



UNIVERSIDADE DE ÉVORA

ESCOLA DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS

DEPARTAMENTO DE GEOCIÊNCIAS

**Características hidrogeológicas de meios
porosos para armazenamento de energia
sob a forma de ar comprimido**

Flávia Vieira Susano

Orientação: Júlio Ferreira Carneiro

Mestrado em Engenharia Geológica

Dissertação

Évora, 2015



UNIVERSIDADE DE ÉVORA

ESCOLA DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS

DEPARTAMENTO DE GEOCIÊNCIAS

**Características hidrogeológicas de meios
porosos para armazenamento de energia
sob a forma de ar comprimido**

Flávia Vieira Susano

Orientação: Júlio Ferreira Carneiro

Mestrado em Engenharia Geológica

Dissertação

Évora, 2015

Agradecimentos

Ao professor Júlio Carneiro, o meu sincero agradecimento pela orientação deste projeto. O seu apoio foi fundamental.

Ao Dr. José Miguel Martins, Chefe da Divisão de Pesquisa e Exploração de Petróleos (DPEP), da Direção Geral de Energia e Geologia, que prontamente se disponibilizou para me receber e consultar os dados da sondagem SPM-2. Muito obrigada.

À Sandra Velez e ao Jorge Velez pela sua ajuda e orientação na preparação das amostras em laboratório.

Ao professor José Mirão e à Cátia pela realização dos ensaios de difração raio-x.

Ao professor António Correia pela ajuda na interpretação das diagrfias.

Ao João Félix, um agradecimento especial pelo apoio diário e incondicional.

À minha família, em especial aos meus pais e ao meu irmão, o seu apoio incondicional. Muito obrigada, por tudo.

Resumo

Na presente dissertação analisa-se a possibilidade de efetuar armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido, vulgarmente designado por sistema CAES, na Marinha Grande.

A pesquisa petrolífera evidenciou a existência de um anticlinal bem definido nesta zona que pode constituir uma estrutura ideal para o CAES. Através da construção de um modelo geológico estático conclui-se que o reservatório mais favorável é constituído pela formação de Torres Vedras (Cretácico Inferior), em níveis saturados com água de elevada salinidade, compostos por grés argiloso, e com uma espessura de 52 metros.

Apesar das limitações dos dados existentes procura-se ilustrar conceptualmente o dimensionamento da componente subterrânea da central CAES na zona de estudo. Conclui-se que este reservatório pode armazenar $0,106 \text{ km}^3$ de ar pressurizado a 61,64 bar e produzir 331,7 MWh de energia através de 7 poços verticais. Estima-se que os custos associados à componente de armazenamento geológico sejam de 34,1M €.

Palavras-chave: CAES, aquífero, armazenamento, energia, reservatório.

“Hydrogeological characteristics of porous media for compressed air energy storage.”

Abstract

This thesis addresses the possibility of developing a compressed air energy storage system, commonly referred to as CAES system, in Marinha Grande.

Oil exploration campaigns have highlighted the existence of steeped slopes anticline, an ideal structure for CAES, in this area. A static model of the geological sequence, made it possible to define a possible reservoir for compressed air storage in the Torres Vedras formation (Lower Cretaceous) in clayey sandstone layers saturated with high salinity groundwater, with an average thickness of 52 meters.

In spite of the limited data available, the design of the geological storage component of a CAES facility is illustrated for the study area. Analytical solutions indicate that the selected reservoir is able to store up to 0,106 km³ of air compressed at 61,64 bar and produce 331,7 MWh of energy from 7 vertical wells. The cost of the geological storage component of the CAES facility are estimated at 34,1M €.

Keywords: CAES, aquifer, storage, energy, reservoir.

Índice geral

Agradecimentos.....	v
Resumo	vii
Abstract	viii
Índice geral	ix
Índice de figuras	x
Índice de tabelas.....	xii
Abreviaturas	xiii
1. Introdução	1
2. Estado da arte de tecnologias de armazenamento de energia	3
2.1. A intermitência das fontes de energia e a necessidade do seu armazenamento.....	3
2.2. Tecnologias de armazenamento de energia.....	5
2.3. Armazenamento geológico aplicado ao sistema energético.....	9
2.4. Conceito CAES.....	12
2.5. CAES em meios porosos.....	21
3. Caso de estudo - Marinha Grande	26
3.1. Enquadramento geológico.....	29
3.2. Modelo Geológico Estático	30
3.3. Visualização 3D	37
3.4. Caracterização do potencial reservatório.....	39
4. Dimensionamento da componente de armazenamento.....	50
4.1. Energia Armazenada	50
4.2. Estimativa da massa de ar	52
4.3. Custos estimados	56
5. Conclusões.....	60
Bibliografia.....	62
Anexos	65

Índice de figuras

Figura 1 - Potência em função do tempo de diponibilização de várias tecnologias de armazenamento de energia. Fonte: Daneshi et al., 2010.	4
Figura 2 - Esquema representativo de uma instalação de bombeamento de água. Fonte: Ibrahim et al., 2008.	5
Figura 3 - Emissões de CO ₂ a nível mundial. Fonte: Procesi et al., 2013.....	10
Figura 4 - Esquema representativo de um sistema CAES diabático. Fonte: IME, 2014.	14
Figura 5 - Esquema representativo de um sistema CAES adiabático. Fonte: Steta, 2010.	14
Figura 6 - Diferentes tipos de reservatórios para o CAES. Fonte: Ibrahim et al., 2008..	16
Figura 7 - Reservatório a uma pressão constante, utilizando uma coluna de água. 1- Chaminé; 2- Central CAES; 3- Lagoa superficial; 4- Ar armazenado; 5- Coluna de água. Fonte: Sucar e Williams, 2008.	18
Figura 8 - a) Instalação CAES de Huntorf. b) Representação dos reservatórios. Fonte: E.ON Inovation center energy storage, 2012.	19
Figura 9 - Central CAES de McIntosh. Fonte: Fthenakis, 2008.	20
Figura 10 - Dimensões do reservatório	23
Figura 11 - Localização da zona de estudo.	26
Figura 12 - Estratigrafia da Bacia Lusitânica, com indicação de potenciais reservatórios e selantes. Fonte: DPEP, 2014.	27
Figura 13 - Profundidades (m) do topo do Cretácico Médio. Fonte: Mohave, 1995.	28
Figura 14 - Geologia da área de estudo (Carta geológica de Portugal, 1:500 000).....	29
Figura 15 - Corte N-S no diapiro de S. Pedro de Moel. Fonte: Almeida et al., 2000.	30
Figura 16 - Estrutura das camadas do modelo geológico estático.....	32
Figura 17 – Mapa de isópacas.	33
Figura 18 – Sistema de falhas.	34
Figura 19 - Localização de sondagens petrolíferas.....	35

Figura 20 - Sistemas aquíferos.....	36
Figura 21 - Modelo geológico 3D.....	37
Figura 22 - Localização dos perfis geológicos: 1 – Perfil S-N, 2 – Perfil W-E.	38
Figura 23 - a) Perfil S-N; b) Perfil W-E.....	38
Figura 24 – Excerto do log da sondagem SPM-2, dos 562 metros aos 670 metros.	40
Figura 25 - Gráfico representativo da relação entre valores de permeabilidade e profundidade média dos aquíferos de Leirosa-Monte-Real (a verde) e Alpedriz (a vermelho).	42
Figura 26 – Definição da zona de armazenamento através do <i>spill-point</i>	45
Figura 27 - Difractogramas de raios x das amostras superficiais do reservatório e do <i>cap-rock</i>	48

Índice de tabelas

Tabela 1 – Maiores sistemas de bombagem de água a nível mundial. Fonte: IME, 2014.	6
Tabela 2 - Comparação entre as centrais CAES de Huntorf e McIntosh. Adaptado de Steta, 2010.....	20
Tabela 3 - Critérios para seleção de reservatórios para CAES em meios porosos. Adaptado de Succar e Williams, 2008.	25
Tabela 4 - Parâmetros hidráulicos dos aquíferos de Alpedriz e Leirosa-Monte-Real. Adaptado de "Project COMET".....	41
Tabela 5 - Porosidade ao longo do reservatório.	44
Tabela 6 - Fluxo de ar nos furos.	54
Tabela 7 - Energia produzida.	54
Tabela 8 - Custos de técnicas e equipamentos da indústria petrolífera. Fonte: Schlumberger, 2014.....	57

Abreviaturas

ABB – Asea Brown Boverie

CAES – Compressed Air Energy Storage

CO₂ – Dióxido de Carbono

Darcy – unidade de permeabilidade

DPEP – Departamento de Pesquisa e Exploração de Petróleo

Gt – gigatonelada

GW – gigawatt

HP – High pressure (alta pressão)

J – Joule

K – kelvin

kWh – Quilowatt/hora, consiste numa unidade de energia equivalente a 1000 horas-watt. Por exemplo, uma lâmpada de 60 watt em funcionamento durante 100 horas usa 6kWh.

kW – Quilowatt

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

LP – Low pressure (baixa pressão).

MJ – megajoule

MPa – megapascal

MW – megawatt, equivale a 1,000,000 de watts

s – segundo

t – tonelada

CCS – CO₂ Capture and storage

NO_x – Óxidos de Nitrogénio, gases gerados em processos industriais, como por exemplo, a queima de combustíveis fósseis.

1. Introdução

A qualidade de vida e bem estar proporcionados diariamente pelo uso generalizado da energia elétrica tem impulsionado o seu consumo, obrigando à crescente utilização dos mais variados recursos energéticos. Este crescimento exponencial de consumo de eletricidade leva, por sua vez, a consequências negativas para o meio ambiente.

Os recursos energéticos são organizados em dois grandes grupos: recursos renováveis e recursos não renováveis. É nos recursos não renováveis que reside o maior problema. Para além de serem recursos que não são sustentáveis, em que a tendência é para o seu esgotamento, são recursos altamente poluentes. Deste modo, é cada vez mais urgente diminuir o consumo de combustíveis fósseis, como o carvão, petróleo e o gás, e aumentar o consumo de recursos renováveis, como é o caso da energia solar, eólica e geotérmica, por exemplo.

Estas energias são consideradas “limpas”, ou seja, a libertação de gases poluentes resultantes do seu uso é mínima. O contrário acontece com o petróleo, por exemplo, que é um dos combustíveis fósseis que liberta mais CO₂ para a atmosfera.

Contudo, as energias renováveis têm uma grande desvantagem. A verdade é que estes recursos são alvo de grandes intermitências: o sol não brilha todos os dias, o vento não corre com a mesma intensidade a toda a hora e as marés não têm sempre o mesmo movimento. Esta intermitência do recurso renovável implica que a sua produção, muitas vezes, não corresponda ao horário de maior consumo.

A solução para este problema passa por armazenar a energia. Assim, é possível fazer chegar eletricidade aos seus consumidores nos horários mais convenientes. Para isso, a energia é armazenada em horários de pouca procura e elevada produção, e libertada dos seus reservatórios nos horários de maior consumo.

Têm vindo a ser propostas e testadas diversas tecnologias de armazenamento de energia, entre as quais o armazenamento sob a forma de ar comprimido (CAES, do inglês *compressed air energy storage*). O sistema CAES consiste numa tecnologia de armazenamento que utiliza energia para armazenar o ar ambiente a elevadas pressões em formações geológicas ou em reservatórios superficiais. Quando é necessária energia, o ar pressurizado é libertado e expandido, produzindo eletricidade através de um gerador.

Neste contexto, esta tese avalia a possibilidade de armazenar energia sob a forma de ar comprimido num anticlinal na zona da Marinha Grande. A Marinha Grande localiza-se na Orla Meso-Cenozóica ocidental. As características hidrogeológicas nesta zona permitem pressupor, à partida, a existência de bons locais de armazenamento, isto é, formações porosas, de elevada permeabilidade com rochas de cobertura com capacidade para impedir a ascensão do ar. Assim, é feito um estudo conceptual de

forma a identificar e caracterizar o melhor reservatório, bem como estimar a capacidade de armazenamento e produção de energia e os custos associados à componente de armazenamento geológico de uma central hipotética de CAES.

A informação existente em Portugal Continental sobre a geologia e hidrogeologia profundas, para as profundidades a que a CAES é realizável, é muito escassa, e na sua maior parte está restringida às campanhas de prospeção sísmica para pesquisa petrolífera, e a algumas sondagens efectuadas com o mesmo objectivo. Esta escassez de informação reflete-se na zona em estudo. A análise aqui apresentada baseia-se nos dados de sísmica de reflexão e numa sondagem profunda para caracterizar uma estrutura que se situa a uma profundidade superior a 600 m. Assim, não é possível efetuar uma análise de detalhe, procurando-se ao invés ilustrar conceptualmente, e referindo a uma área de estudo concreta, a componente de armazenamento geológico de uma central CAES.

Esta tese está organizada do seguinte modo: no capítulo 2 é abordado o estado da arte de tecnologias de armazenamento de energia, em que se retrata a necessidade de armazenar energia e descrevem os diferentes tipos de armazenamento existentes, destacando o CAES; no capítulo 3 é descrito o estudo efectuado acerca do anticlinal da Marinha Grande e determinadas as características do reservatório – espessura, litologia, selante, permeabilidade, porosidade, volume e capacidade; no capítulo 4 é feito o dimensionamento da hipotética central da Marinha Grande, onde se determina a potência do sistema bem como os custos associados à sua componente de armazenamento.

Embora o presente estudo seja apenas uma primeira análise teórica, pois para viabilizá-lo seriam necessários vários estudos de prospeção e sondagens, pretende contribuir para a avaliação do potencial que existe em Portugal para este tipo de tecnologias e para a avaliação de custos envolvidos na implementação de eventuais estudos-piloto.

2. Estado da arte de tecnologias de armazenamento de energia

No contexto do armazenamento de energia é importante perceber as suas motivações e as tecnologias que lhe estão associadas. Deste modo, nos próximos capítulos são descritos os principais fatores que levaram à necessidade do armazenamento de energia e as tecnologias de pequena e larga escala que têm vindo a ser estudadas e desenvolvidas. O sistema CAES é abordado com mais pormenor, sendo descrito o seu modo de operação, métodos de funcionamento, tipos de depósitos que lhe estão associados, projetos piloto e as suas vantagens e desvantagens. Por último, destaca-se o CAES em reservatórios em meios porosos.

2.1. A intermitência das fontes de energia e a necessidade do seu armazenamento

As energias renováveis são fontes inesgotáveis de energias fornecidas pela natureza que nos rodeia. A energia do sol ou do vento, por exemplo, pode ser transformada em eletricidade através de painéis fotovoltaicos ou de turbinas eólicas, respetivamente. A grande vantagem consiste no facto de se tratarem de energias não poluentes.

No entanto, entre todas as vantagens que apresentam, este tipo de energias conta com algumas desvantagens significativas. É um facto que o sol nem sempre brilha, o vento nem sempre existe e as ondas nem sempre estão em movimento. Por isso, esta intermitência torna-se a desvantagem mais significativa. Por outro lado, muitas vezes os períodos de maior produção de energia não coincidem com os períodos de maior procura por parte dos consumidores.

O armazenamento de energia constitui uma potencial solução para os problemas da intermitência das energias renováveis uma vez que vai permitir a utilização de eletricidade gerada por fontes renováveis em períodos de elevada procura, armazenando assim a energia por determinados períodos de tempo. Ou seja, o armazenamento de energia vai permitir adaptar os horários de maior produção com os horários de maior procura. Consequentemente, vai permitir um maior retorno de todos os investimentos feitos pela implantação de tecnologias de energias renováveis (IME, 2014).

O armazenamento de energia pode permitir também que áreas urbanas mais isoladas se tornem autossuficientes em termos de abastecimento energético. Este é um aspeto importante, nomeadamente em épocas de condições meteorológicas extremas, como é o caso de tempestades ou inundações (IME, 2014).

De um modo geral, o armazenamento de energia permite estabelecer um equilíbrio entre a procura e a oferta de energia. No entanto, é importante referir que o armazenamento de energia não se aplica necessariamente a energias renováveis. A energia armazenada pode ser proveniente de qualquer fonte.

Há muitas técnicas possíveis para o armazenamento de energia, o essencial é que a eletricidade seja transformada numa forma de energia sob a qual esta possa ser armazenada - energia cinética, térmica, mecânica, etc.

As diferentes técnicas de armazenamento de energia resultam do facto de haver diferentes necessidades. Ou seja, para terem capacidade de cobrir todas as áreas de procura, as instalações de armazenamento variam a sua capacidade de alguns miliwatts a centenas de megawatts e têm de fornecer energia variando de miliwatts--hora a terawatts-hora.

Assim, e de acordo com Ibrahim et al. (2008), existem técnicas aplicadas a sistemas de pequena escala e sistemas de grande escala. Os sistemas de pequena escala são utilizados para abastecer pequenas povoações ou áreas isoladas, como é o caso do armazenamento sob a forma de energia cinética (*flyweels*), energia química, hidrogénio (células de combustível) ou em supercapacitadores. Os sistemas de larga escala são constituídos por grandes redes de abastecimento de energia e esta pode ser armazenada sob a forma de um sistema gravitacional (bombagem de água), energia térmica, ou ar comprimido.

Na figura 1 é ilustrada a potência e o tempo de disponibilização de uma vasta gama de tecnologias de armazenamento de energia, e permite posicionar e comparar cada uma dessas tecnologias em função da quantidade de energia que pode ser armazenada e os períodos de tempo em que pode ser disponibilizada.

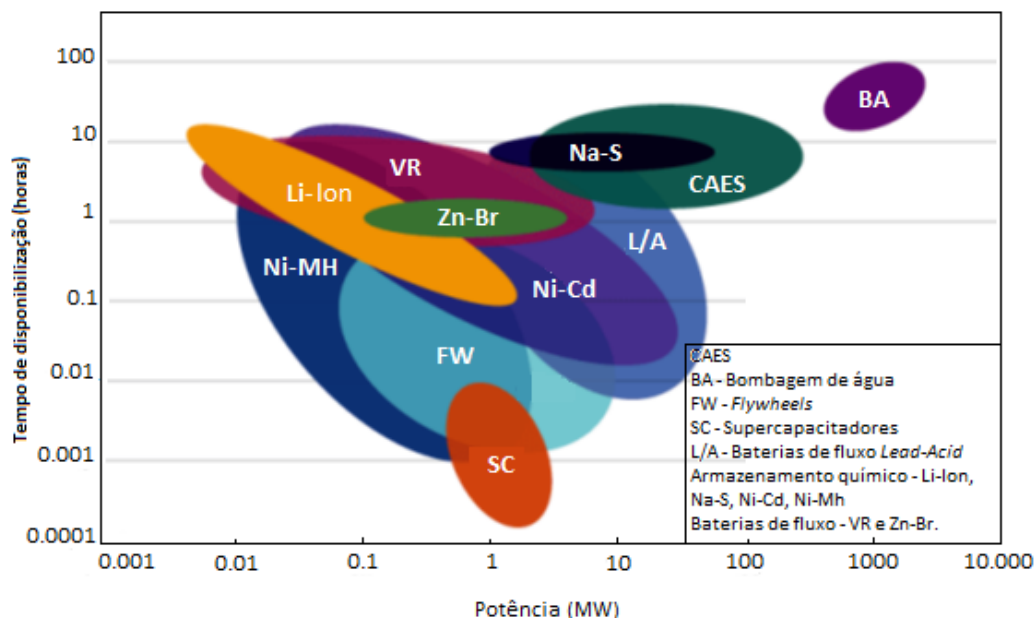


Figura 1 - Potência em função do tempo de diponibilização de várias tecnologias de armazenamento de energia. Fonte: Daneshi et al., 2010.

A figura 1 permite visualizar tecnologias de armazenamento de energia de pequena e larga escala. No que diz respeito às tecnologias de armazenamento verifica-se que os sistemas CAES e Bombagem de água são os de maior potência, correspondendo também a tempos de disponibilização consideráveis. Tal como referido anteriormente, baterias de fluxo, *flywheels* e supercapacitores são tecnologias de pequena escala, uma vez que possuem baixa capacidade de armazenamento e poucas horas de disponibilidade.

2.2. Tecnologias de armazenamento de energia

De entre os tipos de armazenamento de energia de larga escala destacam-se a bombagem de água e o sistema CAES. No entanto, as tecnologias de armazenamento de pequena escala também assumem um papel importante. Assim, diversas tecnologias de armazenamento irão ser descritas sucintamente nos próximos capítulos. A tecnologia CAES não é abordada nesta secção, pois é descrita detalhadamente no capítulo 2.4.

2.2.1. Bombagem de água

Esta tecnologia armazena a energia sob a forma de água, ou seja, é composta por dois reservatórios em que o mais superficial bombeia água para outro a uma profundidade mais elevada. Durante os períodos de elevada procura de electricidade, a energia é gerada através da libertação de água para o reservatório mais profundo, ativando turbinas. Durante os períodos de baixa procura de energia, e quando a electricidade é mais barata ou é excedentária daquela que foi gerada anteriormente, o reservatório superior volta a ser recarregado. Posteriormente, a água é libertada novamente para o reservatório mais profundo e este ciclo é repetido (figura 2) (IME, 2014).

