

A Geo-Energia em Portugal – O Contributo do Conhecimento Geológico para a Transição Energética

J. Carneiro^{1,2}, P. Pereira¹, C. Ribeiro^{1,2,3}, J. M. Martins⁴, A. Araújo^{1,2}, P. Moita^{1,5}, J. Pedro^{1,2}, F. Marques⁶, C. Pinho^{1,2,7}

¹ Instituto de Ciências da Terra, IIFA, Universidade de Évora, Rua Romão Ramalho 59, 7000-671 Évora, Portugal

Email: pmpereirauevora.pt

² Departamento de Geociências, Escola de Ciências e Tecnologia, Universidade de Évora

³ MARE – Centro de Ciências do Mar e do Ambiente, Universidade de Lisboa, Campo Grande 016, 1600-548 Lisboa, Portugal

⁴ Direção-Geral de Energia e Geologia, Avenida 5 de Outubro 208, 1069-203 Lisboa, Portugal

⁵ Laboratório HERCULES, IIFA, Universidade de Évora, Palácio do Vimioso, Largo Marquês de Marialva, 8, 7000-809 Évora

⁶ Laboratório Nacional de Energia e Geologia, Estrada da Portela, Bairro do Zambujal, Apartado 7586, Alfragide 2610-999, Amadora, Portugal

⁷ Laboratório AmbiTerra, Rua da Barba Rala, No 1, Parque Industrial e Tecnológico, 7005-345 Évora, Portugal

Palavras-Chave: Geo-energia, Acervo do petróleo, Armazenamento geológico de CO₂, Armazenamento geológico de energia.

RESUMO

A implementação das tecnologias de armazenamento geológico de dióxido de carbono (CO₂) e de energia requer um conhecimento detalhado da geologia profunda das bacias sedimentares. As atividades resultantes da prospeção e pesquisa de petróleo conduzidas em Portugal permitiram o consolidar de um legado inestimável em termos de dados, informação e metodologias que constituem a principal fonte de conhecimento sobre formações geológicas da subsuperfície, tanto em áreas do *onshore* como do *offshore*. Com base neste Acervo do Petróleo, diversos projetos de investigação têm sido desenvolvidos em vários ramos das geociências. Este artigo sintetiza alguns dos resultados obtidos em projetos realizados ou em curso no âmbito da geo-energia, como o armazenamento de CO₂ em diferentes ambientes geológicos, e a utilização da subsuperfície para armazenar energia nas formas química, mecânica ou térmica. Em todos esses estudos o Acervo do Petróleo foi e é ainda essencial. Acresce, porém, a necessidade de promover programas de prospeção e pesquisa em território nacional e em tempo útil, suportados na geo-energia, que contribuam para a diminuição das emissões de gases de efeito de estufa e consequente mitigação dos problemas decorrentes das alterações climáticas.

INTRODUÇÃO

A transição energética e as metas de descarbonização impostas pelo Acordo de Paris dificilmente poderão ser atingidas sem o contributo da Geo-energia, entendida como o conjunto de tecnologias que recorre a formações geológicas como fonte de energia ou para armazenamento de fluidos relacionados com a produção de energia (Scheck-Wenderoth *et al.* 2013). Incluem-se neste conceito a energia geotérmica, o armazenamento geológico de CO₂ (temporário ou permanente), o armazenamento de energia sob diversas formas (armazenamento químico – hidrogénio ou gás natural; mecânico - ar comprimido; ou térmico – água), e a produção de hidrocarbonetos não convencionais.

A Universidade de Évora, através do Instituto de Ciências da Terra (ICT) e do seu antecessor o Centro Geofísico de Évora (CGE), em cooperação com diversas instituições e empresas, tem vindo a desenvolver projetos de I&D nas áreas da geo-energia, nomeadamente sobre armazenamento de CO₂ e de energia em formações geológicas. Invariavelmente aqueles projetos têm recorrido ao Acervo do Petróleo da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) como fonte principal de informação sobre a geologia profunda das bacias sedimentares nacionais.

Os dados resultantes das atividades de prospecção e pesquisa de petróleo em Portugal, de campanhas geofísicas multicliente, de projetos nacionais, comunitários e internacionais e de parcerias entre entidades, constituem atualmente um acervo técnico-científico documental e material – o Acervo do Petróleo, que é único no país e constituído ao longo de mais de oito décadas. Este Acervo nacional, preservado, organizado e gerido ao longo dos anos, encontra-se atualmente à guarda da DGEG e tem-se revelado de extrema importância para o conhecimento e valorização das formações geológicas da subsuperfície no território nacional e para o incentivo ao desenvolvimento de programas de investigação no âmbito das geociências. Parte destes dados e informação técnico-científica resultaram de atividades de aquisição de sísmica de reflexão 2D (5.865 Km *onshore* e 67.009 Km

offshore), sísmica de reflexão 3D (580 Km² *onshore* e 9.752 Km² *offshore*), sondagens de pesquisa (175 sondagens, das quais 27 no *offshore*), campanhas de amostragem de sedimentos marinhos e levantamentos de gravimetria e magnetometria.

Pela sua especificidade, o Acervo do Petróleo permite um melhor conhecimento, quer indireto quer direto da geologia de subsuperfície do país, especialmente das bacias Meso-Cenozóicas, não só no *onshore*, mas particularmente no *offshore*, onde dados de outra natureza são muito escassos.

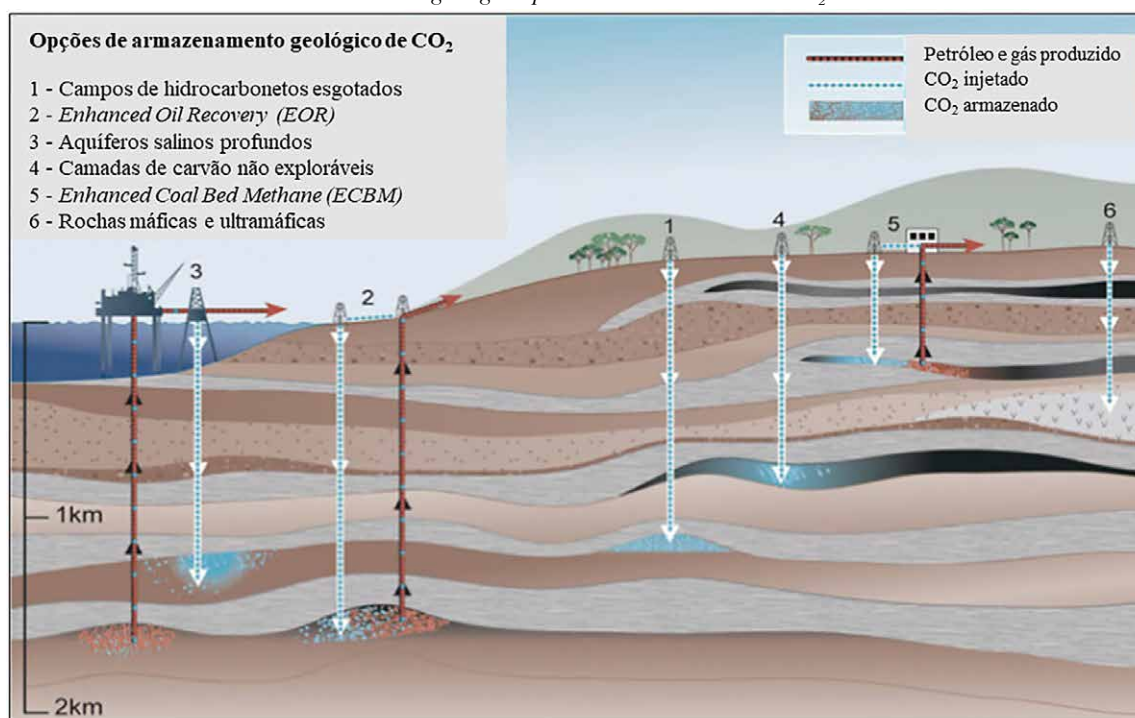
Ainda que coligido com o fim específico de pesquisa de combustíveis fósseis, o conjunto de dados e informação que dele constam revelou-se peça essencial nos estudos e projetos que se descrevem neste artigo sobre a viabilidade em território nacional das tecnologias de armazenamento geológico de CO₂ e de energia.

Armazenamento geológico de CO₂

Uma das tecnologias na qual a Universidade de Évora tem desenvolvido investigação consistentemente ao longo da última década consiste na captura e armazenamento de CO₂ (CCS – *Carbon Capture and Storage*) como tecnologia de redução de emissões de dióxido de carbono. O armazenamento de CO₂ faz-se, convencionalmente em aquíferos salinos profundos¹ (a mais de 800 m de profundidade para assegurar que o CO₂ se encontra em fase densa e não em fase gasosa) ou em reservatórios de hidrocarbonetos esgotados. Opções de sequestro geológico menos convencionais, como a carbonatação mineral em rochas máficas e ultramáficas (por exemplo, em basaltos), em camadas de carvão não-exploráveis ou o armazenamento sob a forma de hidratos de CO₂ em sedimentos do fundo oceânico, encontram-se em fases de implementação menos avançadas ou revestem-se de interesse mais localizado (Figura 1). A Universidade de Évora, em cooperação com outras instituições de investigação ou empresas nacionais, tem procurado identificar e quantificar a capacidade de armazenamento geológico de CO₂ em aquíferos salinos profundos, em rochas máficas e ultramáficas e em hidratos de CO₂.

¹ O termo “aquífero” é aqui utilizado apenas por afinidade com a bibliografia internacional (*deep saline aquifer*), pois não se procura armazenar CO₂ em aquíferos como estes são entendidos na legislação nacional, ou seja, formações geológicas que permitem a exploração de água subterrânea para determinado fim socioeconómico. Ao invés, os reservatórios para armazenamento de CO₂ são formações geológicas saturadas em água de salinidade muito elevada e que não são objeto de qualquer utilização sócio-económica.

FIGURA 1

Ambientes geológicos para o armazenamento de CO₂(Adaptado de Metz *et al.* 2005).

