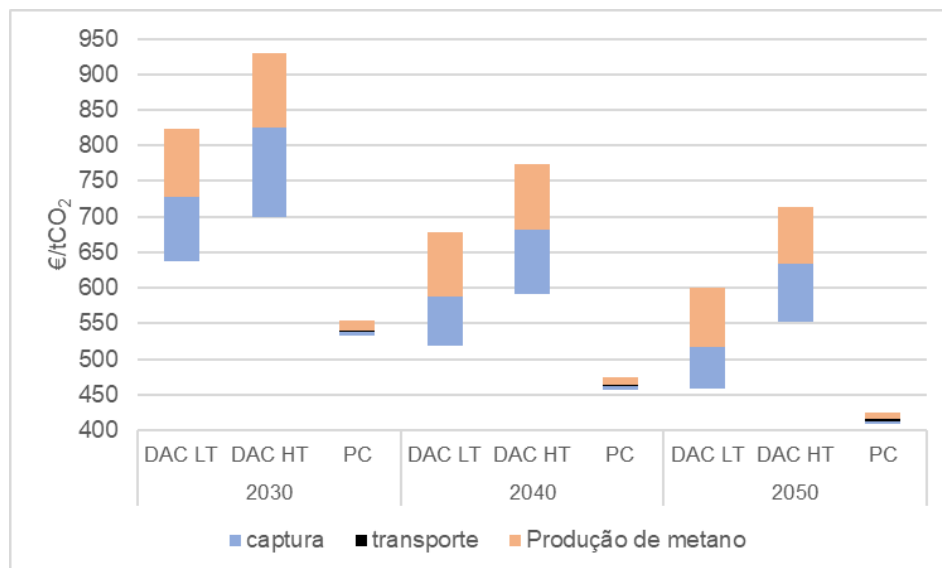


Figura 11- Custos totais da cadeia de produção de metano, utilizando CO<sub>2</sub> capturado pelas tecnologias DAC LT, DAC HT e CCUS.

No processo de metanização, considera-se que com 1 milhão de toneladas CO<sub>2</sub> são produzidos 18,19 PJ de metano e um custo adicional de toda a cadeia de mais 306 milhões € a 316 milhões €, face ao armazenamento em reservatório *offshore*, 381 milhões € a 391 milhões € se CO<sub>2</sub> armazenado em reservatório *onshore*. A produção de metano não é benéfica do ponto de vista económico pois com a venda do metano tem-se um prejuízo de 190 milhões € a 200 milhões €, face ao armazenamento em *offshore*, e 265 milhões € a 275 milhões €, face ao armazenamento *onshore*. Para a produção de metano ser economicamente atrativa o preço do metano teria de ser pelo menos 16,81 €/GJ- o preço referente ao gás natural é 6,35 €/GJ.

### 5.3 Balanço CO<sub>2</sub>

O CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia DAC pode ter como destino final o armazenamento ou a utilização para produção de outros produtos. Nesta secção é estimado o balanço de CO<sub>2</sub> para as cadeias de captura de CO<sub>2</sub>, através da tecnologia DAC, ao armazenamento deste gás ou à sua utilização na produção de metano. Assume-se que o sistema DAC entrega 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> ao destino final, devolvendo à atmosfera, no ar purificado pela DAC, quantidades reduzidas de CO<sub>2</sub>, 0,11 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e 0,32 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, devido às eficiências de 90% e 74,5% das DAC LT e DAC HT, respetivamente.

No sistema de armazenamento, o CO<sub>2</sub> é capturado diretamente da atmosfera pela DAC, transportado, injetado e armazenado geologicamente *offshore* e *onshore*. As emissões das atividades as-

sociadas ao transporte e injeção de CO<sub>2</sub> nos reservatórios geológicos são marginais. Assim, considerando a captura de 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano pela tecnologia DAC, as emissões líquidas da cadeia de armazenamento, tanto *offshore*, como *onshore* resultam no balanço negativo de 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> anuais, como se verifica na análise do balanço de emissões representada na

Figura 12.

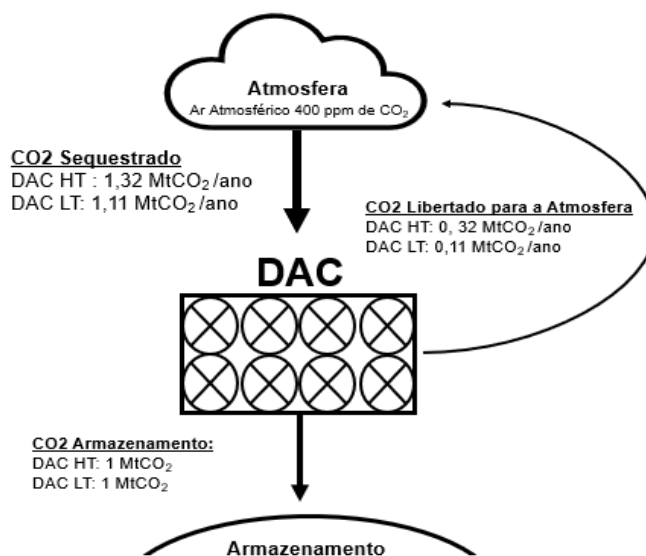


Figura 12-Balanço de CO<sub>2</sub> da cadeia do sistema de armazenamento de CO<sub>2</sub> capturado pela DAC. Fonte: Shayegh *et al.* (2021); Fasihi *et al.* (2019); Keith *et al.* (2018).

O fluxo de CO<sub>2</sub> relativo à cadeia de produção de metano, constituído pela captura direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera produção de metano, que incorpora a produção de H<sub>2</sub> renovável, o processo de metanização de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub> e liquefação, contabilizando emissões zero, e sendo, ainda, contabilizadas as emissões de produção do metano como energia final.

Neste sistema, à semelhança do sistema de armazenamento, a DAC devolve 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano para a produção de metano originando 18 PJ<sub>Metano</sub>, anuais. As emissões de CO<sub>2-eq</sub> deste sistema estão associadas à utilização de metano, de 1,03 milhões de toneladas de CO<sub>2-eq</sub>, admitindo que não existem perdas de energia até à utilização do metano. Deste modo, o balanço de emissões do sistema de produção de metano resulta em 0,03 milhões de toneladas de CO<sub>2-eq</sub> de emissões líquidas para a atmosfera, como se verifica na Figura 13.

Assim, a cadeia de armazenamento com CO<sub>2</sub> capturado pelas tecnologias DAC apresenta um saldo negativo no balanço de CO<sub>2</sub>, capturando 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> da atmosfera. Já para o caso da produção de metano, o balanço de emissões de CO<sub>2-eq</sub> emitidas na utilização do combustível e capturadas pela DAC, como mostra a Figura 13. Assim, importa referir que a utilização da mesma quantidade de outro combustível (18 PJ) resultaria em emissões superiores às do metano. Uma vez que no caso do gás natural, como referido na metodologia do presente documento na secção 4.2, tem na sua composição, em volumes menores, outros hidrocarbonetos como o etano e o propano que

apresentam fatores de emissão de superiores (Us Epa, 2014), naturalmente a sua utilização resultaria em emissões superiores.

