



Caracterização de diapiros salinos para armazenamento de gás natural

LUÍS MIGUEL CARVALHO IZIDORO

Novembro de 2017



Instituto Superior de Engenharia do Porto

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOTÉCNICA



Caracterização de diapiros salinos para armazenamento de gás natural

Luís Miguel Carvalho Izidoro



2017

(página propositadamente em branco)



Instituto Superior de Engenharia do Porto

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOTÉCNICA

Caracterização de diapiros salinos para armazenamento de gás natural

Luís Miguel Carvalho Izidoro

NMº 1110442

*Projeto de tese apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de **Mestre em Engenharia Geotécnica e Geoambiente**, realizada sob a orientação do Doutor Antonio Vega y de la Fuente, Professor Adjunto do Departamento de Engenharia Geotécnica do ISEP, e coorientação do Doutor Alfonso Maldonado Zamora, Professor Catedrático da ETSIM-E da Universidad Politécnica de Madrid.*

(página propositadamente em branco)

Júri

Presidente

Doutor Helder Gil Iglésias de Oliveira Chaminé

Professor Coordenador com Agregação, Departamento de Engenharia Geotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Doutor Antonio Vega y de la Fuente

Professor Adjunto, Departamento de Engenharia Geotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Doutor Roque Filipe Mesquita Brandão

Professor Adjunto, Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Instituto Superior de Engenharia do Porto

Doutor Alfonso Maldonado Zamora

Professor Catedrático, ETSIM-E, Universidade Politécnica de Madrid, Fundação Instituto Petrofísico, Madrid, Espanha

Mestre Jorge Correia Ribeiro

Chefe do Laboratório da Refinaria do Porto, PetroGal - Petróleos de Portugal SA, Matosinhos

*A tese de **mestrado em engenharia geotécnica e geoambiente (MEGG)** foi apresentada e defendida em prova pública, pelo Licenciado **Luís Miguel Carvalho Izidoro**, no Auditório de Geotecnia do Departamento de Engenharia Geotécnica (ISEP) em 27 de Novembro de 2017 mediante o júri nomeado, em que foi atribuída, por unanimidade, a classificação final de **18 (dezoito) valores**, cuja fundamentação se encontra em acta. Todas as correções pontuais determinadas pelo júri, e só essas, foram efectuadas.*

*“As pessoas costumam dizer que a motivação não dura sempre.
Bem, nem o efeito do banho, por isso recomenda-se diariamente”.*

Zig Ziglar

(página propositadamente em branco)

Agradecimentos

Este trabalho surge como o marco que estabelece o final de um capítulo da minha vida. Como tal, cabe-me agradecer a todos aqueles que contribuíram, de alguma forma, para que esta etapa chegasse ao fim.

Primeiramente não queria deixar de referir o meu obrigado ao Instituto Superior de Engenharia do Porto, em especial ao Departamento de Engenharia Geotécnica e a todo o corpo docente, que durante o meu percurso académico contribuíram para o meu processo de aprendizagem e me prepararam para a vida profissional.

Não podia começar os meus agradecimentos pessoais por outras pessoas que não sejam os meus Pais que sempre estiveram presentes em todas as fases e momentos decisivos da minha vida como este, mostrando total apoio, compreensão e dedicação, apoio decisivo para a finalização deste ciclo e sem o seu apoio esta tese não teria sido realizada. Endereço também uma palavra terna à minha Irmã pelo apoio e amizade sempre demonstrados.

De referir o apoio e as palavras meigas e de conforto que a minha querida Avó que faleceu no decorrer deste ano me endereçava sempre que me encontrava mais em baixo, a memória perdura, um beijo de saudade.

Agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Antonio Vega y de la Fuente (Departamento de Engenharia Geotécnica do ISEP), pela orientação e disponibilidade, apoio e confiança demonstrada.

Ao meu coorientador, Professor Doutor Alfonso Maldonado Zamora (Professor Catedrático da Universidade Politécnica de Madrid), pelo carinho, dedicação e compreensão demonstrada durante a minha estadia em Madrid, sempre disponível e afável para me ajudar e me esclarecer qualquer dúvida existente e ter assegurado a minha estadia em Madrid.

Ao Professor Doutor Luís Duarte (Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra), pela orientação prestada na escolha dos dois locais em estudo.

Ao grupo Cimpor, pela disponibilidade, o interesse demonstrado e a autorização para a recolha das amostras algo sem o qual o desenvolvimento deste trabalho não seria possível, um agradecimento especial ao Eng. Sérgio Fonseca Diretor da pedreira Soure (Sogesso) e ao Eng. Hugo Ferreira Diretor da pedreira Óbidos (Alempedras).

Ao Centro de Prestação de Serviços Especializados Laboratório de Cartografia e Geologia Aplicada (Labcarga) do Instituto Superior de Engenharia do Porto, na pessoa do seu diretor Professor Doutor Helder I. Chaminé, pela facilidade concedida na utilização dos recursos do laboratório, bem como na partilha de informação e na disponibilidade demonstrada ao longo da minha investigação.

Um agradecimento especial à Dra. Liliana Freitas (Labcarga) pela disponibilidade demonstrada aquando da recolha das amostras e pela imprescindível ajuda na formatação do documento e e apoio cartográfico.

Ao Dr. Jorge Ribeiro (responsável do laboratório da Refinaria de Matosinhos da empresa PETROGAL-Petróleos de Portugal, S.A.), pela disponibilidade e preciosos conselhos.

À “Fundação Instituto Petrofísico”, pela generosidade e apoio prestado na realização dos ensaios laboratoriais, e aos seus técnicos pela extraordinária colaboração, que em muito contribuiu para o sucesso deste projeto, em especial um agradecimento ao técnico Álvaro Bravo e a Doutora Laura Valle.

Gostaria de deixar uma palavra especial de agradecimento à Lídia, pelo carinho, compreensão e energia positiva com que me contagiou e serviu de motivação para concretização deste trabalho.

E aos meus queridos amigos e colegas pelo carinho, apoio e incentivo constante.

(página propositadamente em branco)

Palavras-chave

Gás Natural, Diápiros Salinos, Soure, Óbidos, Armazenagem Subterrânea.

Resumo

Como consequência do aumento das necessidades energéticas que a sociedade atual enfrenta, o gás natural é considerado como a alternativa energética que irá permitir fazer a ponte para o desejável cenário de maior aproveitamento das fontes renováveis de energia. No nosso país, o gás natural tem adquirido uma relevância crescente ao longo dos últimos anos, com grande impacto nas centrais de energia elétrica e nas centrais de cogeração em detrimento de outras matérias-primas de origem fóssil, face à sua melhor competitividade económica e menor nível de emissões de CO₂.

Esta tese demonstra a importância que o gás natural tem vindo a obter ao longo dos últimos anos no mercado nacional e internacional, da sua crescente procura, tornando-a num futuro próximo como a segunda fonte de energia primária mais consumida no mundo, e a sua relação com uma estrutura de armazenagem subterrânea que complemente e/ou adicione capacidade de injeção de gás na rede, tornando-a assim mais fiável e flexível.

Neste trabalho foi estudado a solução de armazenagem subterrânea em diápiros salinos em Portugal e verificou-se que é uma das soluções tecnicamente mais adequada para armazenagem subterrânea de gás natural; através de ensaios realizados evidenciou-se que as rochas encaixantes destes diápiros apresentam baixa permeabilidade e valores de porosidade que se encontram entre o intervalo de 10% a 20%, existindo afloramentos em boas condições de estudo, o que possibilita uma análise prévia mais rápida e económica. Estas formações estão presentes numa vasta área do território, sendo a principal a Bacia Lusitaniana ou Orla Ocidental, que abrange uma área na ordem dos 20.000 km² e tem uma extensão de aproximadamente 200 km; de salientar as altas taxas de entrega, o baixo volume de gás de base necessário (em caso de emergência este volume pode ser retirado) e confere melhores condições de estanquidade do reservatório relativamente às outras alternativas.

Analisa a viabilidade de construção de armazenagem de gás natural em cavidades subterrâneas geradas a partir de diápiros salinos em dois locais de estudo na zona da Bacia Lusitaniana, como reforço à infraestrutura existente. Os dois locais de estudados foram a Pedreira de gesso de São José do Pinheiro e a Mina de gesso de Óbidos, recaindo a escolha sobre a Pedreira de gesso de São José do Pinheiro.

(página propositadamente em branco)

Keywords

Natural Gas, salt Diapirs, Soure, Óbidos, underground storage.

Abstract

As a consequence of the increasing energy needs that society is facing, natural gas is considered the alternative energy that will allow to bridge to the desirable scenario of greater use of renewable energy sources. In our country, natural gas has become increasingly relevant over the last few years, with a major impact on electric energy generation and cogeneration installations, as opposed to other fossil fuels, due to their better economic competitiveness and lower level of CO₂ emissions.

This thesis shows the importance that natural gas has been getting over the last few years in the domestic and international markets with its increasing demand, becoming the second most consumed primary energy source in the world in the near future; it also shows its relationship with underground storage structures which adds gas injection capacity in the network, thereby making it more reliable and flexible. In this work, the solution of underground storage in saline diapirs was studied in Portugal and it has been verified that it is one of the more suitable technical solutions for underground storage of natural gas; through tests carried out, it has been proved that the nesting rocks of these diapirs present low permeability and porosity values that are between the range of 10% to 20%, and there are outcrops in good study conditions, which allows a faster and economic preliminary studies. These formations are present in a vast area of the territory, being the main one the Lusitaniana Basin or Orla Occidental, that covers an area close to 20,000 km² and has an extension of approximately 200 km; the low base gas volume required (in case of emergency this volume can be withdrawn) gives better reservoir leakage conditions compared to other alternatives.

It was analysed the feasibility for a storage of natural gas construction in underground cavities generated from saline flumes at two study sites in the Lusitanian Basin area, as a reinforcement to the existing infrastructure. The two sites studied were the gypsum quarry of São José do Pinheiro and the gypsum mine of Óbidos; the gypsum mine of São José do Pinheiro was the option chosen.

(página propositadamente em branco)

Índice

Glossário	xxvii
CAPÍTULO 1- Introdução.....	1
1. Introdução.....	3
1.1. Enquadramento.....	3
1.2. Objetivos	5
1.3. Organização do trabalho	5
CAPÍTULO 2- Mercado do gás natural	7
2. Mercado do gás natural	9
2.1. Mercado internacional	9
2.1.1. Fornecedores de gás natural	9
2.1.2. Produção e Consumo	11
2.1.3. Comércio	14
2.2. Mercado Nacional.....	20
2.2.1. Evolução do consumo de gás natural entre 2000 e 2015	20
2.2.2. Previsão da evolução energética de 2016 até 2025.....	23
2.2.3. Regulamentação da liberalização do gás natural	26
2.2.4. Regulamentação do armazenamento subterrâneo	28
2.3. Indústria do gás natural em Portugal.....	29
2.3.1. Aproveitamento do gás natural em Portugal	29
2.3.2. Jazigos de gás em Portugal	33

2.3.3. Importância do gás natural	36
2.3.4. Transporte por gasodutos	38
2.4. Armazenamento de gás natural em Portugal	44
2.4.1. Situação de Portugal	44
2.4.2. Armazenamentos futuros.....	45
2.4.2.1. Desenvolvimento do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço.....	47
CAPÍTULO 3 - Estruturas de armazenamento.....	49
3. Estruturas de armazenamento.....	51
3.1. Armazenamento subterrâneo de gás natural.....	52
3.2. Estruturas para o armazenamento subterrâneo de gás natural.....	52
3.2.1. Jazigos esgotado de hidrocarbonetos.....	53
3.2.2. Armazenamento em aquíferos.....	54
3.2.3. Armazenamento em diápiros salinos.....	56
3.2.4. Análise de viabilidade de diferentes formações.....	58
CAPÍTULO 4 - Estudo dos jazigos salinos	59
4. Estudo dos jazigos salinos	61
4.1. Vantagens do armazenamento salino	61
4.2. Os jazigos profundos de sal.....	62
4.3. Estudos prévios	63
4.3.1 Definição das zonas favoráveis.....	63
4.3.1.1. Profundidade.....	63
4.3.1.2. Espessura das paredes de sal	63

4.3.1.3. Relação altura/diâmetro da caverna	64
4.3.1.4. Porosidade	64
4.3.1.5 Permeabilidade	65
4.3.1.6. Relação entre porosidade e permeabilidade	66
4.3.1.7. Outras propriedades a considerar na avaliação de uma formação armazém	67
4.3.2. Programa de exploração de uma formação salina.....	67
4.3.2.1. Meios necessários	67
4.3.2.2. Exploração de um depósito	68
4.4. Exploração por reflexão sísmica	68
4.5. Exploração por sondas	69
4.5.1. Sondagens em séries salinas	69
4.5.2. Medidas.....	71
4.5.2.1. Medidas em laboratório.....	71
4.5.2.2. Medidas nos poços, diagrfias.....	73
4.5.2.2.1. Sonda combinada.....	73
4.5.2.2.2. Sonda de neutrões.....	75
4.5.2.2.3. Sonda sónica.....	75
4.5.2.3. Interpretação quantitativa das diagrfias.....	76
4.6. Criação de uma cavidade por dissolução.....	77
4.6.1. Dimensionamento de uma caverna.....	77
4.6.1.1. Número de cavernas.....	77
4.6.1.2. Tamanho da caverna.....	77

4.6.1.3. Capacidade do armazenamento.....	78
4.6.2. Introdução ao processo de formação de um armazenamento de gás natural numa cavidade salina.....	79
4.6.3. Processo de construção de cavidades por dissolução em formações salinas em Terra.....	80
4.6.4. Caso Prático do Carriço.....	83
CAPÍTULO 5 – Materiais e Métodos.....	85
5. Formações Diapiricas, Materiais e Métodos.....	87
5.1. Localização das formações diapiricas em Portugal.....	87
5.2. Locais de estudo.....	89
5.2.1. Geologia Regional.....	90
5.2.1.1. Pedreira de gesso de São José do Pinheiro.....	92
5.2.1.2. Mina de gesso de Óbidos.....	95
5.2.2. Hidrogeologia dos jazigos.....	96
5.2.2.1. Pedreira de gesso de São José do Pinheiro.....	96
5.2.2.2. Pedreira de Óbidos.....	99
5.3. Exploração do local.....	102
5.3.1. Pedreira de Soure.....	102
5.3.2. Pedreira de Óbidos.....	104
5.4. Ensaio petrofísicos realizados.....	106
5.4.1. Pré tratamento das amostras.....	106
5.4.1.1. Amostras para o ensaio de porosidade (Picnometria de gás de hélio) e permeabilidade (Permeómetro de Nitrógeno).....	107

5.4.2. Descrição dos ensaios laboratoriais realizados.....	108
5.4.2.1. Picnometria de gás hélio.....	108
5.4.2.2. Protocolo de Ensaio de Permeabilidade (Permeómetro de Nitrogenio).....	110
5.5. Estudo da estanquidade antes do primeiro enchimento.....	114
5.5.1. Tarefas preliminares.....	114
5.5.2. Objetivos dos ensaios.....	114
5.5.3. Ensaios de vedação.....	115
5.5.4. Primeiro enchimento de uma cavidade.....	115
CAPÍTULO 6- Demonstração e Interpretação de Resultados.....	117
6. Demonstração e Interpretação de Resultados.....	118
6.1. Picnometria de gás hélio.....	119
6.2. Protocolo de Ensaio de Permeabilidade (Permeómetro de Nitrogénio).....	121
CAPÍTULO 7 – Conclusões e considerações finais.....	125
7. Conclusão e considerações finais.....	127
7.1. Sugestões para trabalhos futuros.....	129
CAPÍTULO 8 - Estudo Económico.....	131
8. Estudo Económico.....	133
8.1. Viabilidade económica.....	133
8.2. Tempo estimado para realizar o projeto.....	134
8.3. Rendas.....	134
8.4. Custos.....	135
8.4.1. Custo do estudo de caraterização.....	135

8.4.2. Custo da construção do armazenamento de gás natural.....	136
8.4.3. Custo do gás de injeção.....	136
8.4.4. Custo total.....	136
8.5. Rentabilidade.....	136
CAPÍTULO 9 - Referências bibliográficas.....	137
9. Referências bibliográficas.....	139

Índice de Anexos

Anexo I - Regulamento de armazenamento subterrâneo de gás natural em formações salinas naturais.

Anexo II - Protocolo Permeâmetro de gas.

Índice de figuras

Figura 1- Produção mundial vs principais países produtores de Gás natural.	10
Figura 2- Distribuição da população e do crescimento económico pelas diferentes regiões do mundo entre 2010 e 2040.	11
Figura 3- Visão global de crescimento da procura de energia em 2040.	12
Figura 4- Projeção da procura global energia em 2040, comparativamente a 2014.	12
Figura 5- Reservas estimadas gás natural em 2040.	13
Figura 6- Relação de R/P (reservas de GN em produção) por região, expressas em anos.	14
Figura 7- Projeção na evolução do trading do gás natural (comércio mundial) entre 2010 e 2040 por região.	15
Figura 8- Exportação de gás por região.	16
Figura 9- Comércio GNL.	16
Figura 10- Mapa fluxos de transporte gás natural via marítima e terrestre em 2014.	17
Figura 11- Mapa infraestruturas transporte gás natural.	18
Figura 12- Incremento na capacidade de regaseificação no mundo, 2016-2019.	18
Figura 13- Mapa fluxos de comércio internacional GNL em 2014.	19
Figura 14- Distribuição cogeração Gás Natural- Motores.	20
Figura 15- Distribuição cogeração Gás Natural- Turbinas.	20
Figura 16- Evolução da procura de GN entre os anos de 2004 e 2014.	21
Figura 17- Evolução do consumo de gás natural em Portugal.	22
Figura 18- Evolução do consumo de GN (1997-2015).	23
Figura 19- Previsão de Procura de Gás Natural (Cenários de previsão).	24
Figura 20 -Estruturas da capacidade do sistema electroprodutor em 2025.	25
Figura 21 - economia verde e competitividade.	25
Figura 22- Diagrama temporal da implementação de algumas normas ou revisões regulamentares para o mercado de GN.	27
Figura 23- Evolução consumos GN por setor atividade económica em Portugal Continental, 2006-2015, em tep.	30
Figura 24- Distribuição consumos GN por setor atividade económica em Portugal Continental, 2006 e 2015.	30
Figura 25- Distribuição geográfica por distritos consumos GN Portugal Continental, 2006 e 2015.	31
Figura 26- Concessões e Licenças atuais.	35

Figura 27- Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTGN.	38
Figura 28- Trajetória do gás natural desde a Argélia até Portugal.....	39
Figura 29- Esquema da distribuição do gás natural ao nível das diferentes redes tendo em conta o consumidor final.....	40
Figura 30- Redes de distribuição em Portugal.	41
Figura 31- Mapa da RNTIAT.....	43
Figura 32- Imagem representativa dos locais de armazenamento em Portugal de gás natural.	45
Figura 33- Mapas da RNTIAT de acordo com os desenvolvimentos propostos no PDIRGN.	46
Figura 34- Valores acumulados de investimento do total da RNTIAT previstos no PDIRGN15, 2016-2025.....	47
Figura 35- Esquema representativo de armazenagem em reservatórios.....	54
Figura 36- Esquema representativo de armazenamento em aquíferos.	56
Figura 37- Esquema representativo de armazenamento em cavidades salinas.....	57
Figura 38-Relação entre permeabilidade e porosidade.....	66
Figura 39- Esquema da análise mineralógica de amostras.....	72
Figura 40- Equipamento de Sonda combinada de Raios gama.....	74
Figura 41- Sonda de neutrões.....	75
Figura 42- Equipamento de sonda sónica.....	76
Figura 43- Esquema de uma caverna de armazenamento.....	78
Figura 44- Esquema de uma possível caverna salina.....	80
Figura 45- Ilustração do método de Circulação Inversa.....	81
Figura 46- Ilustração do método de Circulação Direta.....	81
Figura 47. Ilustração do processo de abertura das cavernas através de dois poços.....	82
Figura 48- Vista aérea do complexo de armazenamento do Carriço.....	84
Figura 49- Enquadramento geográfico e tectónico da Bacia Lusitaniana e de outras bacias da Margem Ocidental Ibérica.....	88
Figura 50- Localização do local de coleta de amostras de Soure.....	89
Figura 51- Localização do local de coleta de amostras de Óbidos.....	90
Figura 52- Carta Geológica Portuguesa - localização dos locais de estudo.....	92
Figura 53- Imagem da Pedreira de gesso de São José do Pinheiro.....	93
Figura 54- Mapa geológico do depósito de gesso de S. José do Pinheiro.....	94
Figura 55- Imagem da mina de gesso de Óbidos.....	95
Figura 56- Enquadramento litoestratigráfico do sistema aquífero Figueira da Foz- Gesteira.....	96
Figura 57- Enquadramento litoestratigráfico do sistema aquífero, Caldas da Rainha - Nazaré.....	99
Figura 58- Localização do corte longitudinal e sua representação.....	100

Figura 59- Disposição da pedreira e identificação da zona de prospeção.....	102
Figura 60- Localização de pontos de recolhas de amostras na pedreira.	103
Figura 61- Disposição da pedreira e identificação das zonas de prospeção.....	104
Figura 62- Localização de pontos de recolhas de amostras na pedreira.	105
Figura 63- Amostras recolhidas nos dois locais de estudo.	106
Figura 64- Máquina de corte de discos paralela.	107
Figura 65- Máquina de extração de amostras cilíndricas.	107
Figura 66- Amostras para os ensaios de porosidade e permeabilidade.	108
Figura 67- Picnómetro de gás de hélio.....	109
Figura 68- <i>Gás Perm</i> (Permeâmetro de Nitrogénio).	110
Figura 69- Sistema de fornecimento de nitrogénio.	111
Figura 70- Quadro de acionamento do compressor	112
Figura 71- Regulação pressão de entrada no sistema	113
Figura 72- Reta de regressão, exemplo de uma obtenção do KL.....	113
Figura 73- Gráfico de Porosidade das amostras.	122
Figura 74- Gráfico permeabilidade das amostras.	124

Índice de tabelas

Tabela 1- Aproveitamento em 2014 (Fonte: Adaptado REN, PDIRGN15)	10
Tabela 2- Balanço de gás natural na RNTGN para 2015-2016, em GWh (Fonte: Adaptado ERSE - CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016, Junho 2015).	32
Tabela 3 - Balanço comercial de gás natural na RNDGN para 2015-2016, em GWh (Fonte ERSE - CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016, Junho 2015).	32
Tabela 4- Balanço do número de clientes no SNGN para 2015-2016 (Fonte: Adaptado de ERSE - CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016, Junho 2015).	33
Tabela 5- Postos de abastecimento de GNV (fonte Adaptado AVPGN).....	37
Tabela 6- Projetos de Desenvolvimento de infraestruturas da RNTIAT (Fonte: Adaptado do PDIRGN15 da REN)	45
Tabela 7- Avaliação da porosidade segundo Levorsen.	64
Tabela 8- Velocidade de propagação do som.	68
Tabela 9- Identificação das rochas evaporíticas.	70
Tabela 10- Principais estatísticas dos furos que captam no sistema aquífero Figueira da Foz. (Fonte: Adaptado de Sistemas de aquíferos de Portugal,2000; Almeida et al., 2000).....	98
Tabela 11- Amostras para os ensaios.....	106
Tabela 12- Principais parâmetros do ensaio de <i>Gás per.</i> (Fonte: <i>Laboratório petrofísico de Madrid, 2016</i>)	111
Tabela 13- Especificações do ensaio <i>Gás perm.</i> (Fonte: <i>Laboratório petrofísico de Madrid, 2016</i>)	114
Tabela 14- Características dos diapiros salinos utilizados como reservas de petróleo e de gás (fonte: adaptado de “Overview of acid-gas injection operations in western Canada” e de “Almacenamiento subterráneo de gas natural en cavidades salinas).	119
Tabela 15- Porosidades e densidades de grão das amostras analisadas.	121
Tabela 16- Permeabilidade das amostras analisadas.	123

Glossário

AS: Armazenamento subterrâneo.

Bcm: Bilião de metros cúbicos.

BTU: Sigla de British Thermal Unit, expressão em inglês que significa Unidade Térmica Britânica. É uma unidade que não tem medida e equivale a 252,2 calorias e 1.055,05585 joules.

Billion cubic feet per day (BCFD): É usado para definir as taxas volumétricas de gás natural, um bilhão de pés cúbicos por dia de gás natural é suficiente para atender cerca de 2 por cento do gás natural utilizado nas casas ao redor do mundo. Seis bilhões de pés cúbicos por dia de gás natural equivalente para cerca de 1 milhão de barris de petróleo equivalente por dia.

Capacidade de injeção: Caracteriza o volume de gás que pode ser injectado por dia. Medida usualmente utilizada [MM m³/dia].

Closed-cycle gas turbine (CCGTs): Centrais de ciclo combinado de turbinas de gás.

Compound Annual Growth Rate (CAGR): Taxa composta de crescimento anual mede a taxa de retorno de um investimento como um fundo mútuo ou um título durante um período de investimento, como 5 ou 10 anos. A CAGR também é chamada de taxa de retorno "uniformizada" pois ela mede o crescimento de um investimento como se ele tivesse crescido a uma taxa anual composta constante.

EC: Estação de compressão.

EIA: *Energy Information Agency.*

ENMC: Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis.

ERSE: Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.

Fluência: É a deformação permanente de materiais quando estes são sujeitos a cargas ou tensões constantes e está em função do tempo. Este tipo de deformação é observada em todos os tipos de materiais.

Fuligem: Também conhecida como negro de fumo, é uma das variedades mais puras de carvão apresentando-se na forma amorfa, constituindo uma dispersão coloidal de partículas muito finas.

Gás de base (*cushion gas* ou *base gas*): É o volume de gás que é mantido permanentemente para assegurar a pressão interna e taxa de entrega na época de comercialização do gás. É o gás que não pode ser extraído nem comercializado. O volume de gás de base necessário depende do tipo de estrutura de armazenamento aplicada. Quanto maior for o volume de gás de base, maior será a pressão no armazenamento possibilitando maiores taxas de retirada.

Gás natural (GN): O gás natural é encontrado no subsolo, por acumulações em rochas porosas, isoladas do exterior por rochas impermeáveis, associadas ou não a depósitos petrolíferos. É o resultado da degradação da matéria orgânica de forma anaeróbica, oriunda de quantidades extraordinárias de micro-organismos que, em eras pré-históricas, se acumulavam nas águas litorâneas dos mares da época. Essa matéria orgânica foi soterrada a grandes profundidades e, por isso, a sua degradação deu-se fora do contacto com o ar, a grandes temperaturas e sob fortes pressões.

O gás natural apresenta geralmente um teor de metano superior a 70% da sua composição, densidade menor que 1 (mais leve do que o ar) e poder calorífico superior entre 8.000 e 10.000 kcal/m³, dependendo dos teores de pesados, sobretudo etano e propano, e de inertes, nomeadamente o nitrogénio e o gás carbónico.

Gás natural comprimido (GNC): É uma mistura de hidrocarbonetos, principalmente metano (85 a 90%), que se obtém das jazidas petrolíferas ou de formações que contém somente gás. Deve ser comprimido a pressões altas para poder acumular quantidades grandes em espaços reduzidos (200 kg/cm²).

Gás natural liquefeito (GNL): É o gás natural liquefeito por meio da redução da sua temperatura a -162 °C à pressão atmosférica normal. Em volume, nas condições métricas padrão (15°C e 1,013 25 bar), o GNL ocupa cerca de 1/600 do GN em estado gasoso.

Gás de serviço (*working gas*): É o total de gás armazenado menos o gás de base, volume de gás disponível para o mercado num dado instante.

Gases de efeito de estufa (GEE): Dificultam ou impedem a dispersão, para o espaço, da radiação solar que é refletida pela Terra. Grande parte destes gases são produzidos pelos seres humanos em

diversas atividades, principalmente pela queima de combustíveis fósseis, atividades industriais e queimadas de florestas. Este calor, ao permanecer no planeta Terra, provoca o aquecimento global.

GDP: Sigla que significa Gross Domestic Product, equivalente em português à sigla PIB (Produto Interno Bruto).

Gwh/d: Giga watt hora por dia.

Key Growth: Grupo de Países onde se incluem o Brasil, Egito, Indonésia, Irão, México, Nigéria, Arábia Saudita, África do Sul, Tailândia e Turquia. Estes Países têm um peso significativo no mercado mundial de energia devido ao aumento de população e do seu nível de qualidade de vida.

Mercado Convencional de GN: Corresponde ao grupo de consumidores dos setores Indústria, Cogeração, Residencial e Terciário.

Mm³: Milhões metros cúbicos.

Nm³: Metro cubico normal (nas condições 0°C e pressão de 101,325 KPa).

Número de Ciclos: Número de vezes em que o volume de gás útil pode ser injetado e retirado num dado período de tempo. Normalmente, o período de tempo utilizado é de um ano.

OECD32: Conjunto de 32 Países que integram a OCDE (Organização de Cooperação Económica e Desenvolvimento), incluindo os Estados Unidos.

PDIRGN: Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT.

PDIRGN15: Plano de Desenvolvimento e Investimento da RNTIAT do ano de 2015.

Ponta Extrema: Corresponde ao dia de consumo anual de gás natural excepcionalmente elevado cuja probabilidade estatística de ocorrência seja de uma vez em vinte anos, de acordo com a Norma das Infraestruturas (n.º 1 do Art.º 6.º) do Regulamento (UE) n.º 994/2010.

Ponta Provável: Corresponde ao dia de maior consumo anual de gás natural com probabilidade de ser excedido em 5%, que resulta, em cada estágio, dos estudos da trajetória "Base" já referida.

PRO: Produção em Regime Ordinário.

PRE: Produção em Regime Extraordinário.

RNTIAT: Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenagem e Terminal de GNL.

R/P: Relação de reservas / Produção expressas em anos.

SNGN: Sistema Nacional de Gás Natural.

Taxa de entrega (*deliverability*): Volume de gás natural que pode ser retirado durante um período (dias ou horas) para comercialização. Pode também ser definido como taxa de entrega, taxa de retirada ou capacidade de retirada. Unidades usuais [MM m³/dia]. Esta taxa depende do volume de gás armazenado nas instalações num dado período de tempo, assim como da pressão interna das mesmas, capacidade de compressão da instalação e características físicas dos reservatórios.

Tcm: Trilião de metros cúbicos.

TMCA: Taxa média de crescimento anual.

Tep: Tonelada equivalente petróleo (corresponde a 10^7 Kcal).

Tera cubic feet (TCF): É usado para definir as taxas volumétricas de gás natural, um terço de pés cúbicos de gás natural.

Produção em Regime Especial (PRE): Considera-se em regime especial (PRE) a produção de energia elétrica através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, de produção combinada de calor e de eletricidade (cogeração) e de produção distribuída.

Produção em Regime Ordinário (PRO): Considera-se a produção de eletricidade com base em fontes tradicionais não renováveis e em grandes centros eletroprodutores hídricos.

CAPÍTULO 1- Introdução

1. Introdução

Este trabalho insere-se na Unidade Curricular “Dissertação/Projeto/Estagio” do 2º ano do curso de Mestrado em Engenharia Geotécnica e Geoambiente do departamento de Engenharia geotécnica (DEG), Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP) do Politécnico do Porto (P.Porto).

O presente projeto de tese de mestrado foi desenvolvido no âmbito de uma parceria entre o Instituto Superior de Engenharia do Porto e a Universidade Politécnica de Madrid, tendo possibilitado a estadia durante um período em Madrid para acompanhamento da realização dos ensaios petrofísicos às amostras objeto do presente estudo no Laboratório Petrofísico de Madrid. Analisa a viabilidade de construção de armazenagem de gás natural em cavidades subterrâneas geradas a partir de diapiros salinos na zona da Bacia Lusitaniana, como reforço a infraestrutura existente. No presente capítulo é realizado o enquadramento do tema da dissertação, quais os objetivos a atingir e a forma como o trabalho está estruturado.

1.1. Enquadramento

Este tema enquadra-se dentro das preocupações das populações nos dias de hoje, que se prendem com o desenvolvimento económico de cada país e com a necessidade de obterem matérias-primas sem se esquecerem da importância do desenvolvimento sustentável e das políticas ambientais. O gás natural é uma fonte de energia que possui menos contaminantes que outras fontes, como no caso do fuelóleo que produz emissões de óxido de enxofre e partículas; possui uma combustão mais limpa, com menor quantidade de emissões de CO₂ por unidade de energia gerada, cerca de 20 a 23% menos do que o fuelóleo e 40 a 50% menos que o carvão. Assim sendo, a matéria-prima em causa possui um potencial enorme, tendo em conta a sua abundância com preço mais acessível e mais amiga do ambiente.

Devido à conjuntura económica desfavorável que se vive em Portugal, tendo como principal motivo a crise económica europeia aliada à falta de matérias-primas produzidas em território nacional, caminhamos para uma incerteza nos mercados, mais precisamente nos preços das matérias-primas e nos combustíveis; a ideia de utilização de diapiros salinos para o armazenamento do gás natural torna-se oportuno, pois trata-se duma alternativa viável podendo assim dar melhor resposta aos picos de consumo e á especulação dos preços nos mercados internacionais, e permite a Portugal uma maior reserva de armazenagem de gás natural. Esta situação não se verifica nos dias de hoje, uma vez que existem apenas dois locais de armazenamento de gás natural no terminal de Sines, com uma capacidade de armazenagem composta por três reservatórios, com uma capacidade técnica máxima de 390.000 m³ de GNL, e no Carriço, situado no Concelho de Pombal, o gás natural

em alta pressão é armazenado sob a forma gasosa em cavidades criadas no interior de um maciço salino, capacidade técnica máxima de armazenamento de 1.642 GWh.

Com estes dois locais, Portugal possui apenas uma média de 22 dias de gás armazenado tendo em conta o consumo médio da população, valor este muito inferior ao da Alemanha que possui 77 dias ou ao da França que é de 91 dias e Espanha 30 dias.

Assim sendo, ao longo deste trabalho será apresentado o estado do mercado do gás natural a nível mundial e a nível nacional, a sua utilização na sociedade e as suas vantagens quando comparado com outros combustíveis, bem como as previsões de consumo e produção no mundo que, face às novas descobertas que a evolução tecnológica proporcionou, vai alterar de forma significativa o comércio global desta fonte de energia, onde os Estados Unidos passarão de importador a exportador (ExxonMobil, OE2016). Portugal poderá ter um papel estratégico se aproveitar a oportunidade de ser uma porta de entrada deste comércio na Europa, que é e vai continuar a ser um importador desta fonte de energia.

Serão analisados três tipos de armazenamento de gás natural (jazigos esgotados de hidrocarbonetos, armazenamento em aquíferos e armazenamento em diapiros salinos). Para melhor compreender as diferenças entre eles são comparadas as características físicas (porosidade, permeabilidade, capacidade de retenção, etc..) e de funcionamento (taxa de injeção e extração, números de ciclos, e outros) muito próprias, que determinam a sua escolha consoante o objetivo e condições (Confort, 2006).

Este projeto, tem como principal objetivo colocar em evidência dois locais distintos para o armazenamento de gás natural em Portugal: Pedreira de gesso de São José do Pinheiro, Soure, propriedade da empresa Sogesso, Lda, Grupo Cimpor, e Mina de gesso de Óbidos, Casal da Luz, Bairro Santa Maria em Óbidos, propriedade da empresa Alempedras Sociedade de Britas Lda, Grupo Cimpor, comparando entre si e com valores de referência, ao nível de características técnicas, geológicas e químicas, permitindo assim aferir qual o que possui melhores características para esta finalidade.

1.2. Objetivos

Os objetivos principais desta dissertação passam pela demonstração da importância que o gás natural tem vindo a obter ao longo dos últimos anos no mercado nacional e internacional, da sua crescente procura, tornando-a num futuro próximo como a segunda fonte de energia primária mais consumida no mundo, e a sua relação com uma estrutura de armazenagem subterrânea que complemente e/ou adicione capacidade de injeção de gás na rede, tornando-a assim mais fiável e flexível.

Torna-se assim importante estudar este tipo de estruturas, apresentando os diferentes tipos existentes para análise das suas especificidades e características técnicas, de modo a avaliar qual a que melhor se adequa ao mercado nacional e explicar o porquê da escolha de armazenagem subterrânea em diapiros salinos.

A geologia do terreno e a implantação da atual RNTIAT, orientaram o desenvolvimento do trabalho para a análise de dois locais na zona da bacia Lusitaniana, comparando os resultados obtidos com valores de referência, para opção da solução que nos pareça mais favorável.

Os dois locais escolhidos foram a Pedreira de gesso de São José do Pinheiro, localizada no concelho de Soure, e a Mina de gesso de Óbidos, ambas pertencentes ao grupo CIMPOR, por se encontrarem, respetivamente, a norte e a sul da Armazenagem do Carriço, com relativa proximidade á RNTGN.

1.3. Organização do trabalho

Este trabalho está organizado em 9 capítulos, seguindo uma linha de raciocínio de caracterização do mercado nacional e mundial de energia, na atualidade e nas próximas décadas, aferindo a sua importância e posicionamento desta fonte de energia no panorama nacional e mundial, análise de estruturas geológicas para armazenagem subterrânea de GN, caracterização do processo de construção, análise de dados geológicos do terreno dos locais de estudo e estudo económico da solução apresentada.

No presente capítulo é feita a abordagem ao tema a desenvolver, sua estrutura e objetivo principal do trabalho.

No segundo capítulo é caracterizado o mercado mundial e nacional do gás natural. Relativamente ao mercado mundial, é caracterizada a produção e consumo nas diferentes regiões do globo, são identificados os principais fluxos de transporte de gás natural e é apresentada a projeção de

consumo e produção para as próximas décadas. Para o mercado nacional, é analisada a evolução de consumo na última década e sua previsão para os próximos anos, até 2025, são identificados os principais fornecedores e consumidores, é identificado o seu potencial de utilização e a rede nacional de gasodutos e a sua interligação com o mercado internacional, pontos de entrada do gás natural (100% importador), para além da referência a aspetos da regulamentação do mercado liberalizado e de armazenagem subterrânea.

O terceiro capítulo identifica diferentes tipos de estruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural passíveis de explorar, indicando vantagens e desvantagens para cada uma das soluções.

No quarto capítulo é abordado o estudo dos jazigos salinos como solução a propor para armazenagem subterrânea de gás natural no âmbito deste trabalho.

No quinto capítulo é caracterizada a bacia lusitaniana como principal área de formação diapírica nacional, são caracterizados os locais de estudo do ponto vista geológico e hidrogeológico, são descritos e apresentados os resultados dos ensaios petrofísicos realizados às amostras recolhidas nos locais de estudo, com referência aos procedimentos e cuidados preliminares a considerar no primeiro enchimento de cavernas de formação diapírica.

No sexto capítulo são apresentados e interpretados os resultados dos ensaios laboratoriais das amostras recolhidas nos locais de estudo.

O sétimo capítulo apresenta as conclusões, o oitavo capítulo apresenta o estudo económico da solução proposta pelo trabalho e o nono capítulo apresenta as referências bibliográficas.

CAPÍTULO 2- Mercado do gás natural

2. Mercado do gás natural

Neste capítulo é realizada uma abordagem ao mercado mundial de gás natural, evidenciando os principais produtores, consumidores e fluxos de comércio mundial deste produto, bem como a sua posição em relação às restantes fontes primárias de energia e as previsões de consumo e produção no horizonte de 2040. Relativamente a Portugal, e para o momento atual, é caracterizada qual a origem do gás natural consumido, quais os fornecedores e empresas que são responsáveis pela sua distribuição, que estruturas existem e a forma como se interligam e quais as perspetivas futuras de evolução do sistema RNTIAT (Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenagem e Terminal de GNL).

2.1. Mercado internacional

Neste subcapítulo é realizado a abordagem ao mercado mundial de gás natural, sua evolução nas diferentes zonas do globo e seu posicionando como fonte primária de energia face às restantes energias nas próximas duas décadas, horizonte de 2040, evidenciando o impacto do *shale gas* no posicionamento geoestratégico que cada região irá ter no mundo.

2.1.1. Fornecedores de gás natural

Numa perspetiva de curto prazo, até 2025, as previsões mais recentes da Rystad Energy, apontam para um crescimento de 30%, em que os maiores protagonistas deste influxo serão os Estados Unidos, seguidos da Rússia. O Irão e a Austrália vão tornar-se produtores importantes, assim como o Brasil e Moçambique também farão parte dos 11 maiores fornecedores mundiais deste hidrocarboneto.

Na Figura 1 pode-se observar a previsão dos volumes de produção e dos maiores produtores de gás natural no mundo no horizonte de 2025, de acordo com relatório da Rystad Energy, 2016.

No caso de Portugal a atividade de importação de gás natural baseia-se na celebração de contractos com os produtores e exploradores de gás natural, sendo a sua principal origem dos países Argélia, Nigéria Noruega, Qatar e Trinidad e Tobago.

Atualmente, a Transgás tem dois contratos de longo prazo com duas empresas fornecedoras de dois países, a Sonatrach, empresa Argelina, e a NLNG, empresa Nigeriana.

No caso da EDP na sua lista de fornecedores de gás natural fazem parte empresas como a argelina Sonatrach, a Atlantic LNG, de Trinidad e Tobago, os italianos da ENI, a Gas Natural Fenosa e a

própria Galp. Um grupo a que se juntará, a partir de 2020, a Corpus Christis Liquefaction, uma empresa norte-americana controlada pela Cheniere.

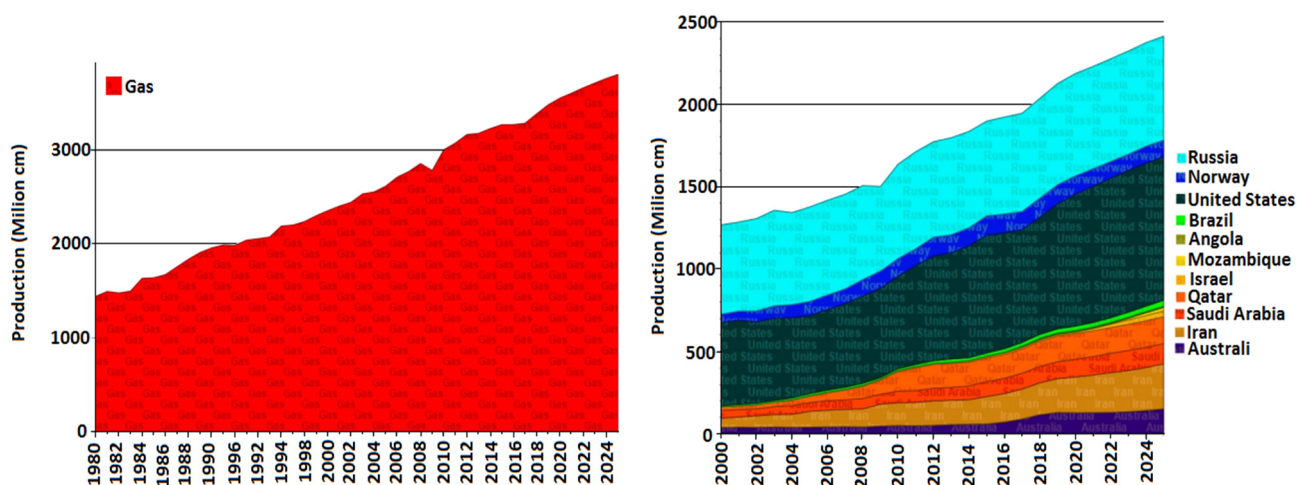


Figura 1- Produção mundial vs principais países produtores de Gás natural.

Fonte- Rystad Energy, 2016.

O gás fornecido chega a Portugal maioritariamente através do gasoduto do Magrebe e de navios metaneiros, porto de Sines. Estes contratos estabelecem a obrigação de fornecimento de gás natural por parte dos produtores, bem como a obrigação de aquisição e de pagamento das quantidades consumidas, ou não, por parte das empresas reguladas que operam no setor do gás natural e dos consumidores elegíveis (regime Take-or-Pay). Na Tabela 1, identificam-se as principais origens do gás natural consumido em Portugal.

Tabela 1- Aprovisionamento em 2014 (Fonte: Adaptado REN, PDIRGN15)

	Origem	Quantidade [GWh]	Quantidade [Mm³(n)]	Fração do total [%]
GN	Argélia	31051	2609	68,3%
	Outros	0	0	0,0%
	Total	31051	2609	68,3%
GNL	Argélia	696	58	1,5%
	Nigéria*	2360	78	5,2%
	Noruega	928	150	2,0%
	Qatar*	6856	576	15,1%
	Trinidade e Tobago	2595	318	5,7%
	Outros*	1003	84	2,2%
	Total	14438	1213	31,7%
Total Global		45489	3822	100,0%

Nota(*) valores determinados após dedução de recargas de GNL realizadas no TGNL de Sines

2.1.2. Produção e Consumo

A procura mundial por energia é impulsionada por muitos fatores, mas os dois maiores são a população e o crescimento económico (PIB). De acordo com dados do banco mundial e previsões da ExxonMobil, ver Figura 2, a forte tendência de crescimento da população e da sua capacidade financeira, vai originar uma crescente procura de energia, sendo expectável que em 2040 a procura aumente em cerca de 25%, ou seja, o equivalente ao atual consumo do continente americano, ver Figura 3.

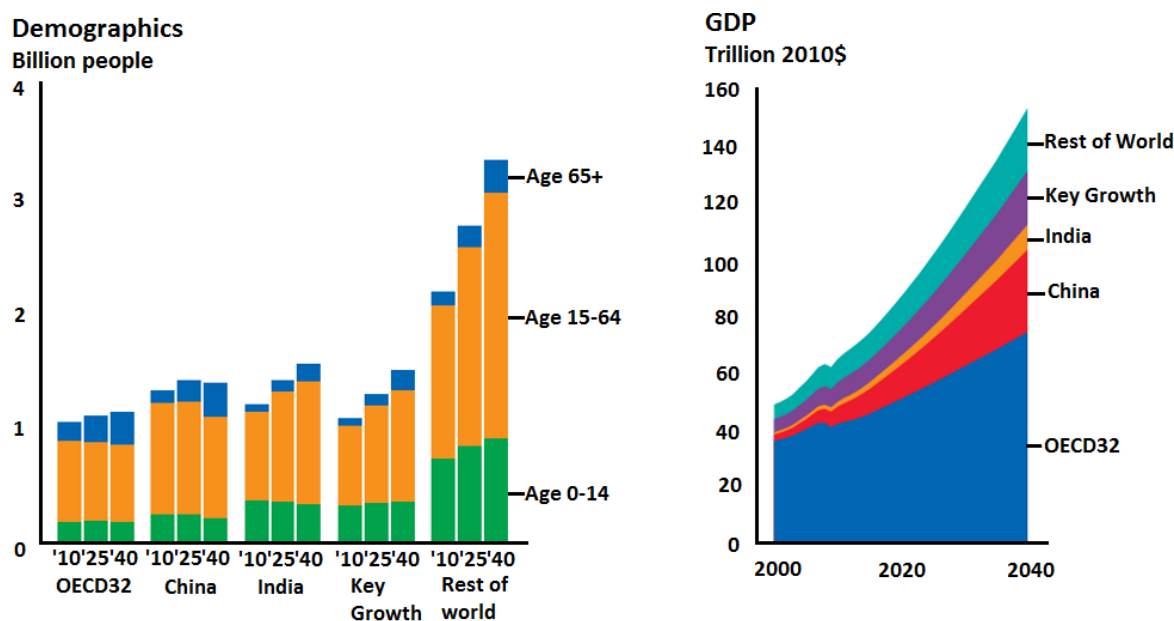


Figura 2- Distribuição da população e do crescimento económico pelas diferentes regiões do mundo entre 2010 e 2040.

Fonte- World bank, ExxonMobil estimates, 2016.

As escolhas de fontes de energia nunca foram tão abundantes ou diversificadas como na atualidade. Graças aos avanços na tecnologia associadas à geração e distribuição de energia, hoje é possível, por exemplo, o acesso a gás e petróleo de xisto na América do Norte, GNL a partir do Oriente Médio, ao petróleo de campos em águas profundas ao largo da costa atlântica Africana e América do Sul, e às matrizes de vento e instalações solares. A crescente capacidade de mover a energia entre as nações, ainda que em lados opostos do mundo, também irá expandir a escolha e a segurança energética.

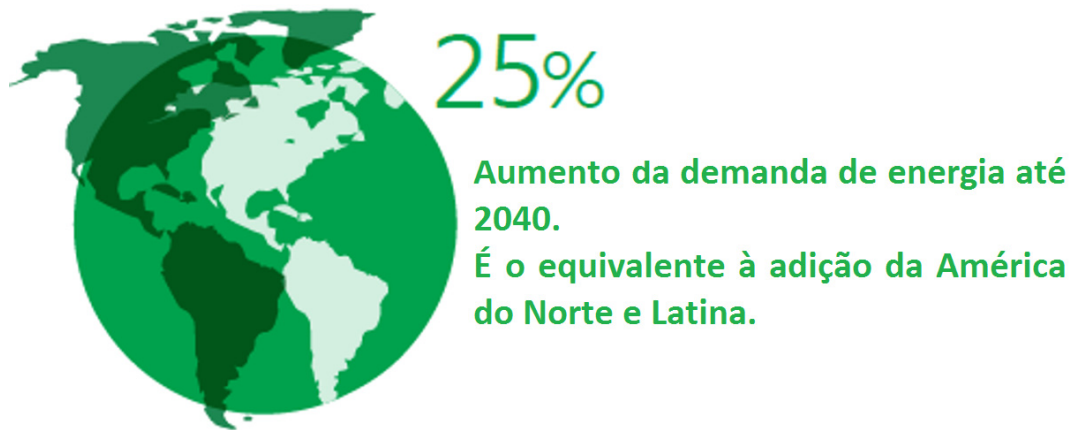


Figura 3- Visão global de crescimento da procura de energia em 2040.
Fonte- Adaptado Exxon Mobil Outlook Energy, 2016.

O recurso a todas as fontes de energia do mundo será necessário para atender à crescente procura até 2040, mas haverá uma mudança marcada pela utilização de combustíveis mais limpos, particularmente gás natural.

De acordo com o *Outlook Energy 2016 da Exxon Mobil*, ver Figura 4, é expectável, que o petróleo, o gás natural e o carvão sejam responsáveis por cerca de 80% da energia global até 2040, sendo o gás natural a segunda fonte de energia a seguir ao petróleo. O Gás natural ultrapassa o carvão, impulsionado pela necessidade de combustível mais limpo.

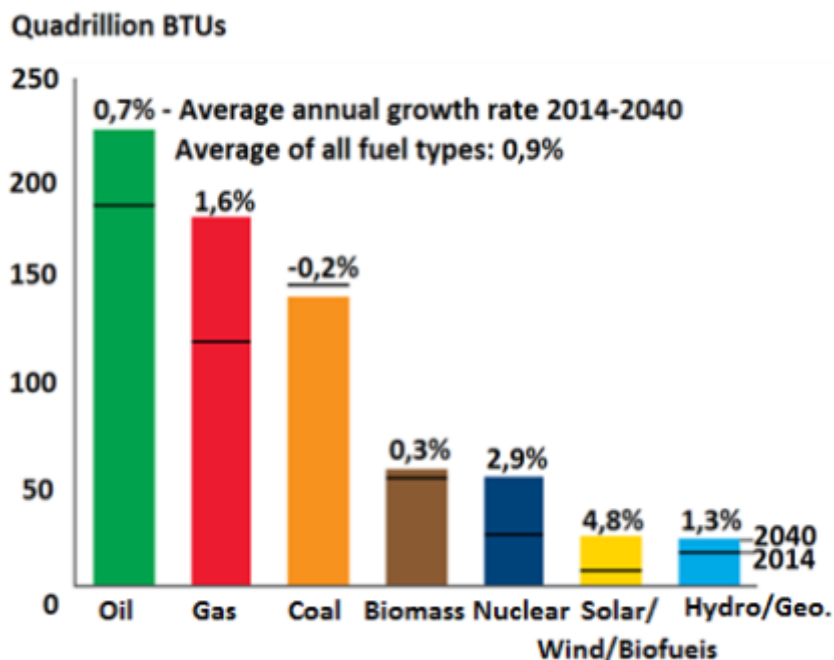


Figura 4- Projeção da procura global energia em 2040, comparativamente a 2014.
Fonte- Exxon Mobil Outlook Energy, 2016.

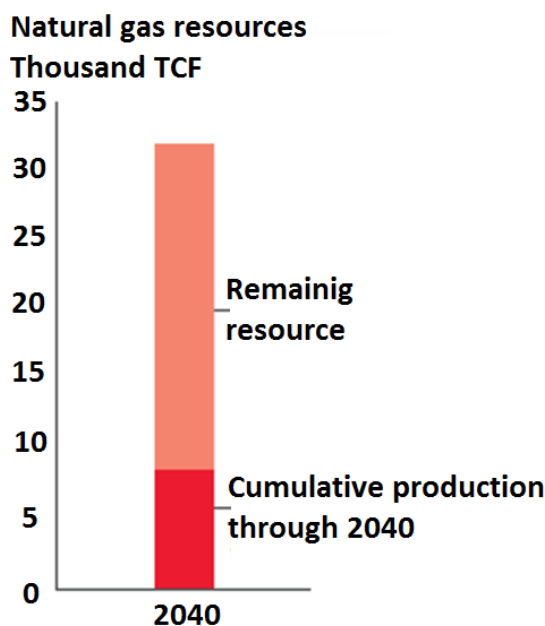


Figura 5- Reservas estimadas gás natural em 2040.
 Fonte- Exxon Mobil Outlook Energy, 2016.

Os recursos globais de gás natural são abundantes e estima-se que até 2040 apenas um quarto dos recursos globais estimados de gás natural será produzido, ver Figura 5. De acordo com o relatório *Outlook Energy 2016 da Exxon Mobil*, as reservas de gás atualmente estimadas garantem o abastecimento ao nível da atual procura por mais de 200 anos. Esta estimativa continua a aumentar cada vez que a tecnologia evolui.

Em termos de produção, todas as regiões, exceto a Europa tem propensão de crescer até 2040, mas espera-se que os maiores ganhos sejam na América do Norte, onde a produção deverá aumentar em 65% devido ao gás não convencional.

É expectável que o gás convencional permaneça como pedra angular da oferta, representando dois terços da procura global em 2040.

Antecipa-se que a maior parte do aumento de 25% previsto da produção convencional para 2040 esteja localizado nas regiões da Rússia/Cáspio, no Médio Oriente e na África. Esta última apresenta particular interesse, uma vez que prevê-se que a produção de gás convencional vai mais que duplicar, principalmente a partir do desenvolvimento de recursos na África Oriental.

Com base no relatório da BP "*Natural gas - 2015 in review*", as reservas globais de gás natural comprovadas em 2015 diminuiram ligeiramente (de 0,1 trilião de metros cúbicos (tcm) ou -0,1%) para 186,9 tcm, mas são suficientes para atender a 52,8 anos de produção actual, correspondendo a uma produção de cerca de 3.540 bcm. É a região do Médio Oriente a que possui as maiores reservas provadas (80 tcm, 42,8% do total mundial) e tem a maior relação R/P (ratio reservas

produção), ou seja, tem reservas para manter o nível de produção de 2015 durante 129,5 anos. Na Figura 6 estão identificados os valores de relação de R/P para as diferentes regiões do globo, com base nos valores oficiais conhecidos à data da sua elaboração.

