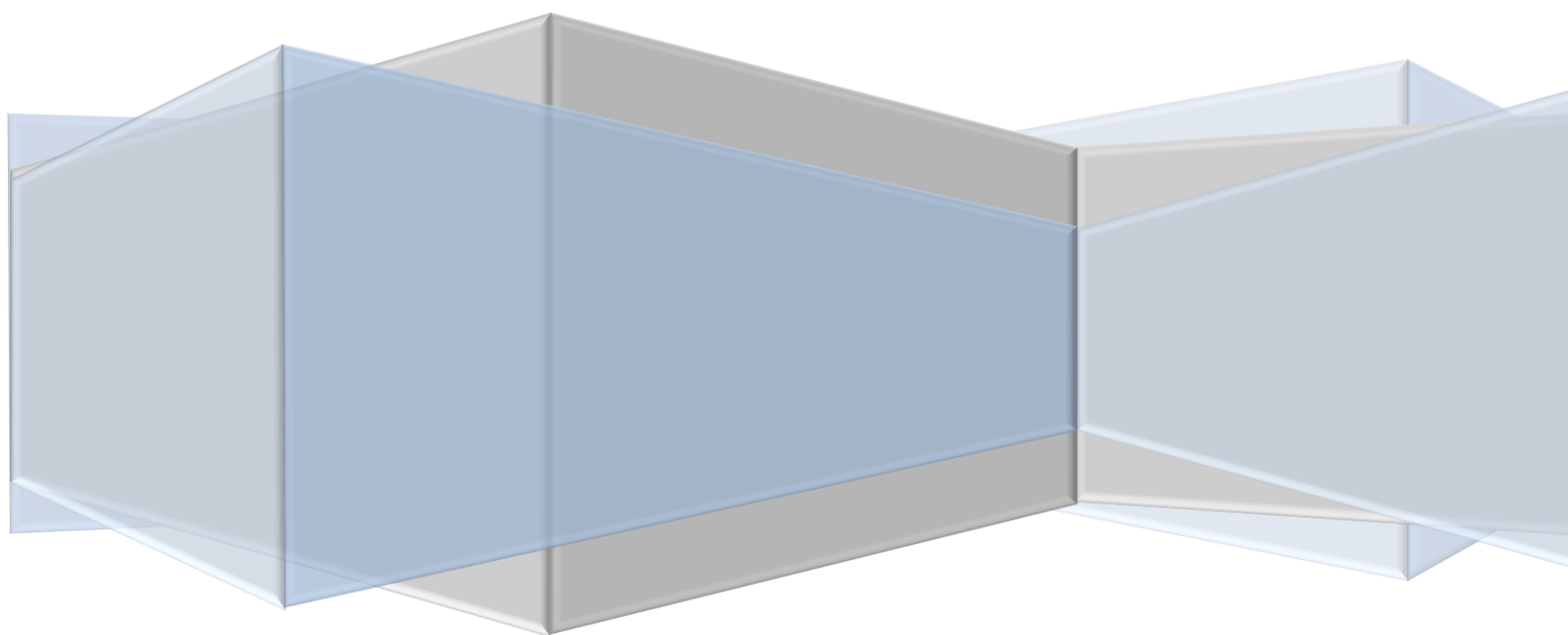


**LIVRO VERDE SOBRE A PROSPECÇÃO,
PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E
PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS
EM TERRITÓRIO NACIONAL**

17 de agosto de 2018



Índice

GLOSSÁRIO	4
DEFINIÇÕES.....	6
1. ENQUADRAMENTO E OBJETIVOS	7
2. SUMÁRIO EXECUTIVO	8
3. BREVE ENQUADRAMENTO SOBRE O PETRÓLEO E O GÁS NATURAL.....	14
3.1. O QUE É O PETRÓLEO?	14
3.2. FONTE DE ENERGIA FÓSSIL.....	14
3.3. COMO SE ESTUDAM E DESCOBREM OS SISTEMAS PETROLÍFEROS?	15
3.4. PRINCIPAIS UTILIZAÇÕES DO PETRÓLEO	16
4. EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE PETRÓLEO E DERIVADOS E DE GÁS NATURAL	18
4.1. INTRODUÇÃO.....	18
4.2. LIMITAÇÕES	18
4.3. CONSUMO A NÍVEL GLOBAL.....	18
4.4. CONSUMO NA UE	21
4.4.1. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA UE	25
4.5. CONSUMO EM PORTUGAL	28
4.5.1. SALDO IMPORTADOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	32
4.5.2. ORIGEM DAS IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL.....	34
4.6. ESTIMATIVAS DE EVOLUÇÃO FUTURA DO CONSUMO	35
4.6.1. CONSUMO MUNDIAL	35
4.6.2. CONSUMO DOS PAÍSES EUROPEUS DA OCDE E DA UE	38
5. ESTRATÉGIA DA UE E DE PORTUGAL SOBRE A SEGURANÇA ENERGÉTICA.....	44
5.1. ESTRATÉGIA DA UE	44
5.2. ESTRATÉGIA DE PORTUGAL	45
6. IMPACTO AMBIENTAL, ECONÓMICO E SOCIAL DA UTILIZAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM PORTUGAL	47
6.1. IMPACTO AMBIENTAL	47
6.2. IMPACTO ECONÓMICO E SOCIAL	49
6.2.1. IMPACTO DIRETO.....	49
6.2.2. IMPACTO INDIRETO	53
7. ATIVIDADE PETROLÍFERA NACIONAL.....	54
7.1. BREVE CARACTERIZAÇÃO DA CADEIA DE VALOR DA ATIVIDADE PETROLÍFERA.....	54
7.1.1. SOBRE O <i>UPSTREAM</i> EM PORTUGAL - A FASE DE PROSPECÇÃO E PESQUISA.....	57

7.1.1.1.	AQUISIÇÃO DE GRAVIMETRIA-MAGNETOMETRIA	58
7.1.1.2.	AQUISIÇÃO SÍSMICA	58
7.1.1.3.	SONDAGEM DE PESQUISA	59
7.2.	PRINCIPAIS RISCOS ASSOCIADOS ÀS ATIVIDADES PETROLÍFERAS.....	61
7.2.1.	SOBRE OS RISCOS OPERACIONAIS NAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS.....	63
7.2.1.1.	RISCOS OPERACIONAIS: PRINCIPAIS ACIDENTES GRAVES	63
7.2.1.2.	PREVENÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS - O PAPEL DOS CONCESSIONÁRIOS/ OPERADORES ...	65
7.3.	O POTENCIAL PETROLÍFERO DAS BACIAS SEDIMENTARES PORTUGUESAS.....	67
7.4.	SOBRE AS ATIVIDADES PETROLÍFERAS DESENVOLVIDAS EM PORTUGAL	70
7.4.1.	BREVE HISTORIAL DA PROSPECÇÃO E PESQUISA EM PORTUGAL	72
7.5.	ENQUADRAMENTO LEGAL E REGULAMENTAR	78
7.5.1.	O PAPEL DO ESTADO	78
7.5.1.1.	REGIMES FISCAIS ASSOCIADOS AO <i>UPSTREAM</i> - PROSPECÇÃO, PESQUISA DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	79
7.5.1.2.	COMPARAÇÃO ENTRE OS TIPOS DE SISTEMAS FISCAIS MAIS UTILIZADOS	81
7.5.1.3.	REGIME FISCAL PORTUGUÊS	81
7.5.1.4.	CONTRATOS EM EXECUÇÃO EM PORTUGAL	83
7.5.1.5.	COMPARAÇÃO COM PAÍSES COM VOLUME DE PRODUÇÃO REDUZIDO.....	85
7.5.2.	ENQUADRAMENTO LEGAL E REGULAMENTAR PARA O EXERCÍCIO DAS ATIVIDADES DE PROSPECÇÃO, PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO	88
7.5.2.1.	LEGISLAÇÃO PETROLÍFERA NACIONAL	88
7.5.2.2.	LEGISLAÇÃO NACIONAL COMPLEMENTAR.....	90
7.5.2.3.	CONVENÇÕES INTERNACIONAIS.....	92
7.5.2.4.	DIREITO EUROPEU	92
7.5.2.5.	MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS.....	92
7.5.3.	ÁREAS DISPONÍVEIS DO TERRITÓRIO NACIONAL DESTINADAS AO EXERCÍCIO DAS ATIVIDADES DE PROSPECÇÃO, PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO E ESTUDOS DE AVALIAÇÃO PRÉVIA.....	93
8.	CONCLUSÃO – VISÃO ESTRATÉGICA / RECOMENDAÇÕES.....	95
	ANEXOS.....	98
	ANEXO I – FONTES DE INFORMAÇÃO	98

GLOSSÁRIO

'000	Milhares
20XXE	Estimativa de valores referentes ao ano de 20XX
20XXP	Valores provisórios referentes ao ano de 20XX
AIE	Agência Internacional de Energia
AIA	Avaliação de Impacte Ambiental
ANPC	Agência Nacional de Proteção Civil
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
BP	BP PLC
CPP	Companhia dos Petróleos de Portugal
CE	Comissão Europeia
CH₄	Metano
CN	Comando Naval
CO₂	Dióxido de carbono
DGAM	Direção Geral de Autoridade Marítima
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DGRM	Direção Geral dos Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos
DGS	Direção Geral de Saúde
DL	Decreto-Lei
DL 109/94	Decreto-Lei ("DL") n.º 109/94, de 26 de abril
ENMC	Entidade Nacional para o Mercado de Combustíveis E.P.E.
EUA	Estados Unidos da América
EUR	Euros
GEE	Gases de efeito de estufa
GAMA	Gabinete de Investigação de Acidentes Marítimos e da Autoridade para a Meteorologia Aeronáutica
GNR	Guarda Nacional Republicana
GPEP	Gabinete para a Pesquisa e Exploração do Petróleo
GPL	Gás de petróleo liquefeito
GWh	Gigawatt-hora
HSA	Higiene, segurança e ambiente
ICNF	Instituto da Conservação da Natureza e Florestas
IH	Instituto Hidrográfico
INE	Instituto Nacional de Estatística
IOC	<i>International Oil Companies</i>
IPMA	Instituto Português do Mar e da Atmosfera
ISP	Imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos
kWh	Quilowatt-hora
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia

M'EUR	Milhões de Euros
MNE	Ministério dos Negócios Estrangeiros
N₂O	Óxido nitroso
N/A	Não aplicável
NOC	<i>National Oil Companies</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PIB	Produto interno bruto
PSC	<i>Production Sharing Contracts</i>
PSP	Polícia de Segurança Pública
SNCT	Sistema Nacional de Controlo de Tráfego
TACC	Taxa anual de crescimento composta
TeCO₂	Tonelada equivalente de dióxido de carbono
Tep	Tonelada equivalente de petróleo
Ton	Toneladas
UE	União Europeia
USD	Dólar dos Estados Unidos da América
USEIA	United States Energy Information Administration
VAB	Valor acrescentado bruto

DEFINIÇÕES

Consumo de energia primária – Corresponde a toda a energia utilizada diretamente ou a que é sujeita a transformação para outras formas energéticas. Resulta da soma das importações com a produção doméstica, retirando as saídas e variação de *stocks*.

Consumo final de energia – Corresponde ao consumo final observado. Do consumo final exclui-se o consumo para outras formas de energia, o consumo no setor energético e o consumo como matéria-prima.

1. ENQUADRAMENTO E OBJETIVOS

No âmbito da Resolução da Assembleia da República n.º 120/2017, de 14 junho, foi recomendado “ao Governo que proceda à apresentação de um livro verde, avalie e informe sobre a situação dos contratos de concessão para prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos.”

Conforme o descrito na referida Resolução, a recomendação ao Governo incluiu:

1. A elaboração de um relatório pormenorizado sobre a situação dos contratos de concessão em vigor para prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos, avaliando os aspetos associados ao seu cumprimento do ponto de vista jurídico e ambiental;
2. A reavaliação dos contratos de concessão em vigor, tendo em consideração a experiência adquirida neste âmbito e garantindo a proteção do ambiente e a defesa dos interesses nacionais; e,
3. A apresentação de um livro verde sobre a prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos em território nacional, que envolva a comunidade científica, tenha em atenção os pressupostos do Acordo de Paris, assegure um debate alargado do ponto de vista económico, social e ambiental e enuncie medidas e orientações, constituindo uma base técnica e científica de apoio à decisão política na matéria.

O presente estudo aborda pois o terceiro ponto da referida Resolução da Assembleia da República, sendo de salientar de facto a pertinência desta análise no contexto energético e ambiental nacional e internacional, onde instituições de referência mundial como a Agência Internacional de Energia (“AIE”) e a *United States Energy Information Administration* (“USEIA”), estimam um crescimento recorrente do consumo energético nas próximas décadas e apesar de relevarem as perspetivas de alteração do “mix” energético com o crescimento das energias renováveis, estimam que o consumo de petróleo e o gás natural irá aumentar e que estes hidrocarbonetos ainda se vão manter como as principais fontes de energia até pelo menos 2040¹.

Desta forma, e não obstante as componentes críticas da estratégia energética nacional e da União Europeia (“UE”) sobre a eficiência energética e a transição para as fontes de energias renováveis, entre outras, salienta-se que face ao anteriormente descrito, a produção e exploração sustentável de combustíveis fósseis abordada neste estudo também é uma componente relevante dessa estratégia – sendo que Portugal é totalmente dependente do exterior relativamente ao petróleo e ao gás natural. De facto, esta componente está devidamente individualizada e reconhecida pela UE na sua estratégia energética, sendo também de salientar que, não obstante a evidente prossecução prioritária e comum da sustentabilidade ambiental, 18 dos Estados-membros são produtores de petróleo e gás natural.

Espera-se, portanto, que o presente estudo contribua para um debate construtivo sobre a matéria em causa, tendo por base os factos ambientais, económicos e sociais, e que dessa forma contribua também para a estratégia nacional e consequentes decisões políticas neste contexto.

¹ Não obstante as projeções mais recentes da USEIA irem até 2050 e apresentarem a mesma estimativa para a relevância do petróleo e do gás natural até ao fim desse período, neste caso apresenta-se apenas a consideração até ao período onde há uma corroboração factual entre as duas instituições – i.e. 2040 – que é o último ano das projeções mais recentes da AIE.

2. SUMÁRIO EXECUTIVO

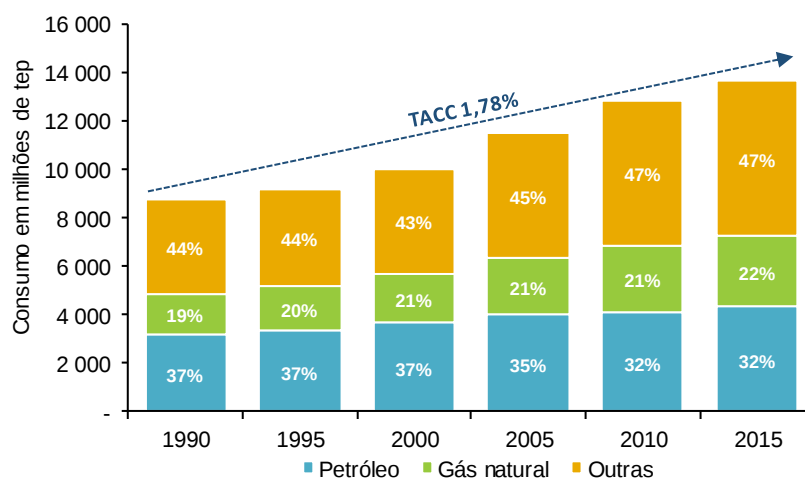
A palavra "petróleo" é utilizada em geologia para designar qualquer mistura natural constituída principalmente por hidrocarbonetos, quer se apresente no estado sólido, líquido ou gasoso à temperatura e pressão ambientes. Do ponto de vista legal, a definição de petróleo inclui petróleo *per si* e gás natural.

A principal utilização do petróleo e respetivos derivados é como fonte de energia. Não obstante, verifica-se um aumento da importância do consumo como matéria-prima na indústria, em particular na petroquímica, onde alguns derivados e subprodutos do petróleo são utilizados na produção de milhares de produtos de consumo diário.

Neste contexto, importa salientar que, mesmo num horizonte temporal significativo, se o petróleo como fonte de energia fosse totalmente substituído por energias renováveis, o seu papel continuaria a ser imprescindível na petroquímica, dado que cada vez mais produtos derivados do petróleo são utilizados como matéria-prima em bens cuja presença na vida quotidiana tem muita relevância. No curto-prazo, face às inúmeras utilizações para o fabrico de bens de consumo diário, bem como à sua importância no setor dos transportes (terrestres, marítimos e aéreos) e na geração de eletricidade, torna-se impossível prescindir do petróleo.

O gráfico abaixo apresenta a evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial, tendo em consideração a representatividade do petróleo e gás natural, para o período compreendido entre 1990 e 2015.

Gráfico 1 – Evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial – Representatividade do petróleo e do gás natural - 1990 a 2015

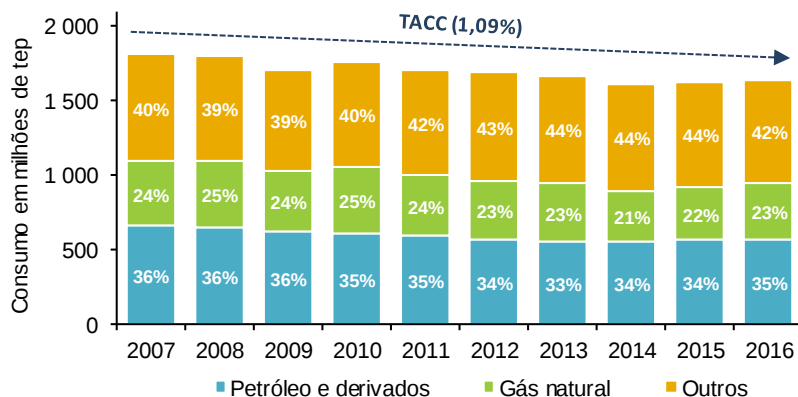


Fonte: Agência Internacional de Energia.

Conforme se pode verificar, apesar do aumento que ocorreu na utilização de outras fontes de energia, de 44% para 47%, verifica-se que passados 25 anos, em 2015 o petróleo e o gás natural continuavam a representar em conjunto cerca de 54% do total de energia primária consumida, contra os cerca de 56% em 1990. Sendo também de destacar que, durante o período em análise, o gás natural aumentou a sua representatividade, passando de cerca de 19% em 1990 para cerca de 22% em 2015.

No que diz respeito ao consumo de energia primária da UE verificou-se uma tendência de redução entre 2007 e 2016, com um decréscimo médio de cerca de 1,1% ao ano, conforme se pode verificar no gráfico abaixo. Salientam-se as políticas de eficiência energética implementada pelos Estados-membros como um dos fatores que contribuíram para esta tendência.

Gráfico 2 – Evolução do consumo de energia primária da UE por fonte – Representatividade do petróleo e do gás natural - 2007 a 2016



Fonte: Eurostat.

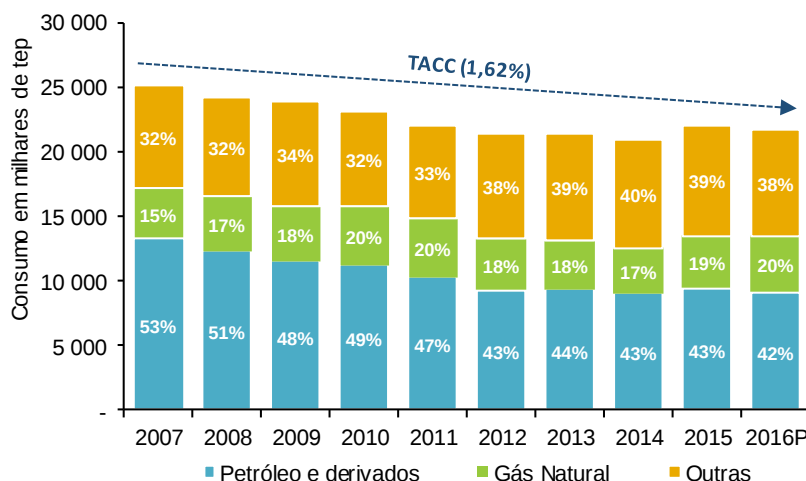
O consumo de energia primária com base no gás natural e no petróleo e derivados apresentou, também, uma tendência de decréscimo para o período em análise, respetivamente em média de cerca de 1,4% e 1,6%. Não obstante, em 2016 estas permanecem destacadas como as duas principais fontes de energia da EU, representando 58% do total do consumo de energia primária. No que diz respeito à utilização do petróleo e derivados como matéria-prima, verificou-se uma diminuição para o período em análise, em média de cerca de 2,4% ao ano. Não obstante, em 2016 esta utilização ainda representava 15% do consumo total. O consumo final de energia proveniente de petróleo e derivados e gás natural apresentou, também uma tendência de redução no período em análise, com um decréscimo de 1,3% e 0,8% ao ano, respetivamente.

No que diz respeito à distribuição do consumo de energia final da UE, verificou-se que, para o caso do petróleo e derivados o setor dos transportes é o principal responsável pelo consumo total, enquanto que para o gás natural releva-se a preponderância do consumo nos setores doméstico e indústria.

Dos Estados-membros pertencentes à UE, 18 são produtores de petróleo e gás natural, sendo o Reino Unido claramente o produtor principal de petróleo na UE e, juntamente com a Holanda, são os maiores produtores de gás natural.

Relativamente a Portugal, verificou-se, em linha com a tendência da UE um decréscimo no consumo de energia primária, bem como um reforço da utilização de outras fontes de energia em detrimento dos combustíveis fósseis. Não obstante, em 2016 o petróleo e o gás natural permanecem como as duas principais fontes de energia utilizadas em Portugal, conforme se pode observar no gráfico abaixo.

Gráfico 3 – Evolução do consumo de energia primária em Portugal por fonte - Representatividade do petróleo e do gás Natural - 2007 a 2016P



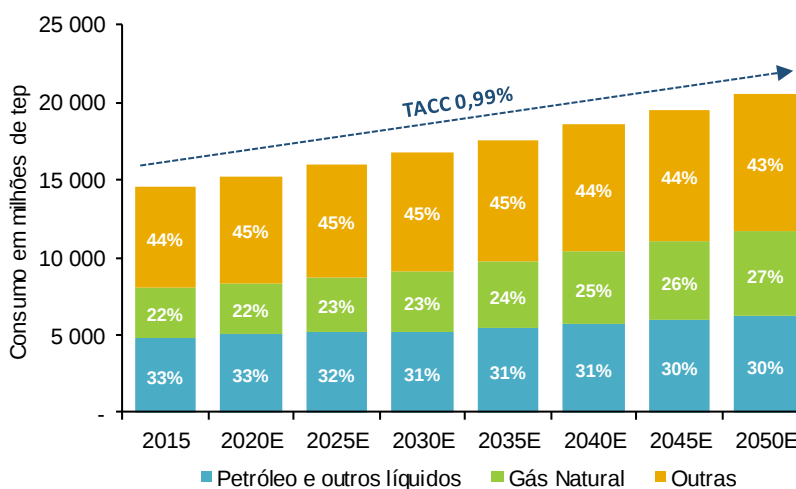
Fonte: DGEG.

No que diz respeito ao consumo de energia final, verificou-se que, para o caso do petróleo o setor dos transportes é o principal responsável pelo consumo total, não obstante também se verificar uma relevância nos setores doméstico e indústria; para o caso do gás natural, verificou-se uma preponderância significativa do consumo ao nível da indústria.

O petróleo e o gás natural, principais fontes de energia, utilizados para consumo em Portugal são importados na sua totalidade, o que provoca uma dependência face ao exterior, que tem vindo a agravar-se face ao aumento das importações em quantidade. No entanto, o saldo importador de petróleo e gás natural tem apresentado uma tendência variável face às oscilações dos preços internacionais. Esta situação alerta para o risco do impacto na economia nacional de uma eventual subida de preços dos combustíveis no mercado internacional.

Relativamente às previsões de consumo, estima-se que estas fontes de energia permaneçam como as mais relevantes, sendo as mais utilizadas pelo menos nas próximas três décadas, conforme se pode observar no gráfico abaixo.

Gráfico 4 – Evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial - representatividade do petróleo & líquidos e do gás natural - 2015 a 2050E



Fonte: US Energy Information Administration – International Energy Outlook 2017.

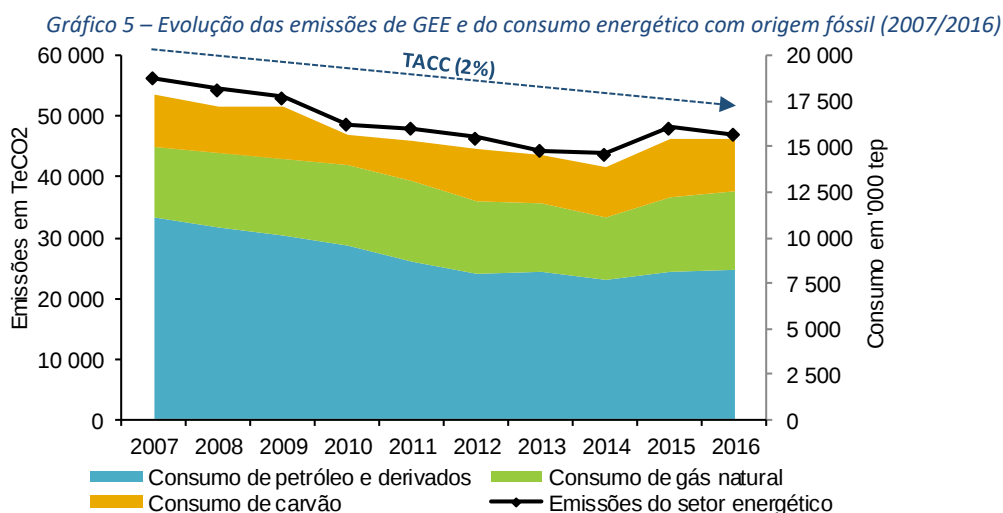
Em suma, apesar de em Portugal e na UE se ter verificado um decréscimo no consumo de petróleo e gás natural, em termos mundiais o consumo destas fontes de energia tem vindo a aumentar, o que significa que a relevância do petróleo e gás natural continua a ser significativa a nível mundial. Adicionalmente, Portugal, sendo um país totalmente importador de petróleo e gás natural, está dependente do exterior para fornecimento das suas duas principais fontes de energia.