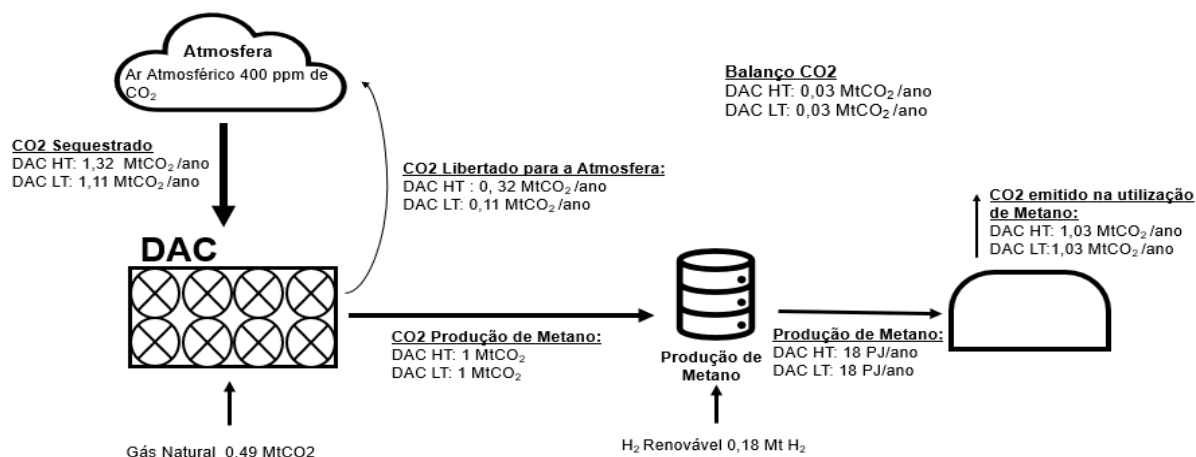


Figura 13- Balanço da cadeia de CO<sub>2</sub> desde a captura pela DAC até à utilização de Metano gerado pelo CO<sub>2</sub> capturado em combinação com H<sub>2</sub>. Fonte: Shayegh *et al.* (2021); Fasihi *et al.* (2019); Keith *et al.* (2018); Kiani *et al.* (2021).

## 5.4 Papel Potencial da DAC na Neutralidade Carbónica em Portugal

### 5.4.1 Redução de Emissões

A ferramenta de modelação TIMES\_PT vem complementar os resultados produzidos nos capítulos anteriores. Os cenários modulados por esta ferramenta CAP90, CAP90\_DACc50%, CAP90\_DACc90%, CAP90\_DAC2, CAP95 e CAP99, integram a tecnologia DAC no sistema energético português. Deste modo, verifica-se de acordo com os cenários modelados pelo TIMES\_PT, que a tecnologia DAC não é custo eficaz no sistema energético nacional para metas de 90% de reduções de emissões, face a 2005, mesmo que os custos DAC se reduzam para 50% a 90% dos seus custos. No RNC2050 são apresentados cenários que viabilizam a neutralidade carbónica até 2050, assente na redução de emissões de 45% a 55% no ano de 2030, em 2040 65% a 75% e em 2050 85% a 90%, face a 2005, pressupondo sumidouros biogénicos equivalentes a 9 a 13 milhões de toneladas CO<sub>2</sub>, até 2050 (RNC 2050, 2019). Em todos os cenários de mitigação CAP90, CAP95 e CAP99 verifica-se a captura de CO<sub>2</sub> na indústria cimenteira, todavia os valores apresentam-se muito marginais.

Os resultados gerados pelo modelo TIMES\_PT revelam que a tecnologia DAC é custo eficaz quando a redução de emissões é mais ambiciosa 95% e 99%, CAP95 e CAP99, respetivamente. A DAC HT de configuração híbrida entra no sistema energético nacional em 2030, enquanto a DAC HT totalmente eletrificada entra no sistema depois de 2045, no cenário CAP90\_DAC2. Já para os cenários reduções de emissões mais ambiciosas, o sistema DAC HT híbrido não é considerado custo eficaz, sendo que a configuração DAC HT totalmente eletrificada é integrada no sistema energético em 2050 (CAP95) e depois de 2040 (CAP99).

No cenário CAP90\_DAC2 é imposta a captura de CO<sub>2</sub> pela DAC, para satisfazer as necessidades da Estratégia Nacional de Hidrogénio, implicando a captura total 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, 5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, e 9,2 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, 2030, 2040 e 2050, respetivamente.

De acordo com os resultados do modelo TIMES\_PT, a opção DAC HT alimentado por gás natural e eletricidade é a único custo eficaz nos anos de 2030 a 2040. De acordo com a literatura, a opção totalmente eletrificada não é atualmente eficiente. Já em 2050, quando imposto ao modelo TIMES\_PT a captura de 9,2 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, onde é considerado custo eficaz a captura de CO<sub>2</sub> através das configurações DAC HT híbrida (5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>) e eletrificada (4,2 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>), como se verifica na Figura 14. A quantidade de CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia DAC HT híbrida, instalada no ano de 2040, resulta da captura direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera (4,53 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>) e da combustão de gás natural (0,47 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>), originando quantidades de CO<sub>2</sub> capturadas maiores que as captadas. A quantidade de CO<sub>2</sub> capturado pela DAC representa cerca de 54% das emissões totais de 2050. Os consumos de energia e capacidades das configurações DAC HT considerados custo eficazes nas condições do cenário CAP90\_DAC2 são apresentadas na Tabela 23.

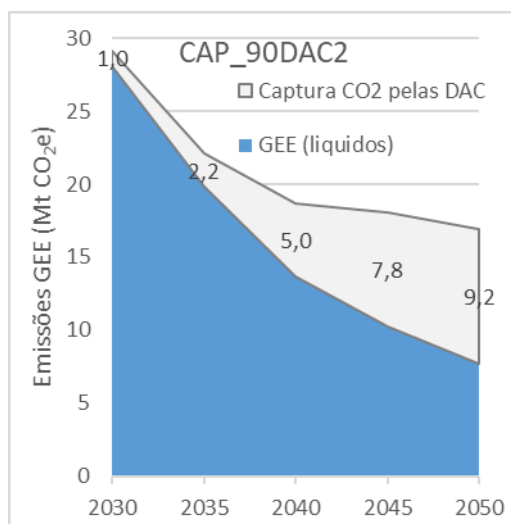


Figura 14- Cenário Cap90\_DAC2: Redução de Emissões CO<sub>2</sub>e no sistema energético nacional - Papel da DAC na redução de 90% das emissões, com obrigatoriedade de captura de CO<sub>2</sub> de 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, 5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, e 9,2 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano, nos anos 2030, 2040 e 2050, respetivamente.

Tabela 23- Cenário Cap90\_DAC2- Condições Técnicas da DAC, no sentido de atingir 90% de reduções de emissões, até ao ano de 2050, com obrigatoriedade de captura de CO<sub>2</sub> de 1 milhão de toneladas CO<sub>2</sub>, 5 milhão de toneladas CO<sub>2</sub>, e 9, 2 milhão de toneladas CO<sub>2</sub>, nos anos 2030, 2040 e 2050, respetivamente.

CAP90_DAC2		2030	2040	2050
DAC HT Híbrida	Gás Natural (PJ)	4, 99	23, 69	22,51
	Eletricidade (PJ)	0, 26	1,25	1,19
	CO <sub>2</sub> captado <sup>1</sup> (MtCO <sub>2</sub> /ano)	0, 92	4, 53	4, 53
	CO <sub>2</sub> Capturado <sup>2</sup> (MtCO <sub>2</sub> /ano)	1	5	5
DAC HT Eletrificado	Eletricidade (PJ)	n. d	n. d	19,90
	CO <sub>2</sub> captado <sup>1</sup> (MtCO <sub>2</sub> /ano)	n. d	n. d	5,54
	CO <sub>2</sub> Capturado <sup>2</sup> (MtCO <sub>2</sub> /ano)	n. d	n. d	4,2
<b>Total CO<sub>2</sub> Capturado</b>		<b>1</b>	<b>5</b>	<b>9,2</b>

<sup>1</sup>CO<sub>2</sub> captado refere-se ao CO<sub>2</sub> presente no ar atmosférico que entra na tecnologia DAC.