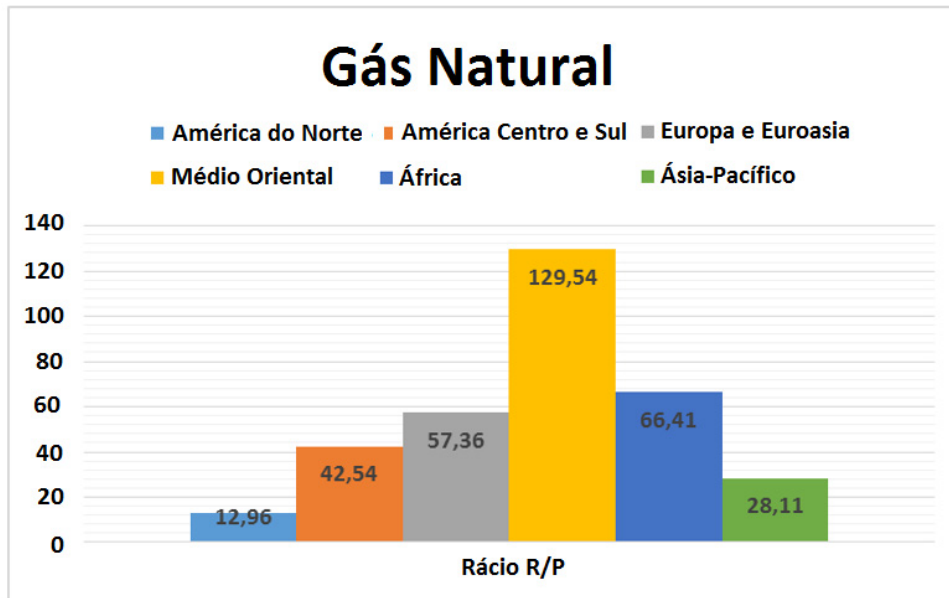


Figura 6- Relação de R/P (reservas de GN em produção) por região, expressas em anos.
Fonte- Adaptado de BP - Natural gas - 2015 in review.

2.1.3. Comércio

O gás natural tem sido um suporte no fornecimento de energia global. Mas o seu relativo baixo teor de carbono levou o gás natural a um novo patamar de destaque no panorama energético mundial. A procura por gás natural está a aumentar muito mais rápido do que a procura global de energia. O gás natural é um excelente combustível para produção de energia elétrica e utilização nos setores industrial, residencial e comercial.

Devido ao crescimento da infraestrutura de GNL e dos mercados, o volume de gás natural, que está a ser comercializado no mundo, continua a aumentar e espera-se que seja particularmente crítico na resposta à procura nas regiões da Europa e da Ásia-Pacífico, ver Figura 7.

Gas trade balance by region

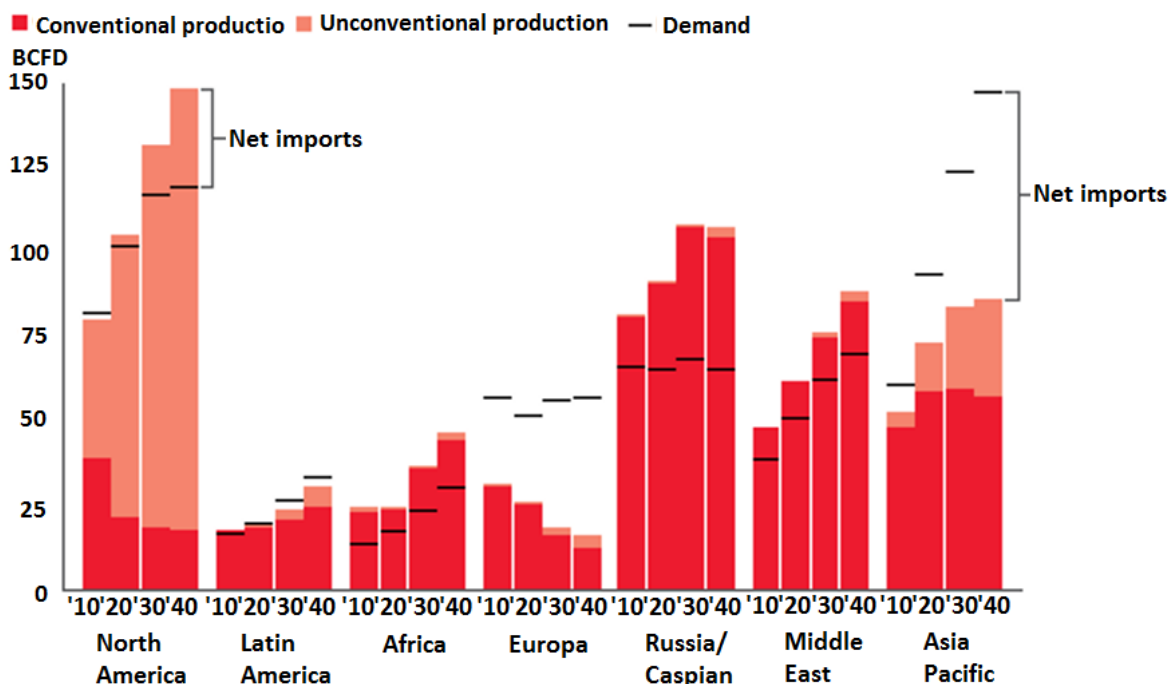


Figura 7- Projeção na evolução do trading do gás natural (comércio mundial) entre 2010 e 2040 por região.
Fonte- Exxon Mobil Outlook Energy 2016.

As exportações de gás natural da América do Norte são suportadas na sua produção de gás não convencional (*shale gas*), que cresce para o dobro. A América do Norte e a região da Rússia/Cáspio são os grandes exportadores de gás natural.

Para além da América do Norte, o *shale gas* também é preponderante na Ásia, correspondendo a um terço da sua produção global de gás natural.

A Europa mantém uma posição de forte importador com tendência de crescimento dessa posição, assim como a região da Ásia – Pacífico, que, apesar do crescimento da produção de gás natural, esta não é suficiente para compensar o forte crescimento na procura.

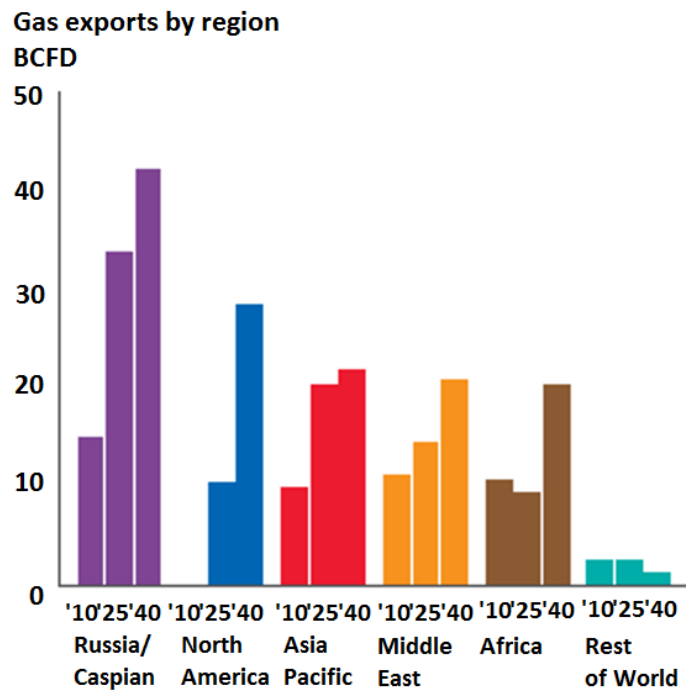


Figura 8- Exportação de gás por região.
 Fonte- Exxon Mobil Outlook Energy 2016, AIE.

Podemos verificar no gráfico da Figura 8 a projeção da evolução da capacidade exportadora das diferentes regiões para o período de 2010 a 2040, destacando-se a região da Rússia/Cáspio como o líder destacado e a América do Norte surge como um grande exportador devido ao gás não convencional, *shale gas*.

As exportações da Ásia Pacífico GNL estão a crescer, principalmente servindo a procura no interior da Ásia, assim como as do Médio Oriente através de investimentos em novos gasodutos e de GNL e as exportações de África aumentam para cerca do dobro.



Figura 9- Comércio GNL.
 Fonte- Exxon Mobil Outlook Energy, 2016.

O comércio inter-regional irá desempenhar um papel fundamental na resposta á procura de gás natural até 2040, particularmente na região da Ásia-Pacífico, onde a procura está a crescer muito rapidamente, prevendo-se que o volume de exportação de GNL triplique em 2040, ver Figura 9.

Na Ásia as importações sobem e na América do Norte está a desenvolver-se um percurso diferente. Uma década atrás, a América do Norte estava a planear importar quantidades significativas de gás para responder á sua crescente procura. Mas a produção de *shale gas* (gás de xisto) na última década reverteu esse quadro.

A América do Norte está no caminho para exportar gás natural a partir de instalações de exportação de GNL recém-construído em 2016, e em 2040 espera-se que supere a Ásia-Pacífico, África e Médio Oriente para se tornar o segundo maior exportador de gás do mundo, atrás da região da Rússia/Cáspio, maior exportador mundial de gás com as suas exportações líquidas a aumentarem para mais do dobro, devido ao crescimento em ambas as infraestruturas, GNL e gasoduto.

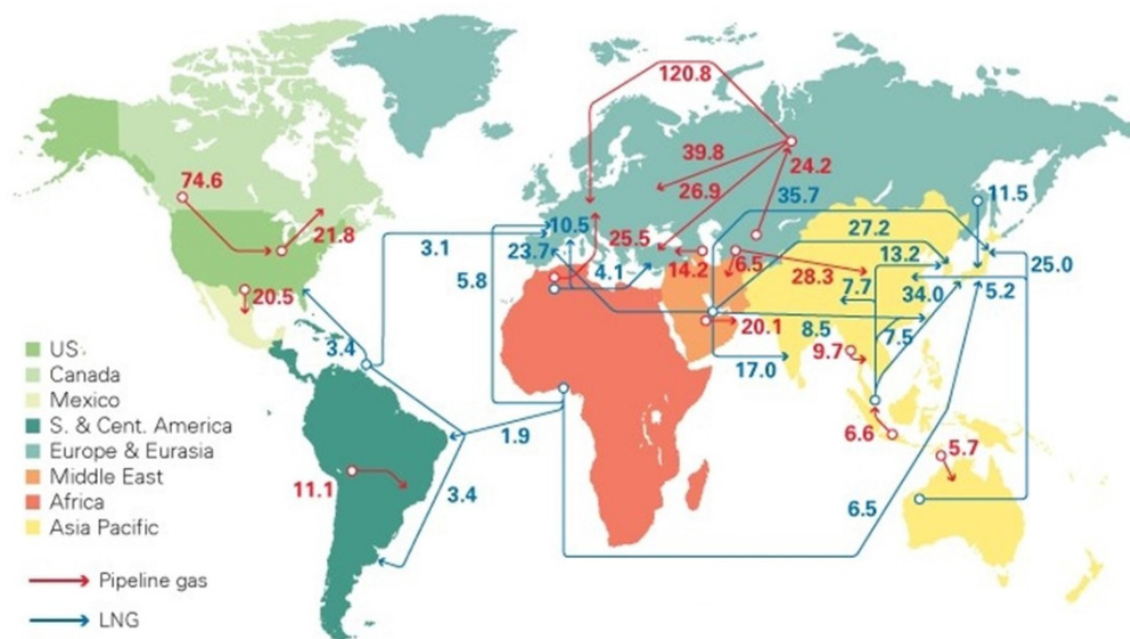


Figura 10- Mapa fluxos de transporte gás natural via marítima e terrestre em 2014.
Fonte- BP Statistical Review of World Energy 2015.

A figura 10 representa os principais fluxos de transporte de gás via marítima e terrestre em 2014. Em 2014, segundo os dados do BP Statistical Review of World Energy 2015, os fornecimentos por gasoduto diminuíram em 6,2%, tendo sido o maior registo até ao momento, sobretudo devido às quedas de exportações da Rússia (-11,8%) e da Holanda (-28,2%). O Reino Unido (-28,2%), a Alemanha (-10,1%) e a Ucrânia (-29,9%) reduziram as suas importações por gasoduto. Em contraste, o comércio de GNL aumentou 2,4%. Aumentaram as importações da China (+10,8%) e as

do Reino Unido (+20.1%), mas diminuiram as da Coreia do Sul (-6.0%) e de Espanha (-15.9%). A parcela do comércio de gás comercializado por via marítima, em GNL, aumentou para 33,4%.

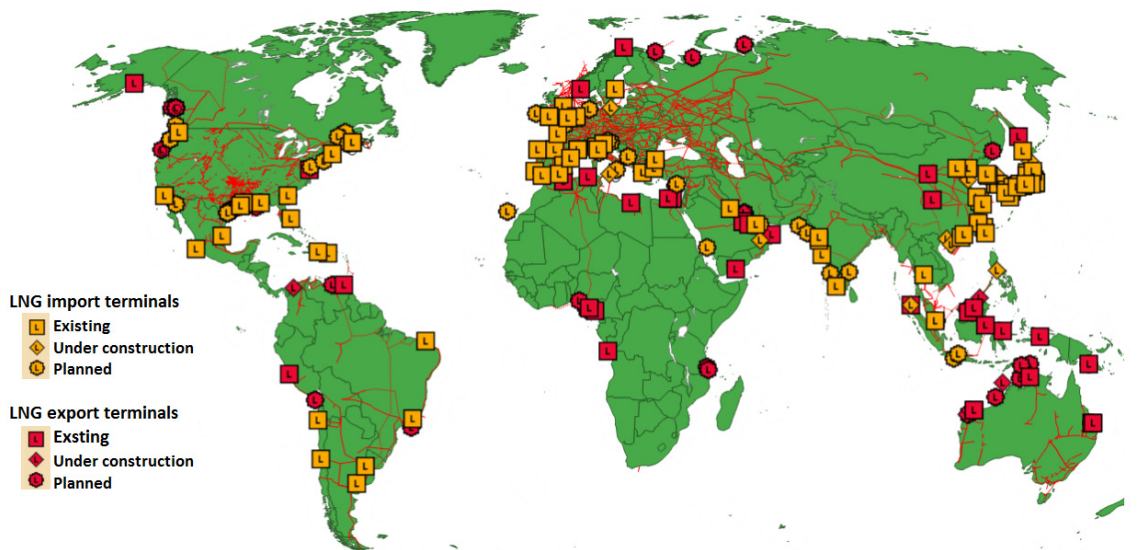


Figura 11- Mapa infraestruturas transporte gás natural.
Fonte- Rystad Energy, 2016.

Na Figura 11 estão representadas as infraestruturas de transporte de gás no planeta. Neste mapa podemos verificar que o Atlântico e o Pacífico são as regiões onde se concentra a maior capacidade de importação.

A partir de Outubro de 2016 entrou em operação mais de 40 bcm de capacidade de regaseificação (importação), liderado pela Europa e China que juntos representam cerca de 88% deste incremento. A China continuará a dominar este nível de investimento, pelo que a Ásia vai continuar a ser o epicentro das novas adições de infraestruturas de importação (Figura 12).

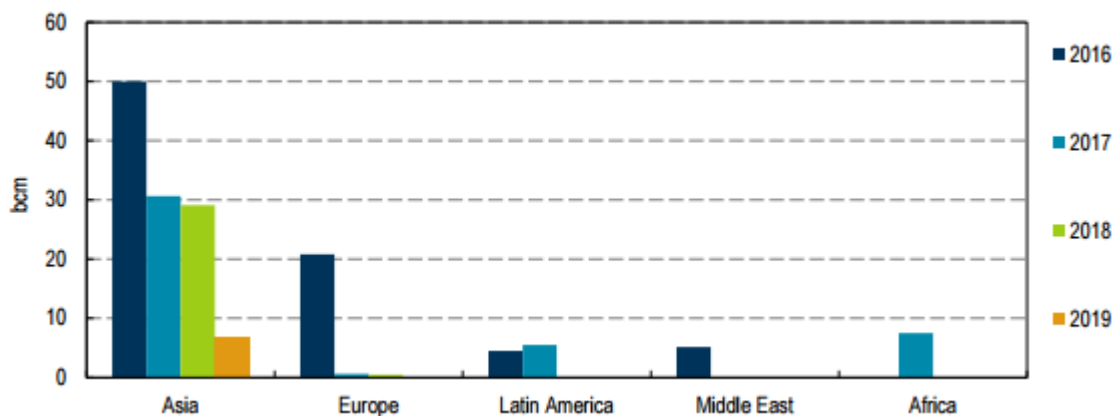


Figura 12- Incremento na capacidade de regaseificação no mundo, 2016-2019.
Fonte- AIE - GlobalGasSecurityReview2016.

No capítulo da exportação, o destaque vai para o Médio Oriente (Qatar), Indonésia e Austrália. Mas este panorama vai sofrer alterações nos próximos 10 anos: as centrais de importação dos EUA estão a ser convertidas para exportação.

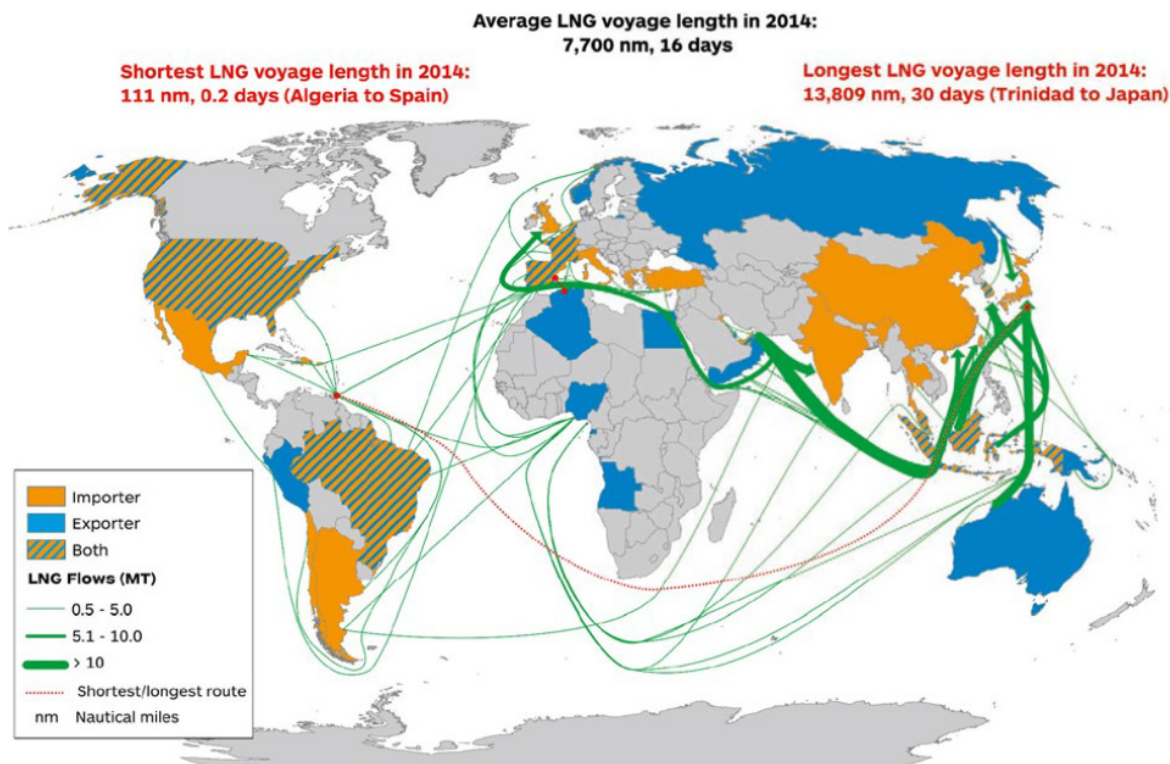


Figura 13- Mapa fluxos de comércio internacional GNL em 2014.
Fonte- International Gas Union Report, 2015.

Em 2015 o gás natural liquefeito já detinha 30% do mercado mundial, quando no ano 2000 somente representava 15%. Durante este período, duplicaram o número de países exportadores e importadores. Conforme se pode verificar no mapa dos fluxos de comércio GNL da International Gás Union, ver Figura 13, as maiores rotas atuais provêm do Médio Oriente para a Ásia e para a Europa.

Esta distribuição de rotas terá no futuro uma alteração significativa quando os EUA começarem a exportar em massa GNL para a Europa. Neste ponto Portugal e Espanha poderão ter um papel estratégico, já que a sua capacidade total de regaseificação está utilizada só em 25%.

2.2. Mercado Nacional

Este subcapítulo trata exclusivamente o panorama nacional. Efetua uma análise da evolução do consumo do gás natural ao longo dos anos, histórico e projeção consumo até ao ano de 2025, por tipo de consumidor e faz referência à legislação aplicável, no que respeita à regulamentação da liberalização do mercado de gás natural e ao seu armazenamento subterrâneo.

2.2.1. Evolução do consumo de gás natural entre 2000 e 2015

Portugal, como um dos países desenvolvidos, não foge à regra do aumento do consumo de gás natural, verificando-se na última década esta evolução do consumo, devido essencialmente à utilização deste combustível em centrais elétricas, procurando assim reduzir as emissões de CO₂ para a atmosfera, reduções estas que foram acordadas no âmbito do protocolo de Quioto e que se encontram reforçadas pelas diretivas da EU, fomentando novas políticas energéticas, incentivando formas mais eficientes e limpas para gerar energia.

Foi na indústria onde se intensificou a sua utilização, como resposta a uma melhor utilização dos recursos energéticos e cumprimento de restrições ambientais. A cogeração foi uma área onde se intensificou essa oportunidade, desenvolveram-se diversos projetos, em que muitas centrais existentes passaram por operações de atualização tecnológica e melhoria de eficiência, aumentando a potência das unidades. Nos últimos 10 anos, com o aumento das restrições ambientais, assistiu-se a uma renovação no parque de cogeração em Portugal, através da conversão ou substituição de alguns motores diesel/fuel para gás natural. Em 2011, a potência instalada utilizando essas tecnologias, era cerca de 820 MW, distribuída pelos seguintes sectores ver Figura 14 e Figura 15.

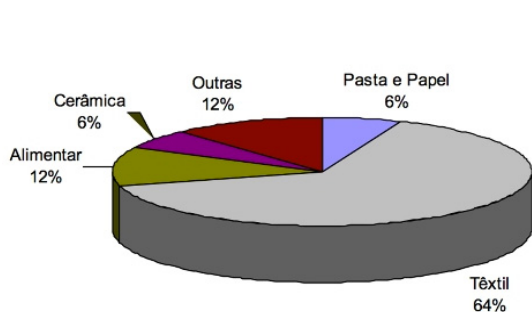


Figura 14- Distribuição cogeração Gás Natural- Motores.

Fonte- Cogen,2011.

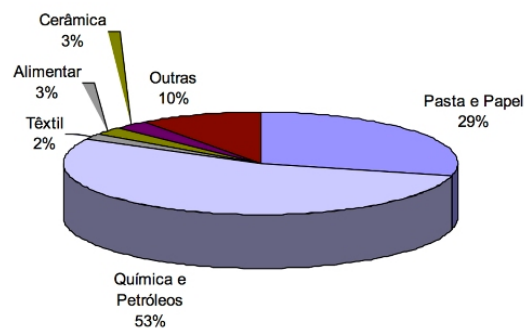


Figura 15- Distribuição cogeração Gás Natural- Turbinas.

Fonte- Cogen,2011.

No gráfico seguinte (Figura 16) poderemos verificar a evolução dos consumos de GN por grandes grupos de utilizadores. No período de maior consumo, entre 2008 e 2012, o crescimento de consumo pela via da cogeração contrapõe-se a diminuição de consumo nas centrais elétricas, CCGTs (Centrais de Ciclo Combinado de Turbinas a Gás).

Durante este período, a quota da cogeração no consumo nacional no ano 2009 era de 20% (10 TWh) e em 2013 de 38% (18 TWh).

Foi em 2008 que se obteve o maior consumo ao nível das CCGTs com 25,3 % (13,5 TWh) e ao nível do mercado convencional foi no ano de 2013 com 44,5 TWh, representando mais de 90% do consumo global.

Como anteriormente já mencionado, facilmente se observa que as quedas totais do consumo de gás natural se encontram essencialmente relacionadas com a diminuição do consumo nas CCGTs.

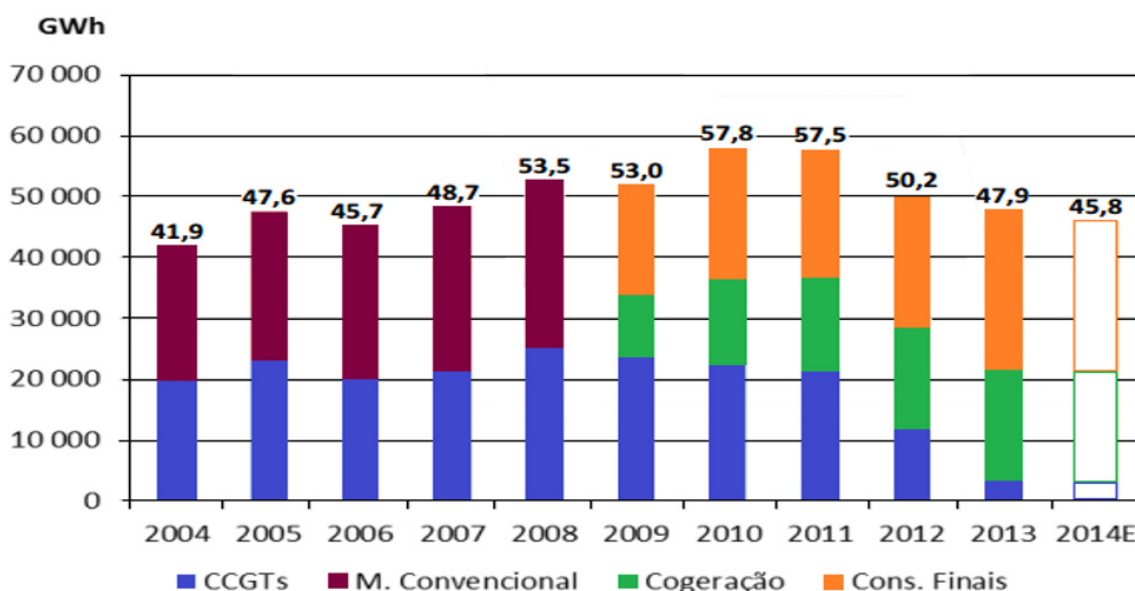


Figura 16- Evolução da procura de GN entre os anos de 2004 e 2014.

Fonte- Adaptado REN, DGEG.

Por verificação do gráfico que se segue, ver Figura 17, os centros electroprodutores, ligados à rede de transporte em alta pressão, representavam em 2010/2011 cerca de 40% do consumo total, fração muito próxima à dos consumidores, que são abastecidos pelo operador da rede de distribuição em média e baixa pressão. Por seu lado, os grandes consumidores industriais, fornecidos em alta pressão, são maioritariamente instalações de cogeração e representam cerca de 20% do consumo nacional.

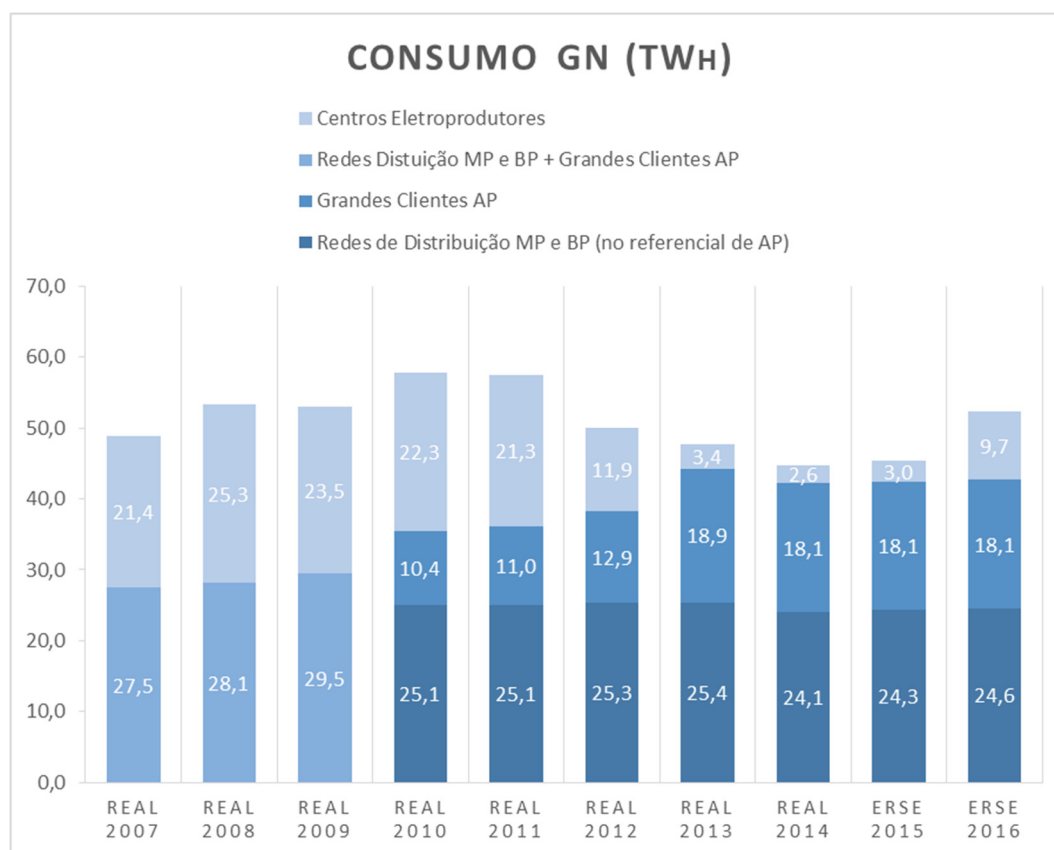


Figura 17- Evolução do consumo de gás natural em Portugal.
 Fonte- ERSE-CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO 2015 a 2016.

No gráfico da Figura 18 pode-se observar que entre 2014 e 2015, Portugal obteve um crescimento anual de 0,4%, valor muito ligeiro e seguramente muito abaixo das expetativas criadas para esta fonte primária de energia. Nos últimos 10 anos o mercado português obteve crescimento até 2010 mas, desde então, o consumo tem vindo a baixar, devendo-se à queda acentuada da atividade das centrais de ciclo combinado que utilizam o gás natural como combustível para produzir eletricidade, justificada pelo aumento da potência instalada dos parques eólicos, do reduzido preço das licenças de emissão de dióxido carbono e do baixo preço do carvão quando comparado com o preço do GN, conforme se pode verificar no gráfico da Figura 18.



Figura 18- Evolução do consumo de GN (1997-2015)

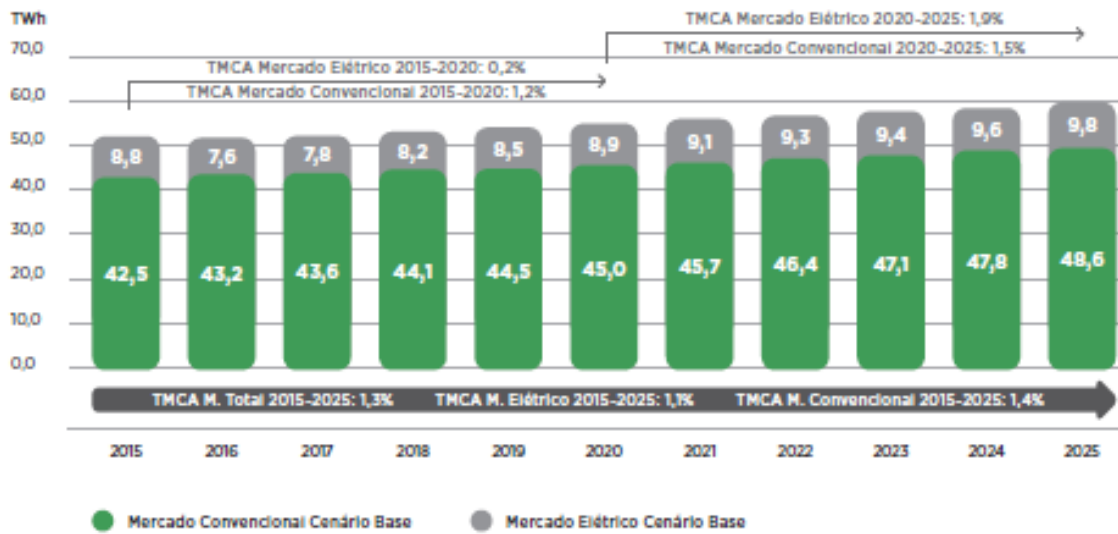
Fonte- Adaptado da Galp

2.2.2. Previsão da evolução energética de 2016 até 2025

Cada vez mais os países olham para a questão ambiental como sendo um fator chave para a evolução, o que leva a políticas de menor poluição ambiental. Assim sendo, o gás natural passa a possuir uma importância significativa, dado que se trata de um dos combustíveis fósseis mais amigos do ambiente, gerando menos 30% de emissões de CO₂ que o petróleo e os seus derivados. Adicionalmente, contribui para a redução das emissões de óxidos de enxofre (SO_x), partículas (PM) e óxidos de nitrogénio (NO_x), o que permitirá cumprir com a restritiva regulação ambiental, obtendo-se uma melhoria ao nível da qualidade do ar.

Relativamente ao setor produtor de energia elétrica e segundo as projeções que a REN (Redes Energéticas Nacionais) inscreveu no seu plano de investimento na rede nacional de gás, o consumo de gás natural em Portugal entre 2016 e 2025 deverá apresentar uma taxa média de crescimento anual superior à registada na última década, mesmo considerando o cenário menos exigente, Cenário Base, que aponta para um crescimento médio anual de 2,4%, ver gráfico da Figura 19, o que representa uma dinâmica de crescimento maior do que os 0,8% de crescimento médio anual no período entre os anos de 2004 e 2014, conforme gráfico da Figura 19, ver ponto anterior.

Cenário Base



Cenário Segurança de abastecimento

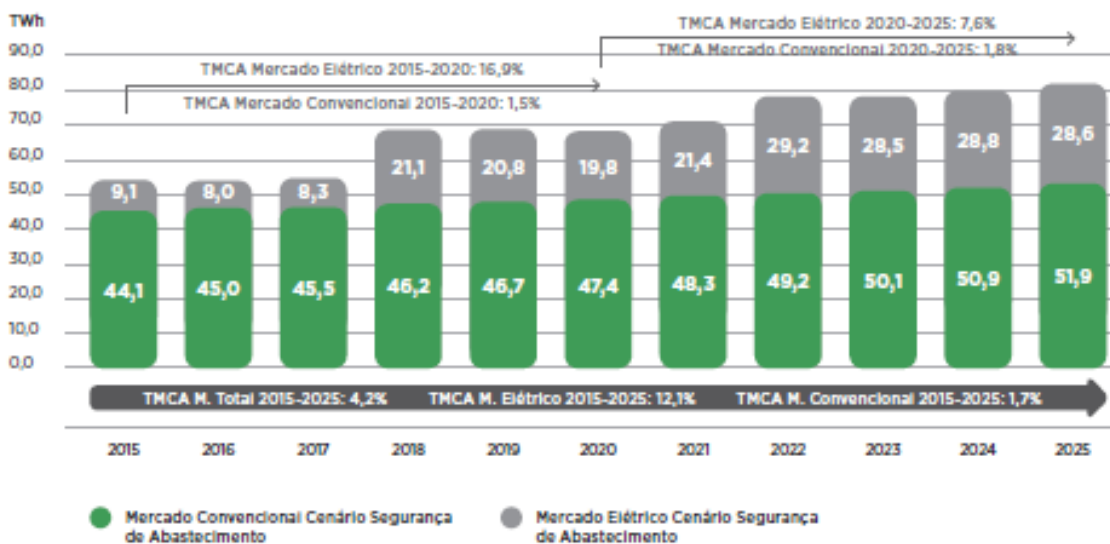


Figura 19- Previsão de Procura de Gás Natural (Cenários de previsão).

Fonte- Adaptado REN PDIRGN15.

De acordo com a Figura 19, a REN, através da sua análise de cenários de evolução da procura de gás natural para o período de 2015 a 2025, previa no cenário base, menos exigente, uma taxa média de crescimento anual de 1,3% e no cenário de segurança de Abastecimento a taxa situava-se em 4,2%, obrigando a maior crescimento por força da necessidade de melhor resposta.

No cenário de segurança, o aumento previsto de consumo de gás natural em 2018 e 2022 no mercado de eletricidade deve-se à desclassificação, que se prevê que ocorra no final do ano anterior, das centrais a carvão de Sines e do Pego, respetivamente em 2017 e 2021. Neste caso, é previsível que em 2025, ver Figura 20, Portugal passa a ter todas as centrais térmicas em regime ordinário (PRO) a consumir gás natural, o que fica totalmente dependente desta forma de energia,

pelo que terá que haver especial atenção á sua fonte de abastecimento, especialmente se ocorrer um ano seco. É por isso de extrema importância a criação de condições que levem à diversificação das fontes de aprovisionamento de GN, de modo a minimizar possíveis falhas em uma delas.

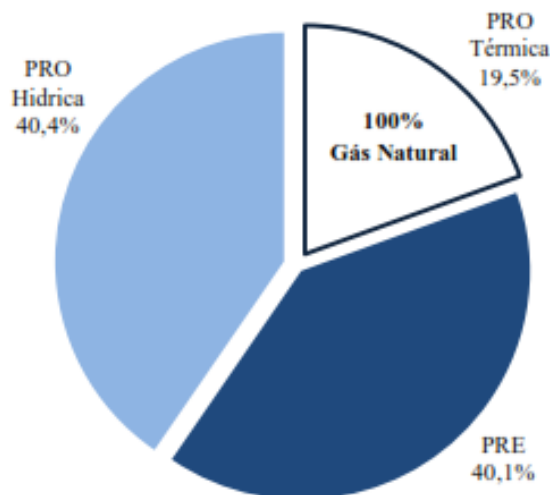


Figura 20 -Estruturas da capacidade do sistema electroprodutor em 2025.

Fonte- RMSA-E 2012, REN.

A evolução energética caminha tendo em consideração a Descarbonização, Competitividade e Crescimento Verde (Sustentabilidade), conforme se ilustra na Figura 21.



Figura 21 - economia verde e competitividade.

Fonte- Agência Portuguesa Do Ambiente (Gás Natural e Competitividade).

2.2.3. Regulamentação da liberalização do gás natural

O mercado interno de Português de gás natural começou a dar os seus primeiros passos em meados da década de noventa, particularmente através da Diretiva 90/377/CEE de 29 de Junho de 1990 que institui um processo comunitário para assegurar a transparência dos preços ao consumidor industrial de gás e de eletricidade, do qual o objetivo principal consistia na promoção da livre escolha dos fornecedores por parte destes consumidores e da Diretiva 91/296/CEE, de 31 de Maio, referente ao trânsito de gás natural nas grandes redes, que visava facilitar o aumento das trocas, tendo sempre em conta a qualidade e a segurança do abastecimento.

Numa fase posterior, foi aprovada a Diretiva 98/30/CE, referente às regras comuns para o mercado do gás natural. Ao abrigo desta diretiva Portugal, tem vindo a beneficiar de uma derrogação em virtude de ser considerado um mercado emergente: "(...) um Estado-Membro em primeiro fornecimento comercial no âmbito do seu primeiro contrato de fornecimento de gás natural a longo prazo tenha sido efetuado há menos de 10 anos". Atendendo a esta cessação, o Decreto-Lei n.º 14/2001, de 27 de Janeiro, celebrava que os planos relativos ao acesso às redes e armazenamento, à abertura do mercado e à rejeição de acesso à rede ou armazenamento apenas vigorava aquando da não emergência do mercado nacional, prazo limite até 2007.

Em Junho de 2003 foi aprovada a Diretiva 2003/55/CE que consistia no estabelecimento de regras comuns para o mercado interno do gás natural, revogando a Diretiva 98/30/CE. Esta diretiva vem fomentar a abertura do mercado do gás natural, proporcionando a todos os clientes o direito da escolha do fornecedor, o mais tardar a partir de 1 de Julho de 2007, estipulando com maior precisão a organização e funcionamento do sector, as condições de acesso ao mercado, bem como as atribuições e o papel das entidades reguladoras independentes. Os princípios desta diretiva foram transpostos para o direito nacional, pelo Decreto-lei n.º 30/2006, de 15 de Fevereiro, que marcou a transposição pelo governo português da diretiva comunitária sobre a liberalização do mercado de gás natural. Este diploma consagrou a liberalização dos mercados através do livre acesso de terceiros em condições de igualdade e determinou a separação das atividades comerciais das atividades de gestão de infraestruturas. A diretiva prevê, também, a existência de um regulador em cada estado membro, no caso português trata-se da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), e a obrigação de publicação das tarifas de acesso às diversas redes. Este regulador tem como principais funções controlar, nomeadamente, o respeito do princípio da não discriminação, o nível de transparência e de concorrência, as tarifas e os seus métodos de cálculo. Estes elementos são fundamentais para o bom funcionamento do mercado interno do gás. As autoridades reguladoras atuam igualmente como autoridades competentes para a resolução de litígios.

Segundo a nova legislação, entretanto completada com o Decreto-Lei nº140/2006, de 26 de Julho, as distribuidoras de gás natural com mais de 100.000 clientes foram obrigadas a proceder à separação jurídica entre as atividades de distribuição e de comercialização de gás natural, enquanto para as restantes foi apenas necessária uma separação contabilística.

À data de Janeiro de 2010, todos os consumidores de gás natural passaram a possuir o poder de escolher livremente o comercializador de gás natural que pretendiam, algo que até essa data era somente realizada pelos centros electroprodutores e pela generalidade dos consumidores industriais.

A nível esquemático para uma melhor perceção temporal da implementação de algumas normativas ou revisões apresenta-se na Figura 22.

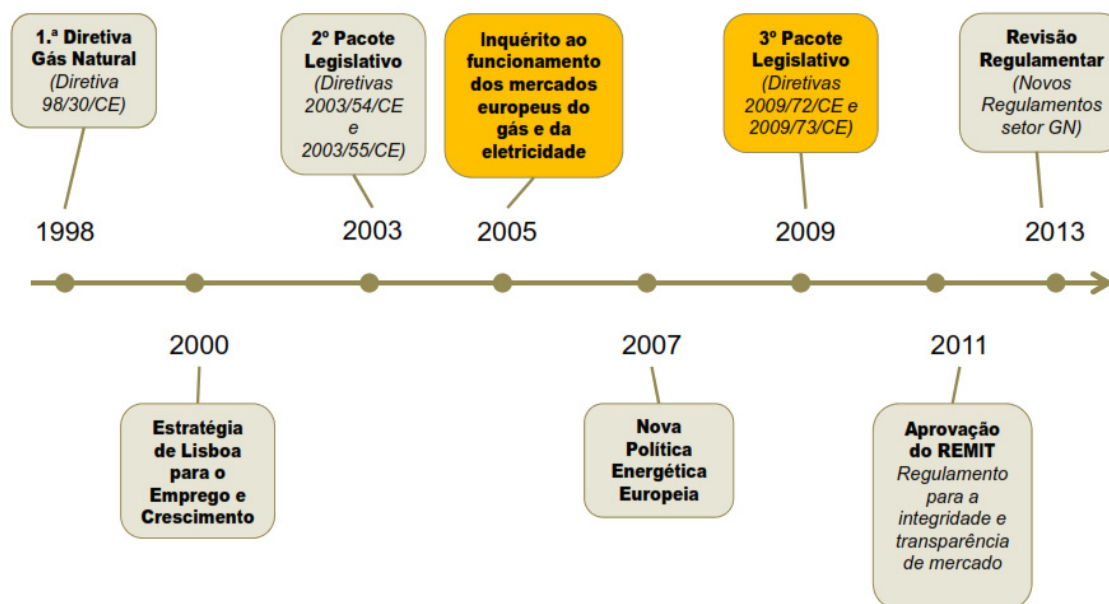


Figura 22- Diagrama temporal da implementação de algumas normas ou revisões regulamentares para o mercado de GN.

Fonte- Adaptado da ERSE.

A nível de síntese as principais alterações regulamentares foram:

- Atribuição de direitos de capacidade;
- Regras de acesso de acordo com os códigos europeus;
- Pagamento de direitos Ex-ante;
- Atribuição com plataforma de mercado primário;
- Transações de capacidade em mercado secundário.

Levando a algumas vantagens para os agentes, sendo estas:

- Direitos transacionáveis;
- Uniformização de regras de acesso;
- Compromisso de utilização eficiente dos direitos;
- Maior transparência e facilidade de acesso;
- Mais liquidez, evitando congestionamento contratual.

2.2.4. Regulamentação do armazenamento subterrâneo

O armazenamento de gás natural subterrâneo compreende as atividades de receção, a compressão, o armazenamento no subsolo e a despressurização e secagem do gás para uma posterior entrega à rede de transporte, que deverá ter enquadramento no Regulamento de armazenamento subterrâneo de gás natural em formações salinas naturais (Anexo I).

Conforme a Diretiva 2003/55/CE, o acesso às instalações de armazenamento subterrâneo pode ser efetuado sob a forma de um acesso negociado com os respetivos operadores, de um acesso regulado ou, ainda, por uma combinação de ambos.

De acordo com o Decreto-Lei 30/2006, de 15 de Fevereiro, a atividade de armazenamento subterrâneo é exercida em regime de concessão de serviço público, integrando a exploração da Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL (RNTIAT).

O armazenamento subterrâneo do Carriço é uma infraestrutura composta por quatro cavidades de armazenamento de gás natural numa formação salina natural e uma instalação de superfície comum a todo o complexo, ambas detidas e exploradas pela REN Armazenagem.

O Plano de Desenvolvimento das Infraestruturas do SNGN, apresentado em 2008, previa a construção de mais cinco cavernas subterrâneas, além das quatro existentes.

Em finais de 2009, a capacidade de armazenamento era de 2.155 GWh (cerca de 190 Mm³). No que respeita à capacidade de movimentação da estação de superfície, é de 80 000 m³/h na injeção e de cerca de 300 000 m³/h na extração.

A utilização do armazenamento subterrâneo do Carriço, até ao final do ano 2009, esteve, quase exclusivamente, relacionada com a manutenção das reservas de segurança, estabelecidas nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, e reservas operacionais, enquadradas no Regulamento de Operação das Infraestruturas.

A utilização da infraestrutura de armazenamento do Carriço com um propósito comercial ocorreu pontualmente a partir do final de 2008, tendo como finalidade a compensação de períodos de menor disponibilidade de emissão de gás natural para a rede de transporte a partir do terminal de GNL de Sines.

2.3. Indústria do gás natural em Portugal

Este subcapítulo tem como objetivo expor a importância que o gás natural e o seu aproveitamento possui no panorama nacional, bem como a rede de transporte por gasodutos nacionais, abordando ainda um tema muito discutido em Portugal que consiste na existência ou não de jazigos de gás natural em território nacional.

2.3.1. Aproveitamento do gás natural em Portugal

Em Portugal o aproveitamento do gás natural está bastante difundido em todos os sectores de atividade económica e social.

Nos dias de hoje as populações procuram fontes de energia que possuam duas características principais, que sejam amigas do ambiente e que tenham um preço competitivo, características estas que o gás natural possui.

O gás natural é a fonte de energia mais limpa e ecológica no universo das energias fósseis/convencionais, contribuindo para a redução dos gases de efeito de estufa (GEE) e para uma melhoria da qualidade do ar. Os produtos resultantes da sua queima são inodoros, isentos de óxido de enxofre e partículas de fuligem.

O preço do gás natural é competitivo, quando comparado com as restantes fontes de energia, tais como os gases de petróleo liquefeitos (canalizados ou de garrafa), reduzindo significativamente os seus custos energéticos mensais.

O gás natural permite prolongar a vida útil dos equipamentos, apresentando uma baixa emissão de gases ácidos e compostos de enxofre que os corroem. Na indústria, o gás natural é utilizado como combustível para fornecimento de calor, produção de eletricidade e de força motriz, como matéria-prima nos setores químicos, petroquímicos (plásticos, tintas, fibras sintéticas e borracha) e de fertilizantes (transformado em ureia, amónia e derivados) e como redutor siderúrgico na fabricação de aço.

Atualmente, o gás natural está sendo valorizado em consequência da progressiva conscientização mundial da relação entre energia e meio ambiente, sendo o setor dos transportes um bom exemplo disso, que, apesar de ainda se encontrar numa fase muito embrionária, tem um grande potencial de crescimento e a associação com ligação a este setor, a APVGN, está fortemente empenhada em desenvolver a rede de abastecimento deste combustível. Mas é na indústria onde se verifica o maior consumo de gás natural, conforme se pode verificar nas Figuras 23 e 24, que apesar da sua ligeira perda, em termos relativos, entre 2006 e 2015, continua a ser a atividade económica com maior peso no consumo de gás natural, em 2015 representava 69% do consumo final.

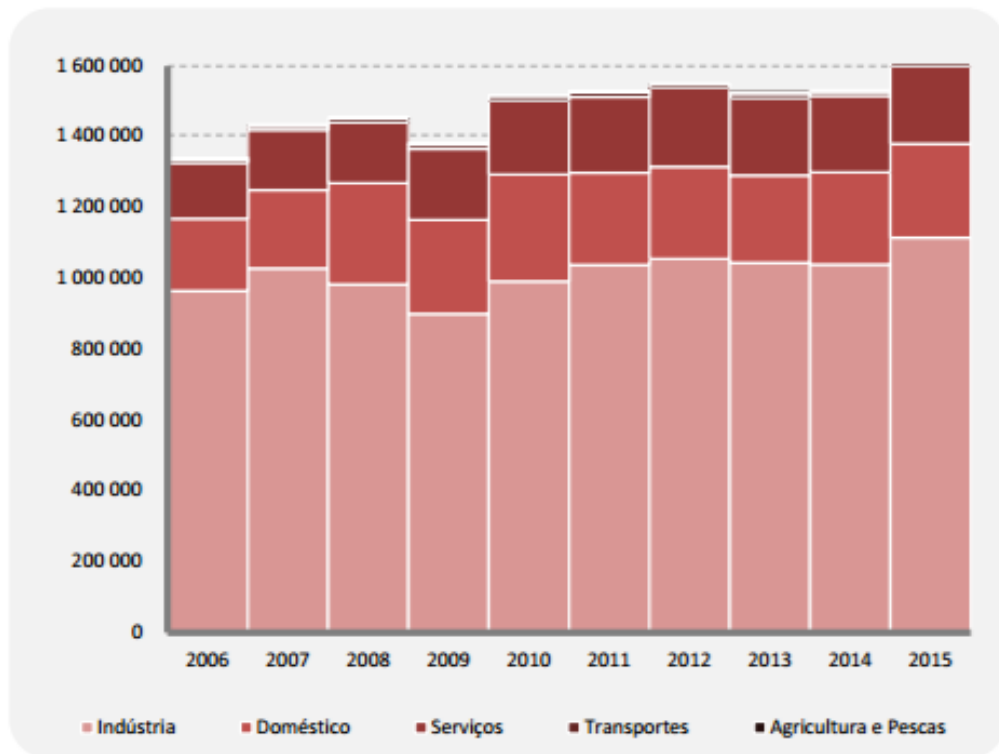


Figura 23- Evolução consumos GN por setor atividade económica em Portugal Continental, 2006-2015, em tep.

Fonte- Relatório Energia Portugal 2015 da DGEG.

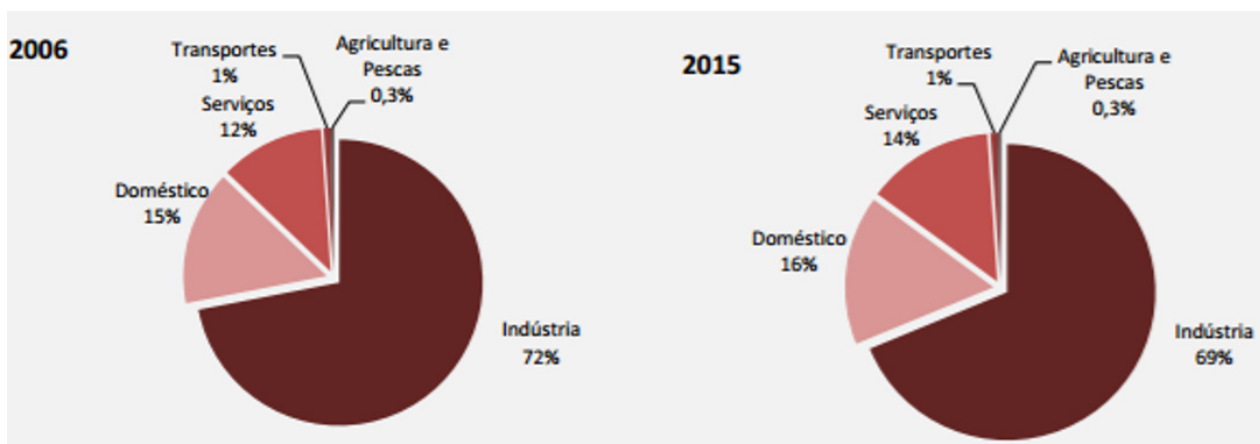


Figura 24- Distribuição consumos GN por setor atividade económica em Portugal Continental, 2006 e 2015.

Fonte- Relatório Energia Portugal 2015 da DGEG.

No que respeita à distribuição geográfica do consumo de GN, conforme Figura 25, a distribuição geográfica dos consumos de gás natural em Portugal continental está fortemente concentrada na zona litoral e a sua evolução na última década, 2006-2015, tem evidenciado que a proximidade a grandes complexos industriais e a zonas de elevada densidade empresarial, tem contribuído para os elevados consumos nessas regiões, casos dos distritos de Setúbal, Lisboa, Coimbra e Porto, onde

a presença de refinarias e centrais de produção de energia elétrica contribuem fortemente para esta distribuição.