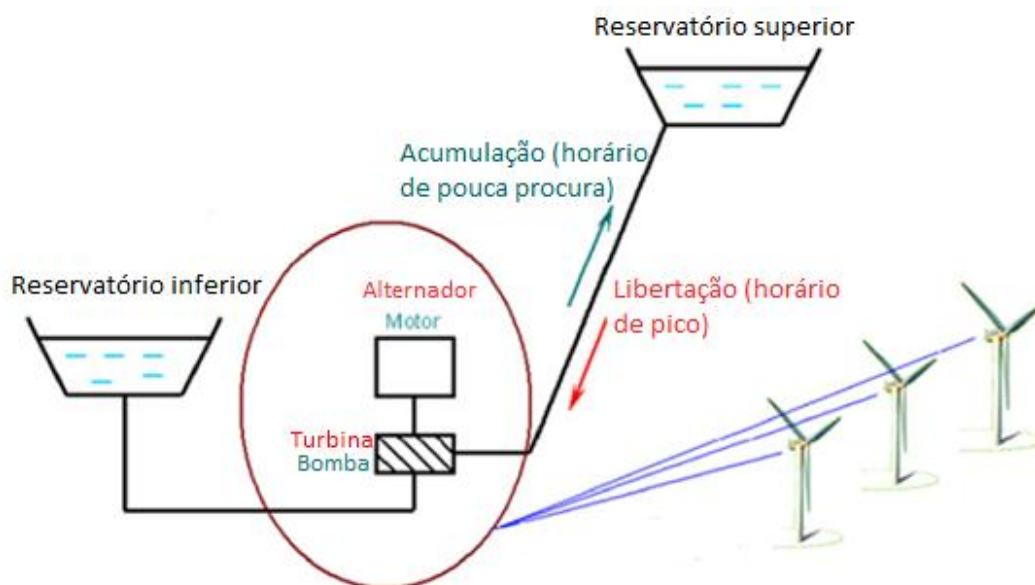


Figura 2 - Esquema representativo de uma instalação de bombeamento de água. Fonte: Ibrahim et al., 2008.

O intervalo de tempo entre o bombeamento da água e a geração de energia é de alguns minutos, dependendo das instalações, sendo que é possível este ciclo repetir-se, em média, 40 vezes por dia. A capacidade de armazenamento depende de dois parâmetros: a altura da queda da água e o volume de água (Ibrahim et al., 2008)

Esta metodologia possui a maior capacidade de armazenamento das tecnologias conhecidas e testadas a nível mundial (tabela 1). Só nos Estados Unidos da América existem 40 centrais com uma potência total de 20 GW, cerca de 2% da capacidade do sistema de alimentação eléctrica (IME, 2014).

Tabela 1 – Maiores sistemas de bombagem de água a nível mundial. Fonte: IME, 2014.

Central	País	Capacidade [MW]
Bath County, VA	EUA	3 003
Guangdong	China	2 400
Huizhou	China	2 400
Okutataragi	Japão	1 932
Ludington, MI	EUA	1 872

2.2.2. Células de combustível – armazenamento de energia sob a forma de hidrogénio

O hidrogénio é um elemento mais difícil de obter, comparativamente com o ar e com a água, e tem de ser extraído de outras substâncias, como os combustíveis fósseis, por exemplo, não sendo por isso considerado um elemento sustentável. É também muito difícil mantê-lo, uma vez que é o elemento mais leve que consta na tabela periódica. No entanto, começa a haver uma crescente quantidade de hidrogénio “verde” obtido através da eletrólise da água (IME, 2014).

Depois de obtido pelo processo químico da eletrólise, o hidrogénio pode então ser armazenado e voltar a ser novamente utilizado na produção de eletricidade. No entanto, a eficiência no retorno desta energia é muito baixa (cerca de 30 a 40%), e apenas pequenas quantidades de hidrogénio podem ser armazenadas em reservatórios à superfície pressurizadas entre 100 e 300 bar ou liquefeito a -253°C.

Estas células de combustível são usadas, essencialmente, em locais de produção descentralizada, ou seja, em locais de consumo de pouca energia. Podem também ser utilizadas em locais isolados, onde a instalação de redes energéticas são muito difíceis, por exemplo, em zonas montanhosas (Ibrahim et al., 2008).

2.2.3. Armazenamento de energia em sistemas *Flywheel*

Os sistemas de armazenamento de energia *Flywheel* podem ser vistos como baterias cinéticas ou mecânicas. Neste tipo de sistemas a eletricidade é utilizada para fazer rodar um cilindro a elevadas velocidades e armazenar a energia cinética produzida pelo seu movimento rotativo. Posteriormente, esta energia é convertida novamente através de um gerador. Este sistema é constituído por um cilindro rotativo e um

suporte, geralmente magnético, fixados no interior de um invólucro de pressão muito baixa ou em vácuo (IME, 2014).

Este sistema possui tempos de resposta muito rápidos, no entanto, e de acordo com a figura 1, corresponde a baixos tempos de disponibilidade de energia e tem a capacidade de armazenar poucos MWh.

Estes sistemas, para além de serem de elevada duração e necessitarem de pouca manutenção, também têm um impacto ambiental insignificante. A principal desvantagem é o facto de exigirem equipamentos altamente rigorosos e de custos elevados (IME, 2014), bem como a reduzida capacidade de armazenamento.

2.2.4. Armazenamento de energia utilizando baterias de fluxo

O armazenamento de energia utilizando baterias de fluxo é constituído por um sistema que pode acumular e devolver energia por meio de reações reversíveis de oxidação-redução de eletrólitos, tanto na forma líquida como gasosa, posteriormente armazenados em tanques separados (IME, 2014).

Têm vindo a ser desenvolvidos vários pares de eletrólitos, mas apenas os sistemas baseados em Zinco-Bromo e Vanádio-Vanádio foram comercializados. Geralmente, estes eletrólitos armazenam energia na ordem dos 50 kWh e 100 kWh, respetivamente (IME, 2014). De acordo com a figura 1, pode verificar-se que este sistema possui também tempos de disponibilização de energia muito baixos, de apenas algumas horas.

2.2.5. Armazenamento de energia através de supercondutores magnéticos

Este sistema de armazenamento de energia consiste na indução de corrente elétrica numa bobina feita de cabos supercondutores que operam a temperaturas muito baixas (-270°C). A energia é armazenada neste campo magnético. A corrente aumenta nos períodos de carga (armazenamento) e diminui nos períodos de descarga (Ibrahim et al., 2008).

Apesar de ser um sistema que possui resposta rápida face à necessidade de energia, a quantidade de energia que pode armazenar é muito baixa devido ao facto de ser necessária energia constante para manter os supercondutores muito frios (IME, 2014).

2.2.6. Armazenamento de energia em supercapacitores

Estes equipamentos armazenam energia sob a forma de uma carga elétrica entre duas placas de metal condutivo e separadas por um material isolante – dielétrico – quando um diferencial de voltagem é aplicado através das duas placas. Os fatores que determinam a capacitância são o tamanho das placas, a distância de separação das placas, e o tipo de o material utilizado para o dielétrico (Schoenung et al., 1996).

Esta tecnologia oferece elevados ciclos de vida e curtos tempos de resposta. No entanto, como se pode verificar na figura 1, armazena quantidades de energias relativamente baixas e possui tempos de descarga também muito baixos, de apenas alguns minutos (IME, 2014).

2.2.7. Armazenamento de energia por bombagem de calor

Este sistema de armazenamento de energia sob a forma de bombagem de calor é composto por dois reservatórios de armazenamento a 12 bar: um reservatório a baixas temperaturas, cerca de -160 °C, e um reservatório quente, a temperaturas na ordem dos 500 °C. Ambos contêm partículas minerais, normalmente, cascalho (IME, 2014).

Com a energia elétrica em excesso, ou em horários fora dos picos de procura, é ativada uma bomba de calor que bombeia o ar do “reservatório frio” para o “quente”. Nos períodos de elevada procura de energia, este processo é invertido e a bomba de calor torna-se num motor de calor. Este motor alimenta-se do calor proveniente do “reservatório quente” e fornece calor ao “reservatório frio”, produzindo trabalho mecânico. Este trabalho aciona um gerador que produz eletricidade (IME, 2014).

Esta tecnologia está ainda em fase de desenvolvimento e espera-se que tenha uma capacidade de armazenamento na ordem dos 2-5MW (IME, 2014).

2.2.8. Armazenamento de energia sob a forma de criogénio

O armazenamento de energia sob a forma de criogénio utiliza o criogénio - gás liquefeito a baixas temperaturas - ou azoto líquido para a produção de energia. Segundo a IME (2014), este sistema funciona em três etapas fundamentais. O primeiro passo é liquefazer o ar. O ar é extraído do meio ambiente, é limpo, comprimido e arrefecido. Posteriormente o ar é submetido a uma mudança de estado, de gasoso para líquido, através de um liquidificador convencional que funciona com energia elétrica em excesso ou fora dos horários de pico de procura. Numa segunda fase, o ar líquido é armazenado num tanque isolado a baixa pressão, que funciona como acumulador de energia. Por último, quando é necessária energia, o ar líquido é retirado do tanque de armazenamento e bombeado a elevadas pressões. O calor ambiente é colocado em contacto com o ar líquido através de permutadores de calor, resultando novamente numa alteração de estado de líquido para um gás de alta pressão. Este gás é utilizado para ativar um gerador de turbina de expansão.

2.2.9. Armazenamento de energia acoplada com o armazenamento de gás natural

A ideia essencial deste sistema é acoplar o armazenamento subterrâneo de gás natural com o armazenamento de eletricidade. A diferença de pressão entre o armazenamento de gás de alta pressão, na ordem dos 200 bar, em reservatórios no subsolo e do gás injetado para as condutas, com uma pressão máxima de 60-80 bares, leva ao consumo de energia para a compressão. Esta energia pode ser libertada na forma de energia elétrica quando se dá a descompressão (Ibrahim et al., 2008).

2.2.10. Armazenamento de energia térmica

Ibrahim et al. (2008) dividem o armazenamento de energia térmica em dois tipos, dependendo do uso de calor sensível ou latente.

O sistema de calor latente utiliza determinados compostos que alteram o seu estado físico a uma determinada temperatura. Por exemplo, podem ser utilizados sais inorgânicos, como o sulfato de sódio, ou até mesmo materiais orgânicos, como a cera das abelhas, que absorvem calor e sofrem uma transição de fase, do estado sólido para o estado líquido, a uma temperatura particular – fusão. No arrefecimento, ocorre a mudança de fase inversa, ou seja, o seu congelamento ou cristalização. Aqui é libertado o calor latente armazenado (IME, 2014).

O armazenamento de calor de fusão sensível é obtido por aquecimento de materiais como o sódio, sal fundido ou água sob pressão, que não altera os estados durante a fase de acumulação, o calor é então recuperado para produzir vapor de água, que aciona um sistema de turbo-alternador (Ibrahim et al., 2008).

2.2.11. Armazenamento químico

O armazenamento químico é conseguido através de acumuladores. Estes sistemas transformam energia química, originada em reações eletroquímicas, em energia elétrica e vice-versa. Há várias tecnologias adotadas para a formação de acumuladores: Níquel-Cádmio, Níquel-Ferro, Sódio-Enxofre, Lítio-íons, etc, e os seus princípios ativos são a sua densidade (2000 Wh/kg para o Lítio) (Ibrahim et al., 2008).

Esta tecnologia constitui um sistema de pequena escala, pois a sua capacidade e tempo de disponibilização são relativamente baixos (figura 1).

2.3. Armazenamento geológico aplicado ao sistema energético

A tecnologia CAES enquadra-se na tipologia de armazenamento geológico e pode beneficiar dos conhecimentos e experiência adquiridos em tecnologias similares em que se recorre ao armazenamento geológico em contextos energéticos, como sejam o armazenamento de gás natural (CH₄) e o armazenamento de CO₂. Faz-se nesta secção um breve ponto de situação destas tecnologias, salientando os pontos de contacto com a tecnologia CAES descrita na secção 2.4.

Em 2007, a comissão europeia (Procesi et al., 2013) sublinhou a necessidade de elaborar, a nível europeu, um plano estratégico de tecnologia e energia sobre fontes de energia com emissões de CO₂ reduzidas, de que são exemplo as tecnologias de energia renovável, a captura e armazenamento do CO₂ (CCS) e redes inteligentes de energia, mas também conceitos fundamentais, tais como eficiência energética e a preservação de energia.

Projeções até 2030, da Agência Internacional de Energia, indicam que um “mix” energético caracterizado pela integração do sistema CCS na geração de energia, pelo

uso da energia nuclear, recursos renováveis e gás natural poderiam reduzir as emissões globais de CO₂ de 27Gt para 23 Gt (figura 3).

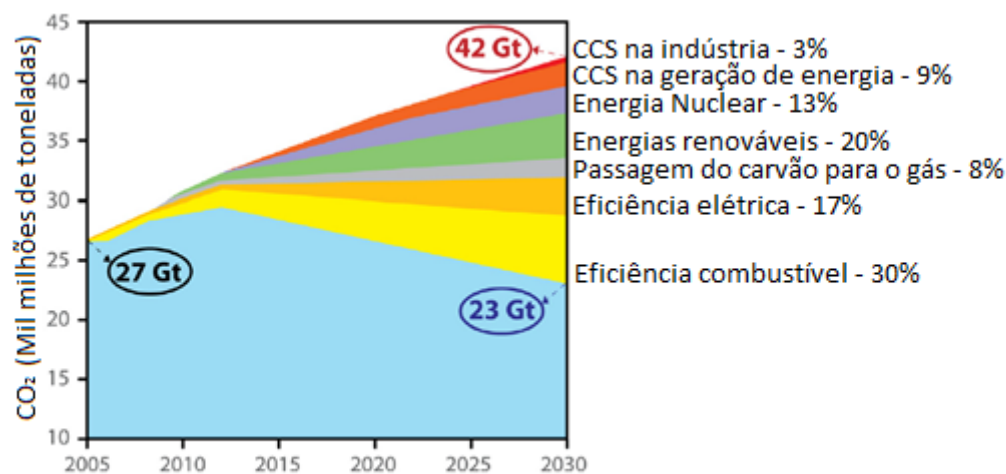


Figura 3 - Emissões de CO₂ a nível mundial. Fonte: Procesi et al., 2013.

Assim, segundo Procesi et al. (2013), um passo fundamental para estes objetivos se concretizarem consiste na avaliação e utilização do potencial de armazenamento geológico para tecnologias com baixas emissões de CO₂, nomeadamente:

- A utilização de combustíveis fósseis combinada com o armazenamento geológico de CO₂;
- O armazenamento de gás natural em reservatórios geológicos;

2.3.1. Armazenamento de CO₂

O armazenamento geológico de CO₂ é um método cada vez mais utilizado a nível mundial e muito eficaz, na medida em que reduz, consideravelmente, as emissões de CO₂ para a atmosfera. Uma central de carvão moderna com armazenamento geológico de CO₂ poderá reduzir as emissões em cerca de 80 a 90%, comparativamente com uma central convencional (Procesi et al., 2013).

Recentemente, o armazenamento de CO₂ em formações profundas tem atraído uma elevada atenção, num contexto de desenvolvimento de tecnologia que permita diminuir as alterações climáticas. No entanto, e de acordo com Succar e Williams (2008), as avaliações de armazenamento de CO₂ são pouco relevantes para o auxílio no estudo de sistemas CAES. A profundidade mínima necessária para se armazenar CO₂ (cerca de 800 metros) é geralmente no limite superior aceitável para CAES (tabela 3). Além disso, porque o CO₂ é armazenado permanentemente em vez de ser novamente libertado, a presença de um anticlinal não é um critério estritamente necessário. A rocha de cobertura é constituída por camadas mais planas, uma vez que assim é promovida a migração e dissolução mais rápida. O comportamento dos materiais

também é bastante diferente, uma vez que o CO₂ pode ter uma elevada viscosidade comparativamente com o ar, influenciando assim os comportamentos de fluxo.

2.3.2. Armazenamento de gás natural

O armazenamento de gás natural consiste na injeção sazonal de gás natural em reservatórios geológicos naturais. Trata-se de uma técnica implementada para corresponder aos períodos de maior procura pela população, que normalmente coincide com o inverno. Geralmente, o gás natural é injetado durante o verão, período em que existe pouca procura, e é extraído durante o inverno, quando a procura é, normalmente, superior.

Há ainda razões financeiras e económicas para efetuar o armazenamento de gás natural, nomeadamente proceder ao armazenamento quando os preços deste são mais baixos e na extração quando os preços estão elevados.

Contrariamente ao que acontece com o CO₂, o armazenamento de gás natural dá-se em condições semelhantes ao CAES. Assim, os seus estudos de armazenamento constituem um ponto de partida valioso para a análise de armazenamento do ar em rochas porosas.

A vasta experiência industrial com o armazenamento de gás natural fornece um elevado conhecimento teórico e prático para descrever o seu armazenamento subterrâneo e os locais indicados para armazenamento sazonal. Testes de campo e estudos efectuados anteriormente indicam que estes conhecimentos podem ser aplicáveis à análise do CAES.

O armazenamento sazonal de gás natural começou como uma indústria em 1915, quando a “Natural Fuel Gas Company” utilizou um reservatório esgotado de CH₄ em Ontário, no Canadá, para corresponder ao pico de procura durante o inverno. Em 2004, a capacidade de gás de trabalho da indústria de armazenamento de CH₄ nos EUA e no Canadá havia crescido para 4,1 triliões de unidades cúbicas padrão (12 polegadas) em 428 instalações distribuídas por 30 estados americanos e cinco províncias canadianas. Esta capacidade de armazenamento corresponde a cerca de 17% do total da procura anual de gás natural nos EUA e Canadá, em 2002. Mais de 95% dessa capacidade é realizada em formações rochosas porosas (principalmente em campos de gás esgotados), tornando esta base de experiência industrial especialmente relevante para a compreensão dos sistemas aquíferos CAES (Succar e Williams, 2008).

A aplicabilidade de técnicas de análise de armazenamento de gás estende-se para além de formações porosas. No caso do armazenamento em domos salinos, as instalações de Huntorf e McIntosh estão localizadas junto a instalações de armazenamento de gás natural em formações porosas que constituíam campos de gás natural. Isto sugere que muitas vezes as condições favoráveis para o desenvolvimento de CAES se sobrepõem com o desenvolvimento de gás natural.

2.4. Conceito CAES

O armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido consiste numa tecnologia de baixo custo para armazenar grandes quantidades de energia elétrica na forma de ar comprimido a elevadas pressões (figura 1). Esta tecnologia é uma das poucas que tem a capacidade de armazenar energia durante várias horas, ao contrário do que acontece com o sistema *flywheels* e supercapacitores, por exemplo. É, por isso, considerado um sistema de armazenamento de larga escala, com uma grande capacidade de armazenamento, até cerca de 500 GW, e um longo período de descarga, podendo chegar a alguns dias (figura 1). Tem a grande vantagem de poder utilizar formações geológicas como reservatório (Domas salinos, cavernas e aquíferos), minimizando assim os custos na fase de implementação das estruturas. Por outro lado, o sistema CAES tem a desvantagem de não poder ser implementado onde não existem reservatórios geológicos adequados.

Esta tecnologia surgiu na década de 70 quando os elevados preços do petróleo e a expansão da energia nuclear levaram a um maior interesse por tecnologias de armazenamento de energia (Succar e Williams, 2008). Nos anos 80 os preços do petróleo baixaram e a utilização de energia nuclear tomou outras proporções. Assim, ao contrário do esperado, a tecnologia CAES não foi implementada em larga escala.

Atualmente, com o aumento dos preços dos combustíveis fósseis e uma preocupação cada vez maior com o ambiente, o armazenamento de energia suscita um enorme interesse, também devido à crescente utilização de energias renováveis, em particular da energia eólica, e ao desfasamento entre períodos de produção e procura de energia. A capacidade de produção de energia eólica tem crescido rapidamente nos últimos anos, de 4,8 GW no ano de 1995 a 94 GW em 2007 (Succar e Williams, 2008). Em Portugal, a capacidade de energia eólica instalada também tem crescido consideravelmente nos últimos anos, de 20 MW em 1997 a 619 MW em 2013 (EDP, 2013). Porém, para a eletricidade gerada de origem eólica ser uma alternativa credível aos combustíveis fósseis, as suas características técnicas devem ser iguais às dos fornecedores de energia já existentes. Ou seja, deve estar disponível em caso de necessidade e em quantidades suficientes para poder abastecer grandes cidades, complexos industriais e comerciais, e não apenas casas ou povoações isoladas. O sistema CAES associado à energia eólica procura solucionar o problema da intermitência desta fonte de energia. Atualmente, existem apenas duas centrais CAES operacionais a nível mundial. A primeira entrou em operação em Novembro de 1978 em Huntorf, na Alemanha, e a segunda em 1991, em McIntosh, nos EUA. Estes dois sistemas serão descritos no capítulo 2.4.4.

2.4.1. Modo de operação das centrais CAES

De acordo com Steta (2010), o processo de armazenamento CAES é formado por três fases essenciais: uma primeira fase de compressão, uma fase de armazenamento e, por fim, uma fase de expansão.

Durante a fase de compressão, é utilizada eletricidade para ativar uma cadeia de compressores que comprimem e arrefecem o ar. Estes compressores comprimem o ar a elevadas pressões, entre 40 e 70 bar, e arrefecem-no através de refrigeradores intermédios, aumentando a eficiência da compressão, reduzindo o volume de armazenamento e minimizando o esforço térmico no reservatório (Succar e Williams, 2008).

A segunda etapa, ou seja, a fase de armazenamento envolve a injeção do ar para um reservatório isolado. Este reservatório pode ser constituído por domos salinos, rochas porosas, ou cavernas em rochas duras (*hard-rock*) (Steta, 2010).

A última etapa consiste na fase de expansão do ar. Quando há necessidade de eletricidade, o ar é retirado do reservatório e é queimado no interior das turbinas para aumentar a sua temperatura. O combustível utilizado na combustão é, geralmente, o gás natural (Succar e Williams, 2008). O produto desta combustão é expandido, regenerando assim a energia armazenada (Steta, 2010).

Existem três tipos de sistemas CAES quanto ao aproveitamento do calor gerado na fase de compressão: sistemas diabáticos, adiabáticos e isotérmicos

2.4.1.1. CAES Diabático

Num sistema convencional diabático a perda de energia térmica durante a fase de compressão tem de ser compensada pelo aquecimento do ar de alta pressão em câmaras de combustão, durante a fase de produção de energia, geralmente, usando gás natural (IME, 2014).

Tanto o sistema de Huntorf como o de McIntosh funcionam sob este método, usando equipamentos simples onde o compressor e o gerador estão localizados no mesmo eixo e estão acoplados através de uma caixa de engrenagem (figura 4) (IME, 2014).