Assim, apesar de Portugal possuir uma situação privilegiada para diminuir a sua dependência face ao petróleo e seus derivados, podendo aproveitar o elevado potencial energético renovável (e.g. eólico, hídrico e solar), este desenvolvimento sustentável só será atingido se todos os investimentos necessários forem concretizados, o que é impossível de assegurar para todas as atuais utilizações dos combustíveis fósseis a curto-médio prazo. Consequentemente, fruto do elevado esforço de investimento fomentado pelo Estado, esta será uma alternativa para o futuro, mas não uma solução a curto prazo, sendo que o setor petrolífero continuará a afetar a competitividade da economia nacional nas próximas décadas.

No que diz respeito às estratégias energéticas, tanto a UE como Portugal têm feito apostas no desenvolvimento de estratégias de segurança energética, sendo que enquanto a UE tem mobilizado esforços para a diminuição da dependência energética atual, através de uma produção sustentável, Portugal procura investir na produção e exportação de energia verde.

Tendo em consideração esta aposta de Portugal, verificou-se, de facto, uma tendência de decréscimo das emissões de Gases de Efeito de Estufa (“GEE”) para o período compreendido entre 2007 e 2016, que se encontra relacionado com a alteração do “mix” de fontes energéticas (com uma redução global do consumo de combustíveis fósseis vs. o aumento das renováveis).

Não obstante, importa salientar a relevância do consumo dos três combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) nas emissões de GEE.



Conforme se pode verificar no gráfico acima, não obstante o maior efeito das emissões resultantes do carvão (i.e. que são superiores às do gás natural e dos derivados do petróleo) a evolução das emissões de GEE do setor energético apresenta uma correlação direta evidente com o consumo dos três combustíveis fósseis em análise.

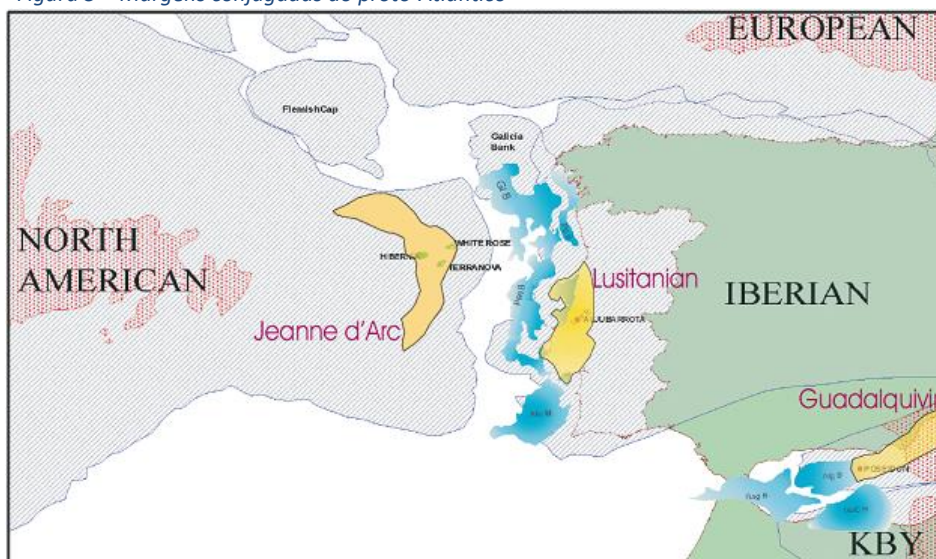
Desta forma, atendendo ao facto de que, conforme mencionado acima, o petróleo e o gás natural se vão manter como muito relevantes em termos de fontes energéticas nas próximas décadas, face à necessidade e aos compromissos internacionais de redução de GEE, é fundamental continuar a investir significativamente em, entre

outras medidas, eficiência energética, controlo de emissões nos processos industriais e a alteração do “mix” de fontes energéticas (e.g. com o investimento nas renováveis e a substituição do carvão pelo gás natural na produção de energia elétrica).

Contudo, face à atual inevitabilidade de se continuar a consumir petróleo e gás natural nas próximas décadas, e pese embora a fundamental estratégia sustentável de diminuição do consumo destas fontes energéticas, as medidas ambientais não devem ser vistas como conflitantes com uma eventual estratégia para a pesquisa e exploração de petróleo e/ou gás natural em Portugal. Neste contexto, salienta-se desde logo que não é o facto de a produção do petróleo e/ou gás natural consumidos em Portugal serem produzidos internamente ou noutro país que vai alterar o consumo e portanto as emissões – de facto, se a produção ocorrer em Portugal, até se estima que haja uma redução de emissões por poupança de consumo energético nos transportes, que também implicam outros riscos ambientais – sendo que há certamente uma visão estratégica muito positiva para o país em identificar e, eventualmente, explorar de forma sustentável os recursos que tem disponíveis para alterar o atual cenário de total dependência face ao exterior em dois tipos de combustíveis que são (e vão continuar a ser) críticos para a nossa economia e por conseguinte para a estabilidade social.

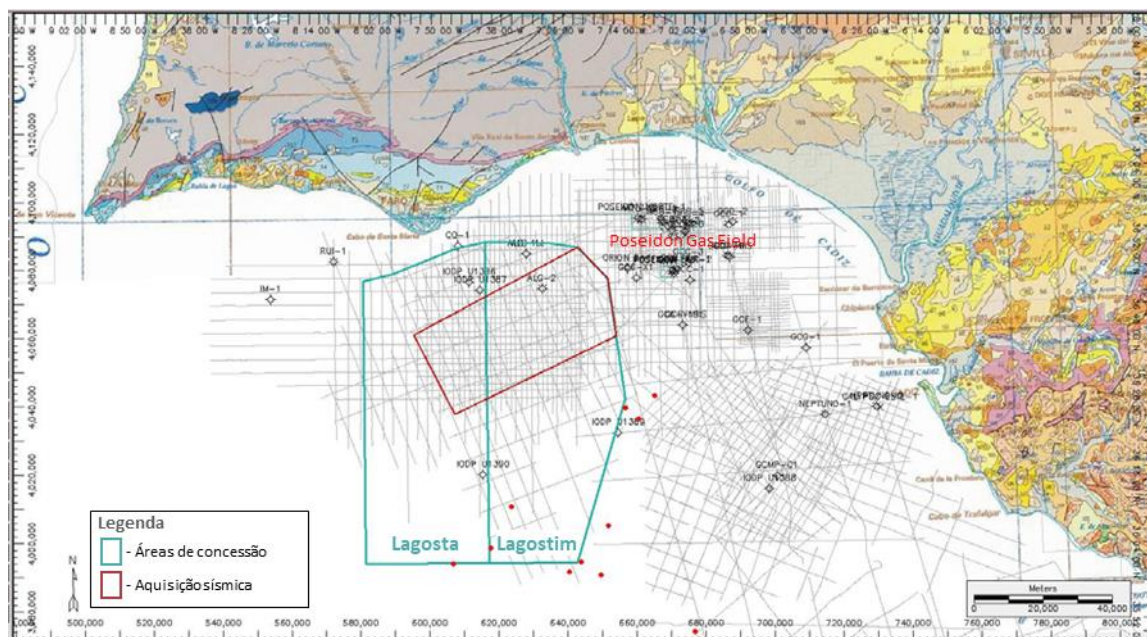
Desta forma, importa conhecer o potencial petrolífero das bacias sedimentares portuguesas. Antes dos eventos geológicos que desencadearam a abertura do Atlântico, as regiões onde se formaram estas bacias, designadamente as da orla ocidental, encontravam-se geograficamente muito próximas das regiões dos atuais *Grand Banks*, na Terra Nova, Canadá. O facto de as bacias sedimentares portuguesas terem uma génese inicial comum e apresentarem semelhanças geológicas com as bacias do outro lado do Atlântico, nomeadamente do Canadá, onde se revelou a geração de petróleo e gás e onde ocorre a sua produção, como por exemplo, na Bacia de *Jeanne D'Arc*, é muito promissor. No que diz respeito à orla meridional ou algarvia, a Bacia do Algarve, em águas portuguesas, constitui a continuidade geológica para Oeste da Bacia de Cádiz, em águas espanholas. Como é conhecido, na Bacia de Cádiz produz-se gás natural há mais de duas décadas, elevando a probabilidade de também serem identificados reservatórios de gás na Bacia do Algarve, cuja modelação geológica, também, indica a possibilidade da ocorrência de geração de petróleo, bem como da sua migração e da sua acumulação em estruturas geológicas.

Figura 5 – Margens conjugadas do proto-Atlântico



Fonte: Final report Tullow Oil, 2010

Figura 5 – Ilustração dos campos de petróleo existentes na Bacia do Golfo de Cádiz e do consequente potencial petrolífero na Bacia do Algarve.



Fonte: Final Annual report Repsol / Partex, 2012

É certo que existe um potencial petrolífero nas bacias sedimentares portuguesas. Apesar da atividade de pesquisa ainda não ter posto em evidência a existência de qualquer reservatório de petróleo ou gás de exploração económica viável, são inúmeros os indícios de hidrocarbonetos à superfície e em sondagens de pesquisa. Os estudos geoquímicos a nível regional permitiram identificar a existência de mais de um nível de rochas-mãe ou geradoras nas bacias interiores (i.e. bacias do Porto, Lusitânica e do Algarve), em qualidade e extensão suficiente para justificar a continuidade e interesse considerado atrativo pela indústria em geral, permitindo manter um ritmo aceitável, embora insuficiente, da pesquisa de hidrocarbonetos em Portugal. Quanto às bacias exteriores (i.e. Bacias do Interior da Galiza, de Peniche, do Alentejo, de Sagres, de Cádiz), nas quais apenas em anos mais recentes foram adquiridos dados, essencialmente indiretos, e onde nunca foi feita qualquer sondagem de pesquisa, continuam a constituir uma oportunidade para investigação, sendo fundamental a prossecução dos trabalhos de pesquisa para aumento do conhecimento do seu potencial petrolífero e dos seus recursos, bem como da infraestrutura geológica do país.

Dado o acima exposto, e tendo em consideração que, de facto, existe potencial petrolífero em Portugal, seria expectável que o modelo legislativo em vigor atualmente em Portugal fosse favorável a atrair o investimento para as atividades de prospeção e pesquisa. No entanto, face à análise efetuada, o nosso modelo não é suficientemente atrativo para um nível de investimento privado que se pretende elevado. Neste sentido, se se concluir que se deve apostar ativamente na prospeção, pesquisa e produção petrolífera em Portugal, é recomendável que o Estado proceda a uma revisão do seu regime de *government take* – atendendo ao contexto internacional e, em particular aos regimes de *government take* praticados por países não produtores ou com produção muito reduzida (e.g. Espanha e Marrocos).

3. BREVE ENQUADRAMENTO SOBRE O PETRÓLEO E O GÁS NATURAL

3.1. O QUE É O PETRÓLEO?

A palavra "petróleo" é utilizada em geologia para designar qualquer mistura natural constituída principalmente por hidrocarbonetos, quer se apresente no estado sólido, líquido ou gasoso à temperatura e pressão ambientes.

Do ponto de vista legal, de acordo com o Decreto-Lei n.º 109/94, de 26 de abril ("DL 109/94"), petróleo é: "toda a concentração ou mistura natural de hidrocarbonetos líquidos ou gasosos, incluindo todas as substâncias de qualquer outra natureza que, com eles, se encontrem em combinação, suspensão ou mistura, com exclusão dos hidrocarbonetos sólidos naturais e todas as concentrações cuja exploração só possa ser feita através da extração das próprias rochas", estando portanto incluída na definição de petróleo o gás natural.

3.2. FONTE DE ENERGIA FÓSSIL

O petróleo é gerado nas bacias sedimentares a partir de matéria orgânica acumulada, juntamente com sedimentos inorgânicos, em ambientes deficientes em oxigénio. Esta acumulação faz-se, em geral, no fundo de lagos, lagunas ou mares com deficiente movimentação e de correntes junto ao fundo. A matéria orgânica, assim, embora preservada da oxidação, sofre modificações resultantes de reações químicas inorgânicas e pela ação de bactérias, do que resulta a geração de algum gás biogénico e a transformação da restante matéria orgânica em querogénio, um material rico em hidrocarbonetos sólidos muito pesados. As rochas ricas em querogénio, em geral rochas detríticas finas (xistos betuminosos) ou carbonatadas (calcários e margas betuminosas), designam-se por rochas-mãe ou rochas geradoras, porque é nelas que ocorrerá a geração do petróleo.

Com a continuação da subsidência da bacia sedimentar em que se deu a acumulação da matéria orgânica, esta é, gradualmente, submetida a temperaturas e pressões mais elevadas e o querogénio transforma-se, por decomposição e partição das suas moléculas complexas, em hidrocarbonetos mais simples, desde o petróleo até ao gás natural.

Outras variáveis como o tempo e a natureza do querogénio são fundamentais para o tipo de hidrocarboneto que se gera. Distinguem-se 3 tipos de querogénio: 1) normalmente atribuído a algas e bactérias e é o predisposto à geração de petróleo; 2) resultante principalmente da acumulação de restos de vegetais superiores, é especialmente gerador de gás; e, 3) misto, que é um tipo intermédio, que tanto pode gerar petróleo como gás.

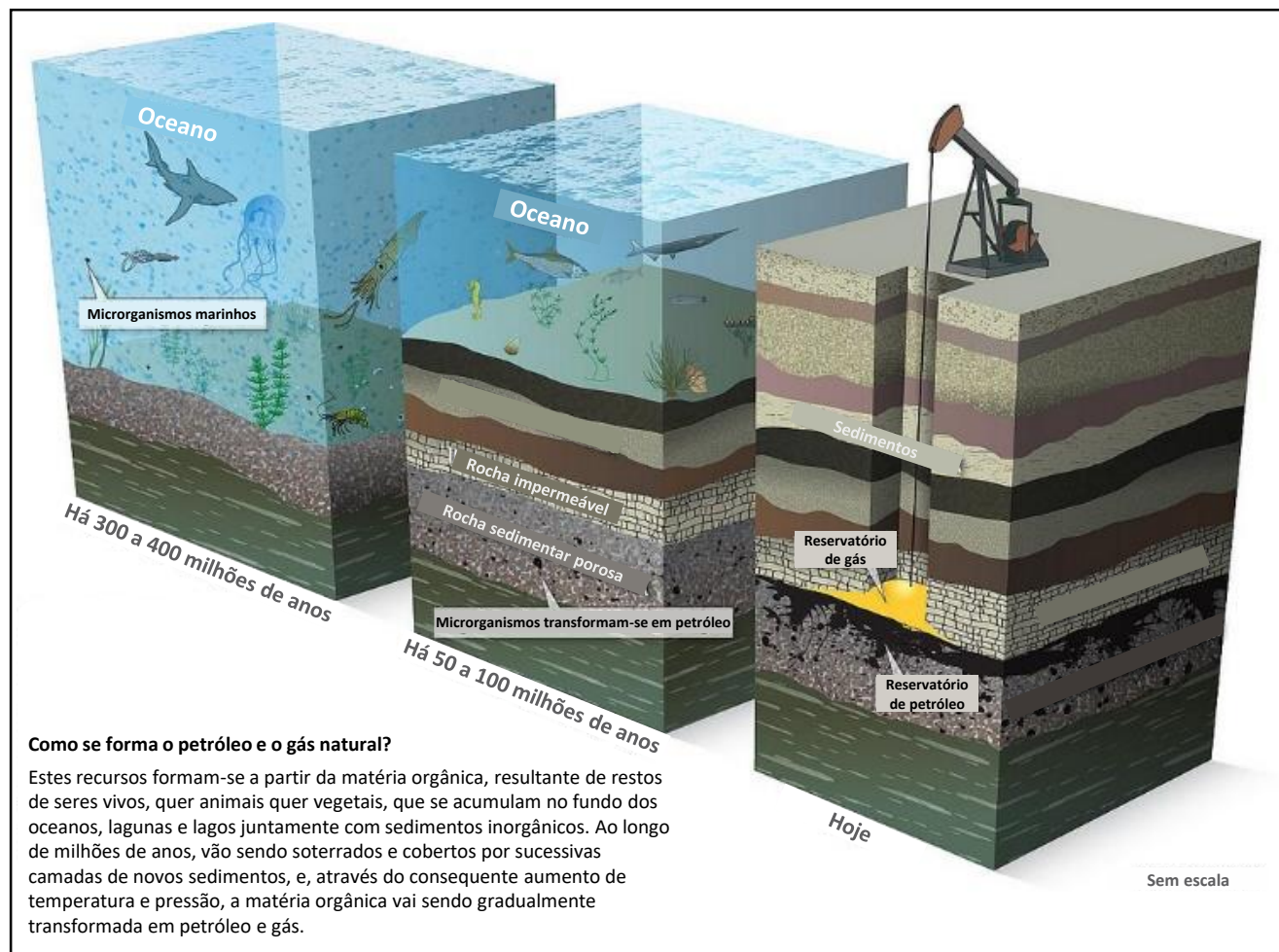
A transformação do querogénio em petróleo é acompanhada de um aumento de volume que tende a expulsar os hidrocarbonetos recém-criados da rocha geradora, dando-se a expulsão ou migração primária do petróleo que, eventualmente, o poderá levar a um local propício à sua acumulação ou, como é frequente, a migrar até à superfície terrestre e fundos marinhos onde naturalmente exsudará ("*seeps*").

Para que o petróleo possa ser explorado, i.e. extraído em condições economicamente viáveis, é necessário que se acumule em rochas com porosidade e permeabilidade elevadas. As rochas-mãe não possuem, em geral, essas características e, por isso, o petróleo raramente pode ser diretamente extraído das mesmas. Para isso, é necessário que o petróleo, após a sua expulsão da rocha-mãe, encontre condições favoráveis para migrar através das rochas, num processo geralmente muito lento que pode exigir dezenas de milhões de anos, até uma rocha reservatório onde se vai acumulando. De referir que, para que não se verifique a sua exsudação superficial, um outro conjunto de rochas são essenciais neste sistema: as rochas selantes de muito baixa permeabilidade que, aliadas ao arranjo e à disposição das formações e estruturas geológicas a que se dá o nome de "armadilhas" constituirão barreiras à migração do petróleo.

O conjunto de rocha-mãe ou geradora, rocha reservatório, rocha selante e “armadilha” constituem um sistema petrolífero natural.

A figura abaixo ilustra o processo de formação do petróleo e do gás natural.

Figura 1 – Como se forma o petróleo e o gás natural?



Fonte: Secondary Energy Infobook, NEED – National Energy Education Development, 2016.

Dada a morosidade do processo acima descrito (milhões de anos), o petróleo é considerado um recurso natural não renovável, pois à escala temporal humana, uma vez consumido, tem uma taxa de reposição na natureza quase nula.

3.3. COMO SE ESTUDAM E DESCOBREM OS SISTEMAS PETROLÍFEROS?

Antes de se explorar/extrair o petróleo, é necessário um longo trabalho prévio de procura e pesquisa dos locais onde o recurso possa estar acumulado em reservatórios com dimensão e localização que permitam a viabilidade económica da sua exploração.

Neste contexto, a prospeção e pesquisa do petróleo tem por base a determinação dos locais das bacias sedimentares onde poderão estar reunidas as condições geológicas necessárias à geração e acumulação de petróleo, e comprovar através de dados diretos a veracidade da sua existência.

O estudo da geologia de superfície das bacias sedimentares é fundamental para determinar a presença de potenciais rochas-mãe, rochas reservatório e rochas selantes, para compreender os respetivos ambientes deposicionais e subseqüentemente estimar a sua possível presença em profundidade para: i) analisar a

deformação tectónica que poderá conduzir à formação de “armadilhas”; e, ii) delinear os traços gerais da evolução geológica e estrutural das bacias.

Como complemento dos estudos geológicos de superfície, utilizam-se técnicas de prospeção geofísicas e, numa fase mais adiantada da pesquisa, o estudo geológico de subsuperfície através de sondagens de pesquisa, para identificar, o melhor possível, as condições e propriedades geológicas em profundidade. De facto, não é possível garantir a presença de petróleo num reservatório sem se realizar pelo menos uma sondagem de pesquisa.

Apesar dos estudos geológicos de superfície e geofísicos que são previamente efetuados, a probabilidade de sucesso de uma sondagem de pesquisa em novas áreas (i.e. sem sondagens prévias de pesquisa) permanece baixa (i.e. entre cerca de 10% a 20%²). Se a análise dos dados obtidos indicar boas características de reservatório, procede-se a um ensaio de produção para determinar as condições em que se poderá produzir petróleo.

De referir que, o valor económico de uma descoberta raramente pode ser determinado com uma única sondagem de pesquisa. Embora se tenha uma ideia do volume da acumulação a partir da interpretação sísmica e petrofísica (forma e dimensões da armadilha e porosidade do reservatório) é, em geral, necessário perfurar mais do que uma sondagem para confirmar a interpretação e determinar com segurança o volume das reservas recuperáveis. Caso se descubram reservas recuperáveis em quantidades que tornem o projeto viável em termos económico-financeiros, passa-se para uma nova fase da atividade petrolífera, relacionada com o desenvolvimento e produção do campo de petróleo entretanto delimitado.

De salientar que, mesmo com novas tecnologias, a prospeção e pesquisa do petróleo envolve investimentos muito elevados e muitas vezes não tem sucesso, i.e. não é feita qualquer descoberta ou é feita uma descoberta sem viabilidade económica para a sua exploração.

3.4. PRINCIPAIS UTILIZAÇÕES DO PETRÓLEO

Através do refino do petróleo bruto, é possível separar o mesmo em diferentes frações, dando origem a, entre outros derivados: gasolina; gasóleo; gás de petróleo liquefeito (“GPL”); fuelóleo; *jet fuel* (querosene); nafta; betume; e, coque de petróleo.

Desta forma, o consumo do petróleo poderá ser separado em duas componentes principais:

- **Consumo energético:** os derivados do petróleo são queimados para aproveitamento da energia produzida. Neste sentido, como fonte de energia, a sua principal utilização é para:
 - A mobilidade de bens e pessoas, como combustível nos transportes; e,
 - A utilização nas centrais termoelétricas, onde é produzida energia elétrica através da combustão do petróleo.
- **Consumo não energético:** os derivados do petróleo são a principal matéria-prima da indústria petroquímica e os seus subprodutos são os materiais mais utilizados em muitos outros processos de produção industrial, como por exemplo, os processos químicos. De facto, determinados derivados do petróleo são utilizados para a produção de silicone, acrílico, plástico, neopreno, borracha, fibras sintéticas como o elastano, terylene, náilon, poliéster, entre muitos outros produtos sintéticos que estão presentes na maioria dos diversos objetos, utilitários e consumíveis que se usufrui no dia-a-dia.

Atualmente, e como será detalhado no capítulo seguinte, a principal utilização do petróleo e respetivos derivados é como fonte de energia. Não obstante, verifica-se um aumento da importância do consumo como matéria-prima

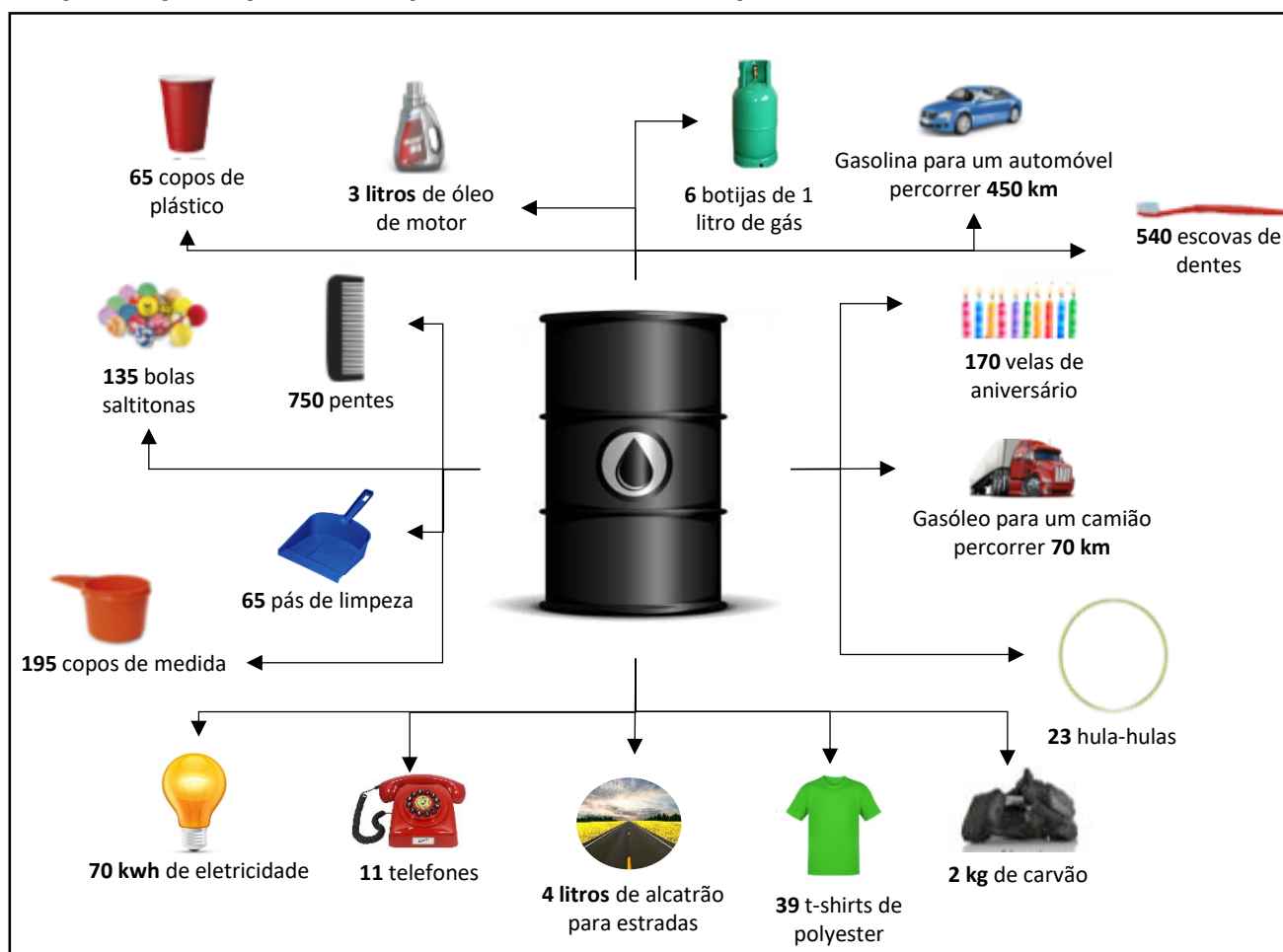
² http://www.ifp-school.com/upload/docs/application/pdf/2015-02/5_exploration_well.pdf

na indústria, em particular na petroquímica, onde alguns derivados e subprodutos do petróleo são utilizados na produção de milhares de produtos de consumo diário (e.g. cera, plásticos, fertilizantes, medicamentos, cosméticos, vestuário, inseticidas, eletrodomésticos, tintas, vernizes e tecnologias de informação e computação).