<sup>2</sup>CO<sub>2</sub> capturado refere-se ao CO<sub>2</sub> que fica retido pelo absorvente na DAC.

No cenário CAP95, tem-se por objetivo a redução de emissão de CO<sub>2</sub>e de 95% em 2050, face a 2005. De acordo com a ferramenta de modelação TIMES\_PT, o sistema energético nacional tem a capacidade de reduzir emissões até 93%, emitindo cerca de 4,75 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, no final da primeira metade do século, como se verifica na Figura 15. Para atingir a redução de emissões de 95%, a DAC HT, totalmente eletrificada, é considerada custo eficaz em 2050, capturando 0.90 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, em 2050, 19% das emissões brutas de GEE de 2050 e consumindo 4,26 PJ de eletricidade, como é apresentado na Tabela 24. Neste cenário, os setores com maior potencial de redução de emissões, no ano de 2050, são o setor electroprodutor, edifícios e dos transportes, com um potencial de redução no setor de 99%, 99% e 98%, face a 2005, respetivamente, sendo a indústria o setor com menor potencial de redução, 85%, face a 2005.

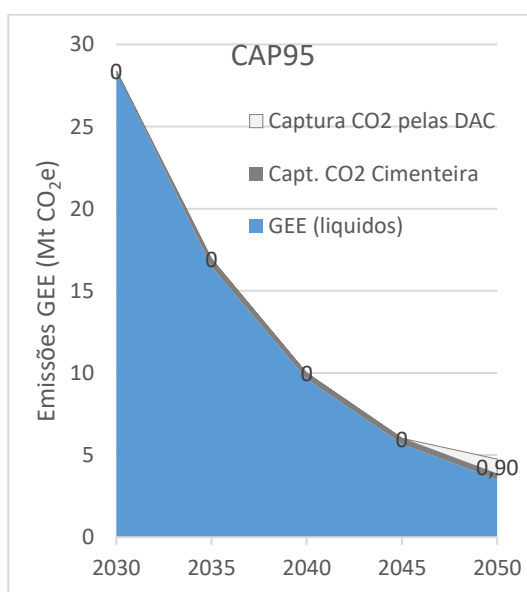


Figura 15- Cenário Cap95: Redução de Emissões- Papel da DAC na redução de 95% das emissões.

Tabela 24- Cenário Cap95- Condições Técnicas da DAC, no sentido de atingir 95% de reduções de emissões, até ao ano de 2050.

CAP95	2050
<b>Eletricidade (PJ)</b>	4,26
<b>CO<sub>2</sub> captado<sup>1</sup> (MtCO<sub>2</sub>)</b>	1,18
<b>CO<sub>2</sub> capturado<sup>2</sup> (MtCO<sub>2</sub>)</b>	0,90

<sup>1</sup>CO<sub>2</sub> captado refere-se ao CO<sub>2</sub> presente no ar atmosférico que entra na tecnologia DAC.

<sup>2</sup>CO<sub>2</sub> capturado refere-se ao CO<sub>2</sub> que fica retido pelo absorvente na DAC.

Já no cenário CAP99, a DAC representa uma solução custo eficaz para a meta de redução de emissões a 99% logo após 2035. A ferramenta de modelação TIMES\_PT prevê que o sistema energético consiga reduzir 94% das emissões face a 2005, com um total de emissões de 4,55 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, em 2050, como se verifica na Figura 16. Para a redução de 99%, a DAC captura o equivalente a 60% das emissões GEE brutas, para o ano de 2050. Os setores electroprodutor, edifícios e dos transportes apresentam o maior potencial de redução de emissões de 99%, 99% e 98%, respetivamente, no ano de 2050 face a 2005. Já o setor da indústria tem menor potencial de redução em 2050, face a 2005, cerca de 85%. A DAC captura o CO<sub>2</sub> equivalente às emissões que o sistema energético não consegue reduzir para atingir os objetivos.

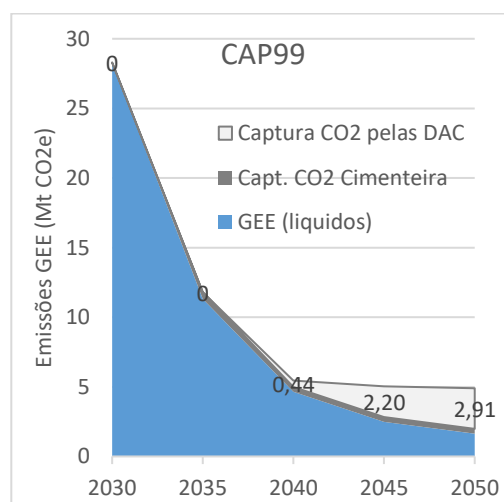


Figura 16-Cenário Cap99: Redução de Emissões- Papel da DAC na redução de 99% das emissões.

Na condição de capturar de 2,91 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> para atingir a redução de 99% das emissões em 2050, face a 2005, como se verifica nos consumos da DAC HT eletrificada apresentados na Tabela 25, são consumidos 13, 81 PJ e captadas pela DAC HT, totalmente eletrificada, 3,84 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>.

Tabela 25- Cap99- Condições Técnicas da DAC, no sentido de atingir 99% de reduções de emissões, até ao ano de 2050.

CAP99	2040	2045	2050
<b>Eletricidade (PJ)</b>	2,22	10,68	13, 81
<b>CO<sub>2</sub> Captado (MtCO<sub>2</sub>)</b>	5,90	2,90	3,84
<b>CO<sub>2</sub> Capturado (MtCO<sub>2</sub>)</b>	4,45	2,20	2,91

<sup>1</sup>CO<sub>2</sub> captado refere-se ao CO<sub>2</sub> presente no ar atmosférico que entra na tecnologia DAC.

<sup>2</sup>CO<sub>2</sub> capturado refere-se ao CO<sub>2</sub> que fica retido pelo absorvente na DAC.

## 5.4.2 Sistema Energético

Os cenários apresentados no RNC2050, assentam em dois vetores principais, a redução da intensidade carbónica da eletricidade produzida em Portugal, com a produção e consumo alicerçados por fontes endógenas e renováveis de energia, e na substituição de combustíveis fósseis por eletricidade na generalidade dos setores da economia. Neste sentido, em Portugal os setores que mostram maior potencial de redução de emissões são o setor electroprodutor e de transportes na década de 2020 a 2030 e o setor industrial e edifícios, no período de 2030 a 2050 (RNC 2050, 2019).

Verifica-se que a instalação da tecnologia de captura direta de CO<sub>2</sub> da atmosfera é custo eficaz quando esta tecnologia é escolhida pelo modelo TIMES\_PT para reduzir as emissões de GEE nacionais. Neste subcapítulo, é analisado o comportamento do sistema energético quanto ao consumo de energia e emissões de GEE, com base nos seis cenários modelados.

### 5.4.2.1 Usos de CO<sub>2</sub>

Após a sua captura, o CO<sub>2</sub> pode ter inúmeros destinos finais e aplicações. Na avaliação de custos acima apresentados para além do possível armazenamento geológico, foi estudada a possível utilização de CO<sub>2</sub> para produção de metano, tal como prevista na EN-H<sub>2</sub>. O metano é obtido por metanização de hidrogénio e de CO<sub>2</sub> capturado. No sentido de conhecer outros potenciais usos de CO<sub>2</sub>, em Portugal, utilizou-se a ferramenta de modulação TIMES\_PT.