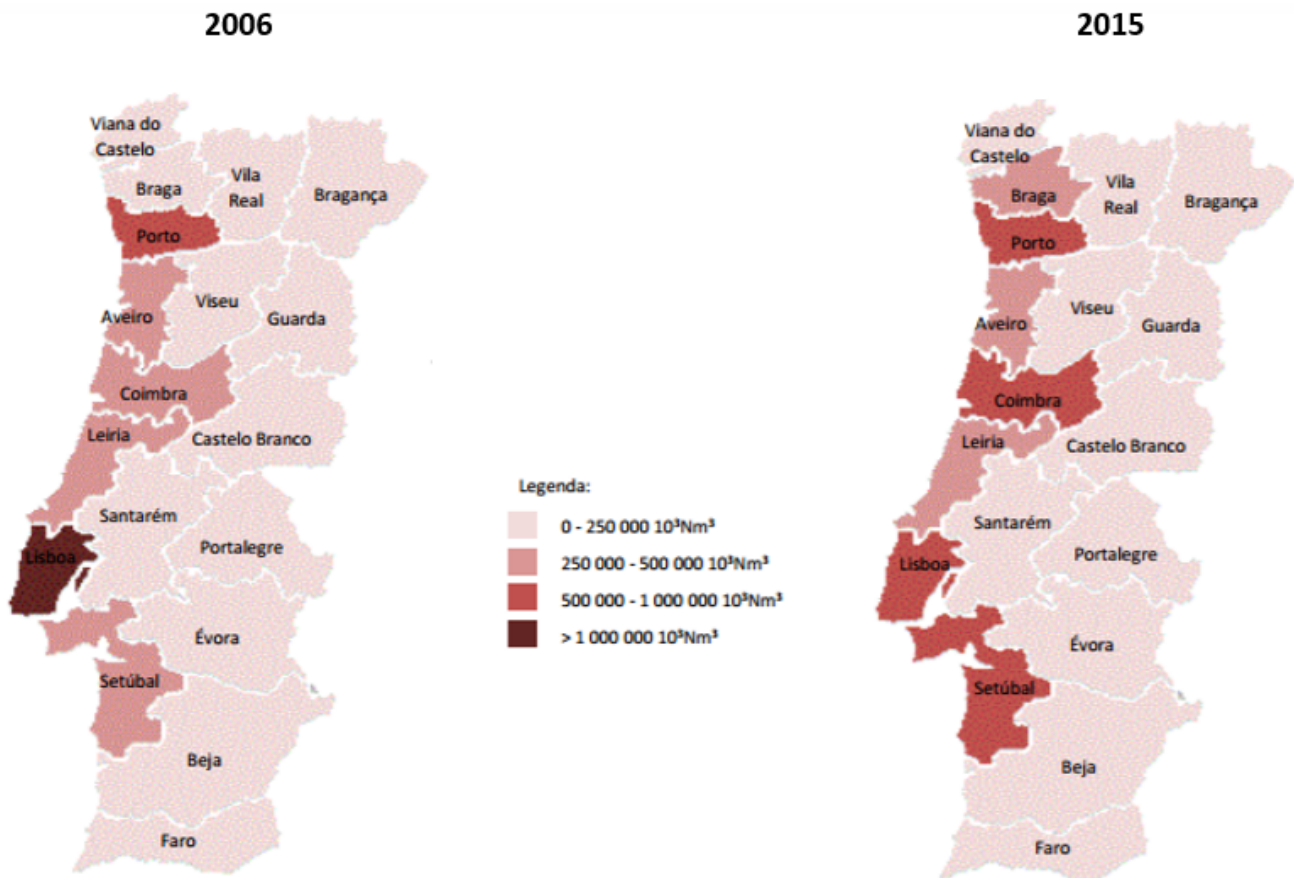


Figura 25- Distribuição geográfica por distritos consumos GN Portugal Continental, 2006 e 2015.
Fonte- adaptado do Relatório Energia Portugal 2015 da DGEG.

De acordo com a previsão da ERSE no seu relatório CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016, nas Tabelas 2 e 3 são apresentados os balanços de energia do SNGN para 2015-2016 da rede de transporte e das redes de distribuição, respetivamente. É visível através da Tabela 2 que a extração da armazenagem do Carriço vale cerca de 1,6% do total de injeção na SNGN, valor muito residual dado que tem como principal função a reserva estratégica de segurança.

Tabela 2- Balanço de gás natural na RNTGN para 2015-2016, em GWh (Fonte: Adaptado ERSE - CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016, Junho 2015).

Entradas na RNTGN		
1= 1.1.+1.2.	1. Gasodutos	33994
	1.1. Campo Maior	33994
	1.2. Valença do Minho	0
2= 2.1.+2.2.+2.3.	2. Terminal GNL	15597
	2.1. Injeções RNT	14569
	2.2. Camião cisterna	1028
	2.3. Variação de existências	0
	3. Extrações do Arm. Subterrâneo	769
4= 1+2+3	4. Total das Entradas no SNGN	50360
5= 1+2.1.+3	5. Entradas na RNTGN	49332
Saídas da RNTGN		
	6. Exportação (Valença do Minho)	0
	7. Injeção no Arm. Subterrâneo	769
	8. Centros electroprodutores	6802
	9. Clientes industriais em AP	18079
	10. Redes de distribuição (interligadas)	23632
11= 6+7+8+9+10	11. Total das Saídas da RNTGN	49282
	12. Variação das existências (Linepack)	0
	13. Perdas e autoconsumos na RNTGN	49
14= 8+9+10	14. Total de consumos da RNTG	48513

Tabela 3 - Balanço comercial de gás natural na RNDGN para 2015-2016, em GWh (Fonte ERSE - CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016, Junho 2015).

Entradas na RNTGN		
15+10	15. Redes interligadas	23632
	16. Redes abastecidas por UAG	830
17= 15+16	17. Total de entradas na RNDGN	24461
Saídas da RNTGN		
	18. Clientes em MP	16827
	19. Clientes em BP	7591
	20. Perdas e autoconsumos na RNDGN	43
21= 18+19+20	21. Total de saídas da RNDGN (inclui perdas)	24461
Saídas da RNTGN		
22=21+20	22. Total de saídas na RNDGN	24418
	22.1. Beiragás	977
	22.2. Dianagás	89
	22.3. Sonorgás	113
	22.4. Duriensegás	201
	22.5. Lisboa gás	4666
	22.6. Luitaniagás	8284
	22.7. Medigás	98
	22.8. Paxgás	17
	22.9. Portgás	6793
	22.10. Setgás	1795
	22.11. Tagusgás	1386

Na Tabela 4, apresenta-se o número de clientes em cada rede e de cada agente que opera em Portugal, totalizando 1.391.511 de clientes do SNGN.

Tabela 4- Balanço do número de clientes no SNGN para 2015-2016 (Fonte: Adaptado de ERSE - CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE GÁS NATURAL NO ANO GÁS 2015-2016, Junho 2015).

Número de clientes	CURG grandes clientes	CUR retalhistas	Comercializadores de mercado	Total
Clientes ligados na RNT			19	19
Centros electroprodutores			4	4
Clientes industriais			15	15
Clientes nas redes de distribuição	0	315814	1075678	1391492
Beiragás	0	13655	37693	51349
Dianagás	0	2283	6830	9113
Sonorgás	0	2379	14120	16499
Duriensegás	0	7491	21267	28759
Lisboagás	0	138560	390059	528619
Luitaniagás	0	51853	163435	215288
Medigás	0	5810	14244	20054
Paxgás	0	1770	4298	6068
Portgás/EDPgás	0	47016	272533	319549
Setgás	0	37300	124963	162263
Tagusgás	0	7696	26236	33932
Total de consumidores de GN	0	315814	1075697	1391511

2.3.2. Jazigos de gás em Portugal

Os jazigos de gás natural em Portugal constituem um tema tabu na sociedade científica, uma vez que são conhecidos depósitos de gás natural mas não se encontram validados por nenhuma organização governamental portuguesa, sendo mesmo dada como inexistente a existência de jazigos de gás natural em Portugal; como por ex: “Portugal é caracterizado por não ter jazigos de gás natural, ou seja, não há produção de gás natural em território nacional.”, afirmação esta proferida pela ERSE.

Esta afirmação não é totalmente esclarecedora se Portugal tem ou não potencial de produção de gás natural, somente pelo facto de ainda não existirem poços em produção. No entanto, podemos afirmar que existem empresas petrolíferas com interesse na sua produção, como é o caso da Galp que atualmente possui um portefólio de exploração em Portugal que inclui sete blocos *offshore* nas bacias do Alentejo e de Peniche, tendo efetuado várias atividades de exploração nessas bacias *offshore*. Essas atividades contam com a conclusão da aquisição sísmica 3D na bacia do Alentejo, iniciada em 2011, e a realização de campanhas de aquisição de amostras abaixo do fundo do mar,

para auxiliar no estudo sobre a geração, a maturação e a migração de hidrocarbonetos no Alentejo e em Peniche.

Dos 7 blocos que a empresa detém em três desses blocos localizados na bacia do Alentejo, sendo estes os de Santola, Lavagante e Gamba, os trabalhos durante o ano de 2014 concentraram-se na maturação dos prospetos e no processo de farm-down da participação da Galp Energia. Este processo culminou com o acordo assinado com a Eni, S.P.A. (Eni), que se tornou desde então operador dos blocos, com uma participação de 70%, sendo que a Galp Energia mantém uma participação de 30%. A Eni atuará como promotora das atividades exploratórias planeadas.

O consórcio previa a perfuração do primeiro poço na costa Alentejana durante o ano de 2016, perfuração que se estimava em cerca de 87 milhões de euros, só num poço. A perfuração do poço vai ter lugar ao largo de Sines. "No próximo ano vamos perfurar um poço na concessão chamada Santola, a 80 quilómetros do porto de Sines", afirmou o responsável da companhia transalpina (Franco Conticini, responsável da ENI em entrevista ao Jornal de Negócios de 28 de Setembro).

Outras petrolíferas que se encontram a efetuar prospeção, no mar do Algarve, é a espanhola Repsol que detém quatro concessões de exploração no Algarve, detendo 90% destes consórcios. Nas áreas de Lagosta e de Lagostim, a Repsol procura parceiros para a fase de perfuração. Já nas áreas de Sapateira e Caranguejo procura novos parceiros para partilhar custos e riscos. No total, a companhia investiu 53 milhões de euros em Portugal desde 2011, com 16 milhões investidos na área de Peniche.

Na Figura 26 pode-se observar as concessões existentes em Portugal e as empresas a que estão afetas.

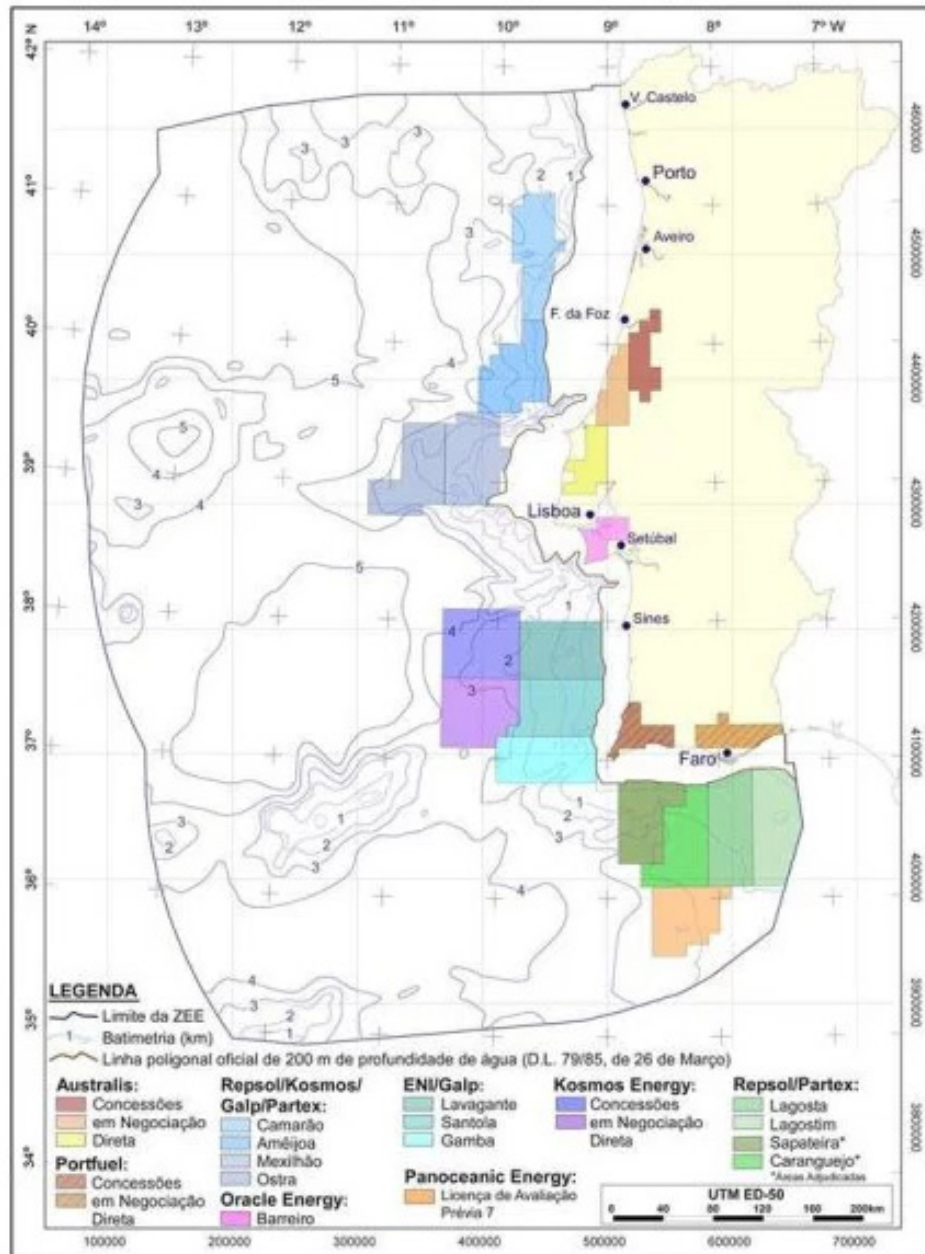


Figura 26- Concessões e Licenças atuais.

Fonte- <https://gasnaturalnao.wordpress.com/tag/galp/>.

Para além destas petrolíferas anteriormente citadas existe também a empresa britânica chamada IONIQ Resources que garante ter localizado seis jazidas de petróleo em Portugal continental, uma delas *off-shore* (no mar) através de uma tecnologia inovadora para a deteção de recursos naturais, descrita como ressonância eletromagnética remota, através de dados recolhidos por satélite. A companhia estima que estas reservas devem ter uma dimensão, no mínimo, de mil milhões de barris de petróleo, mais 30% de gás natural.

O valor estimado pela IONIQ destas reservas equivale a mais de 43 mil milhões de euros brutos, ao preço atual do crude (o mais baixo desde 2009), que corresponderia a 25 por cento do Produto

Interno Bruto (PIB) português. O petróleo estaria a uma profundidade que vai dos dois mil aos três mil metros, o que facilitaria a sua exploração. "Estas estruturas podem ser uma grande fonte de riqueza nacional e podem transformar Portugal de um país importador de energia a exportador", afirma a IONIQ.

Todos estes dados apontam para a existência de reservas de gás natural, contrariamente ao afirmado por entidades governamentais, tais como a ERSE, que apesar de não estar assegurada sua viabilidade económica, os estudos realizados apontam nesse sentido, mas somente poderão ser comprovados após perfuração. A confirmar-se essa viabilidade, Portugal tem neste projeto uma oportunidade única de dinamização económica.

2.3.3. Importância do gás natural

A importância do gás natural pode ser explicada por várias razões. É um dos combustíveis fósseis mais amigos do ambiente, gera menos emissões de CO₂ que o petróleo e os seus derivados e contribui para a redução das emissões de óxidos de enxofre (SO_x), partículas (PM) e óxidos de nitrogénio (NO_x), permitindo maior durabilidade aos equipamentos e instalações (menor corrosão), e sua queima não emite partículas (cinzas e metais), nitratos, anidridos entre outras, melhorando a qualidade do ar. A sua utilização é segura e tem um preço mais competitivo que as restantes energias fósseis.

À exceção do querosene para aviões a jato, ele é capaz de substituir todos os outros derivados do petróleo. Pode ser usado nos automóveis, alternativamente à gasolina e ao álcool carburante. Substitui o fuelóleo, o gasóleo, os carvões minerais e vegetal e o urânio nas centrais termoelétricas e é a matéria-prima fundamental na indústria petroquímica. Pode ser utilizado para a produção de solventes e fertilizantes, como a amónia e a ureia e respetivos derivados.

Sua importância decorre ainda de inúmeros fatores que estimulam e facilitam o seu emprego. Sua utilização não requer immobilizações financeiras em *stocks* e é imprescindível na indústria de produtos especiais como porcelanas finas, onde o uso de fuel pode comprometer a qualidade final. No setor dos transportes, a eficiência do gás natural já está devidamente comprovada. Embora ainda estejamos muito atrasados no chamado GNV (GÁS NATURAL VEICULAR), existindo apenas 12 postos de abastecimento construídos e a funcionar e dois em projeto, conforme se pode verificar através da Tabela 5.

Tabela 5- Postos de abastecimento de GNV (fonte Adaptado AVPGN).

Empresa	Localidade	Tipo de abastecimento	Observação
Transportes Urbanos de Braga	Braga	Público	GNC
Sociedade de Transportes Colectivos do Porto	Porto	Privado	GNC
MOVEAVEIRO – Empresa Municipal de Mobilidade, E.M.	Aveiro	Privado	GNC
Carris-Estação de Cabo Ruivo	Lisboa	Privado	GNC
Dourogás	São João da Talha	Privado	GNC
Dourogás	Mirandela	Público	GNC e GNL
Dourogás	Carregado	Público	GNC e GNL
Dourogás	Loures	Público	GNC e GNL
Dourogás	Vila Nova de Gaia	Público	GNC e GNL
Dourogás	Vila Real	Público	GNC
Dourogás	Elvas	Público	GNC
Galp	Matosinhos	Público	GNC e GNL
Galp (previsto)	Sines	Público	GNC e GNL
Galp	Azambuja	Público	GNC e GNL

No segmento residencial e de serviços, o gás natural substitui o GPL (propano e butano. O gás natural, sendo mais leve, sobe, enquanto o GPL fica à meia-altura, aumentando assim a probabilidade de ocorrência de explosões.

Estas características anteriormente mencionadas fazem com que o gás natural seja a fonte energética mais adequada para uma vasta gama de utilizações. Atualmente, é a principal fonte de energia utilizada pela maioria dos europeus nos setores doméstico, terciário e industrial.

O setor de gás natural possui um papel fundamental no atual e futuro quadro energético nacional, dando resposta às necessidades de energia nacionais.

É uma opção indispensável ao reforço das necessidades energéticas da sociedade portuguesa, da capacidade competitiva das empresas nacionais, para a melhoria das condições de vida, para a preservação das condições ambientais, pela redução da emissão de poluentes gasosos nos setores industrial e de produção de energia e, futuramente, nos transportes.

2.3.4. Transporte por gasodutos

O transporte de gás natural pode ser efetuado de três formas diferentes, marítima, barcos metaneiros, terrestre, através de camiões cisterna, ou por gasodutos, em linguagem setorial denominados por “*pipeline*”; este último é a forma mais recorrente de entrada de gás natural em Portugal.

As importações de gás natural entram no mercado português através de Espanha, pelos gasodutos internacionais, que ligam Tarifa a Córdoba (Gasoduto Al Andalus) e Córdoba a Campo Maior (Gasoduto Extremadura), ou ainda através do terminal de regaseificação de GNL de Sines.

O gasoduto internacional que liga Portugal e Espanha transporta o gás natural contratado à Sonatrach, na Argélia, que entra em Espanha através do gasoduto Europa-Magrebe. Este gasoduto liga os campos de gás natural de Hrassi R'Mel na Argélia à rede de transporte de gás natural de Espanha. O terminal de regaseificação de GNL de Sines recebe navios metaneiros adquiridos principalmente à NLNG na Nigéria.

Apesar da diversificação das origens de aprovisionamento potenciada pelo terminal de GNL de Sines (ver Tabela 1, ponto 2.1.1.), Portugal continua a depender do fornecimento proveniente da Argélia, via gasoduto Europa-Magrebe, cuja quota se situa em cerca de 70% do total de aprovisionamento.

Na Figura 27 evidencia-se a distribuição de entrada do gás natural no SNGN pelos seus 3 pontos existentes no período de 2005-2014. O terminal de GNL de Sines aumentou progressivamente até atingir o seu máximo em 2007, tendo depois estabilizado durante cerca de 4 anos e a partir de 2012 baixou progressivamente até atingir o seu valor mínimo de 29%, por oposição à interligação de Campo Maior, que neste último período, aumentou progressivamente atingindo o seu valor máximo de 71% do total de aprovisionamento.

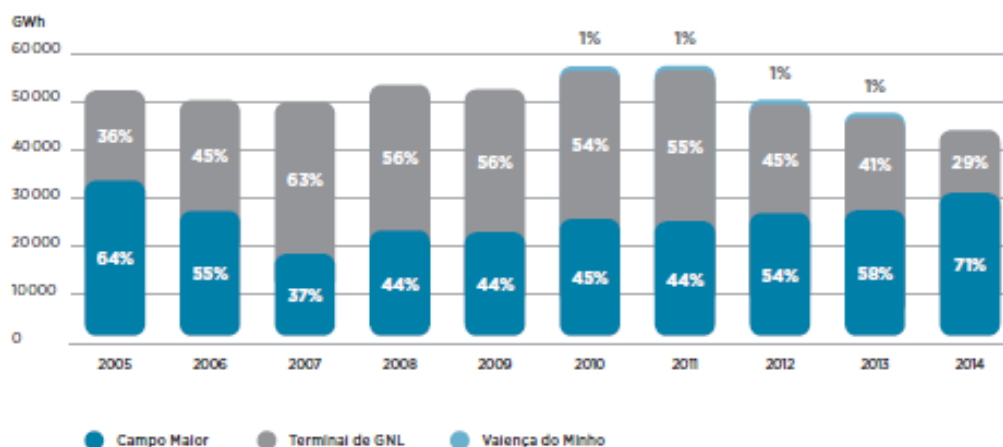


Figura 27- Oferta histórica anual por ponto de entrada da RNTGN.
Fonte- REN PDIRGN15.

Na Figura 28 está representado o gasoduto proveniente da Argélia, através do qual é realizado o transporte do GN contratado com a empresa Sonatrach, maior fornecedor de Portugal.



Figura 28- Trajetória do gás natural desde a Argélia até Portugal.

Fonte- <http://www.galpennergia.com/PT/agalpennergia/os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Paginas/Mercado-em-Portugal.aspx>.

As redes de distribuição em Portugal podem ser observadas na Figura 30, são reguladas e dividem-se em três categorias: alta pressão, média pressão e baixa pressão. As tarifas para a utilização das redes são fixadas pelo regulador.

- A rede de alta pressão é detida pela empresa Redes Energéticas Nacionais (REN). Esta rede é, tipicamente, utilizada para o transporte de maiores quantidades de gás natural a distâncias maiores.
- A rede de média pressão estabelece a ligação entre as redes de alta e de baixa pressão. É a "espinha dorsal" que conduz à rede de baixa pressão.
- A rede de baixa pressão é detida pelas distribuidoras e liga cada cliente específico à rede de média pressão.

Para melhor compreensão das suas diferenças, na Figura 29 estão representadas de forma esquemática os 3 tipos de redes.

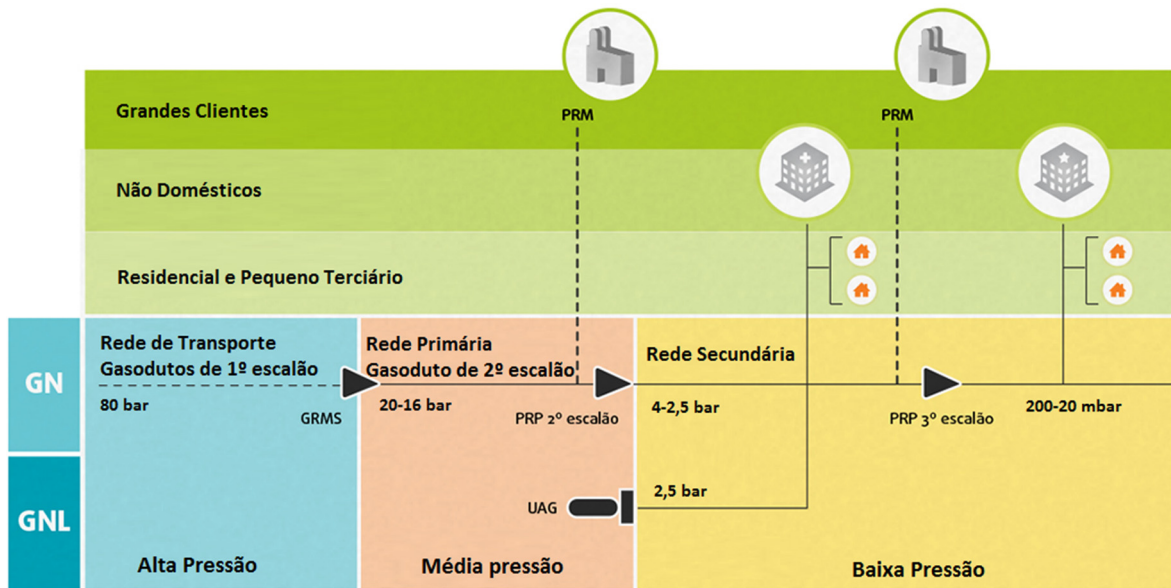


Figura 29- Esquema da distribuição do gás natural ao nível das diferentes redes tendo em conta o consumidor final.

Fonte- Adaptado Galp, 2016.

A Rede de Alta pressão é gerida pelo Operador da Rede de Transporte e consiste genericamente no gasoduto que transporta o gás ao longo do território nacional (propriedade da REN-Gasodutos). A rede de Média pressão é da propriedade dos Operadores de Rede de Distribuição (ORD), e transporta essencialmente o gás desde a rede de Alta pressão, ao longo dos diferentes concelhos até à periferia das áreas habitacionais ou industriais a abastecer. Em determinadas situações também pode abastecer diretamente grandes clientes.

No final de toda esta sequência de infraestruturas, temos a rede de baixa pressão, também designada de rede de distribuição secundária, que se caracteriza por ser muito ramificada, permitindo o abastecimento da grande maioria dos clientes. Estas redes de distribuição e respetivos ramais são da propriedade dos Operadores de Rede de Distribuição (ORD) e a sua pressão varia entre os 0,5 e 4 bar. Em determinadas zonas da malha urbana da região de Lisboa, a pressão pode ter um valor mais baixo igualando a pressão de utilização do gás natural de 20 mbar.

Na Figura 30 encontra-se representado a redes de distribuição em Portugal, já na Figura 31 encontra-se o mapa da rede nacional de transporte, de infraestruturas de armazenamento e terminais de GNL.

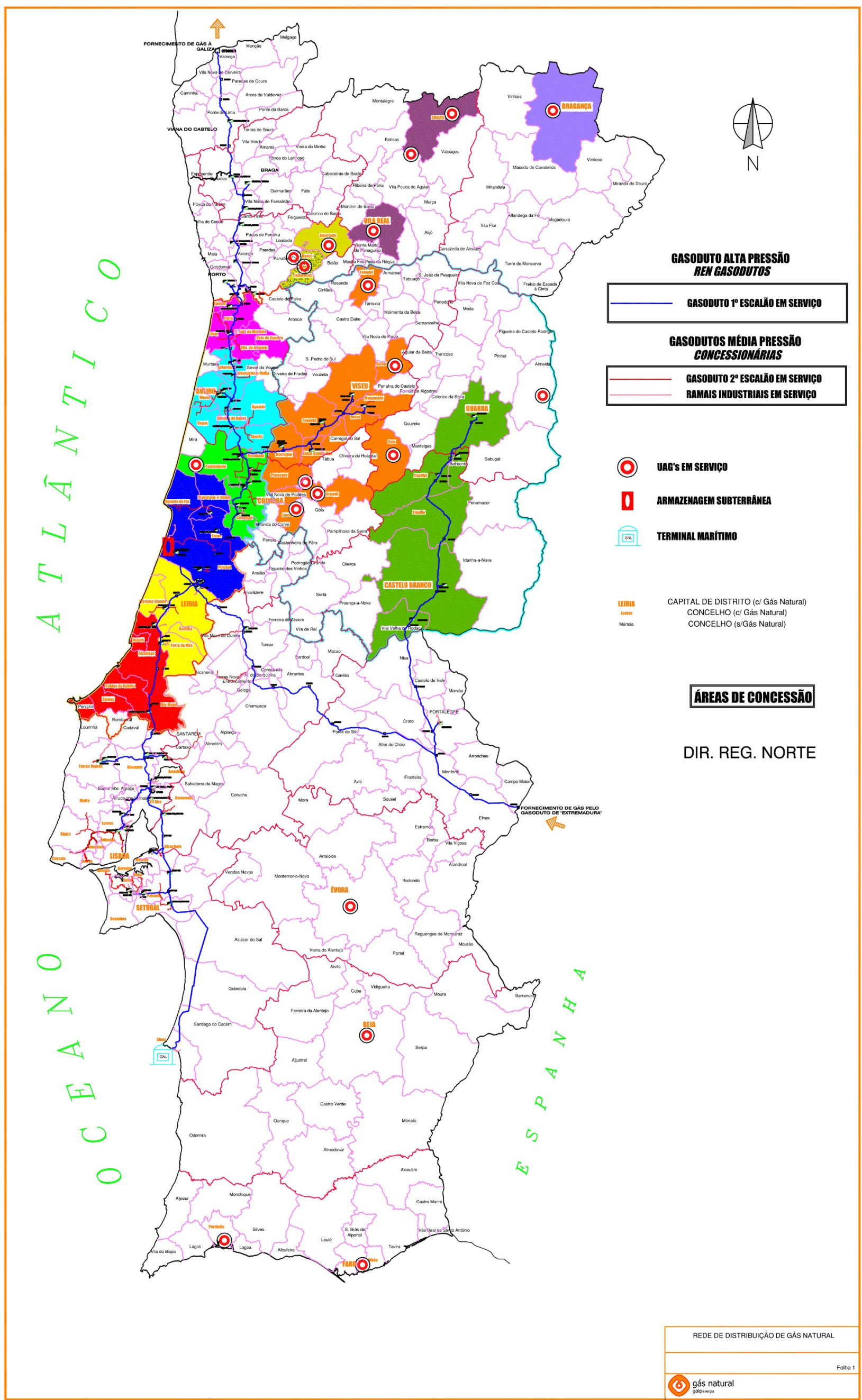


Figura 30- Redes de distribuição em Portugal.
Fonte- Adaptado da Galp, 2016.

A atividade de transporte de gás natural é desenvolvida de acordo com um contrato de concessão exclusivo, concedido pelo governo Português ao operador do sistema, a REN-Gasodutos. A entrega da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural à REN-Gasodutos ocorreu na sequência da decisão de separar a atividade de comercialização de gás natural da atividade de transporte.

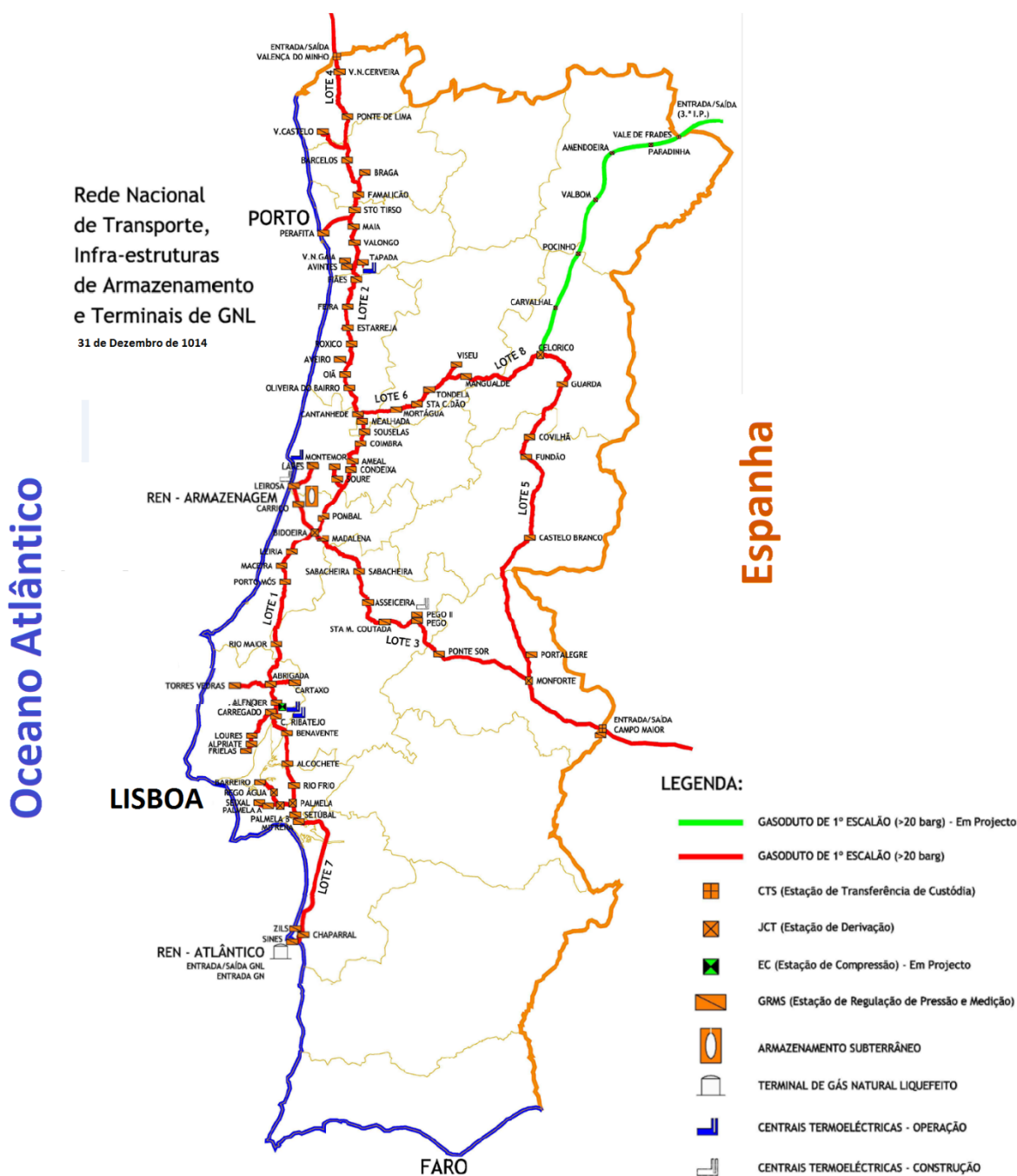


Figura 31- Mapa da RNTIAT.
Fonte- REN PDIRGN15.

Os Regulamentos de Acesso às Redes, Infraestrutura e Interligações estabelecem as condições e obrigações de acesso à RNTGN, que devem ser cumpridas pelas empresas reguladas que operam no setor do gás natural bem como pelos consumidores elegíveis.

2.4. Armazenamento de gás natural em Portugal

Este subcapítulo apresenta a situação vivida atualmente em Portugal ao nível dos locais de armazenamento de gás natural bem como das capacidades destes, referindo ainda as perspetivas de armazenamento futuras em território nacional.

2.4.1. Situação de Portugal

O gás natural é rececionado na fronteira e transportado através dos gasodutos de alta pressão da Rede Nacional de Transporte de Gás Natural (RNTGN) que se ligam, ver Figura 32, através de estações de medição e redução de pressão, aos gasodutos de média pressão operados pelas empresas de distribuição.

O armazenamento em Portugal é feito essencialmente em dois locais, nas instalações de armazenamento subterrâneo do Carriço e em tanques no terminal de Sines. No Carriço, situado no Concelho de Pombal, o gás natural em alta pressão é armazenado sob a forma gasosa em cavidades criadas no interior de um maciço salino, a profundidades superiores a mil metros possuindo uma capacidade técnica máxima de armazenamento de 1.642 GWh, capacidade técnica máxima de injeção de 23,8 GWh/dia e uma capacidade técnica máxima de extração de 85,7 GWh/dia.

No terminal de Sines o gás é recebido sob a forma líquida (GNL), após o descarregamento dos navios metaneiros o GNL é enviado para tanques de armazenamento intermédio onde aguarda até que haja ordem de regaseificação, emitida pelo proprietário do gás. No final deste processo, o gás natural (já sob a forma gasosa) é comprimido e injetado na rede de alta pressão no ponto de entrega do terminal. A nível de armazenamento, o terminal dispõe de três reservatórios, com uma capacidade técnica máxima de armazenamento de 390.000 m³ de GNL.

O armazenamento (sob a forma gasosa ou líquida) cumpre funções de segurança de abastecimento e de flexibilidade para os agentes de mercado e consumidores. A imagem que se segue, Figura 32, é ilustrativa da localização de cada local referido anteriormente, de forma a permitir uma visualização espacial.



Figura 32- Imagem representativa dos locais de armazenamento em Portugal de gás natural. Fonte- Adaptado da REN.

2.4.2. Armazenamentos futuros

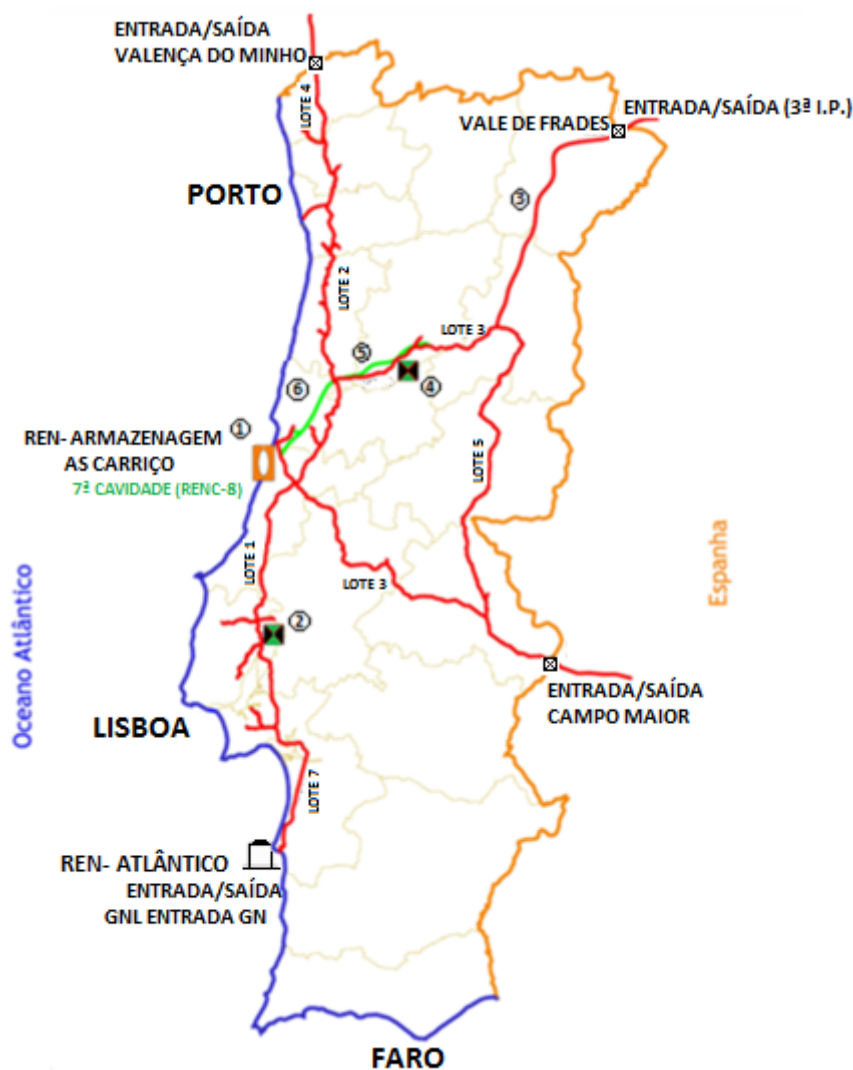
De acordo com informação da REN, inscrita no seu PDIRGN15 para o período de 2016-2025, o reforço da capacidade de armazenagem do Carriço e a construção de novo gasoduto Carriço (AS)/Cantanhede é fundamental para garantir a sua interoperabilidade com a rede de gasodutos de Espanha através da futura 3ª interligação Portugal-Espanha, assumindo assim um papel determinante para a maximização da capacidade de exportação de gás natural a partir desta instalação e do TGNL de Sines, de modo a que estas infraestruturas venham a assumir uma dimensão Ibérica.

Com base neste plano, PDIRGN15, a Tabela 6 resume o plano de investimento proposto e o seu cronograma de entrada em serviço das infraestruturas previstas. Excetuando os investimentos em curso, os restantes, previstos no PDIRGN15, a sua execução será sempre avaliada/tomada no âmbito dos PDIRGN de 2017 e em diante.

Tabela 6- Projetos de Desenvolvimento de infraestruturas da RNTIAT (Fonte: Adaptado do PDIRGN15 da REN)

Ano entrada em serviço			
2015	2019	2022	2025
AS Carriço	3ª Interligação Portugal-Espanha	3ª Interligação Portugal-Espanha	3ª Interligação Portugal-Espanha
6 Cavidades em operação. Aumento das capacidades de extração para 128,6 GWh/d e de injeção para 48,8 GWh/d.	Gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades (162km em DN700). Cap. Imp. de 75 GWh/d e Exp. de 50 GWh/d.	EC do lote 6, com pot. De 10 a 12 MW, cap. imp. De 107 GWh/d e cap. Ext. de 97 GWh/d.	Duplicação do gasoduto lote 6, com 67 km em DN700. Cap. Imp. De 141,4 GWh/d e Cap. De Exp. de 141,4 GWh/d.
	EC do Carregado	AS Carriço	Gasoduto AS Carriço-Cantanhede
	Potência de 14 MW, caudal de 650.000 m3/h e impulsão de 35/40 bar.	7 cavidades em operação. Entrada em serviço da 7ª cavidade (RENC-8) da AS Carriço. Cap. ext. de 128,6 GWh/d e cap. De inj. De 48,8 GWh/d.	Gasoduto AS Carriço-Cantanhede com 60 km em DN700. Assegurar a Cap. De Exp. De 141,4 GWh/d à 3ª interligação Portugal-Espanha.

Na Figura 33 está representada a RNTIAT em 2015 conforme PDIRGN15, ou seja, executados os investimentos previsto nesse plano e cumprido o seu cronograma de entrada em serviço das infraestruturas previstas.



Infraestruturas:

- 1 Caverna 7 da AS Carriço (RENC-8)
- 2 EC Carregado
- 3 3ª Interligação Portugal-Espanha (gasoduto Celorico da Beira-Vale de Frades)
- 4 3ª Interligação Portugal-Espanha (EC lote 6)
- 5 3ª Interligação Portugal-Espanha (gasoduto duplicação do lote 6)
- 6 Gasoduto AS Carriço-Cantanhede

Figura 33- Mapas da RNTIAT de acordo com os desenvolvimentos propostos no PDIRGN.
Fonte- Adaptado de PDIRGN15.

Na Figura 34 estão representados os valores de investimento associados a cada um destes projetos e a sua distribuição no período do plano, 2016-2025.

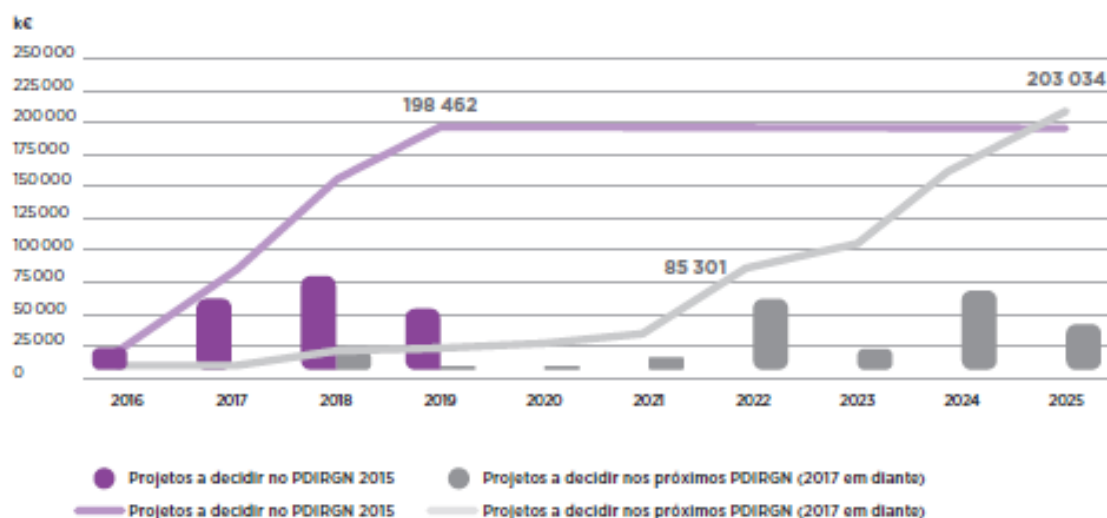


Figura 34- Valores acumulados de investimento do total da RNTIAT previstos no PDIRGN15, 2016-2025. Fonte- PDIRGN15 da REN.

2.4.2.1. Desenvolvimento do Armazenamento Subterrâneo (AS) do Carriço

A capacidade de armazenamento na RNTIAT desempenha um papel fulcral no funcionamento do SNGN, uma vez que, através das infraestruturas que lhe estão associadas, permite:

- Efetivar a constituição de reservas de seguranças, salvaguardando os interesses económicos do Estado e a segurança dos consumidores;
- Otimizar a gestão das infraestruturas, contribuindo para a racionalização dos custos de acesso dos utilizadores, libertando capacidade e adequando o esforço de investimento em novas infraestruturas à procura física efetiva;
- Fomentar a concorrência do mercado, conduzindo a preços finais de energia mais competitivos.

O desenvolvimento do AS do Carriço engloba os reforços de capacidade dos processos de injeção e de extração resultantes da otimização da estação de gás, projeto em curso, e a construção e colocação em operação de uma nova cavidade de armazenamento subterrâneo, RENC-8, no ano 2022.

Novas cavidades

A construção da RENC-8 revela-se importante no cenário base de evolução da procura, quer para garantir a existência de capacidade suficiente para o armazenamento das reservas de segurança, quer para garantir a existência de capacidade comercial de armazenamento na RNTIAT. No cenário de segurança do abastecimento, para além das razões identificadas para o cenário base, a necessidade desta infraestrutura é fundamental, inclusivamente para garantir a operacionalidade do TGNL de Sines em 2025.

Otimização da estação de gás

A otimização da estação de gás permitirá o aumento da capacidade máxima dos processos de injeção e de extração com investimentos limitados e criará condições para que seja efetuada uma revisão da política de redundâncias das da estação. Esta primeira fase do projeto deverá estar concluída até ao final do ano de 2015, pelo que terá impacto a partir de 1 de janeiro de 2016.

Posteriormente serão efetuadas um conjunto de melhorias que visam aumentar a disponibilidade dos equipamentos e processos, assim como possibilitar a sua operação em modo remoto a partir dos Centros de Despacho da REN Gasodutos.

CAPÍTULO 3 - Estruturas de armazenamento

3. Estruturas de armazenamento

Este capítulo aborda a importância do armazenamento subterrâneo de gás natural, identifica os seus objetivos e as principais vantagens do armazenamento subterrâneo face ao armazenamento terrestre, quais os tipos de estruturas existentes e suas principais características, quais os critérios técnicos para a escolha do local e analisa a viabilidade das diferentes estruturas (armazenamento em jazigos esgotados de hidrocarbonetos, armazenamento em aquíferos e armazenamento em diapiros salinos).

3.1. Armazenamento subterrâneo de gás natural

Existem diferentes formas de armazenamento de uma matéria-prima, uma das formas que possui maior relevância e importância é a subterrânea, a qual tem papel fundamental na generalidade dos sistemas energéticos dos países desenvolvidos.

O armazenamento de gás natural tem um papel muito importante nas sociedades desenvolvidas uma vez que permite um equilíbrio entre a procura e a oferta de gás, permitindo dessa forma que os picos de procura diários, ou até mesmo horários, sejam suavizados, criando condições de diminuição das flutuações dos volumes consumidos, cenário muito visível em países com invernos muito rigorosos o que traduz nessas alturas um aumento muito significativo na procura deste combustível.

O principal objetivo da maioria das instalações atuais é atender há sazonalidade da procura, possuindo outras valências tais como:

- Equilibrar o fluxo de gás nos gasodutos, para assegurar que a pressão nos gasodutos se mantém, dentro dos parâmetros de segurança;
- Cumprir com os contractos efetuados, mantendo o volume de entrega e salvaguardando qualquer imprevisto que possa levar à aplicação de multas por incumprimento contratual;
- Para nivelar a produção em períodos de flutuação do consumo, armazenando o gás não comercializado de imediato, geralmente no Verão quando a procura é baixa, e entregá-lo no inverno com o aumento da procura;
- Como ferramenta de especulação de mercado, quando os produtores anteveem uma subida significativa do preço do gás, compram o gás a preços baixos para depois quando o preço subir até ao desejado, o venderem;

- Como seguro contra acidentes imprevistos, incluindo acidentes naturais como furacões ou problemas de mau funcionamento da produção, etc.;
- Para reduzir a volatilidade do preço;
- Segurança de abastecimento energético.

As principais vantagens na utilização de armazenamento de gás natural subterrâneo, em comparação com a armazenagem em reservatórios terrestres, são os volumes de armazenamento significativamente maiores e mais baratos, além da maior segurança quando cuidadosamente construídos e monitorizados (BRITISH GEOLOGICAL SURVEY, 2012).

3.2. Estruturas para o armazenamento subterrâneo de gás natural

Geralmente um local adequado para armazenar o gás natural deve ter uma rocha com capacidade de armazenamento suficiente para a injeção de gás natural que é pretendida. Também deve possuir condições adequadas de confinamento e estabilidade tectónica que permita garantir a retenção de gás natural no solo por centenas de anos.

Para escolher o local adequado deve ser tido em conta uma série de fatores técnicos:

- **Porosidade:** A porosidade é o volume de vazio da rocha, e define a possibilidade para armazenar fluidos. É expressa pela percentagem de volume de poros e o volume total, sendo definida a porosidade útil como os espaços vazios interligados, isto é, o volume de vazios ocupados por um fluido.
- **Injetividade:** A facilidade da formação para injetar o gás natural seja líquido ou gasoso, esta propriedade depende da temperatura e pressão de armazenagem geológica, mas as propriedades físicas do gás a ser injetado são um fator com maior relevância para as propriedades do terreno em que será injetado.
- **Capacidade de confinamento:** Propriedade envolvida no aspeto capacitivo de chão para manter o gás natural que foi armazenado fechado, ou seja, uma vez armazenado, a área selecionada da terra para esta finalidade, deve ser capaz de segurá-lo sem deslocamento ou migrações do mesmo para a mesma área.
- **Estabilidade tectónica:** Para um armazenamento de gás natural seguro e sem fugas, o terreno em que o armazém está localizado não deve estar em áreas de risco ou terremotos/movimentos tectónicos que ponham em perigo a selagem da mesma.

- **Uniformidade geológica:** O local escolhido para a área de armazenamento geológico deve ser o mais homogênea possível, evitando áreas com falhas e qualquer tipo de descontinuidade que pode causar problemas.

A atual metodologia de classificação das estruturas suscetíveis de armazenar gás natural, divide-as em três categorias:

1. Armazenamento em jazigos esgotados de hidrocarbonetos;
2. Armazenamento em aquíferos;
3. Armazenamento em diapiros salinos.

3.2.1. Jazigos esgotado de hidrocarbonetos

Esta é a forma mais simples, importante e comum de armazenamento subterrâneo. São antigos depósitos de hidrocarbonetos, confinados por rochas impermeáveis (armadilhas), nos quais foram extraídas todas as suas reservas de hidrocarbonetos economicamente extraíveis e aproveitando as suas características geológicas, porosas e permeáveis, que permitem um fácil armazenamento do gás natural injetado (Nunes, 2010 e Caballero, 2013).

A utilização de antigos jazigos de gás é a formação economicamente mais atrativa, uma vez, que permite a reutilização, com uma modificação adequada das infraestruturas de distribuição que já existem no jazigo, desde da altura da sua exploração, reduzindo assim custos construção (Caballero, 2010).

No caso de serem jazigos esgotados de petróleo também constituem uma opção atrativa, uma vez que as suas características geológicas e físicas foram estudadas com bastante pormenor pelos geólogos e pelos engenheiros petrolíferos, tornando assim a sua utilização de mais fácil desenvolvimento e mais barata (Caballero, 2010).

Estes tipos de formações possuem o inconveniente da necessidade de manter as pressões de funcionamento que existiam aquando da exploração destes jazigos, isto obriga à necessidade de manter permanentemente cerca de 50 a 60% do gás natural existente como gás de base. Como outrora estes reservatórios já se encontraram preenchidos por gás natural e hidrocarbonetos, não se torna necessário a injeção da totalidade do gás de base que se torna irrecuperável, este fator provoca um impulso económico significativo, principalmente em períodos em que os preços do gás se encontram elevados, evitando assim o desperdício de gás (APPI, 2005).

Tradicionalmente, estas instalações operam num único ciclo anual, o gás é injetado durante os períodos de baixa procura (Verão) e comercializado nos picos de consumo (Inverno).

Para determinar se um jazigo de hidrocarbonetos esgotados pode constituir um armazenamento economicamente rentável de gás natural, essas formações necessitam possuir, como suas características, elevadas porosidades e permeabilidades, uma vez que o armazenamento de gás natural requer grande nível de permeabilidade para possibilitar taxas de extração adequadas. Quanto maior for a porosidade e permeabilidade da rocha reservatório, maiores serão as taxas de injeção e extração (EIA, 2002).

Na Figura 35 é possível observar esquematicamente um jazigo esgotado de hidrocarbonetos.

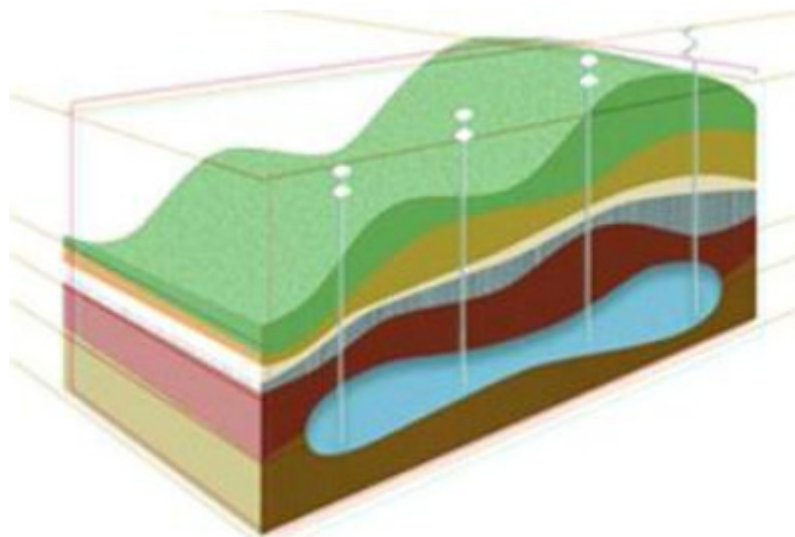


Figura 35- Esquema representativo de armazenagem em reservatórios.
Fonte- Industrial Gas Plants, 2008.

3.2.2. Armazenamento em aquíferos

Um aquífero pode ser definido como uma formação geológica saturada que pode armazenar e transmitir quantidades significativas de água sob gradientes hidráulicos naturais ou como uma formação geológica que pode armazenar e transmitir água a taxas suficientemente rápidas para fornecer quantidades razoáveis para poços (segundo Freeze e Cherry, 1979; Cleary, 1989; Fetter, 1994;).

Em alguns casos, são utilizados para armazenamento subterrâneo de gás natural; o caso em que se obtém melhores resultados são os aquíferos profundos (mais de 2000 m) e de água salgada, uma vez que nos garantem que não existem fraturas por onde possa ocorrer infiltrações de águas das chuvas ou de outro tipo.

Quando os reservatórios de hidrocarbonetos não estão disponíveis, os aquíferos poderão ser utilizados para o armazenamento subterrâneo do gás (Figura 36), se a estrutura possuir volumes e

confinamento adequados. Em geral, o armazenamento em aquíferos é mais caro de implementar do que a metodologia anteriormente descrita (CONFORT, 2009).