A figura abaixo ilustra alguns exemplos de produtos que podem ser produzidos a partir de um barril de petróleo refinado.

Figura 2 – O que se pode produzir a partir de um barril de petróleo?

O que se pode produzir a partir de um barril de petróleo?



Fonte: Visual Capitalist.

Neste contexto, importa salientar que, mesmo num horizonte temporal significativo, se o petróleo como fonte de energia fosse totalmente substituído por energias renováveis (algo que, como será demonstrado no capítulo seguinte, se prevê que ainda demore algumas décadas), o seu papel continuaria a ser imprescindível na petroquímica, dado que cada vez mais produtos derivados do petróleo são utilizados como matéria-prima em bens cuja presença na vida quotidiana tem muita relevância. No curto-médio prazo, face às inúmeras utilizações elencadas para o fabrico de bens de consumo diário, bem como à sua importância no setor dos transportes (terrestres, marítimos e aéreos) e na geração de eletricidade, torna-se impossível prescindir do petróleo.

4. EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE PETRÓLEO E DERIVADOS E DE GÁS NATURAL

4.1. INTRODUÇÃO

A presente análise tem como objetivo avaliar a evolução do consumo de petróleo e derivados e de gás natural nos últimos anos e, em particular, as projeções futuras. Neste sentido, como será detalhado abaixo, esta análise procurou caracterizar:

- A evolução do consumo a nível global, da UE e em Portugal; e,
- As estimativas de consumo a nível global e na UE para o futuro.

4.2. LIMITAÇÕES

No âmbito da presente análise, foi necessário recorrer a cinco fontes diferentes de informação, i.e.: AIE, BP, DGEG, Eurostat e USEIA.

Neste contexto, em determinadas situações, foram identificadas diferenças entre as fontes utilizadas (e.g. denominação de fontes de energia e outras rubricas analisadas, bem como dos respetivos valores). Contudo, face ao objetivo da presente análise e à reconhecida validade e independência das entidades em causa, bem como à natureza das diferenças, considera-se que as mesmas não prejudicam as análises desenvolvidas.

4.3. CONSUMO A NÍVEL GLOBAL

A tabela abaixo apresenta o resumo da evolução do consumo de energia primária por fonte energética a nível mundial, tendo por base informações da AIE, com referência ao período compreendido entre 1990 e 2015.

Tabela 1 - Evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial - 1990 a 2015

Evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial - 1990 a 2015 ('000 tep)							
Fonte	Ano						TACC
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	
Biocombustíveis e resíduos	909 395	972 130	1 022 686	1 095 954	1 213 418	1 323 472	1,51%
Carvão	2 219 520	2 208 206	2 310 845	2 993 197	3 654 428	3 836 087	2,21%
Gás natural	1 663 132	1 807 249	2 071 209	2 359 855	2 736 149	2 943 721	2,31%
Geotérmica, Solar, etc.	36 804	42 674	60 227	70 297	110 564	200 564	7,02%
Hídrica	184 254	213 181	225 236	252 372	296 057	334 396	2,41%
Nuclear	525 614	608 208	675 588	721 835	718 959	670 730	0,98%
Petróleo	3 235 001	3 375 792	3 660 187	4 004 981	4 141 910	4 334 282	1,18%
Total	8 773 720	9 227 440	10 025 978	11 498 491	12 871 485	13 643 252	1,78%

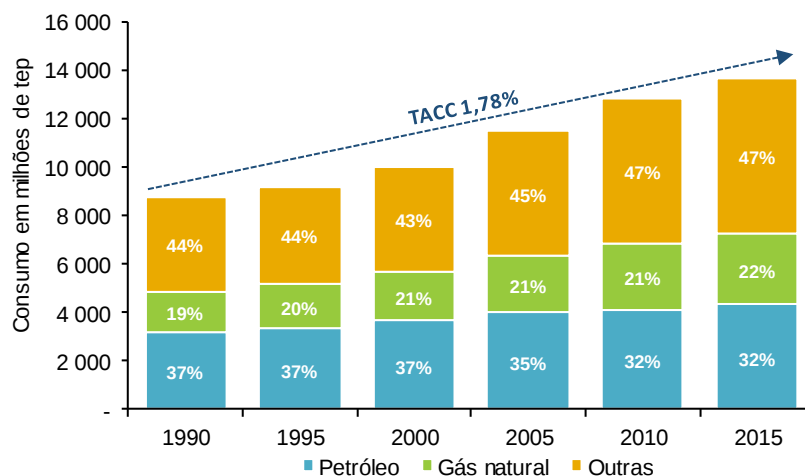
Fonte: Agência Internacional de Energia.

Como se pode observar na tabela, de acordo com a AIE:

- O consumo mundial de energia primária tem crescido de forma recorrente desde 1990, com um aumento médio de cerca de 1,8% ao ano; e,
- Apesar do desenvolvimento de outras fontes de energia, em particular as renováveis que foram as que mais cresceram neste período, verificou-se igualmente um crescimento recorrente do consumo de energia primária com base no petróleo e no gás natural, respetivamente com um aumento médio de cerca de 1,2% e 2,3% ao ano no período em análise.

O gráfico seguinte apresenta a análise da evolução da representatividade do petróleo e do gás natural no consumo de energia primária a nível mundial, com referência ao período compreendido entre 1990 e 2015.

Gráfico 6 – Evolução do consumo mundial de energia primária por fonte a nível mundial – Representatividade do petróleo e do gás natural - 1990 a 2015

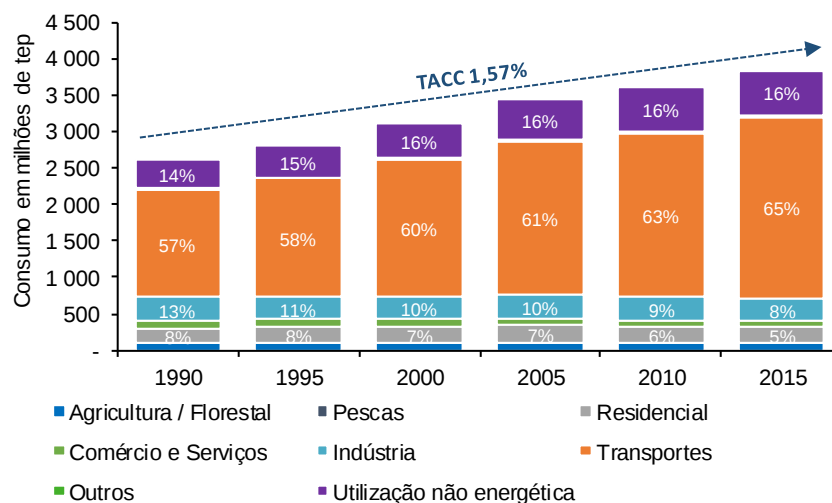


Fonte: Agência Internacional de Energia.

Como se pode observar no gráfico, apesar do aumento que ocorreu na utilização de outras fontes de energia, de 44% para 47%, verifica-se que passados 25 anos, em 2015 o petróleo e o gás natural continuavam a representar em conjunto cerca de 54% do total de energia primária consumida, contra os cerca de 56% em 1990. Sendo também de destacar que, durante o período em análise, o gás natural aumentou a sua representatividade, passando de cerca de 19% em 1990 para cerca de 22% em 2015. Em linha com o referido anteriormente, apesar da diminuição conjunta da representatividade do consumo de petróleo e gás natural no consumo mundial total, as quantidades consumidas tiveram um aumento recorrente no período em análise.

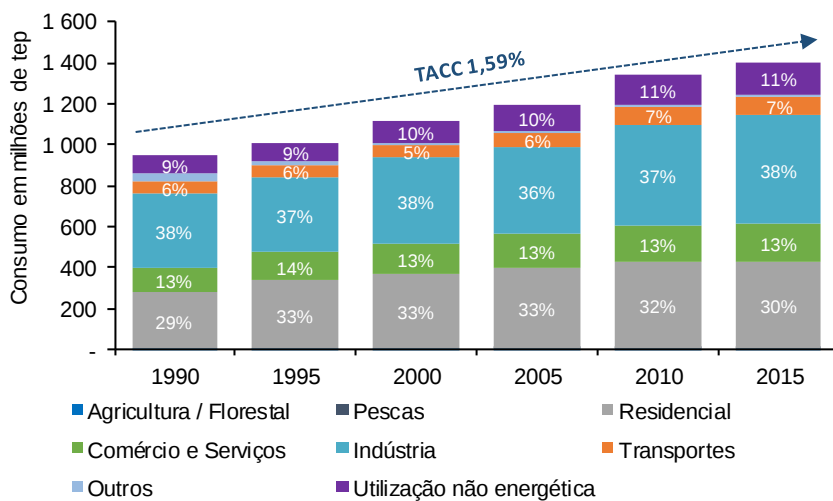
Os gráficos seguintes apresentam a análise da evolução da distribuição do consumo de energia final a nível mundial, respetivamente de petróleo e gás natural por setor de atividade, com referência ao período compreendido entre 1990 e 2015.

Gráfico 7 – Evolução da distribuição do consumo de energia final proveniente de petróleo por setor de atividade a nível mundial - 1990 a 2015



Fonte: Agência Internacional de Energia.

Gráfico 8 – Evolução da distribuição do consumo de energia final proveniente de gás natural por setor de atividade a nível mundial - 1990 a 2015



Como se pode observar nos gráficos:

- Em linha com o anteriormente disposto sobre o consumo mundial de energia primária, o respetivo consumo de energia final proveniente do petróleo e do gás natural aumentou de forma recorrente no período em análise, em média cerca de 1,6% ao ano em ambos os casos;
- No caso do petróleo, o setor dos transportes é o principal responsável pelo consumo total de energia final (i.e. com uma variação entre cerca de 57% e cerca 65% do consumo total respetivamente entre 1990 e 2015) e pelo aumento verificado. Sendo que o consumo não energético (e.g. através da utilização de derivados de petróleo na indústria petroquímica) também tem vindo a aumentar, representando cerca de 16% do consumo em 2015. De salientar também os consumos relevantes ao nível dos setores residencial e indústria; e,
- Relativamente ao gás natural, salienta-se a preponderância significativa e recorrente dos sectores residencial e da indústria no consumo de energia final, que em 2015 representavam respetivamente cerca de 30% e 38% do consumo total.

Em suma, face ao anteriormente disposto, verifica-se que entre 1990 e 2015, apesar do aumento proporcional do consumo de energia proveniente de outras fontes, em particular das renováveis, o consumo mundial de petróleo e gás natural aumentou de forma recorrente no período em análise.

Entre outros fatores, o aumento do consumo mundial está associado ao crescimento económico, em particular dos países em desenvolvimento (e.g. Leste Asiático, a China e a Índia), e ao aumento da população. Esta situação é particularmente corroborada pelo incremento significativo do consumo mundial ao nível dos transportes, da indústria (incluindo utilização não energética) e residencial.

Infer-se, portanto, que, a velocidade do desenvolvimento das energias renováveis no período em análise, apesar de muito significativa, não foi suficiente para acompanhar o aumento do nível do consumo energético a nível mundial.

4.4. CONSUMO NA UE

A tabela abaixo apresenta o resumo da evolução do consumo de energia primária da UE por fonte energética, tendo por base informações do Eurostat, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Tabela 2 – Evolução do consumo de energia primária da UE por fonte - 2007 a 2016

Evolução do consumo de energia primária da UE por fonte - 2007 a 2016 ('000 tep)											
Fonte	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Carvão	328 306	305 280	268 988	283 207	288 025	294 678	287 360	268 776	262 747	240 724	-3,39%
Gás natural	435 049	444 242	415 844	447 695	403 885	393 833	387 210	343 548	357 943	382 970	-1,41%
Nuclear	241 410	241 909	230 772	236 562	234 008	227 719	226 282	226 141	221 202	216 703	-1,19%
Petróleo e derivados	655 833	652 264	614 986	610 627	589 292	567 408	553 987	551 801	560 910	567 143	-1,60%
Renováveis	138 928	149 270	158 105	175 206	172 807	189 418	200 423	203 686	211 673	216 618	5,06%
Outros	10 602	12 038	12 390	11 894	12 401	13 665	13 445	14 461	14 840	16 458	5,01%
Total	1 810 128	1 805 001	1 701 086	1 765 191	1 700 419	1 686 719	1 668 707	1 608 412	1 629 315	1 640 615	-1,09%

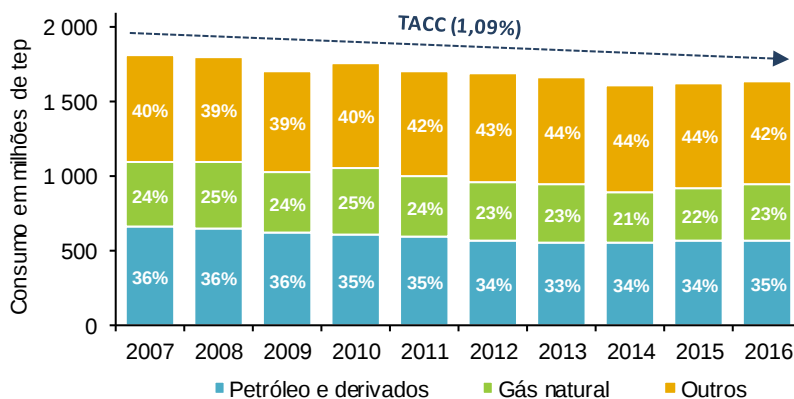
Fonte: Eurostat.

Conforme se pode observar na tabela, de acordo com o Eurostat:

- O consumo de energia primária da UE apresentou uma tendência de redução entre 2007 e 2016, com um decréscimo médio de cerca de 1,1% ao ano. Entre outros fatores que contribuíram para esta evolução, salientam-se as fortes políticas de eficiência energética que têm sido implementada pelos Estados-membros da UE;
- O consumo de energia primária com base nas energias renováveis foi o que teve o maior crescimento no período em análise, com um aumento médio de cerca de 5,1% ao ano. Esta situação está associada aos elevados investimentos dos Estados-membros da UE em fontes de energia renovável, que no período em análise tiveram por base incentivos governamentais significativos; e,
- Apesar de uma inflexão em 2015 e 2016, verificou-se uma tendência de decréscimo do consumo de energia primária com base no gás natural e no petróleo e derivados no período em análise, respetivamente em média de cerca de 1,4% e 1,6% ao ano. Não obstante, em 2016 estas ainda eram destacadamente as duas principais fontes de energia da UE.

O gráfico seguinte apresenta a análise da evolução da representatividade do petróleo e do gás natural no consumo de energia primária da UE, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Gráfico 9 – Evolução do consumo de energia primária da UE por fonte – Representatividade do petróleo e do gás natural - 2007 a 2016



Fonte: Eurostat.

Conforme se pode observar, apesar da diminuição na utilização do petróleo e gás natural como fonte de energia ao longo do período em análise, em 2016 estas duas fontes de energia continuavam a representar cerca de 58% do total de energia primária consumida, representando uma pequena redução em relação aos cerca de 60% da energia primária consumida em 2007.

A tabela abaixo, apresenta o balanço energético resumido do petróleo e derivados na UE, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Tabela 3 – Evolução do balanço energético de petróleo e derivados da UE - 2007 a 2016

Evolução do balanço energético do petróleo e derivados da UE - 2007 a 2016 ('000 tep)											
Descritivo	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Produção	122 459	114 010	107 146	99 816	87 355	79 002	74 848	73 645	78 691	78 053	-4,88%
Importações	938 574	956 020	904 068	914 125	894 141	901 142	893 039	884 442	934 868	941 564	0,04%
Variação de stock	3 031	-4 923	403	2 184	6 147	2 197	21	547	-11 229	3 423	1,36%
Exportações ¹	408 231	412 845	396 630	405 498	398 351	414 933	413 920	406 834	441 420	455 898	1,23%
Consumo de energia primária	655 833	652 264	614 986	610 627	589 292	567 408	553 987	551 801	560 910	567 143	-1,60%
Para novas fontes de energia	26 291	24 325	22 084	20 232	17 015	16 600	12 810	12 553	12 440	11 595	-8,69%
Sector energético	41 465	41 516	38 385	37 713	35 909	34 696	32 325	31 210	33 066	33 455	-2,36%
Matéria-prima	99 824	96 294	88 409	91 852	88 448	84 896	82 062	83 783	82 020	82 480	-2,10%
Acertos	-3 312	1 881	3 587	2 772	3 072	955	1 024	2 079	3 461	2 482	N/A
Consumo de energia final	491 565	488 247	462 522	458 058	444 849	430 261	425 766	422 176	429 923	437 131	-1,30%
Agricultura e pescas	15 775	15 466	14 931	14 864	14 414	13 795	13 950	13 593	13 942	14 228	-1,14%
Indústria	46 154	43 004	36 945	36 094	33 343	31 308	28 472	27 303	28 251	27 513	-5,59%
Transportes	367 370	359 279	345 856	342 695	339 826	328 620	325 970	329 919	335 479	344 648	-0,71%
Doméstico	41 668	47 542	43 687	43 561	38 190	37 866	38 533	33 886	34 880	33 139	-2,51%
Serviços	18 422	20 919	19 327	19 030	17 051	16 351	16 653	15 383	15 292	15 668	-1,78%
Outros	2 176	2 037	1 777	1 814	2 024	2 321	2 188	2 092	2 080	1 934	-1,30%

Fonte: Eurostat

Nota: ¹Inclui navegação marítima

Conforme se pode verificar na tabela:

- O petróleo e derivados, que são a principal fonte de energia primária da UE, tiveram origem praticamente na sua totalidade em importações. A produção da UE apenas representava cerca de 14% do consumo total em 2016 (i.e. cerca de 78 milhões de tep num total do consumo primário de cerca de 567 milhões de tep) e, apesar de uma inflexão em 2015, apresenta uma tendência de redução média no período de cerca de 4,9% ao ano. Não obstante, salienta-se que uma parte relevante das importações efetuadas no período em análise foram depois exportadas (e.g. exportação de produtos refinados) – sendo essencialmente o crescimento das exportações que explica a diferença entre o ligeiro crescimento verificado nas importações vs. o decréscimo do consumo de energia primária no período em análise;
- Verificou-se um decréscimo médio na utilização do petróleo e derivados para a produção de outra fonte energética (e.g. eletricidade), em média cerca de 8,7% ao ano no período em análise;
- Apesar da diminuição da utilização do petróleo e derivados como matéria-prima no período em análise, em média cerca de 2,4% ao ano, em 2016 esta utilização ainda representava aproximadamente 15% do consumo total (i.e. cerca de 82 milhões de tep num total do consumo primário de cerca de 567 milhões de tep); e,
- O consumo final de energia proveniente do petróleo e derivados, apesar de uma inflexão em 2015 e 2016, apresentou uma tendência de redução no período em análise, com um decréscimo médio de cerca de 1,3% ao

ano. Sendo de destacar uma redução da utilização desta fonte de energia em todos os setores, no período em análise, com destaque para a indústria, o doméstico e os serviços.

A tabela abaixo apresenta o balanço energético resumido do gás natural da UE, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Tabela 4 – Evolução do balanço energético de gás natural da UE - 2007 a 2016

Evolução do balanço energético do gás natural da UE - 2007 a 2016 ('000 tep)											
Descritivo	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Produção	170 177	173 145	155 919	159 380	142 570	133 181	131 350	118 164	107 538	107 538	-4,97%
Importações	329 586	348 775	338 203	366 963	358 265	347 209	347 670	322 873	343 927	357 102	0,89%
Variação de stock	5 877	-3 010	-4 608	8 596	-10 037	1 277	2 532	-6 322	3 434	5 944	0,13%
Exportações ¹	70 590	74 668	73 671	87 245	86 912	87 834	94 342	91 167	96 957	87 614	2,43%
Consumo de energia primária	435 049	444 242	415 844	447 695	403 885	393 833	387 210	343 548	357 943	382 969	-1,41%
Para novas fontes de energia	130 255	138 693	133 810	139 075	123 333	104 792	91 670	81 290	87 122	104 910	-2,38%
Sector energético	23 023	22 171	20 236	22 827	22 230	21 765	21 782	21 422	22 370	22 121	-0,44%
Matéria-prima	14 602	13 966	12 549	14 287	14 786	14 076	13 754	14 288	13 763	13 530	-0,84%
Acertos	4 593	2 524	1 291	-542	-1 386	-22	1 501	-2 586	-2 220	-2 875	N/A
Consumo de energia final	262 576	266 888	247 959	272 046	244 923	253 222	258 503	229 134	236 907	245 284	-0,75%
Agricultura e pescas	3 909	3 871	3 604	4 116	3 988	4 228	4 161	3 783	3 286	3 428	-1,45%
Indústria	105 397	101 967	84 593	92 740	90 260	89 519	90 514	88 094	86 201	86 242	-2,20%
Transportes	2 710	2 823	2 471	2 660	2 978	2 796	3 070	2 908	3 159	3 284	2,16%
Doméstico	107 120	111 230	110 908	121 963	103 372	110 206	112 018	91 987	98 546	105 175	-0,20%
Serviços	41 322	44 982	44 822	48 654	42 894	45 198	47 482	41 265	44 628	46 281	1,27%
Outros	2 120	2 016	1 562	1 914	1 432	1 275	1 257	1 097	1 087	874	-9,37%

Fonte: Eurostat

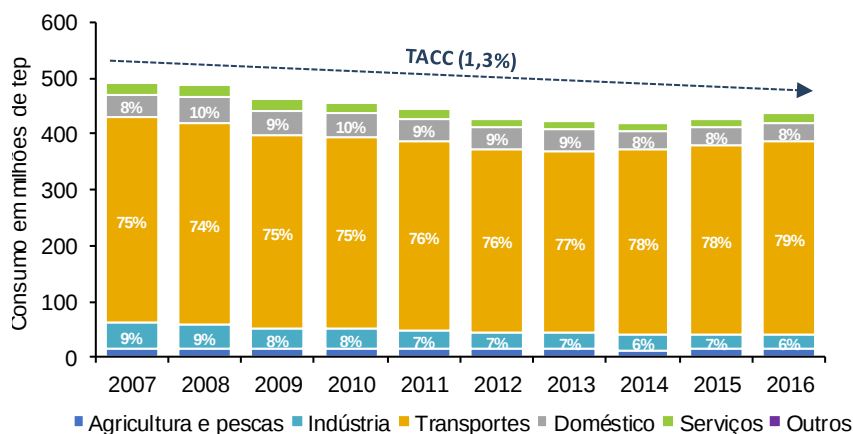
Nota: ¹Inclui navegação marítima

Como se pode observar na tabela:

- O gás natural, que é atualmente a segunda principal fonte de energia primária na UE, teve origem maioritariamente em importações. A produção da UE apenas representava cerca de 28% do consumo total em 2016 (i.e. cerca de 108 milhões de tep num total do consumo primário de cerca de 383 milhões de tep) e apresenta uma tendência de redução média no período de cerca de 5% ao ano;
- Verificou-se um decréscimo médio na utilização do gás natural para a produção de outra fonte energética (e.g. eletricidade) em média cerca de 2,4% ao ano no período em análise. Salienta-se que esta utilização representa cerca de 27% do consumo total desta fonte de energia em 2016 (i.e. cerca de 105 milhões de tep num total do consumo primário de cerca de 383 milhões de tep); e,
- O consumo final de energia proveniente do gás natural, que teve algumas oscilações no período em análise, apresentou uma tendência de decréscimo, com uma redução média de cerca de 0,8% ao ano. Neste contexto, destaca-se a redução do consumo verificada nos setores da indústria e da agricultura e pescas, e os aumentos nos setores dos transportes e dos serviços.

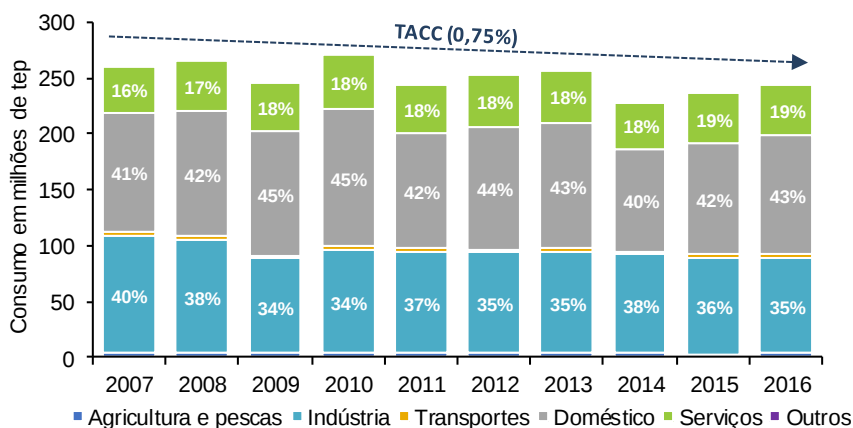
Os gráficos seguintes apresentam a análise da evolução da distribuição do consumo de energia final da UE, respetivamente de petróleo e derivados e de gás natural por setor de atividade, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Gráfico 10 – Evolução da distribuição na UE do consumo de energia final proveniente do petróleo por sector de atividade - 2007 a 2016



Fonte: Eurostat.

Gráfico 11 – Evolução da distribuição na UE do consumo de energia final proveniente do gás natural por sector de atividade - 2007 a 2016



Fonte: Eurostat.