Assim, de acordo com os resultados produzidos por esta ferramenta de modelação, a utilização de CO<sub>2</sub> capturado pelas tecnologias DAC e pós-combustão é considerado custo eficaz para a produção de querosene e outros combustíveis fósseis tais como o gasóleo e a gasolina.

No cenário CAP90\_DAC2, a DAC é obrigada a capturar 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub>, 5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e 9,2 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> nos anos 2030, 2040 e 2050, correspondendo para este cenário a principal fonte de CO<sub>2</sub> em Portugal. Em 2030, é previsto o armazenamento geológico de todo o CO<sub>2</sub> capturado já que as tecnologias que utilizam o CO<sub>2</sub>, na produção de outros produtos, não se revelam custo-eficazes. Já em 2040 e 2050, o CO<sub>2</sub> capturado é utilizado na produção dos combustíveis, gasóleo, gasolina e querosene. Na Tabela 26 são apresentados os potenciais usos de CO<sub>2</sub>, para o cenário CAP90\_DAC2.

Tabela 26- Potenciais usos de CO<sub>2</sub> capturado em Portugal, identificando a respetiva porção de CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia DAC e respetivo output de energia para o cenário CAP90\_DAC2.

CAP90_DAC2	2030	2040	2050
<b>CO<sub>2</sub> capturado pela DAC (MtCO<sub>2</sub>)</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>9,2</b>
<b>[Input CO<sub>2</sub>] Armazenamento geológico (MtCO<sub>2</sub>)</b>	1		
<b>[Input CO<sub>2</sub>] para produção de combustíveis sintéticos (MtCO<sub>2</sub>)</b>	n. d	5	9,2
<b>[Output] Querosene (PJ)</b>	n. d	34,35	41,12
<b>[Output] Gasóleo (PJ)</b>	n. d	31,66	47,23
<b>[Output] Gasolina (PJ)</b>	n. d	0,83	19,07

No cenário CAP95, a captura de CO<sub>2</sub> na indústria cimenteira ocorre após 2030, sendo capturado um total de 0.45 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e 0.34 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, em 2050, utilizado na produção de querosene e gasolina (Tabela 27). Neste cenário a DAC é considerada custo-eficaz a partir do ano 2050 com 0.90 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em 2050, o equivalente a 72% do total da captura nacional nesse ano e cenário (CAP95).

Tabela 27- Potenciais usos de CO<sub>2</sub> capturado em Portugal, identificando a respetiva porção de CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia DAC e respetivo output de energia para o cenário CAP95.

<b>CAP95</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>CO<sub>2</sub> Capturado em Portugal (MtCO<sub>2</sub>)</b>	n. d	0,45	1,24
<b>% CO<sub>2</sub> Capturado pela DAC face ao total de CO<sub>2</sub> capturado</b>	n. d	n. d	72
<b>[Input CO<sub>2</sub>] para produção de combustíveis sintéticos (MtCO<sub>2</sub>)</b>	n. d	0,45	1,24
<b>[Output] Querosene (PJ)</b>	n. d	6,03	n. d
<b>[Output] Gasolina (PJ)</b>	n. d	n. d	8,91

Por fim, no cenário com meta de 99% de redução de emissões, face a 2005 (cenário CAP99), são capturados em Portugal 3,26 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub>, utilizados na produção de gasolina sintética, sendo 56% do CO<sub>2</sub> capturado proveniente da tecnologia DAC HT. Em 2050, 89% do CO<sub>2</sub> capturado e Portugal é capturado pela DAC, sendo utilizado para produção de gasolina e gásóleo, sendo aplicado na sua maioria em gasolina, tal como se verifica na Tabela 28.

Tabela 28- Potenciais usos de CO<sub>2</sub> capturado em Portugal, identificando a respetiva porção de CO<sub>2</sub> capturado pela tecnologia DAC e respetivo output de energia para o cenário CAP99.

<b>CAP99</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>CO<sub>2</sub> Capturado em Portugal (MtCO<sub>2</sub>)</b>	n. d	0,80	3,26
<b>% CO<sub>2</sub> Capturado pela DAC face ao total de CO<sub>2</sub> capturado</b>	n. d	56	89
<b>[Input CO<sub>2</sub>] para produção de combustíveis sintéticos (MtCO<sub>2</sub>)</b>	n. d	0,80	3,26
<b>[Output] Gásóleo (PJ)</b>	n. d	n. d	5,25
<b>[Output] Gasolina (PJ)</b>	n. d	5,73	20,56

De acordo com os resultados da análise à utilização de CO<sub>2</sub>, para os cenários CAP90\_DAC2, CAP95 e CAP99, é custo eficaz a produção de querosene e outros combustíveis fósseis tais como, o gásóleo e a gasolina, para os anos seguintes a 2030. As opções de utilização de CO<sub>2</sub>, desta análise, não estão em linha com a EN-H<sub>2</sub>, visto que não é gerado metano sintético.

#### **5.4.2.2 Impacto da DAC no consumo de Energia Primária**

A presente secção pretende entender de que forma as DAC podem alterar o consumo de energia primária em Portugal. Neste sentido, não serão analisados os cenários CAP95 e CAP99, pois não é certo que as diferenças nos consumos de energia primária estejam relacionadas com a tecnologia DAC. A obrigatoriedade de captura de 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub>, 5 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> e 9,2 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> (cenário Cap90\_DAC2) pela tecnologia DAC HT, em 2030, 2040 e

2050, respetivamente mantendo a meta de 90%, permite o abrandamento dos esforços para a transição energética com base em energia renováveis, uma vez que, a tecnologia permite a redução das emissões até se atingir os objetivos de mitigação nacionais. No cenário CAP90 o consumo de energias renováveis aumenta, com a redução do consumo de petróleo, com o apoio do gás natural, que se revela menos emissor. Na Tabela 29 verifica-se que o CAP90\_DAC2, revela a diminuição do consumo de petróleo, assentando no aumento do consumo de gás natural em vez de energias renováveis.

Na captura de CO<sub>2</sub> em linha com as necessidades para a geração de metano sintético<sup>1</sup>, como definido na EN-H<sub>2</sub> irá contribuir para um aumento do consumo de energia primária total de 5% (40,07 PJ), 2% (13,2 PJ), em 2030, 2040 e em 2050, onde se verifica um aumento de 21% (236,08 PJ) do consumo, no cenário CAP90\_DAC2, relativamente ao cenário de referência (CAP90). Este aumento, como se verifica na Tabela 29, é sobretudo indexado ao gás natural o que contribui para um aumento da dependência energética quando comparativamente ao cenário em que a tecnologia não é forçada a funcionar. O consumo de gás natural da DAC representa 0,64% e a eletricidade 0,03% do consumo total de energia primária, em 2030, em Portugal, como mostra a Tabela 30.

Tabela 29- Cap90 e Cap90\_DAC2: Consumos de Energia Primária (PJ) por fonte de energia por cenário- Resultados TIMES por setores.