Capacidade de Armazenamento em aquíferos salinos profundos

Ainda que estudos preliminares (Machado *et al.* 2007, Carneiro *et al.* 2011) se tenham debruçado sobre o potencial de armazenamento geológico de CO₂, foi apenas com os projetos *KTEJO* e *COMET* que se iniciou o esforço sistemático de quantificar a capacidade de armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos profundos nas bacias sedimentares nacionais.

O projeto *KTEJO* (Pereira *et al.* 2011), cofinanciado pelo QREN, consistiu na avaliação da viabilidade técnico-económica para o armazenamento geológico de CO₂ emitido pela central termoelétrica a carvão do Pego (uma das principais fontes estacionárias à data, superada apenas pela central termoelétrica a carvão de Sines). O projeto *COMET* (Boavida *et al.* 2013, Martínez 2013, Carneiro *et al.* 2015), cofinanciado pelo 7º Programa-Quadro da União Europeia, tinha por objetivo definir uma infraestrutura de transporte e armazenamento de CO₂ em Portugal, Espanha e Marrocos, considerando a otimização de custos de toda a cadeia de CCS envolvida, bem como a relação custo-benefício da aplicação desta tecnologia naqueles países. Para além da Universidade de Évora estes projetos envolveram investigadores de diversas instituições públicas e de empresas nacionais:

TEJO Energia S.A., Galp Energia S.A., EDP S.A., Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e Universidade Nova de Lisboa (UNL).

O procedimento para identificação dos potenciais locais de armazenamento em aquíferos salinos profundos seguido naqueles projetos está documentado em diversos manuais de boas-práticas (por exemplo, Metz *et al.* 2005, Bachu *et al.* 2007, CO₂CRC 2008) e assentou no recurso ao Acervo do Petróleo como principal fonte de dados sobre geologia profunda das bacias sedimentares.

O Acervo do Petróleo (por exemplo, sondagens e perfis 2D de sísmica de reflexão) permitiu a avaliação da viabilidade das várias bacias sedimentares para o sequestro geológico de CO₂. A identificação de potenciais locais de armazenamento foi realizada à escala das bacias Meso-Cenozóicas, resultando como locais adequados as áreas *offshore* das Bacias do Porto e do Algarve, da zona pouco profunda (*shallow offshore*) da Bacia do Alentejo e as áreas quer *onshore* quer *offshore* da Bacia Lusitaniana (Martínez *et al.* 2013, Pereira *et al.* 2021). Após a seleção das bacias, uma avaliação à escala regional, seguindo critérios estabelecidos em Martínez *et al.* (2010) (Tabela 1), foi conduzida para identificar e caracterizar os vários pares de potenciais reservatórios-rochas selantes e o complexo de armazenamento.

TABELA 1
Crêterios de avaliação   escala regional aplicados no projeto COMET

Parâmetros-chave	Propriedades	Descrição
Capacidade de armazenamento	Porosidade	Preferencialmente > 15% 6% a 15% - considerado em função de outros parâmetros
	Tipo de armadilha	Armadilhas e reservatórios regionais
	Volume efectivo dos poros	Capacidades de armazenamento > 3Mt
	Profundidade do reservatório	Topo do reservatório entre os 800 – 2500 m
Injetividade	Tipo de armadilha	Preferencialmente armadilhas/reservatórios abertos em detrimento de armadilhas/reservatórios fechados
	Permeabilidade	Preferencialmente > 200 mD
	Mecânica das rochas, difusidade	Considerar parâmetros geomecânicos e de difusidade Pressão máxima - 20% da pressão inicial
Integridade da rocha selante	Permeabilidade	Permeabilidade máxima de 10-2 mD
	Espessura da rocha selante	Preferencialmente > 50 metres
	Falhas e actividade tect�nica	Preferencialmente formações com menor fraturação Considerar o comportamento sismo-tect�nico Descartar formações/ armadilhas atravessadas por falhas activas
	Homogeneidade da rocha selante	Preferencialmente formações homog�neas e lateralmente contínuas

(compilados depois de Martínez *et al.* 2010).

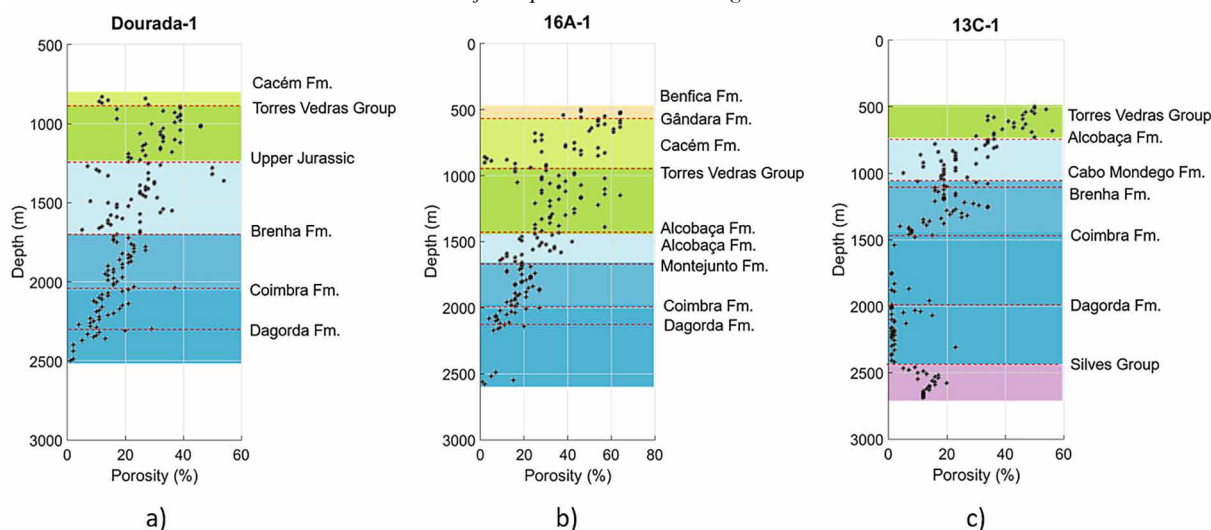
A caracterização litológica das rochas reservatório e selantes foi possível através da interpretação das diagrfias e carotes de sondagens da pesquisa petrolífera, que permitiram definir as colunas cronoestratigráficas das várias bacias sedimentares, calibrar os dados de sísmica de reflexão, bem como estabelecer a correlação espacial entre as sondagens e construir diversos perfis geológicos. A análise petrofísica realizada a partir das diagrfias permitiu estimar várias propriedades do reservatório, como por exemplo a porosidade (Figura 2), salinidade, *net-to-gross*, definindo assim os potenciais reservatórios de armazenamento de CO₂.

Foi essencialmente com base nos dados das sondagens que foi possível definir os principais reservatórios para o armazenamento de CO₂, que no caso das bacias do Porto e Lusitaniana são os sedimentos siliciclásticos existentes nos Grupos de Silves (Triásico Superior), em particular a Formação de Castelo Viegas e a Formação de Penela identificadas nas áreas *onshore*, selados pelas margas e evaporitos da Formação da Dagorda (Jurássico Inferior-Hetangiano), e de Torres Vedras (Cretácico Inferior), com o respetivo selante composto por argilas e calcários da Formação de Cacém (Cretácico Superior). Apesar da Formação de Cacém não apresentar excelentes características selantes, em comparação com a Formação da Dagorda (apresentando, por exemplo, menor espessura), é importante referir que nas áreas

onshore, onde normalmente o Grupo de Torres Vedras é um aquífero importante (como os casos dos aquíferos de Ourém, Pousos-Caranguejeira ou Alpedriz), este atua como aquífero confinado, por vezes com artesianismo, resultante da variação de f cies na sua sequência vertical, contribuindo assim para a segurança do próprio complexo de armazenamento destes potenciais reservatórios. Na Bacia do Algarve foi possível também identificar um par de rochas reservatório-selante de idades geológicas mais recentes: areias do Miocénico seladas por argilas do Miocénico-Pliocénico.

FIGURA 2

Perfis de porosidade das sondagens



a) Dourada-1, b) 16A-1 e c) 13C-1 localizadas na área *offshore* da Bacia Lusitaniana e respetiva interpretação das formações geológicas construídas a partir da informação do Acervo do Petróleo (adaptado de Pereira *et al.* 2021). Ver localização das sondagens na Figura 4.