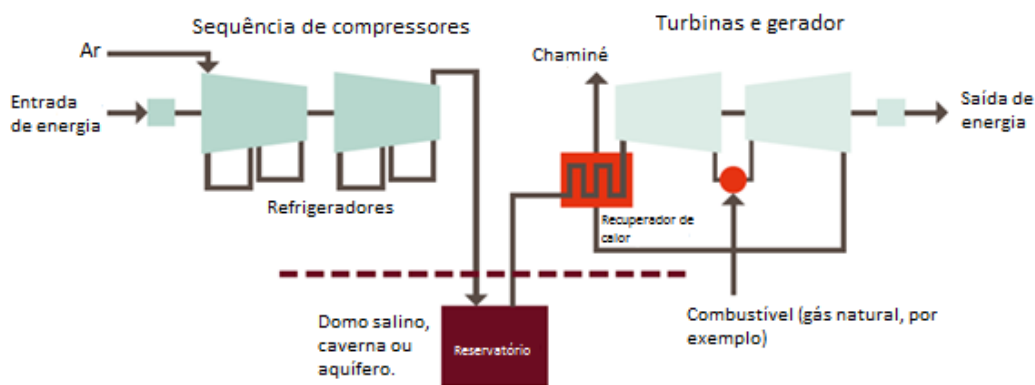


Figura 4 - Esquema representativo de um sistema CAES diabático. Fonte: IME, 2014.

2.4.1.2. CAES Adiabático

O sistema CAES adiabático permite alcançar uma eficiência muito maior, até cerca de 70%, pois o calor resultante da fase de compressão do ar é recuperado e utilizado para aquecer o ar comprimido durante o processo de expansão através da turbina. Isto significa que não há qualquer necessidade de queimar gás natural extra para aquecer o ar comprimido (figura 5). Um consórcio internacional liderado pela empresa alemã de energia RWE (IME, 2014), está atualmente a trabalhar no desenvolvimento dos componentes necessários ao armazenamento de calor para um projeto intitulado ADELE. A central piloto está programada para entrar em operação em 2018.

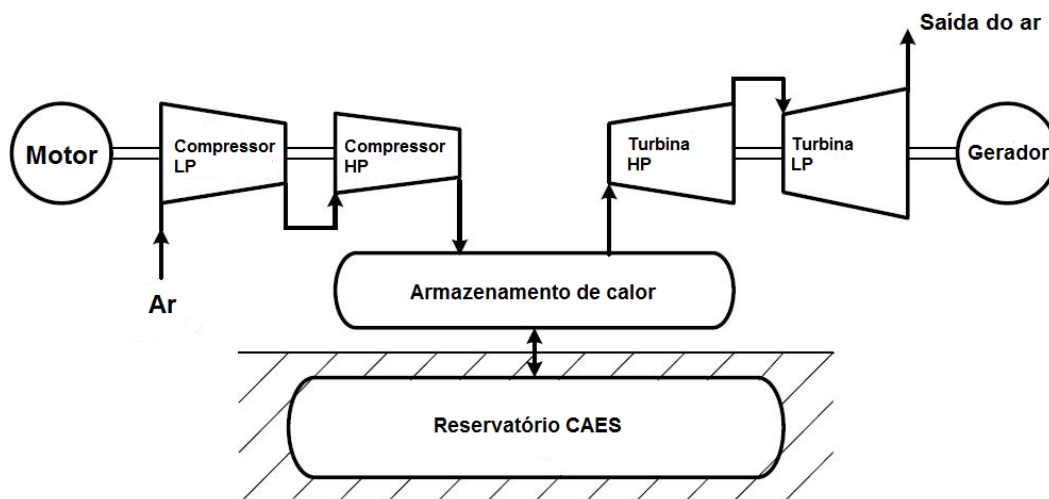


Figura 5 - Esquema representativo de um sistema CAES adiabático. Fonte: Steta, 2010.

2.4.1.3. CAES Isotérmico

A ideia fundamental deste processo é manter um trabalho contínuo, isto é, o calor é removido do ar continuamente durante o processo de compressão e adicionado, simultaneamente, durante a expansão, para manter um processo isotérmico (IME, 2014).

Este sistema tem como objetivo obter uma compressão e expansão isotérmica *in situ* em vez de recorrer a diferentes tecnologias para arrefecer e comprimir o ar e, posteriormente, para expandir o ar. Embora atualmente não existam instalações de CAES isotérmico em funcionamento, há uma solução já proposta para fazer este sistema funcionar. Esta solução passa por introduzir várias gotas de água no interior de um êmbolo durante a compressão do ar. Estas gotas de água absorvem o calor resultante da compressão do ar, mantendo a temperatura constante no interior do êmbolo. Estas gotas são armazenadas e, quando é necessária a produção de energia, o mesmo êmbolo sofre o movimento contrário utilizando a pressão do ar como força impulsionadora. As gotas de água movimentam-se novamente para o interior do êmbolo e voltam a fornecer o calor ao ar pressurizado (Energy Storage Association, 2014).

i. Eficiência do sistema CAES

No sistema CAES existem duas entradas de energia diferentes: a eletricidade utilizada para acionar os compressores e o combustível queimado para aquecer o ar antes da expansão. Assim, para descrever o seu índice de desempenho é necessário considerar estes dois tipos de consumo de energia.

O primeiro índice de desempenho é a taxa de carga elétrica e é caracterizada pela relação entre a quantidade de energia produzida pelo gerador e a quantidade de energia consumida pelos compressores ($\text{kWh}_{\text{output}}/\text{kWh}_{\text{input}}$). Como é utilizado combustível no processo, este índice é maior que um e varia entre 1.2 e 1.8. Este valor depende também das eficiências dos compressores e das turbinas. A eficiência das turbinas é especialmente importante na fase de expansão de baixa pressão, ou seja, na turbina LP, onde ocorre a maior queda de entalpia e, aproximadamente, $\frac{3}{4}$ da energia são produzidos.

O segundo índice de desempenho é caracterizado pela taxa de calor ou a quantidade de combustível queimado por kWh de energia produzida num sistema CAES e depende do design da central. A adição de um recuperador de calor permite ao sistema capturar o calor libertado pela turbina LP e pré-aquecer o ar retirado do reservatório. A taxa de calor para um sistema CAES sem recuperador de calor varia, geralmente, entre os 5500 e os 6000 kJ/kWh, como é o caso da central de Huntorf, onde a taxa de calor assume o valor de 5870 kJ/kWh. Este tipo de sistemas tem uma eficiência entre os 60 e 65%. Em sistemas com um recuperador de calor associado, a taxa de calor varia entre os 4200 a 4500 kJ/kWh, como acontece na central de McIntosh – 4430 kJ/kWh, e a eficiência do sistema é de 80 a 85%. Para além de reduzir o consumo de combustível, estes sistemas reduzem também a quantidade de emissões de NO_x para a atmosfera.

2.4.2. Tipos de reservatórios geológicos

São três os tipos de formações geológicas que podem constituir reservatórios para o CAES: Domos salinos, rochas porosas e cavernas subterrâneas em rocha dura (figura 6).

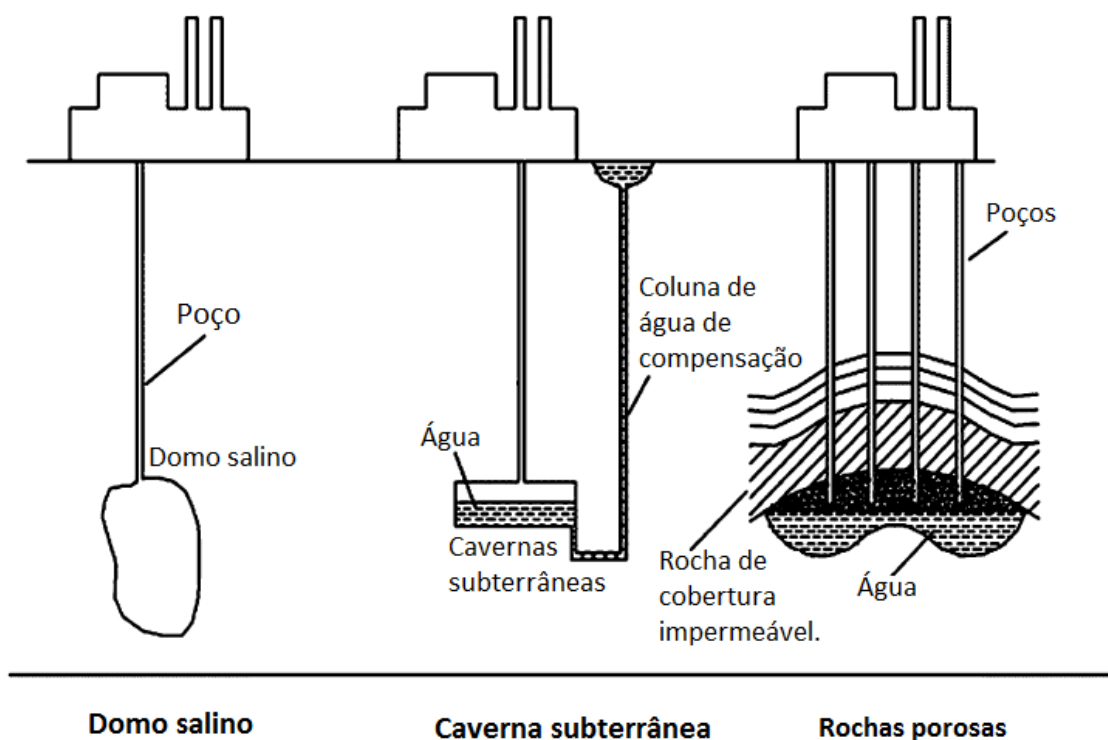


Figura 6 - Diferentes tipos de reservatórios para o CAES. Fonte: Ibrahim et al., 2008.

Os reservatórios de sal-gema têm vantagem de as técnicas de desenvolvimento de cavidades por dissolução estarem bem desenvolvidas, o que facilita a implementação dos equipamentos e diminuição dos custos associados. Por outro lado, devido às propriedades elasto-plásticas do sal, estes reservatórios de armazenamento apresentam poucas probabilidades de fuga do ar.

De acordo com Succar e Williams (2008), para o CAES, os reservatórios podem ser constituídos por “camadas de sal” e por domos salinos. No entanto, “as camadas de sal” são, geralmente, mais difíceis de desenvolver porque são constituídas por níveis mais finos e contêm uma concentração relativamente mais elevada de impurezas, o que apresenta desafios significativos no que diz respeito à estabilidade estrutural. Os domos salinos têm uma geometria mais favorável ao desenvolvimento de cavidades e as centrais de Huntorf e McIntosh estão ambas associadas a armazenamento em domos salinos. Segundo Steta (2010), estes reservatórios podem já existir, ou podem ser formados através da injeção de água, provocando assim a dissolução do sal. Este processo tem o problema da eliminação da água salgada, que pode poluir a água de outros reservatórios ou provocar outro tipo de problemas ambientais.

Os reservatórios inseridos em cavernas subterrâneas são também opções baratas quando já existentes, como sejam minas operacionais ou abandonadas. Têm vindo a ser estudadas várias metodologias para avaliar a estabilidade da rocha que constitui a caverna, a fuga de ar e a perda de energia, como, por exemplo, o revestimento da cavidade com betão projetado. Dentro dos testes que têm vindo a ser propostos, o mais conhecido desenvolve-se no Japão, utilizando um túnel revestido de betão na antiga mina de carvão Sunagaawa (Succar e Williams, 2008).

Também adequadas como reservatórios para sistemas CAES são as rochas sedimentares porosas, como arenitos, calcários, etc. Dependendo da permeabilidade da rocha, uma determinada quantidade de poços tem de ser instalada no maciço de maneira a desenvolver uma “bolha” de ar que vai deslocar a água contida nos poros (Steta, 2010). Estes reservatórios têm a vantagem de serem os menos dispendiosos, uma vez que existem em grande escala e muitas vezes coincidem com locais onde existem instalações de turbinas eólicas (Succar e Williams, 2008).

Estas tipologias de reservatórios podem funcionar de diferentes modos quanto à pressão a que é mantido o reservatório.

- 1- Manter a pressão de entrada da turbina constante, regulando o ar a montante para manter a pressão fixa;
- 2- A pressão de entrada da turbina varia com a pressão do reservatório;
- 3- Reservatório a pressão constante.

Embora a primeira opção exija um volume de armazenamento maior, devido a perdas causadas pela necessidade de controlar a pressão do ar, foi adoptada para ambas as instalações CAES operacionais, pois permite uma maior eficiência da turbina. A central de Huntorf, construída em 1978 na Alemanha, foi projetada para manter o ar da caverna a 46 bar na entrada da turbina (com cavernas que operam entre 48 a 66 bar) e o sistema de McIntosh, construído em 1991, no Alabama, mantém o ar a 45 bar (em operação entre 45 e 74 bar). Estas duas centrais operam em condições de volume constante, ou seja, o volume de armazenamento é constituído por um reservatório rígido e fixo que opera num intervalo de pressão apropriado.

A terceira opção é manter o reservatório de armazenamento a uma pressão constante durante toda a operação, utilizando para isso uma coluna de água ligada a um reservatório de superfície (figura 7) (Succar e Williams, 2008).

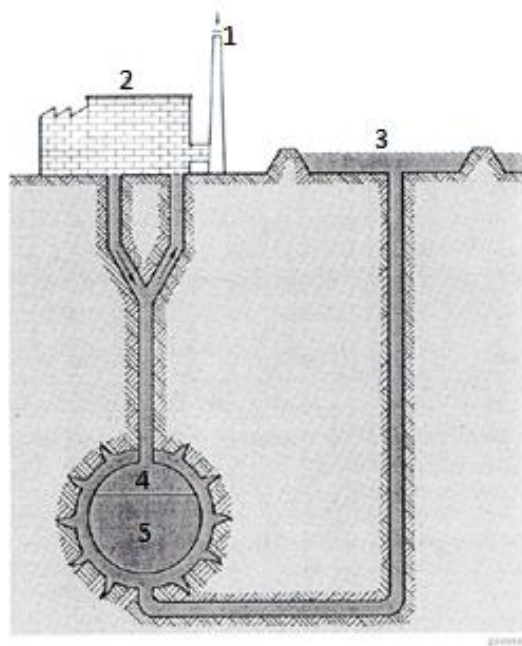


Figura 7 - Reservatório a uma pressão constante, utilizando uma coluna de água. 1- Chaminé; 2- Central CAES; 3- Lagoa superficial; 4- Ar armazenado; 5- Coluna de água. Fonte: Succar e Williams, 2008.

A utilização deste método minimiza as perdas e melhora a eficiência do sistema. Contudo, é necessário prevenir a ocorrência de instabilidades de fluxo da coluna de água, como por exemplo, o chamado “efeito champagne”, resultante da solubilidade do ar a elevada pressão, pois as bolhas de ar na coluna de água podem conduzir a um desequilíbrio de pressão e aumentar a velocidade da água.

2.4.3. Vantagens e desvantagens do CAES

Segundo Succar e Williams (2008), o CAES tem custos de US\$ 650/kW e o sistema de bombagem de água US\$ 975/kW. Assim, o sistema CAES consegue ser o sistema de armazenamento de larga escala mais barato.

Outra grande vantagem do CAES é o facto de os reservatórios serem subterrâneos. Sendo o reservatório subterrâneo (caverna, domos salinos ou rochas porosas), o impacto ambiental e visual é mínimo. Este fator facilita também nos custos de instalação, quando os reservatórios são naturais e já existentes, como são os casos de minas abandonadas ou aquíferos (Cavallo, 2007).

Comparativamente com as centrais de gás convencional, com uma eficiência na ordem dos 77%, estes sistemas de armazenamento têm uma eficiência superior, podendo chegar aos 85%. A tecnologia CAES tem também um menor consumo de combustível – entre 4200 a 6000 kJ/kWh – comparativamente com uma central de gás convencional – 6700 – 9400 kJ/kWh (Succar e Williams, 2008).

No que diz respeito às desvantagens desta tecnologia, estas consistem essencialmente no cuidado da escolha do reservatório e nas suas características. Os reservatórios para

o armazenamento de ar comprimido têm de ser completamente selados, ou seja, o material constituinte não pode permitir fugas de ar. No caso das formações porosas é muito importante que o reservatório seja sobreposto por uma formação de muito baixa permeabilidade, um selante ou *cap-rock*. A necessidade de combustão de gás natural pode também constituir uma desvantagem (Daneshi et al., 2010).

2.4.4. Projetos CAES operacionais

Como mencionado anteriormente existem apenas duas centrais CAES operacionais em todo o mundo, a de Huntorf, na Alemanha, e a de McIntosh, nos EUA.

2.4.4.1. Huntorf:

O projeto de Huntorf foi a primeira instalação CAES do mundo, tendo a sua construção sido concluída em 1978, perto de Bremen, na Alemanha (figura 8a). Esta central foi projetada e construída pela ABB com o propósito inicial de possibilitar o arranque de centrais nucleares em caso de falta de eletricidade (SNL, 2012).

Com 290 MW de capacidade, a central de Huntorf possui um reservatório constituído por duas cavernas de sal (figura 8b) – um total de 310 000 m³ - projetadas para operar entre 48 e 66 bar e com 3 horas de produção de energia contínua, o que significa uma potência de 870 MWh (IME, 2014). As cavernas de sal foram edificadas através da dissolução por injeção de água (Succar e Williams, 2008).

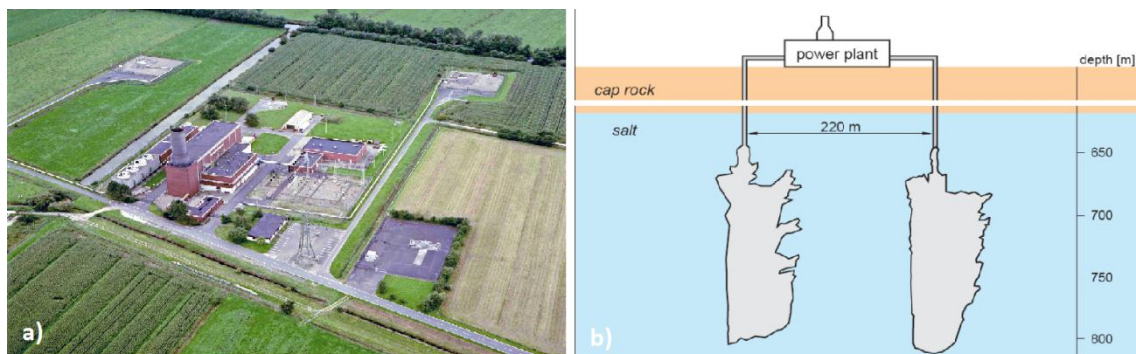


Figura 8 - a) Instalação CAES de Huntorf. b) Representação dos reservatórios. Fonte: E.ON Inovation center energy storage, 2012.

Durante períodos de baixo consumo, os compressores utilizam eletricidade da rede para comprimir o ar e proceder ao seu armazenamento subterrâneo. O processo de compressão é acompanhado por refrigeradores que arrefecem o ar a 50°C. Na fase de produção de energia o ar pressurizado é libertado e chega à turbina HP a 46 bar, onde é aquecido e expandido até aos 11 bar pela combustão de gás natural. O gás resultante é novamente expandido até à pressão atmosférica na turbina LP.

A profundidade das cavidades é superior a 600 m, o que assegura a estabilidade do ar para o armazenamento de vários meses (SNL, 2012).

2.4.4.2. McIntosh

Segundo Succar e Williams (2008), a central de CAES de McIntosh (figura 9), de 110 MW de capacidade, foi construída pela cooperativa elétrica Alabama no diapiro de

McIntosh, no sudoeste do Alabama, Estados Unidos da América, e está em operação desde 1991. Esta central foi projetada para 26 horas de geração de energia contínua, sem recarga do reservatório, o que perfaz um total de energia produzida de 2860 MWh, usando uma única caverna de sal de 560 000 m³, a operar entre 45 a 74 bar.

Esta instalação possui um recuperador avançado que permite reduzir a taxa de calor. Este recuperador é utilizado para extrair energia térmica da turbina de baixa pressão para pré-aquecer o ar antes de este entrar na câmara de combustão (Steta, 2010).



Figura 9 - Central CAES de McIntosh. Fonte: Fthenakis, 2008.

De um modo resumido, na tabela 2 caracterizam-se estes dois projetos.

Tabela 2 - Comparação entre as centrais CAES de Huntorf e McIntosh. Adaptado de Steta, 2010.

	Huntorf	McIntosh
Empresa fabricante	Brown-Boveri	Dresser-Rand
Investimento efetuado	US\$ 116 M	US\$ 45,1 M
Início de atividade	Dezembro de 1978	Junho de 1991
Output		
Potência da turbina (MW)	290	110
Energia do compressor (MW)	60	53
Tempo de geração (h)	3	26
Tempo de compressão (h)	12	41.6
Taxa de compressão/Geração	4	1.6
Reservatório		
Número de cavernas	2	1
Geologia	Sal	Sal
Volume (m ³)	310 000	560 000
Combustível	Gás	Gás/Petróleo
Taxas de fluxo de ar		
Fluxo de ar de compressão (kg/s) – in	108	94
Fluxo de ar de expansão (kg/s) - out	417	157
Razão de fluxo de ar in/out	0,25	0,6
Turbina de alta pressão		
Pressão de entrada (bar)	46	43

Temperatura de entrada (°C)	537	537
Turbina de baixa pressão		
Pressão de entrada (bar)	11	15
Temperatura de entrada (°C)	871	871
Tempo de iniciação (min)	8	10 a 12
Taxa de calor (kJ/kWh)	5870	4330
Taxa consumo/produção	0,82 kW _{in} /kW _{out}	0,75 kW _{in} /kW _{out}

As características destas duas centrais são bastante semelhantes. As principais diferenças encontram-se no volume de armazenamento, que é consideravelmente maior na central de McIntosh, e na taxa de calor, que é inferior também nesta central devido à presença de um recuperador de calor.

2.5. CAES em meios porosos

Segundo Succar e Williams (2008), o interesse da tecnologia CAES em meios porosos surgiu devido à ampla disponibilidade geográfica destes que, em alguns países, como os EUA, por exemplo, está sobreposta com zonas de elevado potencial eólico.