Como se pode observar nos gráficos:

- No caso do petróleo, o setor dos transportes é o principal responsável pelo consumo total (i.e. com uma variação entre cerca de 75% e cerca de 79% do consumo total respetivamente entre 2007 e 2016). De salientar também os consumos relevantes nos setores doméstico e indústria; e,
- Relativamente ao gás natural, salienta-se a preponderância significativa e recorrente do consumo nos setores doméstico (i.e. com uma variação entre cerca de 41% e 43% do consumo total respetivamente entre 2007 e 2016) e indústria (i.e. com uma variação entre cerca de 40% e 35% do consumo total respetivamente entre 2007 e 2016). De salientar também o consumo relevante no setor dos serviços.

Em suma, verifica-se que a UE tem feito uma clara aposta em termos de eficiência energética e de transição para as energias renováveis, procurando por um lado reduzir o consumo e por outro reduzir a dependência energética externa e a emissão de GEE. De facto, enquanto que no período em análise, o consumo mundial aumentou em

todas as fontes energéticas, a UE não só reduziu o consumo como um todo, como também reduziu num nível superior a utilização de combustíveis fósseis por substituição por energias renováveis.

Não obstante, verifica-se que a UE continua com uma forte dependência em termos energéticos do petróleo e do gás natural, que em 2016 representavam cerca de 58% do total de energia primária consumida (ver gráfico 4 acima).

Assim, como será descrito adiante, a estratégia energética da UE, para além de temas como a eficiência energética e a aposta nas energias renováveis, também assenta na produção sustentável de fontes de energia fósseis – algo que, como se procurará demonstrar no subcapítulo seguinte, é corroborado por cerca de 64% dos países da UE serem produtores de carvão, petróleo e gás natural.

4.4.1. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA UE

Face à natureza do presente estudo e ao facto de se ter identificado uma produção recorrente de petróleo e gás natural na UE, considerou-se pertinente identificar quais os países produtores ao longo do período em análise.

A tabela abaixo apresenta a evolução da produção de petróleo na UE por Estado-membro (apenas os produtores), para o período compreendido entre 2007 a 2016.

Tabela 5 – Evolução da produção de petróleo da UE por Estado-membro - 2007 a 2016

Evolução da produção de petróleo na UE por Estado-membro - 2007 a 2016 ('000 tep)											
Descritivo	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Produção primária	119 633	111 029	104 463	97 139	84 582	75 962	71 403	69 833	74 944	74 354	-5,15%
Alemanha	4 965	4 717	4 288	3 621	3 747	3 678	3 664	3 398	3 470	3 547	-3,67%
Áustria	982	987	1 038	1 001	944	914	870	970	867	785	-2,45%
Bulgária	25	24	25	23	22	24	27	26	24	23	-1,00%
Croácia	946	878	829	759	706	629	610	607	685	748	-2,57%
Dinamarca	15 232	13 575	12 792	12 039	10 831	9 977	8 681	8 047	7 665	7 026	-8,24%
Eslováquia	24	20	17	15	17	14	13	12	12	10	-9,26%
Espanha	143	128	106	124	101	142	369	304	233	141	-0,15%
Finlândia	41	22	99	68	61	71	71	66	71	71	6,42%
França	1 333	1 442	1 258	1 182	1 138	1 033	1 093	1 062	1 077	1 004	-3,10%
Grécia	82	63	80	117	99	95	70	65	63	179	9,09%
Holanda	2 752	2 313	1 890	1 609	1 619	1 663	1 714	2 066	2 023	1 571	-6,04%
Hungria	1 209	1 222	1 182	1 064	943	1 015	864	824	850	985	-2,26%
Itália	6 338	5 761	4 980	5 624	5 664	5 721	5 845	6 098	5 824	4 056	-4,84%
Lituânia	158	130	117	117	116	104	87	83	75	64	-9,48%
Polónia	726	764	692	731	658	673	950	932	923	1 002	3,65%
Reino Unido	79 181	73 721	70 056	64 261	53 113	45 799	41 963	40 826	46 728	49 016	-5,19%
República Checa	432	346	308	269	334	314	257	261	207	184	-9,06%
Roménia	5 065	4 914	4 706	4 518	4 471	4 096	4 256	4 188	4 148	3 940	-2,75%
Outros itens	2 827	2 981	2 684	2 677	2 774	3 040	3 445	3 812	3 747	3 700	3,03%
Total produção	122 460	114 010	107 146	99 816	87 355	79 001	74 848	73 645	78 691	78 053	-4,88%

Fonte: Eurostat

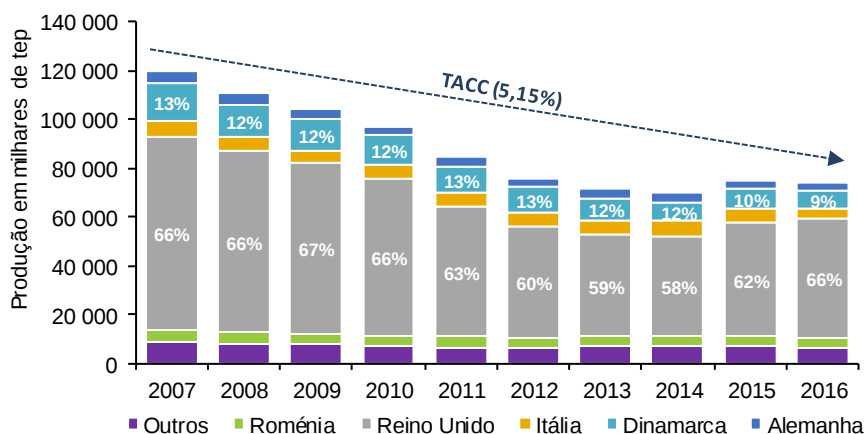
Conforme se pode observar, a produção primária de petróleo da UE no período em análise teve origem em 18 dos seus 28 Estados-membros. Apesar de uma inflexão em 2015, a produção primária de petróleo na UE apresenta uma tendência de redução, tendo decrescido em média cerca de 5,2% ao ano no período em análise.

De salientar, neste contexto que, não obstante a aplicação de políticas de eficiência energética e de transição para as energias renováveis em linha com a estratégia da UE, é evidente a aposta da maioria dos Estados-membros em

paralelamente explorar/produzir petróleo. Esta situação é ainda mais corroborada pelo facto da produção aumentar em 2016 em alguns países (e.g. Alemanha e o Reino Unido).

O gráfico abaixo apresenta uma análise sobre a representatividade dos principais Estados-membros produtores de petróleo, ao longo do período em análise.

Gráfico 12 – Evolução da produção primária de petróleo na UE por Estado-membro - 2007 a 2016



Fonte: Eurostat.

Conforme se pode observar no gráfico, o Reino Unido e a Dinamarca são os principais produtores de petróleo da UE ao longo do período em análise. No entanto, é também relevante destacar a representatividade da produção da Alemanha, da Itália e da Roménia. Adicionalmente, em linha com o referido anteriormente e não obstante o crescimento da produção do Reino Unido em 2015 e 2016, denota-se a tendência de redução da produção dos principais países ao longo do período em análise. Por último, importa referir que, a redução da produção que se verificou no período em análise, pelo menos nos maiores produtores, resultou essencialmente da maturidade e consequente redução da produtividade ou esgotamento dos campos em exploração e por não terem vindo a ser feitas novas descobertas.

Ainda neste contexto, apesar da Noruega ser apenas um país associado à UE, importa salientar que este país, um dos mais desenvolvidos do mundo, é também um dos principais produtores mundiais de petróleo. De facto, é de salientar que, em linha com o Reino Unido, a Noruega também diminuiu a sua produção entre 2007 e 2013, mas voltou a crescer nos anos seguintes (atingindo cerca de 91 milhões de tep em 2016³), em resultado do continuado investimento nesta área que resultaram em descobertas de novos campos petrolíferos, designadamente no mar de Barents.

A tabela abaixo apresenta a evolução da produção de gás natural na UE por Estado-membro (apenas os produtores), para o período compreendido entre 2007 a 2016.

³ Fonte: Eurostat.

Tabela 6 – Evolução da produção de gás natural na UE por Estado-membro - 2007 a 2016

Evolução da produção de gás natural na UE por Estado-membro - 2007 a 2016 ('000 tep)											
Descritivo	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Produção primária	170 068	173 025	155 807	159 280	142 496	133 094	131 250	118 042	107 330	107 238	-4,99%
Alemanha	14 859	13 172	13 016	11 113	10 893	9 569	8 866	6 864	6 335	6 551	-8,70%
Áustria	1 497	1 235	1 344	1 397	1 377	1 480	1 191	1 085	1 038	975	-4,66%
Bulgária	236	156	13	59	351	308	234	160	85	77	-11,73%
Croácia	2 362	2 194	2 197	2 215	2 007	1 635	1 507	1 444	1 471	1 369	-5,88%
Dinamarca	8 268	9 015	7 522	7 343	5 899	5 159	4 282	4 138	4 144	4 054	-7,61%
Eslováquia	109	87	88	88	103	127	104	84	78	77	-3,81%
Eslovénia	3	3	3	6	2	2	3	3	3	4	5,75%
Espanha	16	14	12	45	46	52	50	21	54	48	13,30%
França	915	811	764	646	506	452	289	13	19	18	-35,37%
Grécia	22	15	12	8	6	7	6	5	5	10	-8,85%
Holanda	53 313	60 970	56 320	64 718	59 757	58 816	62 258	51 923	39 443	38 079	-3,67%
Hungria	2 005	2 006	2 287	2 235	2 115	1 768	1 544	1 437	1 369	1 429	-3,69%
Irlanda	310	353	243	224	186	170	155	123	106	2 483	26,02%
Itália	7 949	7 580	6 563	6 885	6 920	7 048	6 335	5 855	5 546	4 738	-5,59%
Polónia	3 897	3 690	3 678	3 693	3 850	3 907	3 823	3 726	3 683	3 553	-1,02%
Reino Unido	64 912	62 571	52 628	49 786	39 624	33 699	31 797	32 185	34 962	35 810	-6,40%
República Checa	164	161	182	202	189	214	206	212	205	180	1,05%
Roménia	9 233	8 993	8 938	8 619	8 667	8 683	8 600	8 766	8 785	7 784	-1,88%
Outros itens	109	120	113	100	74	87	100	121	208	300	11,87%
Total produção	170 177	173 145	155 919	159 380	142 570	133 181	131 350	118 163	107 538	107 538	-4,97%

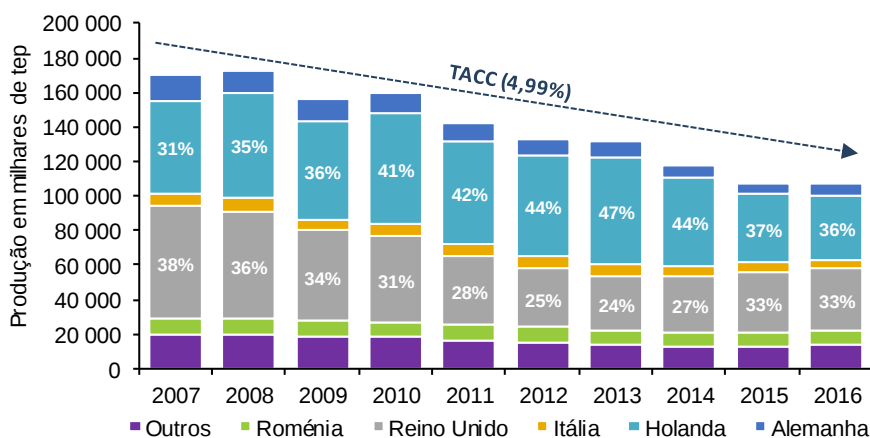
Fonte: Eurostat

Conforme se pode observar, a produção primária de gás natural da UE tem origem em 18 dos seus 28 Estados-membros. Tal como para o petróleo, a produção primária de gás natural na UE apresenta uma tendência de redução, tendo decrescido em média cerca de 5% ao ano no período em análise.

Tal como no caso do petróleo, é também evidente a aposta da maioria dos Estados-membros em explorar o gás natural. Esta situação é particularmente corroborada pelo facto da produção aumentar em 2016 em alguns países (e.g. Alemanha, Irlanda e o Reino Unido).

O gráfico abaixo apresenta uma análise sobre a representatividade dos principais Estados-membros produtores de gás natural, ao longo do período em análise.

Gráfico 13 – Evolução da produção primária de gás natural na UE por Estado-membro - 2007 a 2016



Fonte: Eurostat.

Conforme se pode observar no gráfico, a Holanda e o Reino Unido são os principais produtores de gás natural da UE ao longo do período em análise. No entanto, é também relevante destacar a representatividade da produção da Alemanha, da Itália e da Roménia. Em linha com o referido anteriormente e não obstante o crescimento recente da produção da Alemanha e do Reino Unido, denota-se a tendência de redução da produção dos principais países ao longo do período em análise.

Novamente, importa referir o exemplo da Noruega que também é um dos principais produtores mundiais de gás natural. No período em análise, a produção de gás natural da Noruega aumentou significativamente, com os valores de 2016 (cerca de 102 milhões de tep) a serem cerca de 31% superiores aos de 2007 (cerca de 78 milhões de tep)⁴, em resultado dos investimentos que têm vindo a ser efetuados.

4.5. CONSUMO EM PORTUGAL

A tabela abaixo apresenta o resumo da evolução do consumo de energia primária em Portugal por fonte energética, tendo por base informações da DGEG, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Tabela 7 – Evolução do consumo de energia primária por fonte - 2007 a 2016P

Evolução do consumo de energia primária por fonte - 2007 a 2016P ('000 tep)											
Fonte	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016P	
Carvão	2 883	2 526	2 858	1 657	2 222	2 915	2 659	2 682	3 259	2 848	-0,14%
Gás natural	3 821	4 157	4 233	4 507	4 483	3 950	3 769	3 486	4 097	4 340	1,43%
Petróleo e derivados	13 337	12 365	11 533	11 241	10 332	9 297	9 381	9 089	9 447	9 157	-4,09%
Renováveis	4 316	4 225	4 737	5 321	4 647	4 395	5 238	5 409	4 895	5 568	2,87%
Outros	763	942	550	376	425	925	415	255	362	-229	N/A
Total	25 120	24 215	23 911	23 102	22 110	21 482	21 461	20 921	22 060	21 684	-1,62%

Fonte: DGEG.

Nota: "Outros" inclui resíduos não renováveis e o saldo importador de eletricidade.

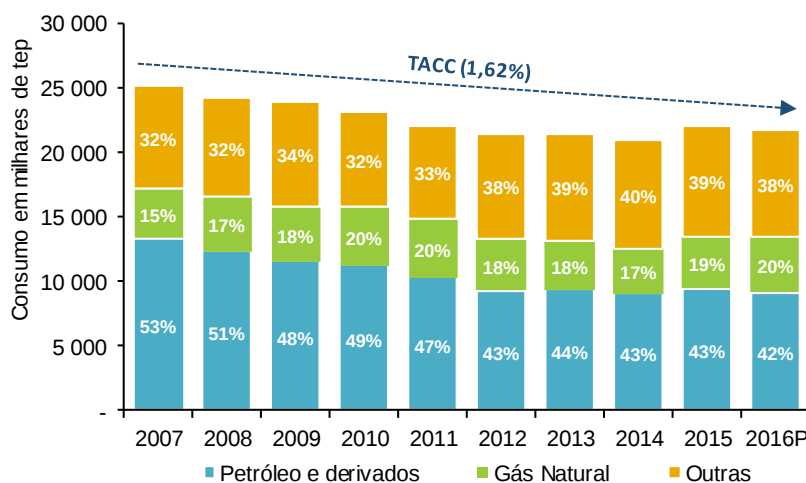
Como se pode observar na tabela:

- O consumo nacional de energia primária, apesar de uma inflexão em 2015, apresentou uma tendência de redução regular entre 2007 e 2016, com um decréscimo médio de cerca de 1,6% ao ano. Tal como para os restantes países da UE, entre outros fatores, salienta-se a aposta em políticas de eficiência energética;
- As energias renováveis foram as que mais cresceram no período em análise, com um aumento médio de cerca de 2,9% ao ano. Em linha com os restantes países da UE, esta variação resulta naturalmente dos elevados investimentos que foram efetuados em energias renováveis no período em análise;
- Apesar de uma inflexão em 2015, verificou-se uma redução regular e significativa do consumo de petróleo no período em análise, com um decréscimo médio de cerca de 4,1% ao ano. Não obstante, em 2016 o petróleo e respetivos derivados ainda apresentam um valor muito significativo, sendo a principal fonte de energia; e,
- Apesar da diminuição do consumo de energia primária e da maior utilização das renováveis, e sem prejuízo de algumas oscilações no período em análise, verificou-se um crescimento do consumo do gás natural, com um aumento médio de cerca de 1,4% ao ano. Esta variação está em boa parte associada à produção de energia elétrica com base em gás natural resultado da conversão de centrais a carvão para gás natural, sendo este recurso menos poluente que o carvão e mais barato que o petróleo e derivados.

⁴ Fonte: Eurostat.

O gráfico seguinte apresenta a análise da evolução da representatividade do petróleo e do gás natural no consumo nacional de energia primária, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Gráfico 14 – Evolução do consumo de energia primária por fonte - Representatividade do petróleo e do gás Natural - 2007 a 2016P



Fonte: DGEG.

Como se pode observar no gráfico, apesar do decréscimo do consumo de energia primária e do reforço da utilização de outras fontes de energia em detrimento dos combustíveis fósseis, verifica-se que passados 10 anos, em 2016 o petróleo e o gás natural continuavam a representar em conjunto cerca de 62% do total de energia primária consumida contra os 68% do total da energia primária consumida em 2007. Sendo também de destacar que, durante o período em análise, o gás natural aumentou de facto sua representatividade, i.e. passando de cerca de 15% em 2007 para cerca de 20% em 2016.

A tabela abaixo apresenta o balanço energético nacional resumido do petróleo e derivados, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Tabela 8 – Evolução do balanço energético do petróleo e derivados - 2007 a 2016P

Evolução do balanço energético do petróleo e derivados - 2007 a 2016P ('000 tep)										
Descritivo	Ano									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016P
Importações	17 027	16 608	15 016	15 168	14 776	14 588	16 230	15 203	18 169	17 750
Variação de stock	-158	316	-114	-296	111	35	-312	-248	146	55
Exportações ¹	3 848	3 928	3 596	4 223	4 333	5 256	7 162	6 363	8 576	8 538
Consumo de energia primária	13 337	12 365	11 533	11 241	10 332	9 297	9 381	9 089	9 447	9 157
Para novas fontes de energia	1 448	1 079	692	564	145	429	258	-97	95	78
Setor energético	452	475	595	277	563	411	848	662	801	910
Matéria-prima	1 648	1 276	938	1 289	1 310	967	1 044	1 205	1 046	688
Acertos	-52	-47	-15	5	-21	-22	-26	-53	-2	-28
Consumo de energia final	9 841	9 582	9 324	9 106	8 334	7 513	7 257	7 372	7 508	7 508
Agricultura e Pescas	380	359	332	361	353	345	355	346	356	369
Indústria	1 727	1 728	1 508	1 381	1 213	976	878	904	973	900
Transportes	6 501	6 433	6 472	6 430	5 997	5 511	5 365	5 469	5 566	5 666
Doméstico	621	553	531	680	587	532	513	468	434	409
Serviços	612	509	481	254	186	150	146	185	179	165
TACC										

Fonte: DGEG.

Nota: ¹Inclui navegação marítima e aviação internacional.

Como se pode observar na tabela:

- O petróleo e derivados, que são a principal fonte de energia primária em Portugal (ver tabela 7 acima), tiveram origem total em importações. Não obstante, salienta-se que uma parte relevante das importações que foram efetuadas no período em análise, foram depois exportadas (e.g. exportação de produtos refinados em Portugal) – sendo o crescimento das exportações que explica a diferença entre o ligeiro crescimento verificado nas importações vs. o decréscimo do consumo de energia primária no período em análise;
- Verificou-se um decréscimo muito significativo na utilização do petróleo e derivados para produção de outra fonte energética (e.g. eletricidade), com uma redução de média de cerca de 27,7% ao ano no período em análise. Sendo de referir que, no que respeita ao consumo do setor energético, que aumentou neste período, a maioria deste valor está atualmente relacionado com a refinação de petróleo;
- Apesar do decréscimo verificado no período em análise, i.e. em média cerca de 9,3% ao ano, a utilização de petróleo e derivados como matéria-prima ainda se mantém como bastante relevante em termos de consumo em 2016, representando cerca de 7,5% do consumo total (i.e. cerca de 690 mil tep num total do consumo primário de cerca de 9.160 mil tep); e,
- O consumo final de energia a partir do petróleo, apesar da inflexão em 2015, apresentou uma redução regular e significativa no período em análise, com um decréscimo médio de cerca de 3% ao ano. Sendo de destacar uma redução da utilização desta fonte de energia em todos os setores, com destaque para a indústria, o doméstico e os serviços.

A tabela abaixo apresenta o balanço energético nacional resumido do gás natural, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Tabela 9 – Evolução do balanço energético do gás natural - 2007 a 2016P

Evolução do balanço energético do gás natural - 2007 a 2016P ('000 tep)											
Descritivo	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016P	
Importações	3 773	4 163	4 282	4 524	4 553	3 939	3 831	3 487	4 082	4 278	1,41%
Variação de stock	-48	6	49	17	70	-12	62	1	-15	-62	2,98%
Exportações ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
Consumo de energia primária	3 821	4 157	4 233	4 507	4 483	3 950	3 769	3 486	4 097	4 340	1,43%
Para novas fontes de energia	2 264	2 597	2 647	2 858	2 870	2 219	2 021	1 828	2 376	2 632	1,69%
Setor energético	126	111	209	135	133	161	165	141	134	114	-1,10%
Matéria-prima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
Acertos	0	-2	-1	0	-46	20	54	-10	-30	-9	N/A
Consumo de energia final	1 431	1 451	1 378	1 514	1 525	1 551	1 530	1 527	1 618	1 604	1,27%
Agricultura e Pescas	5	3	5	4	5	5	7	5	4	4	-2,07%
Indústria	1 025	981	897	989	1 036	1 053	1 044	1 036	1 112	1 107	0,86%
Transportes	12	12	12	13	13	12	12	12	13	12	0,29%
Doméstico	221	285	265	300	259	259	249	259	264	242	1,01%
Serviços	169	170	199	209	213	222	217	215	224	239	3,95%

Fonte: DGEG.

Nota: ¹Inclui navegação marítima e aviação internacional.

Como se pode observar na tabela:

- O gás natural, que é atualmente a terceira principal fonte de energia primária em Portugal (ver tabela 7 acima), teve origem total em importações;

- Apesar de algumas oscilações no período em análise, verificou-se um crescimento na utilização do gás natural para a produção de outra fonte energética (e.g. eletricidade), com um aumento médio de cerca de 1,7% ao ano. Salienta-se que, esta utilização representa cerca de 61% do consumo total desta fonte de energia em 2016 (i.e. cerca de 2.630 mil tep num total do consumo primário de cerca de 4.340 mil tep); e,
- O consumo final de energia de gás natural, apesar de algumas oscilações no período em análise, apresentou uma tendência de crescimento recorrente, com um aumento médio de cerca de 1,3% ao ano. Sendo de destacar os aumentos verificados no consumo em quatro setores, com destaque para os serviços.

Os gráficos seguintes apresentam a análise da evolução da distribuição do consumo nacional de energia final, respetivamente de petróleo e derivados e de gás natural por setor de atividade, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Gráfico 15 – Evolução da distribuição do consumo de energia final proveniente do petróleo por sector de atividade - 2007 a 2016P

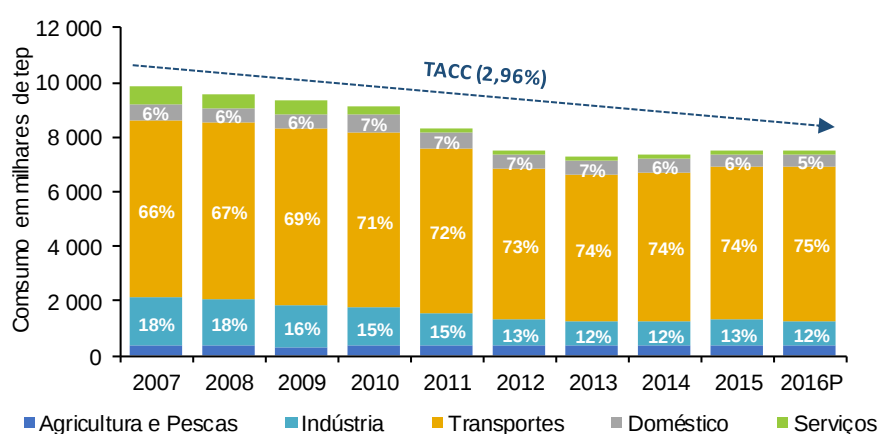
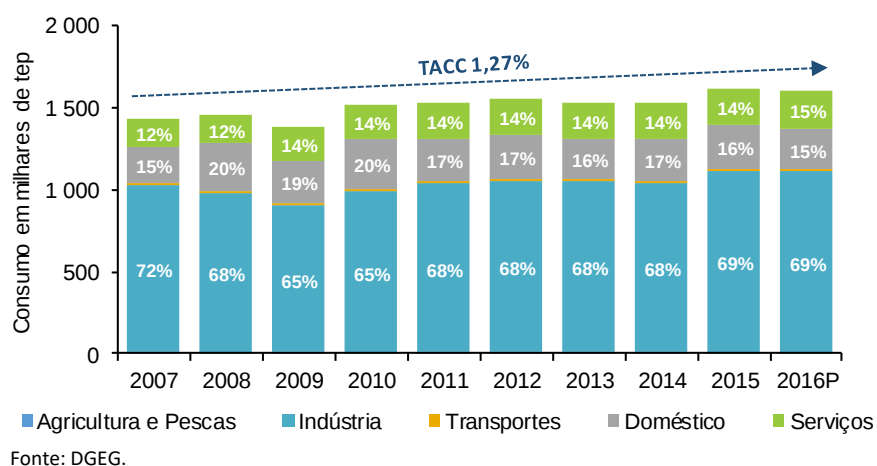


Gráfico 16 – Evolução da distribuição do consumo de energia final proveniente de gás natural por sector de atividade - 2007 a 2016P



Como se pode observar nos gráficos:

- No caso do petróleo, o setor dos transportes é o principal responsável pelo consumo total (i.e. com uma variação entre cerca de 66% e cerca 75% do consumo total respetivamente entre 2007 e 2016). De salientar também os consumos relevantes nos setores doméstico e indústria; e,

- Relativamente ao gás natural, salienta-se a preponderância significativa e recorrente do consumo ao nível da indústria (i.e. com uma variação entre cerca de 72% e 69% do consumo total respetivamente entre 2007 e 2016). De salientar também os consumos relevantes nos setores doméstico e serviços.