	2030		2040		2050	
	Cap90	Cap90_DAC2	Cap90	Cap90_DAC2	Cap90	Cap90_DAC2
<b>Carvão (PJ)</b>	0,30	0,37	1,08	0,40	1,08	0,44
<b>Petróleo (PJ)</b>	204,35	217,46	84,33	145,31	46,29	61,68
<b>Gás Natural (PJ)</b>	137,54	174,86	160,86	176,68	38,34	304,93
<b>Energias Renováveis (PJ)</b>	393,94	383,51	536,08	473,16	829,67	784,41
<b>Total (PJ)</b>	<b>736,13</b>	<b>776,2</b>	<b>782,35</b>	<b>795,55</b>	<b>915,38</b>	<b>1151,46</b>

Tabela 30- Consumos da DAC face ao consumo total de energia primária, no sistema energético português.

	2030	2040	2050
<b>Gás Natural (%)</b>	0,64	2,98	1,95
<b>Eletricidade (%)</b>	0,03	0,16	0,10

### 5.4.2.3 Impacte da DAC no consumo de Energia Final

No RNC2050 é definido como principal vetor de energia final a eletrificação das atividades económicas para atingir a neutralidade em 2050. O setor dos transportes mostra maior potencial de redução de emissões, no período de 2020 a 2030, através da substituição dos combustíveis fósseis por eletricidade, considerando também opções como o hidrogénio e os biocombustíveis (RNC 2050, 2019).

No setor industrial, as reduções são possíveis nas emissões de queima de combustíveis por via da eletrificação, uso de biomassa e aumentos de eficiência dos equipamentos. Os edifícios residenciais e de serviços terão também um forte contributo na descarbonização, devido a uma eletrificação quase

<sup>1</sup>No cenário CAP90\_DAC, apesar de se forçar a captura de CO<sub>2</sub> não se obriga à produção de metano sintético.

total dos consumos de energia, apoiados ainda em grandes ganhos de eficiência energética por via do reforço do isolamento dos edifícios, do recurso a solar térmico e de bombas de calor (RNC 2050, 2019).

As medidas definidas no RNC para redução de emissões do setor da agricultura não afetam os consumos de energia final de biomassa, eletricidade, gás natural, energia geotérmica, GPL, energia sobre a forma de calor, produtos petrolíferos e energia solar. Deste modo, este setor não sofre qualquer alteração com a instalação da DAC, independentemente do cenário definido.

Na análise dos cenários CAP90 e CAP90\_DAC2, sem e com introdução da DAC no sistema energético, é visível, na Tabela 31, que com a introdução da DAC no sistema o aumento do consumo de energia final de 4% (15,50 PJ), 11% (36,16 PJ) e 13% (40, 89 PJ), nos anos 2030, 2040 e 2050, comparativamente com o cenário sem DAC. Isto deve-se ao aumento de consumo de combustíveis fósseis e à redução da eletrificação aquando da integração da DAC no sistema.

No setor dos transportes é visível o aumento do consumo de energia final em 2040 cerca de 4,52 PJ, em 2040, e 3,47 PJ, em 2050. Ambos os cenários, o aumento da eletrificação do setor dos transportes. Contudo no cenário CAP90\_DAC2 verifica-se a eletrificação do setor mais lenta, verificando-se que a introdução da DAC implica um aumento do consumo de combustíveis fósseis em cerca de 6 PJ e a diminuição da utilização dos veículos elétricos em cerca de 2 PJ, comparativamente ao cenário de referência, como se observa na Tabela 31 .

Na indústria, o cenário CAP90\_DAC2 assume consumos mais altos cerca de 13,58 PJ, 24,26 PJ e 16,06 PJ, nos anos 2030, 2040 e 2050, que no cenário CAP 90. Pois implementação da DAC, em 2030, tem efeito no aumento do consumo de combustíveis fósseis nomeadamente o gás natural que em 2050, é cerca 98% superior ao consumo de gás natural do cenário em que a DAC não é forçada a capturar CO<sub>2</sub>. Quanto ao consumo de eletricidade a captura de CO<sub>2</sub> permite a eletrificação mais lenta do setor, revelando consumos inferiores ao cenário CAP90, como observado na Tabela 31, em que em 2050 é cerca de 18% (15,95 PJ) inferior.

Quanto aos edifícios, onde os vetores de redução de emissões são a eletrificação e o aumento da eficiência de edifícios, o consumo de energia final no cenário onde a DAC é integrada é superior cerca de 2,55 PJ, 7,39 PJ e 21,36 PJ, ao consumo no cenário de referência CAP90. À semelhança dos restantes setores, quando existe captura de CO<sub>2</sub> verifica-se a redução da eletrificação dos setores dos serviços e residencial, associados aos edifícios, nomeadamente no ano 2050, onde o consumo de eletricidade é cerca de 26,27 PJ inferior e o consumo de gás natural se revela 47,63 PJ, 98% superior, comparativamente com o cenário de referência.

No cenário de referência, sem implementação da DAC, a redução de emissões é alcançada pelo aumento da eficiência energética dos edifícios e a conseqüente diminuição da quantidade de energia elétrica consumida, assim como a redução do consumo de gás natural e produtos petrolíferos. No entanto com a captura direta de CO<sub>2</sub>, em CAP90\_DAC2, a DAC permite estender o período de utilização de combustíveis fósseis, nomeadamente, de gasolina e gasóleo, nos transportes, e do consumo de gás natural na indústria e nos setores associados à utilização de edifícios. Assim, a captura de CO<sub>2</sub> através da tecnologia DAC, com início em 2030, contribui para uma transição do sistema energético mais lento para uma meta de redução de 90% das emissões nacionais, até ao ano de 2050.

Tabela 31- Cap90 e Cap90\_DAC2: Consumos de energia final (PJ) por forma de energia e por cenário

	2030		2040		2050	
	Cap90	Cap90_DAC2	Cap90	Cap90_DAC2	Cap90	Cap90_DAC2
<b>Transportes</b>						
<b>Eletricidade (PJ)</b>	21,33	21,42	36,01	34,13	40,92	38,27
<b>Gás Natural (PJ)</b>	1,42	1,41	2,19	2,92	3,21	3,65
<b>Gasolina (PJ)</b>	36,88	37,18	10,53	12,67	0,00	2,83
<b>Gasóleo (PJ)</b>	86,08	85,07	18,18	21,71	1,41	4,26
<b>H<sub>2</sub> (PJ)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Industrial</b>						
<b>Eletricidade (PJ)</b>	64,10	57,96	73,66	71,87	88,39	72,44
<b>Gás Natural (PJ)</b>	74,89	95,93	2,30	63,02	1,43	83,86
<b>Gasóleo/ Gasolina (PJ)</b>	0,16	0,16	0,08	0,08	0,05	0,09
<b>H<sub>2</sub> (PJ)</b>	1,52	0,20	44,09	9,42	50,69	0,23
<b>Edifícios</b>						
<b>Eletricidade (PJ)</b>	117,67	118,58	121,6	114,69	136,75	110,48
<b>Gás Natural (PJ)</b>	27,2	27,69	22,50	36,80	1,12	48,75
<b>Produtos petrolíferos (PJ)</b>	1,36	2,51	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>H<sub>2</sub> (PJ)</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

## 6 Conclusões

A presente dissertação tem como objetivo conhecer e compreender o papel da tecnologia DAC, enquanto opção de mitigação climática, perceber o potencial de utilização do CO<sub>2</sub> capturado e avaliar a sua oportunidade em Portugal. Neste sentido, a tecnologia de captura direta foi estudada com base na literatura existente e analisada em cadeias que integram tecnologias desde a captura (como as DAC e captura por pós-combustão) ao destino final do CO<sub>2</sub> (armazenamento ou utilização na produção de metano). Por fim, é avaliado o potencial da tecnologia integrada no sistema energético nacional.