Nos projetos CAES em meios porosos o ar comprimido é injetado através de furos verticais numa formação sedimentar com porosidade e permeabilidade adequadas e com confinamento superior por uma formação selante. O aumento de pressões e o ar injetado deslocam lateralmente a água subterrânea, criando uma zona em que os poros da formação estão preenchidos por ar, ou seja, formando uma zona não saturada (uma “bolha” de ar) rodeada por zona saturada.

Beard et al. (1984) defendem que o processo de armazenamento pode ser dividido em duas fases: a fase de preenchimento e a fase de operação. Durante a primeira fase, que pode durar semanas ou meses, é formada uma bolha de ar por uma injeção contínua de ar. Na fase de operação, uma determinada quantidade de ar é libertada do reservatório durante as horas de pico para produzir energia e é novamente feita uma injeção de ar durante o horário fora de pico para armazenar energia.

Segundo estimativas anteriores (Succar e Williams, 2008), os custos associados ao desenvolvimento deste tipo de reservatório são de US\$ 0,11/kWh. Para além de custos associados à implementação de poços, os investimentos associados ao desenvolvimento deste tipo de reservatório estão apenas associados à energia necessária para o desenvolvimento da bolha de ar inicial. O custo de CAES neste tipo de reservatório é menor do que os custos equivalentes para a dissolução do sal (US\$ 2/kWh), no caso dos domos salinos, e para a escavação de cavernas subterrâneas (US\$ 30/kWh) (Succar e Williams, 2008).

2.5.1. Critérios para seleção de reservatórios em meios porosos

Numa formação porosa confinada o ar comprimido é armazenado em espaços inicialmente saturados com água de salinidade elevada. Para garantir que o ar injetado

se vai acumular e formar um reservatório, o ar deve ser injetado numa estrutura ou armadilha (exemplo: anticlinal) cuja rocha de cobertura (o selante ou *cap-rock*) evite fugas devido ao gradiente de densidade entre o ar e a água envolvente (Beard et al., 1984).

Deste modo, os requisitos para o armazenamento de ar numa rocha porosa abrangem uma ampla quantidade de características geológicas. Para além da existência de uma armadilha estrutural e de um selante, outras características importantes a ter em conta durante a escolha do local de armazenamento são o volume do reservatório, a pressão, a homogeneidade e mineralogia da formação.

i. - Porosidade, permeabilidade e espessura:

A espessura e permeabilidade de um reservatório irão determinar a sua capacidade de resposta e fornecimento de energia e, juntamente com a porosidade, permitem determinar o número de poços necessário para obter o fluxo total desejado. Assim, é necessária uma avaliação cuidadosa do local, incluindo prospeção sísmica, análise de amostras da formação, testes de injeção, ensaios de bombagem, etc. Um valor de permeabilidade elevado é essencial para assegurar o desenvolvimento das bolhas de ar e a capacidade de armazenamento do reservatório (Succar e Williams, 2008).

Uma porosidade baixa implica que é necessária uma área maior para armazenar o ar necessário. Segundo um estudo realizado pela EPRI em 1982, citado por Succar e Williams (2008), 13% foi considerada a porosidade mínima para sistemas CAES em meios porosos.

ii. Dimensões do reservatório:

Neste parâmetro há que considerar dois aspetos importantes: o volume poroso total acima do *spill-point* (V_r) e o volume necessário para armazenar o ar comprimido (V_s). *Spill-point* é, por definição, o ponto estruturalmente mais baixo numa armadilha capaz de reter hidrocarbonetos. Idealmente o valor de V_r deve ser igual ou superior ao valor de V_s (Succar e Williams, 2008).

De acordo com Succar e Williams (2008), a taxa total de retenção do reservatório é definida como a relação estabelecida entre a espessura total da formação (H) e a espessura da bolha de ar totalmente desenvolvida (h) (figura 10). Este parâmetro é importante em relação ao movimento da água para o poço.

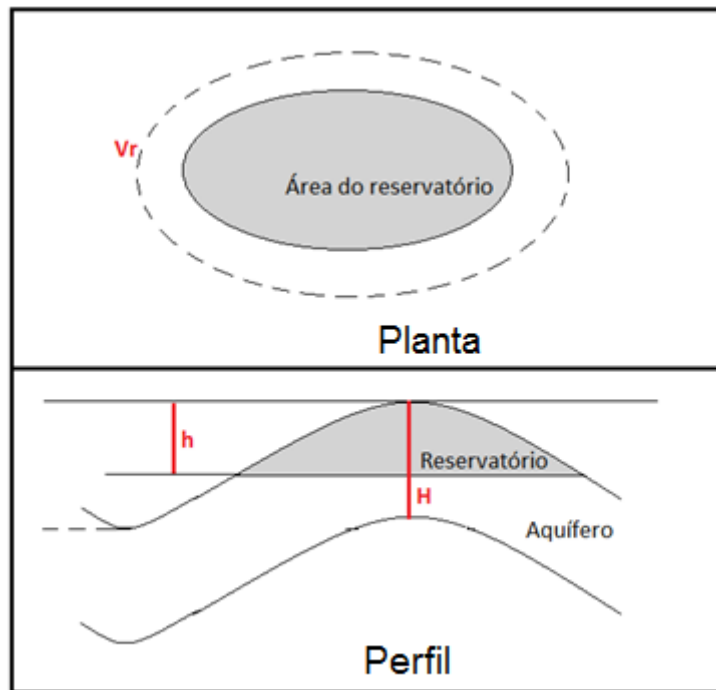


Figura 10 - Dimensões do reservatório

Beard et al. (1984) defendem que podem ser distinguidas três zonas com diferentes características:

- No topo do reservatório, o ar desloca uma maior quantidade de água, deixando a água num grau de saturação residual. Assim, nesta zona a permeabilidade efectiva é menor do que numa saturação maior;

- A zona abaixo da primeira é considerada uma zona de transição. Aqui, os espaços vazios estão preenchidos por ar e água, em vários graus de saturação. A altura desta zona depende, assim, da quantidade de ar e água e das propriedades da rocha constituinte do reservatório;

- A terceira zona é composta por um ambiente onde os espaços vazios estão completamente preenchidos por água.

A água pode infiltrar-se nos poços durante longos períodos de extração do ar devido ao gradiente de pressão radial criado quando o ar é retirado. Assim, de maneira a evitar este fenómeno, deve ser sempre mantida uma distância suficiente entre a base dos poços e a interface ar-água. O reservatório deve ser desenvolvido de maneira a que 10 a 15 metros de ar sejam mantidos abaixo do fundo dos poços. Esta distância depende da pressão no interior dos poços em relação à pressão da formação, bem como da porosidade e da permeabilidade da estrutura (Succar e Williams, 2008).

Para se criar uma bolha de ar ideal esta teria de se desenvolver ao longo de toda a estrutura ($h/H = 1,0$), caso em que a possibilidade de invasão de água é nula. Este

fenómeno é conseguido mais facilmente em anticlinais compostos por camadas mais finas e uma maior curvatura, de maneira a uma pequena quantidade de ar introduzido ser suficiente para deslocar a interface ar-água.

iii. Limites de pressão e características da rocha de cobertura:

Os limites de pressão apresentados num estudo feito pela EPRI foram baseados em considerações relacionadas com a integridade do selante e os limites operacionais dos equipamentos. Este estudo, citado por Succar e Williams (2008), foi realizado em 1982 e admite que a faixa de pressão permitida está entre 14 a 69 bar. No entanto, de acordo com Succar e Williams (2008), com o melhor desempenho dos equipamentos, o intervalo de pressões possíveis situa-se entre 39 e 50 bar.

A formação selante deve ser constituída por uma rocha de muito baixa permeabilidade a impermeável e deve localizar-se imediatamente acima do reservatório poroso. A rocha, normalmente argilitos, *shale*, siltito ou uma rocha carbonatada compacta deve ter espessura suficiente para evitar a fraturação a fim de evitar a fuga do ar. De um modo geral, a pressão de injeção não deve exceder a pressão da base do selante em mais de 0,16 bar por metro de profundidade, para evitar que a rocha de cobertura seja fraturada (Succar e Williams, 2008).

iv. Hidrocarbonetos residuais:

As formações porosas utilizadas para CAES também podem ser constituídas por reservatórios de petróleo e gás esgotados. Uma vez que a maior parte da experiência de armazenamento de gás natural é nos campos esgotados, já têm sido estudadas muitas questões relacionadas com hidrocarbonetos residuais, mas a injeção de oxigénio apresenta características diferentes. Por exemplo, os hidrocarbonetos residuais nos espaços vazios da formação podem levar à formação de compostos que reduzem a permeabilidade ou podem ser corrosivos. Outra possibilidade é que a presença de hidrocarbonetos residuais podem introduzir o risco de inflamabilidade e combustão *in situ*, mediante a introdução de ar a alta pressão (Succar e Williams, 2008).

v. Mineralogia do reservatório

A presença de algumas espécies minerais em contacto com o oxigénio pode resultar em várias reacções que afetam a eficiência do armazenamento de energia. Por exemplo, a pirite (FeS_2) pode oxidar quando está em contacto com oxigénio, formando hematite (Fe_2O_3). Esta reacção não apresenta problemas significativos na operacionalidade do sistema, no entanto, quando a reacção não se desenvolve na totalidade, surgem elementos intermédios e a oxidação parcial da pirite pode originar espécies como a melanterite ($\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$), por exemplo. Esta alteração aumenta o volume original da pirite em 500%, diminuindo os valores de permeabilidade e

porosidade do reservatório. Para além disto, as pressões podem ser alteradas e provocar uma instabilidade no selante. O consumo de oxigénio durante a reação com os sulfuretos pode também afectar a eficiência quando se dá a combustão do ar (Succar e Williams, 2008).

Na tabela 3 estão resumidos os critérios para identificar um reservatório em meios porosos adequados para a CAES.

Tabela 3 - Critérios para selecção de reservatórios para CAES em meios porosos. Adaptado de Succar e Williams, 2008.

	Inutilizável	Marginal	Aceitável	Bom	Excelente
Permeabilidade (mD)	<100	100-200	200-300	300-500	>500
Porosidade (%)	<7	7-10	10-13	13-16	>16
Volume total do reservatório (Vr/Vs)	<0,5		0,5 – 0,8 ou > 3,0	0,8 – 1,0 ou 1,2 – 3,0	1,0 – 1,2
Taxa total de retenção do reservatório (h/H)	<0,5		0,5-0,75	0,75-0,95	0,95-1,0
Profundidade do topo do reservatório (m)	< 137 ou >760	140-170	170-260 ou 670-760	260-430 ou 550-670	430 -550
Pressão do reservatório (bar)	< 13 ou > 69	13-15	15-23 ou 61-69	23-39 ou 50-61	39-50
Tipo de reservatório	Altamente descontínuo	Calcários e dolomitos	calcários recifais, calcários e dolomitos	Arenitos	Areias
Hidrocarbonetos residuais (%)	>5%		1-5%		<1%
Fuga pelo selante	Fuga evidente	Sem informação		Não há fuga comprovadas	
Permeabilidade do selante (md)			>10 ⁻⁵	<10 ⁻⁵	
Limiar de pressão do selante (bar)			21-55	>55	
Espessura do selante (m)				>6	<6

3. Caso de estudo - Marinha Grande

A área de estudo deste trabalho insere-se na zona oeste da Bacia Lusitânica. A informação utilizada é na sua maioria proveniente das campanhas de pesquisa petrolífera realizadas pela empresa Mohave Oil&Gas numa área de cerca de 470 km², nos concelhos de Alcobaça, Marinha Grande e Leiria (figura 11).

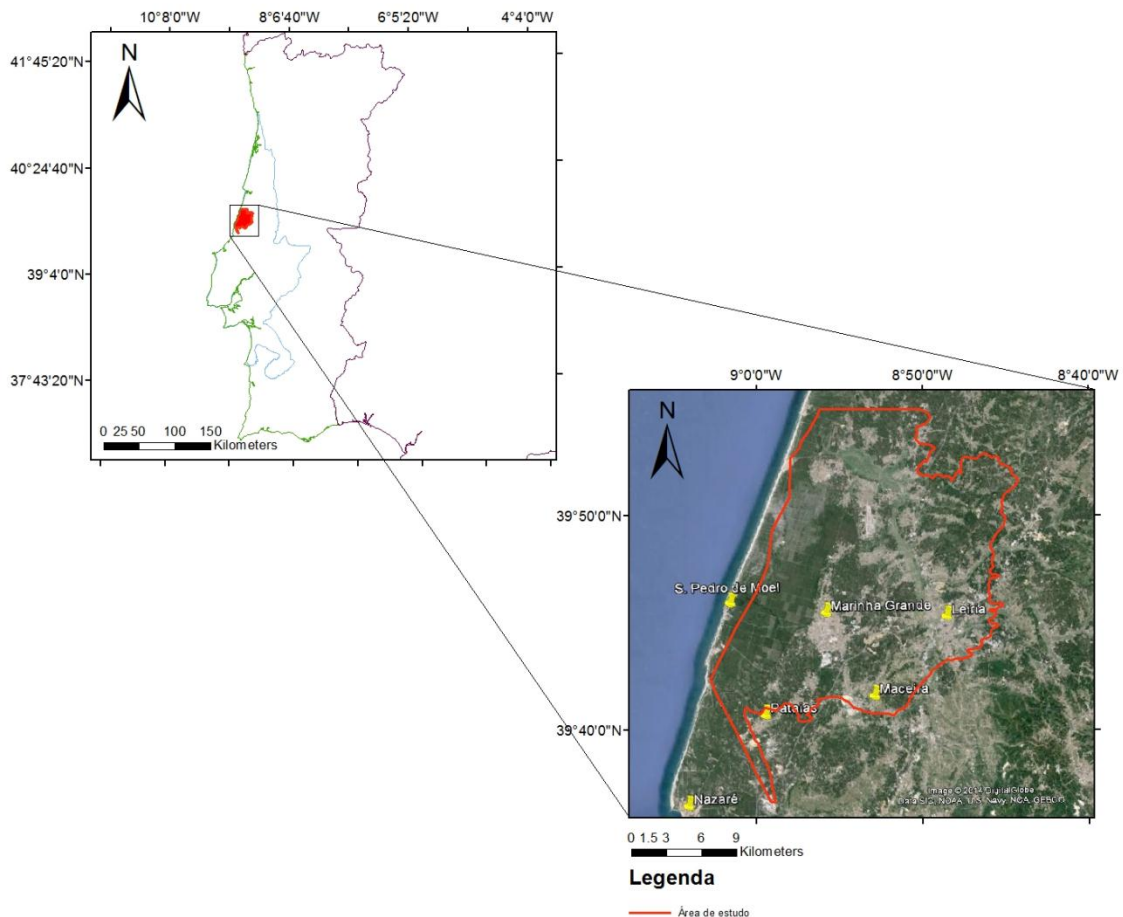


Figura 11 - Localização da zona de estudo.

De acordo com Luís Cavaco (2013), as formações que possuem as melhores características para o CAES a nível nacional são as formações geológicas do Grés Inferior do Cretácico, as Margas da Dagorda e o Complexo Margo-Carbonatado de Silves. Tanto a formação de Margas de Dagorda, pertencente à Bacia Lusitânica, como o complexo Margo-Carbonatado de Silves, pertencente à Bacia do Algarve, são formações salíferas. Deste modo, o Grés Inferior do Cretácico é a formação detrítica mais favorável.

Segundo aquele autor, as formações detríticas do Cretácico Inferior, constituída pelos Grés Inferiores ou Formação de Torres Vedras, sobrepostos por formações carbonatadas e margosas do Cenomaniano, designados por Formação do Cacém (figura 12), são os mais favoráveis para o armazenamento de ar comprimido. Este arranjo estratigráfico está inserido na sequência sedimentar característica da evolução

da Bacia Lusitânica em que houve a deposição de sedimentos com fácies siliciclásticas. Estas formações siliciclásticas pouco consolidadas estendem-se por toda a bacia com uma espessura relativamente constante – 300 a 400 metros – e possuem porosidades na ordem dos 35%. As rochas selantes deste reservatório são constituídas por argilitos intercalados na sequência clástica ou calcários margosos e margas do Cenomaniano (DPEP, 2014).

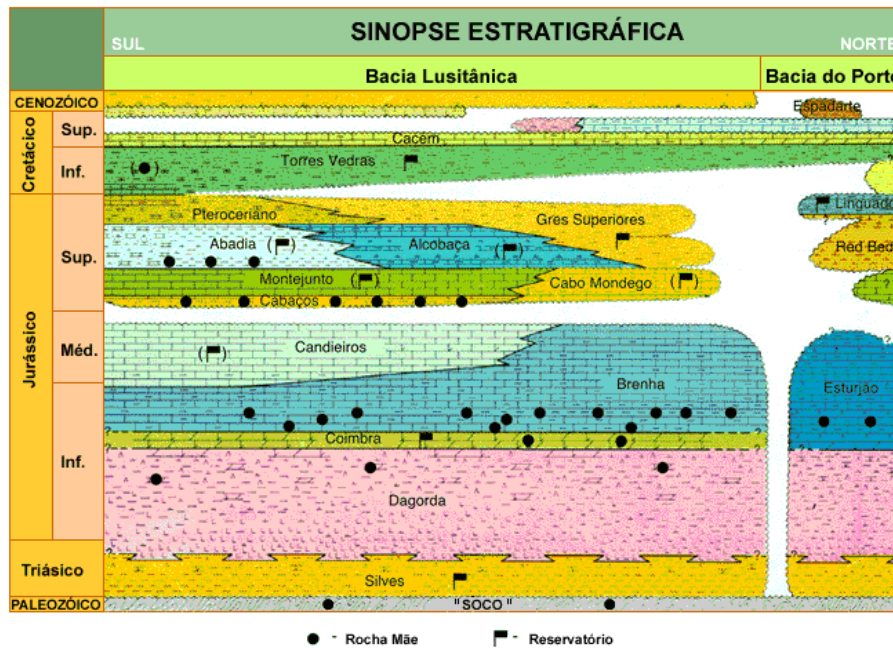


Figura 12 - Estratigrafia da Bacia Lusitânica, com indicação de potenciais reservatórios e selantes. Fonte: DPEP, 2014.

Esta formação encontra-se a profundidades insuficientes para a tecnologia CAES ao longo de quase toda a bacia. No entanto, Cavaco (2013) aponta para a existência de um anticlinal onde a formação de Torres Vedras se encontra a profundidades adequadas para este sistema. É através do relatório da Mohave (1995) que Cavaco (2013) verifica a existência desta estrutura. Analisando o mapa de profundidades do topo do Cretáceo Médio (figura 13) é possível identificar uma estrutura em anticlinal, na zona da Marinha Grande, em que o topo do Cretáceo Médio se encontra a uma profundidade de 750 metros.

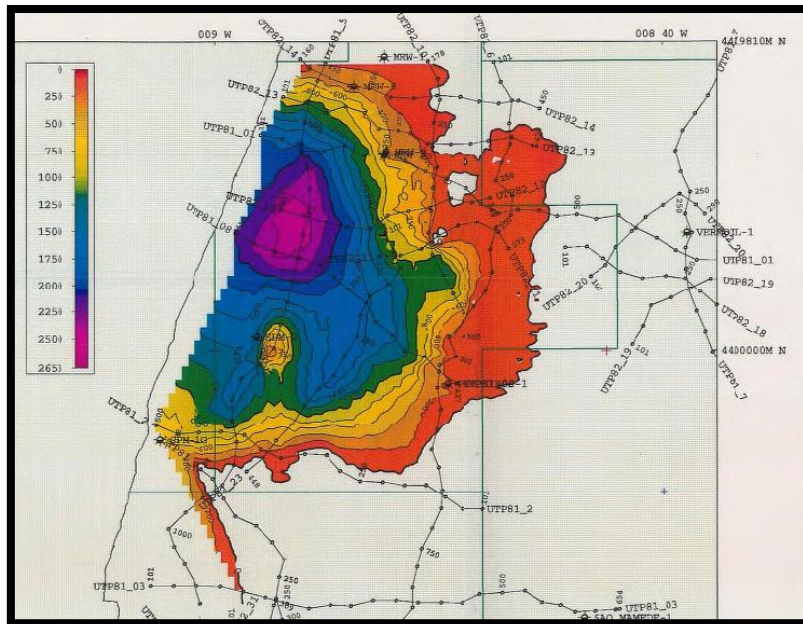


Figura 13 - Profundidades (m) do topo do Cretácico Médio. Fonte: Mohave, 1995.

Para além disto, Luís Cavaco (2013) distingue esta área com superfície de terreno disponível para a instalação de uma central CAES. Apesar da freguesia da Marinha Grande apresentar uma densidade populacional elevada, a área do anticlinal obedece a critérios de declive, densidade populacional, massa de água, áreas protegidas e zonas inundáveis que estão de acordo com os necessários para a implementação de uma central deste tipo.

3.1. Enquadramento geológico

A área de estudo em causa abrange uma área que se estende pelas folhas 22-B, 23-A, 22-D, 23-C e 26-B da carta geológica de Portugal, à escala de 1:50.000 (figura 14).