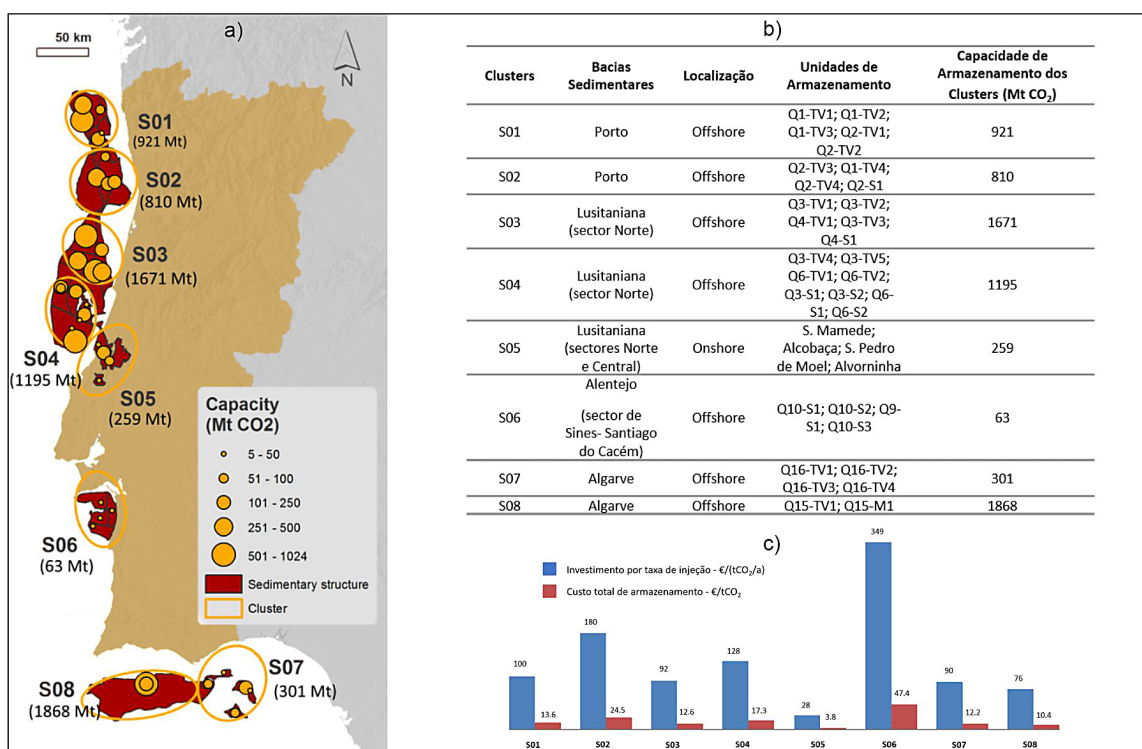
A definição espacial das unidades de armazenamento (isto é, a sua espessura, área e volume das formações geológicas) foi efetuada através da interpretação da prospecção sísmica 2D, utilizando mapas estruturais e de espessura das diferentes sequências cronoestratigráficas, rede de falhas e posterior definição das zonas com condições de pressão e temperatura necessárias para garantir que o CO₂ injetado se encontraria em fase supercrítica, muitas delas provenientes das campanhas sísmicas do projeto MILUPOBAS ou das campanhas realizadas *onshore* pela empresa MOHAVE O&G. As trinta e seis unidades de armazenamento identificadas foram agrupadas em oito *clusters* (Figura 3b), localizados ao longo do território nacional (Figura 3a), permitindo a realização de uma avaliação de custo-eficácia para os potenciais reservatórios (e respetivos *clusters*), nomeadamente os custos totais de armazenamento (Figura 3c).

Os resultados desta primeira avaliação da capacidade de armazenamento contribuíram para a elaboração do Roteiro Nacional CCS – Perspetivas para a Captura e Sequestro de CO₂ em Portugal (Carneiro *et al.* 2014, Seixas *et al.* 2015), projeto parcialmente financiado pelo *Global CCS Institute* e em que participaram a UNL, o LNEG e a REN.

Atualmente é nos projetos *STRATEGY CCUS* e *PilotSTRATEGY*, ambos cofinanciados pelo Programa Horizonte 2020 da União Europeia, que se consolida o conhecimento geológico sobre a capacidade de armazenamento de CO₂. O *STRATEGY CCUS* foca-se

em oito regiões promissoras (em sete países europeus) para a implementação de técnicas de captura, utilização e armazenamento de CO₂ (CCUS). A região portuguesa a ser estudada pela Universidade de Évora em conjunto com a CIMPOR, DGEG e UNL é a Bacia Lusitaniana, *offshore* (Figura 4a) e *onshore* (Figura 4b), num total de dezassete locais com potencial para o armazenamento geológico de CO₂. O objetivo principal do projeto, na vertente de estudos geológicos, é a classificação dos recursos de armazenamento (neste caso os aquíferos salinos) em termos de maturidade e confiança (Cavanagh *et al.* 2020). De forma a integrar a incerteza intrínseca aos estudos de caracterização geológica, optou-se neste projeto por uma modelação estocástica da capacidade de armazenamento. Esta metodologia permitiu integrar a incerteza nos cálculos determinísticos efetuados nos projetos *KTEJO* e *COMET*, através de simulações de Monte Carlo para gerar e amostrar aleatoriamente valores para os vários parâmetros de reservatório a partir de funções de probabilidade de densidade previamente atribuídas. Para o território nacional, os cálculos resultantes das capacidades de armazenamento, com incerteza associada, variam entre 3.54 (P90) e 14.14 Gt (P10), com um valor central (isto é, expectável – P50) de 7.09 Gt. Especificamente para a Bacia Lusitaniana, os valores de capacidade de armazenamento estimados foram de aproximadamente de 3.19 Gt CO₂ (P50), com um intervalo de incerteza variando entre 1.59 Gt (P90) e 6.34 Gt (P10).

FIGURA 3



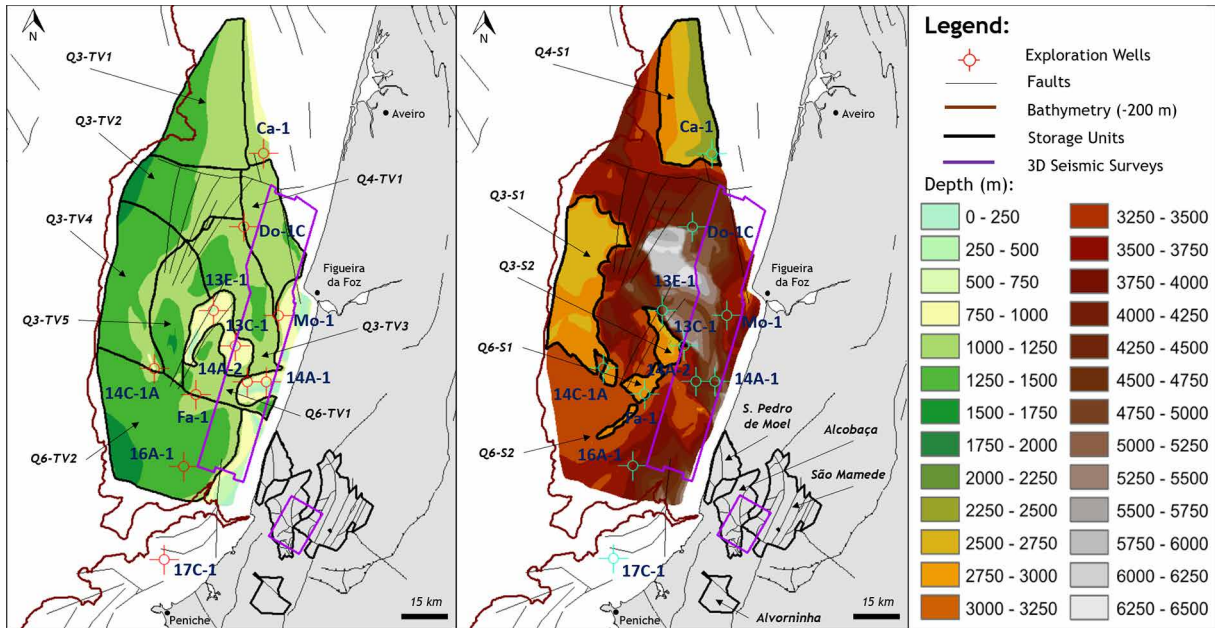
a) Localização das unidades de armazenamento e capacidades estimadas por *cluster* nos projetos KTEJO e COMET. As designações de S# correspondem ao número do *cluster* (adaptado de Pereira *et al.* 2021, Martinez 2013); b) distribuição da capacidade de armazenamento por *cluster* (adaptado de Pereira *et al.* 2021, Martinez 2013) – ver Figura 4 para maior detalhe das unidades de armazenamento dos *clusters* S03, S04 e S05; c) estimativas de custos de armazenamento por tonelada de CO₂ por *cluster* (adaptado de Carneiro *et al.* 2015).

O projeto *PilotSTRATEGY* centra-se em três regiões avaliadas durante a execução do projeto *STRATEGY CCUS*, incluindo a Bacia Lusitânica, visando aumentar a maturidade do conhecimento relativo aos recursos de armazenamento e caracterizar áreas adequadas para implementação de projetos-piloto de injeção de CO₂. Em território nacional, este projeto focar-se-á em zonas cobertas por dados de prospecção sísmica 3D (Figura 4) coligidos pela MOHAVE O&G e disponibilizados

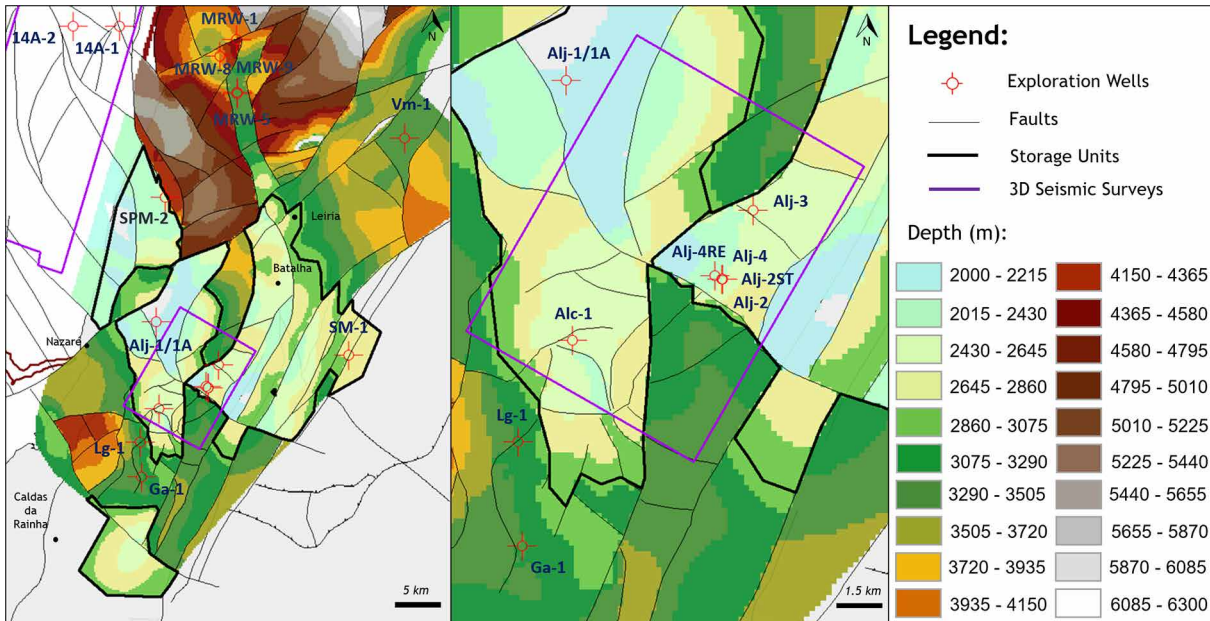
pela DGEG, bem como da interpretação das diagrfias e relatórios de novas sondagens localizadas nas áreas *onshore*. Este conjunto de dados permitirá criar modelos geológicos estáticos e dinâmicos do complexo de armazenamento para refinar as estimativas de capacidade de armazenamento, injetividade e integridade das formações, bem como estudar o comportamento dinâmico do CO₂ injetado ao longo do tempo e a sua interação com as rochas reservatório.