Para este tipo de armazenamento, normalmente não se tem um conhecimento aprofundado das características físicas e geológicas da estrutura, assim terá de ser feito um investimento significativo prévio para validar a sustentabilidade do aquífero para o armazenamento pretendido. Se for comprovada a validade do reservatório, todas as infraestruturas associadas ao armazenamento terão de ser instaladas e planeadas (poços, equipamentos de extração, gasodutos, compressores, entre outros) desde o início, resultando em elevados custos de desenvolvimento em comparação com os custos de desenvolvimento da utilização de reservatório extintos (NUNES,2010).

Não existe, ainda, um profundo conhecimento da física e geologia das estruturas, subsistindo a necessidade prévia de estudos para avaliar a sustentabilidade do aquífero. Se validadas, todas as estruturas associadas com o armazenamento desenvolverão custos elevados. Uma vez que o aquífero não apresenta água, não existirá formação de gás e, por isso, 80% do gás injetado formará a base de gás que será necessária para proporcionar a pressão adequada, de forma a obter satisfatórias taxas de entrega. Normalmente, estas instalações são construídas quando o preço do gás está em níveis mais diminutos, provocando um custo de instalação mais baixo.

A tecnologia de armazenamento em cavernas rochosas tem sido estudada na Suécia desde de 1987, consistindo o processo na instalação de um tanque de aço numa caverna previamente perfurada e enchida, em torno do cilindro, na rocha, existindo a transferência de pressão para a rocha. Um segundo método envolve a estruturação da caverna com refrigeração.

Este tipo de aquífero é considerado indesejável e caro, contudo, visto que se localizam próximo dos centros de consumo e não muito distantes dos gasodutos, permitem um armazenamento eficaz e produtivo.

Grande parte dos aquíferos que permitem armazenamentos subterrâneos de gás natural, que existem no mundo, encontram-se instituídos entre as profundidades de 500 a 2500m, apresentando pressões entre 40 e 300 bar, porosidade igual ou superior a 10% e permeabilidade superior a 20mD (APPI, 2005).

Estas instalações possuem apenas um ciclo anual de operação semelhante aos reservatórios extintos de hidrocarbonetos. O impacto ambiental desta opção é menor, quando comparado com as cavernas salinas, uma vez que não existe a necessidade de injeção de água ou processamento de salmoura. Contudo, a sua aplicação apenas é autorizada caso o aquífero demonstre níveis de salinização que impeçam o consumo de água, tornando-se esta imprópria para consumo.

Na Figura 36 é possível observar um esquema representativo de armazenamento em aquíferos.

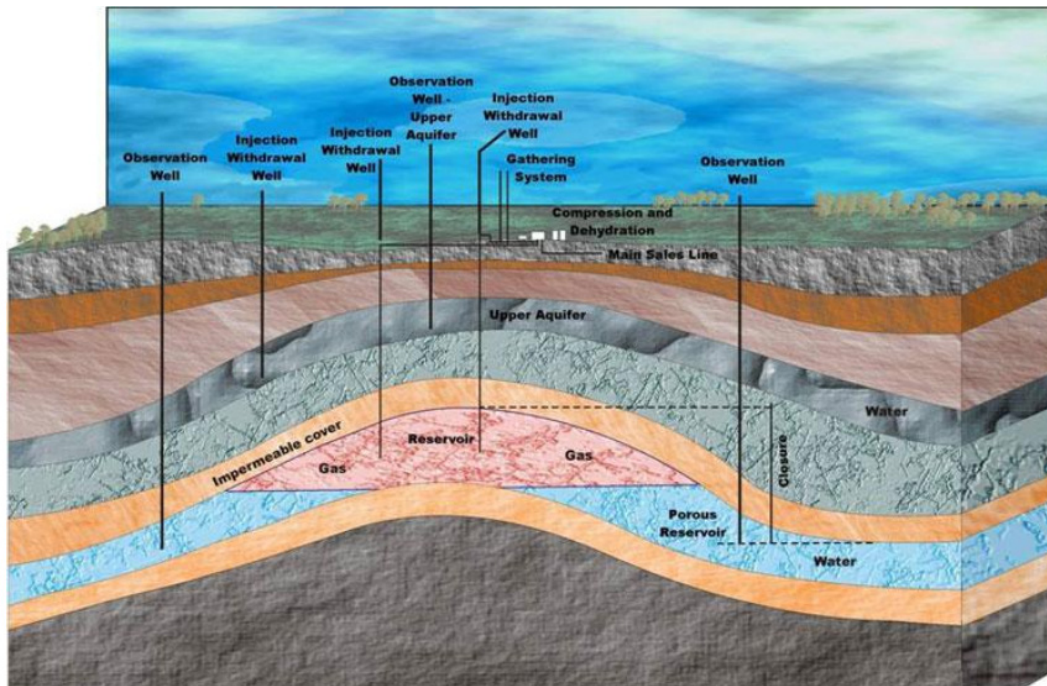


Figura 36- Esquema representativo de armazenamento em aquíferos.
Fonte- Intragaz.2009

3.2.3. Armazenamento em diapiros salinos

A tecnologia de armazenagem em cavidades salinas foi estabelecida há mais de 40 anos, sendo, desde então, largamente utilizada na Europa e nos Estados Unidos da América. Esta tecnologia é aplicável, quer para o armazenamento de hidrocarbonetos líquidos (petróleo bruto, gasóleos, entre outros) quer de gás natural no estado gasoso. A estanquicidade da armazenagem é garantida pelas características do salgema das formações, nomeadamente uma muito baixa permeabilidade ao gás e uma elevada plasticidade.

A prospeção de estruturas salinas é feita por meio de estudos sísmicos, gravimétricos e eletromagnéticos que se baseiam no contraste que existe entre condutividades, velocidade de propagação de ondas e densidade do sal e rochas que o rodeia. Estas estruturas podem ocorrer em camadas ou diapiros, sendo estes últimos os que melhor se adequam a este tipo de armazenagem, uma vez que a sua estrutura mais homogênea permite uma dissolução uniforme (CONFORT, 2006).

A construção em profundidade é especialmente adequada para a armazenagem de gás natural, quer pela elevada segurança associada, quer por permitir a utilização de pressões elevadas, com o conseqüente aumento do volume do gás armazenado, fruto da sua compressibilidade.

A caverna é criada no interior da estrutura salina através de um processo chamado de "Cavern Leaching" onde é injetada água doce para o interior da estrutura salina, esta irá dissolver algum sal resultando um vazio e água, água esta salgada denominada salmoura. A salmoura produzida é extraída, este processo de dissolução continua até se atingir a dimensão desejada para a caverna onde se irá armazenar o gás natural.

Esse tipo de armazenamento requer apenas cerca de 20 a 30% de gás de base e cerca de 70% a 80% de gás útil, fornece 10 a 12 ciclos de injeção e extração por ano. Podendo afirmar que estas estruturas são caracterizadas por uma elevada taxa de entrega, sendo utilizadas, principalmente, para responder aos picos de consumo sazonais (EIA, 2002).

Das três estruturas (jazigos esgotado de hidrocarbonetos, armazenamento em aquíferos e armazenamento em diapiros salinos), este é o mais caro, uma vez que é preciso utilizar grandes volumes de água para dissolver o sal sendo gerados grandes volumes de salmoura, que têm de ser processados. No entanto, as altas taxas de entrega e o baixo volume de gás de base necessário, que até pode ser retirado em caso de emergência, contribuem para tornar esta alternativa economicamente atraente (COMFORT, 2006).

Estas estruturas são, portanto caracterizadas por uma elevada taxa de entrega, sendo utilizadas, principalmente, para responder aos picos de consumo sazonais (EIA, 2002).

Na Figura 37 está representado um esquema de um armazenamento em cavidades salinas.

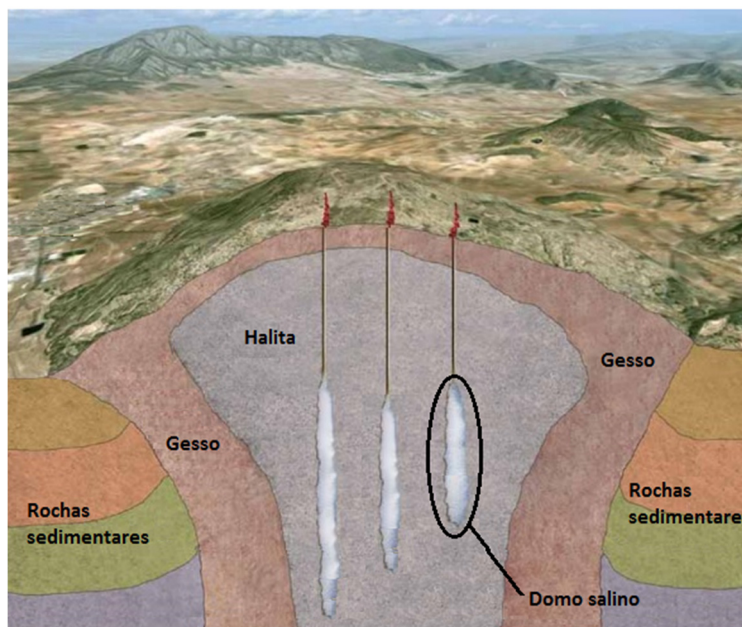


Figura 37- Esquema representativo de armazenamento em cavidades salinas.

Fonte- Adaptado de A. M. Galopim de Carvalho

https://lh5.googleusercontent.com/MDjYpeBghz5biylrq3HBAUQNwFSHraGjUYOu3ZnddtWtQczV_LhmXM_1tIQkRQh0cedu4UDym38YAs_kWrAM7I7OS_wVTkLFjWbzJQe2EH9QBFAKxkCZr8qDSrlyuiCexjA

3.2.4. Análise de viabilidade de diferentes formações

Análise geral da viabilidade de cada tipo de armazenamento referido anteriormente para o armazenamento de gás natural em Portugal:

1. Jazigos de hidrocarbonetos esgotados: estas formações geológicas podem ser descartadas uma vez que não existem em território Português.
2. Armazenamento em Aquíferos profundos de água salgada: Em Portugal existem vários aquíferos deste tipo, sendo que nenhum destes foi utilizado para armazenamento de gás natural. As suas vantagens são as de possuírem altas porosidades, devido aos materiais típicos destas formações que são normalmente cascalho e areia, os quais possuem altas permeabilidades, que fazem com que estas formações tenham potencial para o armazenamento de gás natural.
3. Armazenamento em diapiros salinos: As vantagens são as mesmas que as do armazenamento em Aquíferos profundos de água salgada, com a vantagem de que num reservatório de solução salino, o sal encontra-se compactado, onde se formam as cavernas para a injeção do gás natural, que não constitui um problema tecnológico mas sim um aumento no custo do processo.

Dos três tipos de jazigos apresentados apenas dois poderiam ser utilizados em Portugal, armazenamento em aquíferos profundos de água salgada e em diapiros salinos. Destes, a opção recai sobre o armazenamento em diapiros salinos, uma vez que este tipo de armazenamento apresenta afloramento e em boas condições de estudo. Para além disso, ao construir a caverna para o armazenamento, garantimos a estanquidade do reservatório, fator este de difícil controlo no caso do armazenamento em aquíferos.

O armazenamento em diapiros salinos profundos é uma novidade, que se tem revelado um sucesso e em Portugal existe um exemplo que é o complexo de armazenamento do Carriço.

Os dois locais de estudo estão estrategicamente bem localizados, uma vez que a rede RNTGN passa relativamente próxima destas duas explorações, diminuindo assim os custos de interligação.

Os dois locais escolhidos são a Pedreira de gesso de São José do Pinheiro, localizada no concelho de Soure e propriedade da empresa Sogesso e a Mina de gesso de Óbidos, localizada em Casal da Luz, Bairro Santa Maria, concelho de Óbidos e propriedade da empresa Alempedras-Sociedade de Britas Lda; ambas as empresas fazem parte do grupo CIMPOR.

CAPÍTULO 4 - Estudo dos jazigos salinos

4. Estudo dos jazigos salinos

Este capítulo analisa os jazigos salinos como proposta para armazenamento de GN. No início do capítulo são identificadas as suas vantagens, as propriedades e características associadas a este tipo de armazenamento. Posteriormente é realizado o estudo prévio para a exploração de uma formação salina, identificando as propriedades mais importantes para a sua avaliação e as técnicas para a sua análise. Na parte final é explicado o processo de exploração por sondas, descrito o processo de criação de uma caverna por dissolução em formações salinas e referenciado o caso prático da armazenagem do carriço.

4.1. Vantagens do armazenamento salino

As vantagens deste tipo de armazenamento são várias, sendo as mais importantes as altas taxas de entrega e o baixo volume de gás de base necessário (em caso de emergência este volume pode ser retirado), as quais contribuem para tornar esta alternativa economicamente atraente (NUNES, 2010).

Possui uma estrutura bastante compacta e com elevados valores de resistência estrutural, porosidade e permeabilidade, fatores estes fundamentais para o armazenamento do gás natural. É de fácil desenvolvimento e construção, pois a técnica de exploração da caverna por dissolução é de baixo custo e confiável (Barnes & Levine, 2011).

Ao nível da comparação com o armazenamento em tanques terrestres, possuem volumes de armazenamento significativamente maiores e mais baratos, além de uma maior segurança quando cuidadosamente construídos e monitorizados (BRITISH GEOLOGICAL SURVEY, 2012).

Segundo a empresa TRANSGAS, de entre os processos conhecidos de armazenamento de gás natural, é, sem dúvida, o mais seguro e o que se adapta melhor a armazenagens de longa duração (20 dias mínimo) e de grandes volumes de gás sob pressão, apresentando melhor flexibilidade em relação ao transporte em gasoduto, possuindo ainda vantagens económicas sob o processo de armazenagem no estado líquido a baixa temperatura.

É de referir ainda, que a armazenagem subterrânea em cavidades salinas permite um caudal de gás bastante elevado, comparativamente com a capacidade de armazenamento útil, sendo portanto muito útil para equilibrar os picos de consumo.

4.2. Os jazigos profundos de sal

O sal apresenta diversas propriedades que o tornam ideal para o armazenamento de gás natural, algumas delas mencionadas anteriormente. Apresenta uma resistência moderadamente alta e flui plasticamente, selando fraturas que se poderiam converter em fugas. Os seus valores de porosidade e permeabilidade respeitantes aos hidrocarbonetos líquidos e gasosos aproximam-se de zero, de modo a que o gás armazenado não consiga escapar.

As cúpulas salinas tendem a apresentar uma composição mais homogénea que as camadas evaporíticas mistas e são mais apropriadas para o armazenamento de gás, uma vez que se dissolvem de forma mais uniforme e podem alojar cavernas maiores.

As investigações relacionadas com a mecânica das rochas constituem uma componente essencial do desenho das instalações de armazenamento de gás. Os cálculos teóricos ajudam a determinar se uma formação salina é apta para alojar ou não o armazenamento de gás. Estes cálculos requerem conhecimentos acerca da estrutura e da resistência do sal, ajudando a verificar a forma e a localização da caverna, a separação das cavernas caso se pretenda construir mais do que uma e a estabilidade das mesmas às pressões de operação.

O sal deforma-se plasticamente em prazos relativamente breves, explicando as suas excelentes qualidades selantes. Esta propriedade ajuda a manter a impermeabilidade e evita que os armazenamentos se fracturem sob mudanças de carga excessivas, implicando que as cavernas se encolham ao longo do tempo.

Para poder contemplar um armazenamento subterrâneo numa cúpula salina é necessário que se encontre a uma profundidade entre 1.000 e 1.600m e que a potência do estrato salino seja de 110 a 180m para poder ter uma capacidade de armazenamento adequada, uma vez que estes armazenamentos são geralmente estreitos, com 40 a 60m de largura (o maior armazenamento do mundo localiza-se em Nuettmoor (Alemanha), com uma largura de 80m). Também é necessário que a impureza do sal não seja superior a 25% e que o estrato não apresente descontinuidades.

4.3. Estudos prévios

Antes de se iniciar a exploração de uma formação salina, é necessário reunir todas as condições necessárias, incluindo informação geral dada por cartas gravimétricas ou magnéticas, especialmente em países pouco explorados. Os perfis sísmicos de reflexão fornecem dados importantes sobre a geofísica da região. A informação mais importante corresponde à obtida pelas sondagens de profundidade. Uma síntese de todo o anterior possibilitará a criação de um inventário de todas as massas salinas disponíveis.

4.3.1 Definição das zonas favoráveis

4.3.1.1. Profundidade

Para armazenar gás natural numa cavidade salina, a seleção da profundidade de armazenamento corresponde a um equilíbrio entre a fluência e a pressão de exploração.

Em geral, a fluência aumenta com a profundidade mas as características mecânicas das camadas de sal são variáveis e, por isso, cada formação salina apresenta condições específicas.

A pressão da exploração de uma cavidade salina aumenta com a profundidade, mas, para uma mesma quantidade de sal dissolvido, a uma profundidade maior corresponde uma capacidade de armazenamento de gás maior (Mayo, 2007).

Em condições normais, a profundidade máxima de uma caverna é de 1.220 metros e esta não deve ser ultrapassada exceto se o estado de tensão “*in situ*” o permitir (Allen *et al.* 1982b).

A profundidade ótima para um armazenamento em cavidades salinas, geralmente, corresponde a 1.000 metros (Sardá, 1998 and Allen *et al.* 1982b).

4.3.1.2. Espessura das paredes de sal

Tendo em consideração que num projeto desta natureza são construídas mais que uma caverna, a razão entre a distância (S), medida entre centros das cavernas, e o diâmetro (D) das cavernas deve ser 4, desde que estas operem na mesma pressão, equação 1 (Allen *et al.* 1982b).

$$\frac{S}{D} \geq 4$$

Equação 1

Se as cavernas forem de diâmetros diferentes recomenda-se que a espessura entre elas, tenha no mínimo uma relação de 4 com o diâmetro da caverna maior. (Allen et al. 1982b)

No que respeita à espessura da parede de sal acima da caverna, a razão entre a espessura de sal do topo da caverna (E) e o comprimento do vão da caverna (V) não deve ser inferior a 2,5, equação 2 (Allen et al. 1982b).

$$\frac{E}{V} \geq 2,5 \quad \text{Equação 2}$$

4.3.1.3. Relação altura/diâmetro da caverna

A caverna de sal desenvolvida por dissolução tem forma cilíndrica na vertical, pois permite uma melhor utilização do corpo de sal (Allen et al. 1982b).

Allen et al. (1982b) recomenda a seguinte relação entre altura (H) e diâmetro (D) da caverna, equação 3, tendo em consideração que o fecho de cavernas a profundidades próximas de 1.220 metros é rápido e pode gerar instabilidades devido às propriedades visco-plásticas do sal.

$$\frac{H}{D} \leq 5 \quad \text{Equação 3}$$

4.3.1.4. Porosidade

Esta propriedade define-se como a percentagem de volume de vazios em relação ao volume total da rocha. É conveniente distinguir entre a porosidade total, que se refere ao volume total de vazios, e a porosidade efetiva, que indica o volume de vazios unidos entre si. Os métodos normais utilizados para a determinação da porosidade normalmente fornecem o valor da segunda (efetiva). Uma apreciação qualitativa poderia ser expressa através da Tabela 7. (Levorsen, 1956): medio/bom

Tabela 7- Avaliação da porosidade segundo Levorsen.

Avaliação	Mínimo (%)	Máximo (%)
Desprezável	0	5
Fraco	5	10
Medio	10	15
Bom	15	20
Muito Bom	25	>25

Por exemplo, os armazenamentos de gás natural em funcionamento possuem uma porosidade que varia entre 5 e 40%, sendo os valores compreendidos entre os 10 e 20% os mais encontrados (Moya,2007).

4.3.1.5 Permeabilidade

A permeabilidade consiste na capacidade de uma rocha para permitir a circulação de fluídos. Normalmente distinguem-se dois tipos de permeabilidade:

- Permeabilidade horizontal ou lateral, correspondendo ao fluxo de fluídos paralelos à estratificação;
- Permeabilidade vertical ou transversal que corresponde ao fluxo perpendicular à estratificação.

A segunda delas é normalmente inferior à primeira, pelo menos num meio desprovido de fissuras verticais. Isto é explicado pela presença, na maioria dos armazenamentos, de minerais fílicos (argilas, micas), que se situam paralelamente à estratificação.

A permeabilidade determina-se aplicando a Lei de Darcy, equação 4:

$$Q = \frac{S}{v} \times \frac{dp}{dx} \times k \quad \text{Equação 4}$$

Onde Q = volume do fluído de viscosidade v; S = superfície de seção da amostra; dp = diferença da pressão entre ambos os lados; dx = espessura da amostra; K= coeficiente de permeabilidade característico da rocha. A unidade de medida é Darcy (D).

A permeabilidade não é uma característica estática da rocha. Foi demonstrado que em muitos casos diminui sob o efeito da circulação de um fluido (Six, 1962). A principal explicação consiste na destruição parcial da rocha (em particular minerais argilosos). As partículas finas assim formadas, ao movimentarem-se, iriam entupir alguns dos poros mais finos, retardando o movimento dos fluídos.

Do ponto de vista da exploração dos hidrocarbonetos, o intervalo geral da permeabilidade está compreendido entre 5 e 1000 mD (incluindo valores superiores) (Mayo, 2007), porque nestes casos as formações são reservatórios naturais em que o hidrocarboneto está impregnado na rocha e serão tanto melhores quanto maior for o valor da permeabilidade. No caso de armazenagem para gás natural o pretendido é que a rocha sirva de reservatório estanque, para criar *stock*, o valor da permeabilidade deverá ser muito mais pequeno, idealmente zero ou próximo de zero.

4.3.1.6. Relação entre porosidade e permeabilidade

Embora, na generalidade, um terreno muito poroso seja igualmente permeável, não existe relação entre ambas as características. Na Figura 38, por exemplo, para uma permeabilidade dada (1 mD), a mesma pode variar entre 2 a 18%.

Nota-se uma tendência geral para um aumento notável da permeabilidade com o aumento da porosidade.

A porosidade e a permeabilidade dependem fortemente da litologia, do tipo de sedimentação e da história geológica da bacia. Desde o ponto de vista da gênese, reconhecem-se dois tipos de características físicas: porosidade-permeabilidade primária, derivada da sedimentação, e a porosidade-permeabilidade secundária, consequência dos fenómenos posteriores à diagênese (Mayo, 2007).

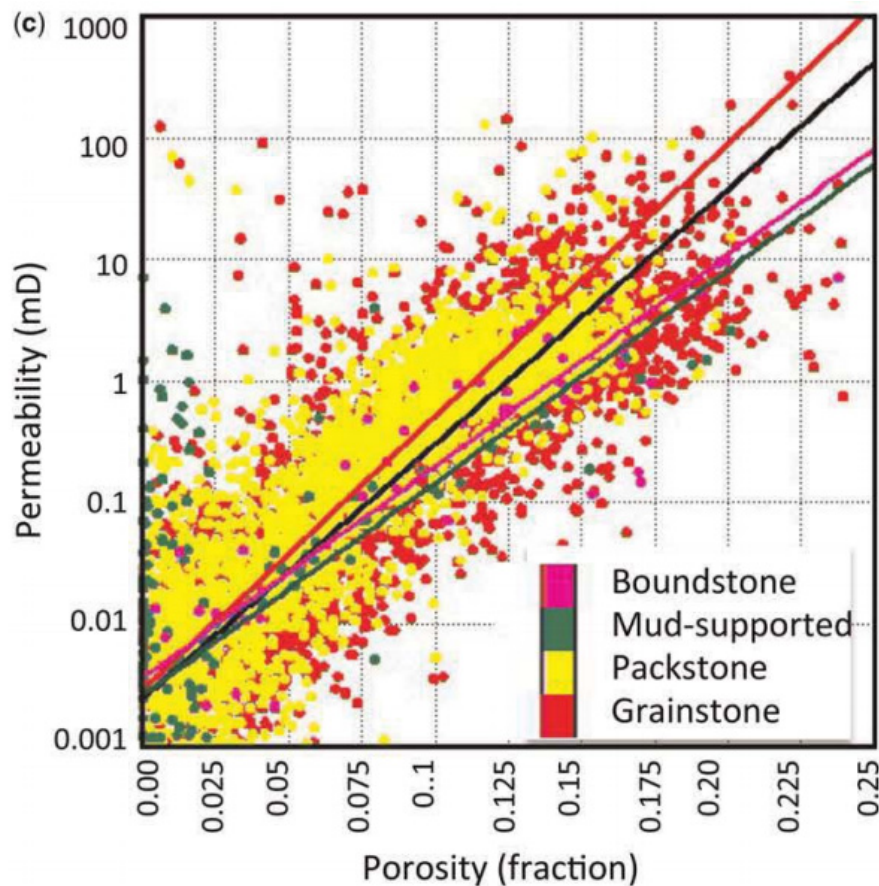


Figura 38-Relação entre permeabilidade e porosidade.

Fonte –Jeroen Kenter and mark Skalinski, “Carbonate petrophysical rock typing: Integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with...”

4.3.1.7. Outras propriedades a considerar na avaliação de uma formação armazém

As propriedades capilares da rocha são outras propriedades que devem ser avaliadas, uma vez que parâmetros como a saturação relativa dos fluídos e a saturação irreduzível são consequência direta destas propriedades.

Estas propriedades capilares da rocha dependem da litologia e, em particular, do tamanho e forma dos poros (porosidade), bem como se encontram relacionadas com a natureza dos fluídos que impregnam a rocha.

A sua avaliação adquire toda a sua relevância no armazenamento pois estas propriedades têm um papel importante na migração e acumulação dos fluídos.

A potência da formação armazém juntamente com a porosidade serão as propriedades que servem para determinar a capacidade de armazenamento.

4.3.2. Programa de exploração de uma formação salina

4.3.2.1. Meios necessários

A geometria de uma formação salina determina-se com o auxílio da reflexão sísmica, apoiada por umas ou mais sondas.

O grau de homogeneidade dos insolúveis apenas pode ser determinado ao estudar-se as sondas. A extensão lateral destes apenas se consegue aferir em zonas que detenham uma tectónica nula ou suave, por relação entre os poços e a análise entre as seções sísmicas.

O estudo dos testemunhos extraídos será relevante para conhecer os diapiros salinos. As amostras permitem aferir acerca da estrutura do sal, a sua composição detalhada e realizar diferentes ensaios laboratoriais.

A análise das diagrfias é indispensável para uma boa correlação entre poços e o cálculo da percentagem de insolúveis em toda a extensão da formação salina.

4.3.2.2. Exploração de um depósito

Diversas técnicas de avaliação devem ser aplicadas.

Primeiro realiza-se uma campanha de reflexão sísmica. A gravação dos dados do terreno tem a duração de 15 dias a 1 mês. O tratamento informático e a interpretação desta informação requerem 3 anos.

Caso sejam obtidos resultados positivos, realizam-se 3 ou 4 poços no máximo para comprovar a evolução lateral dos insolúveis. Se a quantidade de insolúveis se encontra num conjunto de valores aceitáveis, estes poços são utilizados para a criação de cavidades. No entanto, a localização destes poços deve limitar-se à zona de exploração mais provável da formação salina.

A esta fase de exploração, é possível prever quantas cavidades têm de ser efetuadas para se aproveitar ao máximo o diapiro salino e situá-las definitivamente.

4.4. Exploração por reflexão sísmica

A propagação das ondas sonoras é dada pela impedância acústica dos diferentes terrenos. Esta é o produto da velocidade de propagação das ondas longitudinais pela densidade do terreno. Na Tabela 8 é possível visualizar distintas velocidades de propagação do som e as densidades para distintos tipos de terrenos.

Tabela 8- Velocidade de propagação do som.

Material	Velocidade de propagação (m/s)	Densidade (g/cm ³)
Halite	4.900	2,165
Anidrite	6.500	2,96
Argila	2.000 - 5.000	2,2 - 2,9

Os contrastes entre as distintas impedâncias geram reflexões. Por exemplo, o peso das argilas evaporites provoca uma anomalia positiva, e os bancos de anidrita geram reflexões fortes e contínuas. Uma formação salina apenas produz reflexões no seu teto uma vez que no seu interior não são produzidos contrastes sísmicos. Se os bancos de insolúveis forem suficientemente largos e contínuos, podem ser distinguidos facilmente. Os resultados da exploração por reflexo sísmica formam os denominados perfis de seção sísmica.

4.5. Exploração por sondas

4.5.1. Sondagens em séries salinas

A característica fundamental dos evaporitos consiste na sua solubilidade na água. Durante a sonda, evitaremos a dissolução do sal com a utilização de lamas oleosas ou lamas de água salgada até à saturação dos sais de difícil dissolução.

O avanço da sonda é rápido na halite e lento na anidrite. Distintos parâmetros como o avanço, as características da lama e a descrição do material fragmentado são anotados no final da sonda, sendo o documento de referência do poço. Para uma correta observação, é aconselhável tomar testemunhos da formação salina. Estes são limpos com salmoura e mantêm-se na atmosfera seca. Posteriormente serão descritos minuciosamente por um geólogo.

Do ponto de vista dos ensaios mecânicos, pode ser desejável conservar os testemunhos em parafina para evitar a fusão do sal no ar húmido.

As principais características que permitem reconhecer os sais mais comuns numa sonda estão representados na Tabela 9.

Caracterização de diapiros salinos para armazenamento de gás natural

Tabela 9- Identificação das rochas evaporíticas.

Meios de Identificação	Calcite	Dolomite	Gesso	Anidrite	Halite	Minerais de potássio		
						Polihalita	Silvina (1)	Carnalita
Composição	CaCO ₃	Ca, Mg, (CO ₃) ₂	CaSO ₄ .2H ₂ O	CaSO ₄	NaCl	2CaSO ₄ , MgSO ₄ , K ₂ SO ₄ , 2H ₂ O	KCl	KCl, MgCl ₂ , 6H ₂ O
Ataque com HCl	Efervescente a quente	Efervescente a frio	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo
Densidade (g/cm³)	2,72	2,8 a 2,9	2,32	2,96	2,17	2,78	1,98	1,61
Solubilidade (2)	Nula	Nula	baixa	Muito baixa	Muito alta	Parcial	Muito alta	Alta
Sabor	-	-	-	-	Salgado	-	Salgada amarga	Amargo
Cor	Incolor	Incolor	Incolor	Incolor	Incolor	Habitualmente roxo		
Microscópio de polarização (luz polarizada)	Tons de branco e cinza	Tons de branco e cinza	Branco cinza de 1º ordem	Tons vivos de 2º e 3º ordem	Isótropo	-	Isótropo	-
Teste com BaCl₂ (3)	Nulo	Nulo	Precipitado branco de sulfato de bário	Precipitado branco de sulfato de bário	Nulo	Precipitado branco de sulfato de bário	Nulo	Nulo

(1) A silvina é uma mistura de silvina com halita (NaCl, KCl).

(2) Apreciação qualitativa. A solubilidade da sonda em água ou na lama depende da temperatura, pressão e da composição iônica do meio.

(3) Colocar um fragmento de rocha em HCl diluído, levar à ebulição durante 5 minutos, adiciona algumas gotas de uma solução normal de BaCl₂. Se existir sulfatos na solução, formar-se-á um precipitado branco de sulfato de bário.

4.5.2. Medidas

4.5.2.1. Medidas em laboratório

Fotografias: A fotografia do testemunho requer um cuidado especial aquando da etiquetagem, da escala a utilizar, da qualidade do objetivo e da qualidade da película uma vez que o contraste entre as cores do sal é macio. Esta etapa é muito importante pois a maioria dos ensaios posteriores provocam a destruição dos testemunhos.

Análise mineralógica: Esta análise realiza-se sobre as quartas partes dos cilindros de 50cm de largura dos que são para avaliar a densidade. Fragmentam-se, pesam-se e dissolvem-se em água dos que se conhece a sua composição química exata e avaliam-se os iões Ca^{2+} e SO_4^{2-} . Os insolúveis são deixados a secar, pesados e tratados com ácido para avaliar a proporção de carbonatos. É então quando se separam a anidrita e o quartzo das argilas por flocculação. Estas medidas levam-nos à determinação da massa dos principais constituintes. Um esquema dos passos a seguir para a realização destas análises é demonstrado no esquema da Figura 39. Para a determinação precisa das distintas espécies mineralógicas, a espectrometria de raios-X é indispensável, sobretudo para as argilas.

Percentagem (%) de insolúveis: A partir da análise mineralógica descrita anteriormente, é fácil determinar a % mássica de halita, carbonatos, anidrita e argilas. Estas % permitem uma melhor e mais precisa interpretação de diagrfias.

Velocidade da dissolução: O objetivo destas medidas consiste em comparar as velocidades relativas de dissolução das distintas espécies salinas relativamente à halite sem impurezas. A operação realiza-se por imersão de amostras em salmoura com composição conhecida. A variação de peso da amostra mede-se de forma contínua.

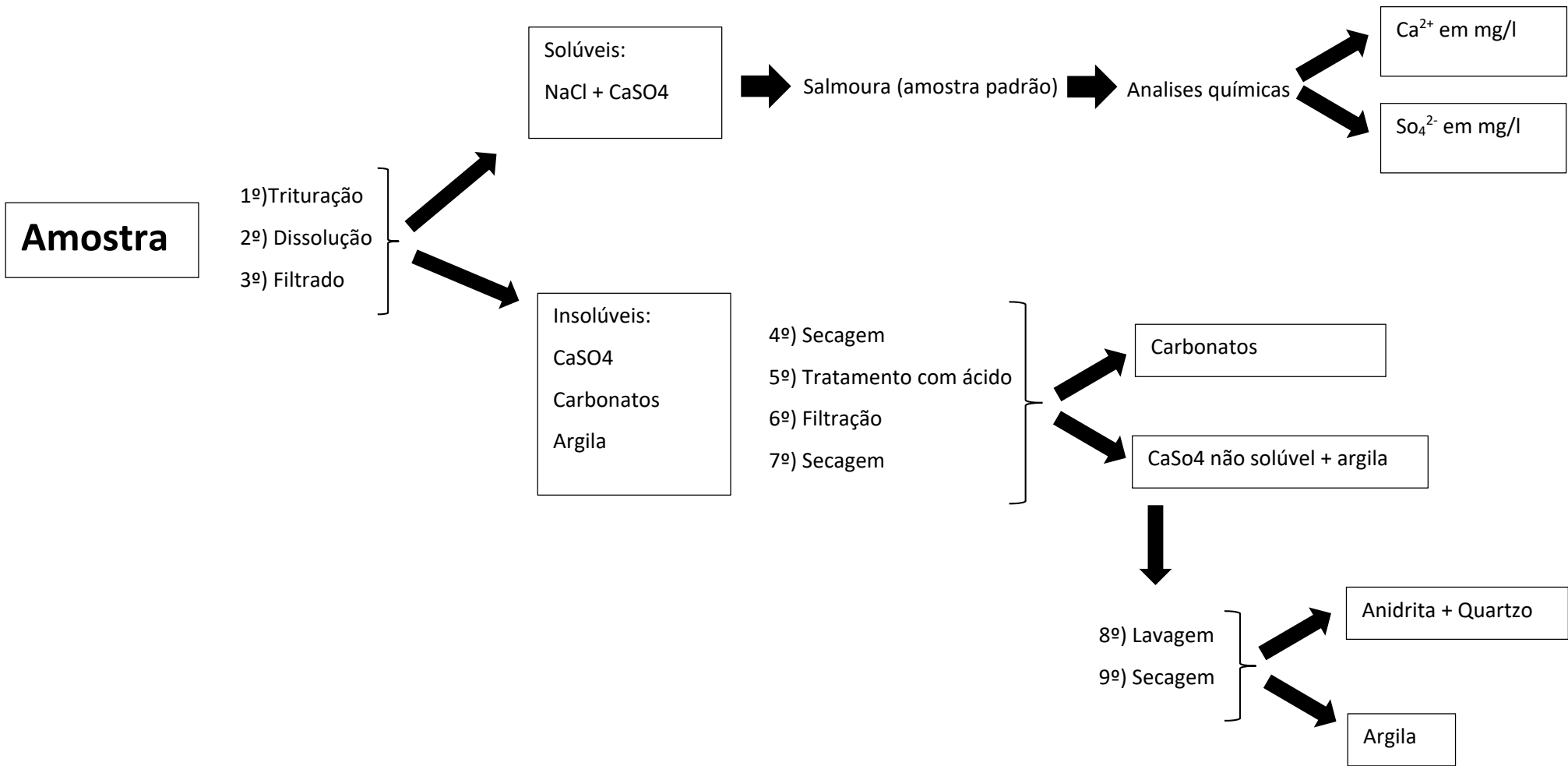


Figura 39- Esquema da análise mineralógica de amostras.
Fonte-Adaptado de Método da separação dos componentes.

4.5.2.2. Medidas nos poços, diagrfias

Habitualmente, o equipamento de teste para a realização de diagrfias normalmente vem instalado num veículo todo terreno. Este consiste uma sonda, cabo e unidade de registo.

Sonda: composta por um tubo de aço, onde são alojadas no seu interior as fontes e os detetores encarregues de medir os distintos parâmetros. Existem várias sondas que irão ser explicados mais à frente.

Cabo: a sonda é introduzida no poço por meio de um cabo de aço que tem no seu interior um condutor encarregue de transportar os sinais recolhidos pelos detetores à unidade de registo que se encontra na superfície.

Unidade de registo: presente na superfície e permite armazenar a informação de forma analógica ou digital. O modo analógico permite representar os dados de forma gráfica e o modo digital possibilita reproduzir os dados a distintas escalas, tanto longitudinal como transversalmente, sem por em causa a fidelidade. Por outro lado, estes dados registados nas cintas magnéticas podem ser tratados por computador para realizar estudos posteriores.

As sondas mais frequentemente utilizadas nestes equipamentos são a sonda combinada, de neutrões e a sónica.

4.5.2.2.1. Sonda combinada

Consta de quatro unidades de teste: raios gama (GR), densidade de duplo espaçamento (LSD e BRD) e calibre que nos proporcionam um log ou registo litológico com as diagrfias correspondentes.

Raios gamas: Consiste na deteção da radiação natural que emitem alguns elementos radioativos, incluídos nas rochas da crosta terrestre. Estes elementos são o Potássio-40 e as famílias do Urânio e do Tório. Nas formações sedimentares, o perfil GR deteta o conteúdo em argila e xistos, uma vez que os elementos radioativos tendem a concentrar-se nestas localizações.

Em geral, trata-se de um registo muito bom para estudar a litologia e para realizar correlações estratigráficas, a Figura 40 corresponde a um aparelho de sonda combinada de raios gamas.



Figura 40- Equipamento de Sonda combinada de Raios gamas.
Fonte-[Http://img.directindustry.com/pt/images_di/photo-m/23661-8604805.jpg](http://img.directindustry.com/pt/images_di/photo-m/23661-8604805.jpg).

Densidade de duplo espaçamento: Está baseada na emissão de raios gama de energia compreendida entre 0,1 e 2 MeV, que ao chocar com o eletrões da formação, originam, pelo efeito de Compton, raios gama de dispersão que são avaliados por dois detetores situados a distâncias fixas da fonte emissora, a densidade destes raios gama que chegam aos detetores será função da densidade eletrónica e da densidade de formação.

A unidade de espaçamento largo, LSD, tem maior penetração dentro da formação, proporcionado no valor real da densidade, com o que será mais apropriado para determinar o conteúdo em cinzas e a qualidade do carbono. Será menos preciso determinar os contatos das camadas.

A unidade de espaçamento curto, BRD, tem uma penetração menor, pelo que o valor da densidade estará mais afetado por lamas e pelo oco da sonda. Mais precisamente, irá definir os contatos (erro: $\pm 2\text{cm}$).

Calibre: Tem uma dupla missão, uma vez que uma parte pressiona a fonte e os detetores da unidade de densidade contra a parede da sonda e por outra mede o diâmetro do poço.

4.5.2.2.2. Sonda de neutrões

O funcionamento desta sonda é baseado na emissão de neutrões de alta energia que ao ir chocando com os núcleos do material da formação vão perdendo energia. Esta perda de energia será tanto maior quanto mais parecido seja o tamanho da partícula com que choca, por exemplo, no caso do hidrogénio. Estes neutrões rápidos iniciais, ao serem amortizados, convertem-se em neutrões termais que são capturados pelo detetor que está situado a 40cm da fonte.

A diagrafia correspondente proporciona uma boa medida do conteúdo em hidrogénio da formação, a Figura 41 é ilustrativa de um exemplo de um equipamento de sonda de neutrões.



Figura 41- Sonda de neutrões.

Fonte-[Http://www.agr.feis.unesp.br/sonda1H.jpg](http://www.agr.feis.unesp.br/sonda1H.jpg).

4.5.2.2.3. Sonda sónica

Mede o tempo Δt que demoram as ondas da sonda a atravessar a formação. É uma medida de compactação. Vem expressa em $\mu\text{s}/\text{m}$. Consta de um transmissor de cerâmica que produz ondas que chegam à formação através dos lamas da sonda e de quatro recetores igualmente espaçados, realizando quatro medidas simultaneamente segundo o par recetor utilizado.

Pode-se obter um registo contínuo do módulo de elasticidade a partir do processado das medidas de Δt e da densidade LSD.

A Figura 42 é ilustrativa de um exemplo de um equipamento de sonda sónica.



Figura 42- Equipamento de sonda sónica.

Fonte-[Http://www.geoelec.com.mx/images/5-sonda-sonica.jpg](http://www.geoelec.com.mx/images/5-sonda-sonica.jpg).

4.5.2.3. Interpretação quantitativa das diagrfias

O princípio para interpretação quantitativa das diagrfias consiste que as respostas destas devem-se à % volumétrica dos distintos constituintes. Como o total da soma das % volumétricas dos n constituintes é igual a 1, basta conter (n-1) respostas para ser possível estabelecer um sistema de n equações com n incógnitas. Estes cálculos apenas permitem avaliar os elementos maioritários da formação.

A análise das amostras permite determinar os principais elementos que constituem a rocha sobre uma longitude de 50cm. As diagrfias permitem um cálculo a cada 15 cm mas esta precisão é excessiva para um programa de dissolução, bastando realizar um cálculo a cada 50cm.

Em teoria, é possível determinar n constituintes com (n-1) diagrfias, mas na prática determinam-se 3 ou 4 constituintes principais com 2 ou 3 diagrfias. Se as diagrfias não derem uma resposta clara não são tomadas em conta. Será necessário reunir um só constituinte, elementos com respostas diagrficas muito próximas (p.e. carbonatos e anidrita). O resultado destes cálculos são anotados numa tabela que será associada a diagrfias com a descrição litológica e a % de cada um dos constituintes.

4.6. Criação de uma cavidade por dissolução

Neste subtópico será abordado uma das duas vertentes existentes de criação de cavernas salinas, o dimensionamento de uma caverna, apresentado o caso de diapiros salinos de Añana, as criadas em terra (*onshore*), uma vez que os casos de estudo se localizam no continente e não no mar (*offshore*), e será exposto o caso concreto da caverna salina em terra do Carriço para o armazenamento de gás natural.

4.6.1. Dimensionamento de uma caverna

Neste ponto irá ser abordado um caso prático de um dimensionamento de uma caverna de diapiros salinos de Añana, o número de cavidades salinas, o seu tamanho, a capacidade de armazenamento e pressão de armazenagem, possibilitando deste modo uma melhor perceção do que envolve o dimensionamento de uma caverna, modelo este que posteriormente poderá ser seguido no local a seleccionar entre os dois em avaliação em Portugal.

4.6.1.1. Número de cavernas

Um armazenamento de gás natural deste tipo (diapiros salinos) não é composto exclusivamente por uma caverna mas por várias separadas por forma a se poder controlar a injeção e a extração e trabalhar com pressões de formação menores.

Dos armazenamentos existentes em todo o mundo o número máximo de cavernas utilizadas foram dezoito (Nuettermoor na Alemanha) e no mínimo duas. Neste caso, não se pretendia realizar um armazenamento demasiado grande, pelo que numa primeira fase projetaram-se quatro cavernas deixando para o futuro a possibilidade de ampliação através da construção de mais duas cavernas se a conjuntura económica for favorável. Estas cavernas foram dispostas em forma de losango, deixando espaço interior suficiente para a construção futura de duas novas cavernas.

4.6.1.2. Tamanho da caverna

Com este mesmo critério de construção de armazenamento não demasiado grande, será projetada a construção de cavernas de tamanho pequeno.

A medida fundamental para caracterizar uma caverna é a sua altura. Esta medida pode variar entre 200 e 100 metros de valor mínimo, no exemplo em questão foi considerada uma altura de 120

metros como o mais adequado. Relativamente à largura, geralmente mais padronizadas, variam entre os 50 e 75 metros de diâmetro máximo, foi considerado para este exemplo um valor de 60 metros de largura. Na Figura 43 pode ser visto um esquema da caverna com o seu tamanho e posicionamento.

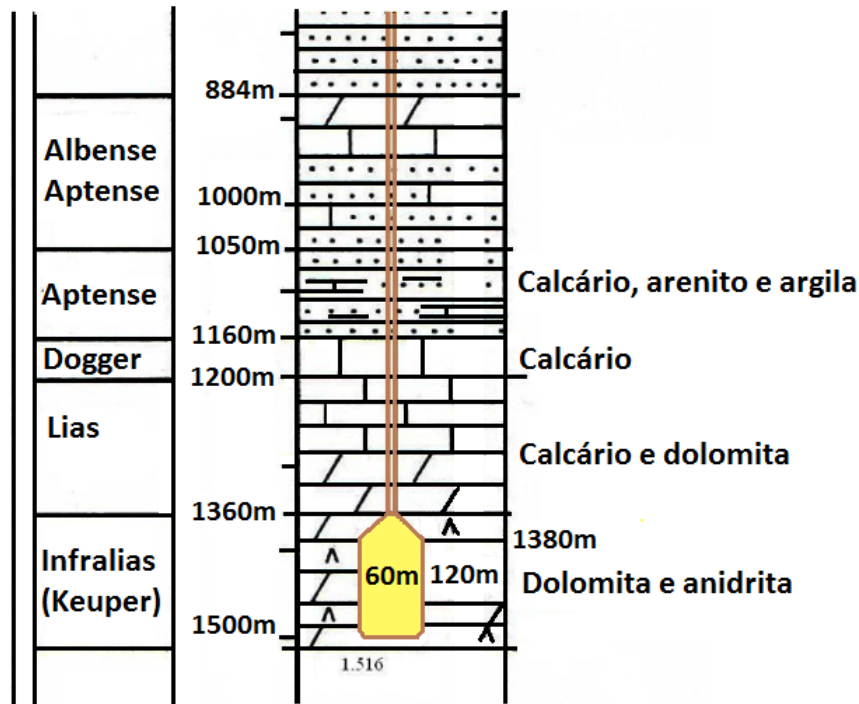


Figura 43- Esquema de uma caverna de armazenamento.
 Fonte- Adaptado de Luis Caballero, Setembro 2013.

4.6.1.3. Capacidade do armazenamento

Para determinar a capacidade de armazenamento foi considerada uma pressão máxima de armazenamento de 100 bar, valor *standard* (Luis Caballero, Setembro 2013).

O volume da caverna de sal é determinado pela equação 5.

$$V = \pi \times (r_{med})^2 \times L \quad \text{Equação 5}$$

Sendo r_{med} : raio medio da caverna; se supormos um diâmetro máximo de 60 metros, estimamos o diâmetro medio em 55 metros logo o valor de r_{med} será de 27,5 metros.

Sendo L: 120 metros

Então o volume será de 285.099,293 m³ cada caverna.

Logo o volume total do armazenamento é de $4 \times 285099,293 = 1.140.397,17 \text{ m}^3$, corresponde a 1,14 Mm³ (n).

Considerando que se armazenará um gás natural com poder calorífico de 9.000 Kcal/m³ podemos estimar que o armazenamento poderá ter a capacidade de armazenagem de 11,917 GWh.

Este volume não é todo utilizado, considerando somente 80% de gás útil porque o gás de base, na ordem dos 20%, não é extraível.

4.6.2. Introdução ao processo de formação de um armazenamento de gás natural numa cavidade salina

Com a finalidade de se determinar o processo de dissolução ótimo para a criação de cavidades salinas, examinam-se os registos dos poços e núcleos salinos. A presença de impurezas insolúveis constitui um fator importante para a determinação da melhor técnica de lixiviação.

O processo de lixiviação consiste no bombeamento de água doce por uma conduta de produção do poço e por outra que retorna à salmoura. Este processo necessita de 8 vezes do volume de água para poder dissolver o volume de sal. O teto do armazenamento deve ser protegido de uma dissolução fora do controlo, mediante o bombeamento de um fluido de proteção, geralmente gás liquefeito, usualmente nitrogénio, que flutua na superfície da salmoura. Por debaixo desta camada protetora, pode-se criar uma caverna por dissolução com uma forma aproximadamente cilíndrica, de acordo com os objetivos e os cálculos geomecânicos e de dissolução local.

Para controlar a forma da caverna, é possível modificar as profundidades relativas das colunas de lixiviação. A forma e o tamanho da caverna resultante podem confirmar-se com calibradores do tipo sonar.

A salmoura produzida pode ser utilizada na indústria química para a extração do sal e outros minerais, mergulhada em mares circundantes, sempre que seja permitido, ou eliminar mediante a sua injeção em outras camadas de rochas com suficiente injetividade.

As impurezas não dissolvidas na formação salina formam um resíduo saturado de água ou coletor, no fundo da caverna. Depois de preencher a cavidade com gás seco, a água do coletor evapora-se em gás à medida que se pode obstruir o fundo tubular do poço e as instalações da superfície. Na Figura 44 podemos visualizar um esquema de um armazenamento numa cúpula salina.

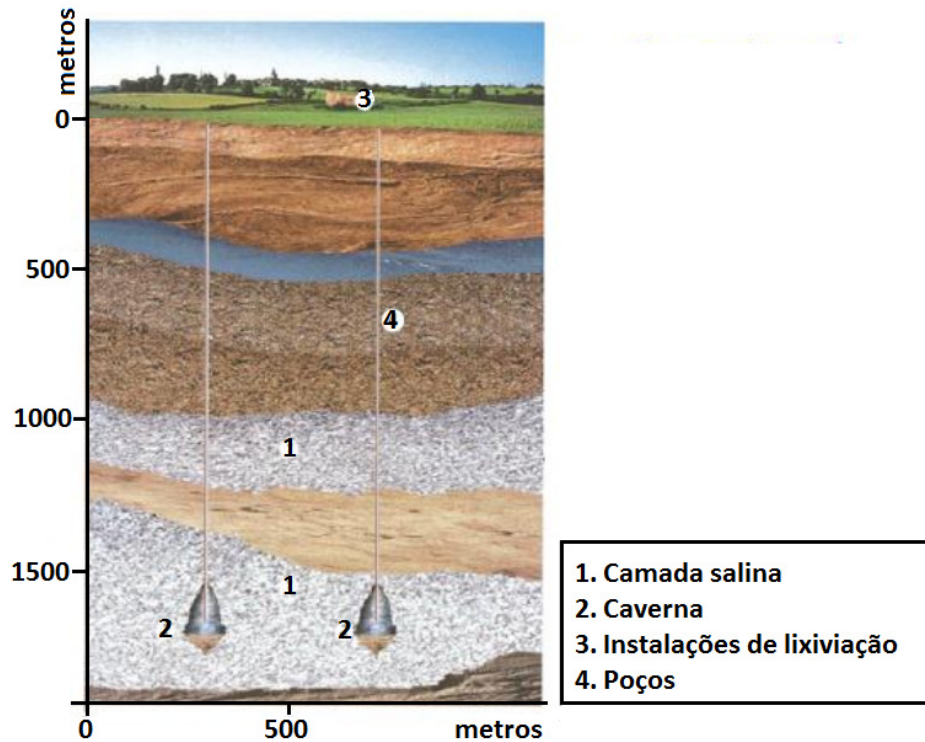


Figura 44- Esquema de uma possível caverna salina.
Fonte – Adaptado Luís Alonso Caballero (2013).

4.6.3. Processo de construção de cavidades por dissolução em formações salinas em Terra

Para a construção de cavidades em rochas salinas é utilizado o procedimento de exploração por dissolução. Este procedimento, conforme o seu nome indica, trata-se de um processo de dissolução da rocha salina através da utilização de água doce.

Antes de se iniciar o processo de dissolução da rocha salina, é necessário construir um poço até ao topo da rocha salina. A perfuração será pelo método convencional a poço revestido até atingir a camada superior da rocha salina. Após a estabilização do poço, é iniciada a abertura da cavidade salina. Para esse efeito, é inserida uma tubagem de menor diâmetro que o do poço de modo a gerar um espaço anelar entre o tubo e a parede revestida do poço. Neste momento, estão criadas as condições para se proceder á abertura da cavidade na rocha salina. Existem dois procedimentos para a sua abertura, “Circulação Direta” e “Circulação Inversa”. Neste último, a água doce é injetada pela tubagem de maior diâmetro e a salmoura (água + sal), gerada no processo de dissolução é retirada pela tubagem central. Este processo permite o desenvolvimento da caverna através da transformação do sal em salmoura pela via da circulação da água doce na rocha salina, cuja Figura 45 ilustra o processo.

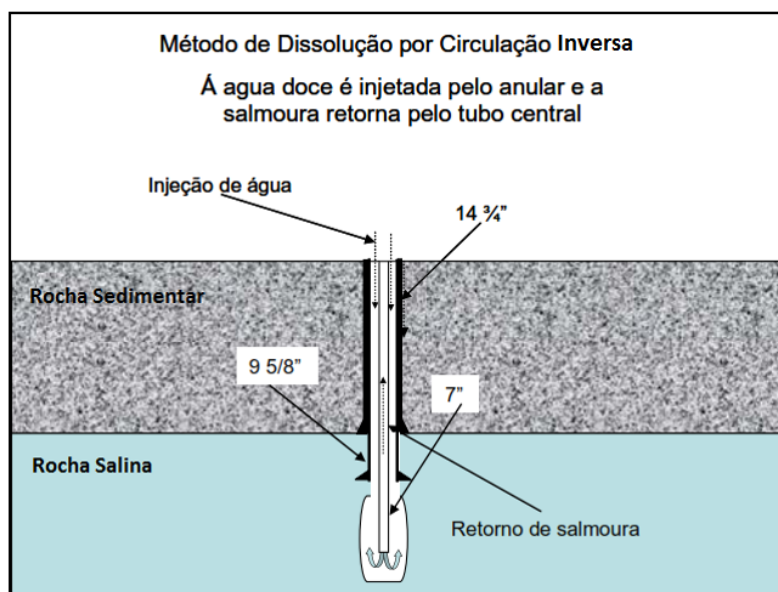


Figura 45- Ilustração do método de Circulação Inversa.
Fonte- Costa (2012).

Por outro lado, o método “Circulação Direta” também utiliza o mesmo processo com a diferença de que a água doce é injetada pela tubagem central e a salmoura é retirada pelo espaço anelar entre a parede revestida do poço e a tubagem central, conforme ilustrado na Figura 46.