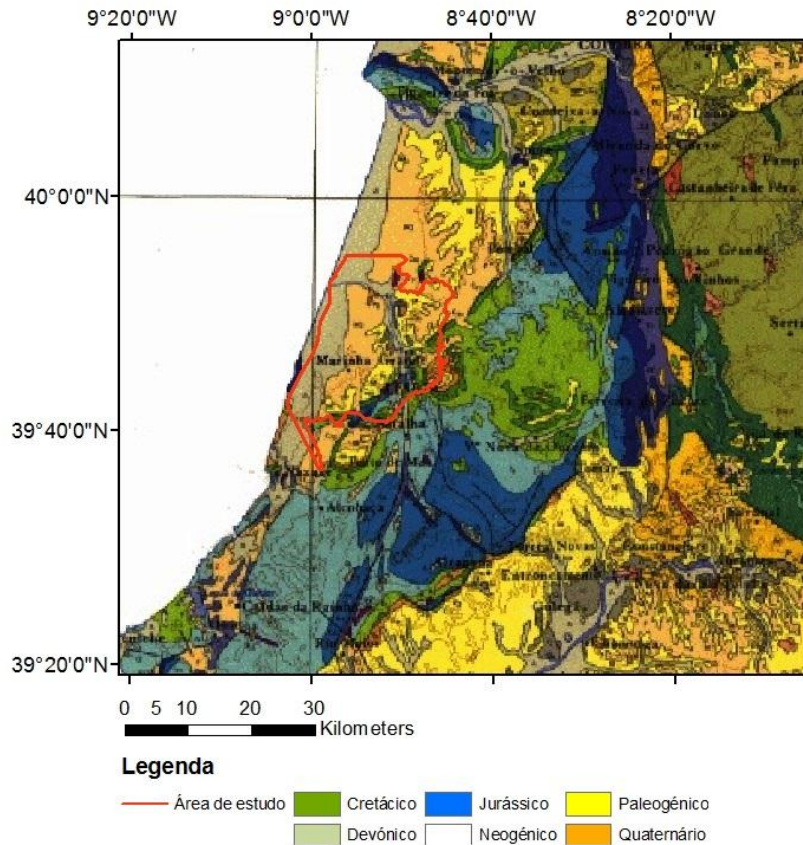


Figura 14 - Geologia da área de estudo (Carta geológica de Portugal, 1:500 000).

A Bacia Lusitânica é uma bacia sedimentar que se desenvolveu na Margem Ocidental Ibérica, durante parte do Mesozóico, e a sua dinâmica enquadra-se no contexto da fragmentação da Pangeia, mais precisamente da abertura do Atlântico Norte. Caracteriza-se como uma bacia distensiva pertencente a uma margem continental do tipo atlântico de *rift* não vulcânica (Dias et al., 2013)

Estratigrafia da área de estudo:

Trata-se de uma área essencialmente constituída por afloramentos de sedimentos terciários pliocénicos, miocénicos e paleogénicos, os quais assentam sobre um substrato jurássico e cretácico que aflora ao longo das arribas do litoral Norte e a Sul de S. Pedro de Moel. Estes sedimentos assentam também sobre a área do anticlinal diapírico de Maceira que se prolonga a NE, em direção a Leiria, e a SW, em direção à Nazaré e Valado dos Frades. As formações geológicas variam entre o Quaternário Moderno e o Lias Inferior (Zbyszewski e Assunção, 1965).

As areias de dunas afloram em todo o litoral atingindo uma largura máxima de cerca de 7,5 km entre S. Pedro de Moel e Marinha Grande. Mais a Este uma parte destas areias misturou-se com areias pliocénicas desagregadas. A espessura destas areias oscila entre os 15 e os 40 metros, perto de S. Pedro de Moel, ultrapassando os 150 metros a SE daquela localidade (Zbyszewski e Assunção, 1965).

O Miocénico está representado por arenitos argilosos, mais ou menos grosseiros, níveis conglomeráticos e argilas. No furo SPM-2 foram intersetados 130 metros de areias e arenitos, por vezes conglomeráticos, e argilas micáceas (Almeida et al., 2000).

O Paleogénico é constituído por arenitos grosseiros, argilas e conglomerados. O Cretácico está representado por pequenos afloramentos do complexo carbonatado entre o litoral e a Marinha Grande. A sondagem SPM-2 corta 36 metros de calcários brnacos e rosados pertencentes a este complexo, aos 292 metros de profundidade. O complexo detrítico do Cretácico Inferior está representado por pequenos afloramentos em Pataias (Almeida et al., 2000).

Tectónica:

Nesta zona existe uma unidade estrutural muito importante. A este de S. Pedro de Moel encontra-se um diapiro de forma mais ou menos triangular e de orientação NNE-SSW, com o seu bordo maior paralelo ao litoral (figura 15).

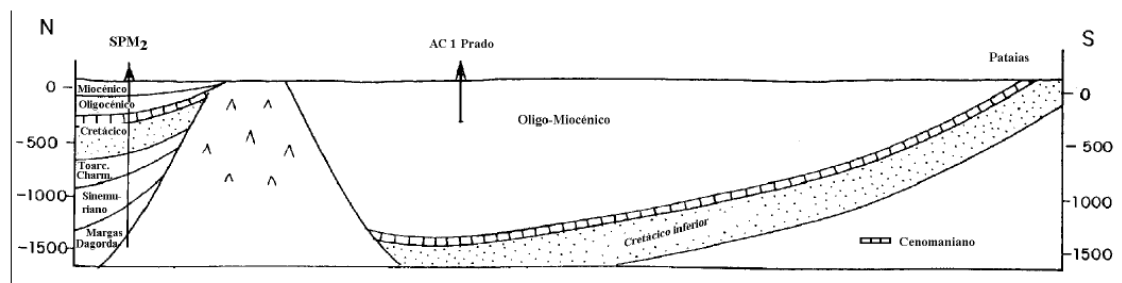


Figura 15 - Corte N-S no diapiro de S. Pedro de Moel. Fonte: Almeida et al., 2000.

Nota-se em toda esta área a presença de numerosas falhas de orientação NW-SE. No entanto, estas falhas, geralmente, não têm expressão cartográfica uma vez que estão cobertas de sedimentos que não são por elas afetados (Zbyszewski e Assunção, 1965).

O sistema aquífero de Vieira de Leiria-Marinha Grande ocupa grande parte desta área (320 km²) e, tratando-se de um aquífero multicamada, as camadas exploradas são, fundamentalmente, as areias plio-pleistocénicas, areias miocénicas e arenitos do Cretácico Inferior (Almeida et al., 2000).

3.2. Modelo Geológico Estático

A interpretação da prospeção sísmica efetuada pela Mohave em 1995 nos locais onde possuíam licenças de exploração na Bacia Lusitânica, permitiu definir os seguintes

horizontes sísmicos: topo do Cretácico Médio, topo do Jurássico, topo do Jurássico Médio e topo do Triásico (Mohave Oil&Gas Corporation, 1995).

Estes horizontes foram digitalizados em ambiente *ArcGIS* e foram filtrados de modo a incluir apenas a zona de estudo relevante.

Assim, a criação de um modelo geológico estático surge com o objetivo de visualizar a zona do reservatório e as suas características. O modelo geológico foi construído em ambiente *ArcGis* e inclui as seguintes camadas, que se apresentam nas figuras 16 a) a 16 e), com identificação do local do anticlinal.

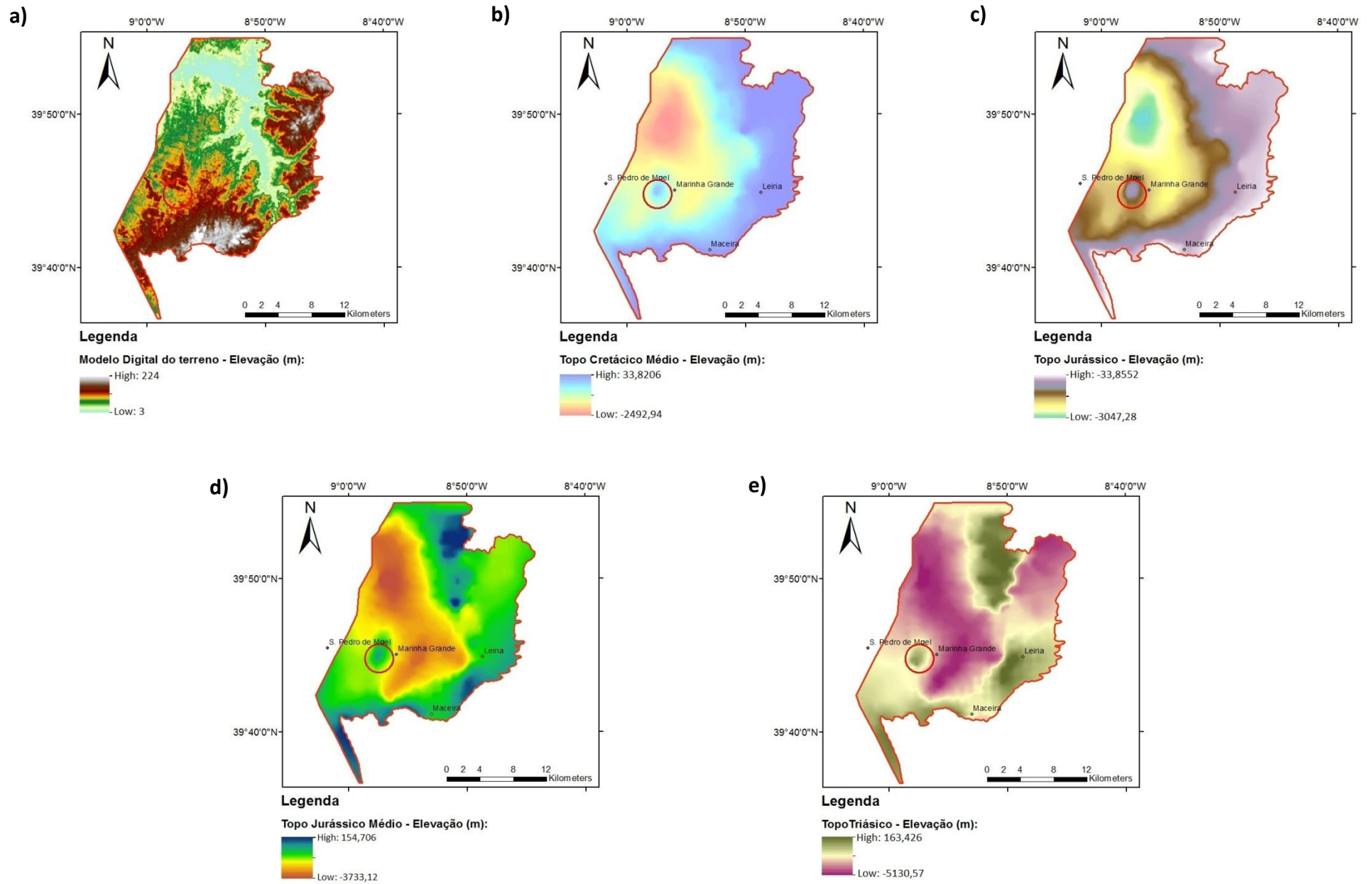
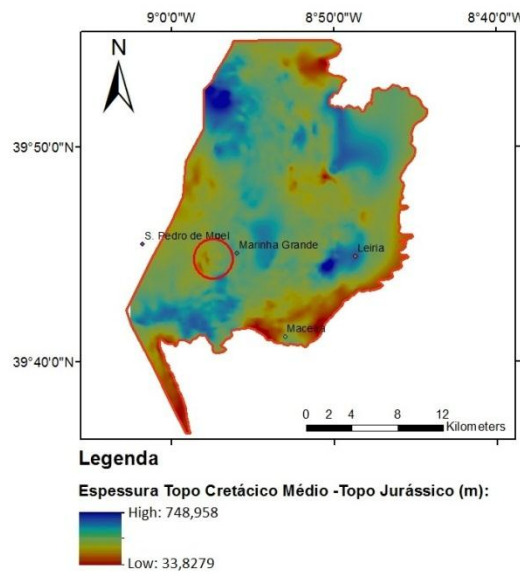


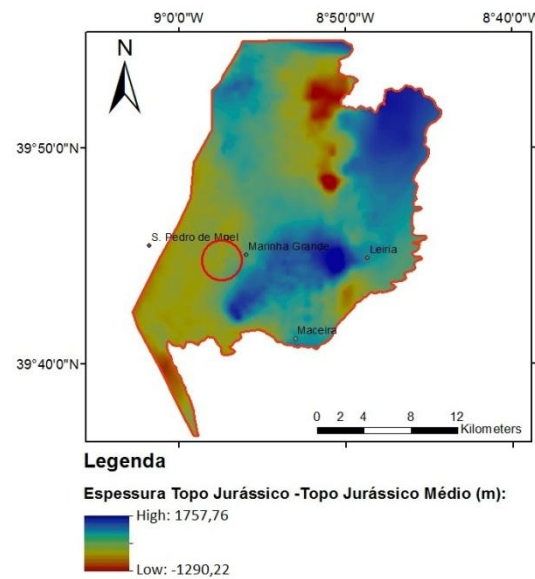
Figura 16 - Estrutura das camadas do modelo geológico estático.

Os horizontes representativos das camadas foram utilizados para calcular as espessuras entre as mesmas (figura 17 a) a c)). É importante perceber a variação de espessuras ao longo de toda a zona, nomeadamente a espessura entre o topo do Cretácico médio e o topo do Jurássico. Sabe-se que o potencial reservatório se localiza na base do Cretácico e, por isso, é importante visualizar em que locais existe ou não espessura suficiente para um reservatório CAES.

a)



b)



c)

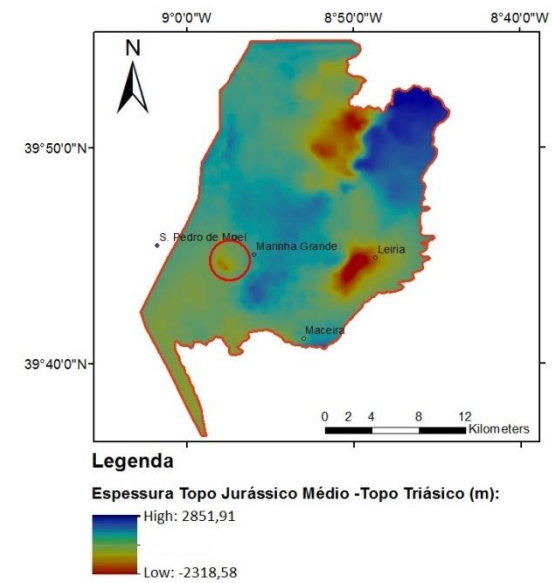


Figura 17 – Mapa de isópacas.

No modelo geológico devem constar também as características físicas que, de algum modo, podem influenciar a área de estudo e, mais precisamente, o reservatório em causa. Neste contexto, foi digitalizado o sistema de falhas identificado na prospeção geofísica efetuada pela Mohave na campanha de 1995 (Mohave Oil&Gas Corporation, 1995) bem como as falhas ativas mapeadas na Carta Neotectónica de Portugal Continental (Cabral e Ribeiro, 1988) (figuras 18 a) e 18 b)).

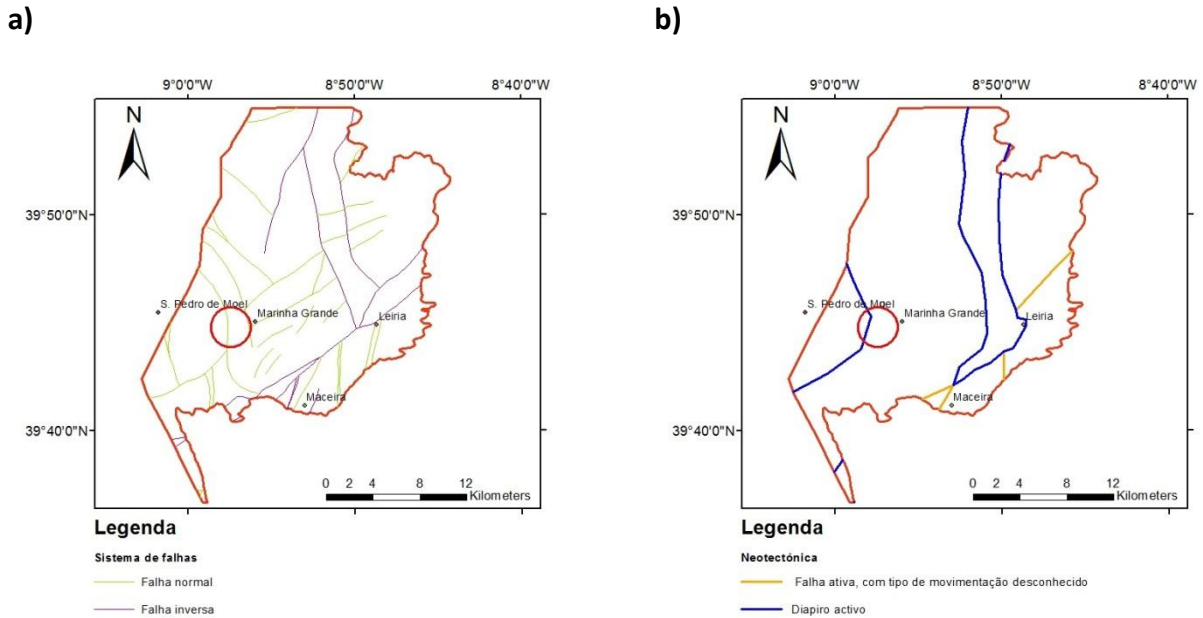


Figura 18 – Sistema de falhas.

No modelo geológico foram incluídas todas as sondagens para pesquisas petrolíferas efetuadas na região e que poderiam constituir fonte de informação sobre a geologia profunda (figura 19). Estas sondagens constituem a melhor fonte de informação sobre a geologia profunda da zona de estudo.

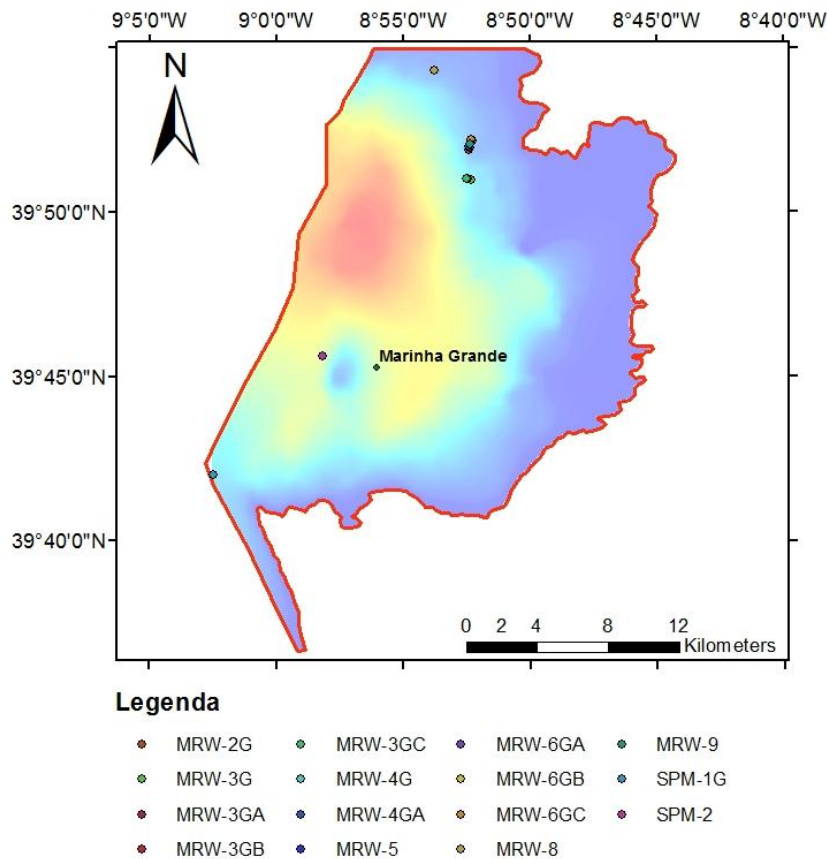


Figura 19 - Localização de sondagens petrolíferas.

Verifica-se a existência de uma sondagem muito próxima do anticlinal em questão. A sondagem SPM-2 pode fornecer informações essenciais acerca deste local, e em particular do potencial reservatório para CAES. Para todos os efeitos neste estudo, e face à ausência de sondagens exatamente no local do anticlinal, considera-se então que esta sondagem representa sequências litológicas e espessuras aproximadamente equivalentes às existentes no anticlinal.

Finalmente, o modelo geológico inclui os sistemas aquíferos que se localizam nesta zona. A Bacia Lusitânica é uma bacia sedimentar originada pela formação do Atlântico Norte, onde existem sistemas aquíferos importantes relacionados com formações calcárias e detríticas (Almeida et al., 2000). Deste modo, é importante localizar os aquíferos na área de estudo (figura 20) e perceber se podem ou não influenciar o potencial reservatório.

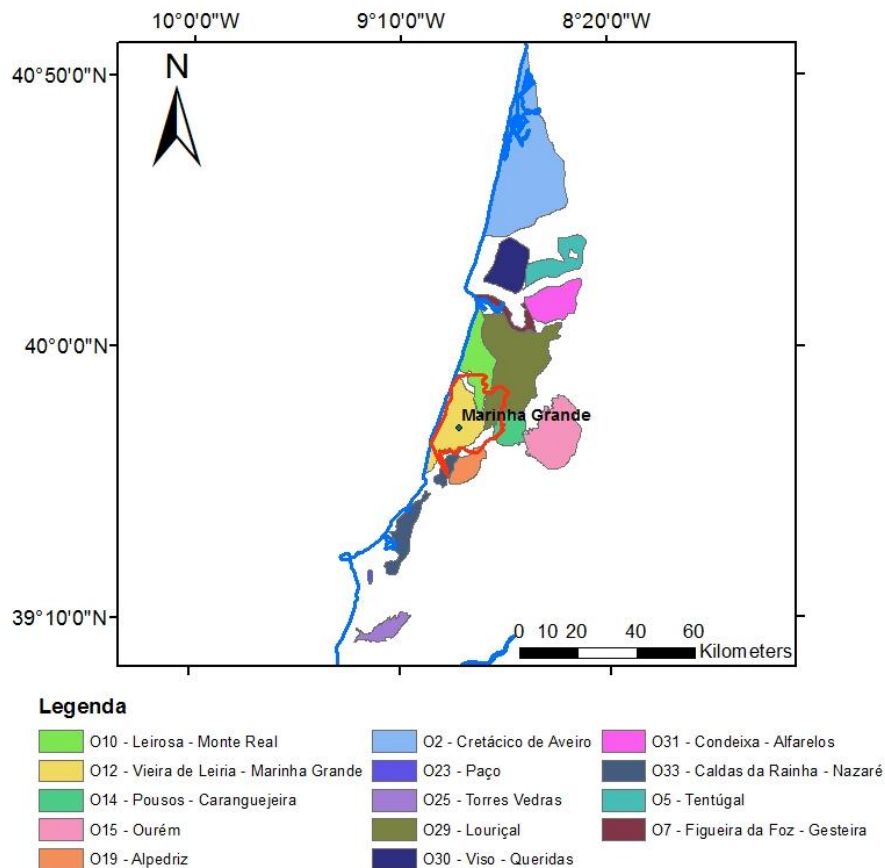


Figura 20 - Sistemas aquíferos.