FIGURA 4

Mapas estruturais ilustrando a localização das várias unidades potenciais para o armazenamento de CO₂ nas áreas a) offshore e b) onshore da Bacia Lusitaniana e de dados geofísicos como as sondagens de exploração e blocos 3D de sísmica de reflexão



a)



b)

(Adaptado de Pereira *et al.* 2021). Ver localização das unidades de armazenamento no mapa de Portugal da Figura 3a.

Armazenamento de CO₂ em reservatórios não convencionais

Apesar de armazenado como um fluido denso, o CO₂ injetado em formações sedimentares permanece, enquanto estiver em fase livre, com densidade inferior à da água da formação, requerendo a existência de algum tipo de armadilha estrutural ou estratigráfica que impeça a migração do CO₂ para as camadas subjacentes ou mesmo para a superfície. Os processos de dissolução na água da formação e de reação com os minerais do reservatório, promovendo a remoção do CO₂ da fase livre, contribuem para a segurança do armazenamento, pois o CO₂ deixa de ter a possibilidade de ascender por diferença de densidade. Estes processos são muito lentos (dezenas a centenas de anos) em formações sedimentares, mas outros tipos de formações geológicas apresentam condições para promover a fixação do CO₂ de modo permanente na fase sólida. É o caso da utilização de rochas máficas e ultramáficas como potenciais reservatórios ou do armazenamento do CO₂ sob a forma de hidratos em sedimentos do fundo do oceano.

O projeto *InCarbon* (Pedro *et al.* 2020, Moita *et al.* 2020) procura avaliar o potencial de carbonatação mineral do CO₂ em rochas máficas e ultramáficas (como gabros, peridotitos, piroxenitos, entre outras) da região do Alentejo. A carbonatação mineral em rochas ultramáficas é um processo natural que promove a precipitação de CO₂ na forma de carbonatos e que é bem conhecido em contextos geológicos como os ofiolitos de Semail, no Omã. O potencial daquelas litologias para a carbonatação mineral reside, por oposição às rochas sedimentares, na elevada disponibilidade de cátions divalentes Ca-Mg-Fe que podem reagir com o CO₂ dissolvido nos fluidos intersticiais existentes ou percolantes na rocha e precipitar na forma de mineral como magnesite, siderite, calcite e outros minerais carbonatados, sequestrando o CO₂ de forma definitiva numa fase sólida. Este conceito de carbonatação mineral em rochas ultramáficas está implementado no projeto *CARBFIX* (por exemplo, Ragnheidardottir *et al.* 2011), na Islândia, onde foram injetadas 67 kt de CO₂ em basaltos desde 2014.

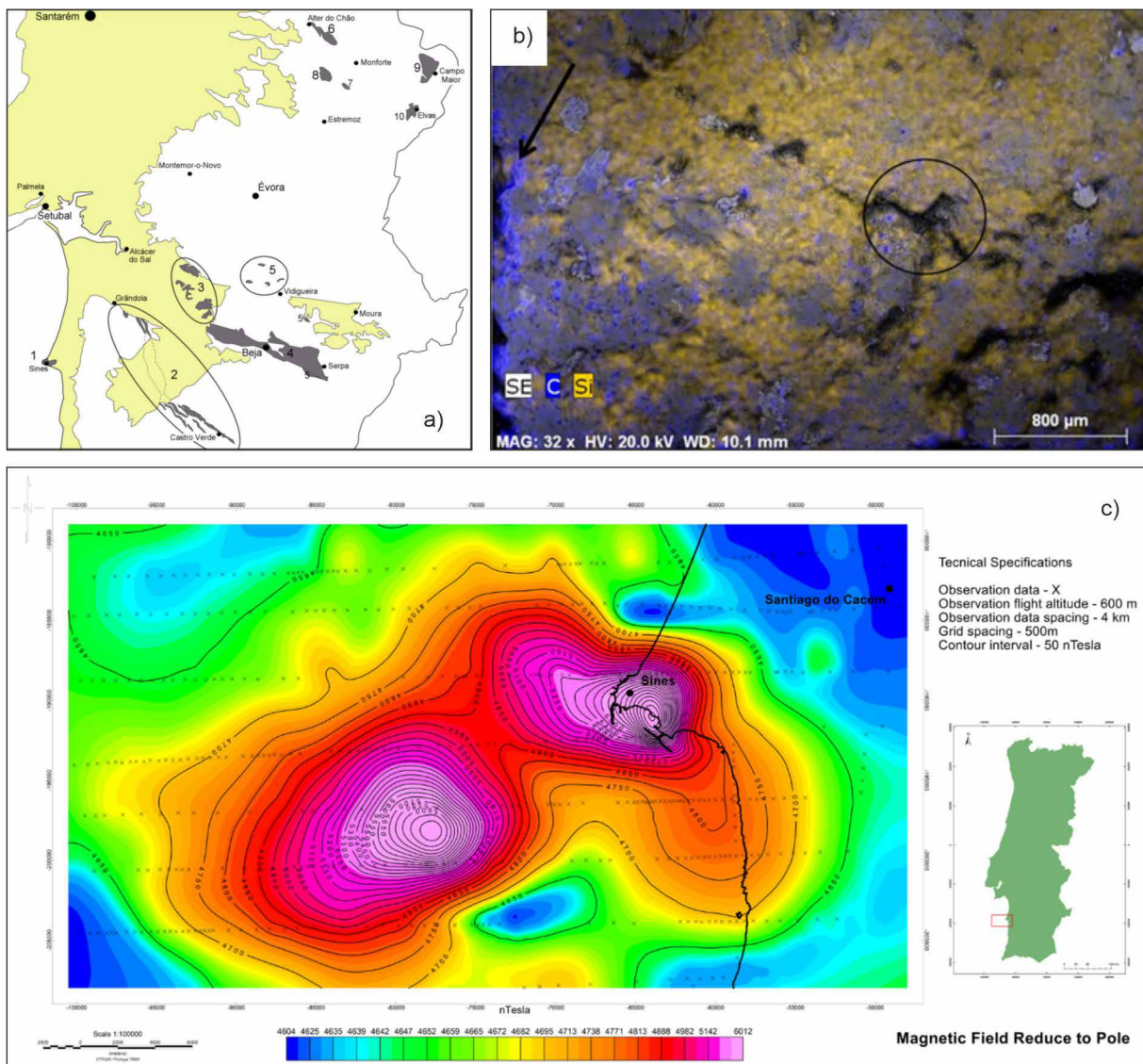
O *InCarbon*, projeto desenvolvido em conjunto com o LNEG e com participação do Instituto Geológico e Mineiro de Espanha (IGME), testa o conceito através de ensaios laboratoriais em rochas plutónicas máficas e ultramáficas como potencial alvo para carbonatação mineral de CO₂ proveniente de fontes industriais e

de produção de energia da região Alentejo. O projeto debruçou-se inicialmente sobre diversos maciços de rochas máficas do Alentejo (Figura 5), aplicando-se uma análise multicritério baseada em critérios geológicos e socioeconómicos para centrar um estudo mais detalhado no maciço de Odivelas e no maciço de Sines (*onshore* e *offshore*). Embora a mineralogia das rochas em estudo seja favorável, o potencial de armazenamento está a ser analisado através de ensaios laboratoriais de carbonatação mineral em que amostras dos gabros e gabros-cumulados são colocadas em contacto com uma salmoura saturada em CO₂ supercrítico a pressões de 8 MPa e temperatura de 40°C por períodos que ascendem até 90 dias.

Para além da própria cinética da carbonatação, o principal desafio, para cenários de carbonatação *in situ*, prende-se com a baixa porosidade das rochas, em que o contacto com o CO₂ é essencialmente através de fraturas, sendo necessário utilizar alguma metodologia de estimulação da permeabilidade. Em cenários de carbonatação mineral *ex situ*, em que a rocha é primeiro extraída e britada antes de ser colocada em contacto com o CO₂, a porosidade e permeabilidade não são obviamente problemas.

Uma outra possibilidade de sequestrar o CO₂ em formações geológicas de maneira permanente é promover o seu aprisionamento na forma de hidratos. Hidratos (ou clatratos) são estruturas cristalinas, não estequiométricas, formadas por moléculas de água em torno de moléculas de gás, em condições de temperatura entre 0°C a 7°C e pressão entre 1 MPa a 30 MPa. Estas condições são encontradas nos sedimentos do fundo do oceano. Bernardes *et al.* (2013 e 2015) investigaram a possibilidade de armazenar sob a forma de hidratos nos sedimentos do *offshore* nacional, recorrendo à informação de *Bottomhole Temperature* (BHT) nas sondagens de pesquisa petrolífera para determinar o gradiente geotérmico e fluxo de calor nos sedimentos do fundo do oceano, dados essenciais para determinar a profundidade nos sedimentos a partir da qual a temperatura não permite já a estabilidade dos hidratos (Figura 6).