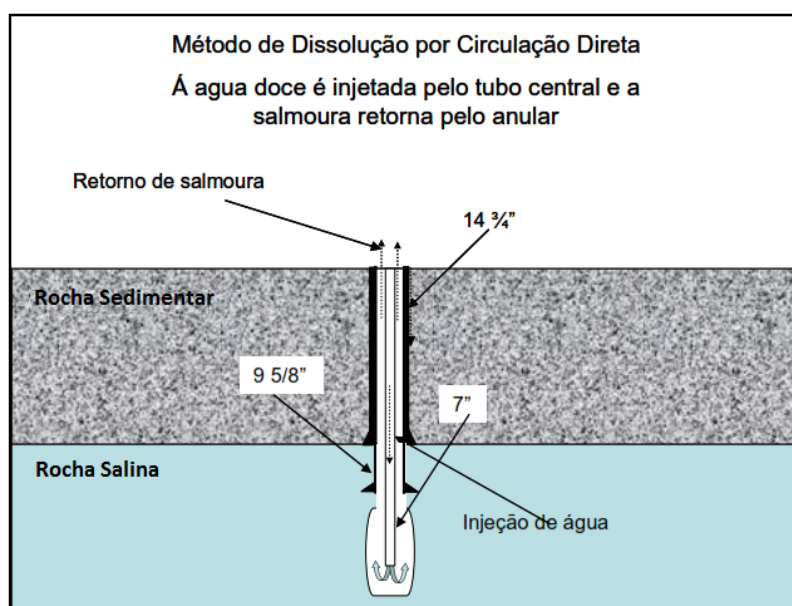


Figura 46- Ilustração do método de Circulação Direta.
Fonte- Costa (2012).

A utilização conjunta dos dois métodos é conhecida como “Circulação Direta e Circulação Inversa”, em que a água é circulada em momentos diferentes, de modo a gerar a forma desejada para a caverna. No entanto, a forma da caverna também pode ser controlada através da distância entre a

tubagem de injeção e de retorno da salmoura. (ARGONNE NATIONAL LABORATORY FOR THE U.S. DEPARTMENT OF ENERGY, NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE, 1999)

Outro processo para controlar a forma e tamanho da cavidade é executar dois poços, os quais funcionam alternadamente como como injeção e retirada da salmoura. Neste caso, o processo de dissolução do sal tem um tempo mais curto que os métodos anteriores de execução de um só poço devido ao maior volume de água a circular, o que resulta numa maior taxa de dissolução em comparação com o método de “Circulação Direta e Inversa”. A Figura 47 ilustra este procedimento. (COSTA; AMARAL; POIATE, 2011)

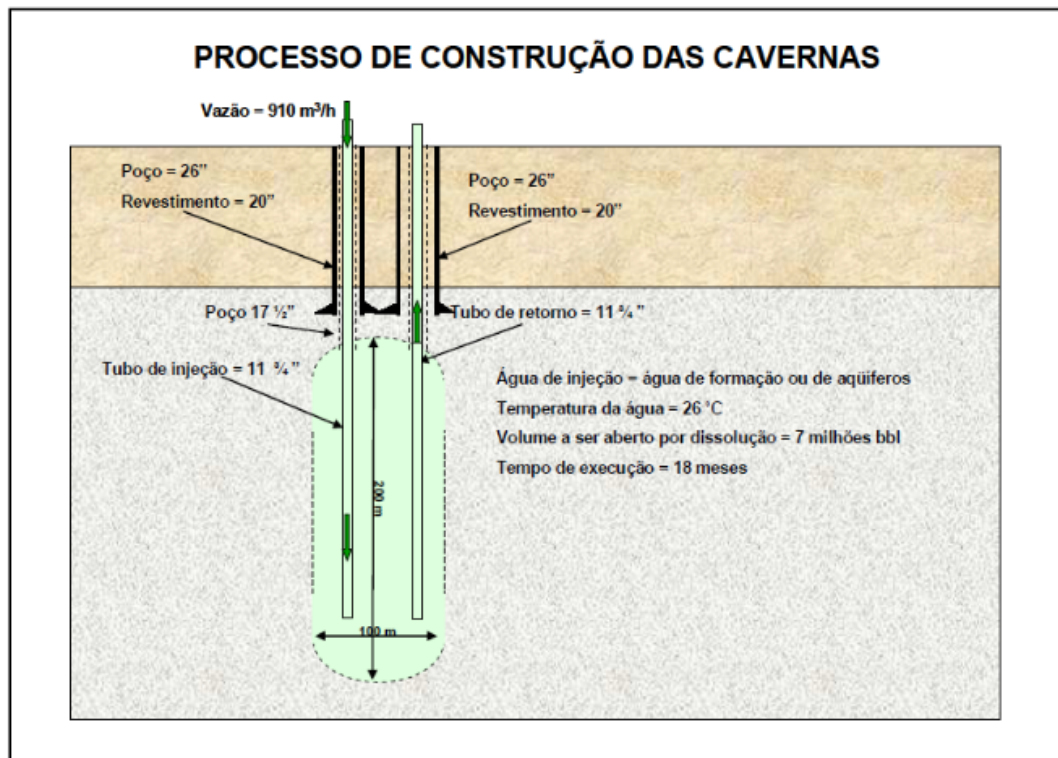


Figura 47. Ilustração do processo de abertura das cavernas através de dois poços.
Fonte- Costa (2012).

4.6.4. Caso Prático do Carriço

A construção das cavidades inicia-se pela construção dum furo que, no caso do Carriço, se prolonga até cerca de 1.450 m de profundidade. Este furo é construído em troços sucessivamente de menor diâmetro e, no final de cada troço, é instalada uma tubagem de aço a partir da superfície. Estas tubagens são roscadas e cimentadas aos terrenos em toda a sua altura. No final da furação, os poços são equipados com duas colunas de tubos concêntricos onde será injetada água doce.

Numa segunda fase realiza-se a dissolução controlada do sal (lixiviação), conseguida pela injeção de água doce que realiza a solubilização do sal, com a conseqüente produção de salmoura (água salgada concentrada), a qual é extraída para a superfície.

Para evitar lixiviações não controladas acima de uma determinada cota, é injetado azoto na cavidade, o qual sobrenada a salmoura e forma uma barreira que protege o teto da cavidade.

A forma das cavidades é verificada no final de cada etapa de lixiviação através da realização de sonares por ecometria de ultrassons. Os resultados obtidos permitem comparar a forma da cavidade com o modelo teórico pré-estabelecido e, se for caso disso, introduzir correções ao programa de lixiviação de forma a garantir os requisitos de estabilidade e estanquicidade.

As seis cavidades já construídas no Carriço apresentam alturas entre 170 a 300 m, diâmetros de 60 a 70 m e volumes médios de cerca de 500.000 m³.

A estabilidade global do maciço salino é garantida pela manutenção de um espaçamento mínimo de 300 m entre os eixos de cavidades vizinhas.

Após a conclusão da lixiviação a cavidade encontra-se cheia de salmoura. É então realizado um teste de integridade do sistema furo/cavidade, com azoto, à pressão máxima de operação.

Posteriormente, é realizado o primeiro enchimento com gás natural, no qual se procede à injeção de gás no interior da cavidade a pressões elevadas obrigando à expulsão da salmoura através de uma tubagem instalada no fundo da cavidade.

Finalmente, é instalada a uma profundidade de 30 m uma válvula de segurança, o que permite o isolamento imediato da cavidade em caso de incidente à superfície, impedindo fugas de gás.

A lixiviação carece de volumes apreciáveis de água, tendo sido construído para o efeito um sistema de captação de água envolvendo 20 furos com 20 metros de profundidade e um caudal médio de extração por furo de 30 m³/h, localizados na zona da Praia do Osso da Baleia, a cerca de 7 km das instalações.

Dada a natureza do local, foi instalado um sistema de piezómetros com o objetivo de monitorizar o nível freático e gerir a captação de formas sustentada. Paralelamente, o estado do coberto vegetal situado na zona da captação tem vindo a ser avaliado em estudo independente desenvolvido por uma equipa da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.

A rejeição da salmoura, realizada no Rego do Estremal, a 9 km das instalações, foi também monitorizada, no sentido de avaliar os eventuais impactes da salmoura nas comunidades marinhas, pelo Departamento de Biologia da Universidade de Aveiro.

Refira-se que parte da salmoura é aproveitada por uma unidade fabril (Renoeste) como matéria-prima para a produção de cloro.

Os vários estudos que têm consistentemente concluído por impacto nulo ou negligenciável são reportados à Comissão de Acompanhamento Ambiental estabelecida de acordo com o processo de Avaliação de Impacto Ambiental, em que tomam parte as entidades oficiais do Ambiente e Florestas (REN, 2010).

A Figura 48 representa uma vista aérea do complexo de armazenamento do Carricho.



Figura 48- Vista aérea do complexo de armazenamento do Carricho.
Fonte- Adaptado Google earth, 2016.

CAPÍTULO 5 – Materiais e Métodos

5. Formações Diapíricas, Materiais e Métodos

Neste quinto capítulo é caracterizada a bacia lusitaniana como principal área de formação diapírica nacional, são caracterizados os locais de estudo do ponto vista geológico e hidrogeológico, são descritos e apresentados os resultados dos ensaios petrofísicos realizados às amostras recolhidas nos locais de estudo, pedreira de gesso de São José do Pinheiro em Soure e mina de gesso de Óbidos em Óbidos, e são referidos procedimentos e cuidados preliminares a considerar no primeiro enchimento de cavernas de formação diapírica.

5.1. Localização das formações diapíricas em Portugal

A localização das formações diapíricas em Portugal situam-se maioritariamente na Bacia Lusitaniana ou, também como é designada por alguns autores, como Orla Ocidental. É uma bacia sedimentar localizada na margem oeste da microplaca Ibérica, nessa zona existem inúmeros diapiros que afloram à superfície sendo a maioria destes localizados a Norte da falha de Torres Vedras-Montejunto, ao longo das direções NNE-SSW, a Sul e a Norte da falha da Nazaré, e NNW-SSE a NW-SE, a Norte desta falha crustal (e.g., Kullberg, 2000; Chaminé et al., 2004; Afonso et al., 2009).

O complexo de Margas de Dagorda terá sido o responsável pelo diapirismo verificado nesta região, composto essencialmente por argilas evaporíticas, apresentando por vezes grandes espessuras de halite maciça. Possuindo uma tectónica caracterizada pela presença de famílias de falhas com direções variáveis que em grande parte correspondem ao rejogo pós-hercínico da rede de fraturas tardi-hercínicas. Ao longo deste acidente, a cobertura encontra-se fortemente deformada com dobras e falhas que delimitam os blocos, no interior dos quais a cobertura mantém um estilo subtabular. As principais direções de fracturação são (Kullberg, 2000): a N-S, correspondente a deslocações submeridianas na margem W do Maciço Hespérico (falha de Coimbra); ENE-WSW, correspondente aos acidentes de direcção bética (Lousã – Pombal – Nazaré, Serra d’Aire – Serra de Montejunto e Serra d’Arrábida), de idade miocénica superior; NNE-SSW, que é a direcção predominante dos acidentes de tipo diapirítico (diapiros de Leiria, Matacães e Sesimbra) de idade provável entre o Dogger e o Miocénico; NW-SE, que é a orientação da fracturação secundária no interior dos blocos limitados pelos acidentes maiores; NNW-SSE, ao longo da qual se encontram alinhados os maciços anulares subvulcânicos: Sintra, Sines e Monchique (adaptado de Ferreira, 2000).

A Bacia Lusitaniana abrange uma área de cerca de 20.000 km², com aproximadamente 200 km, segundo a orientação NNW – SSE, e cerca de 100 km na perpendicular, onde se depositaram entre

4 a 5 Km de espessura de sedimentos do Mesozóico (Carvalho et al., 2011). A evolução da Bacia Lusitaniana, localizada na margem ocidental Ibérica, está intimamente associada às primeiras fases de abertura do Atlântico Norte. Perdurou desde o Triásico Superior até o Cretácico Inferior, mais precisamente até o topo do Aptiano Inferior, e desenvolveu-se condicionada por estruturas herdadas do soco Varisco (Kullberg, 2000).

Está associada a episódios distensivos responsáveis pela fragmentação da Pangeia durante a formação do Oceano Atlântico Norte, no Mesozoico (Kullberg et al. 2006).

A estratigrafia da Bacia Lusitaniana foi descrita admitindo duas importantes sequências sedimentares interrompidas por discontinuidades: i) a fase distensiva da bacia data do Triásico Superior até ao final do Cretácico, onde a maioria das rochas são de origem carbonatada, no Jurássico, e siliciclásticas, no Cretácico; ii) O período compressivo teve início no final do Cretácico até a atualidade, promovido pela colisão da microplaca Ibérica com a placa Africana e Euroasiática. As rochas referentes ao momento compressivo são exclusivamente rochas siliciclásticas (Carvalho et al., 2011).

Na Figura 49 pode-se observar o enquadramento geográfico e tectónico da Bacia Lusitaniana bem como de outras bacias da Margem Ocidental Ibérica.

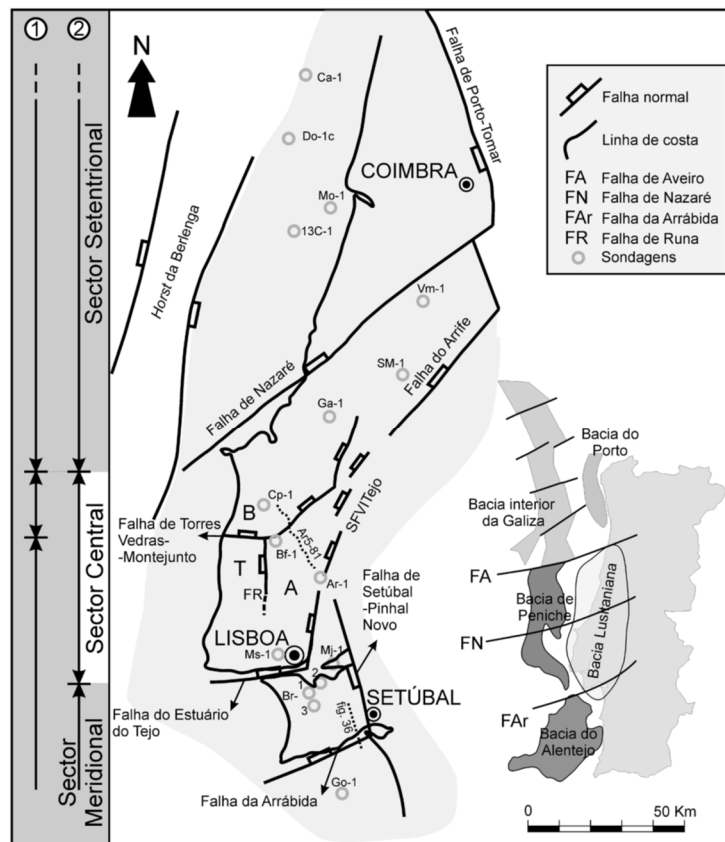


Figura 49- Enquadramento geográfico e tectónico da Bacia Lusitaniana e de outras bacias da Margem Ocidental Ibérica.

Fonte- Adaptado de kullberg,2000;Alves, 2005.

5.2. Locais de estudo

Para a parte prática desta dissertação optou-se por escolher não uma mas duas zonas favoráveis comparando os resultados obtidos com os valores de referência para as características dos diapiros salinos utilizados como reservatórios de gás natural e petróleo, podendo deste modo optar pela solução mais adequada.

Os dois locais escolhidos foram a Pedreira de gesso de São José do Pinheiro e a Mina de gesso de Óbidos, ambas propriedade do grupo CIMPOR.

A Pedreira de gesso de São José do Pinheiro, localizada no concelho de Soure, distrito de Coimbra, latitude $40^{\circ} 3'40.50''N$ e longitude: $8^{\circ}35'55.41''W$, propriedade da empresa Sogesso, Lda., ver Figura 50.

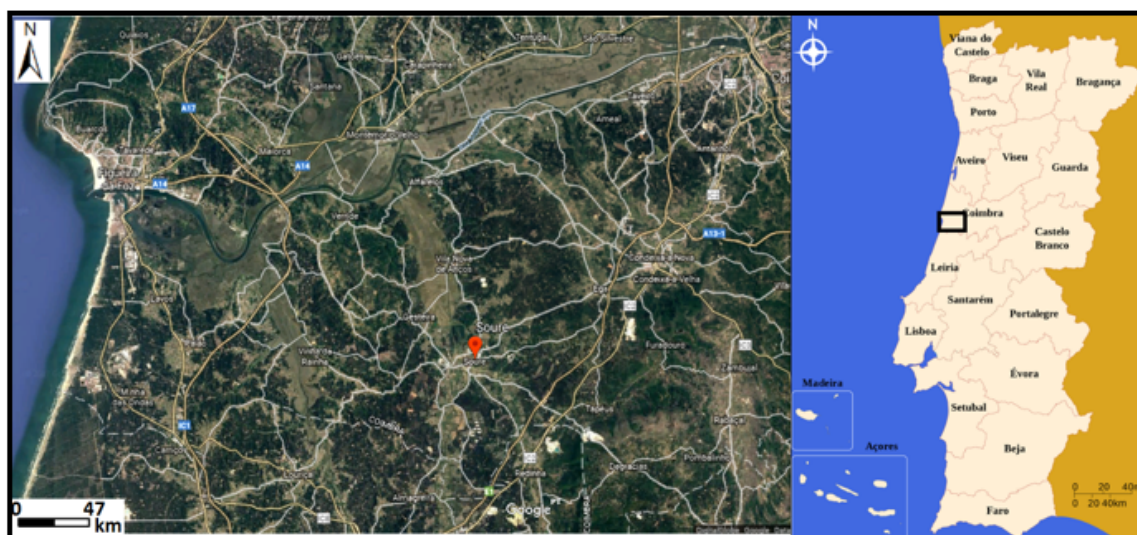


Figura 50- Localização do local de coleta de amostras de Soure.
Fonte- Adaptado do Google Earth.

A Mina de gesso de Óbidos, concelho de Óbidos, distrito de Leiria, Latitude: $39^{\circ}22'31.90''N$ e longitude: $9^{\circ} 9'22.27''W$, propriedade da empresa Alempedras-Sociedade de Britas Lda, ver Figura 51.

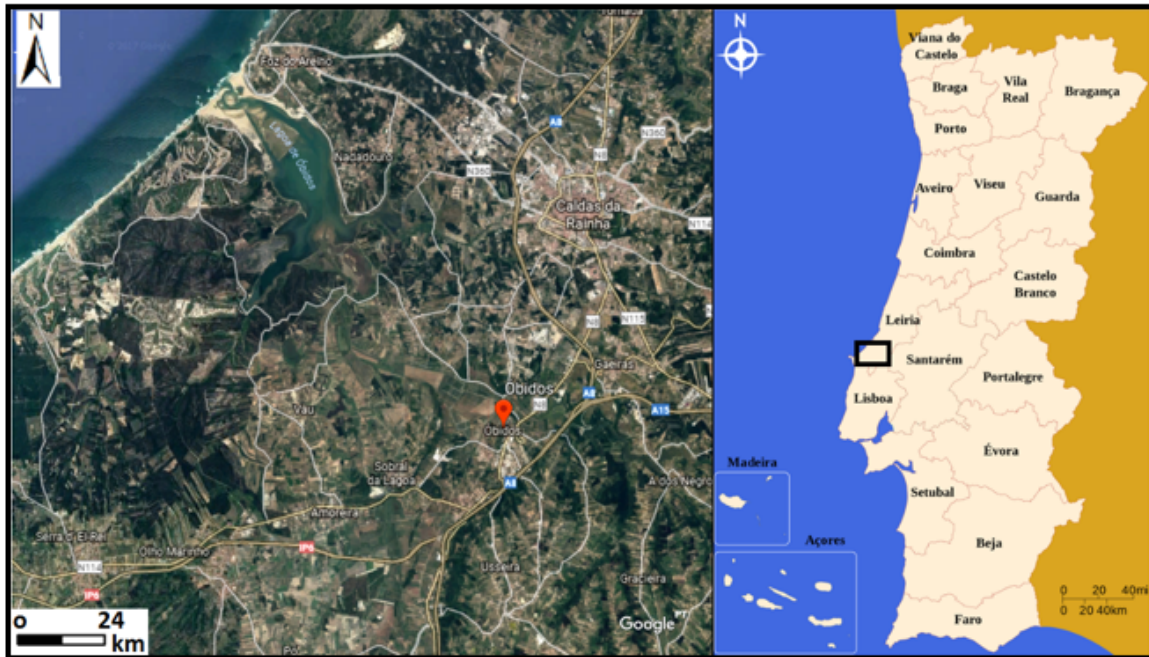


Figura 51- Localização do local de coleta de amostras de Óbidos.

Fonte- Adaptado do Google Earth.

5.2.1. Geologia Regional

Geologia Regional de Soure (1): A nível da geologia regional o depósito de gesso de S. José do Pinheiro localiza-se no diapiro de Soure, uma estrutura com uma forma grosseiramente circular. À superfície, a estrutura diapirica é constituída por calcários dolomíticos do Lias que, devido a erosão diferencial, formam saliências na paisagem. Localmente, o gesso aflora em especial em Carvalheira de Baixo e em S. José do Pinheiro se bem que em Grisonia, no limite N do diapiro, ocorra gesso disperso em margas.

Ocorrem também as margas hetangianas localmente ricas em gesso. No fundo, estas formações constituem o “cap-rock” da estrutura diapirica que se encontra fortemente condicionada por numeroso corte-jo de falhas com orientações dominantes N-S, NWSE e NE-SW, e que se desenvolve em profundidade ocorrendo salgema a partir dos 100-150 metros.

Parcialmente, as formações diapiricas encontram-se cobertas por depósito arenoso do Pliocénico, com areias de grão médio a fino, por vezes com calhaus.

A lavra realiza-se a céu aberto com a produção de gesso a rondar anualmente as 140 000 toneladas destinada quase exclusivamente ao mercado da indústria cimenteira. Esporadicamente são comercializadas algumas quantidades destinadas a agricultura onde o gesso é aplicado como

corretivo e condicionador de solos bem como para calcinação para a construção civil, este caso, só o gesso de melhor qualidade.

Geologia Regional de Óbidos (2): A nível da geologia regional a mina de gesso de Óbidos, localiza-se na Bacia Lusitaniana, numa área caracterizada fundamentalmente por terrenos sedimentares de natureza carbonatada e detrítica, formados a partir do Jurássico inferior, pertencendo estrutural e estratigraficamente à área normalmente designada por Vale Tifónico das Caldas da Rainha, embora de facto esta estrutura seja parte duma unidade estrutural maior, que se prolonga desde o paralelo de Rio Maior até Porto de Mós-Batalha, aproximadamente. Esta região é conhecida desde tempos remotos (Árabes, Romanos...) pelos seus recursos minerais, tais como as águas termais e medicinais e também gesso, sal-gema e caulinos, inertes (areias, diatomitos...) e rochas ornamentais (calcários). Esta variedade de recursos advém da diversidade de eventos tectono-estratigráficos característicos de todo o Maciço Estremenho, provocando variação lateral e vertical das sequências estratigráficas, relacionadas diretamente com os diferentes e contínuos eventos tectono-sedimentares experimentados pela Península Ibérica durante o Meso-Cenozóico (Azerêdo et al. 2006; Lopes 2014).

A região de Óbidos encontra-se num contexto geológico relacionado com a evolução das bacias meso-cenozoicas portuguesas, inserindo-se na Orla Meso-cenozoica Ocidental, conhecida como Bacia Lusitaniana, que corresponde a uma depressão alongada com direção NNE-SSW, cuja abertura coincide com os primeiros estádios da abertura do Atlântico, mostrando de forma mais ou menos clara a evolução dos ambientes sedimentares neste sector, desde a Era Mesozoica até à Atualidade. Esta bacia é limitada a leste pela falha Porto-Coimbra-Tomar, que a separa do Maciço Hespérico, e a oeste por um Horst hercínico, materializado atualmente pelos granitos e rochas metamórficas do arquipélago das Berlengas. O bordo sul é limitado pela falha da Arrábida, existindo a norte o confinamento com a Bacia do Porto (Kullberg 2013; Lopes 2014).

Na Figura 52 permite-nos obter uma visão espacial da localização de cada um dos locais ao nível da carta geológica portuguesa.



Figura 52- Carta Geológica Portuguesa - localização dos locais de estudo.
 Fonte- Adaptado de INETI.

5.2.1.1. Pedreira de gesso de São José do Pinheiro

A Pedreira de gesso de São José do Pinheiro localizada no concelho de Soure, foi um dos locais escolhidos porque possui bastantes características favoráveis, dado que, não sendo possível a recolha de amostras através de carotagem, este local apresenta afloramentos e permite que a recolha das amostras seja realizada em vários horizontes estratigráficos porque o desenvolvimento da pedreira dispõe de grandes diferenças de cotas.

A pedreira está sobre o diapiro de Soure que é caracterizado pelas margas de Dagorda que afloram à superfície, constituindo o núcleo de estrutura anticlinal, alongada segundo a direção ENE-WSW. Este núcleo encontra-se parcialmente coberto pelos Arenitos de Carrascal. Este diapiro encontra-

se limitado a Oeste pelo alinhamento de uma falha com orientação NW-SE e tem comprimento de 35-40m.

A Figura 53 representa a imagem aérea da pedreira e a sua localização no mapa do território nacional.

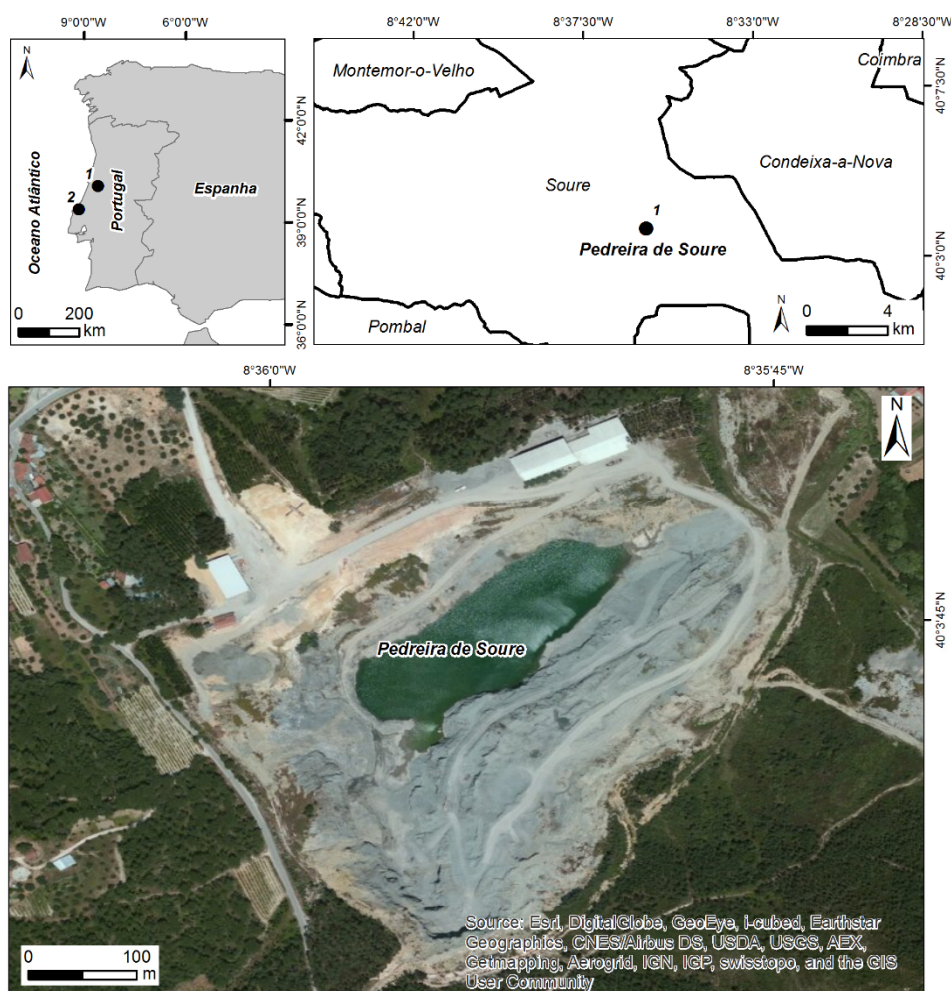


Figura 53- Imagem da Pedreira de gesso de São José do Pinheiro.

Ao nível do desenvolvimento da exploração da pedreira, a lavra que foi desenvolvida inicialmente teve como condicionante a presença do jogo de falhas (Figura 54). De facto, a ocorrência de uma falha de orientação NW-SE permitiu a abertura de uma frente de exploração na parte E do depósito. A exploração desenvolveu-se para W, ao longo da falha e influiu para S quando se verificou a presença de um importante Acidente N-S. Estas duas falhas permitiram a extração de gesso com estrutura em “chevron” mas a cobertura de areais pliocénicas dificultou a lavra tendo sido estas retiradas. Devido à impossibilidade física de explorar em profundidade e em superfície, obrigou ao alargamento da área de extração o que deu origem ao aparecimento de uma extensa formação de gesso negro de qualidade inferior designado por “cascão”. Para e surgem diversos alinhamentos de

gesso micro granular, por vezes com veios de selenite, com elevada dureza e alinhados numa direção E-W. A zona mais interessante do depósito do ponto de vista económico localiza-se na parte E-SE, onde aflora uma mancha de gesso micro granular com elevado grau de pureza (Velho, 2006).

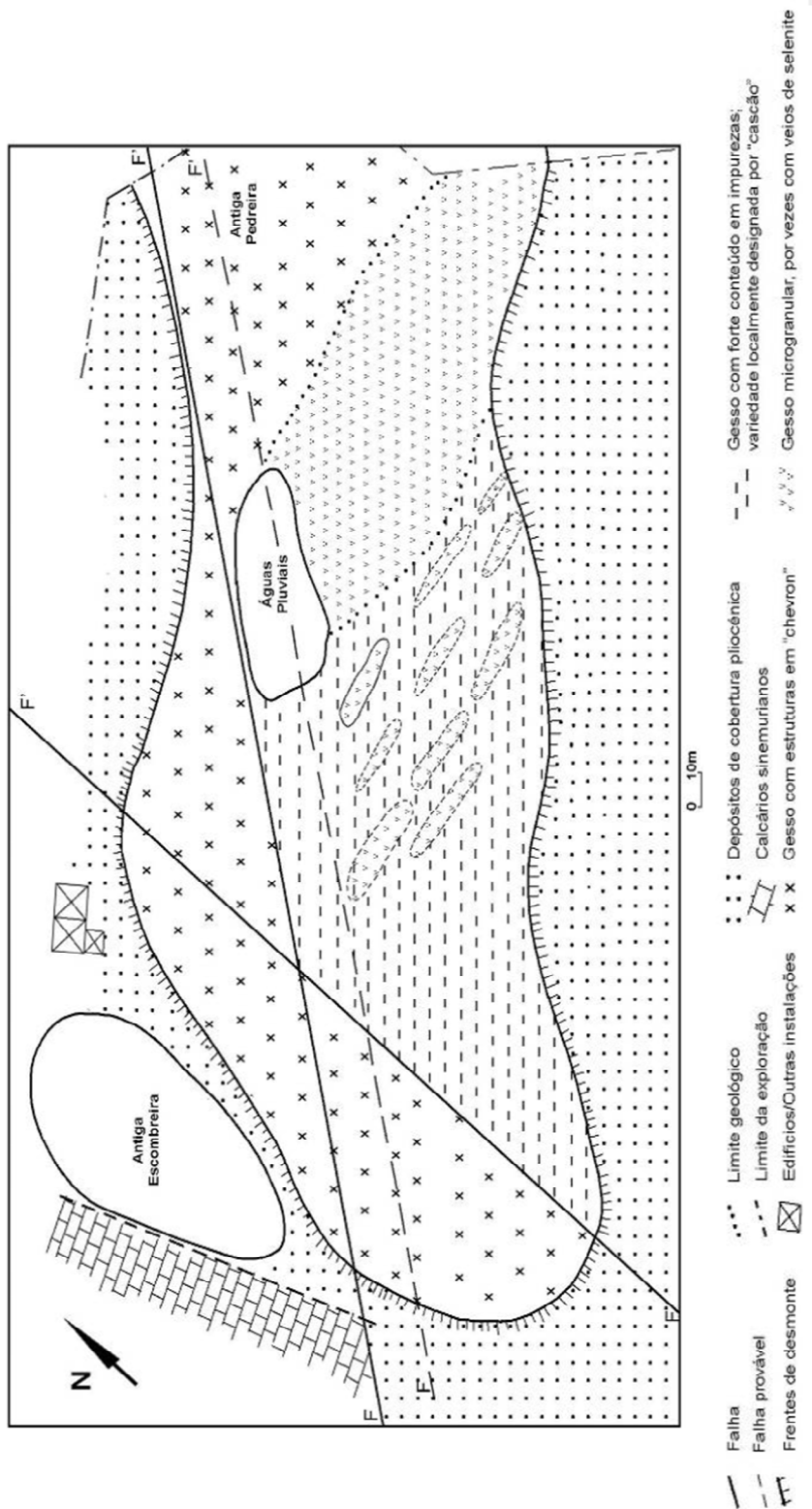


Figura 54- Mapa geológico do depósito de gesso de S. José do Pinheiro.
 Fonte- Velho e Campo, 2006.

5.2.1.2. Mina de gesso de Óbidos

A Mina de gesso de Óbidos, a par do primeiro local, também se encontra localizado na orla ocidental e o diapiro em questão é designado *Diapiro de Caldas da Rainha* que se apresenta como o maior diapiro aflorante da orla ocidental portuguesa, com um largura média de 5km e um comprimento de 45km segundo a direcção NNE-SSW. Tal como os outros diapiros apresenta uma cobertura plio-quartenária, tendo sido alvo de vários estudos aprofundados, como de Zbyszewski (1959), Guéry (1984) e Canérot et al. (1995) (in: Kullberg, 2000), onde tem sido discutida a idade desta formação. Segundo Kullberg (2000), o contacto do Kimmeridgiano cartografado no bordo sul do diapiro com as Margas de Dagorda é feito através de uma falha crustal.

Tal como outros diapiros, encontram-se grandes quantidades de corpos ígneos, sobretudo no interior, o bordo apresenta o filão de Gaeiras, com extensão aproximada de 6km ao longo da direcção WNW-ESSE, perpendicularmente ao alongamento do diapiro.

A Figura 55 representa a imagem aérea da pedreira e a sua localização no mapa do território nacional.

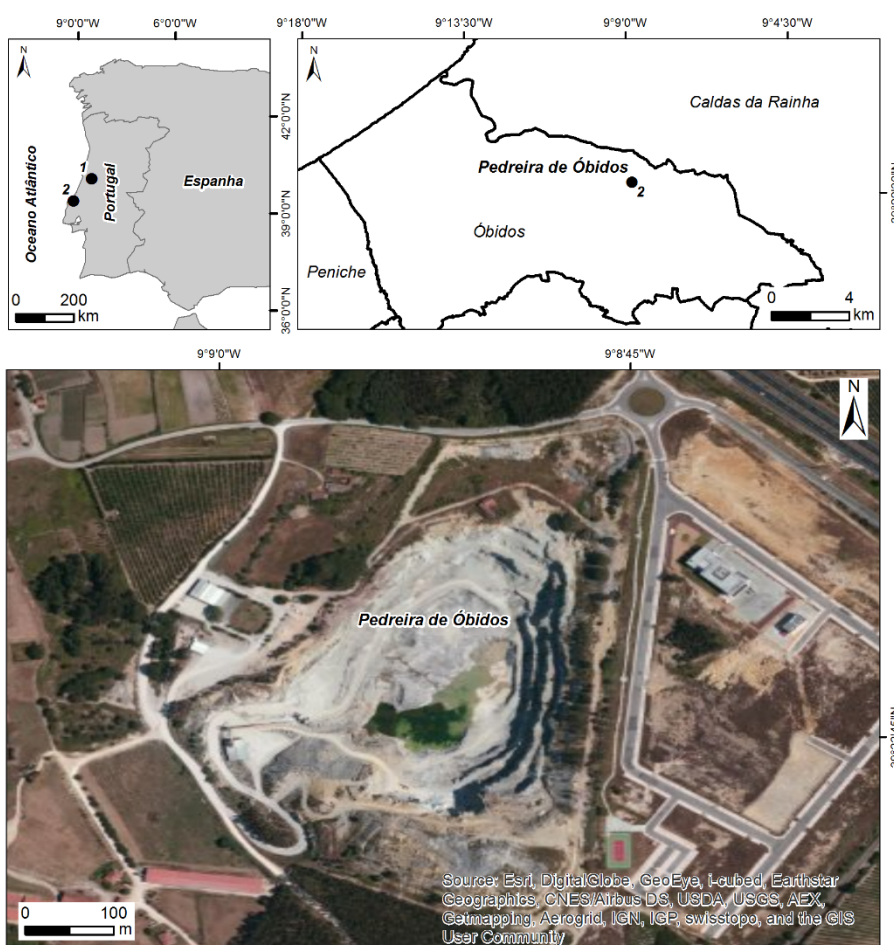


Figura 55- Imagem da mina de gesso de Óbidos.

5.2.2. Hidrogeologia dos jazigos

5.2.2.1. Pedreira de gesso de São José do Pinheiro

A pedreira de gesso de São José do Pinheiro encontra-se próxima da área de influência do sistema aquífero Figueira da Foz- Gesteira, ver Figura 56.

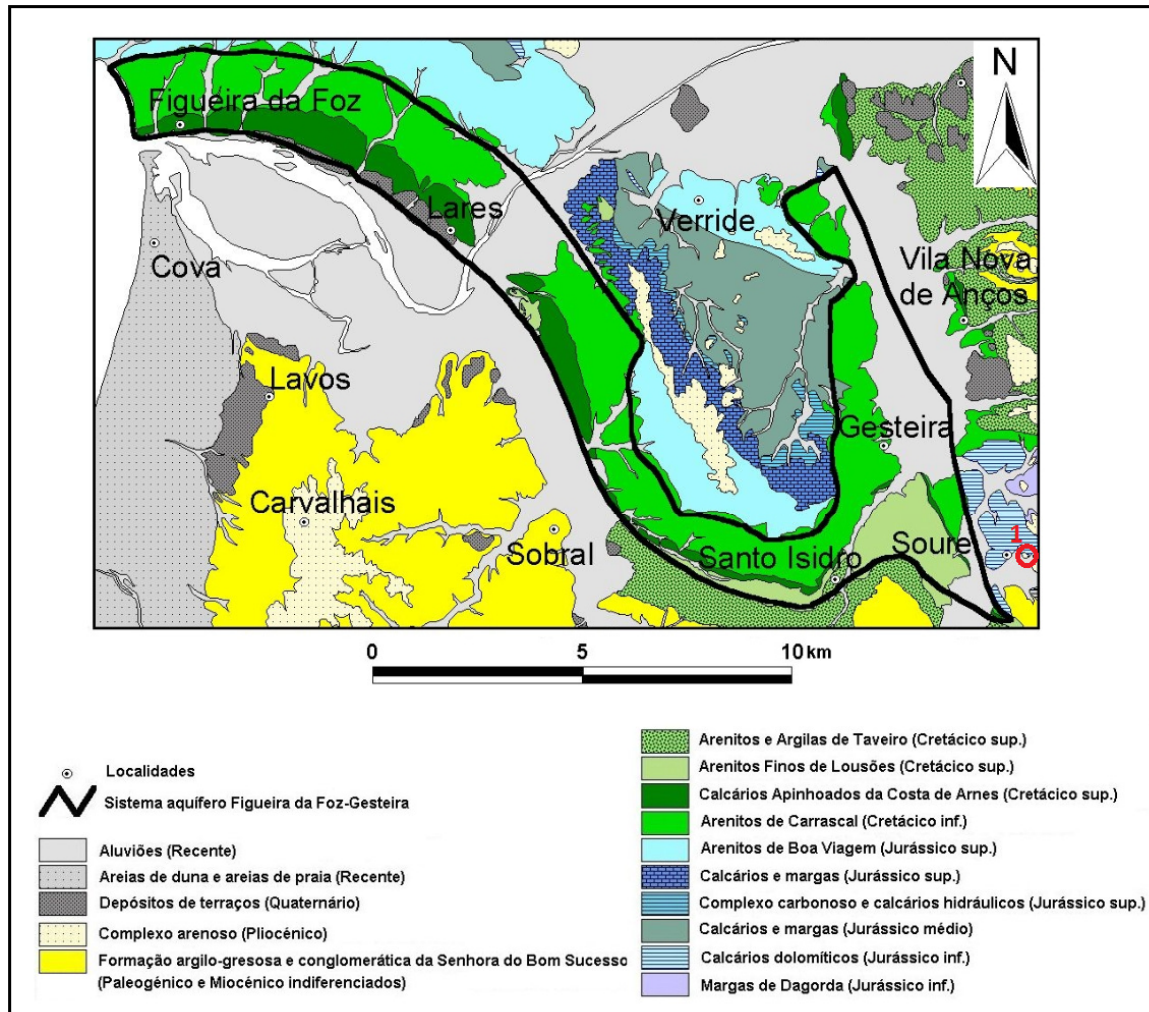


Figura 56- Enquadramento litoestratigráfico do sistema aquífero Figueira da Foz- Gesteira.

Fonte- Adaptado de Sistemas de aquíferos de Portugal,2000.

O sistema de aquífero Figueira da Foz-Gesteira ao nível da estratigrafia e litologia engloba, como formações aquíferas dominantes, os Arenitos do Carrascal (Aptiano-Cenomaniano) e os Calcários Apinhoados de Costa de Arnes (Cenomaniano-Turoniano inferior).

Os Arenitos do Carrascal, em geral, compreendem arenitos mais ou menos argilosos, finos a grosseiros, conglomeráticos, com cascalheiras e seixos e argilas em geral arenosas. Do ponto de vista da granulometria, a formação apresenta uma diminuição de calibre dos grãos, da base para o topo. Assenta em discordância sobre as formações do Jurássico. A parte superior do sistema

aquífero é constituída pela formação carbonatada conhecida por Calcários Apinhoados de Costa de Arnes. Trata-se de calcários, calcários margosos, grés calcários e margas com textura concrecionada ou apinhoadas e com superfície lapiezada. A transição para os Arenitos do Carrascal faz-se através de termos com composição margosa e componente detrítica o que faz diminuir a permeabilidade e ganhar características de aquitardo. As aluviões do Mondego, na unidade morfológica do vale do rio Mondego designada por “garganta de Lares”, e as do rio Arunca, no flanco E do anticlinal de Verride, recobrem o sistema aquífero (Almeida et al., 2000).

A nível tectónico, os afloramentos do sistema aquífero distribuem-se no flanco sul de uma estrutura diapirica complexa, que se prolonga de NW para SE, e que compreende outras de menor escala, destacando-se a norte do rio Mondego, a estrutura em monoclinal que se estende entre as serras de Boa Viagem e de Alhadas e, a sul do Mondego, os flancos do anticlinal de Verride. A fracturação no anticlinal de Verride é intensa e compreende falhas de direcção N-S, NNW-SSE, WNW-ESE e NE-SW. Segundo a cartografia de Cabral e Ribeiro (1988) são estruturas ativas, a estrutura diapirica complexa antes referida e as falhas em arco que limitam nos flancos NE e SW o anticlinal complexo Buarcos-Verride, que cortam as aluviões nas áreas de Ereira e Lares, e se prolongam pelos vales dos rios Arunca e Pranto, respetivamente (Almeida et al., 2000).

Já a nível da Hidrogeologia, a área deste sistema aquífero é da ordem dos 64 km². As considerações seguintes baseiam-se na informação obtida a partir de um estudo realizado por Almeida et al. (2000), que a partir de dados de 20 furos repartidos pela área do sistema aquífero, com predomínio da zona ou sector a norte do rio Mondego, Tabela 10, desenharam um modelo conceptual de fluxo do sistema aquífero.

Tabela 10- Principais estatísticas dos furos que captam no sistema aquífero Figueira da Foz. (Fonte: Adaptado de Sistemas de aquíferos de Portugal,2000; Almeida et al., 2000)

	n	Média	Desvio padrão	Mínimo	Q ₁	Mediana	Q ₃	Máximo
Profundidade (m)	20,0	179,6	69,8	38,0	120,4	176,5	246,1	293,0
Fim Ralos (m)	18,0	173,2	72,1	36,0	107,3	180,0	235,3	282,5
Zona Captada (%)	18,0	50,0	17,0	15,0	37,0	52,0	65,0	70,0
Caudal (L/s)	19,0	14,7	10,6	1,7	4,5	12,5	25,0	30,0
Caudal Específico (L/s/m)	16,0	0,8	0,3	0,1	0,6	0,8	1,1	1,3
Transmissividade (m ² /dia)	10,0	118,6	83,0	33,5	62,9	108,4	133,0	330,0
Nível Hidraulico (m)*	11,0	-6,8	7,8	-20,2	-13,6	-5,8	-0,5	2,4

*Não se incluem 6 furos com artesianismo repuxante; nestes casos, o nível estático não foi medido.

Em termos gerais, o modelo conceptual de fluxo do sistema aquífero compreende, um volume geológico, muito poroso, constituído por materiais detríticos de textura muito variável e estrutura lenticular. Devido à variabilidade da composição granulométrica, as características hidráulicas podem variar significativamente de local para local e o muro do aquífero é constituído por uma espessa série arenítica (Arenitos da Boa Viagem) de permeabilidade mais baixa que a dos arenitos cretácicos do sistema aquífero (Almeida et al., 2000).

A recarga do aquífero faz-se através das precipitações que caem diretamente sobre a superfície aflorante do sistema aquífero.

As camadas do sistema aquífero prolongam-se para sul e têm cobertura terciária e do cretácico superior.

O sistema aquífero tem dois domínios, a sul e a norte do rio Mondego; a norte apresenta estrutura monoclinial inclinada para sul e também com sentido geral do fluxo orientado para sul; A sul, nos flancos do anticlinal de Verride, tem fluxo centrífugo relativamente ao núcleo da estrutura orientado.

Este vale e os vales das ribeiras que atravessam transversalmente o sistema aquífero, são zonas de drenagem da água subterrânea.

5.2.2.2. Pedreira de Óbidos

A pedreira de Óbidos encontra-se próxima da área de influência do sistema aquífero Caldas da Rainha - Nazaré, ver Figura 57.

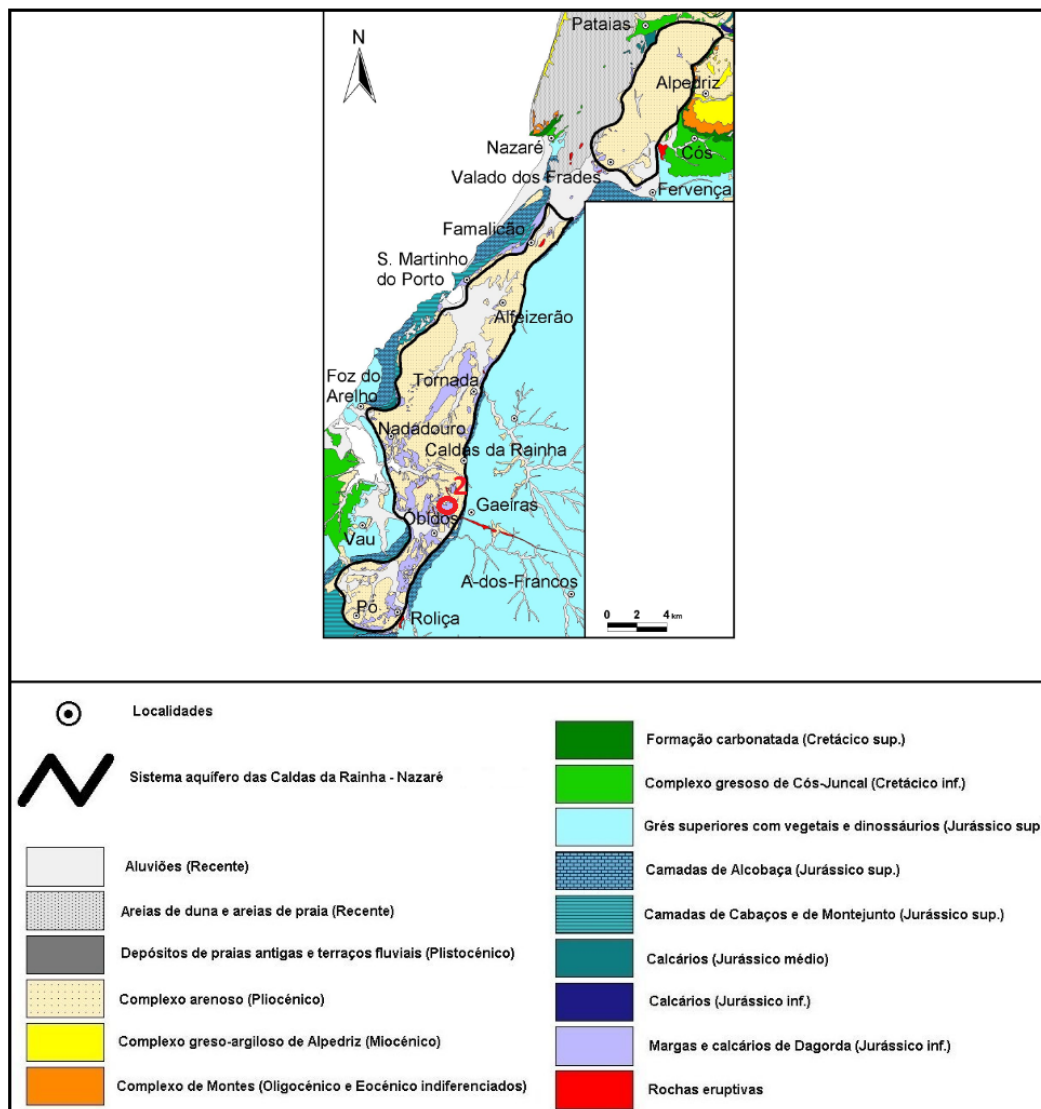


Figura 57- Enquadramento litoestratigráfico do sistema aquífero, Caldas da Rainha - Nazaré.
 Fonte- Adaptado de Sistemas de aquíferos de Portugal,2000.

A nível da estratigrafia e Litologia o sistema aquífero aquífero Caldas da Rainha – Nazaré, as formações aquíferas deste sistema são de idade pliocénica e assentam, em geral, sobre o complexo evaporítico hetangiano.

A formação da base do sistema aquífero é constituída por areias marinhas fossilíferas do Pliocénico superior, que assentam sobre a Formação de Dagorda (Cachão, 1995; Cabral, 1995;).

Segundo Cabral (1995) a espessura desta formação oscila entre 20 a 35 m. Seguem-se areias continentais, com leitos de lenhitos e diatomitos, também do Pliocénico superior.

A nível tectónico, a geometria dos depósitos que preenchem o Vale Tifónico das Caldas da Rainha e da Nazaré e que constituem o reservatório do sistema aquífero, está fortemente relacionada com a sua estrutura e com as ações que afetaram o conjunto.

Já a nível dos fluidos, a complexidade dos processos que originaram a estrutura do Vale Tifónico das Caldas da Rainha-Nazaré leva-nos a pensar que a geometria dos depósitos que o definiram é muito variável e imprevisível.

No estudo realizado por Almeida et al. (2000) foram analisados 103 furos no diapiro das Caldas da Rainha, que se encontram implantados nas formações plio-pleistocénicas, destes cerca de 88 não chegam a atingir as Margas de Dagorda que se encontram subjacentes e 15 atingem. Em termos estatísticos verifica-se que a espessura máxima da estrutura é de aproximadamente 150 m e a média de 70 m.

A Sul das Caldas da Rainha, as espessuras variam bastante, mas raramente ultrapassam a centena de metros, verificando-se essa situação apenas em duas captações próximas da localidade de Olho Marinho, muito afastado de Óbidos.

Na Figura 58, que representa um corte esquemático efetuado longitudinalmente ao vale tifónico das Caldas da Rainha, com passagem próximo de Óbidos, observam-se as grandes variações de espessura das areias plio-pleistocénicas, anteriormente referidas.

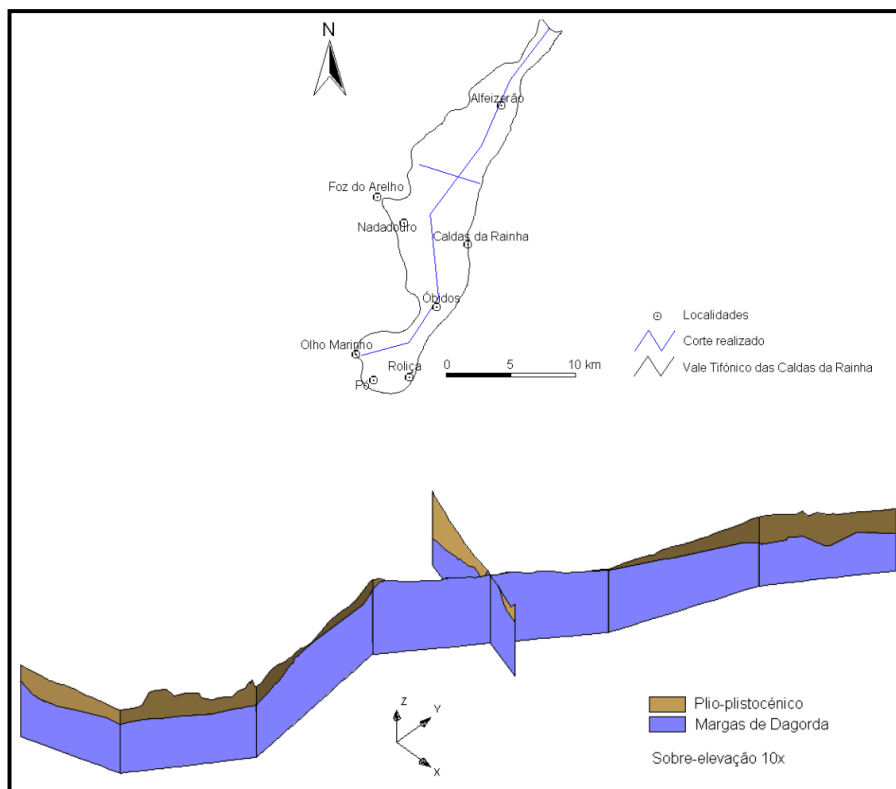


Figura 58- Localização do corte longitudinal e sua representação.
Fonte- Adaptado de Sistemas de aquíferos de Portugal,2000.

As formações plio-pleistocénicas do vale tifónico das Caldas da Rainha incluem, por vezes, alguns níveis de lenhitos, com continuidade lateral significativa nalguns locais.

Em 30 furos foram encontrados estes níveis com espessuras a variarem entre os 0,5 e os 14,5 m. Nalgumas captações encontram-se 2 ou 3 níveis sobrepostos, separados por níveis mais ou menos arenosos. Nas captações próximas da localidade do Nadadouro existe pelo menos um nível de argilas ou areias finas com lenhitos, com continuidade lateral significativa, tendo espessuras a variar entre 2 e 14,5 m. Para Norte das Caldas da Rainha estes níveis com lenhitos também apresentam continuidade lateral e espessuras variáveis, entre 0,5 e 12 m.

Quanto ao vale tifónico da Nazaré, de um total de 21 pontos de água, apenas três atingem as Margas de Dagorda. A espessura das formações pliocénicas, neste caso, é de 42 m, em Valado de Frades. Mas outros furos, no mesmo local, que não atingem as formações da base, atravessam mais de 50 m de espessura de areias. É em Valado de Frades e Águas Belas que se conhecem furos com maior profundidade que só atravessaram as formações pliocénicas, com os valores a variarem entre 21 e 51 m.

O sistema aquífero, que tem uma área de 166 km², tem um carácter multicamada, livre a confinado, apresentando algumas captações, aquando da sua construção, níveis piezométricos situados acima da cota do terreno.