Através da visualização da figura 20 verifica-se que os aquíferos que pertencem à zona de estudo são:

- O12: Vieira de Leiria-Marinha Grande;
- O19: Alpedriz;
- O10: Leirosa-Monte-Real;
- O29: Louriçal.

Os aquíferos O12 e O29 estão instalados essencialmente em formações do Cenozóico, e raramente atingem o Cretácico (Almeida et al., 2000). Apenas os aquíferos O19 e O10 captam água no Cretácico Inferior e, por isso, é necessário averiguar se estes aquíferos podem ou não influenciar o potencial reservatório CAES.

3.3. Visualização 3D

A construção de um modelo geológico a 3D permite uma melhor visualização da estrutura de cada horizonte e verificar a continuidade lateral do anticlinal identificado por Cavaco (2013).

No programa *ArcScene*, foi modelado cada horizonte a 3D, resultando na figura 21.

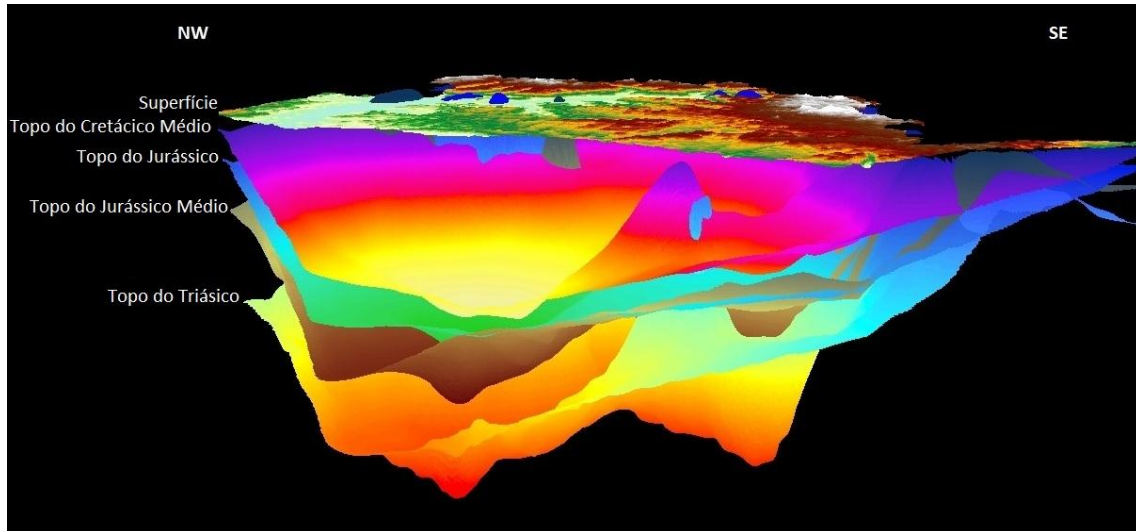


Figura 21 - Modelo geológico 3D.

Uma vez que a estrutura de interesse para este trabalho é o anticlinal, foram feitos dois perfis geológicos para se perceber o comportamento de cada horizonte neste local. O primeiro perfil é segundo a direção N-S e o segundo W-E (figura 22 e figura 23).

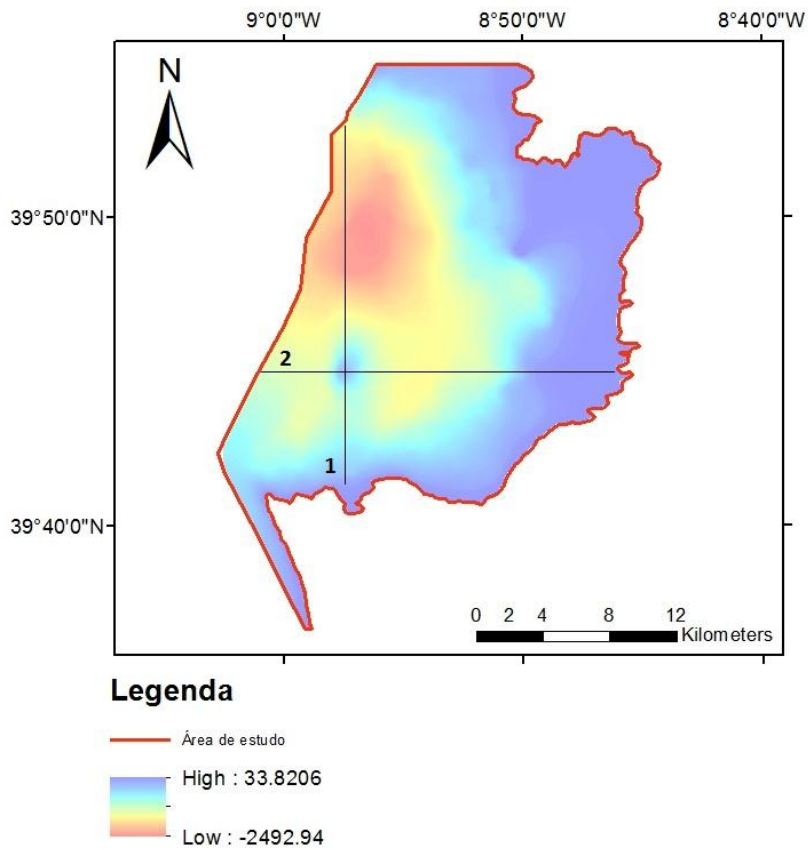


Figura 22 - Localização dos perfis geológicos: 1 – Perfil S-N, 2 – Perfil W-E.

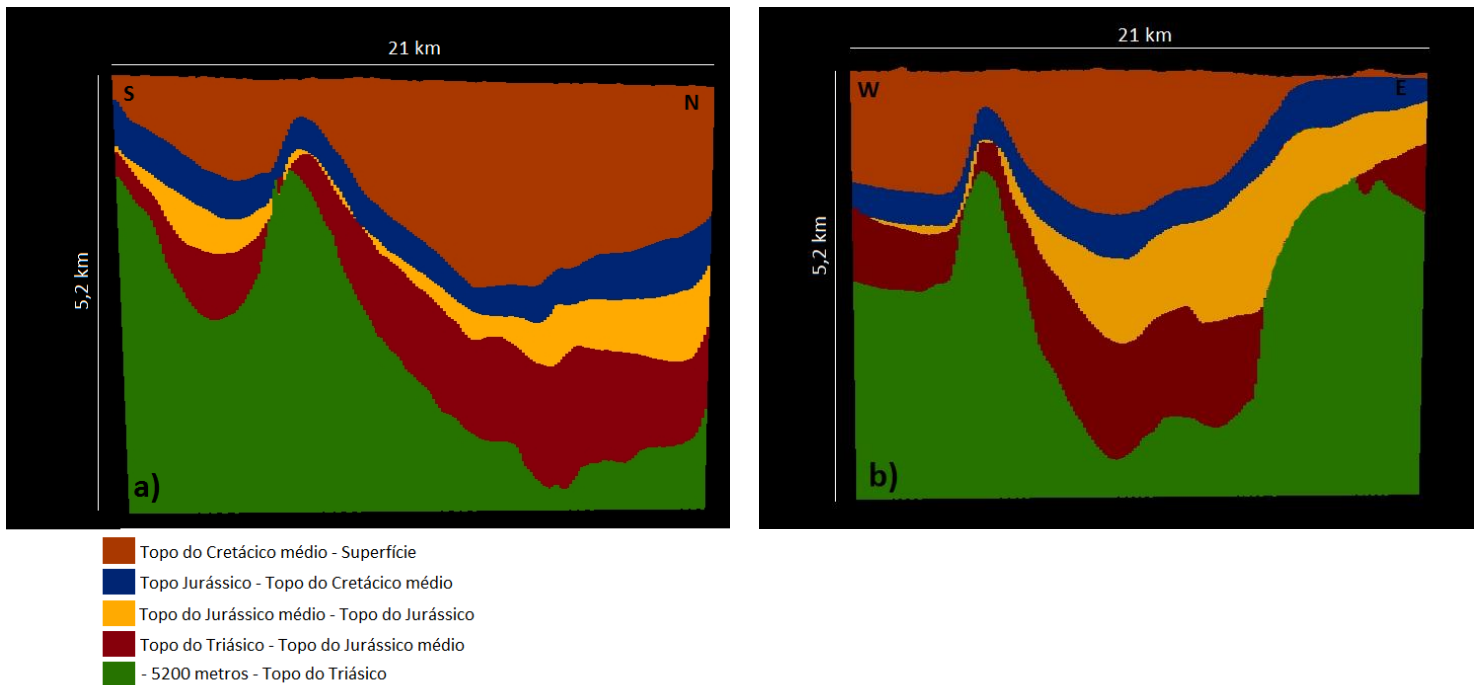


Figura 23 - a) Perfil S-N; b) Perfil W-E.

Para este estudo foram apenas considerados os horizontes definidos no relatório da Mohave de 1995, ou seja, todos os anteriores ao Cretácico. Os horizontes superiores não foram incluídos. Assim, a camada superior que se visualiza na figura 23 definida entre o topo do Cretácico Médio e a superfície do terreno corresponde às formações do Cenozóico até ao Plistocénico.

De acordo com os perfis geológicos representados, é bem visível a estrutura do anticlinal em questão. O reservatório em causa situa-se na base da camada representada a azul, pois localiza-se no Cretácico Inferior. Trata-se de um anticlinal “bem fechado” ao longo de todas as formações, ou seja, tem pouca amplitude e elevada curvatura, o que favorece a retenção do ar e permite, à partida, que a bolha de ar se desenvolva ao longo de toda a formação.

3.4. Caracterização do potencial reservatório

A sondagem SPM-2 foi efetuada em 1963 em São Pedro de Moel, concelho da Marinha Grande, com o propósito de explorar o Cretácico Inferior e o Lias do flanco NE do diapiro de São Pedro de Moel, que apresenta sobre a superfície do flanco SE indícios de petróleo importantes. A profundidade atingida pela sondagem foi de 1500 metros e foram realizadas várias diagrfias ao longo do furo, nomeadamente, diagrfia de potencial espontâneo, de resistividade elétrica, de radiação gama, de neutrões e acústica.

Sabe-se que as profundidades exigidas pela tecnologia CAES estão, idealmente, entre os 570 e 670 metros de profundidade. Através da análise do log da sondagem SPM-2 (anexo 1 e figura 24) é mais fácil identificar este reservatório.

A camada que se encontra entre os 618 e os 670 metros é constituída essencialmente por grés e conglomerados argilosos não consolidados e apresenta uma camada imediatamente sobrejacente constituída por argila gresosa (figura 24). A camada constituída por grés e com glomerados tem a espessura necessária a um bom reservatório de CAES (52 metros) (ver Tabela 3, página 25). A camada argilosa que se encontra imediatamente acima tem a espessura necessária para constituir uma boa rocha de cobertura (56 metros), ou seja, um selante ou *cap-rock*.

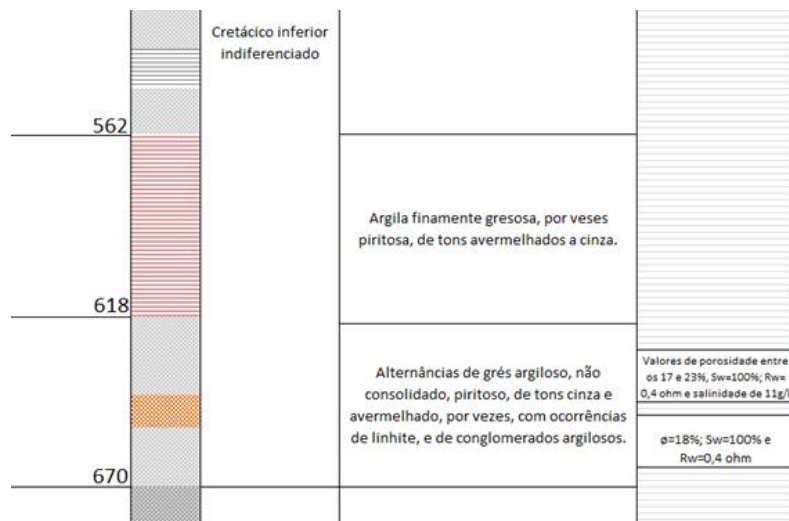


Figura 24 – Excerto do log da sondagem SPM-2, dos 562 metros aos 670 metros.

A análise detalhada do relatório geológico da sondagem SPM-2 e a reinterpretação de algumas diagrfias efectuadas (CPP – Copefa, 1963), permite obter informação sobre as características petrofísicas do Cretácico Inferior, incluindo permeabilidade e porosidade, bem como a pressão, temperatura, salinidade da água e grau de saturação da formação.

Da análise deste relatório resultam as seguintes conclusões:

- Saturação de 100% em água na camada de grés, o que significa que não foram encontrados hidrocarbonetos, respeitando um dos critérios que corresponde ao armazenamento de ar comprimido;
- Valores de resistividade de 0,4 ohm nessa mesma camada e salinidade da água de 11 g/l (valor inferido através de diagrfias e não em amostras), demonstrando a presença de água de elevada salinidade;
- Observa-se um valor de pressão de 62,9 kgf/cm², ou seja, 61,64 bar – valor que se enquadra dentro dos estipulados na tabela 3 para um reservatório razoável;
- O nível piezométrico é de 47 metros acima do nível do mar, embora o erro identificado no relatório seja elevado, 13 metros;
- O ensaio de caudal que consta no relatório da sondagem, ensaio TF3, realizado entre profundidades de 633,3 e 665 metros, falhou por colmatção do ralo e por isso não foi possível interpretar valores de permeabilidades;
- Existem vestígios de pirite no grés argiloso, camada do reservatório, o que pode constituir um problema para o armazenamento do ar, uma vez que este em contacto com a pirite pode provocar reações de oxidação.

Assim, temos reunidas algumas características essenciais que fazem desta formação um bom reservatório para o CAES. No entanto, há alguns fatores de elevada importância ainda por determinar, de maneira a dimensionar este reservatório – valores de permeabilidade, valores de porosidade ao longo de toda a formação e volume poroso. Para além disto, é importante verificar se a quantidade de pirite é significativa de modo a interferir nas características do reservatório.

3.4.1. Estimativa de Permeabilidade

Face à ausência de ensaios hidráulicos na sondagem SPM-2, optou-se por utilizar valores médios de permeabilidade desta formação obtidos em zonas mais superficiais.

Sabe-se que apenas os aquíferos de Alpedriz e Leirosa-Monte Real captam água no Cretácico Inferior e por isso podem fornecer indicações sobre a permeabilidade da formação. Segundo um estudo efetuado pelo projeto “COMET”, realizado para estudar a possibilidade de armazenamento de CO₂ em Portugal, inventariam-se os valores de alguns parâmetros hidráulicos destes aquíferos (Projeto COMET, 2011) (tabela 4).

Tabela 4 - Parâmetros hidráulicos dos aquíferos de Alpedriz e Leirosa - Monte-Real. Adaptado de "Project COMET".

Aquífero	Estrutura				Testes de bombeamento				Parâmetros hidráulicos		
	Topo (m)	Base (m)	Comprimento total (m)	Profundidade média (m)	Caudal (Q) (L/s)	Nível de água estático (m)	Nível de água dinâmico (m)	Rebaixamento (m)	Transmissividade (T) (m ² /d)	Condutividade hidráulica (K) (m/d)	Permeabilidade (k') (mD)
Leirosa – Monte-Real	103,50	224,00	32	164	30,00	12,00	37,50	25,50	117,6	3,68	4317
	60,50	327,00	49	194	30,00	20,00	41,00	21,00	142,9	2,92	3423
	62,70	228,00	38	145	25,00	21,80	44,47	22,67	110,3	2,90	3408
	75,00	201,40	41	138	12,50	14,10	36,60	22,50	55,6	1,36	1599
	90,00	397,00	112	344	15,00	41,40	67,70	26,30	57,0	0,51	598
Alpedriz	96,00	194,00	40	145	5,30	17,63	53,50	35,87	14,8	0,37	434
	93,00	238,00	43	166	7,00	49,50	66,00	16,50	42,4	1,00	1172
	92,00	239,00	60	166	7,00	16,00	76,62	60,62	11,5	0,19	226
	81,00	219,00	42	150	5,00	35,79	52,50	16,71	29,90	0,71	837
	92,00	237,00	44	165	15,00	4,92	38,15	33,23	45,1	1,03	1025
	93,00	216,00	40	155	15,00	0,40	42,48	42,08	36,6	0,89	1046
	93,00	232,00	38	163	5,00	0,50	9,50	9,00	55,6	1,46	1717
	122,00	235,00	33	179	10,00	0,50	33,50	33,00	30,3	0,92	1078

Como se verifica pela tabela anterior, tratam-se de determinações de permeabilidade efetuadas em furos de captação de água a profundidades muito inferiores às do reservatório em causa. A permeabilidade de uma formação resulta da sua microestrutura, ou seja, depende de fatores como a porosidade, a geometria dos poros e o tamanho das partículas. Esta microestrutura é influenciada pelas ações de pressão litostática sofridas em profundidade. Assim, o aumento de profundidade e o aumento da pressão litostática são fatores diretamente proporcionais e contribuem para a uma diminuição da permeabilidade (Jiang et al., 2010). Assim sendo, procurou-se verificar se existe alguma correlação entre valores de permeabilidades e profundidades (figura 25).

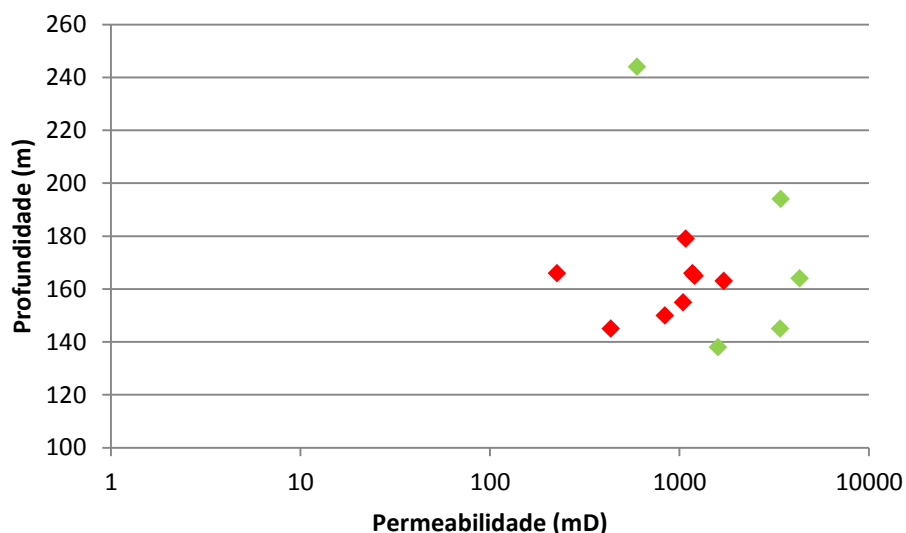


Figura 25 - Gráfico representativo da relação entre valores de permeabilidade e profundidade média dos aquíferos de Leirosa-Monte-Real (a verde) e Alpedriz (a vermelho).

De acordo com o gráfico da figura 25 não é possível determinar uma correlação entre a permeabilidade e a profundidade, nomeadamente para a profundidade deste reservatório (618-670 metros).

Deste modo, e como não é possível determinar o valor exato da permeabilidade do reservatório em causa, admitiu-se o valor mais reduzido registado nos furos para a captação de água subterrânea – 226 mD.

3.4.2. Porosidade

A diagrafia acústica efetuada ao longo da sondagem SPM-2 permite estudar a variação da porosidade ao longo da formação que constitui o reservatório.

Esta diagrafia é baseada no estudo de propagação de ondas acústicas nas rochas geradas por uma sonda. A medida de velocidade de propagação destas ondas e a sua atenuação fornece informações relevantes quanto às propriedades mecânicas das rochas, as quais estão relacionadas com a litologia e a porosidade (Ramalho et al., 2009).

Em formações sedimentares, a velocidade de propagação das ondas depende de vários parâmetros, principalmente do material que compõe a rocha e da variação da porosidade. O aumento da porosidade da rocha diminui a velocidade das ondas acústicas.

De acordo com Schlumberger (1972), numa formação consolidada com uma distribuição uniforme dos poros há uma relação linear entre a porosidade e o tempo de transição das ondas acústicas. Assim, a porosidade é dada pela seguinte expressão:

$$\Delta t_{log} = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m$$

Ou seja,

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Em que Δt_{log} é o tempo de propagação das ondas, resulta da leitura da diagrafia acústica e é expresso em $\mu\text{s}/\text{ft}$; Δt_{ma} representa o tempo de transição na matriz da rocha, também expresso em $\mu\text{s}/\text{ft}$ e Δt_f corresponde ao tempo de transição no fluido e são valores tabelados.

Neste caso, admite-se que Δt_{ma} é de $53 \mu\text{s}/\text{ft}$, pois trata-se de grés e conglomerados, e que Δt_f é de $208 \mu\text{s}/\text{ft}$, valor atribuído à água salgada (Schlumberger, 1972).

De acordo com Ramalho et al. (2009), em aquíferos não compactados as porosidades calculadas através deste método são demasiado elevadas, contudo, podem ser corrigidas aplicando um fator de correção:

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \times \frac{1}{C_p}$$

Onde C_p representa o valor do fator de correção.