4.5.1. SALDO IMPORTADOR DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Face à total dependência externa de Portugal relativamente ao consumo de petróleo e de gás natural, que representavam em 2016 cerca de 62% da energia primária consumida (ver gráfico 9 acima), importa perceber qual é o custo que esta situação representa para o país. Neste contexto, a tabela seguinte apresenta a evolução das importações e exportações de petróleo e derivados e de gás natural, em quantidade e em valor, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2017.

Tabela 10 – Evolução do saldo importador de petróleo bruto & derivados e gás natural - 2007 a 2017

Evolução do saldo importador de petróleo bruto & derivados e gás natural - 2007 a 2017													
Rúbrica	Unidade	Ano											TACC
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Importações													
Petróleo bruto	'000 ton	12 350	12 102	10 291	11 181	10 363	11 077	11 634	11 169	13 860	14 219	13 823	1,13%
	M'EUR	4 652	6 051	3 357	4 946	6 155	7 112	7 323	6 111	4 813	3 985	4 779	0,27%
Refinados	'000 ton	4 061	4 313	4 525	3 817	4 017	3 074	3 743	4 242	3 790	3 457	3 608	-1,18%
	M'EUR	1 824	1 967	1 479	1 759	2 519	2 103	2 166	2 242	1 436	1 138	1 476	-2,09%
Subtotal - petróleo e refinados	'000 ton	16 411	16 415	14 816	14 998	14 380	14 151	15 377	15 411	17 649	17 676	17 431	0,60%
	M'EUR	6 476	8 018	4 836	6 705	8 674	9 215	9 489	8 353	6 249	5 123	6 255	-0,35%
Gás natural	GWh	55 458	66 636	56 566	56 030	57 757	51 042	54 418	52 154	56 008	58 059	68 058	2,07%
	M'EUR	889	1249	994	1151	1366	1432	1501	1611	1249	976	1265	3,59%
Total importações	M'EUR	7 365	9 267	5 830	7 856	10 040	10 647	10 990	9 964	7 498	6 099	7 520	0,21%
Exportações													
Refinados	'000 ton	3 543	3 557	3 686	4 734	5 176	5 830	7 235	6 911	9 064	8 326	9 082	9,87%
	M'EUR	1 478	2 023	1 418	2 531	3 571	4 155	4 870	4 290	4 053	2 834	3 893	10,17%
Gás natural	GWh	-	-	-	-	-	-	4 876	3 567	2 769	2 754	61	-66,56%
	M'EUR	-	-	-	-	-	-	160	118	81	55	2	-66,56%
Total exportações	M'EUR	1 478	2 023	1 418	2 531	3 571	4 155	5 030	4 408	4 134	2 889	3 895	10,18%
Saldo importador	M'EUR	5 887	7 244	4 412	5 325	6 469	6 492	5 960	5 556	3 364	3 210	3 625	-4,73%

Fonte: DGEG.

Como se pode observar na tabela:

- Em linha com o referido anteriormente, durante o período em análise verificou-se um aumento em valor e quantidade das exportações superior ao das importações.

Esta situação é essencialmente explicada pelo facto de, entre 2007 e 2017, se ter verificado um aumento expressivo das exportações de produtos refinados, respetivamente de cerca de 9,9% em quantidade e cerca de 10,2% em valor. Esta situação contrasta com um crescimento médio anual de apenas cerca de 0,6% das importações de petróleo e refinados em quantidade e uma redução de cerca de 0,4% em valor, neste caso essencialmente devido à diminuição da importação de produtos refinados, que têm um custo naturalmente superior ao do petróleo bruto; e,

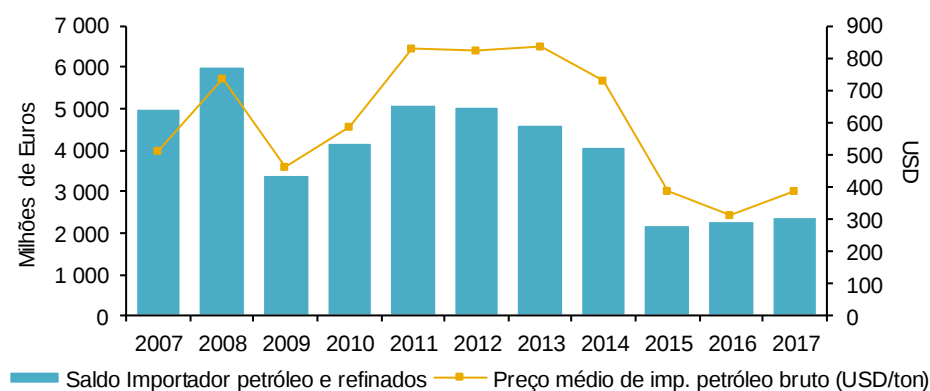
- Apesar de no período em análise, não obstante as oscilações significativas que, entre outros fatores, resultam do efeito da variação do preço do petróleo e do gás natural no mercado, da redução do consumo de petróleo e derivados em Portugal e do crescimento das exportações, o saldo importador reduziu-se em média cerca de 4,7% ao ano no período em análise. Contudo, em 2017 o saldo importador continua a implicar um custo muito

relevante para o país, de cerca de 3,6 mil milhões de Euros – sendo que no período em análise, este saldo chegou a atingir cerca de 7,2 mil milhões de Euros em 2008.

Acresce que, apesar da redução que se tem verificado no consumo, ainda são consumidas anualmente quantidades muito elevadas e com total dependência do exterior, pelo que é fácil inferir que se os preços do petróleo e do gás natural voltarem a subir, o saldo importador se voltará a agravar com repercussões económicas significativas para o país.

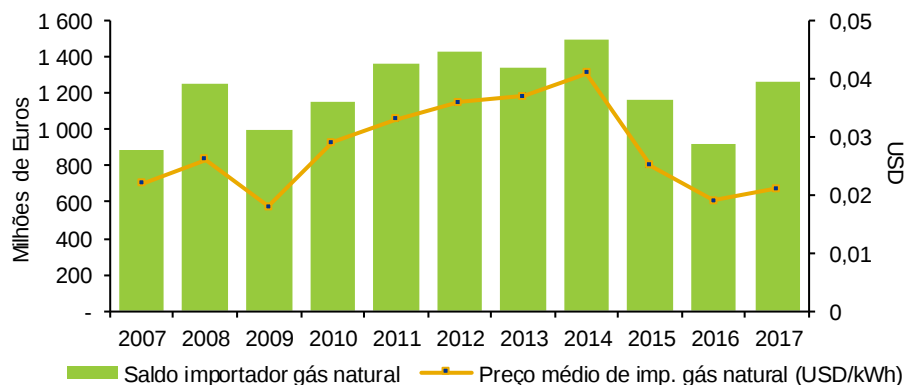
Os gráficos seguintes apresentam uma análise entre a evolução do saldo importador de petróleo e refinados e de gás natural em valor vs. o preço médio de importação desses produtos, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2017.

Gráfico 17 – Evolução do saldo importador de petróleo e refinados - 2007 a 2017



Fonte: DGEG.

Gráfico 18 – Evolução do saldo importador de gás natural - 2007 a 2017



Fonte: DGEG.

Como é observável nos gráficos, e tendo também por base as análises apresentadas anteriormente sobre as quantidades transacionadas, identifica-se uma correlação significativa entre a evolução dos preços e o saldo importador, sendo de destacar o maior efeito direto da volatilidade dos preços (que tiveram grandes oscilações no período em análise) no saldo importador contra o da variação atual das quantidades – situação que alerta para o risco do impacto na economia nacional de uma eventual nova subida significativa dos preços destes combustíveis no mercado internacional.

4.5.2. ORIGEM DAS IMPORTAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Os gráficos abaixo apresentam a evolução das origens das importações nacionais de petróleo bruto e de gás natural, com referência ao período compreendido entre 2007 e 2016.

Gráfico 19 – Evolução da origem das importações de petróleo bruto - 2007 a 2016P

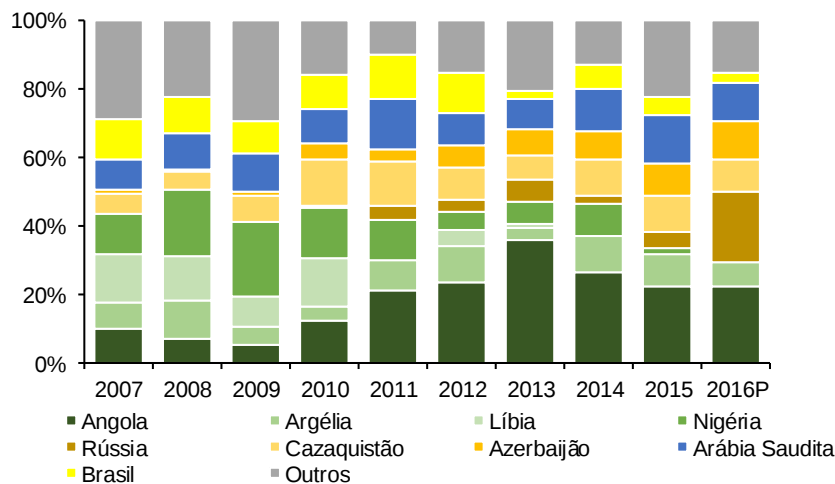
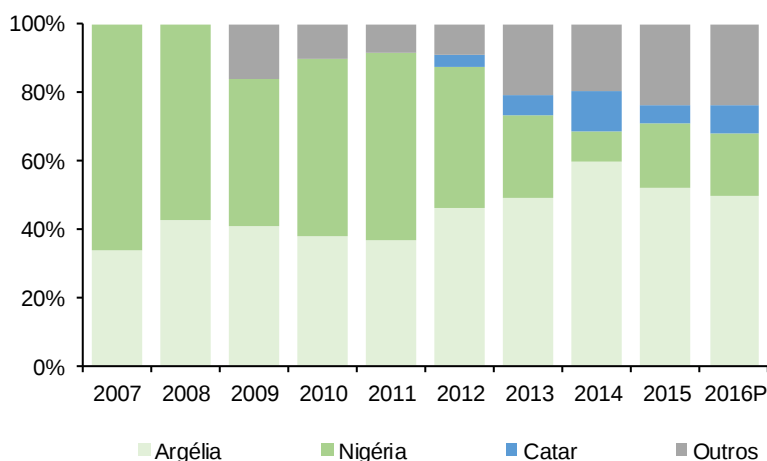


Gráfico 20 – Evolução da origem das importações de gás natural - 2007 a 2016P



Como se pode observar no gráfico 14, no que respeita ao petróleo existe uma grande diversidade de países fornecedores ao longo de todo o período em análise. Verifica-se, portanto, a aplicação de uma estratégia positiva de diversificação de fornecedores, também como salvaguarda da segurança energética nacional.

Relativamente ao gás natural, como se pode observar no gráfico 15, existe uma concentração significativa e crescente das importações provenientes da Argélia ao longo do período em análise, sendo que esta situação está naturalmente associada à utilização do gasoduto existente. Para além da Argélia, e não obstante o decréscimo verificado durante o período em análise, salientam-se também as importações com origem na Nigéria. Assim, ao contrário do petróleo bruto, verifica-se um maior risco de concentração em termos de fornecimentos – não obstante, salienta-se o expectável efeito positivo das importações de gás natural não convencional (gás de xisto), com origem nos EUA, que têm vindo a aumentar.

Em suma, verifica-se que em linha com os restantes Estados-membros da UE, Portugal tem feito uma clara aposta em termos de eficiência energética e de transição para as energias renováveis, procurando por um lado reduzir o consumo e por outro reduzir a dependência energética externa e a emissão de GEE. De facto, a redução do consumo energético em Portugal no período em análise foi superior à média da UE, com especial enfoque no petróleo. Contudo, o nosso nível de dependência do petróleo e do gás natural ainda é superior ao da média da UE e, ao contrário da maioria dos Estados-membros e pese embora alguns tenham produções de valor muito reduzido, Portugal não é neste momento produtor de nenhum destes recursos energéticos fósseis.

4.6. ESTIMATIVAS DE EVOLUÇÃO FUTURA DO CONSUMO

Na presente secção abordamos as estimativas futuras de evolução do consumo de petróleo e gás natural:

- A nível global e dos países europeus membros da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico (“OCDE”), tendo por base o estudo “*International Energy Outlook 2017*” da USEIA, que apresenta projeções até 2050. Adicionalmente, apesar de não se ter tido acesso ao estudo completo que permitisse uma análise de dados detalhada conforme o caso da USEIA, onde aplicável, consideraram-se também as projeções públicas sobre as estimativas de evolução futura do consumo presentes no “*World Energy Outlook 2017*” da AIE; e,
- A nível global e da UE, tendo por base o estudo “*Energy Outlook 2018*” da BP, que apresenta projeções até 2040.

4.6.1. CONSUMO MUNDIAL

A tabela abaixo apresenta o caso base do estudo “*International Energy Outlook 2017*” da USEIA, sobre a estimativa de evolução do consumo mundial de energia primária por fonte, com referência ao período compreendido entre 2015 e 2050.

Tabela 11 – Evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial - 2015 a 2050E

Evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial - 2015 a 2050E ('000 tep)									
Fonte	Ano								TACC
	2015	2020E	2025E	2030E	2035E	2040E	2045E	2050E	
Carvão	3 986 573	4 079 811	4 079 811	4 001 693	4 014 292	4 044 532	4 094 931	4 147 850	0,11%
Gás Natural	3 248 225	3 318 784	3 613 619	3 888 295	4 248 649	4 636 722	5 062 595	5 498 548	1,52%
Nuclear	655 189	718 188	778 667	844 186	892 065	955 064	975 224	992 863	1,19%
Petróleo e outros líquidos	4 803 039	5 039 915	5 138 194	5 244 032	5 443 108	5 695 104	5 942 060	6 171 376	0,72%
Outras	1 806 810	2 086 525	2 388 920	2 734 154	2 973 550	3 228 066	3 459 902	3 694 258	2,06%
Total	14 499 836	15 243 224	15 999 211	16 712 359	17 571 664	18 559 488	19 534 711	20 504 895	0,99%

Fonte: US Energy Information Administration - International Energy Outlook 2017.

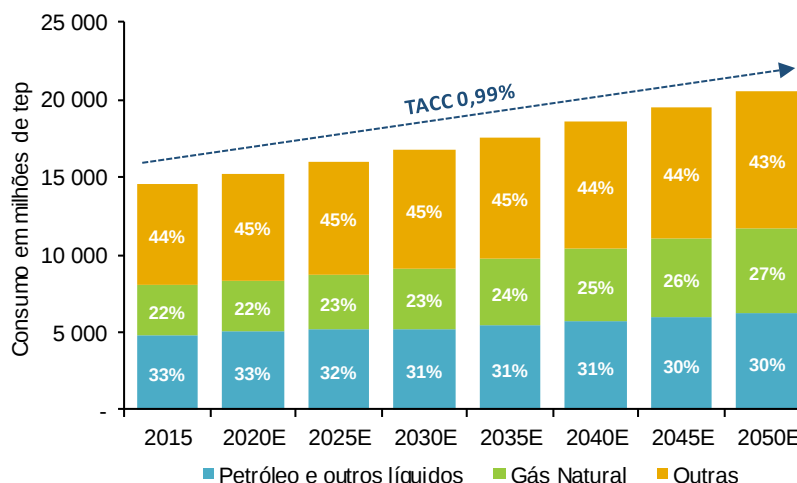
Como se pode observar na tabela, de acordo com a estimativa da USEIA:

- O consumo mundial de energia primária deverá crescer de forma recorrente entre 2015 e 2050, com um aumento médio de cerca de 1% ao ano. A estimativa de aumento do consumo resulta essencialmente de países não pertencentes à OCDE, onde a expectativa de elevado crescimento económico e populacional irá resultar no crescimento do consumo energético; e,
- Apesar do desenvolvimento de outras fontes de energia, em particular das renováveis (que são as que mais deverão crescer no período), estima-se um crescimento recorrente do consumo de energia primária com base no petróleo e no gás natural, respetivamente com um aumento médio de cerca de 0,7% e 1,5% ao ano até 2050.

De referir que, apesar das projeções do “*World Energy Outlook 2017*” da AIE apenas irem até 2040, esta entidade também estima um crescimento significativo do consumo energético no período, pese embora com uma taxa de crescimento anual mais lenta do que no passado. Adicionalmente, tal como a USEIA, a AIE estima um crescimento significativo da energia produzida através das renováveis, mas sem prejuízo do consumo de petróleo e gás natural também continuar a aumentar.

O gráfico seguinte apresenta a estimativa da USEIA sobre a evolução da representatividade do petróleo e do gás natural no consumo mundial de energia primária, com referência ao período compreendido entre 2015 e 2050.

Gráfico 21 – Evolução do consumo de energia primária por fonte a nível mundial - representatividade do petróleo & líquidos e do gás natural - 2015 a 2050E



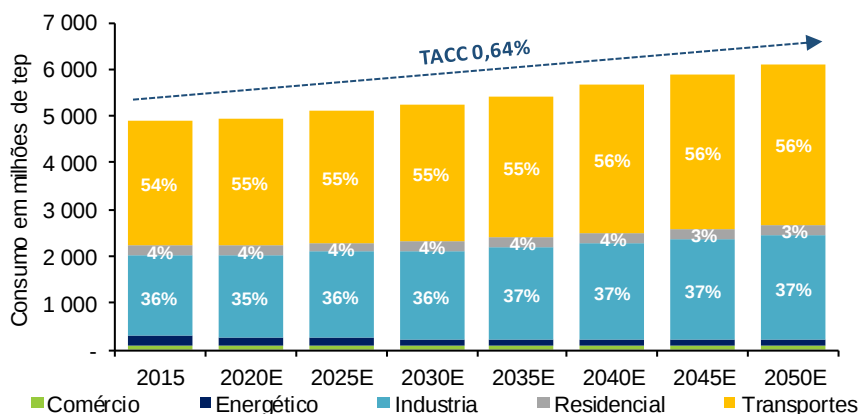
Fonte: US Energy Information Administration – International Energy Outlook 2017.

Como se pode observar no gráfico, apesar do aumento previsto para outras fontes de energia, a USEIA estima que em 2050 o petróleo e outros líquidos mais o gás natural representem cerca de 57% do total de energia primária consumida vs. cerca de 55% em 2015. Este aumento de representatividade resulta essencialmente do aumento do consumo previsto para o gás natural (cerca de 1,5% em média por ano), que é superior ao aumento previsto para o petróleo (cerca de 0,7% em média por ano) e para o consumo global (cerca de 1% em média por ano) no período em análise.

De referir que, em linha com as projeções de evolução do consumo da USEIA, a AIE também estima que em 2040 o petróleo e o gás natural continuem respetivamente em primeiro e segundo lugar no *ranking* das principais fontes de energia a nível global.

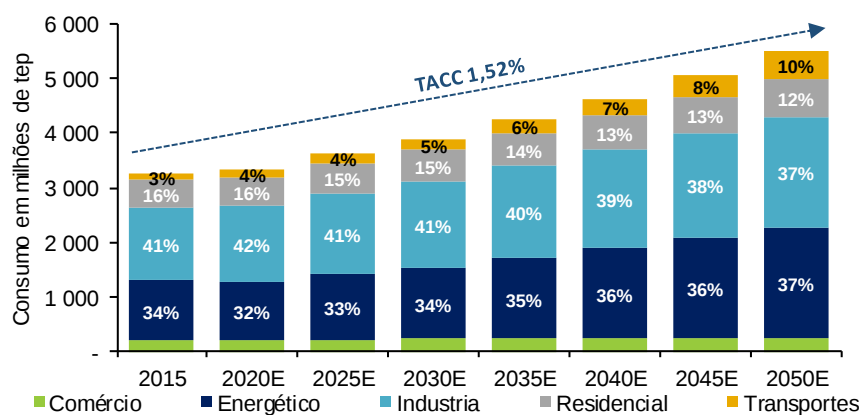
Os gráficos seguintes apresentam a análise da estimativa da USEIA sobre a evolução da distribuição do consumo de energia final proveniente de petróleo e outros líquidos e do gás natural por setor de atividade, com referência ao período compreendido entre 2015 e 2050.

Gráfico 22 - Evolução da distribuição do consumo de energia final proveniente de petróleo e outros líquidos por setor de atividade a nível mundial - 2015 a 2050E



Fonte: US Energy Information Administration – International Energy Outlook 2017.

Gráfico 23 - Evolução da distribuição do consumo de energia final proveniente de gás natural por setor de atividade a nível mundial - 2015 a 2050E



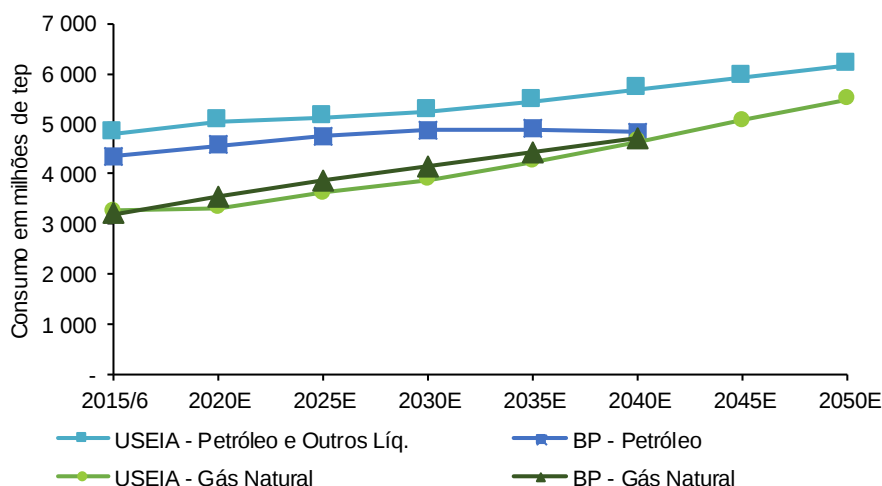
Fonte: US Energy Information Administration – International Energy Outlook 2017.

Como se pode observar nos gráficos, de acordo com a estimativa da USEIA:

- Em linha com o anteriormente disposto sobre o consumo de energia primária, o consumo mundial de energia final proveniente do petróleo e outros líquidos e do gás natural deverá aumentar de forma recorrente no período em análise, respetivamente em média cerca de 0,6% e 1,5% ao ano;
- No caso do petróleo, os setores dos transportes e da indústria deverão manter-se como os principais responsáveis pelo consumo total (i.e. com uma variação somada entre cerca de 90% e cerca 93% do consumo total, respetivamente entre 2015 e 2050) e pelo respetivo aumento estimado; e,
- Relativamente ao gás natural, salienta-se a preponderância significativa e recorrente do consumo ao nível dos setores da indústria e energético (i.e. com uma variação somada entre cerca de 75% e cerca 74% do consumo total, respetivamente entre 2015 e 2050).

O gráfico abaixo apresenta uma comparação entre as estimativas de evolução do consumo de energia primária dos casos base do “*International Energy Outlook 2017*” da USEIA e do “*Energy Outlook 2018*” da BP, com referência ao petróleo (incluindo outros líquidos no caso da USEIA) e ao gás natural.

Gráfico 24 - Evolução do consumo de petróleo e gás natural como energia primária a nível mundial - 2015/6 a 2040E - USEIA vs. BP



Fonte: US Energy Information Administration - International Energy Outlook 2017 e BP - Energy Outlook 2018.

Nota: O ponto inicial considera dados da USEIA de 2015 e da BP de 2016, uma vez que não havia um ponto de partida coincidente de dados passados entre as duas fontes neste período. Adicionalmente, as projeções da BP só vão até 2040.

Como se pode observar no gráfico, apesar de ao contrário da USEIA, a BP estimar que a partir de 2035 se deva verificar o início de uma redução do consumo de petróleo, para ambas as instituições o consumo desta fonte de energia em 2040 ainda deverá ser superior ao verificado em 2016 e portanto muito significativo. Relativamente ao gás natural, ambas as entidades projetam um crescimento similar. Como referido anteriormente, estas estimativas estão também essencialmente em linha com o “*World Energy Outlook 2017*” da AIE.

Salienta-se, portanto, que, três entidades credíveis estimam que daqui a cerca de duas décadas o consumo mundial de petróleo e de gás natural aumente face aos valores de 2015/2016.

4.6.2. CONSUMO DOS PAÍSES EUROPEUS DA OCDE E DA UE

As tabelas abaixo apresentam o caso base do estudo “*International Energy Outlook 2017*” da USEIA e do “*Energy Outlook 2018*” da BP, respetivamente sobre a estimativa de evolução do consumo de energia primária dos países europeus da OCDE e da UE por fonte energética, com referência ao período compreendido entre 2015 e 2050 no caso da USEIA e entre 2016 e 2040 no caso da BP. Em linha com o efetuado anteriormente para o consumo mundial, a presente análise é apresentada de forma a comparar as duas fontes utilizadas para, neste caso e pese embora as limitações inerentes, dois conjuntos de países europeus relativamente semelhantes em termos de estratégias energéticas⁵.

⁵Nota-se que 23 de 27 países europeus da OCDE são membros da UE, incluindo os de maior dimensão. Países europeus membros da OCDE e não da UE: Islândia; Noruega; Suíça; e, Turquia.

Tabela 12 – Evolução do consumo de energia primária dos países europeus membros da OCDE por fonte - 2015 a 2050E

Evolução do consumo de energia primária dos países europeus membros da OCDE por fonte - 2015 a 2050E ('000 tep)									
Fonte	Ano								TACC
	2015	2020E	2025E	2030E	2035E	2040E	2045E	2050E	
Carvão	297 355	309 955	299 875	294 835	294 835	292 315	294 835	304 915	0,07%
Gás Natural	435 953	448 552	453 592	468 712	526 671	574 550	632 509	700 548	1,36%
Nuclear	214 196	186 477	168 837	171 357	158 757	151 197	125 998	100 798	-2,13%
Petróleo e outros líquidos	720 708	715 668	685 428	675 349	670 309	665 269	655 189	650 149	-0,29%
Outras	342 714	367 914	433 433	481 312	486 352	514 071	529 191	546 831	1,34%
Total	2 010 926	2 028 566	2 041 166	2 091 565	2 136 924	2 197 403	2 237 722	2 303 241	0,39%

Fonte: US Energy Information Administration - International Energy Outlook 2017.