Foi possível atingir todos os objetivos desta dissertação inicialmente explicitados. A DAC é uma tecnologia de captura direta, que permite a entrada e o contacto do ar atmosférico com o absorvente com capacidade seletiva de capturar CO<sub>2</sub> e de libertar o ar, já livre de CO<sub>2</sub>, de volta para atmosfera. Na fase de regeneração deste processo, atingem-se temperaturas de 85°C a 100°C e 850°C a 900°C, dependendo da opção e do absorvente utilizado, sólido ou líquido.

Como alternativa às tecnologias DAC, analisou-se como tecnologia de comparação, as tecnologias de captura por pós-combustão, que são consideradas uma necessidade no setor do cimento. De acordo com a análise de custos das tecnologias de captura, verifica-se que as tecnologias DAC assumem custos totais mais altos, com valores cerca de 50% superiores às tecnologias de captura por pós-combustão. Os custos avultados das tecnologias DAC estão fortemente relacionados com os elevados custos de investimento, com custos de 238 €/tCO<sub>2</sub>, 182 €/tCO<sub>2</sub> e 174 €/tCO<sub>2</sub> mais caros, nos anos de 2030, 2040 e 2050 respetivamente, quando comparados com as tecnologias de captura por pós-combustão.

O CO<sub>2</sub> capturado tem como destinos finais o armazenamento geológico, *offshore* ou *onshore*, e a sua utilização. A DAC, para além da remoção de carbono, pode funcionar como fonte de CO<sub>2</sub> para a produção de combustíveis como o metano. Os custos de captura, quando utilizadas as tecnologias DAC, assumem mais de 65% dos custos totais da cadeia de captura e armazenamento e cerca de 45% para a de captura e produção de metano, no ano de 2030.

O CO<sub>2</sub> é capturado e armazenado geologicamente de forma permanente, podendo permanecer no subsolo por milhões de anos, independentemente de *offshore* ou *onshore*, o balanço de CO<sub>2</sub> é negativo, onde são capturadas pela DAC de 1 milhão toneladas de CO<sub>2</sub> anuais, representando o papel de sumidouro eficaz a curto prazo. Quanto aos custos desta cadeia, o armazenamento *offshore* é em média 22% a 29% mais caro que o *onshore*, devido às características do território que atravessa, pois, o armazenamento *offshore* integra custos de perfuração e transporte em área imersa. Já a cadeia referente à captura de CO<sub>2</sub> e produção de metano assume valores mais caros que o simples armazenamento, de 306 milhões € a 316 milhões €, mais caro face ao armazenamento em reservatório *offshore*, 381 milhões € a 391 milhões € se CO<sub>2</sub> mais caro face ao armazenado em reservatório *onshore*.

A utilização de 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> capturado pela DAC produz 18,19 PJ de metano, no sistema de produção deste combustível sintético é utilizado hidrogénio verde, não gerando emissões associadas à fase de produção do metano. Neste sentido, são geradas emissões apenas na fase de utilização do metano. Assim, assumindo a captura de 1 milhão de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano pela DAC, o balanço de CO<sub>2</sub> da produção é positivo com a emissão de 0,03 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> por ano.

A substituição de combustíveis, como o gás natural, por metano produzido através da metanização de hidrogénio e CO<sub>2</sub> resultará na menor emissão de GEE. De facto, a mesma quantidade de gás natural (18,19 PJ) assumiria emissões superiores às do metano, pois o gás natural além do metano tem na sua composição outros hidrocarbonetos como o etano e o propano que apresentam fatores de emissão de superiores. Contudo, a venda deste metano não é apelativa, como opção para combustível sintético, pois o seu custo seria de pelo menos 16,81 €/GJ, enquanto, por exemplo, o preço do gás natural em Portugal, atualmente exhibe valores de 6,35 €/GJ.

No sistema energético português, e no contexto da neutralidade carbónica, a DAC é uma opção custo eficaz para atingir metas mais ambiciosas. Nos cenários onde as emissões são reduzidas a 95% e 99%, a DAC mostra-se custo eficaz, a partir de 2045 e 2040, respetivamente. Deste modo, a DAC revela ser uma tecnologia complementar a outras tecnologias de baixo carbono, como as associadas a fontes de energia renovável, estando alinhada com as políticas e estratégias para a redução de emissões.

O armazenamento de CO<sub>2</sub> é a opção mais viável em 2030, contudo, no ano de 2040, a utilização de CO<sub>2</sub> na produção de querosene, gasóleo e gasolina demonstra-se mais custo-eficaz. Deste modo, a utilização do CO<sub>2</sub> não está em linha com a EN-H<sub>2</sub>, uma vez que, não é viável a geração de metano de acordo com estes cenários.

Quando a DAC é forçada a capturar CO<sub>2</sub> para atingir a redução de 90% das emissões, face a 2005, em 2050, verifica-se o aumento do consumo de energia primária, assente sobretudo em gás natural, ao invés de fontes de energia renovável, como acontece no cenário onde a DAC não é integrada. Quanto à energia final, existe o aumento do consumo total, destacando o gás natural nos setores da indústria e dos edifícios, com um aumento de cerca de 98% em 2050, comparativamente ao cenário sem a implementação da tecnologia de captura direta. Assim, verifica-se que a tecnologia DAC, para atingir a meta de 90% das reduções, permite a transição do sistema energético baseado em gás natural e um progresso mais suave na eletrificação dos setores e no aumento da eficiência energética.

Durante a elaboração desta dissertação sentiram-se algumas limitações associadas à falta de literatura abrangente disponível, no que se refere à tecnologia DAC, e à falta de exemplos práticos da tecnologia projetadas para o nível comercial, visto que as NET são tecnologias ainda pouco estudadas. A primeira DAC a nível comercial está em funcionamento desde setembro de 2021, pelo que todos os estudos são baseados em projetos piloto. Neste sentido, salienta-se a importância da continuação do estudo destas tecnologias, no sentido de perceber de que forma a implementação da tecnologia DAC afeta o sistema energético com base nos novos dados que serão produzidos a partir dos próximos desenvolvimentos.

Recomenda-se, uma análise mais aprofundada dos impactes ambientais durante todo o ciclo de vida da tecnologia, no sentido de reforçar a informação teórica disponível, nomeadamente, em relação aos novos dados que serão produzidos relativamente a consumos de energia e aos recursos utilizados nos materiais da estrutura dos equipamentos desenhados para a DAC, na captura de CO<sub>2</sub> e no desmantelamento no fim de vida da tecnologia. Por fim sugere-se o estudo do potencial de utilização de CO<sub>2</sub> noutras aplicações, com uma análise de balanço de CO<sub>2</sub> mais aprofundada de comparação com outros combustíveis e os efeitos que terão por exemplo nos custos de energia.