De acordo com Engler (2010), o fator de correção é dado pela seguinte expressão:

$$C_p = c \left(\frac{\Delta t_{sh}}{100} \right)$$

Onde c é o coeficiente de compactação da camada argilosa imediatamente acima do reservatório e assume o valor de 1.3, Δt_{sh} é o tempo de propagação das ondas nesta mesma camada argilosa. Neste caso, consideraram-se os 17 metros imediatamente acima do reservatório (profundidades entre os 600 e 617 metros) e a média de leituras a estas profundidades é de $118,6 \mu\text{s}/\text{ft}$. Assim, o fator de correção a aplicar a estes cálculos é de 1,54 (Engler, 2010).

Assim, é possível determinar os valores da porosidade acústica ao longo de toda a formação. Através das leituras do valor de Δt_{log} às diferentes profundidades – entre 618 e 670 metros - na diagrafia acústica (anexo 2), construiu-se a Tabela 5:

Tabela 5 - Porosidade ao longo do reservatório.

Profundidade (m)	Porosidade (%)	Profundidade (m)	Porosidade (%)	Profundidade (m)	Porosidade (%)
618	20,7	636	30,2	654	29,1
619	28,1	637	29,1	655	31,0
620	28,1	638	29,1	656	31,0
621	23,9	639	33,1	657	30,2
622	28,1	640	34,4	658	27,2
623	28,1	641	36,4	659	27,2
624	26,0	642	36,4	660	27,2
625	26,0	643	34,4	661	30,2
626	26,0	644	29,1	662	33,1
627	26,0	645	26,8	663	32,7
628	30,2	646	28,1	664	32,3
629	25,1	647	29,3	665	9,2
630	23,9	648	26,8	666	21,8
631	23,9	649	17,6	667	2,9
632	30,2	650	11,3	668	34,4
633	32,3	651	23,0	669	36,4
634	29,3	652	23,9	670	24,7
635	30,2	653	29,1		

Deste modo, para cálculos futuros considera-se o valor de porosidade médio de 27,4%.

3.4.3. Volume poroso

A utilização de formações porosas para o armazenamento de ar difere de outras opções de reservatório, devido ao escoamento de fluidos. As cavernas subterrâneas ou cavidades salinas são reservatórios rígidos onde as mudanças de pressão se manifestam em todo o volume. No caso dos meios porosos, a injeção ou a extração de ar no poço induz gradientes de pressão no reservatório, que se propagam de acordo com a viscosidade dos fluidos, do gradiente de pressão e da porosidade e permeabilidade do reservatório. Como o gradiente de pressão se propaga ao longo da formação, a pressão varia em função do tempo e da localização. Esta condição de fluxo transitório (ou variável) persiste até ser atingido um ponto de equilíbrio e se registrar um fluxo em regime estacionário (ou permanente). Assim, o desenvolvimento inicial da bolha de ar pode demorar vários meses (Succar e Williams, 2008).

Deste modo, a injeção ou extração de ar só terá impacto no momento de desenvolvimento desta bolha, e não nos momentos de armazenamento ou produção de energia, em que a bolha de ar não vai mudar substancialmente a sua dimensão. Assim, os sistemas CAES em aquíferos podem ser considerados como sistemas rígidos de volume constante (Succar e Williams, 2008)

Para a determinação do volume do reservatório é necessário definir o *spill-point* ou “ponto de derramamento”. Por definição, *spill-point* é o ponto estruturalmente mais baixo numa estrutura capaz de reter hidrocarbonetos (Petrowiki, 2013), ou seja, é o seu “ponto de fuga” quando o reservatório atinge a sua capacidade máxima. Assim, é muito comum que este ponto seja definido na zona de transição entre o anticlinal e o sinclinal mais próximo.

No modelo geológico estático construído com base na prospeção da Mohave (1995) inclui informação detalhada sobre a geometria da base do reservatório e do topo do Cretácico Médio. Porém, a propeção sísmica não permitiu cartografar o topo do reservatório nem o topo do selante, ambos definidos a partir da sondagem SPM-2. Assim, admite-se que as camadas (topo do reservatório e topo do selante) têm a mesma geometria que a base do reservatório, e que a sua profundidade pode ser determinada considerando como constantes as espessuras observadas na sondagem SPM-2. Assim, os novos horizontes são:

- Topo do reservatório: localiza-se 52 metros acima da base;
- Topo do selante: localiza-se 56 metros acima do topo do reservatório.

Posteriormente, foi construído um mapa de declives do topo do reservatório. Para a localização do *spill-point* adotou-se um ponto de declive próximo de zero na zona de transição entre o anticlinal e o sinclinal (figura 26).

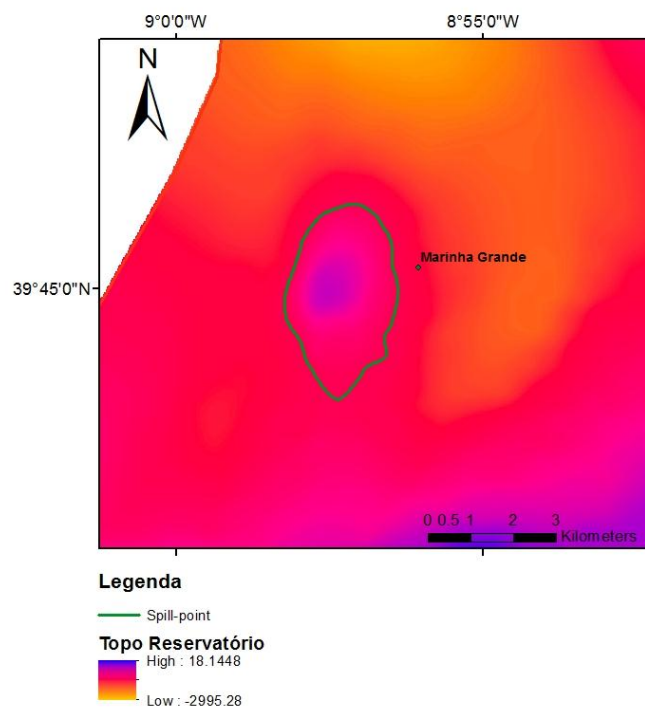


Figura 26 – Definição da zona de armazenamento através do *spill-point*.

O *spill-point* está localizado à profundidade de 1522 metros.

Assim, tendo em conta a estrutura do reservatório, calcula-se o seu volume desde o *spill-point* até ao topo do reservatório, excluindo toda a massa que existe até à base. Com uma espessura média de 52 metros e uma área plana útil de 8,5 km², este reservatório tem um volume de 0,39 km³.

Sabendo que o valor da porosidade é de 27,4%, então o volume poroso do reservatório é de 0,106 km³.

Para determinar a massa de ar armazenável é necessário multiplicar o volume poroso do reservatório pela densidade do ar. No entanto, é necessário ter em consideração que apenas uma percentagem de volume poroso é preenchida por ar, pois existe sempre uma determinada quantidade de água que não pode ser removida dos poros (retenção específica). Neste caso, como se tratam de grés argilosos, adotou-se o valor de 5% (Jonhson, 1967). Assim, a massa de ar armazenável por preenchimento até ao *spill-point* é dado pela seguinte expressão:

$$M_a = V_p \times (1 - R_e) \times \rho_a$$

Onde M_a representa a massa de ar armazenado, V_p o volume poroso do reservatório, R_e a retenção específica e ρ_a a densidade do ar.

De acordo com o relatório da sondagem SPM-2, o reservatório encontra-se à temperatura de 25 °C e à pressão de 61,64 bar, o que corresponde a uma densidade do ar de 72,76684 kg/m³ (Peace software 2014). Assim, o volume de ar armazenado corresponde a 7,36 Mt. Note-se que esta seria a massa de ar armazenável se a estrutura fosse preenchida em toda a sua extensão. Porém, como a geometria do anticlinal é muito fechada, é possível garantir que o valor de H (espessura total da formação) é igual ao valor de h (espessura da bolha de ar totalmente desenvolvida). Este cálculo é representativo de condições em regime estacionário, para a bolha de ar em equilíbrio térmico e dinâmico com o aquífero.

3.4.4. Composição mineralógica

De acordo com Succar e Williams (2008), a introdução de ar numa formação conduz à reação do oxigénio com os minerais nela presentes e que podem conduzir a uma redução na quantidade de oxigénio do ar armazenado. Este consumo de oxigénio está, na grande maioria das vezes, associado à presença de sulfuretos na formação e pode originar reações com várias espécies minerais e diferentes resultados.

A primeira reação mais comum é com a pirite, um sulfureto de ferro (FeS₂), que pode oxidar quando está em contacto com oxigénio, formando hematite (Fe₂O₃). Quando esta reação não se desenvolve na totalidade, surgem elementos intermediários e a oxidação parcial da pirite pode originar espécies como a melanterite (FeSO₄•7H₂O),

por exemplo. Esta alteração aumenta o volume original da pirite em 500%, diminuindo os valores de permeabilidade e porosidade do reservatório. Pode ainda provocar alterações de pressão no reservatório colocando em causa a estabilidade da camada selante.

Outro produto de oxidação problemático é a presença de gesso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) que pode precipitar através da dissolução de minerais de carbonato. Esta reação diminui o volume do reservatório, prejudicando o desempenho do sistema CAES.

A consequente diminuição de oxigénio originada por estas reações pode influenciar a eficiência da combustão na fase de produção de energia deste sistema, uma vez que este ar é queimado nas turbinas.

Assim, as formações com elevado teor de sulfuretos devem ser evitadas como reservatórios CAES.

De acordo com o relatório da sondagem SPM-2, existem vestígios de pirite da camada de grés – camada constituinte do reservatório. Deste modo, é necessário averiguar a presença deste componente.

É através da difração raios x que se procede a este estudo. A difração raios x resulta de um processo de colisão entre ondas eletromagnéticas (raios x) e uma disposição de átomos regular, definida, neste caso, pela estrutura cristalina de minerais. A intensidade difratada depende do número de eletrões do átomo, que por sua vez se encontram distribuídos no espaço de tal forma que os vários planos de uma estrutura cristalina possuem diferentes intensidades de átomos e eletrões. Os planos de difração bem como as densidades de átomos e eletrões ao longo de cada plano cristalino são características específicas e únicas de cada substância cristalina, da mesma forma que o padrão difratométrico por ela gerado (Kahn, 2014).

Para a identificação mineralógica da formação constituinte do reservatório foram utilizadas cinco amostras recolhidas em afloramentos do grés do Cretácico Inferior na área de estudo. Para a análise de difração as amostras de grés foram preparadas em laboratório, sendo desagregadas e transformando-se em amostras em pó secas.

Os resultados dos ensaios de difração raios x destas amostras resultaram em cinco difratogramas, onde a vermelho está modelado o difratograma induzido pela pirite e a preto o difratograma das amostras recolhidas (figuras 27a a 27e).

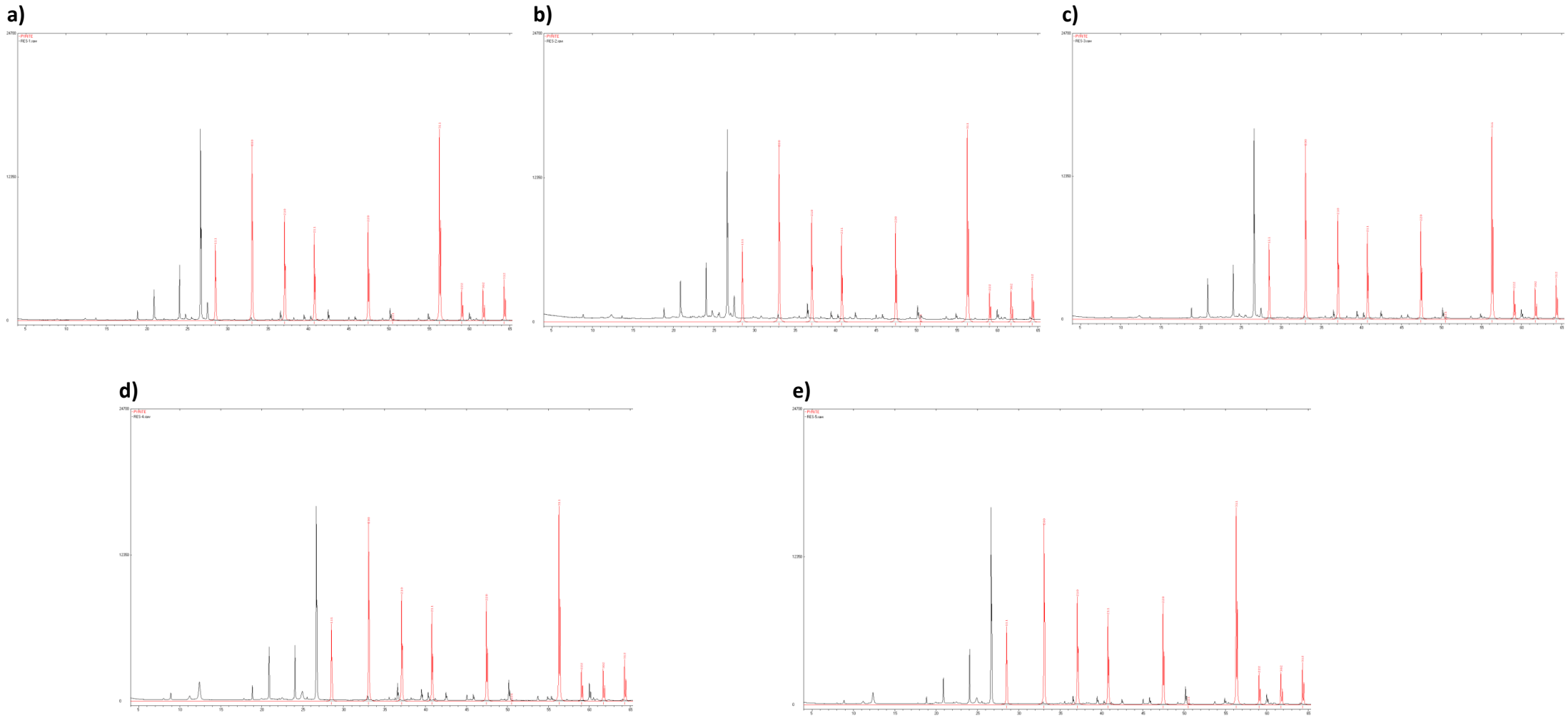


Figura 27 - Difratoformas de raios x das amostras superficiais do reservatório e do *cap-rock*.

De acordo com os difratogramas, verifica-se que em nenhuma amostra ocorrem picos sobrepostos com os picos assinalados a vermelho, concluindo-se que não há ocorrência de sulfuretos nas amostras recolhidas. Ressalva-se, no entanto, que as amostras foram recolhidas à superfície, estiveram já em contacto com a atmosfera e não é possível ter a certeza que representam exactamente a mesma mineralogia intercetada na sondagem SPM-2. Idealmente os difractogramas seriam construídos para as amostras recolhidas na sondagem SPM-2, que obviamente já não estão disponíveis. Assim, embora as amostras superficiais da base do Cretácio Inferior não mostrem a ocorrência de pirite, não é possível afastar totalmente a possibilidade da sua ocorrência em profundidade, tal como afirmado no relatório da sondagem SPM-2.

4. Dimensionamento da componente de armazenamento

A viabilidade de um reservatório CAES é feita com base em todas as características e avaliações do terreno e permite determinar vários parâmetros de extrema importância, como por exemplo, a capacidade energética e o número de furos necessários a essa mesma produção.

Assim, procura-se “simular um projeto” conceptual para a componente de armazenamento geológico de uma possível central de CAES neste local. Na realidade, a informação geológica e hidrogeológica são insuficientes para um dimensionamento detalhado, mas, ainda assim, considera-se este dimensionamento conceptual interessante para analisar a viabilidade e os custos associados a uma operação CAES. Para esta análise recorre-se a alguns parâmetros das centrais de Huntorf e de McIntosh.

4.1. Energia Armazenada

Um dos aspetos mais importantes na avaliação do reservatório de um sistema CAES é a sua capacidade, ou seja, é necessário determinar a quantidade de energia que pode ser armazenada e disponibilizada na fase de produção.

Há três diferentes fórmulas analíticas que avaliam a energia produzida numa central CAES, dependendo do modo como é gerida a pressão no reservatório e nas turbinas:

- 1- Manter o reservatório de armazenamento a uma pressão constante durante toda a operação;
- 2- Manter a pressão de entrada da turbina constante, regulando o ar a montante, para manter a pressão fixa;
- 3- Variar a pressão de entrada da turbina com a pressão do reservatório.

No caso do reservatório em estudo, durante a fase de produção tem pressão variável e a pressão de entrada na turbina é constante. Assim, o ar recuperado do reservatório sofre uma alteração de pressão, isto é, passa da pressão a que está o reservatório (P_s) para a pressão de entrada na turbina HP (P_1), de modo que o fluxo de massa e a produção de trabalho de expansão são constantes no tempo (Succar e Williams, 2008).

De acordo com Succar e Williams (2008), a energia que pode ser gerada neste caso é dada pela seguinte expressão:

$$E_{gen} = \alpha \cdot M_a \left[\beta + 1 - \left(\frac{P_b}{P_2} \right)^{\frac{k_2 - k_1}{k_2}} \right]$$

Onde:

- α é definido pela expressão:

$$\alpha = \eta_{MG} \cdot c_{p2} \cdot T_2 \left(1 + \frac{m_f}{m_a} \right)$$

- M_a é a massa de ar produzido, valor que depende de algumas características relativas ao fluxo de ar nos furos e por isso é determinado na secção seguinte;

- β é definido pela expressão:

$$\beta = \frac{c_{p1} \cdot T_1}{c_{p2} \cdot T_2} \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k_1-1}{k_1}} \right]$$

- P_b é a pressão barométrica do ar, de valor constante 0,1013 MPa (Peace software, 2014);

- P_2 é a pressão na entrada da turbina LP. Admite-se a utilização das mesmas características das turbinas usadas na instalação de Huntorf, isto é, 1,1 MPa (Steta, 2010);

- k é a razão entre o calor específico do ar a pressão constante (c_p) e a volume constante (c_v). Em gases diatómicos, como é o caso do ar, a razão entre estas variáveis é de 1,4 ($k = \frac{c_p}{c_v} = \frac{1,005}{0,718} = 1,4$). Assim, k_1 e k_2 são as razões nas turbinas HP e LP, respetivamente (Peace software, 2014);

- η_{MG} é a eficiência conjunta da turbina e do gerador. Neste caso considera-se 0,83, valor associado à média das turbinas da SMARTCAES (Dresser Rand, 2010).

- c_{p1} e c_{p2} são o calor específico do ar à pressão P_1 e à pressão P_2 , respetivamente. Assim, c_{p1} tem o valor de 1,1108679 kJ / (Kg K) e c_{p2} o valor de 1,160076 kJ / (Kg K) (Peace software, 2014);

- T_1 e T_2 são a temperatura nas turbinas HP e LP, respetivamente. Para este cálculo admitem-se também os valores equivalentes à instalação de Huntorf, isto é, 823 K e 1098 K, respetivamente (Steta, 2010).

- P_1 é a pressão na entrada da turbina HP, que neste caso é assimilado à turbina usada em Huntorf, ou seja, 4,6 MPa (Steta, 2010);

- m_f é a massa de combustível queimado na turbina LP, que neste caso, toma o valor da central de McIntosh, 9,69 kg/s.

- m_a é a massa de ar expandido na turbina e é de 525 kg/s, valor assimilado também à estação de McIntosh (Fthenakis, 2008).

Considera-se que o objectivo é garantir uma potência de 100 MW, valor médio da potência de um sistema CAES de acordo com a figura 1.

4.2. Estimativa da massa de ar

Através da injeção de ar no reservatório acima da pressão inicial, ou seja, acima da pressão hidroestática a que se encontrava o reservatório antes da perfuração do poço, a água salgada pode ser deslocada do estrato poroso, resultando numa “bolha de ar”. Esta bolha é desenvolvida de tal modo que o seu volume e taxa de retenção são considerados suficientes para o processo CAES. Durante a operação de armazenamento, a pressão é mantida à pressão inicial, de maneira a assegurar que o volume de ar se mantém constante e que não existe migração das paredes da bolha.

De acordo com a formulação de Succar and Williams (2008), supõe-se um fluxo radial laminar perto de um poço (poço de injeção ou recuperação) num meio poroso, assumido como uma formação homogénea. Adaptando a formulação de Succar e Williams (2008) de acordo com Guðmundsson (2012), o fluxo de ar no furo é dado pela expressão:

$$Q_{SC} = \frac{\pi k H T_{SC} (P_s^2 - P_w^2)}{P_{SC} \mu Z \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)}$$

Em que:

- k representa a permeabilidade do reservatório, 226 mD ou $2,26 \times 10^{-13} \text{ m}^2$;
- H representa a espessura do reservatório, 52 metros;
- T_{SC} é a temperatura *standard*, 288,15 K;
- P_s representa a pressão limite do reservatório que, neste caso, é igual à pressão a que este se encontra, devido ao facto de o aquífero em causa não ter barreiras impermeáveis laterais e assim permitir a mobilização lateral da água. A pressão do reservatório é de 61,64 bar, ou 6,16 MPa;
- P_w representa a pressão no furo durante a produção de ar. Este valor terá de ser necessariamente menor que P_s e maior que a pressão de entrada na turbina HP (P_1). Admitindo um valor de perda de carga por ascensão do ar no furo equivalente a 0,5 MPa, então $P_1 + 0,5 \text{ MPa} < P_w < P_s$. Neste caso particular, admite-se que P_1 toma o valor de 4,6 MPa (valor equivalente à estação de Huntorf), e por isso $5,1 \text{ MPa} < P_w < 6,16 \text{ MPa}$. Assim, e tomando novamente como exemplo a estação de Huntorf, P_w é de 5,7 MPa.
- P_{SC} é um valor constante de 0,1 MPa e representa a pressão *standard*;

- μ representa a viscosidade dinâmica do ar e é obtida através dos valores de pressão e temperatura do ar. Neste caso, μ toma o valor de 19,5E-06 Pa.s (Peace software, 2014);

- Z é o coeficiente de compressibilidade do ar e, tal como μ , é obtido através dos valores de pressão e temperatura do ar. Neste caso, Z toma o valor de 9,89E-01 (Peace software, 2014);

- r_s é a distância radial até ao limite do reservatório, que se considera como o raio equivalente até ao *spill-point*. Tendo em conta que o diâmetro é de 4500 m, então o valor de r_s é de 2250 m.