FIGURA 5

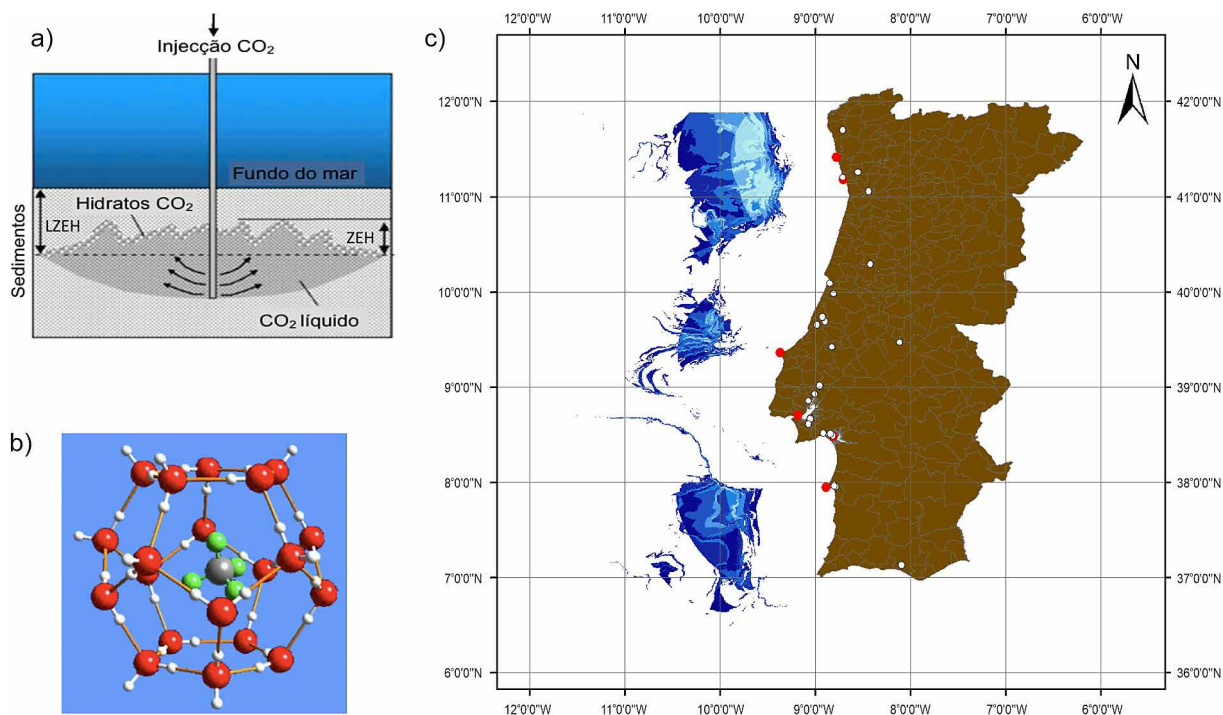


a) Maciços máficos e ultramáficos *onshore* objeto de estudo no projeto *InCarbon* (Araújo *et al.* 2019); b) Mapa da distribuição elementar (EDS) em silício e carbono após 64 dias de reação com uma salmoura com CO₂ no estado supercrítico. A circunferência marca uma área de dissolução preferencial de clinopiroxena. No bordo da amostra (seta negra) verifica-se a existência de um enriquecimento em carbono de origem ainda não determinada (Moita *et al.* 2020); c) Campo magnético reduzido a polo no maciço de Sines, e extensão *onshore* da anomalia (em preparação).

Estes estudos permitiram definir as zonas com condições para a formação e estabilidade de hidratos de CO₂ e de sobreposição com as zonas de estabilidade de hidratos de gás de origem biogénica (os hidratos de CO₂ induzem a dissociação dos hidratos de gás e permitiriam associar o sequestro de CO₂ com a recuperação do gás natural retido nos hidratos). Devido às características fisiográficas muito específicas na margem continental

portuguesa e ao facto de as águas do fundo oceânico serem relativamente quentes, a zona de estabilidade de hidratos de CO₂ exige colunas de água superiores a 1100 m de espessura, obstando seriamente à viabilidade técnica e económica da tecnologia, quer devido aos custos associados a furos no *deep-offshore*, quer devido à reduzida permeabilidade dos sedimentos no fundo oceânico àquelas profundidades.

FIGURA 6



a) Esquema exemplificativo de hidratos de gás, com uma molécula de metano aprisionada por uma estrutura de moléculas de água; b) conceito de armazenamento de CO₂: o CO₂ é injetado nos sedimentos a uma profundidade em que a temperatura é superior à da estabilidade dos hidratos (ZEH), ascende por diferença de densidade, diminui de temperatura e pressão até atingir o limite da zona estabilidade (LZEH) e formar hidratos, ficando aprisionado como um sólido; c) zonas preferenciais de estabilidade de hidratos no *offshore* de Portugal Continental. Os pontos brancos indicam os principais pontos emissores de CO₂ (adaptado de Bernardes *et al.* 2013).

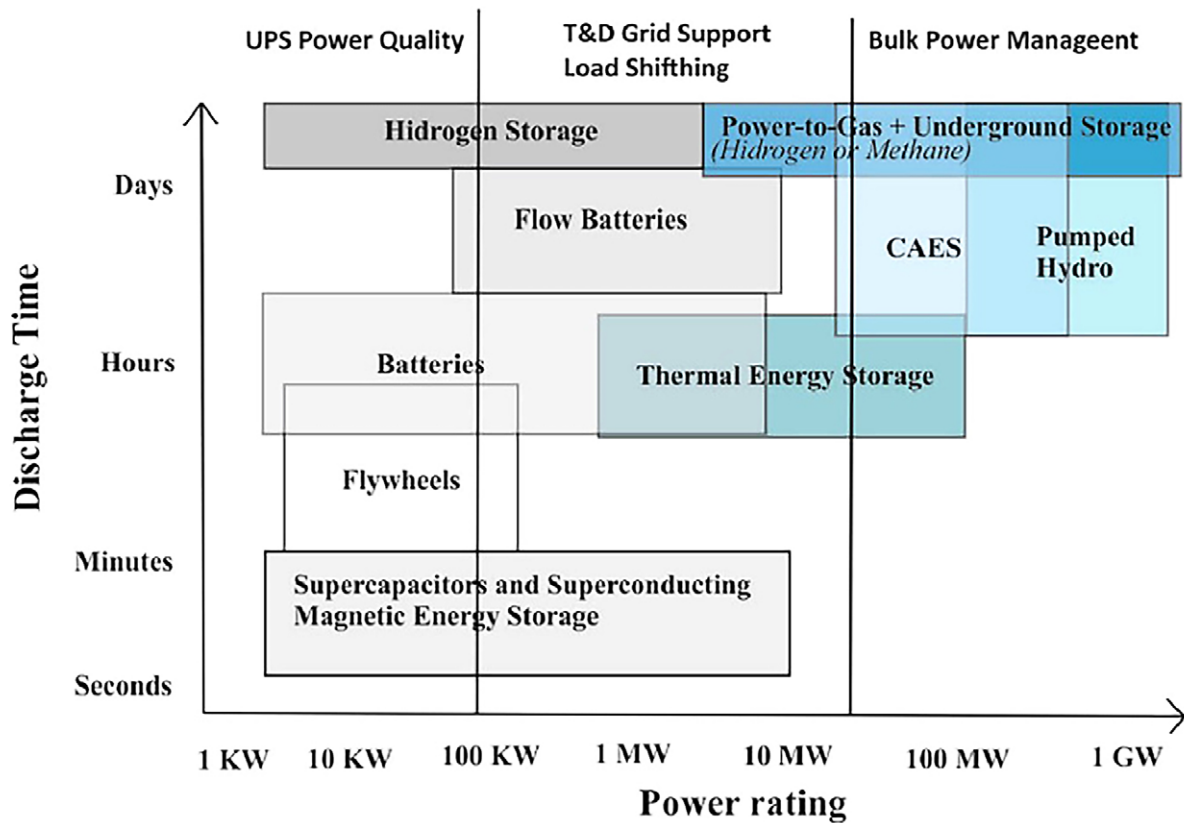
Armazenamento geológico de Energia

Recentemente, o espaço geológico da subsuperfície tem vindo a ganhar uma valorização crescente para o armazenamento de energia (Matos *et al.* 2019). O aumento da utilização das fontes de energia renovável implica a gestão do impacto da sua intermitência e não-despachabilidade, o que só pode ser conseguido através de tecnologias de armazenamento de energia. Os sistemas de armazenamento mecânico (como a bombagem reversível) são os que permitem armazenamento de grande escala, e o potencial de armazenamento por bombagem reversível em Portugal está caracterizado, mas esta tecnologia exige locais com características topográficas adequadas e apresenta impactos significativos.

As formações rochosas da subsuperfície são uma alternativa para armazenamento de larga escala, e apresentam várias vantagens em relação às outras tecnologias disponíveis (Figura 7): fornecem um grande volume de armazenamento; permitem minimizar os impactos ambientais e sociais; diminuir a necessidade da utilização do espaço disponível à superfície e por fim, mas não menos relevante, apresentam condições de segurança para o armazenamento de gases inflamáveis (Bauer *et al.* 2013, Delmastro *et al.* 2016, Carneiro *et al.* 2019).

FIGURA 7

Sistemas de armazenamento de energia classificados quanto à potência e ao tempo de descarga



Os reservatórios geológicos permitem a implementação de armazenamento térmico, por ar comprimido (CAES – *Compressed Air Energy Storage*), e de hidrogénio ou metano associados a processos de *power-to-gas* (Aneke & Wang 2016, Matos *et al.* 2019).

O projeto ESTMAP (van Gessel 2017), cofinanciado pela União Europeia através do Programa Horizonte 2020, visou o mapeamento da capacidade de armazenamento geológico de energia através de tecnologias com potências superiores a 10 MW nos Estados-Membros da União Europeia. O projeto consistiu na compilação de dados existentes não estruturados para a construção de uma base de dados unificada, que pode ser utilizada na otimização e planeamento de sistemas energéticos a nível Europeu.