## BIBLIOGRAFIA

Allen, M. R., Pauline Dube, O., Solecki, W., Aragón-Durand, F., Cramer France, W., Humphreys, S., Kainuma, M., Kala, J., Mahowald, N., Mulugetta, Y., Perez, R., Wairiu, M., & Zickfeld, K. (2018). *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change.*

Amirante, R., Distaso, E., Di Iorio, S., Sementa, P., Tamburrano, P., Vaglieco, B. M., & Reitz, R. D. (2017). Effects of natural gas composition on performance and regulated, greenhouse gas and particulate emissions in spark-ignition engines. *Energy Conversion and Management*, 143, 338–347. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2017.04.016>

Anderson, C. (2020). *Carbon Capture: Part 4. Technologies for point-source carbon capture. Carbon Capture: Part 4. Consultado em 2020, novembro 25.* <https://medium.com/prime-movers-lab/carbon-capture-part-4-59f57f73f51b>

Anwar, M. N., Fayyaz, A., Sohail, N. F., Khokhar, M. F., Baqar, M., Yasar, A., Rasool, K., Nazir, A., Raja, M. U. F., Rehan, M., Aghbashlo, M., Tabatabaei, M., & Nizami, A. S. (2020). CO<sub>2</sub> utilization: Turning greenhouse gas into fuels and valuable products. *Journal of Environmental Management*, 260(December 2019), 110059. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.110059>

APA. (2021a). *Clima | Agência Portuguesa do Ambiente. Consultado em 2021, janeiro 5.* <https://www.apambiente.pt/clima>

APA. (2021b). *Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) | Agência Portuguesa do Ambiente. Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE).* <https://apambiente.pt/clima/comercio-europeu-de-licencas-de-emissao-cele>

APA. (2021c). *Inventário Nacional de Emissões 2021. Agência Portuguesa do Ambiente.*

ATIC. (2021). *Cimentar o Futuro-Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. Estratégia de longo prazo para a neutralidade carbónica da economia portuguesa em 2050. Associação Técnica da Indústria de Cimento.*

BBCNEWS. (2021, November 2). *COP26: India PM Narendra Modi pledges net zero by 2070*. BBCNEWS. Consultado em 2021, dezembro 10. <https://www.bbc.com/news/world-asia-india-59125143>

Beumelburg, C. (n.d.). *HeidelbergCement to build the world's first carbon-neutral cement plant*. Consultado em 2021, novembro 23. <https://www.heidelbergcement.com/en/pr-02-06-2021>

Beuttler, C., Wurzbacher, J., & Charles, L. (2019). The role of Direct Air Capture in mitigation of anthropogenic greenhouse gas emissions. *Frontiers in Climate, Negative E.* <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00010>

Breyer, C., Fasihi, M., & Aghahosseini, A. (2019). Carbon dioxide direct air capture for effective climate change mitigation based on renewable electricity: a new type of energy system sector coupling. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 25(1), 43–65. <https://doi.org/10.1007/s11027-019-9847-y>

Breyer, C., Fasihi, M., Bajamundi, C., & Creutzig, F. (2019). Direct Air Capture of CO<sub>2</sub>: A Key Technology for Ambitious Climate Change Mitigation. *Joule*, 3(9), 2053–2057. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.08.010>

Carbon Engineering. (2021a). *Direct Air Capture Technology*. Consultado em 2021, janeiro 8. <https://carbonengineering.com/our-technology/>

Carbon Engineering. (2021b). *The Story Behind Carbon Engineering*. Consultado em 2021, janeiro 8. <https://carbonengineering.com/our-story/>

Carbon Engineering. (2021c, November 23). *New partnership working to deploy large-scale Direct Air Capture in Norway*. Consultado em 2021, janeiro 8. <https://carbonengineering.com/news-updates/partnership-dac-norway/>

Carbon Removed. (2020). *Direct air capture and storage in Iceland | Carbon Removed*. <https://carbonremoved.com/carbon-removal-projects/direct-air-capture-and-storage-iceland/>

Carneiro, J., Marques, F., P, Mesquita, P., V, Fernandes, V., & J, Toscano, J. (2014). *CCS ROADMAP FOR PORTUGAL PHASE I* (Issue September).

Carpine, R., Olivieri, G., Hellingwerf, K. J., Pollio, A., & Marzocchella, A. (2020). Industrial production of poly- $\beta$ -hydroxybutyrate from CO<sub>2</sub>: Can cyanobacteria meet this challenge? *Processes*, 8(3), 1–23. <https://doi.org/10.3390/pr8030323>

ClimeWorks. (2021, November 28). *The next step towards a climate-positive world: Orca!*. Consultado em 2021, novembro 21. <https://climeworks.com/roadmap/orca>

Comissão Europeia. (2020). *Regulamento do parlamento europeu e do conselho que estabelece o quadro para alcançar a neutralidade climática e que altera o Regulamento (UE) 2018/1999 (Lei Europeia do Clima) PT* (Vol. 0036).

Conselho da UE e do Conselho Europeu. (2021). *Recentes ações estratégicas da UE em matéria de alterações climáticas - Consilium*. Consultado em 2021, dezembro 11. <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/eu-climate-action/>

CSS. (2020). *Climate Change : Science and Impacts*. Center for Sustainable Systems, University of Michigan.

Easac. (2018). *Negative emission technologies : What role in meeting Paris Agreement targets ?*. European Academies Science Advisory Council.

European Commission. (2020). *European Green Deal*. [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal_en)

European Union. (2019). *Facts Behind the Debate - Direct Air Capture (DAC)*. European Commission Joint Research Centre, 1–4. [https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/factsheet\\_direct\\_air\\_capture\\_04.pdf](https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/factsheet_direct_air_capture_04.pdf)

Eurostat, S. (2020). *Statistics | Eurostat*. Consultado em 2021, dezembro 06. [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_pc\\_203\\_c/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203_c/default/table?lang=en)

Exchange Rates UK, P. (n.d.). *Dólar Americano (USD) para Euro (EUR) História da taxa de câmbio*. Consultado em 2021, novembro 20. Retrieved August 12, 2021, from <https://pt.exchangerates.org.uk/historico/USD-EUR.html>

Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019). *Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> direct air capture plants*. *Journal of Cleaner Production*, 224, 957–980. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>

Galp. (2021). *Fundamentos do gás natural e da eletricidade*. Consultado em 2021, janeiro 15. <https://www.galp.com/corp/pt/sobre-nos/o-que-fazemos/industrial-energy-management/fundamentos-do-gas-natural-e-da-eletricidade>

Global Thermostat. (2021). *A Unique Capture Process*. Consultado em 2021, janeiro 11. <https://globalthermostat.com/a-unique-capture-process/>

Governo da República Portuguesa. (2021, June 30). *União Europeia oficializa Lei Europeia do Clima - XXII Governo - República Portuguesa*. <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc22/comunicacao/noticia?i=uniao-europeia-oficializa-lei-europeia-do>

clima

Guerra, M. D., Ribeiro, R., & Rodrigues, S. (2019). *Relatório do Estado do Ambiente Portugal. Agência Portuguesa do Ambiente (APA)*. <https://sniambgeoviewer.apambiente.pt/GeoDocs/geoportaldocs/rea/REA2019/REA2019.pdf>

Hanna, R., Abdulla, A., Xu, Y., & Victor, D. G. (2021). Emergency deployment of direct air capture as a response to the climate crisis. *Nature Communications*, 2021, 1–13. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-20437-0>

Hausfather, Z., & Foster, P. (n.d.). *Analysis: Do COP26 promises keep global warming below 2C?. Carbon Brief. Consultado em 2021, novembro 20*. <https://www.carbonbrief.org/analysis-do-cop26-promises-keep-global-warming-below-2c>

Herron, S. E., Zoelle, A., & Summers, W. M. (2014). Cost of Capturing CO<sub>2</sub> from Industrial Sources. Consultado em 2021, fevereiro 11. In *U.S Department of Energy- National Energy Technology Laboratory*. [https://sequestration.mit.edu/pdf/2013\\_Summers\\_Capture\\_Costs\\_Industrial\\_Sources.pdf](https://sequestration.mit.edu/pdf/2013_Summers_Capture_Costs_Industrial_Sources.pdf)

Hoegh-Guldberg, O., D. Jacob, M. Taylor, M. Bindi, S. Brown, I. Camilloni, A. Diedhiou, R. Djalante, K.L. Ebi, F. Engelbrecht, J. Guiot, Y. Hijjoka, S. Mehrotra, A. Payne, S.I. Seneviratne, A. Thomas, R. Warren, and G. Z. (2018). Impacts of 1.5°C of Global Warming on Natural and Human Systems. *IPCC Special Report on the Impacts of Global Warming of 1.5°C above Pre-Industrial Levels and Related Global Greenhouse Gas Emission Pathways, in the Context of Strengthening the Global Response to the Threat of Climate Change, Sustainable Development*.