Tabela 13 – Evolução do consumo de energia primária da UE por fonte – 2016 a 2040E

Evolução do consumo de energia primária da UE por fonte - 2016 a 2040E ('000 tep)							
Fonte	Ano						TACC
	2016	2020E	2025E	2030E	2035E	2040E	
Carvão	238 436	203 937	170 838	121 360	108 327	84 800	-4,22%
Gás Natural	385 914	403 522	409 096	406 487	405 965	389 109	0,03%
Hídrica	190 032	85 159	82 614	83 083	83 354	83 855	-3,35%
Nuclear	78 698	192 333	171 759	185 550	145 467	131 935	2,18%
Outras renováveis	149 215	202 000	248 000	283 000	331 000	388 000	4,06%
Petróleo	599 702	580 000	541 000	490 000	439 000	382 000	-1,86%
Total	1 641 996	1 666 950	1 623 307	1 569 480	1 513 113	1 459 699	-0,49%

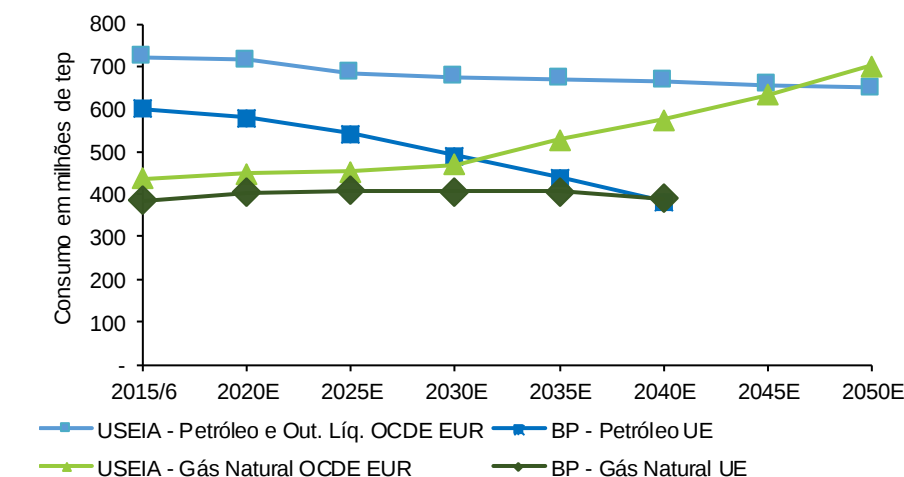
Fonte: BP - Energy Outlook 2018.

Como se pode observar nas tabelas:

- A USEIA estima que os países europeus da OCDE tenham um crescimento anual médio de cerca de 0,4% do respetivo consumo de energia primária entre 2015 e 2050. Sendo de destacar que, estima:
 - i) Um decréscimo recorrente do consumo de petróleo e outros líquidos em cerca de 0,3% em média por ano no período em análise; e,
 - ii) Um aumento de cerca de 1,4% no gás natural.
- A BP estima que, entre 2016 e 2040, o consumo de energia primária dos países da UE deverá decrescer em média cerca de 0,5% ao ano. Sendo de salientar que, estima:
 - i) Um decréscimo recorrente e significativo do consumo de petróleo em cerca de 1,9% em média por ano no período em análise; e,
 - ii) Apesar de um crescimento do consumo entre 2016 e 2025, até 2040 o consumo de gás natural deverá voltar a descer e a ficar em linha com o verificado em 2016.

O gráfico abaixo apresenta uma comparação entre as estimativas de evolução do consumo de energia primária dos países europeus da OCDE (caso base do “*International Energy Outlook 2017*” da USEIA) e da UE (caso base do “*Energy Outlook 2018*” da BP), proveniente do petróleo (incluindo outros líquidos no caso da USEIA) e do gás natural.

Gráfico 25 - Evolução do consumo de petróleo e gás natural como energia primária na OCDE EUR e UE - 2015/6 a 2040E - USEIA vs. BP



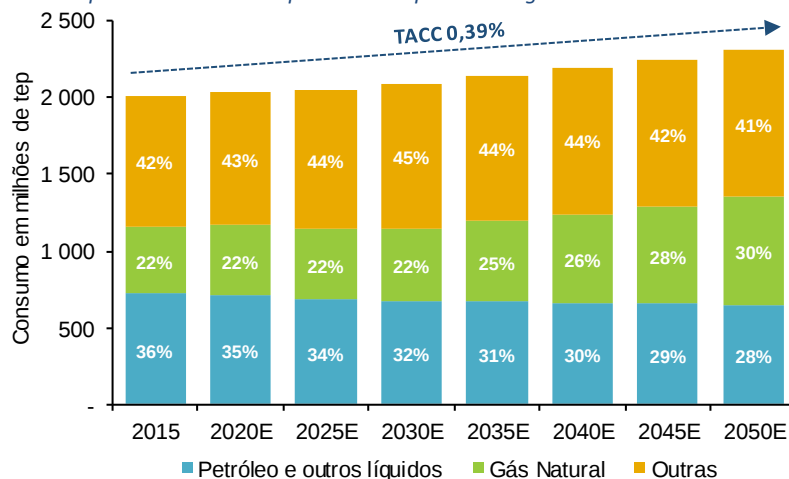
Fonte: US Energy Information Administration - International Energy Outlook 2017 e BP - Energy Outlook 2018.
Nota: O ponto inicial considera dados da USEIA de 2015 e da BP de 2016, uma vez que não havia um ponto de partida coincidente de dados passados entre as duas fontes neste período. Adicionalmente, as projeções da BP só vão até 2040.

Como se pode observar no gráfico:

- Ambas as entidades estimam decréscimos recorrentes do consumo de petróleo até 2040. Sendo que, para os países da UE, a BP estima que a taxa de decréscimo seja mais significativa do que a estimada pela USEIA para os países europeus da OCDE. Em todo o caso, salienta-se que, mesmo no cenário da BP, em 2040 o petróleo ainda irá representar um valor muito significativo das fontes de energia primária da UE; e,
- Pese embora a diferença entre os dois grupos de países, existe uma discrepância significativa entre as estimativas futuras das duas entidades sobre a evolução do consumo do gás natural a partir de 2030 – i.e. com a BP a estimar o início de um decréscimo do consumo na UE e a USEIA a estimar um crescimento nos países europeus da OCDE. Em todo o caso, tal como para o petróleo, mesmo no cenário da BP, em 2040 o gás natural também irá representar um valor muito significativo das fontes de energia primária da UE.

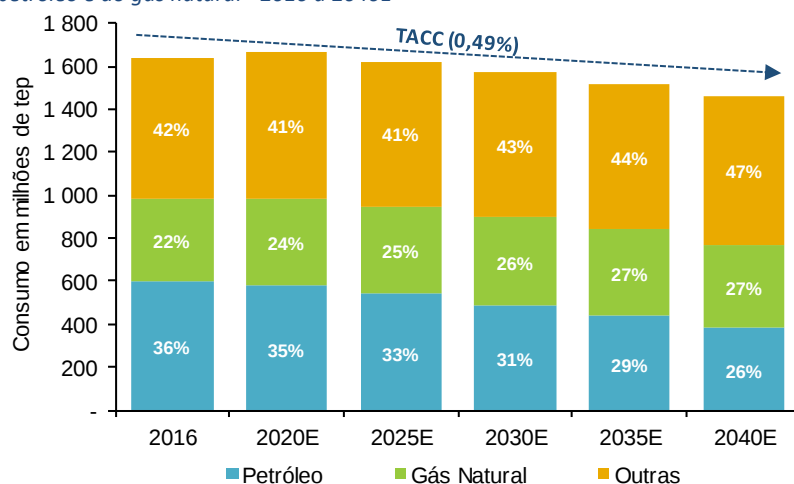
Os gráficos seguintes apresentam as estimativas de evolução do consumo referidas acima, numa análise sobre a evolução da representatividade do petróleo e do gás natural no consumo total de energia primária, com referência ao período em análise.

Gráficos 26: Evolução do consumo de energia primária por fonte dos países europeus membros da OCDE – Representatividade do petróleo & líquidos e do gás natural - 2015 a 2050E



Fonte: US Energy Information Administration - International Energy Outlook 2017 e BP - Energy Outlook 2018.

Gráficos 27: Evolução do consumo de energia primária da UE por fonte - Representatividade do petróleo e do gás natural - 2016 a 2040E



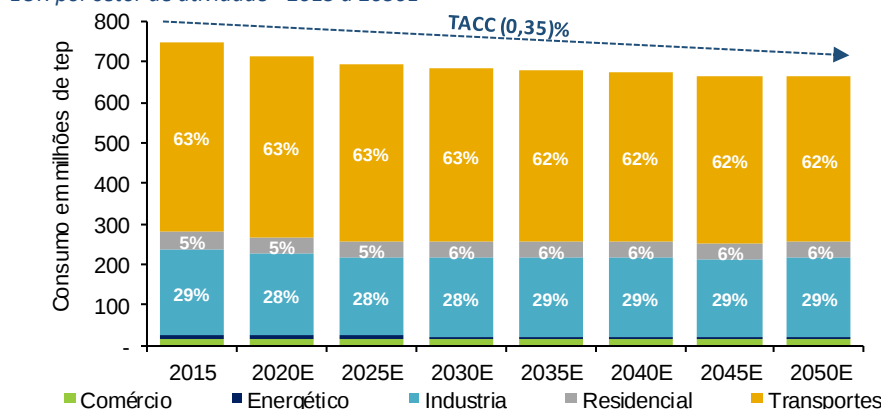
Fonte: BP - Energy Outlook 2018.

Como se pode observar nos gráficos:

- Em ambos os casos se perspetiva um decréscimo do consumo de petróleo e da respetiva representatividade sobre as fontes de energia utilizadas. Contudo, em ambos os casos se estima que o petróleo se irá manter como uma das principais fontes de energia; e,
- No caso da estimativa da USEIA, verifica-se que o gás natural deverá aumentar em termos de consumo e representatividade nos países europeus da OCDE. Contudo, e sem prejuízo de considerar que o gás natural se irá manter como uma das principais fontes de energia, a BP estima que o consumo deste combustível deverá atingir o pico em 2025 e começar a reduzir nos anos seguintes.

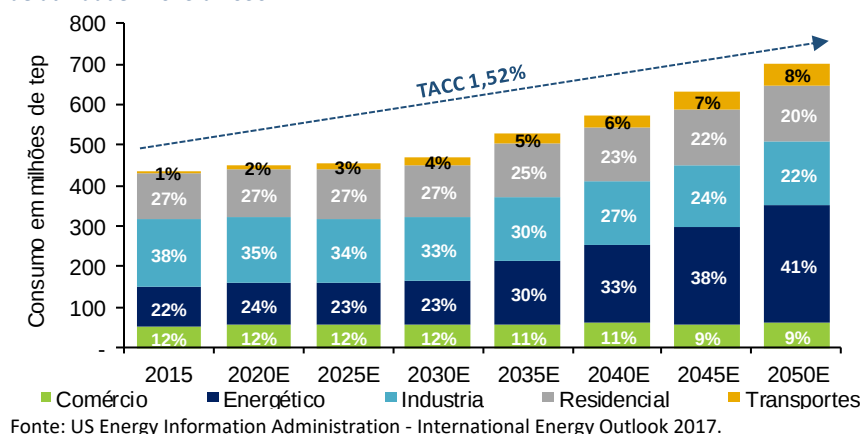
Os gráficos seguintes apresentam a análise da estimativa da USEIA sobre a evolução da distribuição do consumo de energia final dos países europeus da OCDE, respetivamente de petróleo e outros líquidos e do gás natural por setor de atividade, com referência ao período compreendido entre 2015 e 2050.

Gráfico 28 - Evolução da distribuição do consumo final de petróleo & outros líquidos da OCDE EUR por setor de atividade - 2015 a 2050E



Fonte: US Energy Information Administration - International Energy Outlook 2017.

Gráfico 29 - Evolução da distribuição do consumo final de gás natural da OCDE EUR por setor de atividade - 2015 a 2050E

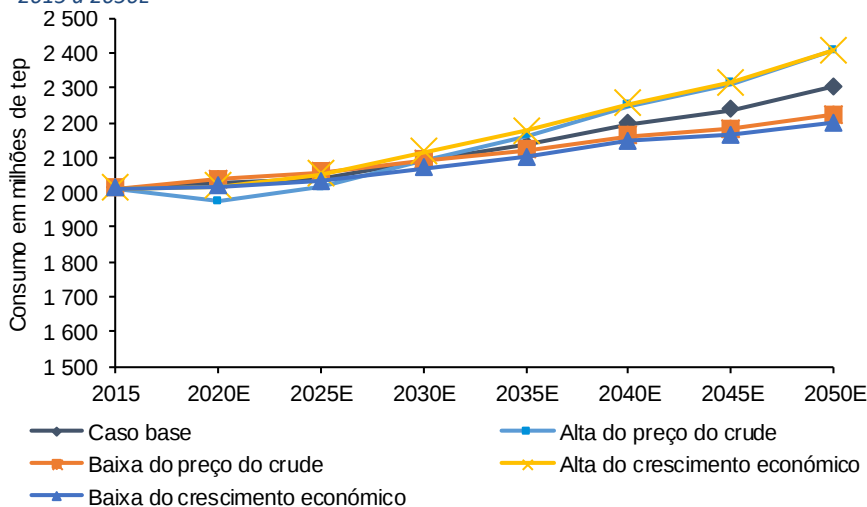


Como se pode observar nos gráficos, de acordo com a estimativa da USEIA:

- Em linha com o anteriormente disposto sobre o consumo de energia primária, o consumo de energia final proveniente do petróleo e outros líquidos deverá reduzir-se em média cerca de 0,4% ao ano, e aumentar em média cerca de 1,5% ao ano no caso do gás natural;
- No caso do petróleo, os setores dos transportes e da indústria deverão manter-se como os principais responsáveis pelo consumo total (i.e. com uma variação somada entre cerca de 92% e cerca 91% do consumo total respetivamente entre 2015 e 2050) e pela variação estimada; e,
- Relativamente ao gás natural, salienta-se a preponderância significativa e recorrente do consumo ao nível dos setores da indústria, energético e residencial. Sendo de salientar a estimativa de crescimento significativo do consumo no sector energético, que em 2050 deverá representar cerca de 41% do consumo total vs. cerca de 22% em 2015.

De seguida apresenta-se um gráfico com uma análise sobre a estimativa da USEIA relativamente à evolução do consumo de energia primária dos países europeus da OCDE, considerando cinco cenários diferentes, com referência ao período compreendido entre 2015 e 2050.

Gráfico 30. Evolução do consumo de energia primária da OCDE Europa por cenário - 2015 a 2050E



Como se pode observar no gráfico, em todos os cenários da USEIA, mesmo nos de condições económicas adversas, se perspetiva um aumento do consumo de energia primária no longo prazo. Apenas variam naturalmente as taxas de crescimento previstas em cada cenário.

Em suma, pese embora as incertezas inerentes a estimativas de longo prazo, verifica-se que, independentemente de se projetar o início de uma descida do consumo no petróleo, atualmente se perspetiva que, pelo menos, nas próximas três décadas o petróleo e o gás natural ainda se irão manter como duas das principais fontes de energia primária e com níveis de consumo significativos. De facto, para além dos principais temas associados ao crescimento económico dos países em desenvolvimento e do aumento da população que vão influenciar o consumo, existem também sectores e.g. como o dos transportes e a petroquímica, em que as alternativas energéticas ainda têm dificuldade em competir com o petróleo do ponto de vista técnico e económico. Adicionalmente, a base para a diversificação energética irá também depender muito de fatores políticos e legais, que podem criar incentivos à utilização de outras formas de energia.

Assim, pese embora a evidente necessidade de continuar a investir em energias renováveis, num futuro próximo ainda não se pode encarar estas fontes como um substituto total das formas de energia tradicionais, em particular quando o consumo de energia continua a aumentar.

Apesar de não se disporem de estimativas específicas para Portugal, infere-se naturalmente que o nosso país irá estar numa situação idêntica à dos restantes parceiros da UE e, portanto, com um nível ainda significativo de consumo de petróleo e gás natural nas próximas três décadas.

De facto, apesar de Portugal possuir uma situação privilegiada para diminuir a sua dependência face ao petróleo e seus derivados, podendo aproveitar o respetivo elevado potencial energético renovável (e.g. eólico, hídrico e solar) este desenvolvimento sustentável só será atingido se todos os investimentos necessários forem concretizados, o que é impossível de assegurar para todas as atuais utilizações dos combustíveis fósseis a curto-médio prazo. Consequentemente, fruto do elevado esforço de investimento fomentado pelo Estado, esta será uma alternativa para o futuro, mas não uma solução a curto prazo, sendo que o setor petrolífero continuará a afetar a competitividade da economia nacional nas próximas décadas.

5. ESTRATÉGIA DA UE E DE PORTUGAL SOBRE A SEGURANÇA ENERGÉTICA

No presente capítulo abordamos brevemente a estratégia de segurança energética da UE e de Portugal, demonstrando os principais vetores de aposta neste sector, associados sempre à garantia dos níveis de segurança do fornecimento de petróleo e seus derivados e de gás natural, face à atual dependência externa da UE e de Portugal neste contexto.

5.1. ESTRATÉGIA DA UE

De acordo com a Comissão Europeia (“CE”), a UE importa mais de metade da energia que consome. Este facto torna-se mais relevante quando se analisa especificamente o petróleo e o gás natural onde, conforme referido acima, em 2016 a dependência da UE era de cerca de 86% e cerca de 72% respetivamente.

De acordo com a mesma fonte, existe ainda um subconjunto de países que dependem bastante de um único fornecedor, incluindo alguns que dependem integralmente da Rússia para o fornecimento do gás natural, o que acarreta um risco elevado face a potenciais disrupções do fornecimento por razões políticas ou comerciais. Importa também referir os restantes riscos associados com o fornecimento externo de energia:

- Técnicos, como por exemplo falhas no sistema;
- Ambientais, onde se podem incluir os acidentes e as catástrofes naturais;
- Segurança, com a crescente preocupação de ataques terroristas, ou outras situações como guerras civis, mudanças de regimes); e,
- Económicos, como a instabilidade nos preços, estratégia político-económica, retaliações comerciais.

Face a este tipo de preocupações, a CE publicou em maio de 2014 a sua Estratégia para a Segurança Energética, tendo como objetivo a garantia da estabilidade e abundância do fornecimento de energia para a UE e os seus cidadãos⁶. Desta estratégia decorrem, entre outras, ações em 5 áreas-chave:

- Aumento da eficiência energética e o cumprimento das metas de energia e clima para 2030;
- Aumento da produção de energia na UE e diversificação de fornecedores e rotas de transporte. Isto inclui desenvolvimentos ao nível das energias renováveis, mas também a exploração sustentável de combustíveis fósseis e de energia nuclear segura quando esta seja a opção;
- Desenvolvimento do mercado interno de energia e da respetiva infraestrutura de ligação entre os Estados-membros. Isto irá permitir fazer face a eventuais disrupções no fornecimento, ao possibilitar que a energia seja reencaminhada para onde e quando for necessária;
- Garantir que os países da UE apresentam coesão nos temas da política externa de energia. A CE deve também ser informada de eventuais acordos a realizar com países fora da UE que possam afetar o respetivo plano de segurança energética; e,
- Robustecimento dos mecanismos de emergência, solidariedade e de proteção das infraestruturas críticas.

Assim, salienta-se que não obstante o claro enfoque da UE em medidas de eficiência energética e na produção através de energias renováveis, de resto sendo um dos líderes mundiais na transformação da matriz energética, a UE não deixa de reconhecer a evidente necessidade de assegurar o imprescindível acesso a fontes energéticas

⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20140528_energy_security_study.pdf

fósseis. De resto, sublinha-se no contexto do presente estudo, a inclusão da exploração sustentável de recursos energéticos fósseis na estratégia da UE.

5.2. ESTRATÉGIA DE PORTUGAL

De acordo com o Programa do XXI Governo Constitucional⁷, o Governo tem o objetivo de liderar a transição energética, caminhando para uma economia de baixo carbono. O mesmo Programa apresenta como estratégia a produção e exportação de energia verde (i.e. de fontes renováveis), o aumento da eficiência energética incluindo também o incentivo à partilha de meios de transporte, a utilização de veículos menos poluentes e a melhoria do transporte público tornando-o mais atrativo para as populações.

Para implementar esta estratégia, o Governo definiu as seguintes linhas orientadoras:

- Afirmar Portugal como fornecedor energético da Europa – Portugal tem como ideal aproveitar o seu potencial na produção de energias renováveis, sendo que esta pode ser aproveitada não só para consumo, como também para exportação. Além do mais, dado o seu posicionamento estratégico em termos geográficos, Portugal pode passar a ser uma importante porta de entrada para o gás natural na Europa, de modo a substituir a supremacia do fluxo de gás proveniente da Rússia – no entanto, para tal, é necessária a construção de infraestruturas para o efeito, tal como novos gasodutos;
- Retomar a aposta nas energias renováveis – a UE estabeleceu como objetivo alcançar uma quota de 27% de fontes renováveis no consumo de energia até 2030. No entanto, dado o potencial de Portugal face à produção de energias limpas, estabeleceu-se um objetivo mais ambicioso, de atingir um mínimo de 40% de renováveis até 2030;
- Energia mais limpa e mais barata – Portugal pretende aproveitar o seu potencial endógeno de produção de energias renováveis sem aumentar as tarifas pagas, ao mesmo tempo que diminui o défice tarifário;
- Estimular a concorrência e a competitividade energéticas – o mercado energético caracteriza-se por ser bastante concentrado, com poucos competidores, sendo que os existentes já são operadores históricos, tendo assim grande poder e influência. Deste modo, Portugal idealiza aumentar a concorrência no setor, de modo a beneficiar os consumidores, as empresas, e em geral, a economia portuguesa;
- Impulso à eficiência energética – a eficiência energética permite racionalizar a utilização deste recurso, reduzindo também eventuais perdas e gastos desnecessários. Neste campo, o Estado tem a intenção de implementar um conjunto de medidas para a melhoria da eficiência energética no sector de Estado, nomeadamente a redução 30% do consumo público de energia até ao fim da legislatura;
- Promover um transporte público de qualidade – a utilização intensiva do transporte individual para as deslocações, acarreta um elevado custo ambiental, principalmente devido às emissões de carbono. De modo a inverter este cenário, Portugal tem como objetivo proporcionar aos cidadãos, serviços de transporte público de qualidade, de modo a que estes se sintam incentivados a substituir o seu meio de transporte individual, por meios de transporte públicos;
- Implementar novos conceitos de mobilidade – de modo a reduzir o uso de transportes individuais, há não só que melhorar os transportes públicos disponíveis, como também adotar outros conceitos e formatos de mobilidade urbana (e.g. a bicicleta e o meio pedonal). Deste modo, o Estado vai investir em projetos para o desenvolvimento e melhoria das infraestruturas necessárias para tais mobilidades;

⁷ <http://www.portugal.gov.pt/media/18268168/programa-do-xxi-governo.pdf>

- Impulsionar e expandir a mobilidade elétrica – a utilização de meios de transporte elétricos são vitais na substituição de transportes rodoviários consumidores de combustíveis fósseis. Deste modo, o Estado pretende incentivar a mobilidade por meios elétricos; e,
- Desenvolver o *cluster* tecnológico da energia – Portugal tenciona assegurar a continuação do seu foco em energia eólica e, ao mesmo, fomentar o desenvolvimento da exploração de energia fotovoltaica.

De salientar que, ao contrário da estratégia da UE, nenhuma das linhas orientadoras do Programa do Governo na área da energia identifica a exploração sustentável de combustíveis fósseis.

Não obstante, importa referir que o Governo define como estratégia associada ao Mar, a aposta na criação de um *cluster* tecnológico e de investigação aplicada nas áreas dos campos petrolíferos e minerais e da engenharia naval *offshore* e submarina, visando o surgimento de *startups* nestas áreas.

6. IMPACTO AMBIENTAL, ECONÓMICO E SOCIAL DA UTILIZAÇÃO DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM PORTUGAL

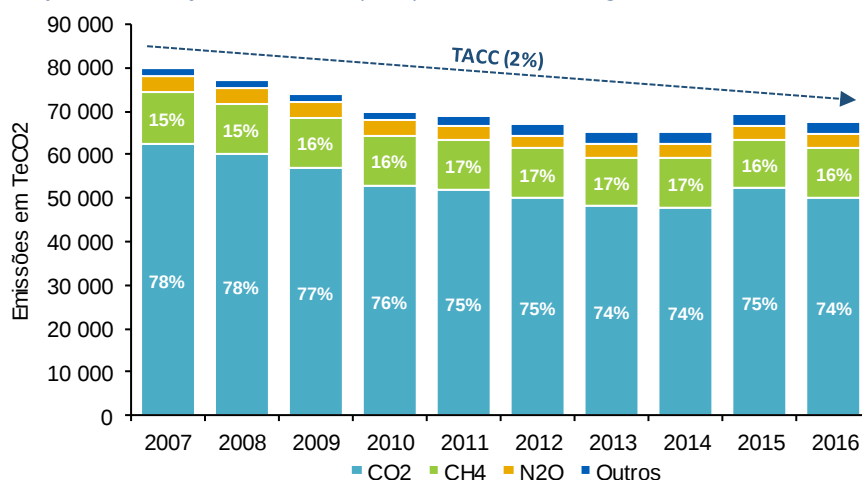
A presente análise tem como objetivo caracterizar o impacto ambiental, económico e social da utilização do petróleo e do gás natural em Portugal.

6.1. IMPACTO AMBIENTAL

A análise do impacto ambiental do petróleo e do gás natural teve por base a análise da informação disponível na Agência Portuguesa do Ambiente (“APA”) sobre as emissões de GEE em Portugal. De referir que, como será referido ao longo da análise, não foram identificados dados específicos da APA sobre as emissões de GEE resultantes do petróleo e do gás natural, pelo que o impacto destes combustíveis fósseis teve que ser inferido através da respetiva representatividade no consumo energético do país.