Em território nacional foi efetuada uma avaliação e caracterização preliminares de locais para o armazenamento de energia, incidindo na identificação de formações geológicas da subsuperfície, como as rochas sedimentares porosas, diapiros, minas e camadas de sal-gema, e rochas ígneas hospedeiras, com características adequadas para atuarem como potenciais reservatórios (Figura 8). A análise abrangeu um conjunto diverso de tecnologias, incluindo o armazenamento

de metano e hidrogénio (UGS - *Underground Gas Storage*), armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido (CAES – *Compressed Air Energy Storage*), armazenamento térmico por injeção e recuperação de água em aquíferos profundos (UTES – *Underground Thermal Energy Storage*) e armazenamento hidroelétrico subterrâneo com bombagem (UPHS – *Underground Pumped Hydroenergy Storage*).

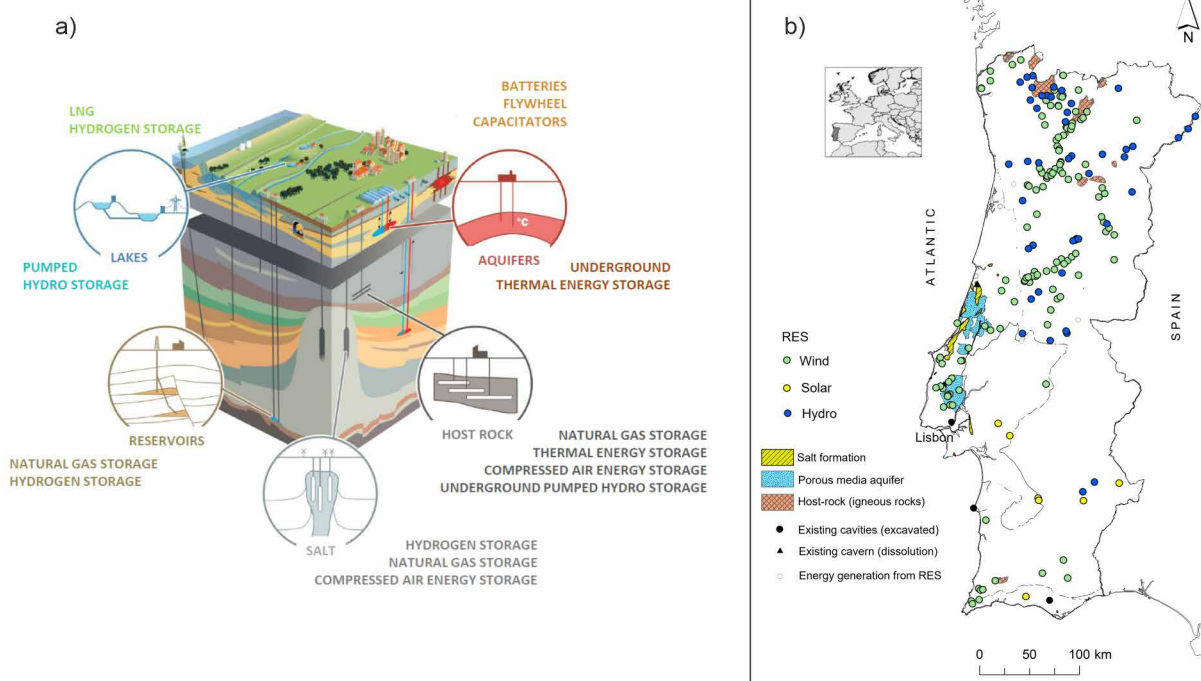
Estas tecnologias de armazenamento de energia, sobretudo CAES e UGS são viáveis apenas em formações sedimentares porosas ou em diapiros salinos, sempre a profundidades superiores a algumas centenas de metros, tendo o ESTMAP recorrido extensivamente à informação do Acervo do Petróleo, disponibilizada à época pela ENMC (Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis).

Vários locais com potencial para o armazenamento de energia foram identificados e selecionados em áreas *onshore* das bacias Lusitaniana, do Algarve e do Tejo-Sado

(Figura 8b), contabilizando um total de dezasseis locais em formações salinas, incluindo as seis cavidades em sal-gema existentes e três planeadas para o domo salino de Monte Real, bem como as duas minas de sal em Loulé e em Matacães (Carneiro *et al.* 2019). Relativamente aos aquíferos salinos, seis potenciais reservatórios foram selecionados na bacia Lusitaniana, entre os quais quatro associados ao Grupo de Silves (Triásico Superior) e dois reservatórios nos depósitos siliciclásticos do Grupo de Torres Vedras (Cretácico Inferior) e nos arenitos da Formação da Abadia (Jurássico Superior). A identificação de maciços ígneos foi menos detalhada, e focou-se apenas na definição dos maciços graníticos menos deformados e fraturados durante a orogenia Hercínica (ou seja, maciços graníticos tardi- a pós-Hercínicos), e nos maciços sub-vulcânicos de Sines e Monchique, não afetados pela orogenia Hercínica e por isso menos fraturados. De resto, esse armazenamento já existe no maciço de Sines, numa cavidade construída para o armazenamento de gás de petróleo liquefeito (GPL).

A viabilidade de implementação das tecnologias de armazenamento energético procurou ter em conta os diferentes graus de conhecimento sob as formações geológicas e os estados de desenvolvimento (TRL- *Technology Readiness Level*) das tecnologias. Da conjugação entre o TRL das tecnologias e o potencial dos reservatórios selecionados resultou que as tecnologias UGS (hidrogénio e/ou metano sintético) e CAES em cavidades em domos salinos, e em aquíferos profundos, são as que se revestem de maior interesse no caso português (embora a possibilidade de armazenamento em formações porosas se encontre num TRL inferior e careça ainda de investigação e demonstração da viabilidade). Concluiu-se também que existe na região Oeste uma sobreposição favorável entre os potenciais reservatórios (diapiros salinos e aquíferos profundos) com as infraestruturas para a geração de energia através de fontes renováveis (sobretudo eólica) (Figura 8) e com a rede de transmissão de eletricidade de alta voltagem e a rede de gasodutos de gás natural (que pode ser necessária na tecnologia CAES).

FIGURA 8



a) Tecnologias de armazenamento de energia e tipos de reservatórios geológicos considerados no ESTMAP. A bombagem hidroelétrica reversível (*pumped hydro storage*) obviamente não depende de formações geológicas para o armazenamento (adaptado de van Gessel 2016). b) Localização dos potenciais reservatórios e das fontes de energia renovável (exceto biomassa). As rochas ígneas representadas referem-se aos maciços tardi- ou pós-hercínicos menos fraturados (adaptado de Carneiro *et al.* 2019).

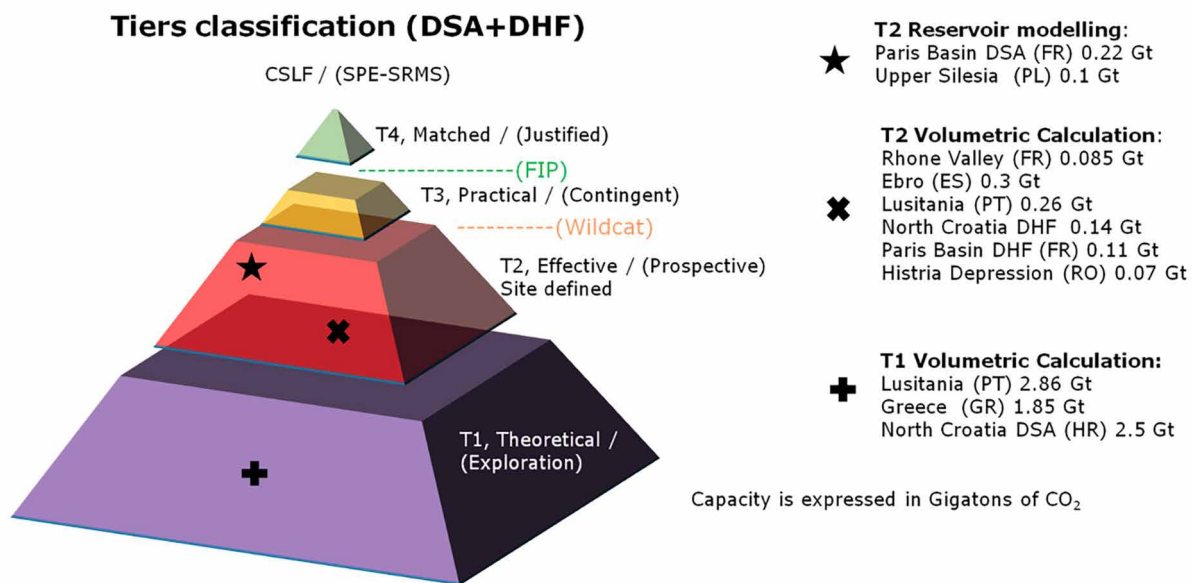
Para além da prospecção petrolífera – a importância de um programa de reconhecimento da geologia profunda

Apesar dos progressos realizados na identificação de reservatórios geológicos, uma questão fundamental persiste para o seu enquadramento na estratégia nacional de descarbonização: o conhecimento sobre as características daquelas formações geológicas é suficiente para implementar as tecnologias de armazenamento de CO₂ e de energia a curto-médio prazo?

O projeto *STRATEGY CCUS*, na avaliação de capacidade de armazenamento de CO₂ das oito regiões alvo de sete países europeus, procurou estabelecer o nível de maturidade do conhecimento geológico dos potenciais reservatórios recorrendo à pirâmide de reservas e recursos (Cavanagh *et al.* 2020) e classificando as unidades de armazenamento em 4 níveis, com o nível de base (*Tier 1*) correspondente a uma avaliação teórica e o nível mais elevado (*Tier 4*) equivalente a capacidade provada por injeção (Figura 9).