5.3. Exploração do local

Neste ponto evidenciamos os locais de análise através de visita exploratória às pedreiras para identificação dos pontos de prospeção e respetiva recolha das amostras que fossem representativos do material geológico a analisar.

Para a escolha dos pontos de recolha das amostras foi definido o seguinte procedimento:

1. Observação visual do espaço.
2. Identificação dos pontos que condicionam depósitos de fornecer bons materiais de análise;
3. Pontos com diferentes cotas;

5.3.1. Pedreira de Soure

A Figura 59 representa a disposição da pedreira e identifica a zona de prospeção e os pontos de recolha das amostras. A escolha da zona teve como principal razão o facto de esta estar localizada em zona ativa de exploração e assim ter maior probabilidade de se localizar em zona de afloramento do diapiro.

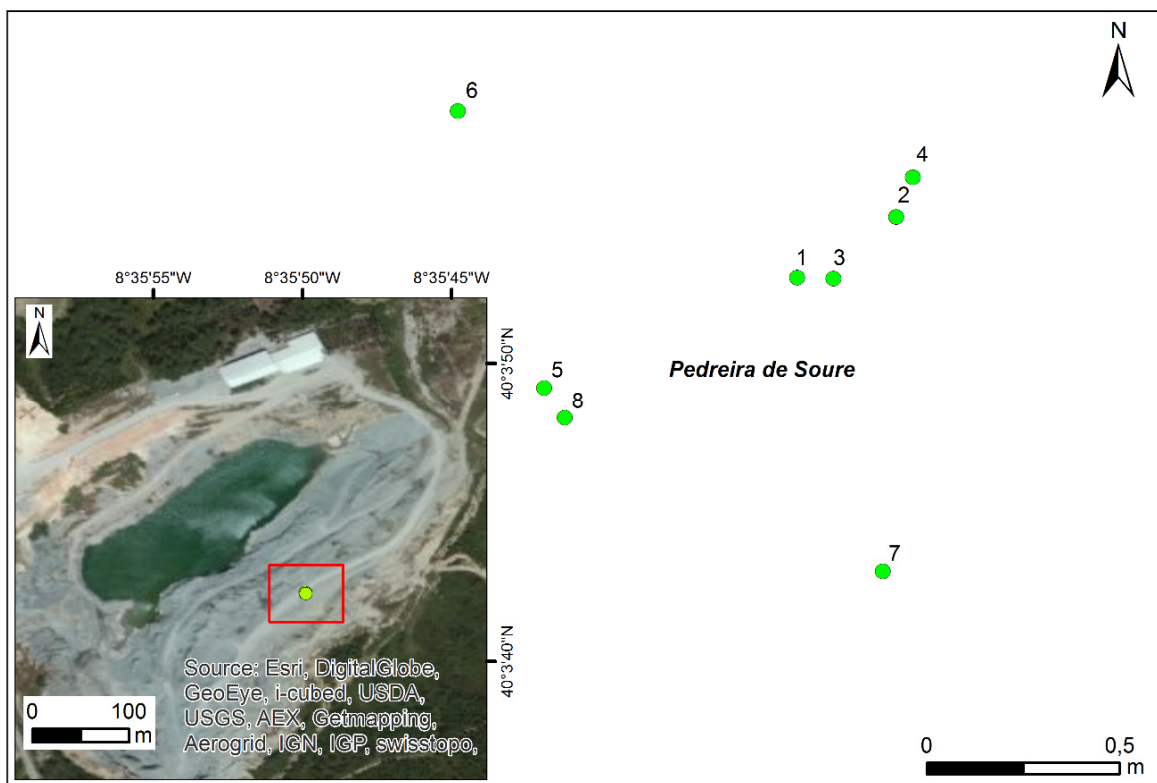


Figura 59- Disposição da pedreira e identificação da zona de prospeção.

A recolha das amostras foi realizada numa zona com extensão de cerca de 40 a 50 m em que o material do maciço apresenta visualmente uma estrutura muito semelhante. A Figura 60 identifica 3 pontos de recolha de amostras representados pela nomenclatura S2, S3 e S4, em que a letra designa o local (Soure) e o dígito o nº de ordem da amostra. No total foram recolhidas 8 amostras.



Figura 60- Localização de pontos de recolhas de amostras na pedreira.

5.3.2. Pedreira de Óbidos

A Figura 61 representa a disposição da pedreira e identifica a zona de prospeção e os pontos de recolha das amostras. Neste caso, foram identificadas duas zonas de recolha de amostras, uma pela mesma razão da pedreira de Soure, estar localizada em zona ativa de exploração e assim ter maior probabilidade de se localizar em zona de afloramento do diapiro, e a outra pelo facto de se encontrar em zona acessível e com vestígios de afloramento do diapiro ainda por explorar.

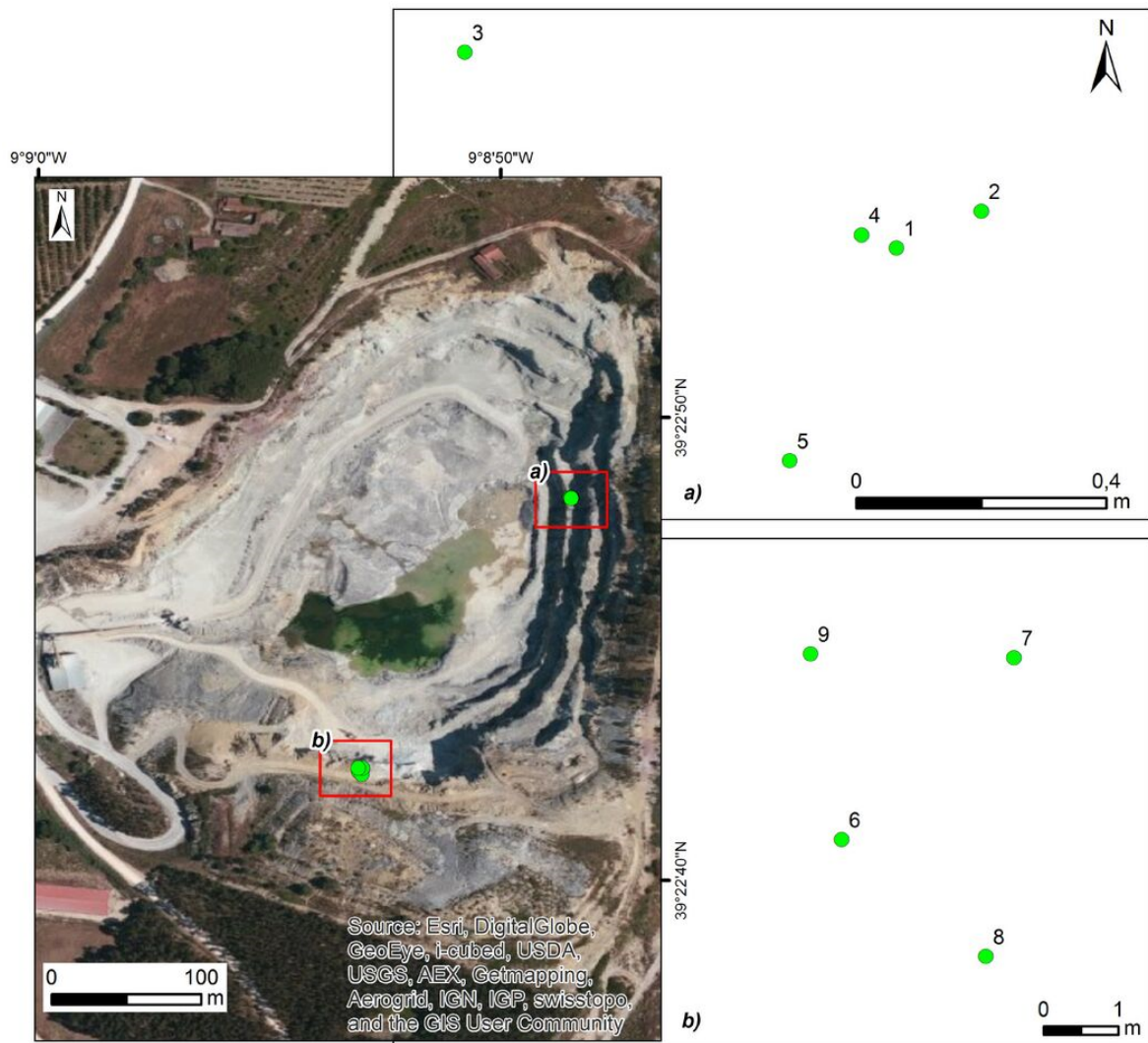


Figura 61- Disposição da pedreira e identificação das zonas de prospeção.

A recolha das amostras foi realizada em 2 zonas na pedreira a níveis diferentes, dado que esta exploração se encontra num estado mais avançado e com melhor acesso aos locais pretendidos. A Figura 62 identifica 4 pontos de recolha de amostras representados pela nomenclatura O1, O2, O3

e O4, em que a letra designa o local (Óbidos) e o dígito o nº de ordem da amostra. No total foram recolhidas 9 amostras.



Figura 62- Localização de pontos de recolhas de amostras na pedreira.

5.4. Ensaios petrofísicos realizados

Neste tópico é abordado o processo da obtenção dos provetes das amostras recolhidas dos locais em estudo e a descrição de cada um dos ensaios laboratoriais a que serão sujeitos, ensaios estes realizados em Madrid (Laboratório Petrofísico de Madrid).

5.4.1. Pré tratamento das amostras

Neste sub-tópico irá ser tratado a obtenção dos provetes para os ensaios de porosidade (Picnometria de gás de hélio) e permeabilidade (Permeâmetro de Nitrógeno).



Figura 63- Amostras recolhidas nos dois locais de estudo.

Das amostras recolhidas, no total de 17, ver Figura 63, foram seleccionadas em laboratório 5 amostras para cada local, conforme indicado na Tabela 11, porque foi entendimento do laboratório que 5 eram suficientes para a amostragem pretendida e que as seleccionadas apresentavam as melhores condições de resistência mecânica para a obtenção dos provetes, já que algumas apresentavam ligeiras fraturas.

Tabela 11- Amostras para os ensaios.

Local	Quant. Amostras	Ref ^a Amostras
Soure	5	S2, S3, S4, S7 e S8
Óbidos	5	O1, O2, O3, O8 e O9

Estas amostras foram limpas e devidamente acondicionadas para se proceder a obtenção dos provetes de análise.

5.4.1.1. Amostras para o ensaio de porosidade (Picnometria de gás de hélio) e permeabilidade (Permeâmetro de Nitrogénio)

As amostras para os ensaios de porosidade (Picnometria de gás de hélio) e permeabilidade (Permeâmetro de Nitrogénio) são os mesmos (ver Figura 66), pelo que se utilizou a máquina de extração de amostras cilíndricas (ver Figura 65), aplicando água como fluido de refrigeração. Após a obtenção das amostras cilíndricas, estas foram cortadas nos dois extremos através da máquina de corte de discos paralela (ver Figura 64), com a finalidade de obtenção de ambas as fases da amostrar planas e paralelas, condição fundamental, para a correta realização dos ensaios. As amostras cilíndricas apresentaram dimensões próximas dos 50 milímetros de altura e 38 milímetros de diâmetro.



Figura 65- Máquina de extração de amostras cilíndricas.



Figura 64- Máquina de corte de discos paralela.

Seguidamente procedeu-se á secagem das amostras, uma vez que estas se encontravam molhadas devido a utilização da água como agente refrigerador durante o processo da obtenção dos provetes das amostras, para além de que as amostras eram provenientes de um maciço que está exposto à

humidade existente do meio ambiente em que se encontra. As amostras foram colocadas numa estufa á temperatura de 60°C, até que a diferença em peso, no intervalo de 24h, entre uma pesagem e a seguinte, tenha sido inferior a 0,01g. Só respeitando esta condição se consideram as amostras completamente secas e aptas a ensaiar.

Na Figura 66 estão identificados todos os provetes de análise das amostras seleccionadas e prontos para a realização dos ensaios de porosidade e permeabilidade



Figura 66- Amostras para os ensaios de porosidade e permeabilidade.

5.4.2. Descrição dos ensaios laboratoriais realizados

Neste subtópico é realizada a descrição laboratorial dos ensaios de porosidade (Picnometria de gás de hélio) e permeabilidade (Permeâmetro de Nitrogénio), alguns parâmetros ou especificações são confidenciais, uma vez que estes ensaios respeitam metodologias e parâmetros definidos pelo laboratório e cuja divulgação não foi autorizada.

5.4.2.1. Picnometria de gás hélio

Para a realização deste ensaio foi utilizado o Picnómetro AccuPyc™ 1340, da marca Micromeritics. Este ensaio permitiu-nos analisar as porosidades efetivas (ver o 4.3.1.4 Porosidade) das 10 amostras, correspondentes aos dois locais de estudo, Mina de gesso de Óbidos e Pedreira de gesso de São José da Pinheira. O picnómetro de gás (Figura 67) determina o volume verdadeiro de um

sólido, mesmo que poroso, por variação da pressão de gás numa câmara de volume conhecido (Webb & Orr, 1977).

Normalmente, utiliza-se o hélio porque este gás, além de inerte, penetra facilmente nos poros (acessíveis) da amostra, devido ao pequeno tamanho dos seus átomos, permitindo, assim, determinar o volume do sólido com mais rigor.



Figura 67- Pícnómetro de gás de hélio.

O pícnómetro de hélio é constituído por duas câmaras de volume conhecidos (por calibração prévia): a câmara onde se coloca a amostra e a câmara de expansão, ligadas por uma válvula (válvula de expansão).

Antes de iniciar a análise propriamente dita, a amostra, colocada na respetiva câmara, é sujeita a um processo que consiste em repetidas purgas com hélio, para remoção de impurezas e humidade que, eventualmente, possa conter.

Depois de levado todo o sistema à pressão atmosférica, isola-se a câmara de expansão, fechando a válvula de expansão e pressuriza-se a câmara que contém a amostra até uma pressão P1 (cerca de 19,5psi). Seguidamente a válvula de expansão é aberta e, em consequência, ocorre um abaixamento de pressão para P2.

Admitindo o comportamento ideal do hélio, o volume o sólido pode ser calculado a partir da seguinte equação (Smith, 1996):

$$P1(Va - Vs) = P2(Va - Vs + Ve) \quad \text{Equação 6}$$

Onde,

$$V_s = V_a - \frac{V_e}{\frac{P_1}{P_2} - 1} \quad \text{Equação 7}$$

V_a – volume da câmara da amostra;

V_e – volume da câmara de expansão;

V_s – volume do sólido.

5.4.2.2. Protocolo de Ensaio de Permeabilidade (Permeâmetro de Nitrogénio)

O *Gás perm*, ver Figura 68, consiste num equipamento concebido para a determinação de permeabilidades através da injeção de gás, pela amostra de teste para diferentes condições de pressão e fluxo.

A pressão de injeção no núcleo é medida usando um transdutor de pressão, enquanto a taxa de fluxo de gás é medida usando um dos dois medidores de fluxo.

É considerado um ensaio em estado estacionário, de modo que deve manter constante ou o fluxo de gás que passa através da amostra ou a diferença de pressão. A melhor prática, fiável e rápida, é realizada através da utilização do mesmo ΔP (bar) durante diferentes etapas do ensaio (4 ou 5).



Figura 68- *Gás Perm* (Permeâmetro de Nitrogénio).

Regular-se-á o fluxo de N₂ cc/min sob estas limitações:

- 0-50cc / min;
- 0-2000cc / min.

Os quais permitem um maior controlo de conformidade com o fluxo das condições de *Darcy* em amostras com um alcance de cerca de 0,1mD mais de 10D.

O equipamento possui um *software* simples que nos dá as medidas e condições em que o teste foi realizado através da importação de uma folha de Excel.

Os principais parâmetros com unidades correspondentes são demonstrados na Tabela 12, citando-se as mais importantes:

Tabela 12- Principais parâmetros do ensaio de *Gás per.* (Fonte: Laboratório petrofísico de Madrid, 2016)

Parâmetros	Definição
Kg (mD)	Permeabilidade do gás
1/ <i>P</i> _{mean} (Abs Atm ⁻¹)	Pontos da reta de regressão
Pontos empíricos KL	Estimação empírica de KL
Pontos múltiplos KL (mD)	Média de KL mínimo dos pontos
KL <i>Factor b</i> (psi)	Pressão da permeabilidade <i>Klikenberg</i>
Condições de Darcy	Comprovação das condições de <i>Darcy</i>
K estabilizado	Comprovação da estabilização segundo o tempo e % estimados
Correlação KL (10 ⁻³ um ²)	Medida da permeabilidade <i>Klikenberg</i> (mD)

Para a utilização deste equipamento deve haver um sistema que forneça nitrogénio. Dispõem-se de três linhas de pressão, conforme ilustrado na Figura 69.



Figura 69- Sistema de fornecimento de nitrogénio.

Para a “baixa pressão” devemos ter aberta a garrafa de nitrogênio (sentido anti-horário) e utiliza-se o regulador (sentido horário) para atingir uma pressão de cerca de 9-10 bar. É necessário ter o cuidado de não colocar a pressão sobre a linha porque pode provocar quedas de pressão, o que pode levar a resultados errados. Após estabelecida a baixa pressão, a garrafa de alta pressão deve ser aberta através da abertura da válvula do circuito V1. Para que não surjam impurezas no sistema provenientes da tubagem deve ser realizada a sua purga duas a três vezes usando para o efeito a válvula V2.

A seguir é regulada a pressão para 22 bar, ver Figura 70, e abre-se o passador Vpaso.



Figura 70- Quadro de acionamento do compressor

Á entrada do sistema é indicada a pressão do compressor, entre 320 e 350 bar, pelo que a pressão de saída será regulada para os 28 bar, conforme indicado na Figura 71, ficando a válvula Vperm aberta enquanto o equipamento estiver em funcionamento e a válvula de purga somente será utilizada quando se precisar de aliviar a pressão do compressor. Por norma recomenda-se deixar o equipamento ligado por um tempo até se alcançar um equilíbrio na temperatura e fazer uma medida à primeira hora do dia do padrão de calibração.

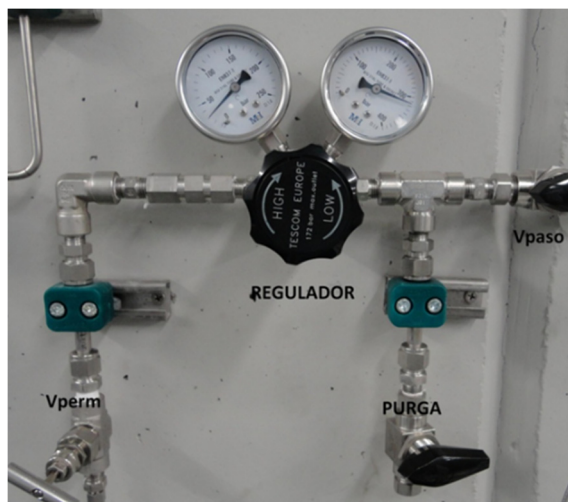


Figura 71- Regulação pressão de entrada no sistema

Estabelecidas as condições de serviço do equipamento e cumprindo o procedimento definido para a realização dos ensaios, que poderá ser consultado no anexo II, é elaborada uma tabela de resultados que na hipótese de não cumprir as condições de Darcy e, deste modo, não ser possível estabelecer a reta de regressão, estes resultados poderão ser considerados como orientativos.

Reta de Regressão (R^2):

Os pontos (mínimo 3 e máximo 5) são representados numa tabela de Excel, sendo:

Eixo das abcissas -> $1/P_{mean}$

Eixo das ordenadas -> md

Para a determinação do valor KL, permeabilidade da amostra em líquido, e tomando como exemplo o gráfico da Figura 72, o seu valor corresponde ao ponto de interseção da reta de regressão com o eixo das Ordenadas.

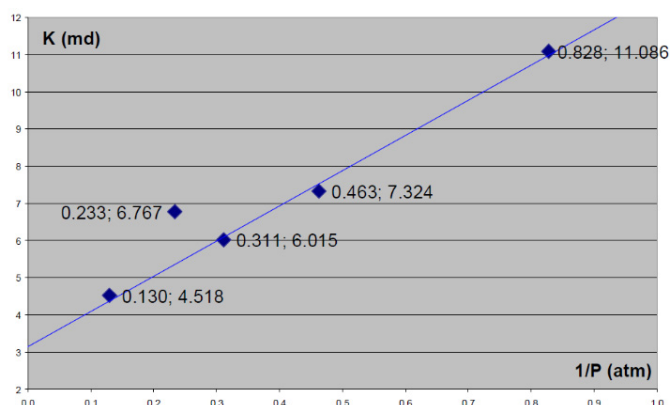


Figura 72- Reta de regressão, exemplo de uma obtenção do KL.

Para a obtenção da reta de regressão, foram realizados ensaios as amostras recolhidas que obedeceram as especificações indicadas na Tabela 13.

Tabela 13- Especificações do ensaio *Gás perm.* (Fonte: *Laboratório petrofísico de Madrid, 2016*)

Pressão Máxima	<i>Upstream</i>	100 <i>psig</i>
	ΔP max	8 <i>psig</i>
	Pressão confinada	400 <i>psig</i>
Temperatura de trabalho	(18-28°C)	
Intervalo de velocidades de fluxo	Baixa	0 – 50 cc/min
	Alta	0 – 2000 cc/min
Tamanho das amostras	Diâmetro	1" o 1"1/2
	Longitude	18-76,2mm
Especificações elétricas	Voltagem	240 VAC Monofásico
	Frequência	50 Hz
	Potência	200W

5.5. Estudo da estanquidade antes do primeiro enchimento

5.5.1. Tarefas preliminares

Uma vez terminada a dissolução da cavidade, serão realizadas as seguintes etapas:

- Aumento da taxa de esgotamento da dissolução;
- Determinação da forma da cavidade por ecometria;
- Colocação da exploração final (troca da coluna central de 7" por uma de menor tamanho, por exemplo de 5");
- Teste da estanquidade do conjunto do cabeço do poço na pressão do ensaio do material.

5.5.2. Objetivos dos ensaios

Os ensaios de estanquidade antes do primeiro enchimento têm como objetivo assegurar a vedação do poço ao nível da sapata de 9"5/8, ao longo da cimentação e, ainda, ao longo dos tubos que formam a estrutura da exploração.

5.5.3. Ensaio de vedação

Estes tipos de ensaios são realizados antes do enchimento da cavidade. Um deles, denominado de ensaio do gasóleo, diz respeito ao fundo do poço e a alguns metros abaixo da sapata de 9"5/8. Outro, designado de ensaio de gás, comprova o conjunto de tubos no interior do poço cuja finalidade será, durante a exploração, canalizar o gás.

No ensaio de gasóleo, é injetado pelo anel, de maneira a posicionar a interface gasóleo-salmoura, a uns 15m debaixo da sapata de 9"5/8. Contabiliza-se de forma muito precisa e a cavidade é colocada à pressão de teste (a alcançada durante o ensaio antes de dissolução). A cavidade mantém-se a essa pressão durante 4 ou 5 dias. Retira-se o gasóleo e volta-se a contabilizar. A diferença entre o que se injetou e o que se retira corresponde às perdas. O ensaio pode-se declarar satisfatório se estas perdas forem inferiores a 250l/dia. A pressão máxima do serviço da cavidade é corrigida em 0,9 vezes a pressão deste ensaio.

Para realizar o ensaio de gás, é injetado gás natural pelo anel e a interface gás-salmoura situa-se no topo da cavidade. Ao injetar água na coluna de produção, coloca-se a cavidade a uma pressão compreendida entre a pressão máxima de serviço e a pressão do ensaio de gasóleo. É mantida esta pressão durante 24h e descomprime-se a cavidade. O ensaio é satisfatório se não existir gás na coluna de produção central e no anel de 7"*9"5/8.

A duração destes ensaios é de cerca de 15 dias. Se os ensaios obtiverem resultados positivos, pode-se dar início ao enchimento de gás na cavidade.

5.5.4. Primeiro enchimento de uma cavidade

Quando se inicia o ensaio da cavidade, a salmoura que foi deixada encontra-se próxima ao seu nível de saturação, isto é, apenas o sal é dissolvido.

Para o enchimento da cavidade com gás natural, o gás é injetado pelo anel de 7"*4" e a salmoura é evacuada abaixo da pressão do gás, pela coluna central de 4". Devido ao arrefecimento da salmoura, este geralmente cristaliza ao subir pela coluna de 4". Para evitar este congestionamento, é necessário tomar certas precauções:

- O gás injetado ser reaquecido pouco antes de entrar no poço
- As perdas de carga no tubo de 4" serem vigiadas em permanência e, quando superam certo valor, a evacuação da salmoura é interrompida e é injetada água na coluna central para redissolver o sal cristalizado no seu interior

Segue-se este primeiro enchimento tendo em conta a forma e a capacidade das cavidades dadas pela ecometria no final da dissolução, contabilizando a salmoura que sai da cavidade. O enchimento

prosegue até à evacuação de toda a salmoura possível. A operação termina quando começar a sair gás pela coluna central, em vez de salmoura. Nesse momento, uma válvula de segurança dispara e encerra o poço. Procede-se à limpeza do poço e conclui-se.

O primeiro enchimento da cavidade é finalizado.

CAPÍTULO 6- Demonstração e Interpretação de Resultados

6. Demonstração e Interpretação de Resultados

Conforme já foi explicado, a avaliação de determinada unidade geológica poder ser considerada um potencial armazenamento de gás natural, deverá prever a análise de determinados parâmetros petrofísicos e geoquímicos do material geológico do local.

Neste capítulo irão ser apresentados e interpretados os resultados obtidos através dos ensaios laboratoriais realizados, comparando com valores de referência propostos por S. Bachu & W.D. Gunter em 2003 na publicação “Overview of acid-gas injection operations in western Canada”.

Os resultados obtidos dos dois locais de estudo vão ser comparados entre si e com os valores referência anteriormente referidos.

Na Tabela 14 apresentam-se os valores de referência, que permitem a comparação entre os resultados obtidos e os desejados, no entanto, deve ser salvaguardado que cada armazenamento em diapiros salinos é único nas suas características e necessita ser estudado como um sistema independente.

Tabela 14- Características dos diapiros salinos utilizados como reservas de petróleo e de gás (fonte: adaptado de “Overview of acid-gas injection operations in western Canada” e de “Almacenamiento subterráneo de gas natural en cavidades salinas”).

	Unidade	Valor mínimo	Valor máximo
Profundidade média da injeção	m	824	3432
Espessura da formação	m	4	276
Net pay	m	2	100
Porosidade	%	5	40
Permeabilidade	mD	0	1
Pressão da formação	Kpa	5915	35860
Temperatura da formação	°C	26	110
Salinidade da água	mg/l	19740	341430
Gravidade Específica do Gás	--	0,573	1121
Módulo de Young	bar	50000	400000
Coeficiente de Poisson (estático)	--	0,25	0,3

A Tabela 14 foi elaborada tendo por base a seleção das formações adequadas para o armazenamento de gás e CO₂, em formações salinas profundas no Canadá e o artigo do doutor Pedro Riera Sardá (Sardá, P. R., 1998) em relação ao armazenamento de gás natural em diapiros salinos.

Porém, e devido ao fator escala, será necessário reavaliar parâmetros como a porosidade e permeabilidade, para que a capacidade e ritmo de injeção sejam concordantes com o planejamento do projeto de armazenamento de gás natural.

Nota-se que para a realização deste projeto foi estabelecida uma metodologia de avaliação preliminar, apenas o estudo de afloramentos, pelo que somente será possível comparar alguns parâmetros apresentados na Tabela 14, dado que nem todos poderão ser comparados com amostras resultantes do estudo de afloramentos.

6.1. Picnometria de gás hélio

A Tabela 15 apresenta os resultados obtidos no ensaio de picnómetro de gás de hélio, a média das porosidades em Óbidos (O) é de 5,11% e em Soure (S) é de 12,95%, tendo como valor médio da densidade do grão de 2,44g/cm³ para Óbidos e 2,44 g/cm³ em Soure.

Tabela 15- Porosidades e densidades de grão das amostras analisadas.

Amostra	Peso (g)	Medidas (mm)		Porosidade				Densidade do grão (g/cm ³)
	Peso Seco	Longitude	Diâmetro	Volume Total (cm ³)	Volume Sólido (cm ³)	Volume do Poro (cm ³)	Porosidade (%)	
O1	131,21	50,79	38,11	57,94	56,79	1,15	1,98	2,31
O2	127,18	50,77	37,98	57,52	55,02	2,50	4,35	2,31
O3	132,94	50,92	38,03	57,83	57,17	0,66	1,14	2,33
O8	135,07	50,80	38,07	57,82	50,36	7,46	12,91	2,68
O9	110,52	42,44	38,02	48,19	47,57	0,62	1,29	2,32
S2	126,07	50,90	38,06	57,90	53,56	4,35	7,51	2,35
S3	117,34	50,78	37,79	56,95	47,12	9,83	17,26	2,49
S4	126,89	50,88	38,01	57,73	52,05	5,69	9,85	2,44
S7	111,86	47,15	38,00	53,47	45,56	7,92	14,81	2,46
S8	118,74	50,80	37,96	57,50	48,70	8,80	15,31	2,44

*O1-O9 corresponde às amostras recolhidas em Óbidos; S2-S8 diz respeito às amostras em Soure.

Como anteriormente já referido, os armazenamentos de gás natural em funcionamento possuem uma porosidade que varia entre 5 e 40%, sendo os valores compreendidos entre 10 e 20% os mais comuns (Moya, 2007).

Como é possível verificar no gráfico da Figura 73 os valores de porosidade mais elevados encontram-se nas amostras de Soure.

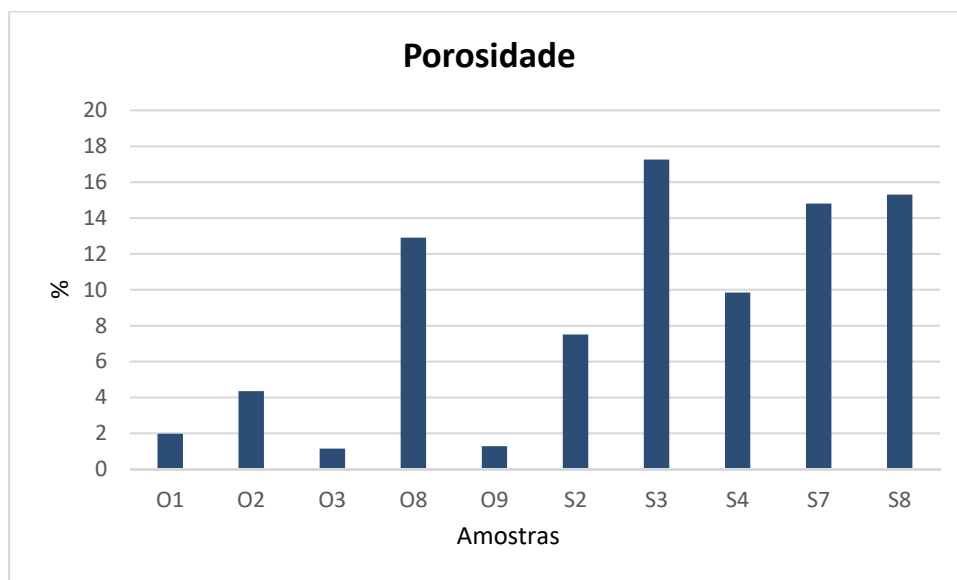


Figura 73- Gráfico de Porosidade das amostras.

Ao nível do valor da porosidade em Soure, o valor médio encontra-se nos 12,95%, valor este em conformidade com os valores que Moya referia existirem e com a apreciação qualitativa de Levorsen que enquadra este valor como médio.

Já no caso de Óbidos podemos aferir através do gráfico que os valores de porosidade são baixos possuindo como valor médio 5,11%, o qual é muito inferior ao obtido em Soure.

Não considerando os valores das amostras O1 e O2 para o cálculo, uma vez que se suspeita de pertencerem ao depósito salino.

6.2. Protocolo de Ensaio de Permeabilidade (Permeómetro de Nitrogénio)

A Tabela 16 apresenta os resultados obtidos no ensaio de permeómetro de nitrogénio, a média das permeabilidades em Óbidos (O) é de 0,130mD e em Soure (S) é de 0,088mD.

Tabela 16- Permeabilidade das amostras analisadas.

Amostras	Diâmetro (mm)	Longitude (mm)	Atm. Press. (psi)	Confining P. Radial (psig)	Upstream P. (psig)	Low flow (Ncc/min)	High flow (Ncc/min)	Kg (mD)	K stabilised	Correlated K (10-3um2)
O1	38,11	50,79	13,71	400	11,34	8,84	-0,7	3,5564	OK	3,5564
O2	37,98	50,77	13,71	400	11,42	14,47	-0,6	5,5242	OK	5,5242
O3	38,03	50,92	13,71	400	99,46	14,9	-0,5	0,0731	OK	0,0731
O8	38,07	50,8	13,72	400	99,27	-0,02	61,9	0,3036	OK	0,3036
O9	38,02	42,44	13,72	400	99,51	3,61	-0,4	0,0147	OK	0,0147
S2	38,06	50,9	13,72	400	98,21	47,47	-0,5	0,2377	OK	0,2377
S3	37,79	50,78	13,79	400	99,13	5,35	-0,7	0,0269	OK	0,0269
S4	38,01	50,88	13,79	400	99,74	9,86	-0,6	0,0486	OK	0,0486
S7	38	47,15	13,79	400	99,18	8,28	-0,8	0,0382	OK	0,0382

*O1-O9 corresponde às amostras recolhidas em Óbidos; S2-S7 diz respeito às amostras em Soure.

*S8 não se encontra referida no quadro, uma vez que o ensaio desta amostra deu inconclusivo.

Os valores pretendidos serão sempre os mais baixos possíveis porque a rocha deve funcionar como um reservatório estanque, ou seja, serve de parede ao gás a armazenar.

Através do gráfico da Figura 74, as amostras O1 e O2, relativas a Óbidos, apresentam valores muito altos e bastantes díspares das restantes o que pode indiciar a presença de sal na sua constituição, ao qual não será alheio o facto de um responsável da exploração da pedreira ter comentado que já tinham atingido a camada de sal, no entanto, não foi possível confirmar porque não foi realizado o ensaio difração de raio-X, aplicando o método de Rietveld, devido a alterações organizacionais que ocorreram no Laboratório Petrofísico de Madrid não foram disponibilizados os meios necessários. Comparando os valores médios das amostras, verificamos que Soure apresenta o valor médio mais baixo, 0,088mD, para 0,130mD de Óbidos, já considerando a exclusão dos valores das amostras O1 e O2.

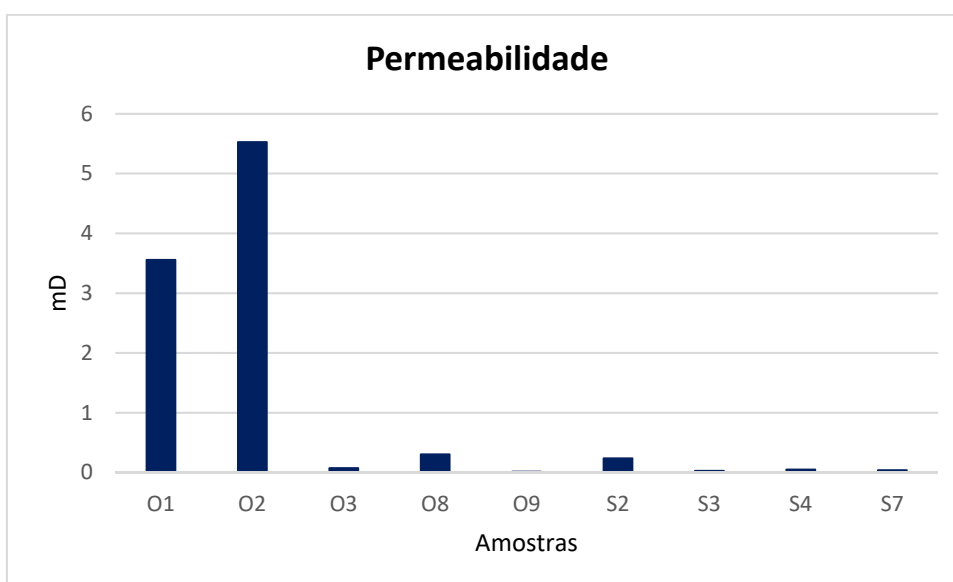


Figura 74- Gráfico permeabilidade das amostras.

CAPÍTULO 7 – Conclusões

7. Conclusões

Na elaboração deste trabalho ficou demonstrada a importância crescente do gás natural, uma vez que este se apresenta como a fonte de energia mais limpa e ecológica no universo das energias fósseis, que contribui para a diminuição dos gases de efeito de estufa (GEE) e para uma melhoria da qualidade do ar, quando substitui outras fontes de energia consideradas mais poluentes, bem como das suas estruturas de armazenamento subterrâneo na definição de políticas energéticas sustentáveis.

Devido ao aumento das necessidades energéticas a que a sociedade atual se encontra sujeita, o gás natural é considerado como a alternativa energética que irá permitir fazer a ponte para o desejável cenário de maior aproveitamento das fontes renováveis de energia. No nosso país, o gás natural tem adquirido uma relevância crescente ao longo dos últimos anos, com grande impacto nas centrais de energia elétrica e nas centrais de cogeração em detrimento de outras matérias-primas de origem fóssil, face à sua melhor competitividade económica e menor nível de emissões de CO₂.

Na União Europeia, essa importância é ainda mais relevante devido ao problema anteriormente descrito da dependência excessiva do gás proveniente da Rússia, conferindo a esse país um elevado poder negocial e político, que aumenta a vulnerabilidade dos países que dependem dessa fonte de abastecimento. Assim o aumento das reservas estratégicas Europeias, para além das questões relacionadas com a segurança de abastecimento, apresenta-se como uma boa solução comercial, dotando os países pertencentes à UE de maior poder negocial, podendo até alcançar condições mais vantajosas para a aquisição do gás natural.

Neste contexto, Portugal além do principal objetivo de melhorar as suas reservas de gás natural, pode posicionar-se de forma a funcionar como “reserva/entrada” da EU do gás proveniente da Argélia, através de gasoduto, ou da Nigéria, e outros países produtores, pela via marítima, atingindo-se assim vantagens mútuas em que Portugal teria mais uma fonte de receita do gás vendido/veiculado para a EU, para além de que deixaria de estar à mercê da flutuação dos preços, uma vez que passava a possuir um valor de reserva considerável.

Com este trabalho ficou provado que a solução de armazenagem subterrânea em diapiros salinos em Portugal é uma das soluções tecnicamente mais adequada para armazenagem subterrânea de gás natural porque os ensaios indiciam que as rochas encaixantes destes diapiros apresentam baixa permeabilidade e valores de porosidade que se encontram entre o intervalo de 10% a 20%. Para

além disso, existem afloramentos e em boas condições de estudo, o que possibilita uma análise prévia mais económica e está presente numa vasta área de território, sendo a principal a Bacia Lusitaniana ou Orla Ocidental, que abrange uma área na ordem dos 20.000 km² e tem uma extensão de aproximadamente 200 km, tem altas taxas de entrega, tem baixo volume de gás de base (em caso de emergência este volume pode ser retirado) e confere melhores condições de estanquidade do reservatório relativamente às outras alternativas.

Os locais de estudo escolhidos tiveram como critério de seleção a sua localização na Bacia Lusitaniana, existirem nesses locais explorações de gesso em atividade e com grande expressão e apresentarem grande afloramento e relativa proximidade à rede RNTGN.

Os valores de porosidade mais elevados encontram-se nas amostras de Soure, com valor médio de 12,95%, comparativamente ao valor médio de 5,11% encontrado nas amostras de Óbidos. Deste ponto de vista o local de Soure tem melhores características face ao de Óbidos, classificando-se Soure como médio e Óbidos como fraco, (Levorsen, 1956), sendo os valores mais comuns neste tipo de armazenamento entre 10 e 20%. (Moya, 2007)

Para a permeabilidade e tendo em consideração que para este caso a rocha funciona como um reservatório estanque, funciona como parede para o gás que futuramente irá ser injetado no reservatório, as formações armazenadas serão tanto melhores quanto menor for o seu valor. Óbidos apresenta o valor médio de 0,130mD e Soure apresenta um valor médio na ordem dos 0,088mD, valor muito mais baixo e próximo de zero, que é a situação ideal para uma rocha de armazenamento.

Tendo como princípio que a base da escolha do local foram as amostras recolhidas, a escolha recaiu sobre o local de Soure porque apresentou melhores resultados nos ensaios realizados ao nível da porosidade e na permeabilidade, fatores estes de extrema relevância para a viabilidade deste tipo de projeto. Mas mesmo que se avalie a proximidade à RNTGN, Soure irá estar, seguramente, mais próximo da RNTGN, tendo em consideração os investimentos previstos pela REN, através do seu plano PDIRGN15, que prevê em 2025 a conclusão do gasoduto AS do Carriço-Cantanhede para ligação à 3^a interligação com Espanha.

7.1. Sugestões para trabalhos futuros

Como já referido anteriormente, esta tese pretende ser um ponto de partida para futuros trabalhos nesta área. Assim sendo, existem pontos que precisam de um aprofundamento ao nível de ensaios e de estudo de campo.

Estabelecimento de uma rede de pontos de sondagem de malha quadrada com 50 m de lado para cobertura da área em análise, cada ponto da malha corresponde a uma sondagem, de forma a permitir a elaboração de perfis estratigráficos mais rigorosos, complementada com a utilização de diagrfias e sondas combinadas, para melhor análise geológica e determinação exata das dimensões do diapiro, de modo a possibilitar o dimensionamento rigoroso do futuro armazenamento, de uma ou mais cavidades.

O estudo de permeabilidade, porosidade, solubilidade e de raio-x nos carotes de sondagens, de modo a permitir aferir as características da rocha encaixante bem como as características do próprio diapiro sabendo também a sua constituição mineralógicas ao pormenor.

Deve ser realizado o dimensionamento das cavernas para o caso específico do local selecionado, determinação da dimensão, capacidade e número de cavernas, para melhor determinação dos custos e análise da viabilidade económica do projeto.

A realização de um estudo de impacto ambiental é importante, uma vez que este se torna fundamental na fase de exploração, pois disponibiliza informação muito útil na tomada de decisão durante a execução da obra, tendo em consideração o risco de contaminação e de alterações da geologia e morfologia do terreno do local ou região onde se insere a obra.

CAPÍTULO 8 - Estudo Económico

8. Estudo Económico

Depois de realizar o estudo geológico e geofísico do terreno e de se ter aceite a viabilidade técnica do projeto, será realizado um estudo económico preliminar estimativo, onde se analisa o custo total do investimento que estaria envolvido na construção do armazenamento subterrâneo de gás natural, em funcionamento, bem como a sua manutenção durante o período útil, e será comparado com as possíveis receitas totais que poderiam ser obtidas a partir desse armazenamento.

A fonte dos valores utilizados para este estudo preliminar económico foram fornecidos por instituições que solicitaram confidencialidade uma vez que se tratam de valores de referência do domínio privado, sendo que alguns deles são estimados (valores previstos).

8.1. Viabilidade económica

Introdução

O objetivo principal, ao realizar um projeto, é maximizar o benefício, ou seja, minimizar as perdas, o que dependerá da viabilidade do projeto. Para isso, em primeiro lugar será explicado o conceito de viabilidade económica.

Conceito de viabilidade económica de um projeto

Qualquer projeto de engenharia, uma vez concluído e antes de ser realizado, requer um estudo de viabilidade económica para que seja possível a tomada de decisões.

- A sua execução ou não
- A sua substituição por outro projeto alternativo

A viabilidade económica como conceito refere-se à condição que avalia a adequação de um sistema, projeto ou ideia que se qualifica, considerando a relação entre os recursos utilizados para obtenção e os recursos disponíveis. Em muitos casos, os recursos disponíveis para avaliar a viabilidade económica são determinados por aqueles produzidos pelo próprio sistema, projeto ou ideia a ser avaliada, para que seja realizada uma análise do seu desempenho ou rentabilidade interna. Para isso, uma produção hipotética é confrontada com as despesas fixas, e serão produzidas mais despesas variáveis que dependerão da produção.

Para realização de um projeto, é necessário cumprir os objetivos estabelecidos, que seja económico e supere em qualidade, quantidade e outros aspetos relacionados com os sistemas atuais. Por isso, é uma questão de que, uma vez o projeto finalizado, o seu financiamento é auto-suficiente ou

economicamente viável e sustentável no tempo. Assim, a viabilidade económica referida a projetos do tipo produtivo é entendida como a capacidade de geração de fluxos monetários das atividades do projeto.

Em seguida, a situação económica será considerada no momento presente, em que a renda esperada do armazenamento deve ser mostrada, tomando como critério a seguir o facto de durante um ano natural seja possível realizar quatro ciclos de injeção-extração, bem como assumir que o preço do gás natural para a próxima década varie de 26,3 € / MWh a 30,0 € / MWh, tomando como possível um preço de compra de gás natural de 27 € / MWh e um preço de venda possível de 28,5 € / MWh. Também será considerado um período no qual se analisará o estudo de viabilidade de 20 anos.

8.2. Tempo estimado para realizar o projeto

O tempo necessário para criar uma caverna depende da solubilidade do sal e do tamanho desejado das cavernas. Uma instalação recentemente construída, com características semelhantes, desde que o projeto final foi aprovado até à entrada em operação, demorou 5 anos. Este tempo estimado pode flutuar dependendo se os poços de perfuração e lixiviação de sal apresentam problemas inesperados.

8.3. Rendas

Atualmente, espera-se que o preço máximo do gás natural possa atingir, até 2020, valores na ordem de 30 € / MWh, por isso será considerado um preço para venda em torno de 28,5 € / MWh, ao qual se considera o preço médio de venda. Considerando o período de retorno do investimento de 20 anos e calculando que o armazenamento será capaz de realizar quatro ciclos de extração por ano, no total, podem ser realizados um máximo de 80 ciclos de extração, sendo mais provável que este número seja menor, por isso estima-se que 70 seja o número de ciclos de extração a serem realizados em 20 anos.

O volume de armazenamento é de 11,917 GWh, uma figura que deve ser subtraída de uma almofada de gás de 20% que não poderá ser extraída, deixando 9,533 GWh como gás que pode ser extraído.

Ao multiplicar a quantidade de gás extraível, pelo seu preço de venda e por 70 ciclos possíveis, será obtida uma receita estimada de 19,02 M €. Este valor será afetado por portagens e taxas de acesso de terceiros a instalações de gás e por uma atualização da quantidade de stock mínimo de

segurança de gás natural de natureza estratégica que pode ser obrigada pela entidade ENMC (Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis) em determinado momento.

8.4. Custos

No projeto, a responsabilidade pela construção e a responsabilidade pelo próprio projeto é do contratante principal, sob um “turnkey contract”, no qual a propriedade apenas exerce controlo sobre o contratante, encontrando-se isenta de responsabilidades.

Esta modalidade prende-se com o facto de, neste caso, uma empresa possui o projeto, oferece a outra empresa especializada a execução total do mesmo (design, engenharia básica, engenharia detalhada, compras, construção e comissionamento), ficando esta empresa com o compromisso de entregar o projeto totalmente executado e operando em condições normais de capacidade, qualidade e quantidade, num tempo e por um valor previamente acordado. Como pode ser deduzido da descrição, a empresa proprietária não tem participação na tomada de decisão sobre a execução, uma vez que, assinado o respetivo contrato, a empresa contratada assume todas as obras e a direção total do projeto, até o entregar na sua plena satisfação. Esta modalidade de contratação tem a grande desvantagem de não poder tirar proveito de uma desagregação tecnológica que permite atribuir diferentes partes de empresas do contrato global; para que os custos seja geralmente mais elevados, enquanto a empresa é marginalizada durante este processo, perde a oportunidade de treinar o seu próprio pessoal e assimilar a tecnologia correspondente, com o agravamento de ter que ir necessariamente para a mesma empresa contratante, mesmo depois de ser executado o projeto.

Algumas empresas (públicas e privadas) geralmente passam a esta modalidade de contratação devido ao conhecimento precário da tecnologia e, também, porque não há pessoal qualificado para realizar, pelo menos, parte do pacote tecnológico. Posteriormente, os custos totais do armazenamento subterrâneo de gás natural serão quantificados.

8.4.1. Custo do estudo de caracterização

O risco económico do uso de métodos geofísicos, nomeadamente um estudo gravimétrico, para a caracterização do armazenamento de gás natural, é diminuto, uma vez que são métodos bem conhecidos e anteriormente testados em casos semelhantes, sendo este método relativamente barato. No entanto, quando os custos diretos são realizados, as despesas serão elevadas. Será necessário realizar novas sondas na área, o que implicará uma despesa por sonda entre 1000 e

2000€. Se forem realizadas 5 sondas o custo do estudo estará entre 5000 e 10000€. Será tomado 7500€ como valor estimado.

8.4.2. Custo da construção do armazenamento de gás natural

Embora seja muito difícil estimar o custo total da construção deste armazenamento subterrâneo, tendo em conta que a construção do armazenamento subterrâneo de gás natural exigirá perfuração de poços, lixiviação de sal e montagem das instalações de superfície, tendo como referência outros armazenamentos subterrâneos recentemente construídos em outras partes do mundo, pode-se estimar que esta operação custaria cerca de 100M€, nesta quantidade também se inclui a manutenção que o armazenamento necessita.

8.4.3. Custo do gás de injeção

Dentro dos possíveis preços oferecidos pelo mercado de gás natural, um preço de compra interessante pode ser considerado em torno de 27 € / MWh. Tendo em conta que a primeira vez que se injeta o gás natural se injetará, também, um colchão de gás, ou seja, 11,917 GWh e que nos outros 69 ciclos não será necessário e apenas 9,533 GWh serão injetados, o custo total desta injeção de gás será de 18,08 M€.

8.4.4. Custo total

Somando todos os custos do armazenamento subterrâneo de gás natural, desde as sondas de 7500€, o custo total da construção e comissionamento de 100M€ e 18,08M€, supõem-se um custo total de 118,08M€.

8.5. Rentabilidade

Tendo em consideração a grande diferença entre a renda possível, 19,02M€ em comparação com os custos totais de 118,08M€, do ponto de vista económico, este projeto não seria viável, se se procura uma rentabilidade económica. É necessário ter em conta que este tipo de armazenamento não se destinam a ser um benefício económico no período de retorno do investimento, mas a sua construção é realizada principalmente por razões estratégicas para garantir o fornecimento de energia de um país ou região concreta, em caso de eventual contingência.

CAPÍTULO 9 - Referências bibliográficas

9. Referências bibliográficas

Afonso M.J., Carreira P.M., Chaminé H.I., Cunha P.P., Eggenkamp H., Espinha Marques J., Fonseca P.E.; Gama Pereira L.C., Gomes A., Lemos de Sousa M.J., Marques J.M., Carvalho J.M., Monteiro Santos F. & Mouraz Miranda A. (2009). Potential Use of Saline Aquifers for Geological Storage of CO₂ in Portugal. In: Abstracts International Conference on Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO₂ and Energy, Rueil-Malmaison, Paris, 1 p.

Allen, R. D., Doherty, T. J. e Fossum, A. F. (1982a). Geotechnical Issues and Guidelines for Storage of Compressed Air in Excavated Hard Rock Caverns. Pacific Northwest Laboratory Operated for the U.S.. Department of Energy by Battelle Memorial Institute; Washington.

Allen, R. D.; Doherty, T. J. Thorns; R. L., (1982b). Geotechnical Factors and Guidelines for Storage of Compressed Air in Solution Mined Salt Cavities, Pacific Northwest Laboratory Operated for the U.S.. Department of Energy by Battelle Memorial Institute; Washington.

Allen, R.D., Doherty, T. J., Erikson, R. L. e Wiles, L.E. (1983). Factors Affecting Storage of Compressed Air in Porous Rock Reservoirs. Pacific Northwest Laboratory Operated for the U.S.. Department of Energy by Battelle Memorial Institute; Washington.

Almeida, C., Mendonça, J. J. L., Jesus, M. R. e Gomes, A. J. (2000). Sistemas Aquíferos de Portugal Continental. Centro de Geologia. Instituto da Água,1, pp. 74-106 e pp 291- 300.

Almeida, C., Mendonça, J. J. L., Jesus, M. R. e Gomes, A. J. (2000). Sistemas Aquíferos de Portugal Continental. Centro de Geologia. Instituto da Água,2, pp. 320-337 e pp 604- 614.

Alves, J.F.S.S. (2015). Análise de viabilidade de armazenamento de energia sob a forma de ar comprimido em cavernas subterrâneas, dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica, Universidade de Évora.

Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor do Gás Natural. Presentation presented at; 2015; Lisboa.

Appi C.J, Iyomasa W.S., Goraieb C.L.(2005). Estocagem subterrânea de gás natural: Tecnologia para suporte ao crescimento do sector do gás natural no Brasil. 1ª ed. São Paulo: Páginas e Letras Editora Ltda.

Bachu, Stefan & J. Adams, J & Michael, Karsten & E. Buschkuehle, B. (2003). Acid gas injection in the Alberta basin: a commercial-scale analogue for CO₂ geological sequestration in sedimentary basins. In: Second Annual Conference on Carbon Dioxide Capture and Sequestration.
https://www.researchgate.net/publication/238106711_Acid_Gas_Injection_in_the_Alberta_Basin_a_Commercial-Scale_Analogue_for_CO2_Geological_Sequestration_in_Sedimentary_Basins

Bachu S., Gunter W. D. (2004). Overview of acid-gas injection operations in western Canada.
https://www.researchgate.net/publication/266334310_Overview_of_acid-gas_injection_operations_in_Western_Canada

Bernardes, L., Pereira, N. e Carneiro, J. (2011). Relatório Final; Actividade 3; Tarefa 3.1 – Analise dos elementos de prospecção geofísica; - caracterização geotérmica; Estudo de Viabilidade da Captura \e Armazenamento de CO₂ na Central Termoelétrica do Pego. (KTejo).

Bish D.L. & Reynolds Jr. R. C.. (1989). Sample preparation for x-ray diffraction. In: Bish D.L. & Post J.E., (Eds.), Modern powder diffraction. Mineralogy Society of America. Series Editor: Ribbe P.H., 20: 73-100.

Caballero, L. A. (2013). Criterios de selección de una estructura favorable para un almacenamiento de gas natural. Aplicación a Escala de Cuenca en la Península Ibérica. Titulación de Ingeniero de Minas en Departamento de Explotación de Recursos Minerales y Obras Subterráneas. Escuela Tecnica Superior de Ingenieros de Minas. Septiembre.

Cabrita-Mendes A (2015).. Eni e Galp vão perfurar no mar do Alentejo em 2016. Repsol procura parceiros no Algarve [Internet]. Jornaldenegocios.pt. [cited 5 September 2016]. Available from: http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/detalhe/eni_e_galp_vao_perfurar_no_mar_do_alentejo_em_2016_repsol_procura_parceiros_no_algarve

Calado, C e Brandão, J. M. (2009). Salinas Interiores em Portugal: o Caso das Marinhas de Rio Maior. Associação Portuguesa de Geólogos.

Carvalho, J. M. F., Midões, C., Machado, S., Sampaio, J., Costa, A. e Lisboa, V. (2011). Maciço Calcário Estremenho – Caracterização da situação de Referência. (LENG) Laboratório Nacional de Energia e Geologia.