O gráfico abaixo apresenta a evolução das emissões dos principais GEE por tipo em Portugal, i.e. dióxido de carbono (“CO₂”), metano (“CH₄”) e óxido nitroso (“N₂O”), para o período compreendido entre 2007 e 2016.

Gráfico 31 – Evolução das emissões por tipo de GEE em Portugal - 2007 a 2016



Fonte: APA.

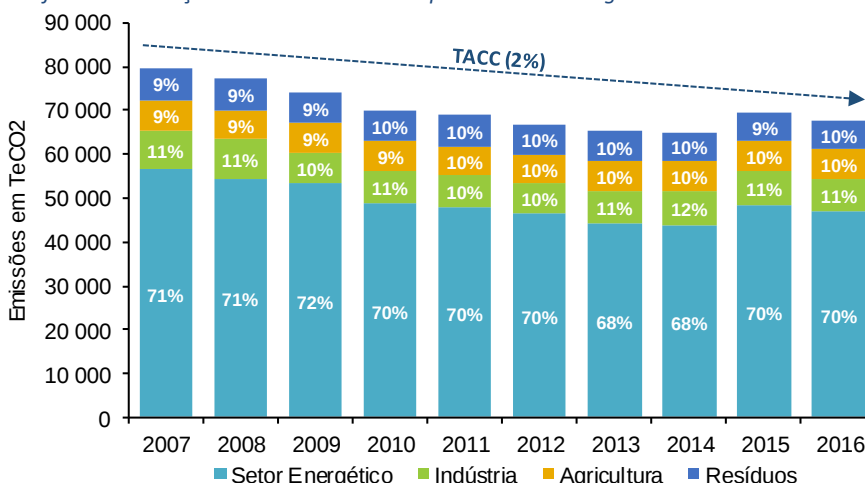
Conforme se pode observar:

- Apesar de uma inflexão em 2015, verifica-se uma tendência de decréscimo das emissões de GEE, com uma redução média de cerca de 2% ao ano no período em análise. Entre outras medidas, face à importância do consumo energético neste contexto, esta redução está naturalmente associada à diminuição do consumo energético primário como um todo no período em análise, em média cerca de 1,6% ao ano (ver tabela 7 na secção 4.5. acima) e à alteração do respetivo “mix” de fontes energéticas, com uma redução global do consumo de combustíveis fósseis vs. o aumento das renováveis;
- O CO₂, que é o principal GEE em termos de emissões no período em análise, apresenta também uma tendência de decréscimo em valor e em representatividade entre 2007 e 2016, em linha com o decréscimo global das emissões verificadas no período. É importante referir que, é amplamente reconhecido a nível mundial que a maioria das emissões resultam do consumo de combustíveis fósseis que, como referido na secção 4.5 acima, se reduziu em Portugal no período em análise; e,
- O CH₄, que é o segundo GEE em termos de representatividade, apesar de também apresentar uma tendência de decréscimo no período, reduziu-se em menor velocidade. Esta situação pode dever-se a uma menor representatividade dos combustíveis fósseis na origem das emissões deste GEE, sendo a maioria proveniente

da decomposição da matéria orgânica em aterros sanitários, de lixeiras, de reservatórios de hidroelétricas e da indústria agropecuária.

O gráfico abaixo apresenta a evolução das emissões de GEE por setor em Portugal, para o período compreendido entre 2007 e 2016.

Gráfico 32 – Evolução das emissões de GEE por setor em Portugal - 2007 a 2016

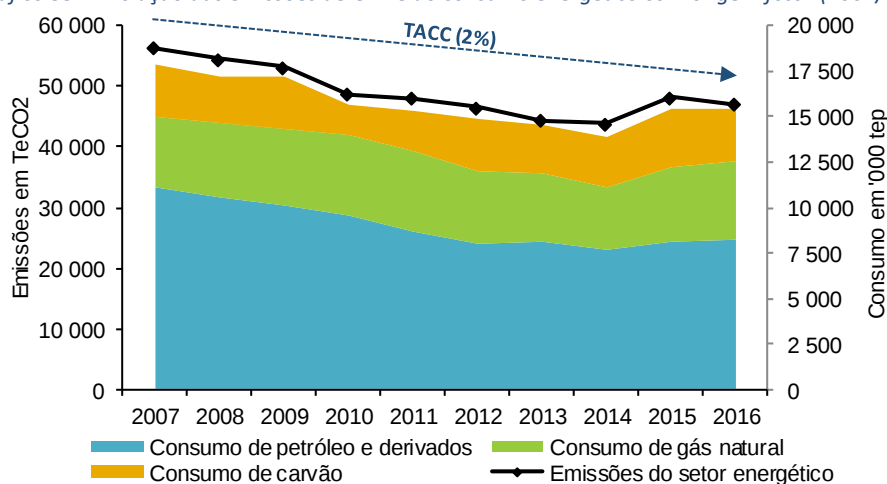


Fonte: APA.

Conforme se pode observar, o setor energético⁸ é ao longo de todo o período em análise o principal responsável pelas emissões de GEE, variando entre cerca de 71% do total das emissões em 2007 e cerca de 70% em 2016, sendo que apresentou uma tendência de decréscimo em linha com a evolução das emissões totais.

O gráfico seguinte apresenta uma comparação entre a evolução das emissões de GEE do setor energético vs. o consumo das três principais fontes energéticas de origem fóssil (i.e. petróleo, gás natural e carvão).

Gráfico 33 – Evolução das emissões de GEE e do consumo energético com origem fóssil (2007/2016)



Fonte: APA e DGEG.

Como se pode observar, não obstante o maior efeito das emissões resultantes do carvão (i.e. que são superiores às do gás natural e à maioria dos derivados do petróleo) a evolução das emissões de GEE do setor energético apresenta uma correlação direta evidente com o consumo dos três combustíveis fósseis em análise.

⁸ Aqui entendido como o consumo energético global dos diferentes setores de atividade, conforme descrito no capítulo 4 acima.

Face ao exposto, infere-se que o consumo do petróleo e do gás natural estão na origem da larga maioria das emissões de GEE no período em análise. O consumo destas fontes energéticas tem, portanto, um impacto muito significativo em termos ambientais (sem prejuízo de se considerar positivo o aumento do consumo do gás natural em detrimento do carvão, cujo efeito é positivo em termos de emissões de GEE).

Desta forma, atendendo ao facto de que, como apresentado no capítulo 4 acima, o petróleo e o gás natural se vão manter como muito relevantes em termos de fontes energéticas nas próximas décadas, face à necessidade e aos compromissos internacionais de redução de GEE, é fundamental continuar a investir significativamente em, entre outras medidas, eficiência energética, controlo de emissões nos processos industriais e a alteração do “*mix*” de fontes energéticas (e.g. com o investimento nas renováveis e a substituição do carvão pelo gás natural na produção de energia elétrica).

Contudo, face à atual inevitabilidade de se continuar a consumir petróleo e gás natural nas próximas décadas, e pese embora a fundamental estratégia sustentável de diminuição do consumo destas fontes energéticas, as medidas ambientais não devem ser vistas como conflituantes com uma eventual estratégia para a pesquisa e exploração de petróleo e/ou gás natural em Portugal. Neste contexto, salienta-se desde logo que não é o facto de a produção do petróleo e/ou gás natural consumidos em Portugal serem produzidos no nosso país ou noutro país que vai alterar o consumo e portanto as emissões – de facto, se a produção ocorrer em Portugal, até se estima que haja uma redução de emissões por poupança de consumo energético nos transportes, que também implicam outros riscos ambientais – sendo que há certamente uma visão estratégica muito positiva para o país em identificar e, eventualmente, explorar de forma sustentável os recursos que tem disponíveis para alterar o atual cenário de total dependência face ao exterior em dois tipos de combustíveis que são (e vão continuar a ser) críticos para a nossa economia e por conseguinte para a estabilidade social.

6.2. IMPACTO ECONÓMICO E SOCIAL

Face ao anteriormente disposto, o impacto económico e social da utilização do petróleo e do gás natural, ao serem das principais fontes energéticas em Portugal, é necessariamente abrangente e transversal, diretamente ou indiretamente, a todos os sectores da economia.

6.2.1. IMPACTO DIRETO

Para efeito do apuramento do impacto direto, foi utilizada uma metodologia similar à utilizada pelo AUDAX – ISCTE no estudo “Contributo da indústria petrolífera para a economia portuguesa” que efetuou para a APETRO em 2016. Neste contexto, o impacto direto do setor petrolífero foi apurado, sinteticamente, tendo por base a informação do Instituto Nacional de Estatística (“INE”) relativamente a um conjunto de principais indicadores sobre as entidades que atuam no setor em Portugal, tendo em consideração as seguintes atividades económicas⁹: i) extração de petróleo bruto e gás natural; ii) fabricação de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis; iii) comércio por grosso de combustíveis sólidos, líquidos, gasosos e produtos derivados; iv) comércio a retalho de combustível para veículos a motor, em estabelecimentos especializados; e, v) transportes por oleodutos ou gasodutos.

A tabela seguinte apresenta a evolução do número de empresas do setor petrolífero, entre 2007 e 2016.

⁹ Fonte: INE.

Tabela 14 – Evolução do número de empresas do setor petrolífero - 2007/2016

Evolução do número de empresas do setor petrolífero - 2007/2016										
Atividade Económica	Ano									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Extração de petróleo bruto e gás natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fabricação de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis	3	6	9	10	12	17	17	17	18	15
Comércio por grosso de combustíveis sólidos, líquidos, gasosos e produtos derivados	597	587	578	565	561	559	540	533	525	538
Comércio a retalho de combustível para veículos a motor, em estabelecimentos especializados	2 202	2 229	2 179	2 079	2 049	1 971	1 908	1 918	1 889	1 861
Transportes por oleodutos ou gasodutos	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1
Total do setor petrolífero	2 805	2 825	2 769	2 657	2 625	2 550	2 466	2 469	2 433	2 415
Total da economia	1 206 116	1 235 989	1 199 843	1 145 390	1 113 559	1 065 173	1 098 409	1 128 258	1 163 082	1 196 102
% Setor petrolífero s/Total da economia	0,23%	0,23%	0,23%	0,23%	0,24%	0,24%	0,22%	0,22%	0,21%	0,20%

Fonte: INE

Como se pode observar na tabela, apesar de uma redução de 390 empresas entre 2007 e 2016, o setor petrolífero representou ao longo do período em análise cerca de 0,2% do total das empresas da economia portuguesa. De referir que, a redução do número de empresas que foi observada no período resultou essencialmente da área do retalho, onde se verificaram alterações concorrenciais significativas no período, em particular, resultantes do impacto das redes de distribuição de combustíveis dos grupos de retalho alimentar.

A tabela seguinte apresenta a evolução do volume de negócios das empresas do setor petrolífero, entre 2007 e 2016.

Tabela 15 – Evolução do volume de negócios das empresas do setor petrolífero - 2007/2016

Evolução do volume de negócios das empresas do setor petrolífero - 2007/2016 ('000 000 €)											
Atividade económica	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Extração de petróleo bruto e gás natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fabricação de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis	8 441,5	7 841,7	5 364,6	6 767,0	8 078,5	9 237,4	9 659,7	8 510,9	7 130,6	5 736,0	-4,20%
Comércio por grosso de combustíveis sólidos, líquidos, gasosos e produtos derivados	9 015,8	8 931,2	7 318,3	8 489,6	9 351,3	8 971,3	8 448,8	8 140,3	7 068,6	6 631,6	-3,35%
Comércio a retalho de combustível para veículos a motor, em estabelecimentos especializados	6 259,6	6 503,9	5 520,3	6 150,0	6 347,9	6 111,2	5 889,9	6 143,3	5 760,5	5 724,9	-0,99%
Transportes por oleodutos ou gasodutos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total do setor petrolífero	23 717	23 277	18 203	21 407	23 778	24 320	23 998	22 795	19 960	18 092	-2,96%
Total da economia	358 406	365 829	334 345	349 491	341 443	320 136	317 715	323 009	331 602	340 480	-0,57%
% Setor petrolífero s/Total da economia	6,62%	6,36%	5,44%	6,13%	6,96%	7,60%	7,55%	7,06%	6,02%	5,31%	

Fonte: INE

Como se pode verificar na tabela, o volume de negócios das empresas do setor petrolífero diminuiu em média cerca de 3% ao ano entre 2007 e 2016, atingindo cerca de 18,1 mil milhões de Euros no final do período em análise. Esta variação compara com o menor decréscimo de cerca de 0,6% no total da economia, que voltou a crescer entre 2014 e 2016, e tem naturalmente em consideração o efeito do decréscimo do consumo de petróleo e gás natural em Portugal no período em análise, conforme evidenciado na secção 4.5 acima. Por último, tendo também por base os dados apresentados na tabela 14 acima, denota-se que o peso relativo das empresas do sector petrolífero no total da economia é muito superior em termos de volume de negócios vs. em termos do número de empresas.

A tabela seguinte apresenta a evolução do valor acrescentado bruto ("VAB") das empresas do setor petrolífero, entre 2007 e 2016.

Tabela 16 – Evolução do VAB das empresas do setor petrolífero - 2007/2016

Evolução do valor acrescentado bruto das empresas do setor petrolífero - 2007/2016 ('000 000 €)											
Atividade económica	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Extração de petróleo bruto e gás natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fabricação de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis	591	781	160	484	387	293	240	118	551	597	0,11%
Comércio por grosso de combustíveis sólidos, líquidos, gasosos e produtos derivados	492	409	399	441	397	323	319	304	327	388	-2,61%
Comércio a retalho de combustível para veículos a motor, em estabelecimentos especializados	276	273	276	296	272	243	245	266	285	304	1,07%
Transportes por oleodutos ou gasodutos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total do setor petrolífero	1 359	1 463	834	1 221	1 056	859	804	687	1 163	1 288	-0,59%
Total da economia	89 307	88 037	84 227	84 956	79 339	73 126	73 111	76 131	80 548	85 410	-0,49%
% Setor petrolífero s/Total da economia	1,52%	1,66%	0,99%	1,44%	1,33%	1,18%	1,10%	0,90%	1,44%	1,51%	

Fonte: INE

Como se pode verificar na tabela, o VAB das empresas do setor petrolífero diminuiu em média cerca de 0,6% ao ano entre 2007 e 2016, atingindo cerca de 1,3 mil milhões de Euros no final do período em análise. Esta variação está praticamente em linha com o verificado na economia nacional durante o mesmo período, sendo que em 2016 as empresas do setor petrolífero representavam cerca de 1,5% do VAB da economia.

A tabela seguinte apresenta a evolução do valor do investimento das empresas do setor petrolífero, entre 2007 e 2016.

Tabela 17 – Evolução da Formação Bruta de Capital Fixo das empresas do setor petrolífero - 2007/2016

Evolução da Formação Bruta de Capital Fixo das empresas do setor petrolífero - 2007/2016 ('000 000 €)											
Atividade económica	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Extração de petróleo bruto e gás natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fabricação de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis	-	489	354	-	-	194	71	75	89	-	-
Comércio por grosso de produtos petrolíferos	35	184	65	70	62	64	50	64	95	73	8,46%
Comércio por grosso de combustíveis sólidos, líquidos, gasosos e produtos derivados	-61	8	3	4	6	3	5	4	-0	1	N/A
Comércio a retalho de combustível para veículos a motor, em estabelecimentos especializados	92	56	42	45	33	36	33	32	27	42	-8,37%
Transportes por oleodutos ou gasodutos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total do setor petrolífero	66	737	462	118	101	297	159	175	210	116	6,47%
Total da economia	22 892	24 492	20 721	18 340	15 770	10 716	11 585	12 852	14 702	16 406	-3,63%
% Setor petrolífero s/Total da economia	0,29%	3,01%	2,23%	0,64%	0,64%	2,77%	1,37%	1,36%	1,43%	0,71%	

Fonte: INE

Como se pode observar na tabela, o investimento das empresas do setor petrolífero aumentou em média cerca de 6,5% ao ano entre 2007 e 2016, atingindo cerca de 116 milhões de Euros no final do período em análise. Sem prejuízo da inflexão positiva verificada na economia em 2016 e das oscilações verificadas no período, verifica-se que o investimento do sector petrolífero evoluiu de forma mais positiva que a economia global.

A tabela seguinte apresenta a evolução do número de empregados das empresas do setor petrolífero, entre 2007 e 2016.

Tabela 18 – Evolução do número de empregados das empresas do setor petrolífero - 2007/2016

Evolução do número de empregados das empresas do setor petrolífero - 2007/2016											
Atividade económica	Ano										TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Extração de petróleo bruto e gás natural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fabricação de produtos petrolíferos refinados e de aglomerados de combustíveis	2 057	2 132	2 124	1 971	1 953	1 982	1 990	1 794	1 830	1 790	-1,53%
Comércio por grosso de combustíveis sólidos, líquidos, gasosos e produtos derivados	4 596	4 411	4 432	4 423	4 298	4 286	4 247	3 885	3 850	3 963	-1,63%
Comércio a retalho de combustível para veículos a motor, em estabelecimentos especializados	16 222	16 693	16 417	16 115	15 777	14 925	14 431	14 986	15 237	15 443	-0,55%
Transportes por oleodutos ou gasodutos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total do setor petrolífero	22 875	23 236	22 973	22 509	22 028	21 193	20 668	20 665	20 917	21 196	-0,84%
Total da economia	3 973 458	3 961 546	3 834 544	3 732 512	3 631 747	3 405 269	3 377 598	3 449 428	3 578 913	3 704 740	-0,78%
% Setor petrolífero s/Total da economia	0,58%	0,59%	0,60%	0,60%	0,61%	0,62%	0,61%	0,60%	0,58%	0,57%	

Fonte: INE

Como se pode observar na tabela, o número de empregados das empresas do setor petrolífero evoluiu em linha com a economia nacional, sendo também de salientar a estabilidade em termos representativos do setor ao longo do período em análise em cerca de 0,6% do total de empregados da economia nacional.

A tabela seguinte apresenta a evolução da receita do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos ("ISP"), entre 2007 e 2016.

Tabela 19 – Evolução da receita do imposto sobre produtos petrolíferos - 2007/2016

Evolução da receita do ISP - 2007/2016 ('000 000 €)												
Descrição	Ano											TACC
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
ISP	3 169	2 532	2 434	2 406	2 306	2 116	2 102	2 093	2 117	3 259	3 364	0,60%
Receitas correntes totais	38 804	38 912	34 166	35 462	38 061	35 757	40 527	40 982	42 751	44 126	45 501	1,60%
% ISP sobre receitas totais	8,2%	6,5%	7,1%	6,8%	6,1%	5,9%	5,2%	5,1%	5,0%	7,4%	7,4%	

Fonte: Gabinete de Estratégia e Estudos

Conforme se pode observar na tabela, a receita do ISP é muito relevante para o orçamento de Estado, na medida em que ao longo do período em análise representou entre cerca de 5% (em 2013) e cerca de 8% (em 2007) do total da receita corrente do Estado. Adicionalmente, é de salientar o incremento da receita do ISP e da respetiva representatividade no orçamento, i.e. cerca de 7%, em 2016 e 2017.

Para além dos indicadores referidos acima, salienta-se também o impacto direto e significativo do setor petrolífero em termos de importações e exportações (ver secção 4.5.1 acima), bem como em termos de impostos sobre o rendimento e o IVA, entre outros.

Em suma, esta breve análise permite concluir que o impacto direto positivo das empresas do setor petrolífero na economia é muito significativo em todas as principais vertentes, desde a criação de valor, aos impostos que são cobrados direta e indiretamente, e ao emprego. No mesmo contexto, em particular por via do emprego e dos impostos que são cobrados sobre o sector, infere-se também um impacto social positivo muito relevante.

Ainda, e do ponto de vista técnico e científico acresce, principalmente durante a fase de prospeção e pesquisa, um grande impacto positivo que é o conhecimento do potencial das bacias sedimentares portuguesas e consequentemente da infraestrutura geológica nacional, desígnio de todos os países soberanos. A informação produzida através de estudos e aquisição de novos dados geofísicos, geológicos e de sondagens de pesquisa, representam investimentos de muitas dezenas/centenas de milhões de Euros, sem quaisquer custos para o Estado, e permitem, para além da avaliação do potencial petrolífero, desenvolver investigação em outros domínios das geociências, como o da sismotectónica, da paleoceanografia e variações climáticas, do mapeamento

e cartografia geológica da plataforma continental ou da investigação e desenvolvimento de novas soluções “limpas” energéticas.

6.2.2. IMPACTO INDIRETO

Como referido anteriormente, o petróleo e o gás natural, ao serem das principais fontes energéticas em Portugal (e.g. desde a utilização nos transportes, à produção de energia elétrica e como matéria-prima em diversos processos industriais, entre outros), para além do efeito direto estimado no ponto anterior, têm necessariamente um impacto indireto muito significativo na economia. Basta considerar o impacto desastroso na economia de um cenário hipotético de o petróleo e o gás natural se esgotarem no curto-prazo (cenário que implica que seja atualmente obrigatório por Lei, também em função de obrigações internacionais, a constituição de reservas de segurança e estratégias de petróleo bruto e derivados) ou de os respetivos preços subirem drasticamente (e.g. efeitos das crises petrolíferas de 1973 e 1979 que provocaram recessão económica em diversos países e a destabilização da economia mundial) para avaliar a importância destas fontes energéticas no funcionamento da economia e por conseguinte em termos sociais.

Em complemento, e novamente tendo por base o estudo de 2016 do AUDAX – ISCTE para a APETRO – “Contributo da indústria petrolífera para a economia portuguesa” – foi estimado que *“em média por ano a atividade do setor [petrolífero] terá gerado uma produção adicional na economia portuguesa de cerca de 3,4 mil milhões de Euros a que corresponde um VAB de 1,2 mil milhões de Euros e cerca de 33 mil postos de trabalho. Terão sido geradas em média por ano importações associadas e estes efeitos indiretos e induzidos na ordem dos 550 milhões de Euros.”*. Verifica-se, portanto, um impacto indireto muito significativo em termos económicos e sociais.

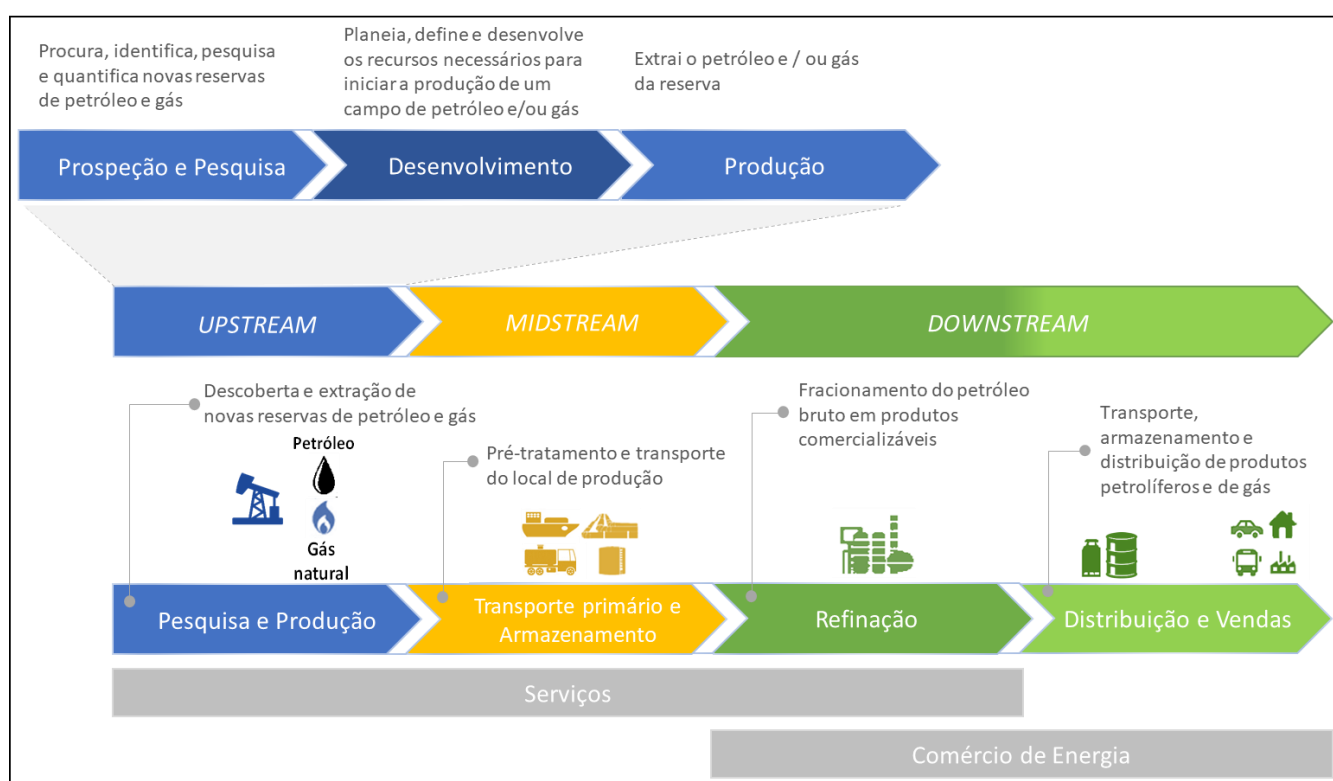
7. ATIVIDADE PETROLÍFERA NACIONAL

7.1. BREVE CARACTERIZAÇÃO DA CADEIA DE VALOR DA ATIVIDADE PETROLÍFERA

A indústria petrolífera envolve um elevado número de diferentes intervenientes e processos, os quais em conjunto contribuem para a transformação do petróleo em diversos produtos e subprodutos que, como referido anteriormente, são essenciais e consumidos por diversos sectores da economia. Esta extensa cadeia de valor agrega um elevado valor social e económico para a sociedade, estando, no entanto, exposta a diversas variáveis exógenas que podem afetar o seu normal desenvolvimento e contributo.

A figura abaixo ilustra as atividades integrantes da cadeia produtiva de petróleo e gás natural, podendo ser agrupadas em três grandes setores: 1) *Upstream*; 2) *Midstream*; e, 3) *Downstream*.

Figura 3 – Cadeia produtiva do petróleo e gás natural



Fonte: ENMC.