FIGURA 9

Pirâmide de recursos e reservas e classificação de maturidade em 4 níveis (Tiers)



Das setenta e nove unidades de armazenamento avaliadas no projeto, distribuídas por aquíferos salinos profundos, reservatórios de hidrocarbonetos esgotados e camadas de carvão não exploráveis, nenhuma se classifica acima do nível 2 (Veloso *et al.* 2021). Dos 8.5 Gt de capacidade de armazenamento de CO₂ identificada nas regiões em estudo, a maturidade da capacidade de armazenamento geológica é de nível 1 (Teórica/prospetiva) para 7.21 Gt dos recursos (incluindo todas as unidades de armazenamento no *offshore* da Bacia Lusitaniana) e de nível 2 (Efetiva) para os restantes 1.29 Gt (incluindo o armazenamento *onshore* na Bacia Lusitaniana). Este baixo nível de maturidade não é um exclusivo dos locais avaliados no *STRATEGY CCUS*, mas estende-se a praticamente todas as oportunidades de armazenamento geológico de CO₂ na Europa. De resto, Cavanagh *et al.*

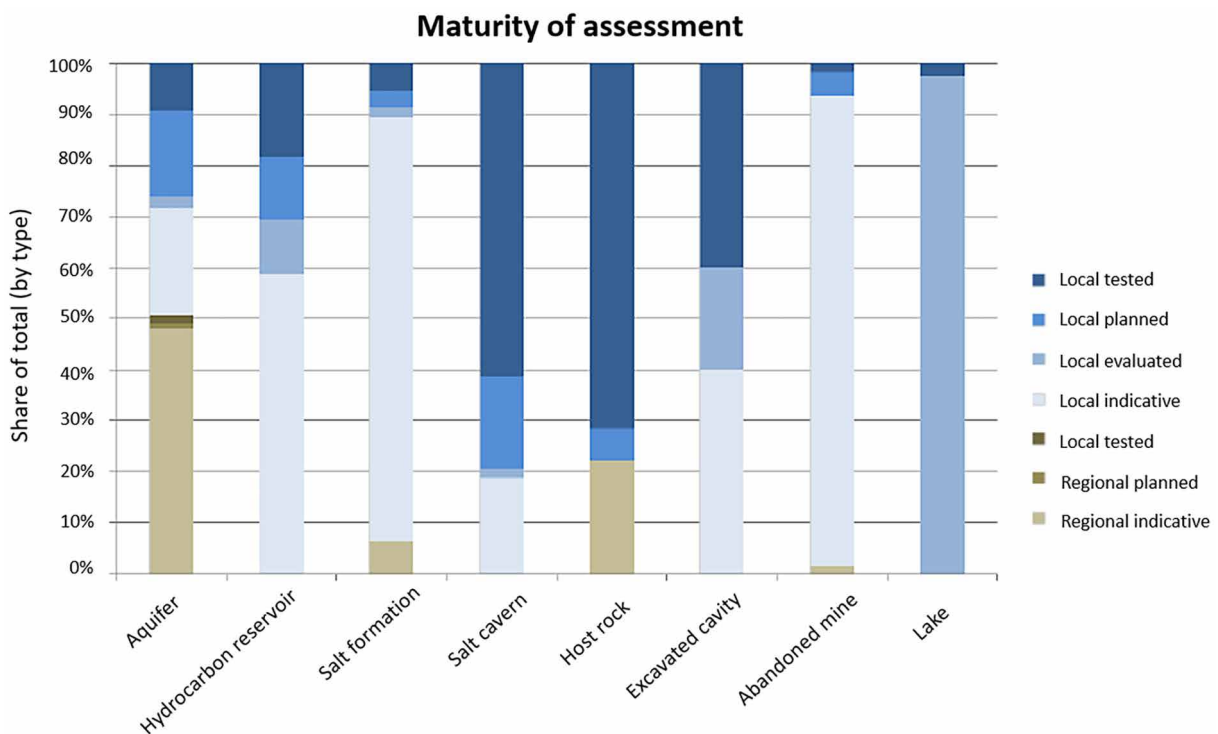
(2020) já estimava que dos 266 Gt de capacidade de armazenamento de CO₂ estimada para toda a Europa, apenas cerca de 1.6 Gt no Mar do Norte se classificariam com *Tier 3* (Prática), e se fossem aplicados os critérios mais exigentes do *Storage Resource Management System* (SRMS) da *Society of Petroleum Engineers* (SPE 2017) apenas 160 Mt a nível europeu poderiam ser designados como capacidade de armazenamento disponível.

O projeto ESTMAP não chegou a conclusões muito diferentes sobre a maturidade dos reservatórios geológicos para armazenamento de energia (Figura 10). Dos 307 aquíferos identificados a nível europeu como potenciais alvo para armazenamento, cerca de 50% são avaliações à escala regional, frequentemente sem dados suficientes para quantificar a capacidade de armazenamento e

que devem ser entendidos como indicações de locais a estudar em maior detalhe. Outros 20% são classificados como “local indicative” em que se admitem estimativas da capacidade de armazenamento baseadas apenas em métodos analíticos volumétricos relativamente grosseiros. Naturalmente a maturidade é muito superior para cavidades em sal gema, com estimativas de capacidade muito fiáveis para as 122 cavidades existentes, mas para mais de 90% dos 289 diapiros e camadas de sal-gema identificadas a maturidade da avaliação é mais uma vez muito reduzida, “regional” ou apenas “local indicative”. Claramente a avaliação da capacidade de armazenamento de CO₂ e de energia em meio geológico está ainda num estado de maturidade pouco desenvolvido (com exceção das cavidades de sal-gema existentes) em toda a Europa. Não surpreende que assim seja, pois que o conhecimento geológico a profundidades compatíveis com aquelas

tecnologias tem sido efetuado sobretudo para fins de exploração de hidrocarbonetos, razão pela qual é quase exclusivamente no Mar do Norte que a maturidade atinge níveis compatíveis com a implementação das tecnologias a curto prazo (vide casos o dos projetos de armazenamento de CO₂ *Northern Lights* na Noruega e *Porthos* na Holanda, em que a injeção de CO₂ à escala comercial deverá iniciar-se até 2024). Em todo o *onshore* da Europa a pesquisa petrolífera foi relativamente limitada e o conhecimento sobre as bacias sedimentares a profundidades elevadas (em que a salinidade da água é demasiado elevada para esta constituir um objetivo socioeconómico) é muito limitado e não permite a implementação das tecnologias de armazenamento de CO₂ e de energia a curto prazo, estando desfasadas das ambições de descarbonização da União Europeia.

FIGURA 10
Maturidade das estimativas de capacidade de armazenamento de energia no projeto ESTMAP (van Gessel 2017)



Na verdade, e se durante as últimas duas décadas o principal impedimento para a implementação à escala comercial daquelas tecnologias foi o custo, estamos agora numa fase em que as tecnologias de captura de CO₂ ou de produção de hidrogénio e combustíveis sintéticos têm reduzido os custos rapidamente e o constrangimento

começa a ser a maturidade do conhecimento das formações geológicas. Reunir o conjunto de informação que permita o armazenamento em condições de segurança em formações geológicas profundas exige, pelo menos, 3-4 anos de estudos. O *PilotSTRATEGY*, com término previsto para 2026 deverá permitir elevar

a maturidade de alguns dos locais *onshore* para o nível 3, mas terá que ser seguido por um período similar para licenciamento e instalação de infraestruturas piloto de injeção e monitorização. Se as tecnologias associadas à geo-energia devem começar a contribuir para a descarbonização nos próximos dez anos, importa desde já efetuar um esforço na caracterização geológica.

Nos últimos anos, a matriz energética em Portugal tem vindo a assentar progressivamente na produção de energia a partir de fontes de energia renovável. O compromisso internacional de Portugal levou o governo a implementar o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC2050, Presidência de Conselho de Ministros 2019) que ambiciona descarbonizar a economia até 2050. Mais recentemente foi aprovada a Estratégia Nacional para o Hidrogénio (EN-H2, Presidência de Conselho de Ministros 2020) reconhecendo a importância do hidrogénio para acelerar a descarbonização dos vários sectores económicos, em particular de alguns subsectores da indústria e dos transportes (Presidência de Conselho de Ministros 2020).

O armazenamento geológico permanente de CO₂, indispensável em sectores industriais como cimento ou o vidro, poderá vir a ser complementado pelo armazenamento temporário para uma economia circular do CO₂, armazenando o excedente capturado em fontes estacionárias de CO₂ para uma posterior reutilização na produção de combustíveis sintéticos (em conjunto com o Hidrogénio Verde), na reutilização no sector cimenteiro, no aumento da produção agrícola em estufas, entre outras possíveis aplicações. O armazenamento geológico de CO₂ pode permitir ainda atingir emissões negativas, através da implementação de BECCS (*Bioenergy with carbon capture and storage*) em que o CO₂ é capturado em centrais de cogeração a biomassa e armazenado em formações geológicas.

Relativamente à cadeia de valor do hidrogénio, várias configurações estratégicas foram selecionadas para o sistema energético nacional, nomeadamente a utilização de tecnologias como o *Power-to-Gas* (P2G) ou o *Power-to-Power* (P2P) que permitem acrescentar valor ao próprio hidrogénio como vetor energético (Presidência do Conselho de Ministros 2020). Estas configurações estratégicas terão que recorrer ao armazenamento temporário de hidrogénio em formações geológicas de subsuperfície. Apesar de Portugal ter experiência em armazenamento de gás em cavidades em sal-

gema, a reduzida capacidade de armazenamento conferida por essas cavidades (apenas da ordem das 4-5 kt de hidrogénio por cavidade (Simon *et al.* 2015), devido à reduzida densidade do gás) aconselha a que o armazenamento em meio poroso (em particular em aquíferos salinos profundos) não deva ser descartado. Importa também aprofundar o estudo de diapiros salinos e a viabilidade da conversão de minas de sal existentes ou abandonadas, garantindo desta forma um leque mais abrangente de opções geológicas para aquela finalidade. Neste contexto energético e de ação climática, a geo-energia (incluindo a necessidade de aprofundar o conhecimento sobre os recursos geotérmicos no território continental) ganha uma importância acrescida por alargar o leque de opções tecnológicas capazes de responder aos desafios ambientais, industriais e energéticos que se colocam ao país nas próximas décadas. O Acervo do Petróleo desempenha um papel preponderante como fonte de dados para a investigação na área das geociências e em particular da geo-energia. No entanto, por ter sido concebida para um outro propósito, não permite responder a todas as questões técnicas e científicas colocadas pelas diferentes oportunidades oferecidas pela geo-energia. Importa direcionar a prospecção e pesquisa nas bacias sedimentares portuguesas para um programa de investigação envolvendo campanhas geofísicas e perfuração, por forma a promover a valorização económica do espaço da subsuperfície e permitindo sustentar o armazenamento geológico de energia, de CO₂ e da geotermia profunda como componentes das estratégias de neutralidade carbónica e transição energética nacionais.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a todas as equipas, instituições e empresas que trabalharam e contribuíram na realização dos projetos KTEJO, COMET, CCS-PT, ESTMAP, INCARBON e STRATEGY CCUS, bem como à Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT).