Carvalho, J. M. F. (2013). Tectónica e Caracterização da Fracturação do Maciço Calcário Estremenho, Bacia Lusitânica – Contributo para Prospecção de Rochas Ornamentais e Ordenamento da Atividade Extrativa. Tese de doutoramento em geologia - geologia económica e do ambiente. Faculdade de ciências – Departamento de geologia – Universidade de Lisboa.

Catarino, B. (2009). Modelagem tridimensional de uma jazida mineral prospectada por sondagens e objetivando a sua exploração a céu aberto. Tese de Mestrado em Engenharia Geológica e de Minas. Instituto Superior Técnico – Universidade Técnica de Lisboa.

Cedigaz. Natural gas in the World - 2009 Edition, França, Available from: <http://www.cedigaz.org/Fichiers/NGW09/NGW09 PRa.pdf>.

Chaminé H.I., Fonseca P.E., Carvalho J.M., Azevedo M., Gomes A. & Teixeira J. (2004). Geometria, cinemática e dinâmica diapírica da morfoestrutura do Vimeiro (Torres Vedras, Portugal central): implicações para um modelo hidrogeológico. Cadernos Laboratório Xeológico de Laxe, A Coruña, Spain, 29: 9-30.

Comissão Europeia (2014). Compreender as políticas da União Europeia – Ação Climática. Serviços das Publicações da União Europeia, 2014 Luxemburgo.

Componentes e conceitos da distribuição [Internet]. Galpgasnaturaldistribuicao.pt. 2017 [cited 11 May 2017]. Available from: <http://galpgasnaturaldistribuicao.pt/Profissionais/Componentes-e-conceitos-da-distribuicao>

Confort, M.J.F. (2006). Estocagem Geológica de Gás Natural e seus aspectos técnicos e regulatórios internacionais. Dissertação para obtenção de Grau de Mestre, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Brasil.

Costa, A. M.. (1984). Uma Aplicação de Métodos Computacionais e Princípios de Mecânica das Rochas no Projeto e Análise de Escavações Subterrâneas Destinadas à Mineração Subterrânea. Rio de Janeiro, 1984. Tese de Doutorado - COPPE/UFRJ.

Costa, A. M.; Amaral, C. S. (2008) Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo na Bacia de Santos - Armazenamento de Gás Natural em Cavernas abertas por dissolução em Rochas Salinas. Relatório interno PETROBRAS/DEP..

Costa, A. M.. (2009). Visita a reserva estratégica de petróleo do EUA. Estrategic Petroleum Reserve – SPR, relatório interno Petrobras.

Costa, A. M.; Amaral, C. S.; CERQUEIRA, mR.M. (2011) Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo - Armazenamento de Gás Natural na Bacia Evaporítica de Sergipe.

Costa, A. M . (2011). O desafio do Pré-sal. Seminário sobre o Pré-sal. Universidade Federal de Pernambuco (UFPE).

Costa, A. M.; Amaral, C.S.; Poiate, E. et a (2011). Underground Storage of Natural Gas and CO2 in Salt Caverns in Deep and Ultra-deep Water Offshore Brazil. Beijing: 12th International Congress on Rock Mechanics – ISRM 2011- Harmonizing Rock Engineering and the Environment.

Costa, A. M. (2012). Aproveitamento Estratégico de Espaço Subterrâneo na Bacia de Santos - Descarte de CO2 em Cavernas abertas por dissolução em Rochas Salinas, Relatório interno PETROBRAS/DEP.

Costa, G. (1986). O gesso em Portugal. Est. Not. E Trab. S.F.M., Porto, 28, pp. 93-117.

Costa, L.R. (2009). Potencial de armazenamento subterrâneo de Gás Natural do território nacional, Ministério da Economia e Inovação, Direcção Geral de Energia e Geologia.

Costa, P. V. M (2012).. Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás. Relatório técnico Brazil Business Link.

Costa, P.V.M. (2013). Uso estratégico de espaço subterrâneo para estocagem de gás em cavernas abertas por dissolução de rocha salina, dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Produção, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Cullity B.D.. (1956). Elements of X-Ray Diffraction. Addison-Wesley Publishing Company, Inc., Reading, Massachusetts. 531 pp.

Cunha, L. (1986) As grandes linhas de desenvolvimento do relevo na área de Soure. Sep. Locus,1, pp.1-10.

Electricidade, 6º Seminário. (2006). Instrumentos para dinamizar as inversões e garantir a segurança energética da Cono Sur, Buenos Aires, Argentina.

Exxon Mobile (2016).. Energy lives here. Outlook for Energy: A View to 2040 [Internet]. p. 14-57. Available from: <http://cdn.exxonmobil.com/~media/global/files/outlook-for-energy/2016/2016-outlook-for-energy.pdf>.

Gilardoni, A. (2008). The World Market for Natural Gas – Implications for Europe, Ed. Springer, Università Bocconi, Milan, Italy.

Gonçalves Fontes A. (2016). Estudo comparativo de gessos de Loulé, Óbidos e Soure para cimento, argamassa e dermocosméticos (Mestre). Universidade de Aveiro.

González, R. M. C. (2000). Estudio de seguridad en un almacenamiento de gases licuados de petróleo, Proyecto de Fin de Carrera en Departamento de explotación de recursos naturales y obras Subterráneas, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas.

Heller, L., Padua, V.L. (2006). Abastecimento de água para consumo humano, Editora UFMG.

IEA (International Energy Agency). (2002). The Basics of Underground Gas Storage [Internet]. p. 28-56. Available from: <http://tonto.eia.doe.gov/ftproot/natgas/storagebasics.pdf>.

IEA (International Energy Agency). Natural Gas Information GILARDONI, A. (2008). The World Market for Natural Gas – Implications for Europe, Ed. Springer, Università Bocconi, Milan, Italy.

IEA (International Energy Agency).(2015). Key World Energy Statistics [Internet]. p. 34-60. Available from: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/khaliq2/docs/keyworld-2015.pdf>

IEA (International Energy Agency). (2016). Energy Policies of IEA Countries - Portugal 2016 Review [Internet]. p. 34-125. Available from:

https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Energy_Policies_of_IEA_Countries_Portugal_2016_Review.pdf

International Congress for Applied Mineralogy ICAM (2008). The Australian Institute of Mining and Metallurgy, pp 165-172.

Jenkins R. & Snyder R.L.. (1996). Introduction to x-ray powder diffractometry. Volume 138. J. Wiley & Sons Inc., New York, 423 pp.

Jimeno, J. C. (2002). Almacenamiento de gas natural em cavidades salinas en el levante Español, Proyecto de Fin de Carrera en Departamento de Ingeniería Química y Combustibles, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas.

Kullberg, J.C.R. (2000). Evolução Tectónica Mesozóica da Bacia Lusitaniana, Dissertação para obtenção de grau de Doutor em Geologia, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

Kullberg, J. C., Rocha, R. B., Soares, A. F., Rey, J., Terrinha, P., Callapez, P., e Martins, L. (2006). A Bacia Lusitaniana: Estratigrafia, Paleogeografia e Tectónica. In Geografia de Portugal no contexto da Ibéria (R. Dias, A. Araújo, P. Terrinha e J. C. Kullberg, Eds) Universidade de Évora.

Kullberg, J.C.R. R. Dias, A. Araújo, P. Terrinha (2013). Geologia de Portugal, Volume II – Geologia Meso-cenozóica de Portugal, Escolar Editora.

Maculan, B.D., Confort, M.J.F. (2006). Armazenagem subterrânea de Gás Natural: Regulamentos e Aspectos técnicos, V Congresso Latinoamericano e das Caraíbas de Gás Natural.

Mansson, L., Marion, P., Johansson, J. (2006). Demonstration of the LRC Gas Storage Concept in Sweden. In. 23rd World Gas Conference, Proceedings & Committee Reports, IGU. Amsterdam.

Moya, B. L. (2007). Determinación y formulación de los critérios para evaluar la idoneidade de una formación sedimentaria como almacén de co₂, Tesis Doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas.

Neumiller, J. L. (2009). Reservoir Simulation of Combined Wind Energy and Compressed Air Energy Storage in Different Geologic Settings. The degree of Master of Science (Petroleum Engineering). Faculty of the Colorado School of Mines.

Neto, M & Rocha, A. (2010). Noções de Prospecção e Pesquisa Mineral para Técnicos de Geologia e Mineração. Editora do IGRN-RN.

Nunes, P.D.V.C. (2010). Potencial de Armazenamento Subterrâneo em Cavidades Salinas de Gás Natural em Portugal, dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Geológica e de Minas, Universidade Técnica de Lisboa.

Portal ERSE. Gás Natural [Internet]. Erse.pt. (2017). [cited 27 August 2016]. Available from: <http://www.erse.pt/pt/gasnatural/Paginas/default.aspx>.

PSE (Programa Segurança Energética) - FLAD (Fundação Luso-Americana para o Desenvolvimento). (2016). GÁS NATURAL SITUATION REPORT [Internet]. p. 5-8. Available from: <http://www.flad.pt/wp-content/uploads/2016/04/PSE-FLAD-GAS-NATURAL-SITUATION-REPORT.pdf>

REN (Rede Eléctrica Nacional). (2008). Plano de promoção do desempenho ambiente (2008-2010). [Internet]. p. 6-24. Available from: <http://www.ren.pt/SiteCollectionDocuments/Gas/PPDA/REN%20AS.pdf>

REN (Rede Eléctrica Nacional). (2010). O Armazenamento de Gás Natural. [Internet]. p. 8-13. Available from: <http://noticiasdocentro.files.wordpress.com/2010/07/armazenagem-resumo-ren.pdf>;

REN (Rede Eléctrica Nacional). (2012).. Anexo 1 - Cenários de Evolução da Procura de Gás Natural (Período 2013-2023) [Internet]. p. 3-47. Available from: http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/45_1_2/Anexo%20I%20-%20Cen%C3%A1rios%20de%20Evolu%C3%A7%C3%A3o%20da%20Procura%20de%20G%C3%A1s%20Natural,%20Per%20do%202013%20-%202023.pdf

Rietveld H.M.. (1969). A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. Journal of Applied Crystallography, Copenhagen, 2: 65-71.

Rocha, R.; Manupella, G.; Mouterde, R.; Ruget, Ch. & Zbyszewski, G. (1981) Notícia explicativa da folha 19-C (Figueira da Foz) da Carta Geológica de Portugal, escala 1/50 000. Serv. Geol. Port., Lisboa, 126p.

Romariz, C. (1960) Estudo geológico e petrográfico da área tifónica de Soure. Tese de doutoramento, Univ.Lisboa, Lisboa.

Rutqvist, J., Kim, H. M., Ryu, D. W., Synn, J. H. e Song, W. K. (2012). Modeling of Coupled Thermodynamic and Geomechanical Performance of Underground Compressed Air Energy Storage in Lined Rock Caverns;

Santos, D. A. (2002). Processo integrado de recristalização de Sal na RENOESTE. Universidade de Aveiro, 28 Novembro.

Sampaio, E. (2006). Mineralogia do solo. Departamento de geociências, Universidade de Évora;

Sardá, P. R. (1998). Almacenamiento subterráneo de gas natural en cavidades salinas, Proyecto de Fin de Carrera en Departamento de Ingenieria Quimica y Combustibles, Escuela Tecnica Superior de Ingenieros de Minas.

Sharma, P. V. (1997). Environmental and Engineering Geophysics. Cambridge University Press, Cambridge, ISBN.

Smith D.. (1996). Characterization of Lactose by Helium Pycnometer. In Stephens K., (Eds.), The Microreport: News and Ideas for Decision Makers, 2nd Quarter, 7(2) Micromeritics Instrument Corporation, USA.

Spicer E., Verryn S.M. & Deysel K.. (2008). Analysis of Heavy Mineral Sands by Quantitative X-Ray Powder Diffraction and Mineral Liberation Analyser - Implication for Process Control. In: 9th

T.Saaty (1982). "Decision making for leaders. The analytical hierarchy process for decisions in a complex world" Lifetime learning publications. eeUU.

Velho, José; Campos, Carlos. (2006). Geologia do depósito de gesso de S. José do Pinheiro (Soure). VII congresso nacional de Geologia. ed. Évora: Universidade de Évora.

Wang L., Wang D., Cao Q., Zheng Y., Xuan H., Gao J. & Du Y.. (2012). Electric control of magnetism at room temperature. *Scientific Reports*. 2: 223.

Webb P.A. & Orr C.. (1997). *Analytical Methods in Fine Particle Technology*. Micromeritics Instrument Corporation. 301 pp.

Will G.. (2006). *Powder diffraction: the Rietveld method and two stage method to determine and refine crystal structures from powder diffraction data*. Springer, Berlin, Germany. 224 pp.

Young R.A.. (2002). *The Rietveld Method*. International Union of Crystallography, Oxford University Press, New York, USA.

Zbyszewski, G., Faria, J.B. (1971). *O Sal-gema em Portugal Metropolitano; Suas Jazidas, Características e Aproveitamento, Estudos Notas e Trabalhos do serviço de Fomento Mineiro, Vol.XX, Fasc.1-2*, Ministério da Economia, Direcção Geral De Minas E Serviços Geológicos, Lisboa.

Anexos

Anexos. I

Portuguesa desde 1 de julho de 2002, de acordo com o publicado no *Diário da República*, 1.ª série-A, n.º 190, de 3 de outubro de 2005.

Departamento de Assuntos Jurídicos, 23 de maio de 2012. — O Diretor, *Miguel de Serpa Soares*.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA E DO EMPREGO

Portaria n.º 181/2012

de 8 de junho

O Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho, que desenvolve as bases da organização e funcionamento do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN), estabelecendo os regimes jurídicos aplicáveis às atividades abrangidas e as respetivas bases de concessão, prevê, no n.º 2 do artigo 63.º, que o regulamento de armazenamento subterrâneo de gás natural seja aprovado por portaria do ministro responsável pela área da energia, sob proposta da Direção-Geral de Energia e Geologia, na sequência de parecer da ERSE e de propostas das respetivas entidades concessionárias.

O regulamento estabelece as disposições a que devem obedecer a atividade de pesquisa, o projeto, a construção e a exploração de cavidades em formações salinas para o armazenamento subterrâneo de gás natural, quer estejam em operação, em construção, ou a construir, bem como as disposições aplicáveis às respetivas instalações de superfície.

A presente portaria tem por base propostas das entidades concessionárias de armazenamento subterrâneo de gás natural, foi precedida de parecer da ERSE e foi notificada à Comissão Europeia, na fase de projeto, em observância do disposto no artigo 8.º da Diretiva n.º 98/34/CE, do Parlamento e do Conselho, de 22 de junho de 1998, relativa a um procedimento de informação no domínio das normas e regulamentações técnicas.

Assim:

Ao abrigo do n.º 2 do artigo 63.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho:

Manda o Governo, pelo Secretário de Estado da Energia, o seguinte:

Artigo 1.º

Objeto

É aprovado o Regulamento de Armazenamento Subterrâneo de Gás Natural, constante de anexo à presente portaria, da qual faz parte integrante.

Artigo 2.º

Norma revogatória

É revogada a Portaria n.º 1025/98, de 12 de dezembro.

Artigo 3.º

Entrada em vigor

A presente portaria entra em vigor no dia seguinte ao da sua publicação.

O Secretário de Estado da Energia, *Artur Álvaro Laureano Homem da Trindade*, em 28 de maio de 2012.

ANEXO

REGULAMENTO DE ARMAZENAMENTO SUBTERRÂNEO DE GÁS NATURAL EM FORMAÇÕES SALINAS NATURAIS

CAPÍTULO I

Âmbito e definições

Artigo 1.º

Âmbito

O presente Regulamento estabelece as disposições a que obedece a atividade de pesquisa, o projeto, a construção e a exploração de cavidades em formações salinas no território nacional para o armazenamento subterrâneo de gás natural, sendo aplicável a instalações de armazenamento subterrâneo em operação, em construção ou a construir, bem como às respetivas instalações de superfície.

Artigo 2.º

Definições

Para os efeitos do presente Regulamento, entende-se por:

Altura da cavidade: a diferença entre as cotas da extremidade inferior da chaminé e do ponto mais baixo da cavidade, conforme se ilustra na figura n.º 1 do anexo ao presente Regulamento;

Autonomia: condição de funcionamento de qualquer equipamento ou sistema cuja segurança intrínseca esteja assegurada de modo independente;

Bolsa de insolúveis: a parte inferior da cavidade, onde se acumulam os materiais insolúveis e a salmoura residual, conforme se ilustra na figura n.º 1 do anexo ao presente Regulamento;

Cabeça do poço: o equipamento instalado no topo dos entubamentos, construído segundo as normas técnicas aplicáveis, englobando o topo das tubagens, flanges e as válvulas de controlo e de segurança, conforme se ilustra na figura n.º 2 do anexo ao presente Regulamento, podendo existir configurações diferentes para a cabeça de poço dependendo da fase em que a cavidade se encontra;

Calda de cimentação: a suspensão de cimento em água, destinada a assegurar a aderência e a estanquidade entre o entubamento e as paredes naturais do furo e entre entubamentos;

Caudal da cavidade: o fluxo de gás que pode ser injetado ou extraído para ou da cavidade, por unidade de tempo;

Cavidade: o espaço confinado resultante da lixiviação da formação salina, sob a extremidade inferior da chaminé, conforme se ilustra na figura n.º 1 do anexo ao presente Regulamento;

Chaminé: a parte do poço situada entre a sapata do entubamento cimentado de menor diâmetro e o teto da cavidade, conforme se ilustra na figura n.º 1 do anexo ao presente Regulamento;

Cimentação: a operação de preenchimento do espaço anelar entre o entubamento e as paredes naturais do furo e entre entubamentos, com calda de cimento, conforme se ilustra na figura n.º 1 do anexo ao presente Regulamento;

Completamento: o equipamento técnico instalado no interior do entubamento cimentado de menor diâmetro, destinado à lixiviação, ao primeiro enchimento com gás e à exploração;

Concessionária: a entidade titular de uma concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural que integra a RNTIAT, nos termos do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho;

Confinamento: o conjunto dos meios adotados para restringir as possibilidades de fugas do produto armazenado numa cavidade;

Convergência da cavidade: a redução do volume geométrico da cavidade, expressa em percentagem, em consequência do comportamento visco-plástico do sal sob o efeito da pressão geostática;

Cushion gas: o volume de gás natural que deve permanecer sempre na cavidade, correspondente à pressão mínima absoluta, para garantia da estabilidade geomecânica da cavidade;

DGEG: a Direção-Geral de Energia e Geologia;

Diagrafia: o registo contínuo dos parâmetros físico-químicos e geométricos de um furo, medidos ao longo da sua profundidade;

Edifício pressurizado: o edifício no interior do qual a pressão reinante é superior à pressão atmosférica exterior, com vista a impedir a entrada nas instalações de eventuais fugas de gás;

Empanque (*packer*): o dispositivo obturador utilizado para vedar a parte inferior do espaço anelar entre a tubagem de produção e o entubamento, conforme se ilustra na figura n.º 2 do anexo ao presente Regulamento;

Ensaio de estanquidade: o ensaio específico do sistema para determinar a existência ou não de fugas;

Entubamento: a tubagem situada no interior do furo de sondagem, com vista a assegurar a estabilidade das paredes e servindo de barreira à migração dos fluidos, após a cimentação do espaço anelar entre o entubamento e as paredes naturais do furo e entre entubamentos, conforme se ilustra na figura n.º 2 do anexo ao presente Regulamento;

Espaço anelar: o espaço compreendido entre duas colunas de tubagens concêntricas ou entre o entubamento e as paredes naturais do furo;

Estação de gás: o conjunto de equipamentos e edifícios localizados num mesmo perímetro vedado que constituem os sistemas e instalações de receção, compressão, extração e medição que permitem o acesso às atividades de armazenamento de gás natural;

Fluido inerte: a substância, líquida ou gasosa, menos densa do que a água e imiscível nela, inerte em relação ao sal, presente ao longo do espaço anelar entre o entubamento de menor diâmetro e a tubagem de lixiviação de maior diâmetro, formando uma barreira entre a salmoura e o teto da cavidade de modo a impedir a lixiviação acima de determinada cota, garantindo a geometria prevista para a cavidade, conforme se ilustra na figura n.º 2 do anexo ao presente Regulamento;

Formação geológica: o conjunto de rochas com características próprias em relação à sua composição, idade, origem ou outras propriedades similares, formando uma unidade com continuidade lateral, suscetível de ser cartografada;

Gás armazenado: a quantidade de gás correspondente à pressão existente na cavidade num dado momento;

Gás armazenado máximo: a quantidade de gás correspondente à pressão de serviço máxima;

Gestão Técnica Global do SNGN: a coordenação sistémica das infraestruturas que o constituem, de forma a assegurar o funcionamento integrado e harmonizado do sistema de gás natural e a segurança e continuidade do

abastecimento de gás natural, nos termos do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho;

Gestor Técnico Global do SNGN: a concessionária da RNTGN, nos termos do n.º 1 do artigo 13.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho;

Insolúveis: os materiais contidos na formação salina, não removíveis por dissolução no processo de lixiviação da cavidade;

Instalação do poço: todos os equipamentos localizados no interior da plataforma do poço com início na válvula de seccionamento para isolamento da cavidade;

Instalação do poço: todos os equipamentos localizados no interior da plataforma do poço com início na válvula de seccionamento para isolamento da cavidade;

Instalações de lixiviação: o conjunto de equipamentos e edifícios destinados à construção das cavidades através do processo de lixiviação, abrangendo nomeadamente o sistema de captação de água, a estação de lixiviação e o sistema de rejeição de salmoura;

Instalações de superfície: o conjunto de equipamentos e sistemas que integram a estação de gás, a rede de interligação e a instalação do poço;

Lama de perfuração à base de água: a suspensão, normalmente de argila, barite, polímeros e sal, em água, utilizada em furos de sondagem, com o fim de, designadamente, lubrificar e arrefecer o equipamento de perfuração, trazer à superfície os detritos da perfuração e manter estáveis as paredes e o fundo do furo;

Lixiviação: o processo, também designado por dissolução, que consiste em fazer circular água, usando um par de tubagens de lixiviação concêntricas ao longo da formação salífera para dissolver o sal e criar uma cavidade nesta formação;

Lixiviação direta: o método de lixiviação no qual a água é injetada pela tubagem de lixiviação de menor diâmetro e a salmoura é recuperada pelo espaço anelar entre as duas tubagens;

Lixiviação indireta: o método de lixiviação no qual a água é injetada pelo espaço anelar entre as duas tubagens de lixiviação, saindo a salmoura pela tubagem de menor diâmetro;

Modelo reológico: o estudo, por meio de aplicação de modelos matemáticos, do comportamento geomecânico das formações geológicas, englobando, entre outros, a viscosidade, a plasticidade e a elasticidade, tendo em consideração os seus estados de tensão e de deformabilidade, sob a ação de solicitações impostas;

PDIRGN: o plano de desenvolvimento e investimento da RNTIAT, elaborado nos termos do artigo 12.º do Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho;

Perfuração: o conjunto das operações técnicas da execução de um furo;

Perímetro das instalações de lixiviação: os contornos, em planta, das zonas ocupadas pelas instalações de lixiviação;

Perímetro da zona de armazenamento: o contorno, em planta, da zona de armazenamento;

Perímetro da zona de pesquisa: o contorno, em planta, da zona de pesquisa geológica;

Perímetro das instalações de superfície: o contorno, em planta, da zona das instalações de superfície;

Pesquisa geológica: o conjunto de operações realizadas na área de influência da futura obra, tendo por objetivo a caracterização geológica da área, incluindo a natureza e características das formações geológicas que constituem o recurso a ser valorizado e dos acidentes tectónicos que possam afetar a obra;

Pilar: a massa da formação salina situada entre duas cavidades vizinhas, conforme se ilustra na figura n.º 1 do anexo ao presente Regulamento;

Plataforma do poço: a área vedada no interior da qual se localizam a cabeça de poço, ou as cabeças de poços, no caso de agrupamento numa mesma plataforma, e os equipamentos de superfície associados à operação da cavidade ou cavidades;

Poço: o conjunto do furo de sondagem e dos equipamentos técnicos que nele foram instalados, desde a cabeça até à base;

Poço de exploração: o furo equipado com tubagem ou conjunto de tubagens, em ligação direta com a cavidade, através do qual se injeta ou extrai o gás armazenado;

Pressão de serviço máxima: o valor da pressão máxima admissível em condições usuais de exploração e de manutenção;

Pressão de serviço mínima: o valor da pressão mínima admissível em condições usuais de exploração e de manutenção;

Pressão geostática: o valor da pressão existente num dado ponto do maciço, exercida pelo peso da coluna de rocha sobrejacente;

Pressão mínima absoluta: o valor da pressão resultante do volume de *cushion gas* existente na caverna;

Prospeção geotécnica: o conjunto de operações que incluem a execução de sondagens mecânicas de pequena profundidade (à rotação, penetração estática e contínua), podendo ir até cerca de 60 metros, ensaios expeditos (de carga pontual, elétricos, granulométricos) e levantamento de descontinuidades das formações geológicas, com vista a avaliar o estado de tensão do subsolo, a sua alteração e capacidade de suporte face a tensões transmitidas a partir da superfície;

Recondicionamento: a intervenção para restauro ou aumento da produção ou para reparação do equipamento do poço;

Rede de interligação: o conjunto de equipamentos, tubagens e acessórios, desde a válvula de isolamento no coletor da estação de gás, exclusive, até à válvula de secionamento da instalação do poço;

RNTGN: a Rede Nacional de Transporte de Gás Natural;

RNTIAT: a Rede Nacional de Transporte, Infraestruturas de Armazenamento e Terminais de GNL;

Sala de controlo: a unidade central das instalações de superfície, que efetua as funções de coordenação operacional das mesmas, permitindo ainda a recolha e o registo dos dados de funcionamento em tempo real, bem como uma atuação rápida em situações de emergência;

Salmoura: a solução de água salgada, que se diz saturada quando seja atingida a sua capacidade de solubilização, à temperatura ambiente;

Salmoura residual: a quantidade de salmoura que permanece na cavidade após o seu enchimento com gás;

Serviços de lixiviação: as operações necessárias à lixiviação, que consistem na disponibilização de água sob pressão para injeção nas cavidades e recolha e rejeição da salmoura produzida, incluindo a receção e rejeição da salmoura produzida no primeiro enchimento com gás;

Sonar: o método que utiliza uma tecnologia de reflexão de ondas acústicas ou outras, que, entre outras aplicações, proporciona a representação da configuração interna do espaço subterrâneo resultante do volume escavado;

Sondagem: a operação destinada a reconhecer, em profundidade e a partir da superfície, a geologia da área,

nomeadamente a natureza e as características estruturais das formações geológicas;

Sondagem mecânica: a sondagem que utiliza dispositivos mecânicos, podendo ser do tipo de percussão ou de rotação, com o objetivo de caracterizar as formações geológicas atravessadas;

Subsidência: a depressão originada pelo abatimento da superfície, com formação de uma cratera ou rebaixamento, devido à remoção de materiais no subsolo abaixo da zona deprimida;

Terrenos de recobrimento: o conjunto de rochas e solos sobrejacentes a determinada formação geológica;

Testemunho de sondagem (carote): a amostra intacta de terreno de forma cilíndrica, de diâmetro e altura variáveis, obtida por sondagem mecânica de rotação;

Teto da cavidade: a parte superior da cavidade, situada entre o fundo da chaminé e a parede da cavidade, conforme se ilustra na figura n.º 1 do anexo ao presente Regulamento;

Tubagem: o tubo ou conjunto de tubos que podem ser roscados ou soldados topo a topo de modo a formar uma coluna, através da qual os fluidos são injetados ou extraídos, devendo, no caso de serem ligadas por meio de soldaduras, ser executadas e controladas em conformidade com as normas ANSI B 31.8, API 1104 ou outras tecnicamente equivalentes;

Tubagem de extração: a tubagem situada no interior dos entubamentos cimentados, com vista a permitir a extração da salmoura deslocada pela injeção de água ou de gás na cavidade;

Tubagem de injeção: a tubagem situada no interior dos entubamentos cimentados, com vista a permitir a injeção de água no interior da cavidade;

Tubagem de produção: a tubagem através da qual se injeta ou extrai o gás natural da cavidade, instalada de forma permanente no interior da tubagem de revestimento de menor diâmetro e que fica diretamente ligada à cabeça do poço;

Válvulas de segurança: os dispositivos destinados a fechar, automática ou manualmente, a passagem do gás em situações de emergência e que devem estar situadas na proximidade da superfície do terreno e na cabeça de poço tal como se ilustra na figura n.º 2 do anexo ao presente Regulamento;

Válvula de segurança subterrânea (VSS): o dispositivo colocado a uma profundidade adequada (normalmente situada entre os 30 e os 50 metros), tal como se ilustra na figura n.º 2 do anexo ao presente Regulamento, manobrável a partir da superfície, que atua automaticamente em caso de depressurização súbita da cavidade, permitindo isolar a cavidade e descomprimir, se necessário, a secção da tubagem de produção entre a VSS e a cabeça do poço;

Válvula mestra: a válvula destinada a permitir a obturação do poço em caso de emergência ou de manutenção e que se encontra situada na cabeça do mesmo;

Volume livre da cavidade: o volume da cavidade disponível para a injeção de gás;

Zona das instalações de superfície: a área na qual se encontram situadas todas as unidades necessárias ao tratamento, manutenção, movimentação e armazenamento do gás natural;

Zona de armazenamento: o perímetro envolvente das zonas de proteção da instalação do poço de cavidades contíguas;

Zona de nuvem: a área correspondente à envolvente de todas as áreas que possam ser abrangidas por uma nuvem

de gás originada por uma situação de emergência de probabilidade conhecida;

Zona de pesquisa geológica: a área estimada para a realização dos trabalhos de pesquisa;

Zona de proteção: a área, envolvente da zona de cada uma das instalações de superfície, limitada pelas extremas das distâncias de segurança aplicáveis.

CAPÍTULO II

Trabalhos de pesquisa geológica e de prospeção geotécnica em formações salinas subterrâneas

Artigo 3.º

Viabilidade do projeto

1 — Os trabalhos de pesquisa geológica e de prospeção geotécnica devem permitir a obtenção da informação necessária para determinar a viabilidade do projeto de armazenamento subterrâneo em cavidades, nomeadamente através do recurso a estudos geológicos e geofísicos, incluindo os sismológicos.

2 — A informação obtida é sintetizada num relatório sobre a viabilidade técnica do projeto, nos termos do n.º 2 do artigo 9.º

Artigo 4.º

Estudos prévios aos trabalhos de pesquisa geológica

Com vista à elaboração do plano de trabalhos de pesquisa geológica, o interessado deve:

a) Definir a localização, as características e a finalidade da obra;

b) Proceder à compilação da informação existente, relativamente à zona estimada para a implantação da obra, nomeadamente no que respeita aos aspetos geológicos, tectónicos, topográficos, hidrológicos e sismológicos;

c) Elaborar um estudo prévio que contemple as vertentes ambiental, social e económica do projeto.

Artigo 5.º

Trabalhos de pesquisa geológica

1 — A pesquisa geológica de formações salinas naturais subterrâneas com vista ao armazenamento de gás natural deve, designadamente, incluir:

a) A execução de sondagens mecânicas e outros estudos que permitam determinar as características geológicas e tectónicas do subsolo e definir a geometria das formações geológicas de interesse para o projeto;

b) A execução de levantamentos geológicos e geofísicos que permitam determinar a geometria das formações geológicas de interesse para o projeto;

c) Outros ensaios ou trabalhos que as entidades competentes determinem fundamentadamente como necessários, tendo em vista a salvaguarda da segurança de pessoas e bens e o cumprimento da legislação aplicável.

2 — A execução das sondagens mecânicas referidas na alínea a) do número anterior deve ainda permitir:

a) Conhecer as características da formação salina, designadamente o tipo e a qualidade do sal e a distribuição dos insolúveis;

b) Colher um número suficiente de testemunhos de sondagem das várias formações atravessadas, para ensaios laboratoriais, a fim de determinar a composição química e a solubilidade do sal, assim como a resistência mecânica do sal e daquelas formações;

c) O conhecimento das pressões geostáticas;

d) A realização de diagrafas nos diversos furos de sondagem, de modo a determinar as características dos terrenos nas zonas em que não foram recolhidos testemunhos de sondagem e a estabelecer uma correlação entre furos.

Artigo 6.º

Trabalhos de pesquisa geológica para expansão da atividade

1 — No caso de os trabalhos de pesquisa geológica se destinarem a investigar a exequibilidade da expansão física de atividade já concessionada de armazenamento subterrâneo de gás natural, a respetiva concessionária deve apresentar um pedido devidamente fundamentado de pesquisa geológica suplementar, que permita complementar as informações já disponíveis relativas ao maciço salino, devendo o projeto das novas cavidades atender aos resultados dos estudos anteriormente desenvolvidos, nomeadamente no que se refere à caracterização geomecânica do maciço salino, pressões de serviço e caudais máximos de exploração.

2 — A DGEG pode impor a realização de testes adicionais ao programa de pesquisa geológica proposto pela concessionária em situações devidamente fundamentadas.

Artigo 7.º

Pedido de autorização de pesquisa geológica

1 — O pedido de autorização de pesquisa geológica deve ser dirigido ao membro do Governo responsável pela área dos recursos geológicos e entregue na DGEG, instruído com um requerimento onde constem os seguintes elementos:

a) Identificação da entidade requerente e qualidade em que o requer, face ao regime jurídico aplicável ao exercício da atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural, com demonstração da respetiva idoneidade e capacidade técnica e financeira;

b) Indicação das freguesias e concelhos da área pretendida;

c) Indicação da zona de pesquisa geológica e respetiva ocupação temporária de superfície, acompanhada com a planta geográfica, à escala de 1:5000, onde sejam assinalados os prédios afetados e respetiva listagem;

d) Indicação aproximada da profundidade a atingir nos trabalhos de pesquisa geológica;

e) O plano de trabalhos de pesquisa geológica a executar, elaborado em conformidade com os artigos 4.º e 5.º;

f) Estudo das incidências ambientais dos trabalhos de pesquisa geológica bem como das medidas mitigadoras previstas;

g) O volume do investimento previsto e o seu financiamento.

2 — A DGEG aprecia o pedido tendo em conta o princípio da compatibilização dos recursos minerais com a utilização do subsolo para outras finalidades, nomeadamente a atividade de armazenamento subterrâneo de gás natural a que se refere este Regulamento.

Artigo 8.º

Autorização de pesquisa geológica

1 — Os trabalhos de pesquisa geológica só podem iniciar-se após ter sido concedida autorização para o efeito, por um prazo determinado, pelo membro do Governo responsável pela área dos recursos geológicos.

2 — As sondagens devem ser realizadas de modo a que os recursos hídricos existentes não sejam afetados durante os trabalhos.

3 — Após a conclusão dos trabalhos de pesquisa, os terrenos devem ser devolvidos aos proprietários nas condições em que se encontravam antes de iniciados os trabalhos de pesquisa, caso não venha a ter lugar a realização de fases posteriores.

Artigo 9.º

Resultados dos trabalhos de pesquisa geológica

1 — O titular dos direitos de pesquisa deve entregar à DGEG relatórios semestrais dos trabalhos de pesquisa geológica efetuados.

2 — Além dos relatórios referidos no número anterior, deve ser entregue à DGEG um relatório final com as conclusões obtidas, o qual deve incluir, nomeadamente:

- a) A localização dos furos de sondagem realizados;
- b) As características geológicas, geofísicas e tectónicas das formações atravessadas, com indicação da sua extensão, espessura e profundidade;
- c) A descrição minuciosa da qualidade do sal, incluindo a natureza, composição, solubilidade e a percentagem de insolúveis;
- d) As propriedades mecânicas que influenciam o comportamento do sal face à pressão geostática;
- e) O relatório de viabilidade técnica do projeto.

3 — O titular dos direitos de pesquisa deve ainda entregar à DGEG os testemunhos e outras amostras de sondagem recuperados dos trabalhos de pesquisa geológica.

Artigo 10.º

Prospecção geotécnica

1 — A realização de trabalhos de prospecção geotécnica pelo titular dos direitos de pesquisa deve ser previamente comunicada por escrito à DGEG, com indicação dos trabalhos a realizar e do âmbito dos mesmos.

2 — Sem prejuízo da obrigação de comunicação referida no número anterior, o titular dos direitos de pesquisa deve elaborar relatórios técnicos dos trabalhos realizados e remetê-los à DGEG.

CAPÍTULO III

Projeto, construção e exploração de cavidades em formações salinas para armazenamento subterrâneo

SECÇÃO I

Projeto e construção das cavidades

Artigo 11.º

Orientações gerais

1 — As cavidades para o armazenamento subterrâneo devem ser projetadas, construídas e exploradas de modo

a não causar danos ao nível da superfície do solo por movimentos de subsidência ou impactos significativos.

2 — A instalação dos equipamentos necessários às operações de perfuração, lixiviação e exploração deve ser feita a partir de uma plataforma equipada com sistemas que permitam evitar o derrame não controlado no meio envolvente de qualquer fluido de perfuração ou de fluidos contaminantes produzidos durante alguma das operações.

3 — Os poços devem ser implantados em zonas cuja localização minimize eventuais impactos ambientais negativos resultantes das operações de perfuração, lixiviação e exploração e ter em conta as situações de funcionamento usual e as situações de emergência, bem como respeitar as distâncias previstas no artigo 58.º do presente Regulamento.

4 — O armazenamento subterrâneo de gás natural em cavidades salinas deve ser concebido por forma a assegurar a continuidade, a longo prazo, do confinamento do produto armazenado.

5 — A construção das cavidades deve ser executada de modo a não comprometer o confinamento referido no número anterior.

6 — A compilação e o arquivo da informação referente ao projeto e à construção é da responsabilidade da concessionária, devendo tal informação ser imediatamente disponibilizada à DGEG ou a outras entidades que a requeiram ao abrigo das respetivas competências.

Artigo 12.º

Conceção da cavidade

1 — O projeto deve evidenciar a estabilidade da cavidade a longo prazo, em condições usuais de funcionamento.

2 — O modelo reológico deve ter por base a informação obtida do furo de produção e permitir caracterizar a cavidade, entre outros, pelos seguintes parâmetros:

- a) A redução anual do volume da cavidade, isto é, a convergência da cavidade devida a deformações visco-plásticas da formação salina;
- b) A distribuição das deformações nas paredes e no fundo da cavidade, por efeito das pressões aplicadas;
- c) A distribuição dos esforços transmitidos ao maciço salino envolvente das cavidades;
- d) A geometria prevista para a cavidade, nomeadamente a forma, a altura e o diâmetro, e para a chaminé;
- e) O posicionamento geral da cavidade, nomeadamente as profundidades, os pilares e as distâncias a outras formações sobrejacentes e subjacentes;
- f) O volume livre da cavidade, a pressão de serviço máxima — sempre inferior à pressão geostática — a pressão de serviço mínima e a pressão mínima absoluta;
- g) As distâncias a outras cavidades subterrâneas.

3 — O projeto deve atender à possibilidade da ocorrência de subsidência à superfície.

Artigo 13.º

Perfuração dos poços

1 — Os trabalhos de perfuração dos poços devem ser executados em conformidade com normas e códigos de boa prática internacionalmente reconhecidos, tais como a API/ISO ou outras tecnicamente equivalentes desde que aceites pela DGEG.

2 — Durante os trabalhos de perfuração deve ser efetuado um registo sistemático de toda a informação obtida.

Artigo 14.º

Lamas de perfuração

1 — As lamas usadas nos trabalhos de perfuração dos poços, não devem contaminar as águas subterrâneas, devendo ser monitorizados, designadamente, os seguintes parâmetros no processo tecnológico de perfuração dos poços:

- a) Peso da broca;
- b) Rotação da broca;
- c) Direção da broca;
- d) Densidade das lamas;
- e) Pressão das lamas.

2 — As lamas resultantes dos trabalhos de perfuração devem ser tratadas e encaminhadas em conformidade com a legislação em vigor, de modo a não causarem danos ambientais.

Artigo 15.º

Qualidade dos materiais

1 — As tubagens móveis e as tubagens de revestimento definitivas, bem como as respetivas cimentações, devem ser fabricadas e instaladas, inspecionadas e ensaiadas em conformidade com normas e códigos de boa prática internacionalmente reconhecidos, tais como a API/ISO ou outras tecnicamente equivalentes, desde que aceites pela DGEG.

2 — A qualidade e a resistência das tubagens e de outros materiais utilizados na lixiviação devem ser definidas em função da duração prevista para a operação.

3 — A qualidade e a resistência das tubagens e de outros materiais utilizados em condições usuais de funcionamento devem ser definidas em função da duração prevista para a cavidade.

Artigo 16.º

Entubamento

1 — Os poços devem ser revestidos, a partir da superfície, por tubagens concêntricas cujo diâmetro diminui à medida que aumenta a profundidade.

2 — As tubagens referidas no ponto anterior deverão ser instaladas sempre que ocorrer uma mudança assinalável na litologia, devendo, pelo menos, ser instalada uma tubagem na transição entre o sal e a camada sobrejacente e uma segunda tubagem até à chaminé da cavidade, que deve ser estanque ao gás.

3 — Logo que os dados da sondagem e as diagrfias demonstrem que se atingiu a profundidade conveniente, deve dar-se início às operações de entubamento.

4 — A qualidade e espessura do material das varas do entubamento deve permitir suportar os esforços de tração, esmagamento e rebentamento previsíveis para cada poço, bem como a resistência adequada às condições de operação, nomeadamente os efeitos de corrosão provocados pelas salmouras.

5 — O entubamento deve ser realizado de forma a permitir o enchimento uniforme do espaço anelar entre o entubamento e as paredes naturais do furo, ou outro entubamento de maior diâmetro, com a calda de cimentação.

6 — Tendo em vista a eficiência da operação de cimentação e a estabilidade do entubamento deve ser dada

especial atenção ao posicionamento da sapata da tubagem de menor diâmetro.

7 — A parte inferior da tubagem cimentada de menor diâmetro deve ser objeto de um ensaio sob pressão após a sua colocação.

Artigo 17.º

Técnica de cimentação

1 — As operações de cimentação devem ser feitas com uma calda de água e cimento de densidade adequada, produzida em contínuo, introduzida no entubamento de modo a refluir pelo espaço anelar entre aquele e as paredes naturais do furo, ou entre aquele e a tubagem de diâmetro imediatamente superior, conforme for aplicável.

2 — As técnicas de cimentação usadas na construção dos entubamentos não devem dar origem à formação de espaços vazios, canais, micro canais ou fissuras.

3 — No fim da operação de cimentação devem ser tomadas as medidas necessárias para que reste apenas uma pequena quantidade de calda de cimentação no interior do entubamento, aplicando, para o efeito, um dispositivo antirretorno da calda injetada.

4 — O resultado final da operação de cimentação deve ser verificado por meios que permitam avaliar:

- a) A variação da espessura da cimentação;
- b) A aderência do cimento às paredes naturais do furo e aos entubamentos.

5 — Sempre que se verifique a existência de uma descontinuidade na cimentação, nomeadamente em zonas críticas, como a sapata da tubagem de menor diâmetro, deve executar-se uma cimentação complementar, cujo resultado deve ser avaliado após a realização de diagrfias.

Artigo 18.º

Equipamento dos poços

1 — Os poços devem ser dotados dos equipamentos necessários ao seu funcionamento eficaz, autónomo e em segurança, em conformidade com a utilização prevista para cada poço.

2 — A utilização dos equipamentos referidos no número anterior, bem como a sua implantação em cada poço, são da responsabilidade da respetiva concessionária.

3 — Os poços devem ser dotados, pelo menos, dos seguintes componentes:

- a) Tubagem de produção;
- b) Cabeça do poço;
- c) Empanque;
- d) Válvulas de segurança.

Artigo 19.º

Ensaio de estanquidade prévios à construção das cavidades

1 — Previamente à construção das cavidades, os poços devem ser submetidos a ensaios de estanquidade, de acordo com procedimento a aprovar pela DGEG.

2 — O método de ensaio de estanquidade e os critérios de aceitação do teste devem ser objeto de proposta escrita e justificada, a apresentar atempadamente à DGEG, que pode aceitá-la ou propor alterações.

3 — Os resultados dos ensaios de estanquidade devem ser comunicados à DGEG e, no caso de não serem satisfatórios, devem ser efetuadas as diligências necessárias para

que, atuando ao nível do furo, sejam criadas as condições para que os resultados dos ensaios satisfaçam os critérios de aceitação referidos no número anterior.

Artigo 20.º

Construção das cavidades de armazenamento

1 — A construção das cavidades de armazenamento só deve ser iniciada após a execução, com resultados satisfatórios, dos ensaios de estanquidade dos poços referidos no artigo 19.º, dos quais é dado conhecimento à DGEG.

2 — O procedimento que especifica o ensaio de estanquidade referido no número anterior deve ser submetido à aprovação da DGEG, que pode sugerir ou impor fundamentadamente a introdução de alterações ao procedimento proposto.

3 — No caso do ensaio de estanquidade não ser concluído com sucesso, deve ser submetido à DGEG um plano de recuperação das deficiências detetadas, bem como o relatório do referido ensaio.

4 — Sempre que se verifiquem as circunstâncias previstas no número anterior, a construção das cavidades em causa só deve ser iniciada após a execução, com resultados satisfatórios, de ensaios de estanquidade dos poços respetivos, e uma vez obtido o parecer prévio favorável ou condicionalmente favorável da DGEG.

5 — A construção das cavidades de armazenamento em formações salinas pode ser feita por lixiviação do sal, utilizando o método direto ou inverso.

6 — A DGEG pode autorizar o uso de métodos de construção das cavidades distintos do previsto no número anterior, desde que seja comprovada a sua equivalência em termos de eficiência e segurança.

7 — O método de construção adotado deve permitir a execução das cavidades com as formas e os volumes previstos no projeto apresentado.

8 — Durante a construção das cavidades devem ser comprovadas as suas formas e volumes, pelo menos após cada 100 000 m³ de sal-gema dissolvido, com o auxílio de equipamentos adequados, cuja incerteza seja de $\pm 2\%$.

9 — A técnica utilizada na construção deve garantir que cada cavidade é executada de modo controlado.

10 — Cada concessionária deve apresentar mensalmente à DGEG relatórios referentes ao desenvolvimento das atividades de lixiviação e de construção das cavidades.

11 — No final da construção da cavidade deve ser comprovado que a respetiva geometria satisfaz as premissas do projeto, através de uma comparação com a forma geométrica previamente estabelecida, de modo a detetar eventuais desvios.

Artigo 21.º

Destino da salmoura

A salmoura resultante da injeção de água na formação salina deve ser recolhida à saída do poço e aproveitada sempre que tal seja técnica e economicamente viável, ou, quando tal não seja possível, rejeitada após tratamento adequado.

Artigo 22.º

Processo de lixiviação

1 — O processo de lixiviação da formação salina deve ser efetuado com base num procedimento, a elaborar antes do início destes trabalhos, que deve definir, nomeadamente:

a) Os parâmetros de lixiviação, tais como o método e o caudal de injeção de água, as profundidades de instalação

das tubagens de injeção de água e remoção de salmoura, e o teor expectável em cloreto de sódio e em outros componentes da salmoura;

b) O sistema de proteção do teto da cavidade, por injeção de um fluido inerte;

c) O método de controlo do teor de matérias solúveis na salmoura e da progressão da forma da cavidade, por medições periódicas através da realização de sonares;

d) O programa de controlo do processo de lixiviação, por medição da pressão, do caudal e da densidade da salmoura, na cabeça do poço;

e) Os dispositivos de segurança a utilizar no controlo do processo de lixiviação.

2 — O procedimento deve ainda permitir determinar a forma prevista para cada fase da lixiviação, de modo a serem evitadas as evoluções não controladas suscetíveis de afetar a estabilidade ou o volume geométrico objetivo da cavidade.

3 — Se a forma da cavidade diferir significativamente do projeto, o procedimento deve ser revisto com vista a ser adaptado aos novos parâmetros de conceção da cavidade, só devendo o processo de lixiviação ser retomado se a estabilidade da cavidade for aceitável nas novas condições.

Artigo 23.º

Fluido inerte

1 — O fluido inerte, utilizado como proteção do teto da cavidade durante a lixiviação, deve obedecer aos seguintes parâmetros:

a) Não dissolver o sal;

b) Apresentar uma solubilidade diminuta face à água e à salmoura;

c) Ter uma densidade inferior à da água;

d) Não possuir características químicas que possam causar contaminação ou afetar o entubamento e as paredes da cavidade.

2 — A injeção do fluido deve ser feita de modo adequado, a fim de assegurar o correto posicionamento da interface salmoura-fluido inerte, o qual deve ser verificado mediante a utilização de métodos apropriados.

3 — O nível da superfície de separação do fluido inerte e da salmoura deve ser monitorizado periodicamente durante as diversas fases da lixiviação, para verificar a respetiva constância.

4 — O manuseamento do fluido deve ser feito de modo a salvaguardar a segurança de pessoas e bens e a não afetar o ambiente.

5 — O armazenamento do fluido deve ser objeto de um planeamento cuidadoso, tendo em conta as suas características.

6 — Quando não seja utilizado o azoto como fluido inerte, deve ser utilizado um equipamento que permita a separação entre o fluido inerte e a salmoura.

Artigo 24.º

Tubagem de produção e completamento

1 — A tubagem de produção deve ser instalada antes do primeiro enchimento da cavidade com gás.

2 — Quando a tubagem de produção se encontrar adequadamente suspensa no interior do entubamento, o espaço anelar entre ambos deve ser preenchido com um fluido inerte, com vista a deslocar o fluido previamente

aí contido, antes de se colocar o empanque, caso este seja necessário.

3 — A tubagem de produção deve ser estanque ao gás e deve ser submetida a ensaios sob pressão antes do início da exploração da cavidade.

4 — O *packer* deve ser dimensionado para suportar os efeitos resultantes da dilatação ou contração da tubagem de produção devidas às variações da temperatura e da pressão do gás.

5 — As tubagens devem ser equipadas com um dispositivo de injeção inibidor da formação de hidratos, situado na cabeça do poço.

6 — A tubagem de gás deve ser ligada de forma estanque à cabeça do poço e possuir juntas interiores, estrategicamente situadas, que assegurem a sua estanquidade em relação ao gás.

Artigo 25.º

Ensaios de estanquidade prévios ao primeiro enchimento com gás

1 — Após a construção das cavidades, devem ser realizados ensaios de estanquidade do sistema, aos quais assistem representantes da DGEG.

2 — O método de ensaio e os critérios de aceitação do teste devem ser objeto de proposta escrita e justificada a apresentar à DGEG, a qual pode aceitar a proposta ou sugerir fundamentadamente a introdução de alterações.

3 — Se os resultados dos ensaios não forem satisfatórios, devem ser efetuadas as diligências necessárias para que, atuando ao nível da cavidade e dos equipamentos, sejam criadas as condições para que os resultados dos ensaios satisfaçam os critérios de aceitação referidos no número anterior.

Artigo 26.º

Primeiro enchimento com gás

1 — Terminada a lixiviação, deve ser instalada uma tubagem de extração de salmoura, para retirada da salmoura por efeito da injeção de gás na cavidade, colocada concêntricamente no interior da tubagem de produção e suspensa da cabeça do poço por meio de dispositivo que assegure a estanquidade anelar.

2 — A pressão de serviço máxima não deve ser excedida durante o enchimento da cavidade.

3 — Os sistemas devem estar preparados para evitar a penetração de gás no interior dos equipamentos das instalações dedicadas à rejeição de salmoura.

4 — A injeção do gás e a salmoura extraída devem ser monitorizadas e controladas através de sistemas apropriados.

5 — Deve ser efetuado um balanço diário do volume de gás e de salmoura com vista a permitir estimar a profundidade da interface gás-salmoura e, conseqüentemente, os volumes de cada fluido na cavidade.

6 — No decurso da operação de primeiro enchimento com gás devem ser realizadas medições de interface que permitam verificar o volume de salmoura a extrair e corrigir eventuais erros de medição do processo.

Artigo 27.º

Cabeças dos poços

1 — As cabeças dos poços devem ser concebidas de modo a que a sua instalação coincida com a presença da sonda de perfuração ou de recondicionamento.

2 — As cabeças dos poços das cavidades devem ser equipadas com uma válvula mestra que permita cortar a passagem do gás em caso de emergência ou de manutenção.

3 — As roscas para as válvulas devem ser maquinadas em toda a sua extensão, de modo a poderem ser submetidas a um ensaio de pressão, em condições adequadas.

4 — As juntas flangeadas devem ser sujeitas a um ensaio de pressão após a construção das cabeças dos poços.

5 — As tubagens de extração e as tubagens de produção devem ser equipadas, ao nível das cabeças dos poços, com uma válvula de comando manual e outra de comando remoto.

6 — Em caso de emergência ou de perturbação de funcionamento, as válvulas de controlo remoto, do tipo *fail-safe*, devem fechar-se automaticamente, não devendo ser possível reabri-las a partir do ponto de controlo remoto.

7 — As cabeças dos poços de exploração devem ser dotadas com dispositivos de injeção de agente inibidor da formação de hidratos e de purga do espaço anelar, para redução de um eventual aumento da pressão.

8 — Os locais onde se situam as cabeças dos poços devem ser protegidos por uma vedação.

9 — As cabeças dos poços devem ser equipadas com um conjunto de dispositivos adequados à função específica que cada poço desempenha.

10 — Constituem equipamentos essenciais das cabeças dos poços:

- a) Válvulas de segurança;
- b) Manómetros de indicação da pressão e equipamento de telemetria;
- c) Válvulas de injeção e de extração de gás;
- d) Válvulas de injeção de água e de extração de salmoura;
- e) Órgãos de comando das válvulas de segurança subterrânea (VSS);
- f) Válvulas *fail-safe*, situadas na cabeça do poço e abaixo desta.

Artigo 28.º

Válvula de segurança subterrânea

1 — Com vista a impedir a saída do gás em situações de emergência deve ser instalada uma válvula de segurança subterrânea na tubagem de produção, a uma profundidade aproximadamente compreendida entre os 30 e os 50 metros, tal como se ilustra na figura n.º 2 do anexo a este Regulamento.

2 — A válvula de segurança subterrânea deve ser acionada por meio de um comando ligado à superfície e por botoneiras estrategicamente colocadas nas instalações de superfície.

SECÇÃO II

Instalações e equipamentos

Artigo 29.º

Requisitos

1 — As instalações de superfície e os respetivos equipamentos visam permitir, em condições de segurança e eficácia, movimentar e tratar os volumes de gás de e para as cavidades, bem como assegurar os meios de ligação à RNTGN.

2 — As instalações de superfície e os respetivos equipamentos, bem como os seus componentes subterrâneos,

devem ser dispostos e dimensionados de modo a permitir manter o controlo do processo, das matérias e de outros elementos, qualquer que seja a combinação de pressões e temperaturas às quais possam ser sujeitos, em quaisquer condições de operação, incluindo as situações de emergência.

3 — Os equipamentos usados na exploração do armazenamento devem ser instalados, alternativamente:

a) Ao ar livre, para facilitar as operações de exploração, de combate a incêndios e a dispersão de eventuais fugas de gás;

b) Em edifícios ou estruturas aligeiradas, de paredes não resistentes a cargas ou pressões, construídas em materiais incombustíveis, devidamente ventilados, para minimizar eventuais acumulações de gás.

4 — As tubagens de gás afetadas às instalações e equipamentos de superfície devem obedecer aos requisitos do regulamento técnico relativo ao projeto, construção, exploração e manutenção da RNTGN.