- r_w é o raio do furo. Este parâmetro influencia a quantidade de energia produzida, pelo que não compensa ter valores muito elevados. Neste caso, admitiu-se que este valor é de 6" ou 15 cm.

Após este cálculo, é possível calcular M_a da primeira equação, através da seguinte expressão:

$$M_a = Q_{sc} \rho_{sc} t_{prod}$$

Onde:

- ρ_{sc} é uma constante de valor 1,2108 kg/m³ e representa a densidade do ar nas condições de pressão e temperatura *standard* (Peace software, 2014);

- t_{prod} representa a duração do ciclo de produção de ar e, neste caso, é tomado o exemplo da central de Huntorf, onde a duração do ciclo é de 3 horas.

Os resultados dos cálculos efetuados são apresentados nas tabelas 6 e 7.

Tabela 6 - Fluxo de ar nos furos.

	Parâmetros e variáveis	Símbolo	Unidades	Valor
Furo	Número de furos	N_w	-	7
	Raio do furo	r_w	m	0,15
	Pressão no furo durante a produção	P_w	MPa	5,7
	Duração do ciclo de produção de ar	t_{prod}	h	3
Reservatório	Raio do reservatório	r_s	m	2250
	Pressão limite do reservatório	P_s	MPa	6,16
	Espessura do reservatório	H	m	52
	Permeabilidade	K	m^2	2,26E-13
Ar	Temperatura no reservatório	T_s	K	298
	Viscosidade dinâmica do ar	μ	Pa.s	1,95E-05
	Coefficiente de compressibilidade do ar	Z	-	9,89E-01
	Volume de ar por unidade de tempo (condições standard)	Q_{sc}	m^3/s	73,6
	Massa de ar produzido por ciclo de produção t_{prod}	M_a	kg	961892,6

Tabela 7 - Energia produzida.

	Parâmetros e variáveis	Símbolo	Unidades	Valor
Turbinas Baixa Pressão (LP)	Eficiência conjunta da turbina e do gerador	h_{MG}	-	0,83
	Temperatura na turbina LP	T_2	K	1098
	Pressão na entrada da turbina LP	P_2	Mpa	1,1
	Calor específico do ar à pressão P2	c_{p2}	KJ / (kg K)	1,160076
	Razão entre fluxo de fuel e ar na turbina	mf/ma	-	0,018
Turbina alta pressão (HP)	Temperatura na turbina HP	T_1	K	823
	Pressão na entrada da turbina HP	P_1	MPa	4,6
	Calor específico do ar à pressão P1	c_{p1}	KJ / (kg K)	1,1108679
	Alfa	α	KJ/kg	1076,25
	Beta	β	-	0,43
	Energia produzida	Egen	MWh	331,7
	Potência	Pw	MW	110,6

Pode concluir-se que para garantir uma potência de 110 MW seriam necessários 7 furos. Considerando o facto de os poços estarem dispostos em linha, estes localizam-se com uma distância entre si de 640 metros, uma vez que o diâmetro equivalente do reservatório é de 4500 metros. Esta central hipotética de CAES permitiria produzir 331,7 MWh de energia num período de produção contínua de 3 horas sem que houvesse novo armazenamento, através da compressão de uma massa de ar de 962 toneladas. Considerando a densidade do ar ($72,76684 \text{ kg/m}^3$) às condições P,T do

reservatório, a variação no volume de armazenamento em cada ciclo de produção seria de 13218,8 m³. Este volume é muito inferior ao volume poroso do reservatório até ao spill-point (0,106 km³), pelo que não há necessidade da almofada de ar ou da bolha de ar se estender até ao *spill-point*.

Apesar de ainda não existirem sistemas CAES em meios porosos que se possam tomar como exemplo, de acordo com Succar e Williams (2008) a fase desenvolvimento inicial da bolha de ar decorre entre alguns dias a poucas semanas. Neste caso definiu-se que a fase de desenvolvimento seria 30 dias. A massa de ar injetada nesse período seria de 23 085 toneladas e ocuparia um volume de 3 172 519 m³. Tendo em conta a porosidade média do reservatório de 27,4%, a espessura de 52 m e a retenção específica de 5%, a área ocupada pela almofada de ar seria de 234383,4 m², ou o equivalente a uma circunferência com um diâmetro de 546 metros.

A primeira estação piloto a nível mundial – Huntorf – tem uma potência de 290 MW e uma produção de energia de 870 MWh a partir de um volume de 310 000 m³. A central de McIntosh tem uma potência de 110 MW e uma produção de energia de 2860 MWh, a partir de um volume de 560 000 m³. Tendo em conta estes dados, verifica-se que o reservatório em estudo tem um volume consideravelmente superior, o que se explica por constituírem cavidades salinas e não meios porosos.

4.3. Custos estimados

No âmbito do dimensionamento conceptual procura-se, nesta secção, estimar os custos correspondentes à componente de armazenamento geológico, compreendendo não só os furos de injeção/produção, mas também os custos relacionados com a inspeção e monitorização. Face à profundidade do reservatório, entre os 618 e 670 metros, e os diâmetros preconizados para os furos, adotam-se custos de equipamentos e técnicas da indústria petrolífera. É importante referir que esta estimativa não considera um dimensionamento detalhado, pois não se tenta dimensionar a localização e a profundidade de cada furo. Pretende-se apenas ter uma estimativa de custos associados a esta componente, que provavelmente são muito inferiores ao equipamento de superfície, como é o caso dos compressores e das turbinas.

A Schlumberger é a maior empresa prestadora de serviços de petróleo do mundo. É de acordo com os custos unitários fornecidos pela Schlumberger Carbon Services para a área de estudo, que será efetuada uma estimativa dos custos associados à componente subterrânea do CAES, isto é, custos associados à prospeção e furos de injeção e exploração.

Neste caso particular considera-se uma situação ideal. Isto é, tal como descrito em 3.4.3, a espessura total da formação (H) é igual à espessura da bolha de ar totalmente desenvolvida (h), situação em que a possibilidade de entrada de ar nos poços é nula e por isso não é necessário deixar uma distância de segurança entre a base dos poços e a interface ar-água. No entanto, devido à geometria do topo do reservatório e à distância que os poços têm entre si, a profundidade atingida pelos poços não seria sempre a mesma, sendo maior nas extremidades do anticlinal. Contudo, e como se trata apenas de uma estimativa e não de um dimensionamento detalhado, considera-se que todos os poços têm um comprimento de 670 metros (profundidade a que se encontra a base do reservatório de acordo com o modelo estático).

Na tabela 8 estão representados os custos estimados para cada atividade de prospeção e furação, sendo que na última coluna da tabela já se encontram os custos totais para os 670 metros de comprimento dos 7 poços. Relativamente à sísmica 3D, é considerada a área plana que o reservatório ocupa – 8,5 km².

Tabela 8 - Custos de técnicas e equipamentos da indústria petrolífera. Fonte: Schlumberger, 2014.

	Descrição	Custo unitário (€)	Quantidades	Custos parciais (€)
	Recolha e processamento de sísmica 3D	28000/km ²	8,5	238 000
Poços de injeção/produção	Gestão do local, serviços de engenharia, adequação do local, etc.	500 000	1	500 000
	Perfuração (Mobilização, furação e combustível)	2000/m	4690	9 380 000
	Supervisão geral e logística	150 000	7	1 050 000
	Supervisão técnica (bits de furação, topo do poço, revestimento e operações de consolidação)	480/m	4690	2 251 200
	Serviços			
	Lamas de perfuração	120/m	4690	562 800
	Ferramentas de pesca	40/m	4690	187 600
	Medições e amostragens durante a furação	40/m	4690	187 600
	Aquisição de dados como a porosidade, salinidade da água, permeabilidade, pressão, amostragem de fluidos, aderência do cimento e encargos de mobilização.	560/m	4690	2 626 400
	Processamento e interpretação de dados	56/m	4690	262640
	<i>Mud logging</i>	20/m	4690	93 800
	Recolher tarolo da sondagem e proceder à sua interpretação e análise laboratorial.	120/m	4690	562 800
	Outros (fornecimento de água, tratamento de resíduos sólidos e líquidos)	80/m	4690	375 200
	Seguro (ferramentas de furação, montagem do fundo do orifício, etc.)	150 000	7	1 050 000
	Teste de injeção	80/m	4690	375 200
	Reutilização do poço para futura monitorização (opcional)	20/m	4690	93 800

Furos de monitorização	Gestão do local, serviços de engenharia, adequação do local, etc.	500 000	7	500 000
	Perfuração (Mobilização, furação e combustível)	2000/m	4690	9 380 000
	Supervisão geral e logística	60/m	4690	281 400
	Supervisão técnica (bits de furação, topo do poço, revestimento e operações de consolidação)	480/m	4690	2 251 200
	Lamas de perfuração	120/m	4690	562 800
	Ferramentas de pesca	40/m	4690	187 600
	Aquisição de dados como a porosidade, salinidade da água, permeabilidade, pressão, amostragem de fluidos, aderência do cimento e encargos de mobilização.	80/m	4690	375 200
	Processamento e interpretação de dados	8/m	4690	37 590
	<i>Mud logging</i>	20/m	4690	93 800
	Outros (fornecimento de água, tratamento de resíduos sólidos e líquidos)	80/m	4690	375 200
	Seguro (ferramentas de furação, montagem do fundo do orifício, etc.)	150 000	7	150 000
	Conclusão Medidores de pressão e temperatura	6/m	4690	28 140
	Modelação estática e dinâmica	Modelação estática	40 000	1
	Modelação dinâmica	9 000	1	9 000
	Desempenho do reservatório	50 000	1	50 000
Totalidade dos custos (€)				34 100 000

Assim, e lembrando que se trata apenas de uma estimativa, os custos associados à componente subterrânea do CAES são de cerca de 34,1 M €.

5. Conclusões

A utilização de energia eólica tem vindo a crescer consideravelmente, não só a nível mundial, mas também a nível nacional. Portugal é o segundo maior produtor de energia eólica da Europa, sendo que o primeiro é a Dinamarca. A grande desvantagem associada a este tipo de energia é a sua intermitência e é sobre este fator que o sistema CAES pode desempenhar um papel importante. Os sistemas CAES associados à geração de energia eólica podem contribuir para resolver o seu grande problema de intermitência, armazenando energia em horários fora de pico de procura e regenerando-a em horários de elevado consumo.

Ao serem adotadas medidas que conduzam a uma maior implementação de centrais eólicas e de centrais de armazenamento de energia, Portugal pode posicionar-se na Europa como independente a nível energético e até mesmo, como exportador de energia. Todos estes fatores contribuiriam para uma melhoria da economia nacional, e por isso, é importante, começar a considerar o armazenamento de energia como uma alternativa que importa viabilizar.

Este trabalho pretende ilustrar as condições geológicas necessárias e os custos associados ao armazenamento de energia pela tecnologia CAES num reservatório constituído por uma formação porosa na zona da Marinha Grande.

Através da análise da sísmica de reflexão no anticlinal da Marinha Grande, foi possível identificar uma formação e uma estrutura geológica que podem constituir um potencial reservatório para projetos CAES – os níveis inferiores da formação de Torres Vedras (Cretácico Inferior), constituídos na zona de estudo por grés e conglomerados argilosos dispostos num anticlinal. De acordo com este estudo seria possível instalar uma central CAES de 110 MW de energia, através de um volume poroso de 0,106 km³, à pressão de 61,64 bar, através de 7 poços de injeção/produção. Os custos da componente subterrânea associados a este projeto de CAES seriam consideráveis, na ordem dos 34,1M €.

Apesar de ainda não existirem projetos de referência de sistemas CAES em meios porosos, este trabalho permite dar a conhecer os critérios requeridos para a seleção de um bom reservatório.

No entanto, o estudo aqui apresentado é, em larga medida, conceptual. Uma caracterização e dimensionamento detalhados exigiriam trabalhos de prospeção e pesquisa sistemáticos. Deste modo, seria necessária a realização de mais sondagens. As sondagens à rotação com recuperação de amostra seriam o ideal, uma vez que permitem a recolha de amostras integrais e permitem a sua visualização e análise, incluindo análises laboratoriais. Seria necessário realizar ensaios de permeabilidade *in situ*, para determinar os valores de permeabilidade do reservatório e da rocha de

cobertura. Para além disto, a sísmica 3D seria um estudo fundamental. Este processo permite criar uma imagem a três dimensões do reservatório e assim, visualizar a sua estrutura bem como observar o comportamento do ar injectado ao longo do tempo.

Apesar destes fatores, através deste trabalho é possível verificar quais são as características necessárias a um bom reservatório CAES e quais são os melhores locais para proceder a este tipo de armazenamento em território nacional, o que pode facilitar estudos posteriores acerca do tema.

Bibliografia

- Almeida, C.; Mendonça, J.; Jesus, M. e Gomes, A. - *Sistemas aquíferos de Portugal Continental*. 2000.
- Beard, L.; Davis, H.; McCulloch, G.; Nash, E. e Molen, H. - Some hydrodynamic aspects of compressed air energy storage in aquifers. *Journal of hydrogeology*, vol. 73 (1984), p. 201-226.
- Cabral, J. e Ribeiro A. - *Carta Neotectónica de Portugal Continental*. Lisboa, 1988.
- Cavaco, L. - *Definição de reservatórios geológicos para armazenamento de energia em ar comprimido e sinergias com produção de energia*. Tese de Mestrado, Universidade de Évora, Évora, 2013.
- Cavallo, A. - Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES). *Energy*, vol. 32 (2007), p. 120-127.
- CPP - Copefa - Raport geologique du sondage São Pedro de Moel nº2. Lisboa, 1963.
- Daneshi, A.; Sadrmomtazi, N.; Daneshi, H. e Khederzadeh, M. - *Wind power integrated with compressed air energy storage*. Malaysia, 2010.
- Dias, R.; Araújo, A.; Terrinha, P. e Kulleberg C. - *Geologia de Portugal: Vol. II - Geologia Mesozoica de Portugal*. Lisboa: Dinternal, 2013.
- DPEP - Divisão para a Pesquisa e Exploração de Petróleo - *Sistemas petrolíferos - Rochas mãe e geração de petróleo*. 2014. [acedido em 2 de Abril de 2014]. Disponível em: http://www.dgeg.pt/dpep/pt/petroleum_pt.htm.
- Dresser Rand - *Compressed air energy storage (CAES)*. U.S.A, 2010.
- E.ON - Innovation center energy storage - *Compressed air energy storage - one promising technology in the future energy storage business*. Sevilla , 2012.
- EDP - *Eólicas*. 2013. [acedido em 3 de Novembro de 2014]. Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/aedp/unidadesdenegocio/energiasrenovaveis/Pages/EnergiasRenovaveis.aspx>.
- Energy Storage Association - *Isothermal CAES*. 2014. [acedido em 12 de Janeiro de 2015]. Disponível em: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/isothermal-caes>.
- Engler, W. - *Chapter 12 - Sonic Logs*. 2010.
- Fthenakis, V. - *Enabling Solar and Wind Energy Technologies on a grand scale*. Columbia, 2008.
- Guðmundsson, J. S. - *Natural gas production engineering*. 2012.

- Ibrahim, H.; Ilinca, A. e Perron, J. - Energy storage systems - Characteristics and comparisons. *Renewable & Sustainable energy reviews*, vol. 12 (Dezembro 2008), p. 1221-1250.
- IME - Institution of mechanical engineers - *Energy storage: The missing link in the UK's energy commitments*. Reino Unido, 2014.
- Jiang, X.; Wang, X. e Wan, L. - Semi-empirical equations for the systematic decrease in permeability with depth in porous and fractured media. *Hydrogeology Journal*, 2010, p. 839-850.
- Jonhson, A. J. - *Specific yield - Compilation of specific yields for various materials*. Washington , 1967.
- Kahn, H. - *Difração de raios x*. 2014.
- Mohave Oil&Gas Corporation - *Geologic report: Aljubarrota, Figueira da Foz and Marinha Grande licences, Portugal*. 1995.
- Peace software - *Calculation of thermodynamic state variables of air*. 2014. [acedido em 13 de Agosto de 2014]. Disponível em:
http://www.peacesoftware.de/einigewerte/luft_e.html
- Petrowiki - *Glossary*. 2013. [acedido em 3 de Junho de 2014]. Disponível em:
http://petrowiki.org/Glossary%3ASpill_point.
- Procesi, M.; Cantucci, B.; Buttinelli, M.; Armezzani, G.; Quattrocchi, F. e Boshi, E. - Strategic use of underground in an energy mix plan: synergies among CO₂, CH₄ geological storage and geothermal energy. Latium case study (central Italy). *Applied energy*, vol. 110 (2013), p. 104-131.
- Projeto COMET - *Integrated infrastructure for CO₂ transported and storage in the west mediterranean*. 2011.
- Ramalho, E.; Silva, M. e Correia, A. - *Diagrafias aplicadas à hidrogeologia*. Coimbra: Palimage, 2009.
- SNL - Sandia National Laboratories - *DOE Global Energy database*. 2012. [acedido em 20 de Março de 2014]. Disponível em:
http://www.energystorageexchange.org/projects/global_search?q=CAES
- Schlumberger - *Log interpretation vol. I - Principles*. New York, 1972.
- Schoenung, S.; Eyer, J.; Iannucci, J. e Horgan S. - Energy storage for a competitive power market. *Energy environment*, vol. 21 (1996), p. 347-370.
- Steta, F. - *Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based operation strategy for its integration in power markets*. Tese de mestrado, Swiss Federal Intitute of Technology, Zurique, 2010.

Storelectric - *How CAES works*. 2013. [acedido em 3 de Agosto de 2014]. Disponível em:
<http://storelectric.com/how-caes-works.html>

Succar, S. e Williams, R. - *Compressed air energy storage: Theory, resources and applications for wind power*. Princetown Environmental Intitute, New Jersey, 2008.

Zbyszewski, G. e Assunção, T. - *Notícia explicativa da folha 22-D Marinha Grande - Carta geológica de Portugal à escala 1:50 000*. Lisboa, 1965.

Anexos

Anexo 1 – Log da sondagem SPM-2.

Profundidade (m)	Log	Época	Litologia detalhada	Outras observações
6		Quaternário	Dunas de areia.	
136		Miocénico	Alternâncias de grés finos a grosseiros e conglomerados argilosos, em parte micáceos, acinzentados, rosados e amarelados, e argilas finamente micáceas e gresosas, por vezes, com elementos conglomeráticos, rosados, amarelados, acastanhados e por vezes acinzentados.	
272		Oligocénico	Argilas mais ou menos margosas, por vezes gresosas, vermelhas e acastanhadas, com pequenos nódulos ferruginosos e, em alguns locais, com grossos elementos de calcário. Algumas intercalações de grés argilo-gresoso avermelhado.	
292		Turoniano	Conglomerado argiloso avermelhado com seixos de calcário, principalmente, pré-turoniano.	
304	Calcário graveloso branco.			
328	Calcário cripto-cristalino a grameloso de tons branco, rosado e amarelado.			
360		Cenomaniano superior	Calcário margo-dolomítico, por vezes gresoso, de tons cinza, com intercalações de margas dolomíticas cinza.	
370			Calcário dolomítico gresoso, grés dolomítico e marga dolomítica.	
398		Cenomaniano inferior	Grés arenoso, de grão médio a grosseiro, mais ou menos argiloso, cinza, com intercalações de argila gresosa cinza.	Presença de água doce.
				$\phi=20\%$; $Sw=90\%$; $Rw=3,3$ ohm e salinidade de 1,2g/l
			Grés não consolidado, de grão médio a grosseiro, por vezes conglomerático, mais ou menos argiloso, cinza, com intercalações de argila gresosa cinza, por vezes, finamente micácea.	

		Cretácico inferior indiferenciado		
562			Argila finamente gresosa, por vezes piritosa, de tons avermelhados a cinza.	
618			Alternâncias de grés argiloso, não consolidado, piritoso, de tons cinza e avermelhado, por vezes, com ocorrências de linhite, e de conglomerados argilosos.	Valores de porosidade entre os 17 e 23%, $Sw=100\%$; $Rw=0,4$ ohm e salinidade de 11g/l
670		Toarciano	Margas cinza e cinza escuras, por vezes um pouco dolomíticas ou betuminosas, com intercalações finas de calcários margosos cripto-cristalinos cinza.	$\phi=18\%$; $Sw=100\%$ e $Rw=0,4$ ohm
798				
838		Charmoutiano	Calcário margoso cinza com intercalações de margas cinza e cinza escuro.	
874			Margas betuminosas e dolomíticas, de tons cinza e cinza escuro, por vezes xistosas, com intercalações de calcário margoso cinza.	
920			Alternâncias de calcário margoso, cinza e cinza claro, com margas cinza e cinza escuro.	

		Sinemuriano	Calcários compactos, em parte margosos, cinza e cinza claro, por vezes dolomíticos, com algumas intercalações de margas xistosas ligeiramente dolomíticas, de tons cinza escuro.	Durante a execução da sondagem, apresentava água salgada com valores de 95 g/l de NaCl.
1178				
1186			Dolomite e calcário margoso.	$\rho=15\%$; $S_w=90\%$; 150 g/l de ClNa e permeabilidade muito
			Alternância de margas e argila margosa, mais ou menos dolomítica, cinza escura, com inclusões de anidrite cinza e avermelhada.	
1230				
		Hetangiano	Salgema branco, acinzentado e, por vezes, rosado, com intercalações de margas e argilas margosas, dolomíticas e salíferas de tons cinza avermelhado, de anidrite cinza, por vezes avermelhada, e de calcário dolomítico cinza escuro e acastanhado.	
1500				

Anexo 2 – Excerto da diagrafia acústica da sondagem SPM-2 (profundidade 600-700 metros).