REFERÊNCIAS

- ANEKE, M. & WANG, M. (2016). *Energy storage technologies and real-life applications – A state of the art review*, Applied Energy, 179, 350–377.
- ARAÚJO, A. (2019). *Critérios usados na seleção de rochas máficas e ultramáficas destinadas a carbonatação mineral*. In Carbon, Carbonatação Mineral *in Situ*, nota técnica, 9 p.
- BACHU, S., BONIJOLY, D., BRADSHAW, J., BURRUSS, R., HOLLOWAY, S., CHRISTENSEN, N. P., & MATHIASSEN, O. M. (2007). *CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps*. International Journal of Greenhouse Gas Control, 1(4), 430–443. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
- BAUER, S., BEYER, C., DETHLEFSEN, F., DIETRICH, P., DUTTMANN, R., EBERT, M., FEESER, V., GÖRKE, U., KÖBER, R., KOLDITZ, O., RABEL, W., SCHANZ, T., SCHÄFER, D., WÜRDEMANN, H., & DAHMKE, A. (2013). *Impacts of the use of the geological subsurface for energy storage: An investigation concept*. Environmental Earth Sciences, 70(8), 3935–3943. <https://doi.org/10.1007/s12665-013-2883-0>
- BERNARDES, L. F., CARNEIRO, J., & ABREU, M. P. DE. (2013). *CO₂ hydrates as a climate change mitigation strategy: Definition of stability zones in the Portuguese deep offshore*. International Journal of Global Warming, 5(2), 135–151. <https://doi.org/10.1504/IJGW.2013.053495>
- BERNARDES, L., CARNEIRO, J., MADUREIRA, P., BRANDÃO, F., & ROQUE, C. (2015). *Determination of priority study areas for coupling CO₂ storage and CH₄ gas hydrates recovery in the Portuguese offshore area*. Energies, 8(9), 10276–10292. <https://doi.org/10.3390/en80910276>
- BOAVIDA, D., CARNEIRO, J., MARTINEZ, R., VAN DEN BROEK, M., RAMIREZ, A., RIMI, A., TOSATO, G. & GASTINE, M. 2013. *Planning CCS Development in the West Mediterranean*. Energy Procedia, 37(0): 3212-3220. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.208>
- CARNEIRO, J. F., BOAVIDA, D., & SILVA, R. (2011). *First assessment of sources and sinks for carbon capture and geological storage in Portugal*. International Journal of Greenhouse Gas Control, 5(3), 538–548. <https://doi.org/10.1016/j.jggc.2010.08.002>
- CARNEIRO, J. F., & MESQUITA, P. (2014). *Definition of CCS provinces with multi-criteria and least cost path analysis*. Energy Procedia, 63, 2645–2654. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.287>
- CARNEIRO, J.F, MARTINEZ, R., SUARÉZ, I., ZARHLOULE, Y. & RIMI, A. (2015). *Injection rates and cost estimates for CO₂ storage in the west Mediterranean region*. Environmental Earth Sciences, 73, 2951–2962. <https://doi.org/10.1007/s12665-015-4029-z>
- CARNEIRO, J. F., MATOS, C. R., & VAN GESSEL, S. (2019). *Opportunities for large-scale energy storage in geological formations in mainland Portugal*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 99, 201–211. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.036>
- CAVANAGH, A., WILKINSON, M. & HASZELDINE, S. (2020). *Methodologies for cluster development and best practices for data collection in the promising regions*. Part 2 - Bridging the Gap, Storage Resource Assessment Methodologies. EU H2020 STRATEGY CCUS Project 837754. Report, pp 67.
- CO₂CRC. (2008). *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects*. Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies: Canberra. p. 52.
- DELMASTRO, C., LAVAGNO, E., & SCHRANZ, L. (2016). *Energy and underground*. Tunnelling and Underground Space Technology, 55, 96–102. <https://doi.org/10.1016/j.tust.2015.10.021>
- DIRECÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA (2019). *Indicadores Energéticos 1995-2019*. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/indicadores-energeticos/>
- MACHADO, S., SAMPAIO, J., CARVALHO, J., DIAS, R.P., COSTA, A. & OLIVEIRA, J.T. (2007). *Armazenamento de CO₂ em aquíferos salinos. - Hipóteses para Portugal*. In Ciclo de conferências “Energia e Sociedade” - “Carvão: um combustível fóssil na via da sustentabilidade?”. ISCTE, Lisboa, Novembro 2007, Lisbon.
- MARTÍNEZ, R., SUÁREZ, I. & LE NINDRE, Y.M. (2010). *Site selection criteria*. COMET deliverable 3.1., p. 10 pp.
- MARTINEZ, R. (2013). *WP4 Final Report*. COMET deliverable 3.4.
- MATOS, C. R., CARNEIRO, J. F., & SILVA, P. P. (2019). *Overview of Large-Scale Underground Energy Storage Technologies for Integration of Renewable Energies and Criteria for Reservoir Identification*. Journal of Energy Storage, 21(March 2018), 241–258. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.11.023>
- METZ, B., DAVIDSON, O., DE CONINCK, H., LOOS, M., & MEYER, L. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage 2005*: Cambridge University Press. 442.
- MOITA, P., BERREZUETA, E., ABDOULGHAFOR, H., BELTRAME, M., PEDRO, J., MIRÃO, J., MIGUEL, C., GALACHO, C., SITZIA, F., BARRULAS, P., & CARNEIRO, J. (2020). *Mineral carbonation of CO₂ in mafic plutonic rocks, II-laboratory experiments on early-phase supercritical CO₂-brine-rock interactions*. Applied Sciences (Switzerland), 10(15). <https://doi.org/10.3390/app10155083>
- PEDRO, J., ARAÚJO, A. A., MOITA, P., BELTRAME, M., LOPES, L., CHAMBEL, A., BERREZUETA, E., & CARNEIRO, J. (2020). *Mineral carbonation of CO₂ in mafic plutonic rocks, i-screening criteria and application to a case study in Southwest Portugal*. Applied Sciences (Switzerland), 10(14). <https://doi.org/10.3390/app10144879>
- PEREIRA, N., CARNEIRO, J. F., ARAÚJO, A., BEZZEGHOUD, M., & BORGES, J. (2014). *Seismic and structural geology constraints to the selection of CO₂ storage sites-The case of the onshore Lusitanian basin, Portugal*. Journal of Applied Geophysics, 102, 21–38. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2013.12.001>
- PEREIRA, P., RIBEIRO, C., & CARNEIRO, J. (2021). *Identification and characterisation of geological formations with CO₂ storage potential in Portugal*. Petroleum Geoscience. <https://doi.org/10.1144/petgeo2020-123>
- PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS (2019). *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050. Resolução do Conselho de Ministros n.º 107/2019*. Diário da República n.º 123/2019, 1-07-2019.
- PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS (2020). *Plano Nacional do Hidrogénio. Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2020*. Diário da República n.º 158/2020, 2020-08-14.
- RAGNHEIDARDOTTIR, E., SIGURDARDOTTIR, H., KRISTJANSDOTTIR, H., & HARVEY, W. (2011). *Opportunities and challenges for CarbFix: An evaluation of capacities and costs for the pilot scale mineralization sequestration project at Hellisheidi, Iceland and beyond*. International Journal of Greenhouse Gas Control, 5(4), 1065–1072. <https://doi.org/10.1016/j.jggc.2010.11.010>

- SCHECK-WENDEROTH, M., SCHMEISSER, D., MUTTI, M., KOLDITZ, O., HUENGES, E., SCHULTZ, H. M., LIEBSCHER, A., & BOCK, M. (2013). *Geoenergy: New concepts for utilization of geo-reservoirs as potential energy sources*. Environmental Earth Sciences, 70(8), 3427–3431. <https://doi.org/10.1007/s12665-013-2877-y>
- SEIXAS, J., FORTES, P., DIAS, L., CARNEIRO, J., BOAVIDA, D., AGUIAR, R., MARQUES, F., FERNANDES, V., HELSETH, J., CIESIELSKA, J. & WHIRISKEY, K. 2015. *CO₂ capture and storage in Portugal: a bridge to a low carbon economy*. FCT-UNL, Lisbon, Portugal, 42 pp.
- SIMON, J., FERRIZ, A. M., & CORREAS, L. C. (2015). *HyUnder - Hydrogen underground storage at large scale: Case study Spain*. Energy Procedia, 73, 136–144. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.661>
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (2017). *CO₂ Storage Resources Management System (SRMS)*. Report, pp 43.
- VAN GESSEL, S. (2016). *ESTMAP FINAL REVIEW MEETING*. WP3-4-5-6: Data collection, Database and Analyses. Brussels 25 November 2016.
- VAN GESSEL, S. (2017). *ESTMAP- D3.05: Country Energy Storage Evaluation*. EC Project no.: ENER/C2/2014-640/S12.698827. Amsterdam, the Netherlands, TNO: 190.
- VELOSO, F. M. L. (2021). *Maturity level and confidence of storage capacities estimates in the promising regions*. EU H2020 STRATEGY CCUS Project 837754, Report, pp 125.