Artigo 30.º

Instalações e equipamentos de superfície

1 — As instalações de superfície são compostas pelas seguintes infraestruturas:

- a) Estação de gás;
- b) Rede de interligação;
- c) Instalação do poço.

2 — Os equipamentos das instalações de superfície são constituídos, nomeadamente, por:

a) Na estação de gás:

i) Equipamentos destinados à movimentação do gás natural de e para a RNTGN, tais como os compressores, os circuitos das tubagens, os sistemas de medição e análise, de regulação das pressões, de aquecimento, de refrigeração, de desidratação e de filtração do gás;

ii) Uma sala de controlo que coordene o funcionamento dos compressores, dos circuitos das tubagens, dos sistemas de medição e análise, de regulação das pressões, de aquecimento, de refrigeração, de desidratação e de filtração do gás;

iii) Sistemas específicos para alimentação dos equipamentos de controlo e segurança, bem como os sistemas auxiliares para garantir autonomia e o seu correto funcionamento;

b) Na rede de interligação:

i) Tubagens, acessórios, equipamentos e sistemas auxiliares para interligação entre a instalação do poço e a estação de gás;

c) Na instalação do poço:

i) Conjuntos de equipamentos montados em cada plataforma do poço, até à válvula de seccionamento instalada entre a plataforma do poço e a rede de interligação;

ii) Sistemas específicos para alimentação dos equipamentos de controlo e segurança, bem como os sistemas auxiliares para garantir autonomia e o seu correto funcionamento.

3 — As instalações de superfície devem ser assistidas por pessoal com treino e formação adequada.

Artigo 31.º

Equipamentos das instalações de lixiviação

Os equipamentos das instalações de lixiviação são constituídos, nomeadamente, por:

a) Sistemas de bombagem de água para a lixiviação das cavidades e de processamento da salmoura produzida na mesma operação;

b) Meios físicos necessários para a captação de água e para a descarga da salmoura, quer a mesma seja aproveitada ou rejeitada;

c) Meios de armazenamento e movimentação do fluido inerte;

d) Laboratório de análises físico-químicas de água e salmoura.

Artigo 32.º

Válvulas de segurança dos equipamentos de superfície

1 — Os equipamentos de superfície suscetíveis de ser submetidos a pressões que excedam os limites estabelecidos devem dispor de válvulas de segurança contra o excesso de pressão, que garantam um caudal de descarga adequado.

2 — Sempre que haja a necessidade de efetuar descargas intermitentes ou em situações de emergência, o gás deve ser descarregado em sentido ascendente e a alta velocidade, com vista à sua dissipação.

3 — As descargas referidas no número anterior devem ser feitas preferencialmente em pontos separados.

Artigo 33.º

Válvulas de seccionamento

De modo a permitir o seccionamento das instalações para realização de ensaios de rotina, de trabalhos de manutenção e para enfrentar situações de emergência deve ser prevista a instalação de um número suficiente de válvulas, implantadas em pontos estratégicos.

Artigo 34.º

Controlo de qualidade do gás

A estação de gás deve ser equipada com um sistema de monitorização contínua da qualidade do gás, com disponibilização da informação na sala de controlo.

Artigo 35.º

Separação de sólidos e líquidos

As partículas sólidas e líquidas que o fluido possa conter devem ser removidas por meio de filtros ou separadores.

Artigo 36.º

Sistema de medição

1 — Com vista a permitir a medição do gás movimentado nas instalações de superfície e nas cavidades, devem ser instalados instrumentos de medição de gás que respeitem os parâmetros de quantificação fiscal de gás e que garantam a continuidade e a fidelidade das medições

de caudais diários injetados e extraídos de cada uma das cavidades, ou de um conjunto definido de cavidades.

2 — Os dados das medições devem ser conservados em registo apropriado.

Artigo 37.º

Compressores

1 — O sistema de compressão da estação de gás deve poder movimentar o gás, nomeadamente nas operações de injeção, tendo em conta as pressões de serviço máxima e mínima de cada cavidade.

2 — Os compressores devem ser construídos com materiais adequados às pressões e temperaturas exigidas pelo armazenamento.

3 — Devem ser instaladas válvulas a montante e a jusante de cada compressor que permitam isolá-lo do circuito.

4 — Quando existam compressores a funcionar em paralelo, as tubagens imediatamente a jusante devem ser equipadas com válvulas antirretorno, do tipo *check valves*.

5 — Os compressores devem possuir válvulas de segurança contra o excesso de pressão, calibradas para o valor da pressão máxima de serviço admissível para esse equipamento e para a tubagem a jusante.

6 — Os equipamentos de compressão devem dispor de um sistema de despressurização para descarga de gás quando se verificarem condições de sobrepressão nas tubagens das instalações.

7 — A descarga de gás referida no número anterior deve efetuar-se na vertical, fora do compartimento, num local que não ofereça perigo.

Artigo 38.º

Sistema de arrefecimento do gás

A estação de gás deve incluir, a jusante dos compressores, um sistema de arrefecimento do gás, de modo a dissipar o calor resultante do processo de compressão e a reduzir a temperatura do gás para um nível admissível para a injeção nas cavidades.

Artigo 39.º

Sistema de separação de óleo

A estação de gás deve estar equipada com um dispositivo instalado a jusante do sistema de arrefecimento do gás que permita separar quaisquer gotículas de óleo arrastadas pelo gás.

Artigo 40.º

Regulação da pressão

A estação de gás deve estar equipada com um sistema de regulação de pressão que observe os parâmetros de pressão e de temperatura e as características físico-químicas do gás natural, com vista a permitir a movimentação do gás armazenado de todas ou de cada uma das cavidades para a RNTGN.

Artigo 41.º

Aquecimento do gás

A estação de gás deve incluir um sistema de aquecimento do gás, para assegurar a realização desta atividade

quando se produz um arrefecimento do gás por redução da pressão.

Artigo 42.º

Desidratação do gás

1 — Na proximidade de cada cabeça do poço deve ser instalado um sistema de injeção de produto desidratante com vista a evitar a formação de hidratos.

2 — A estação de gás deve estar equipada com um sistema de desidratação que permita cumprir os requisitos mínimos de qualidade do gás emitido para o gasoduto de transporte, em particular no que respeita ao teor de humidade.

Artigo 43.º

Equipamento de reserva

Os equipamentos essenciais devem ter unidades de reserva, de modo a garantir a continuidade do funcionamento das instalações, em condições de segurança.

SECÇÃO III

Exploração das instalações

Artigo 44.º

Acesso às instalações

1 — A concessionária de armazenamento subterrâneo de gás natural que pretenda ligar as cavidades integradas na sua concessão a uma estação de gás ou que, para efeitos de construção de novas cavidades, pretenda aceder às instalações de lixiviação de outra concessionária, deve requerer tal ligação a esta, devendo, para o efeito, caracterizar tecnicamente a(s) cavidade(s) a ligar, a instalação do poço e rede de interligação associadas, fornecer o planeamento dos respetivos trabalhos e serviços a realizar e disponibilizar as informações técnicas que lhe sejam requeridas pela concessionária em cuja concessão se integram os ativos a que se pretende aceder.

2 — As solicitações de ligação ou acesso referidas no número anterior devem ser formalizadas previamente à instrução do pedido de licenciamento das novas cavidades junto da DGEG, assegurando a respetiva viabilidade técnico-económica de forma coordenada com as restantes instalações envolvidas, atento o disposto no PDIRGN em vigor.

3 — Na situação prevista no n.º 1, e sem prejuízo do disposto no n.º 6, a concessionária em cuja concessão se integre uma estação de gás ou instalações de lixiviação operacionais permitirá, em termos a acordar com a concessionária que o solicite e em conformidade com o disposto nos números seguintes, a ligação e o acesso de novas infraestruturas a tais instalações, nomeadamente de novas cavidades de armazenamento subterrâneo de gás natural.

4 — Sem prejuízo das competências de licenciamento da DGEG, o ponto e as condicionantes técnicas necessárias para a viabilização da ligação de novas cavidades à estação de gás e para o acesso às instalações de lixiviação são definidos pela concessionária em cuja concessão as referidas instalações se integrem, devendo ser assegurada a sua compatibilidade técnica e a interoperabilidade com a estação de gás.

5 — Com vista à concretização da ligação à estação de gás bem como o acesso às instalações de lixiviação para efeitos de construção de novas cavidades, a concessionária em cuja concessão se integre a estação de gás e as instalações de lixiviação deve disponibilizar um manual técnico que estabeleça, nomeadamente, as condicionantes técnicas de operação a observar no projeto de ligação e acesso das novas cavidades, as condições de disponibilidade das instalações e os respetivos limites técnicos, tendo em vista assegurar a compatibilidade técnica e interoperabilidade das novas cavidades com as referidas instalações.

6 — A calendarização e a concretização das ações previstas nos números anteriores devem ser efetuadas de modo a não prejudicar o regular funcionamento da concessão em que se integram os ativos pretendidos aceder e em coordenação com o gestor técnico global do SNGN.

7 — É da responsabilidade de cada concessionária assegurar que a exploração e a manutenção das infraestruturas de armazenamento subterrâneo de gás natural que integram a respetiva concessão sejam feitas em condições de segurança, fiabilidade e integridade técnica, observando os padrões de qualidade de serviço que lhe sejam aplicáveis, devendo assegurar os recursos e a autonomia dos sistemas necessários para o efeito.

8 — Quando cavidades de diversas concessionárias interliguem a uma estação de gás, a concessionária em cuja concessão se integre a estação de gás compete gerir a receção, a compressão, a injeção, o armazenamento, a extração, a medição de gás natural e o seu envio para a RNTGN de acordo com as solicitações dos agentes de mercado, assegurando a interoperacionalidade com a rede de transporte a que está ligada, no quadro da atividade de Gestão Técnica Global do SNGN.

9 — Na situação prevista no número anterior, as diversas concessionárias devem acordar um manual operativo, do qual é dado conhecimento à DGEG, que abranja as interfaces técnicas e de segurança, incluindo os procedimentos escritos a aplicar na operação das instalações e infraestruturas em causa, abrangendo as situações de funcionamento normal, *standby* e de manutenção das instalações de superfície e das cavidades, bem como de situações de emergência, individualizando a responsabilidade pela operação das cavidades e pela operação da estação de gás.

10 — Adicionalmente ao manual operativo previsto no número anterior e sem prejuízo do disposto nos n.ºs 2 e 6, quando uma concessionária pretenda aceder, para efeitos de construção de novas cavidades, a instalações de lixiviação que integrem outra concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural, devem as concessionárias, para efeitos do presente Regulamento, estabelecer um acordo escrito que identifique todos os direitos e obrigações das partes relativamente aos serviços de lixiviação, do qual será dado conhecimento à DGEG.

11 — Sem prejuízo das obrigações específicas de cada concessionária, tais como constantes da lei e dos respetivos contratos de concessão, o manual operativo e o acordo previstos nos números anteriores devem assegurar:

- a) A efetiva coordenação entre concessionárias;
- b) A racionalização dos meios e custos envolvidos, numa ótica de não agravamento dos investimentos;
- c) A garantia de segurança das instalações de superfície, das cavidades e dos equipamentos que integram tais instalações e infraestruturas.

12 — O manual operativo e o acordo a que se referem os n.ºs 9 e 10 devem definir claramente as obrigações da concessionária em cuja concessão se integre uma estação de gás ou instalações de lixiviação no que respeita à disponibilização completa e atempada à(s) restante(s) concessionária(s) dos seguintes elementos:

a) Informações e dados relativos à operação, construção e segurança das instalações de superfície, das cavidades e das instalações de lixiviação que sejam necessários ou adequados para que a(s) referida(s) concessionária(s) cumpra(m) atempadamente as suas obrigações legais ou regulamentares, nomeadamente as previstas no presente Regulamento;

b) Dados e relatórios referentes ao desenvolvimento das atividades de lixiviação e construção de cavidades por si direta ou indiretamente desenvolvidas;

c) Informações e dados relativos à injeção e extração de gás nas cavidades detidas por aquela(s) concessionária(s).

13 — Cada concessionária é responsável pelas instalações de que é proprietária, devendo assegurar os recursos e a autonomia dos sistemas que lhe permitam assumir essa responsabilidade.

14 — Cada concessionária deve manter um registo individualizado das condições de exploração por cavidade, ou grupo de cavidades.

15 — Caso as concessionárias não cheguem a um entendimento relativamente às matérias constantes dos n.ºs 9 e 10, cabe à DGEG, nos termos da lei, a emissão de um manual de procedimentos a tal respeitante, com base nas propostas das concessionárias, refletindo os entendimentos já alcançados, do qual estas serão notificadas.

Artigo 45.º

Ensaios e entrada em serviço

1 — Previamente à entrada em serviço devem ser realizados ensaios dos equipamentos e efetuada uma inspeção das instalações, destinados a comprovar a sua integridade.

2 — Os sistemas de emergência devem ser objeto de ensaio antes da entrada em serviço.

3 — Para os fins previstos no número anterior devem ser utilizadas as normas CEN ou outras tecnicamente equivalentes.

4 — O caudal da cavidade não deve exceder o valor fixado como máximo admissível.

Artigo 46.º

Controlos diários

1 — A concessionária deve tomar as medidas necessárias para que, no mínimo, se proceda diariamente:

a) A uma visita de inspeção às instalações de superfície, com o fim de verificar a inexistência de fugas e outras eventuais anomalias e o bom estado de funcionamento dos respetivos equipamentos de segurança;

b) À medição e registo das pressões e temperaturas do gás na cabeça do poço;

c) Ao cálculo aproximado da quantidade de gás natural (volume e energia) nas cavidades, por balanço dos volumes diários injetados e ou extraídos;

d) Ao controlo da qualidade do gás recebido e emitido da ou para a RNTGN.

2 — Os dados referidos no número anterior devem ser mantidos em arquivo durante um período mínimo de seis anos.

Artigo 47.º

Controlo de fontes de ignição

1 — A execução de operações que possam afetar a segurança das instalações, tais como soldadura, corte ou similares, só pode ser feita nas condições, lugares e tempos autorizados, mediante a apresentação do documento de autorização de trabalho devidamente assinado e aprovado.

2 — O acesso de veículos e outros equipamentos móveis que constituam potenciais fontes de ignição é proibido em todos os locais a menos de 15 metros de equipamentos que contenham gás natural, exceto quando especificamente autorizado.

3 — Durante a realização de trabalhos no poço de exploração é proibida a existência de qualquer fonte suscetível de causar ignição do gás dentro de um raio de 30 metros à volta do local do trabalho, exceto quando especificamente autorizada.

Artigo 48.º

Descargas de gás e fachos

1 — Para controlo dos gases inflamáveis que possam ser libertados deve ser instalado um sistema de descarga de segurança, tipo facho ou despressurização direta, dimensionado para o efeito.

2 — O sistema de descarga de segurança previsto no número anterior deve também ser projetado para receber uma eventual descarga de gás resultante de situações de emergência ou paragens súbitas da exploração.

3 — A necessidade de emissão de descargas de gás e de utilização dos fachos deve ser minimizada.

CAPÍTULO IV

Segurança

SECÇÃO I

Segurança das instalações

Artigo 49.º

Responsável técnico

1 — A concessionária deve dispor de um licenciado em engenharia, com experiência ou formação específica na área do gás, que se responsabilize permanentemente pelas respetivas instalações da concessionária e pelo seu funcionamento e de um substituto com idêntica formação, que o substituirá nas suas ausências ou impedimentos.

2 — O licenciado em engenharia referido no número anterior deve entregar, na DGEG, declaração em que assuma plena responsabilidade pela segurança e pelo funcionamento das instalações, comprometendo-se a desempenhar as suas funções de modo eficiente e a dar cumprimento às leis e regulamentos aplicáveis.

3 — A cessação da assunção da responsabilidade prevista no número anterior deve ser comunicada à DGEG com uma antecedência não inferior a 15 dias, devendo a concessionária designar prontamente um novo responsável técnico, nos termos do n.º 1.

4 — Em caso de cessação de funções do responsável técnico não suscetível de aviso prévio, a concessionária

deve providenciar a sua substituição no prazo máximo de 15 dias, sendo durante este prazo a responsabilidade assumida pelo técnico substituto referido no n.º 1.

Artigo 50.º

Gestão da segurança

1 — A concessionária deve definir e implementar um sistema destinado a manter a segurança das instalações, pessoas e bens, em conformidade com os códigos e as normas aplicáveis, o qual deve incluir, nomeadamente:

a) Os procedimentos de garantia de segurança, periodicamente atualizados;

b) Os procedimentos de garantia de segurança, para as situações de abandono e colocação fora de serviço;

c) O plano de emergência interno com as atuações previstas para os diversos cenários de acidentes, de modo a limitar as suas consequências;

d) As medidas adequadas para minimizar os impactos de um eventual acidente ou falha.

2 — A concessionária deve ainda:

a) Dispor de um serviço de manutenção permanente, dotado dos meios técnicos, materiais e humanos que lhe permitam, em caso de acidente ou falha, intervir com a rapidez e eficácia necessárias;

b) Cumprir o disposto no Decreto-Lei n.º 254/2007, de 12 de julho, e demais legislação aplicável.

3 — As instalações devem estar equipadas com sistemas de segurança, nomeadamente no que respeita a:

a) Deteção de fugas nas tubagens de interligação entre as instalações de superfície e as cavidades;

b) Deteção de incêndio e gases em espaços confinados;

c) Combate a incêndios;

d) Comunicações e telecomunicações;

e) Deteção de intrusos;

f) Controlo da segurança do tipo *fail-safe*;

g) Monitorização sísmica.

4 — Caso se verifique a existência de mais de uma concessão de armazenamento subterrâneo de gás natural na mesma área geográfica e detendo uma das concessionárias uma estação de gás, as concessionárias em causa devem, adicionalmente ao manual operativo a que se refere o n.º 9 do artigo 44.º, acordar os termos em que será coordenada a gestão das atividades correspondentes ao cumprimento das obrigações previstas nos números anteriores.

5 — Caso não seja alcançado o acordo previsto no número anterior, as concessionárias devem remeter à DGEG as suas propostas, para efeitos de aprovação dos procedimentos a adotar, os quais serão notificados às concessionárias e incluídos no manual de procedimentos previsto no n.º 15 do artigo 44.º, caso exista.

SECÇÃO II

Segurança dos armazenamentos

Artigo 51.º

Requisitos de segurança

1 — A DGEG pode impor a todo o tempo, por motivos de segurança, mediante notificação à concessionária, con-

dições relativas ao modo como é desenvolvido ou operado o armazenamento subterrâneo, nomeadamente:

- a) Limites ao valor da pressão máxima à qual o gás pode ser injetado;
- b) Limites ao valor dos caudais máximos aos quais o gás pode ser injetado ou extraído da cavidade;
- c) O número dos poços a usar para controlos e medições;
- d) A remoção, total ou parcial, ou a adição de qualquer substância ao gás, antes de este ser injetado no armazenamento, desde que garantida a compatibilidade daquelas substâncias com o gás natural, o maciço salino e as tubagens;
- e) As condições de garantia relativas à condução das operações, de modo que estas sejam executadas de forma a evitar fugas de gás;
- f) Um sistema eficiente de análise das águas existentes nas áreas adjacentes ao perímetro do armazenamento.

2 — Além do previsto no número anterior, a DGEG, pode ainda, fundamentadamente:

- a) Exigir a suspensão da injeção de gás no armazenamento;
- b) Determinar a redução do volume de gás armazenado para um certo valor, atendendo à pressão mínima absoluta definida para as cavidades;
- c) Adotar outras medidas relativas ao armazenamento ou a qualquer atividade ou matéria relacionada com aquela, por razões de segurança, em conformidade com o disposto no Decreto-Lei n.º 30/2006, de 15 de fevereiro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 77/2011, de 20 de junho, e no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de julho.

Artigo 52.º

Verificação dos dispositivos de segurança

O funcionamento dos dispositivos dos poços de exploração deve ser verificado:

- a) Anualmente, no que respeita às válvulas de segurança subterrâneas e da cabeça do poço;
- b) Mensalmente, no que respeita a válvula de segurança de comando manual e os outros equipamentos de controlo da cabeça do poço.

Artigo 53.º

Pressões limite de serviço

1 — A pressão de serviço máxima admissível deve ser respeitada, de modo a não afetar a cimentação e o entubamento, nomeadamente na extremidade inferior.

2 — A pressão de serviço mínima admissível na cavidade deve ser respeitada, de modo a assegurar a estabilidade mecânica da formação salina.

3 — A utilização do gás armazenado entre a pressão de serviço mínima e a pressão mínima absoluta deve, salvo em situação excecional devidamente justificada, respeitar os períodos de utilização previstos nos estudos geomecânicos, com vista a minimizar deformações permanentes na formação salina.

4 — Os valores das pressões de serviço máxima e mínima e da pressão mínima absoluta devem ser determinados por meio de cálculo ou ensaios em laboratório, não sendo admissível o uso de métodos baseados em ensaios realizados no próprio local.

Artigo 54.º

Volumes máximos de injeção e de extração

O volume máximo de injeção ou de extração de gás de cada cavidade é calculado e praticado de modo a que não sejam excedidos os limites das pressões de serviço máxima e mínima e da pressão mínima absoluta, referidos no artigo anterior, bem como as velocidades limites de escoamento do gás nas tubagens.

SECÇÃO III

Segurança das instalações de superfície

Artigo 55.º

Vedações

1 — Com exceção da rede de interligação, a área afeta às instalações de superfície e à instalação de lixiviação deve ser circundada por uma vedação, implantada na linha do perímetro da mesma, construída de forma a facilitar qualquer intervenção.

2 — A vedação prevista no número anterior deve ter uma altura mínima de 2 metros.

3 — A vedação deve ser executada com materiais incombustíveis, sendo permitido, nomeadamente, o uso de painéis de rede metálica de malha inferior ou igual a 50 mm, com diâmetro mínimo do arame de 3 mm, soldados a postes tubulares ou fixados a pilares de betão, desde que devidamente ligada à rede de terras da instalação.

4 — A vedação deve possuir, pelo menos, duas portas metálicas abrindo para o exterior, equipadas com fecho não autoblocante, além de outras saídas de emergência em locais estrategicamente escolhidos.

5 — As portas devem ter largura igual ou superior a 0,9 metros, por folha, e localizarem-se em lados opostos, podendo a DGEG autorizar outra solução em casos devidamente fundamentados.

6 — Os acessos às portas devem estar sempre desimpedidos, tanto interior como exteriormente.

7 — No interior das áreas vedadas não devem existir raízes, ervas secas ou quaisquer materiais combustíveis.

Artigo 56.º

Proibição de fumar ou foguear

No interior do perímetro das instalações de superfície e da instalação de lixiviação é proibido fumar ou foguear, a estabelecer em regulamento interno da concessionária e por placas de sinalização com as características estabelecidas na portaria que regulamenta as prescrições mínimas de colocação e utilização da sinalização de segurança e saúde no trabalho, com exceção das áreas devidamente assinaladas para o efeito.

Artigo 57.º

Sala de controlo

1 — A sala de controlo deve dispor dos meios necessários para uma atuação rápida nos casos de emergência e só é permitido o seu acesso a pessoal devidamente autorizado.

2 — A sala de controlo deve estar equipada de modo a receber, em tempo real, todos os dados referentes aos sistemas de controlo e de segurança afetos à exploração das instalações.

Artigo 58.º

Distâncias de segurança

1 — A concessionária elabora um estudo prévio de identificação de riscos e de probabilidades de fugas nas instalações de superfície e na instalação de lixiviação.

2 — Na determinação das distâncias de segurança, decorrentes dos estudos efetuados, devem ser considerados, nomeadamente, os perigos resultantes da:

- a) Radiação térmica de fogos originados por jatos de gás, qualquer que seja a sua incidência;
- b) Dimensão dos jatos citados na alínea anterior;
- c) Dispersão da nuvem de gás, nomeadamente por efeito dos ventos.

3 — Os cálculos referidos no número anterior devem ser submetidos à aprovação da DGEG, a qual pode, justificadamente, não aceitar os critérios da concessionária.

4 — Todas as distâncias de segurança devem ser medidas a partir da projeção horizontal das cabeças dos poços ou dos pontos de eventual fuga dos outros componentes das instalações de superfície e da instalação de lixiviação.

5 — As distâncias de segurança a praticar, constantes do quadro seguinte, devem ser as resultantes dos cálculos referidos no n.º 2, reportados aos níveis de radiação térmica, sem nunca serem inferiores às indicadas na coluna dos valores mínimos:

Distâncias em relação	Nível de radiação térmica máxima admissível (kW/m ²)	Com um valor mínimo (metros)
A edifícios que recebam público	5	400
Às paredes exteriores de habitações e aos armazéns de matérias perigosas	16	200
Às paredes exteriores de instalações industriais desprovidas de proteção contra a radiação térmica	21	150
À linha divisória de propriedade e às vias públicas	32	100

6 — As diversas unidades das instalações de superfície que contenham gás natural devem ser espaçadas, pelo menos, 15 metros entre si e em relação a fontes de ignição.

7 — A vedação referida no n.º 8 do artigo 27.º deve distar, no mínimo, 20 metros da cabeça do poço.

Artigo 59.º

Proteções específicas de alguns edifícios

1 — A sala de controlo, a central elétrica de emergência e a estação de ar comprimido devem ficar situadas em zonas de nuvem de probabilidade inferior a 10⁻⁶/ano.

2 — Os edifícios mencionados no n.º 1 que se encontrem situados em zonas de nuvem de probabilidade superior a 10⁻⁶ devem ser do tipo pressurizado e dispor de proteção adequada por cortinas de água.

Artigo 60.º

Instalações elétricas

1 — As instalações elétricas são aprovadas e vistoriadas de acordo com a legislação aplicável.

2 — As instalações devem ser dotadas de um sistema de emergência capaz de permitir a alimentação com energia elétrica dos equipamentos vitais de segurança e das telecomunicações em caso de falha da alimentação normal.

Artigo 61.º

Equipamentos de deteção

1 — As instalações de superfície devem ser dotadas de equipamentos de deteção capazes de fornecer sinais ou informações à sala de controlo, em tempo real, nomeadamente os relativos à temperatura, à existência de fumos e de chama em locais confinados.

2 — Todos os equipamentos suscetíveis de originar uma emergência previsível devem ser dotados com os detetores correspondentes, com transmissão simultânea para a sala de controlo.

Artigo 62.º

Sistema de controlo da segurança

1 — O sistema de controlo de segurança (SCS) destina-se a detetar e registar qualquer ocorrência e, eventualmente, a parar automaticamente as instalações de superfície ou parte delas, ou a instalação de lixiviação, com vista a minimizar possíveis consequências.

2 — O sistema previsto no n.º 1 deve ser do tipo *fail-safe*, garantindo a paragem automática das instalações mesmo em caso de falha de quaisquer componentes.

3 — O SCS deve ser totalmente independente de outros sistemas e detetar as fugas de gás natural na rede de interligação entre as cavidades e as instalações de superfície, bem como a existência de chama em espaços fechados.

4 — Quando exista interligação entre instalações de superfície de diversas concessionárias, os respetivos SCS, sem prejuízo da sua independência, devem coordenar-se de forma a garantir a segurança das instalações independentemente da origem da ocorrência.

Artigo 63.º

Meios de combate a incêndios

1 — As instalações de superfície são dotadas com equipamentos, fixos e móveis, de combate a incêndios, os quais devem poder ser acionados no próprio local ou por comando remoto.

2 — Os equipamentos referidos no número anterior devem ser objeto de revisões e manutenções apropriadas, com intervalos regulares, de modo a estarem permanentemente aptos a funcionar.

3 — A concessionária deve garantir a disponibilidade de uma equipa de emergência, sem prejuízo da colaboração a estabelecer com as corporações de bombeiros, a Autoridade Nacional de Proteção Civil ou outras entidades.

4 — A rede de água de incêndio deve ser capaz de responder com rapidez e eficácia às situações de emergência, alimentada pela rede pública e ou por meio de reservas próprias de água armazenada em tanques atmosféricos, pressurizada por bombas dedicadas.

5 — A reserva de água de incêndio, quando necessária, deve permitir alimentar os equipamentos fixos, incluindo os monitores de combate a incêndios, com os caudais e as pressões adequadas, exigidos pela mais gravosa emergência previsível, acrescida de um caudal suplementar de 63 dm³/s destinado às mangueiras, durante um período não inferior a duas horas.

6 — A concessionária assegura a realização de treinos de emergência simulada, a intervalos de tempo aleatórios, nunca superiores ao período fixado no procedimento de garantia de segurança da instalação.

CAPÍTULO V

Inspecções periódicas

Artigo 64.º

Inspecções periódicas

1 — A concessionária promove a realização de medições periódicas nos espaços anelares das tubagens dos poços, a fim de detetar a existência de eventuais fugas de gás no tubo de produção e na zona da sapata do entubamento do furo.

2 — Em caso de reparação de um poço de exploração, deve proceder-se à realização de diagrafias para verificar a espessura das paredes internas do entubamento e a qualidade da cimentação.

3 — As cavidades em serviço são inspecionadas a intervalos de seis anos.

4 — As inspecções periódicas das cavidades devem incluir, nomeadamente, as seguintes verificações:

- a) Estanquidade e estado de conservação da tubagem;
- b) Forma e volume de cavidade, com a incerteza de $\pm 2\%$;
- c) Avaliação da subsidência, com a periodicidade mínima anual;
- d) Outras características aconselhadas pelas circunstâncias ou condições do local.

5 — Relativamente ao estado de conservação da tubagem, deve ter-se em conta as medições da espessura remanescente da tubagem comparada com a espessura inicial, bem como o grau de ovalização do entubamento.

6 — Na verificação da forma e volume da cavidade devem usar-se métodos que não provoquem a desagregação das suas paredes.

Artigo 65.º

Procedimentos de segurança para as inspecções periódicas

1 — A concessionária transmite à DGEG os procedimentos de segurança aplicáveis à realização das inspecções periódicas das instalações do armazenamento subterrâneo.

2 — A concessionária é integralmente responsável em caso de ocorrência de qualquer emergência durante a preparação ou a realização dos trabalhos de inspeção periódica, quer a DGEG tenha ou não aceite os procedimentos de segurança previstos no número anterior.

3 — Durante o período dos trabalhos de inspeção periódica, devem estar sempre instalados, em cada poço, pelo menos dois meios de obturação entre a cavidade e a atmosfera.

Artigo 66.º

Ligação das infraestruturas à RNTGN

A ligação das infraestruturas de armazenamento subterrâneo à RNTGN é efetuada nas condições técnicas previstas no presente Regulamento e no regulamento da RNTGN.

CAPÍTULO VI

Normalização e certificação

Artigo 67.º

Normas técnicas aplicáveis

1 — Sem prejuízo do disposto no presente Regulamento, é permitida a comercialização e utilização dos produtos,

materiais, componentes e equipamentos por ele abrangidos, desde que acompanhados de certificados de conformidade emitidos, com base em normas aplicáveis e procedimentos de certificação que assegurem uma qualidade equivalente à visada por este diploma, e realizados por organismos de certificação acreditados segundo critérios equivalentes aos previstos na norma NP EN 45011, aplicáveis no âmbito do Sistema Português da Qualidade (SPQ), nos termos do Decreto-Lei n.º 142/2007, de 27 de abril.

2 — Para efeitos da aplicação do presente Regulamento, são aceites as normas a seguir indicadas ou outras tecnicamente equivalentes:

ISO 11960 — *Petroleum and natural gas industries — Steel pipes for use as casing or tubing for well;*

ISO 3183 — *Petroleum and natural gas industries — Steel pipe for pipeline transportation systems;*

ISO 10423 — *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Wellhead and christmas tree equipment;*

ISO 10426-1 — *Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 1: Specification;*

ISO 11961 — *Petroleum and natural gas industries — Steel pipes for use as drill pipe — Specification;*

API Std 1104 — *Welding of Pipelines and Related Facilities;*

API RP 1114 — *Design of Solution-Mined Underground Storage Facilities;*

API 1115 — *Operation of Solution-Mined Underground Storage Facilities;*

ASME B 31.8 — *Gas Transmission and Distribution Piping Systems;*

EN 1918-3 — *Gas supply systems. Underground gas storage; Part 3: Functional recommendations for storage in solution-mined salt cavities;*

EN 1918-5 — *Gas supply systems. Underground gas storage; Part 5: Functional recommendations for surface facilities;*

EN 60079 — *Explosive atmospheres. Equipment — General requirements;*

NFPA 13 — *Standard for the Installation of Sprinkler Systems;*

NFPA 14 — *Standard for the Installation of Standpipes and Hose Systems;*

NFPA 70 — *National Electrical Code®.*

CAPÍTULO VII

Disposições finais e transitórias

Artigo 68.º

Disponibilização do manual técnico

Até à disponibilização pela concessionária em cuja concessão se integre a estação de gás e as instalações de lixiviação do manual técnico a que se refere o n.º 5 do artigo 44.º, deve a mesma pronunciar-se sobre os pedidos de ligação de cavidades que sejam apresentados por outra concessionária, no prazo de 15 dias úteis a contar da data de receção do respetivo pedido.

ANEXO

Detalhes de construção das cavidades e dos furos

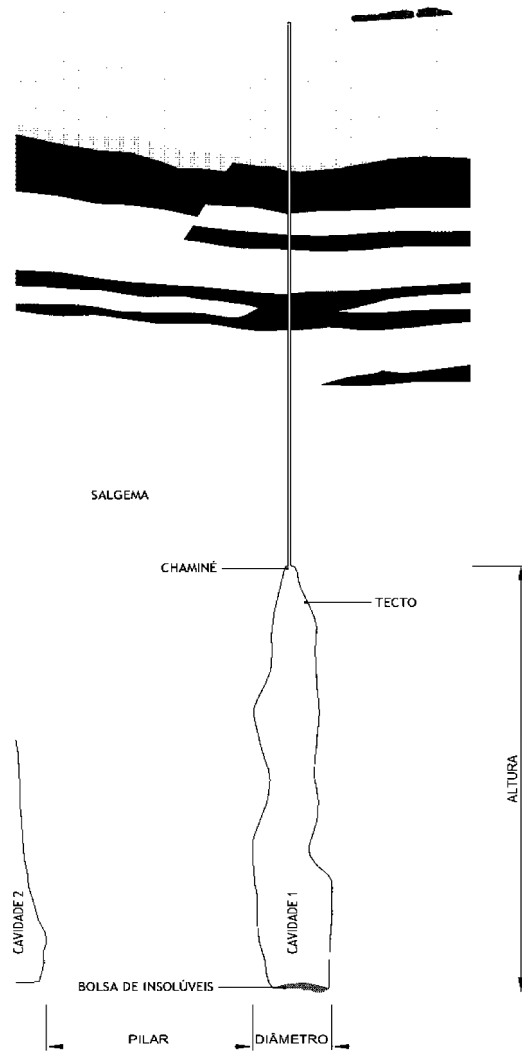


Figura n.º 1

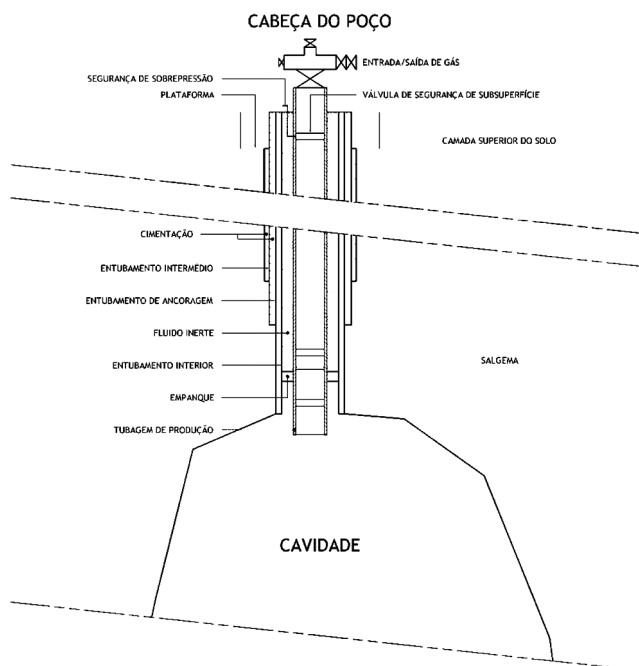


Figura n.º 2

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, DO MAR,
DO AMBIENTE E DO ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO

Portaria n.º 182/2012

de 8 de junho

O Decreto-Lei n.º 382/99, de 22 de setembro, estabelece as normas e os critérios para a delimitação de perímetros de proteção de captações de águas subterrâneas destinadas ao abastecimento público, com a finalidade de proteger a qualidade das águas dessas captações.

Os perímetros de proteção visam prevenir, reduzir e controlar a poluição das águas subterrâneas, nomeadamente por infiltração de águas pluviais lixiviantes e de águas excedentes de rega e de lavagens, potenciar os processos naturais de diluição e de autodepuração, prevenir, reduzir e controlar as descargas acidentais de poluentes e, por último, proporcionar a criação de sistemas de aviso e alerta para a proteção dos sistemas de abastecimento de água proveniente de captações subterrâneas, em situações de poluição acidental destas águas.

Todas as captações de água subterrânea destinadas ao abastecimento público de água para consumo humano, bem como a delimitação dos respetivos perímetros de proteção, estão sujeitas às regras estabelecidas no mencionado Decreto-Lei n.º 382/99, de 22 de setembro, bem como ao disposto no artigo 37.º da Lei da Água, aprovada pela Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, e na Portaria n.º 702/2009, de 6 de julho.

Na sequência de um estudo apresentado pela empresa Águas do Ribatejo, E. I. M., a Administração da Região Hidrográfica do Tejo, I. P., organismo competente à época, elaborou, ao abrigo do n.º 2 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 382/99, de 22 de setembro, uma proposta de delimitação e respetivos condicionamentos dos perímetros de proteção para as captações nos polos de captação de «Benavente», «Coutada Velha», «Vale Tripeiro», «Foros da Charneca», «Aldeia de Peixe», «Samora Correia», «Porto Alto», «Santo Estêvão», «Vila Nova de Santo Estêvão», «Foros de Almada», «Barrosa» e «São Brás», no concelho de Benavente.

Compete, agora, ao Governo aprovar as referidas zonas de proteção.

Assim:

Manda o Governo, pelo Secretário de Estado do Ambiente e do Ordenamento do Território, ao abrigo do disposto no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 382/99, de 22 de setembro, na redação conferida pelo Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, o seguinte:

Artigo 1.º

Delimitação de perímetros de proteção

1 — É aprovada a delimitação dos perímetros de proteção das seguintes captações localizadas no concelho de Benavente e designadas por:

- a) JK6, RA3, RA4 e FR5 do polo de captação de Benavente;
- b) FR2 do polo de captação de Coutada Velha;
- c) AJV1, CBR1, CBR2 e CBR3 do polo de captação de Vale Tripeiro;
- d) AC1 e FR3 do polo de captação de Foros da Charneca;
- e) PS1 do polo de captação de Aldeia de Peixe;

Anexos. II

Protocolo de Ensayo de Permeabilidad (Permeámetro de Nitrógeno)



**GUIA RÁPIDA DE USO GAS PERM
(Permeámetro de Nitrógeno)**

1. INTRODUCCIÓN

Gas perm es un equipo diseñado para determinación de permeabilidades mediante la inyección de gas a través de la muestra de ensayo a diversas condiciones de presión y velocidades de flujo.

La presión de inyección en la cara del núcleo se mide usando un transductor de presión, mientras que, el caudal de gas se mide usando uno de los dos medidores de flujo.

Se trata de un ensayo steady-state, por lo que debemos mantener constante o el flujo de gas que atraviesa la muestra o la diferencia de presión. Lo más recomendable, fiable y rápido, es usar el mismo ΔP (bar) para los diferentes pasos del ensayo (4 o 5).



Regularemos el flujo de N_2 cc/min bajo estas limitaciones:

- 0-50cc/min
- 0-2000cc/min

Lo cuales, permiten un mayor control del cumplimiento de las condiciones de Flujo de Darcy (en las muestras), con un rango de aproximadamente 0,1 mD a más de 10D

El equipo dispone de un sencillo software que nos facilita las medidas y las condiciones en las que se ha realizado el ensayo importándolo a una hoja Excel.

A continuación se muestran los principales parámetros con sus unidades correspondientes, citando los más importantes:

Sample Name	Depth (ft)	Dia (mm)	Length (mm)	Atm. Press. (psi)	Screen Height (mm)	Confining P. Radial (psig)	Date Time of test	Upstream P. (psig)	DP (psid)	Temp. (°C)	Low flow (Ncc/min)	High flow (Ncc/min)
-------------	------------	----------	-------------	-------------------	--------------------	----------------------------	-------------------	--------------------	-----------	------------	--------------------	---------------------

K_g (mD)	$1/P_{mean}$ (Abs Atm^{-1})	Single point empirical K_L (mD)	Multi-points K_L (mD)	K_L Factor b (psi)	K_L Correl factor R2	Darcy condition granted	K stabilised	Correlated K ($10^{-3}um^2$)	Correlated K_L ($10^{-3}um^2$)
------------	--------------------------------	-----------------------------------	-------------------------	----------------------	------------------------	-------------------------	--------------	--------------------------------	------------------------------------

PARÁMETROS	DEFINICIÓN
K_g (mD)	Permeabilidad al gas.
$1/P_{mean}$ (Abs Atm ⁻¹)	Puntos de la recta de regresión
Single Point empirical K_L	Estimación empírica de K_L
Multi-points K_L (mD)	Media de K_L mínimo dos puntos
KL Factor b (psi)	Presión de la permeabilidad Klinkenberg
Darcy condition granted	Comprobación de las Darcy condición
K stabilized	Comprobación de la estabilización según el tiempo y % estimados
Correlated K_L (10 ⁻³ um ²)	Medida de permeabilidad Klinkenberg (mD)

2. CONEXIÓN DE EQUIPOS.

Para el uso de este equipo debemos contar con un sistema que nos suministre nitrógeno. Disponemos de 3 Líneas de Presión, las cuales son:



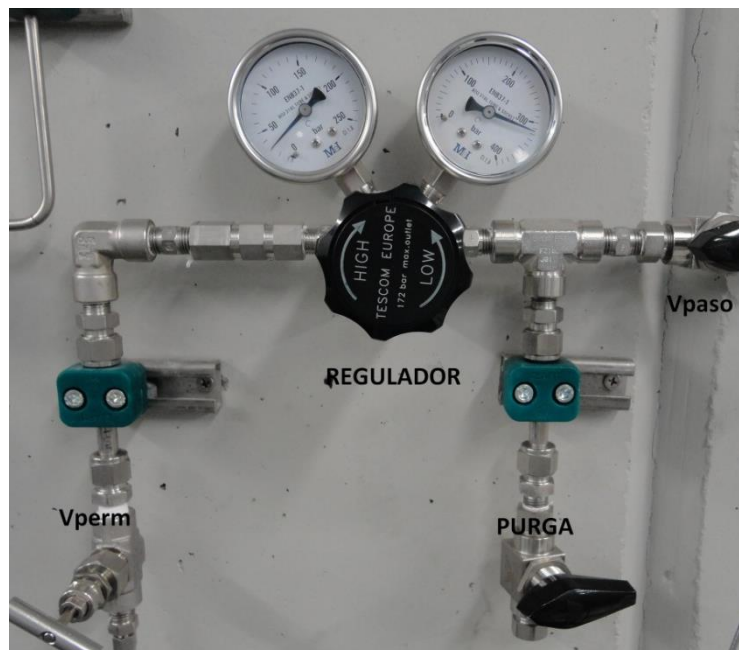
Para la “**baja presión**” debemos de tener la botella de nitrógeno abierta (en sentido antihorario) y usaremos el regulador (sentido horario) para alcanzar una presión de unos 9 -10bar. Con cuidado de no llegar a no poner la presión de la línea, ya que puede provocarnos caídas de presión, lo que puede acarrear resultados erróneos.

Una vez tengamos la presión de baja. Abriremos la botella de “**alta presión**” se abre la válvula del circuito V1, y para evitar que cualquier impureza del latiguillo pase al sistema purgaremos con V2 dos o tres veces. A continuación regularemos unos 22 bar.



Cuadro de Accionamiento del Compresor

Ahora en el puesto de alta presión abriremos la llave de paso. El manómetro marcará los 320-350 Bares del **compresor**. Y regularemos la presión hasta alcanzar los 28 Bar en el manómetro de la izquierda. La V_{perm} deberá permanecer abierta cuando vayamos a usar el equipo. La de purga la usaremos solamente cuando se necesite aliviar la presión del compresor. Por norma general, se recomienda dejar el equipo encendido un rato hasta alcanzar un equilibrio en la temperatura y hacer una medida a primera hora del día de uno de los plug patrón de calibración.

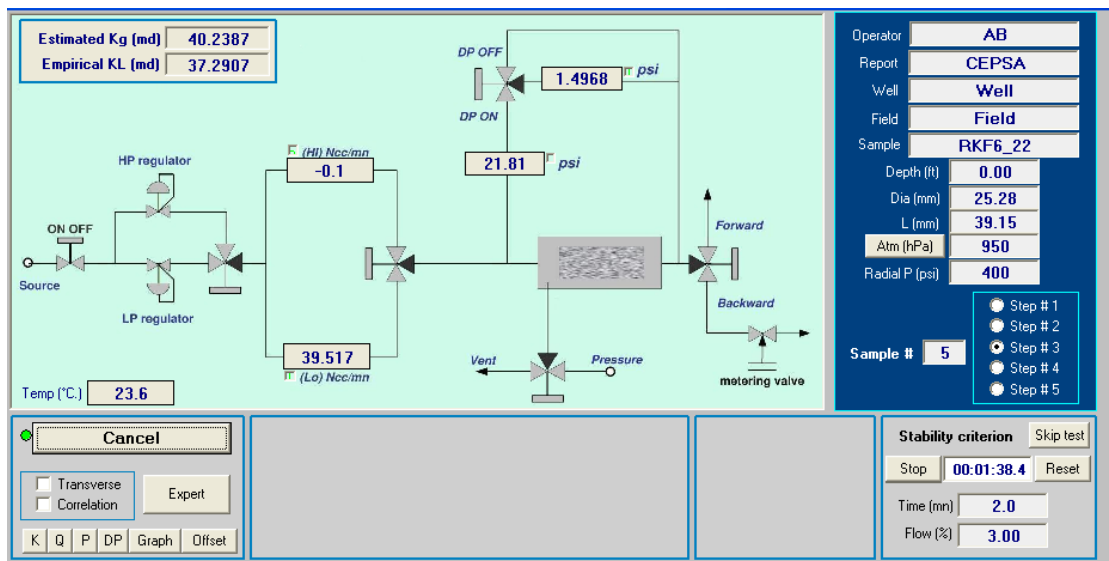


Para posteriormente ir al cuadro del compresor, girar la llave (seccionador) en sentido antihorario (llave roja en el lateral derecho), la alarma comenzará a sonar por seguridad. Rearmar la alarma

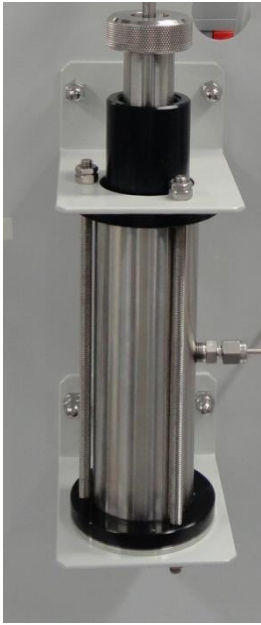
(interruptor rojo), y accionar el **rearme de alta presión** para evitar que la alarma siga sonando (pulsador verde) y quitamos el interruptor de **rearme de alarma**. Como recomendación se realizará una prueba del motor en invierno, conviene hacerla debido a las bajas temperaturas, una vez verificado se procederá a pulsar el interruptor de **marcha**. (Comprobar en la botella posea, al menos los **20-23 Bar** necesarios para realizar los ensayos).

3. REALIZACIÓN DE ENSAYO

- 1) Encender el ordenador y Abrir el programa **AppliLab**.



- 2) Introducimos la muestra con cuidado para hacer la menor fricción. Para ello la debemos introducir con total verticalidad. Así evitaremos rayar la celda y el vitón, y que la muestra no pierda materia.
- 3) Dependiendo del diámetro de la muestra tenemos dos configuraciones una de ellas de 1" y la otra de 1,5". En caso de ser una muestra mayor de 2" de longitud, necesitamos poner el prolongador entre el émbolo de entrada y la tapa roscada de la entrada.



- 4) Hacer un **OFFSET**, verificando que no haya presión Pinlet cerrado y todo el circuito del equipo sin presión. Así nos aseguramos de poner los detectores a cero antes de empezar a trabajar.

- 5) Introducimos los **datos del Informe**, empezar una hoja Excel nueva, simplemente variamos la casilla Report: Operador, informe, pozo, campo, muestra, profundidad, diámetro, longitud, P_{atm} y la presión radial.

Operator	AB
Report	
Well	Well
Field	Field
Sample	RKF6_22
Depth (ft)	0.00
Dia (mm)	25.28
L (mm)	39.15
Atm (hPa)	950
Radial P (psi)	400
Sample #	5
	<input type="radio"/> Step # 1
	<input type="radio"/> Step # 2
	<input checked="" type="radio"/> Step # 3
	<input type="radio"/> Step # 4
	<input type="radio"/> Step # 5

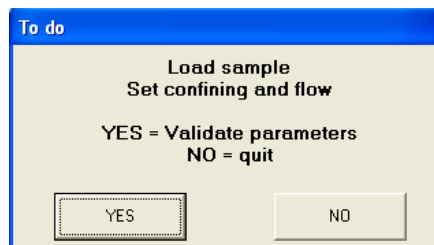
- 6) Antes de presurizar la celda es necesario tener un valor aproximado de la permeabilidad (K) para saber el rango en el que trabajar sin sobrepasar nunca ΔP 8psi. Se realiza poniendo un

flujo hasta alcanzar un UPSTREAM PRESSURE adecuado para la muestra, para ello debemos tener en cuenta el cuadro de valores estimados que nos aparecerá en la pantalla del programa. Según esa estimación, usaremos un DP máximo adecuado, teniendo en cuenta. El primer paso lo realizaremos en Forward, ya que todavía no usaremos la contrapresión (Backward).

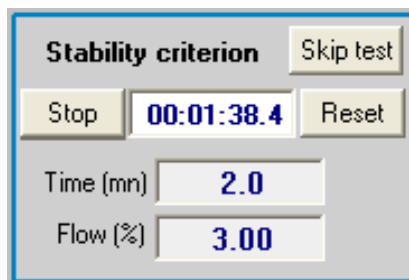
Min K (mD)	Max K (mD)	Max DP (psi/inch)
0,0	0,1	1,8
0,1	1,0	3,9
1	10	4
10	100	3
100	1 000	1,2
1 000	10 000	0,5
10 000	100 000	0,11

Estimated Kg (md)	40.2387
Empirical KL (md)	37.2907

- 7) La **presión atmosférica** debemos de introducirla siempre que varíe. Y la Radial P siempre la mantendremos en 400 psi.
- 8) Una vez cargados todos los datos y hecho el OFFSET. Pulsar **Measure** y nos saldrá el siguiente cuadro de diálogo:



- 9) **Cargar el confining Pressure.** Para ello abrimos la llave de aguja del circuito de alta presión y regularemos (en sentido horario) vigilando el manómetro del Confining Pressure (la válvula debe estar en Pressure).
- 10) Pulsaremos YES, y con ello realizaremos el primer paso. A continuación el equipo automáticamente comprueba si se cumplen las Darcy Conditions, y en caso de ser así se pasa a la estabilización. La estabilización dependerá de los valores que hayamos establecido en el programa. El % de flujo estará entre 1-5% y el tiempo que queramos estimar. Normalmente se usa una variabilidad de flujo de un 1% en un minuto, pero en muestras más complejas se llega hasta el 5%.



- 11) Una vez realizado el primer paso, pondremos la válvula en Backward, y el DP desciende. Para los siguientes pasos podremos ajustaremos la ΔP con la Metre Valve.
- 12) Para realizar los pasos siguientes debemos aumentar la presión de Upstream. En condiciones normales el segundo paso se realiza en Alta presión. Para ello, DP debe estar en OFF y quitamos la presión de LP y cambiamos a la Alta Presión. Comenzamos a subir la Upstream, pero en un valor bajo ya que debemos poner DP en posición ON.
- 13) Hacer los puntos necesarios, 3, 4 o 5 manteniendo un DP constante.
- 14) Final del ensayo.
- 15) Poner el DP \rightarrow OFF
- 16) Quitar la presión de los reguladores y pasar el BackPressure a vent.
- 17) Cambiar de Backward \rightarrow Forward
- 18) Como ayuda nos puede ayudar el tener todas las válvulas y llaves del panel hacia la derecha o para abajo. Luego se debe quitar la presión de alta y baja presión.
- 19) Baja Presión: Cerrar la válvula de cierre y poner el regulador a cero.
- 20) Alta presión desconexión de panel del compresor y botella. Después ventear la presión desde el compresor al puesto de alta presión con la Válvula de purga y dejar todas las llaves del circuito cerradas.

* En caso de ser una muestra low-low permeability. Haremos simplemente un solo paso, manteniendo siempre la válvula de **ΔP CERRADA** y la posición **Forward** y High Flow a fin de proteger los sensores del equipo. Con el regulador de Alta Presión alcanzamos 100 psi y tras obtener un flujo (si es menor de 50 cc/min, bajar a Low Flow) tras esperar alrededor de 1 minuto. Tomar la medida.

El resultado al no cumplir las condiciones Darcy, y no hacerse la recta de regresión lo tomaremos como orientativo.

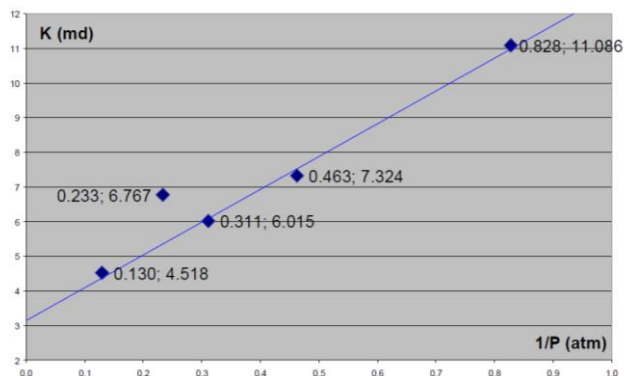
4. RECTA DE REGRESIÓN (R²)

Una vez hallado los puntos (mínimo 3, máximo 5) que se representarán en una tabla Excel, siendo:

Eje de Abscisas → 1/P_{mean}

Eje de Ordenadas → K_g

Como se muestra en la figura siguiente la intersección de la recta de regresión con el eje de Ordenadas nos dice el valor de K_L, que es la permeabilidad de la muestra en Líquido siendo este el dato que buscamos con este ensayo.



K_L ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

Especificaciones generales.

Presión Máxima	Upstream	100 psig
	Delta P max	8 psig
	Confining pressure	400 psig
Temperatura de trabajo	(18-28°C)	
Rango de flujo	Low	0 – 50 cc/min
	High	0 – 2000 cc/min
Tamaño de muestras	Diámetro	1" o 1"1/2
	Longitud	18-76,2mm
Especificaciones eléctricas	Voltaje	240 VAC Monofásico
	Frecuencia	50 Hz
	Potencia	200W

Accesorios requeridos	Calibre
	Barómetro
	Termómetro
	Solución de detección de fugas