Huang, J., Worch, J. C., Dove, A. P., & Coulembier, O. (2020). Update and Challenges in Carbon Dioxide-Based Polycarbonate Synthesis. *ChemSusChem*, 13(3), 469–487. <https://doi.org/10.1002/cssc.201902719>

IPCC. (2021). Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. In Press.*, 42. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

IPPC. (2018). Global Warming of 1.5 °C. Consultado 2021, fevereiro 5. In *IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change* (Issue October). <https://www.ipcc.ch/sr15/>

Keith, D. W., Holmes, G., St. Angelo, D., & Heidel, K. (2018). A Process for Capturing CO<sub>2</sub> from the Atmosphere. *Joule*, 2(8), 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2018.05.006>

Kiani, A., Lejeune, M., Li, C., Patel, J., & Feron, P. (2021). Liquefied synthetic methane from

ambient CO<sub>2</sub> and renewable H<sub>2</sub> - A technoeconomic study. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104079>

Kiefer, F., Schröter, K., Dimopoulos Eggenschwiler, P., & Bach, C. (2021). *Significance of Synthetic Methane for Energy Storage and CO<sub>2</sub> Reduction in the Mobility Sector*. 77–92. [https://doi.org/10.1007/978-3-658-33521-2\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-658-33521-2_6)

Kramer, D. (2020). Negative carbon dioxide emissions. *American Institute of Physics*, 44. <https://doi.org/10.1063/PT.3.4389>

Lindsey, R., & Dlugokencky, E. (2021). *Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide. Consultado em 2021, janeiro 12*. Climate.Gov. <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>

Marchese, M., Buffo, G., Santarelli, M., & Lanzini, A. (2021). CO<sub>2</sub> from direct air capture as carbon feedstock for Fischer-Tropsch chemicals and fuels: Energy and economic analysis. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, 46, 101487. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101487>

Markewitz, P., Zhao, L., Ryssel, M., Moumin, G., Wang, Y., Sattler, C., Robinius, M., & Stolten, D. (2019). Carbon capture for CO<sub>2</sub> emission reduction in the cement industry in Germany. *Energies*, 12(12), 1–25. <https://doi.org/10.3390/en12122432>

Mikul, H., Ridjan, I., Franjo, D., Ra, S., Alwi, W., Abdul, Z., Tan, R., Dui, N., Nur, S., Mohamad, H., & Wang, X. (2019). *Flexible Carbon Capture and Utilization technologies in future energy systems and the utilization pathways of captured CO<sub>2</sub> United States of America*. 114. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109338>

NASA. (2021). *NASA: Climate Change and Global Warming. Consultado 2021, fevereiro 28*. <https://climate.nasa.gov/>

ONU. (2021). *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). BCSD Portugal. Consultado 2021, fevereiro 13*. <https://www.ods.pt/>

Ostovari, H., Müller, L., Skocek, J., & Bardow, A. (2021). From Unavoidable CO<sub>2</sub>Source to CO<sub>2</sub>Sink? A Cement Industry Based on CO<sub>2</sub>Mineralization. *Environmental Science and Technology*. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c07599>

PE-CONS 27/21. (2021). *REGULAMENTO DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO que cria o regime para alcançar a neutralidade climática e que altera os Regulamentos (CE) n.º 401/2009 e (UE) 2018/1999 («Lei Europeia em matéria de Clima») PE-CONS. 2021*.

Pina, A., Pereira, C. T., Amaro, A., Borges, M., Silva, R., & Canaveira, P. (2021). *National*

*Inventory Report-Portugal-Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases. United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol.* <http://www.apambiente.pt>

PNEC. (2019). *Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030. Agência Portuguesa do Ambiente.*

Probep. (2021). *Probep - Associação Portuguesa das Bebidas Refrescantes Não Alcoólicas. Consultado 2021, janeiro 28.* <https://www.probeb.pt/conteudo/Gás/-/10>

RCM107/2019. (2019). Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) - Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019. *Diario Da Republica*, 2, 5704–5741. <https://dre.pt/home/-/dre/122777644/details/maximized>

REA. (2021). *Energia e Clima. Emissões de gases com efeito de estufa pela agricultura. Agência Portuguesa do Ambiente. Consultado 2021, março 1.* <https://rea.apambiente.pt/content/emissões-de-gases-com-efeito-de-estufa>

Realmonte, G. (2018). *Direct Air Capture and Negative Emission Technologies in Deep Mitigation Pathways.* Politecnico di Milano. Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione.

Realmonte, G., Drouet, L., Gambhir, A., Glynn, J., Köberle, A. C., Tavoni, M., & Hawkes, A. (2019). An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. *Nature Communications*, 2019, 1–12. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-10842-5>

RNC 2050. (2019). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica. Estratégia de Longo Prazo para a Neutralidade Carbónica em 2050. Agência Portuguesa do Ambiente. 2050.*

Seixas, J., Fortes, P., Dias, L., Carneiro, J., Mesquita, P., Boavida, D., Aguiar, R., Marques, F., Fernandes, V., Helseth, J., Ciesielska, J., & Whiriskey, K. (2015). *Captura e Armazenamento de CO2 em Portugal. Uma ponte para uma Economia de Baixo Carbono.*

Shayegh, S., Bosetti, V., & Tavoni, M. (2021). Future Prospects of Direct Air Capture Technologies: Insights From an Expert Elicitation Survey. *Frontiers in Climate*, 3(May), 1–14. <https://doi.org/10.3389/fclim.2021.630893>

SHELL. (2020). *Carbon Capture and Storage Projects.* <https://www.shell.com/energy-and-innovation/carbon-capture-and-storage-projects.html#vanity-aHR0cHM6Ly93d3cuc2hlcGwuY29tL3N1c3RhaW5hYmlsaXR5L2Vudmlyb25tZW50L2NsaW1hdGUtY2hhbmdlL2NhcmJvbi1jYXB0dXJILWFuZC1zdG9yYWdlLXByb2p1Y3RzLmh0bWw>

UNEP. (2021). *Emissions Gap Report 2018 Key Messages. United Nations Environment Programme.* 1–20. <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2018>

UNFCCC. (1992). *United Nations Framework Convention on Climate Change United Nations*. 1–33.

United Nations. (2015). *Paris agreement. Conference of Parties to Convention at its seventeenth session 2015. United Nations*.

United Nations. (2020). *United Nations. Consultado 2021, fevereiro 23*. <https://www.un.org/en/sections/issues-depth/climate-change/>

Us Epa. (2014). Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories. *United States Environmental Protection Agency*. <http://www.epa.gov/ghgreporting/reporters/subpart/c.html>

WNA. (2021). *Heat values of various fuels. World Nuclear Association. Consultado 2021, dezembro 21*. <https://world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures/heat-values-of-various-fuels.aspx>







2021

INÊS FILIPA LOPES FIGUEIREDO

AVALIAÇÃO DA TECNOLOGIA DE CAPTURA DIRETA DA CO<sub>2</sub> COMO  
OPÇÃO DE MITIGAÇÃO CLIMÁTICA – O CASO PORTUGUÊS