De seguida apresenta-se uma breve explicação sobre as principais atividades desenvolvidas nos três sectores agregadores da atividade petrolífera:

- **Upstream** – Este setor inclui as atividades relacionadas com : i) prospeção e pesquisa de áreas com potencial petrolífero; ii) desenvolvimento de infraestruturas de produção, de tratamento/processamento, de transporte e armazenamento; e, iii) produção/extração do petróleo bruto e/ou do gás natural.

Como referido anteriormente, antes de se extrair o petróleo e o gás natural, é necessário um longo trabalho prévio de prospeção e pesquisa de reservatórios com dimensão e localização geográfica acessível, onde estes recursos naturais possam estar acumulados, com viabilidade económica da sua exploração. Mesmo com as novas tecnologias, esta fase implica um elevado esforço de capital, muitas vezes sem retorno, associado por isso a um risco exploratório muito elevado (e.g. não é feita qualquer descoberta, ou é feita uma descoberta sem viabilidade económica para a sua exploração).

Aqui se englobam as atividades de Geologia, Geofísica e Geoquímica. Destaca-se também a área de Geo-Engenharia de Reservatórios, responsável pela definição, localização e delimitação dos potenciais campos de produção, locais onde se verifica o acúmulo de petróleo e gás em quantidades economicamente explorável, baseada na utilização de medições gravimétricas, magnéticas e sísmicas, que permitem o mapeamento das estruturas geológicas e a descrição e composições dos estratos rochosos. Caso este reservatório apresente hidrocarbonetos em quantidades suficientes e viabilidade económica para a sua produção, passa-se às fases seguintes – i.e. desenvolvimento e produção/extração.

Estas fases englobam as técnicas de desenvolvimento e produção da reserva comprovada de petróleo e/ou gás natural de um campo petrolífero. Estas são as fases em que se concentram os maiores investimentos dentro da cadeia produtiva de petróleo e gás natural, representada pela construção de plataformas e grandes estruturas de armazenamento e movimentação dos hidrocarbonetos produzidos. Esta etapa, apesar de exigir um nível de investimento muito avultado e de apresentar diversos riscos, é a etapa com maior probabilidade de obtenção de rentabilidades elevadas ao longo de toda a cadeia de produção.

- **Midstream** – Este setor compreende: i) as atividades desenvolvidas no âmbito do transporte e armazenamento do petróleo, gás natural e produtos refinados; e, ii) o processamento do gás natural.

Pelo facto dos campos petrolíferos, normalmente, não estarem localizados junto de terminais e refinarias, é necessário o transporte, do petróleo e gás produzidos, através de meios marítimos (e.g. grandes navios petroleiros) e/ou oleodutos e gasodutos.

As infraestruturas e meios de transporte e de armazenamento assumem, portanto, uma relevante importância nas diferentes etapas da cadeia produtiva de petróleo e gás natural.

É ainda considerado como fazendo parte do *midstream*, o caso do processamento do gás natural, uma vez que necessita de ser pré-tratado, i.e. separado das frações líquidas, de modo a permitir o respetivo transporte através de gasodutos.

Esta etapa é distinta das restantes – *upstream* e *downstream* – dado que não envolve os ativos complexos e o mesmo nível de riscos (mais elevados) dos demais segmentos. No entanto, é comum os grupos multinacionais do sector petrolífero serem proprietários de infraestruturas e meios de transporte e armazenamento, verificando-se uma integração vertical desta atividade.

- **Downstream** – Este sector contém: i) as atividades de refinação do petróleo; e, ii) a promoção e venda dos vários produtos já refinados e do gás natural.

Depois de ser extraído da jazida (campo de petróleo) e transportado ainda na sua forma primária, o petróleo bruto é recebido em refinarias, para ser processado. O primeiro e principal processo químico a que é sujeito, é a destilação, que ocorre numa torre de fracionamento, onde o petróleo é aquecido de forma a permitir a separação em diferentes frações. As diferentes componentes são depois direcionadas para unidades de conversão, onde são transformadas em produtos finais ou subprodutos, tais como o gasóleo, a gasolina, a querosene, a nafta, entre outros.

Posteriormente, os produtos finais e subprodutos do petróleo bruto, bem como o gás natural, são distribuídos e vendidos, por grosso ou a retalho, quer a diversas e diferentes unidades industriais, quer aos distribuidores até chegar ao consumidor final.

Existem diversos *players* ao longo da cadeia de valor, no entanto uma grande parte desta indústria é bastante concentrada, com os maiores *players* a integrar verticalmente os diferentes processos desde a fase de *upstream* até à de *downstream*.

De realçar também que, existem alguns países com abundantes reservas de petróleo, geralmente detentores de empresas operadoras nacionais, os quais conjuntamente detêm a maioria das reservas existentes, tendo também uma importante posição na produção global de petróleo. Existem também empresas privadas que desempenham um papel similar, sendo no entanto detentoras de apenas uma pequena parte das reservas existentes – ainda assim, estas apresentam lucros elevados, muitas vezes comparáveis ao PIB de países de tamanho médio. Existem também empresas de menor dimensão, que vão participando na cadeia de valor com atividades específicas em cada fase (e.g. refinarias, retalhistas, distribuidoras de gás, entre outras).

A figura abaixo apresenta um resumo das principais atividades da cadeia produtiva e de valor do petróleo que são atualmente desenvolvidas em Portugal.

Figura 4 – Atividades desenvolvidas atualmente em Portugal

Atividades desenvolvidas atualmente em Portugal	
Upstream	
 Prospeção e pesquisa	Ao longo dos anos, têm existido em Portugal várias iniciativas de prospeção e pesquisa de petróleo e/ou gás natural. Contudo, ainda não foi feita nenhuma descoberta com viabilidade económica.
Midstream	
 Transporte e armazenamento	Em Portugal existem infraestruturas e meios de transporte e de armazenamento de petróleo bruto, gás natural e produtos refinados.
Downstream	
 Refinação de petróleo	Existem duas refinarias em Portugal - em Leça da Palmeira e em Sines - onde o petróleo é refinado, dando origem aos diversos produtos para o consumo dos vários sectores da economia.
 Comercialização de derivados de petróleo e gás natural	Em Portugal são comercializados tanto os derivados do petróleo (e.g. gasolina, gasóleo, GPL, nafta, etc.) como o gás natural (e.g. canalizado, postos de abastecimento de transportes, etc.).

Fonte: ENMC.

Como se pode observar, em Portugal apenas não são desenvolvidas as atividades do *upstream* associadas à produção/extração do petróleo e do gás natural, uma vez que ainda não foi identificada uma reserva com viabilidade económica. Ainda neste contexto, não obstante existirem infraestruturas e meios de transporte e armazenamento, é importante salientar que estes teriam potencialmente que ser substancialmente desenvolvidos/reforçados para acomodar uma eventual produção de hidrocarbonetos em Portugal, uma vez que poderão muito provavelmente não estar dimensionados/adaptados para este efeito (i.e. atualmente estão definidos para uma base de importação maioritariamente por via naval).

Portanto, num cenário de eventual identificação e exploração/produção de reservas em Portugal, terão certamente de ser efetuados investimentos significativos ao nível do *upstream* e provavelmente ao nível do *midstream*. Acresce que, para além das infraestruturas e equipamentos, será também necessária a capacitação dos recursos humanos e ser potenciado o desenvolvimento dos diversos serviços associados a estas componentes

da indústria petrolífera. Em suma, para além do benefício direto resultante do *output* da exploração/produção de reservas de hidrocarbonetos, o país também iria beneficiar de investimentos significativos e do desenvolvimento económico resultante do incremento das atividades associadas a essa produção.

7.1.1. SOBRE O *UPSTREAM* EM PORTUGAL - A FASE DE PROSPEÇÃO E PESQUISA

No âmbito das atividades para estudo e caracterização do recurso geológico “petróleo” é importante conferir o verdadeiro significado aos termos anglo-saxónicos “*exploration*” e “*exploitation*”, que tem gerado algumas dúvidas, e a sua correta tradução para a língua portuguesa, sendo que ambos os termos designam fases diferentes da atividade petrolífera, assim o termo “*exploration*” deve ser traduzido por “pesquisa” (*sensu lato*) ou “prospecção e pesquisa” (*sensu stricto*) e o termo “*exploitation*” por “produção/extração/exploração” (*sensu lato*) ou “desenvolvimento e produção” (*sensu stricto*).

A fase de prospecção e pesquisa visa a investigação geológica e tem por objetivo identificar recursos geológicos ou delimitar áreas com maior potencial e alvos de futuros trabalhos de investigação mais detalhados, ampliando o conhecimento sobre o território nacional - no caso do petróleo, das bacias sedimentares portuguesas e dos seus eventuais sistemas petrolíferos, com o objetivo principal de ser feita uma descoberta comercial.

Assim, a prospecção e pesquisa do petróleo consiste, essencialmente, em determinar em que locais das bacias sedimentares estão reunidas todas as condições geológicas necessárias à formação e acumulação de petróleo, a sua extensão e potencial reserva e a sua viabilidade económica.

Recorde-se que os métodos e operações executadas para obtenção de dados, indiretos ou diretos, na prospecção e pesquisa de petróleo são os mesmos que os empregues na prospecção e avaliação de qualquer recurso geológico, desde a água subterrânea (aquíferos) até aos jazigos de minerais radiativos de urânio.

A aquisição de novos dados geológicos e geofísicos, implicam elevados investimentos, totalmente suportados pelas Concessionárias, traduzindo-se num maior e melhor conhecimento da infraestrutura geológica nacional e particularmente das suas bacias sedimentares.

Todos estes dados geológicos e geofísicos adquiridos, processados e interpretados são entregues ao Estado em suporte documental, gráfico e digital e em suporte físico - amostras de rochas e sedimentos, lâminas delgadas, células microfósseis, alimentando quer o Centro para o Conhecimento do Petróleo, quer o arquivo nacional de amostras geológicas designado de Litoteca e, que, após período de confidencialidade, ficam disponíveis para o país.

Ao longo de décadas estes dados têm sido reutilizados por diversas áreas das geociências, diversas instituições nacionais e internacionais, públicas ou privadas, permitindo um mapeamento geológico, quer *onshore*, quer *offshore*, produção de cartografia geológica, avaliação de risco sísmico, valorização de outros recursos geológicos, características físicas do substrato marinho para implementação de infraestruturas, alterações climáticas, paleoceanografia, etc.

Permitem, ainda, o desenvolvimento de muitas dezenas de trabalhos académicos, incluindo mestrados, doutoramentos e pós-doutoramentos, e a prossecução de trabalhos de investigação para o desenvolvimento de novas metodologias de avaliação.

7.1.1.1. AQUISIÇÃO DE GRAVIMETRIA-MAGNETOMETRIA

A prospeção e pesquisa normalmente inicia-se com a aquisição de dados indiretos através de métodos geofísicos, como a gravimetria e a magnetometria, utilizados, principalmente, na fase de reconhecimento inicial das bacias sedimentares, para obter, de forma rápida e económica, informação sobre a profundidade do soco (espessura da cobertura sedimentar) e os traços gerais da estrutura da bacia.

Na aquisição de dados gravimétricos são adquiridos e analisados os desvios dos valores medidos da gravidade, relativamente aos valores teóricos, para deduzir a estrutura, uma vez que a gravidade medida é influenciada pela densidade média da coluna rochosa na vertical do ponto de medição. Se as camadas rochosas mais antigas, em geral mais densas, estiverem localizadas mais perto da superfície, os valores da gravidade medidos localmente serão mais elevados do que os teóricos. Desta forma obtêm-se uma imagem da estrutura da bacia e das deformações dúcteis e frágeis que sofreu.

A aquisição de dados magnetométricos é, sobretudo, usada para deduzir a profundidade do soco da bacia sedimentar pela análise da frequência dos desvios do valor do campo magnético total em relação aos valores regionais, desvios esses que se assume resultarem da presença de intrusões de rochas eruptivas, geralmente de elevada suscetibilidade magnética, localizadas no soco.

Sendo dados muito iniciais da prospeção e pesquisa, apenas continuam a ser adquiridos e avaliados em áreas concessionadas com muito poucos dados e informação anteriormente adquiridos e interpretados.

7.1.1.2. AQUISIÇÃO SÍSMICA

Numa fase mais adiantada e ainda nos métodos geofísicos, segue-se uma fase de levantamento ou aquisição de dados sísmicos, que tem como objetivo obter dados indiretos sobre a geologia do subsolo, comparativas às imagens ecográficas e tomográficas do corpo humano, com vista à identificação de camadas sedimentares e estruturas geológicas que favoreçam a acumulação de petróleo.

O método sísmico consiste na emissão e propagação de ondas sonoras, geradas pela libertação de ar comprimido a alta pressão, caso se trate de ambiente marinho (*offshore*), ou geradas por vibração no solo, caso se trate de ambiente continental (*onshore*).

As ondas sonoras propagam-se através do subsolo, até vários quilómetros de profundidade, sendo refletidas nas superfícies de contacto de diferentes camadas sedimentares ou estruturas geológicas como falhas e dobras. Estas reflexões são captadas na superfície por hidrofones, quando em meio marinho, e geofones quando em meio continental, e registadas em função do tempo decorrido desde a emissão da onda até à sua chegada à superfície.

Esta operação repete-se a intervalos regulares ao longo de uma linha e o resultado, depois de tratamentos mais ou menos complexos, é uma secção estrutural, designada de secção sísmica. Mas relativamente à natureza geológica e à posição cronostratigráfica dos diversos refletores só poderão ser determinados com o apoio e os resultados de sondagens de pesquisa executadas na proximidade. Através da leitura e interpretação das várias secções sísmicas, é possível cartografar diversos horizontes sísmicos e assinalar estruturas dúcteis e frágeis.

Além desta informação, é possível, a partir da análise detalhada das velocidades de propagação das ondas sísmicas e das características das reflexões (amplitude, frequência, continuidade, e outros atributos), estimar a natureza litológica de camadas e de possíveis fluidos nelas contidos.

Antes e durante as operações de aquisição sísmica, os concessionários para além da legislação nacional, seguem um conjunto de orientações e normas de diversos organismos e comités de acordo com as boas práticas internacionais, destacando-se, por exemplo, as relativas à minimização do risco de distúrbio ou impacto nas

comunidades de mamíferos marinhos como as emanadas pelo *Joint Nature Conservation Committee* (“JNCC”) e pelo *United States Department of the Interior*.

7.1.1.3. SONDAGEM DE PESQUISA

Após uma ideia da dimensão, profundidades, contornos da bacia sedimentar, locais com melhores características, estruturas e armadilhas geológicas através do processamento e interpretação de dados indiretos obtidos através de métodos geofísicos, como os atrás mencionados, passa-se à etapa de aquisição de dados diretos que em geologia significa a coleta de amostras geológicas.

Existem poucas formas para obtenção de amostras de rochas do subsolo, que são vitais para o desenvolvimento de estudos geológicos variados, desde os micropaleontológicos, geoquímicos, petrológicos, estratigráficos aos petrofísicos; além das minas e das erupções vulcânicas, apenas através da execução de sanjas e valas de pequena profundidade ou de sondagens geológicas de média a grande profundidade, se conseguem obter tais amostras.

Assim, as sondagens de pesquisa para petróleo, normalmente, ocorrem após aquisições de dados geofísicos, pois na generalidade envolvem elevadíssimos investimentos, da ordem das dezenas a centenas de milhões de euros, só sendo executadas depois de cuidada interpretação dos dados adquiridos e depois de identificados alvos com possível potencial.

Chama-se novamente a atenção da importância do termo “potencial”, representando maior ou menor possibilidade de ser identificado o “recurso petróleo”, mas que não representa, de modo algum, a certeza de descoberta com viabilidade económica.

As sondagens de pesquisa são executadas pontualmente e ocupam temporariamente (1 semana a três meses) uma área da ordem dos 1.000 m².

Note-se que qualquer sondagem petrolífera é executada segundo critérios rigorosos de proteção ambiental e de segurança dos trabalhadores e das populações locais. Os concessionários têm de responder a uma lista de requisitos e fornecer toda a informação que permitirá obter as necessárias aprovações e autorizações das diversas entidades relevantes para a realização destas operações.

Assim e só no âmbito do DL 109/94, dos manuais de operações e outros requisitos exigidos pela entidade supervisora, previamente à autorização de operações de sondagens de pesquisa, os concessionários são obrigados a submeter, um conjunto de documentos, autorizações e certificados:

- a) Projeto de sondagem;
- b) Plano de contingência, descrevendo o equipamento, procedimentos e treino requeridos do pessoal de modo a fazer face a emergências. Este plano deve ser um documento de referência abrangente para orientar o pessoal para a preparação e treino requeridos para resposta rápida e eficiente aquando uma situação de emergência;
- c) Descrição sumária dos principais componentes da sonda, dos meios de transporte a utilizar (ex.: camiões, helicópteros, ambulância, etc., se necessário) e do equipamento de comunicação e ajudas de navegação eletrónicos, se utilizados;
- d) Manual das Normas e Práticas em matéria de higiene, segurança e ambiente (“HSA”) aplicáveis ao Projeto de Sondagem; e,
- e) Lista de materiais e equipamento que seja necessário importar de fora da UE para a operação, incluindo descrição, quantidades, origem, meios de transporte, data prevista de chegada e porta de entrada.

Antes do início da perfuração, a seguinte informação adicional é submetida para avaliação:

- a) Certificados válidos de qualificação do pessoal-chave (chefes de sonda, sondadores, operador de torre, pessoal de saúde, segurança e ambiente se aplicável, operadores de gruas e de monta-cargas, etc.);
- b) Certificados de conformidade de equipamento-chave, incluindo equipamento e cabos de elevação de materiais (*lifting gear*);
- c) Lista de serviços subcontratados: geologia de sonda (*mud loggers*), diagrfias elétricas tipo Schlumberger, engenharia de lamas, cimentação, testes de produção, incluindo os nomes e endereços dos representantes locais quando aplicável; e,
- d) Plano de treino/cursos do pessoal e subcontratados.

Durante a operação de perfuração da sondagem, os concessionários estão obrigados a entregar:

- a) Relatório diário de perfuração de padrão internacional, com informação sobre as operações de perfuração, características das lamas, diâmetro da sondagem, o progresso da perfuração, desvio da sondagem, resumo litológico, indícios de hidrocarbonetos, leituras de detetor de gás total e de cromatografias, operações previstas para as 24 horas seguintes, etc.);
- b) Periodicamente, assim que disponíveis, cópias preliminares da diagrfia de progresso da sondagem (*mud log*);
- c) Informação prévia (24 horas, quando possível) sobre a data/hora de obtenção de testemunho contínuo (*coring*), aquisição de diagrfias elétricas e operações de testes de formação;
- d) Relatórios semanais e mensais, com uma descrição preliminar das formações perfuradas, resumo de progresso da sondagem e de equipamentos utilizados, indícios de hidrocarbonetos, diagrfias obtidas, recolha de amostras; e,
- e) Programa para abandono ou para suspensão temporária da sondagem de pesquisa, com conteúdos mínimos e as recomendações constantes no manual de operações de sondagens.

Após a operação de perfuração são entregues:

- a) Duas cópias em papel e uma em formato digital do relatório final de sondagem;
 - Duas cópias em papel e uma em formato digital de outros relatórios (no caso de não estarem incluídos no relatório final de sondagem), como relatório de avaliação geológica e relatórios de análises geoquímicas e paleontológicas e qualquer outra informação geológica importante;
- b) Duas cópias em papel e uma em formato digital do relatório de velocidades da sondagem e de cada diagrfia, incluindo a diagrfia composta, a diagrfia de progresso da sondagem (*mud log*) e a diagrfia de velocidades (*velocity log*).

Também a entrega da amostragem física coletada durante a sondagem geológica obedece a requisitos mínimos, nomeadamente no que se refere a detritos de sondagem, testemunhos laterais e convencionais, amostras de óleo e de gás e amostras de água da formação.

7.2. PRINCIPAIS RISCOS ASSOCIADOS ÀS ATIVIDADES PETROLÍFERAS

Apesar da Indústria petrolífera aparentar ser um setor estável e robusto, experimenta cada vez mais um ambiente extremamente mutável, incerto e complexo.

Para que o segmento *upstream* continue a ser lucrativo, a indústria petrolífera precisa de substituir continuamente as reservas de petróleo e gás natural existentes por novas reservas provadas.

Sendo as reservas provadas, aquelas que podem ser estimadas com razoável certeza para serem economicamente viáveis, num determinado período temporal, sob regulamentação política e jurídica específica, e isto antes do momento em que os contratos que conferem a atribuição de direitos expirem.

Essa substituição terá de assegurar que a produção subsequente seja económica e continuamente viável, pois uma parte significativa do capital das empresas petrolíferas provém da produção de reservatórios de petróleo e gás natural, identificados durante as fases de prospeção e pesquisa. Tal como nestas fases, também o desenvolvimento de campos de petróleo e gás natural, a construção de instalações e a realização de furos de produção são de capital muito intensivo e requerem tecnologia de ponta e inovadora no sector industrial. A título de exemplo, a realização de uma sondagem/furo de pesquisa implica investimentos da ordem das dezenas a centenas de milhões de Euros, dependendo das condições geológicas da área ou a sua localização (em terra, em águas pouco profundas ou em águas profundas a ultraprofundas), entre outros fatores.

Assim, a capacidade em descobrir e desenvolver novas reservas com sucesso depende de vários fatores – fatores de risco. O chamado risco exploratório é tanto maior quanto maior a conjugação dos diversos fatores de risco. Estes podem ser intrínsecos às atividades petrolíferas, ou extrínsecos.

De entre os fatores intrínsecos, destacam-se os riscos estratégicos e operacionais, como sejam:

- Natureza geológica dos campos de petróleo e gás natural, características muito específicas dos reservatórios e/ou a sua localização;
- Furos secos ou a incapacidade de encontrar quantidades comerciais inicialmente esperadas de petróleo e gás natural;
- Incapacidade das empresas de serviços para fornecimento de serviços contratados, dada a oferta ser muito limitada;
- Falta ou atrasos na disponibilidade ou entrega de equipamento apropriado, dada a escassez mundial de equipamentos e de tecnologias de alto nível;
- Desempenho real da produção dos reservatórios.
- Falhas de equipamentos, os incêndios, “*blowouts*” ou outros acidentes; e,
- Desenvolvimento ou implementação de novas tecnologias que permitam o acesso a campos anteriormente inacessíveis.

Dos fatores extrínsecos às atividades petrolíferas, ou sejam, os riscos externos, aqueles mais difíceis de prever num planeamento antecipado e de longo prazo, destacam-se:

- Capacidade em antecipar as mudanças do mercado, de modo rápido e oportuno;
- Variações na oferta global e regional e na procura de energia;
- Declínio no preço do petróleo ou do gás natural, tornando as reservas economicamente inviáveis para exploração e, portanto, não classificáveis como provadas;

- Alterações políticas, jurídicas e regulamentares que possam levar a alterações no desenvolvimento das atividades, tais como alterações regulatórias, sobre matérias como a atribuição de licenças de exploração e produção, e a imposição de obrigações específicas sobre as atividades de perfuração e exploração;
- Mudanças nas regras tributárias e outras regulamentações governamentais que podem tornar as reservas economicamente inviáveis;
- Concorrência entre as empresas para a aquisição e desenvolvimento de ativos e atribuições de direitos;
- Alterações na geopolítica global ou regional em regiões produtoras com destabilização da indústria petrolífera global;
- Capacidade da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) e outras nações produtoras de influenciar os níveis e preços globais de produção;
- Guerras ou outros conflitos;
- Mudanças demográficas, incluindo taxas de crescimento populacional e preferências do consumidor; e,
- Condições climáticas adversas, ou catástrofes naturais que podem interromper o fornecimento ou interromper/destruir operações petrolíferas.

Todos estes fatores aumentam o risco exploratório, podendo dar origem a custos excessivos, muitas vezes incomportáveis, e prejudicarem a capacidade de investimento da indústria em novas descobertas, na conclusão de projetos de desenvolvimento ou em tornarem a produção económica.

É assim impossível garantir que novas reservas de petróleo e gás natural sejam descobertas em quantidades suficientes para substituir as reservas atualmente em desenvolvimento e produção. Os dados existentes sobre as reservas de petróleo e gás mundiais são estimados e os subsequentes ajustes para níveis inferiores são muito prováveis e consequentemente estimativas de reservas não são medidas exatas e estão sujeitas a revisão contínua, consoante o maior ou menor impacto dos vários fatores de riscos descritos.

É ainda relevante, frisar que muitos destes fatores também afetam projetos e instalações ao nível do *midstream* e *downstream* na cadeia de valor do petróleo e gás natural.

Na procura de novas reservas, as empresas petrolíferas possuem um *portfolio* de projetos, gerindo os mesmos consoante o maior ou menor risco exploratório, que é tanto maior quanto maior for a conjunção dos fatores de risco acima elencados. Por exemplo, em projetos a desenvolver em áreas de fronteira, como é o caso português, cujo conhecimento geológico é inexistente ou incipiente, com maior exigência no desenvolvimento de operações de prospeção e pesquisa, por se tratarem de áreas marinhas profundas a ultraprofundas, ou em áreas onde nunca foi feita qualquer descoberta com viabilidade económica, o risco exploratório é naturalmente mais elevado. Esse mesmo risco é, ainda, aumentado no caso de instabilidade política e/ou regulatória, uma vez que na indústria petrolífera se planeiam e gerem os projetos a longo prazo, de modo a antecipar-se e gerir-se, mais adequadamente, os elevados investimentos com o objetivo de uma descoberta com sucesso e o subsequente retorno financeiro.

De modo a diminuir o risco exploratório, especialmente em áreas de fronteira, a indústria petrolífera adotou diferentes estratégias, como por exemplo, a associação em consórcio repartindo o risco entre todos. Ainda neste contexto, definem políticas e processos para acompanhar, medir e gerir os riscos a que estão expostos e que cujo propósito é garantir, com uma probabilidade razoável de êxito, que são atingidos os objetivos e consequentemente a estabilidade a longo prazo.

7.2.1. SOBRE OS RISCOS OPERACIONAIS NAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS

Os acidentes relacionados com as operações de petróleo e gás natural, e o consequente impacto quer ambiental e humano, quer no setor petrolífero, especialmente no mar, têm consciencializado a opinião pública para os riscos associados a estas operações, suscitando a determinação de revisão das políticas destinadas a assegurar a segurança neste domínio.

Efetivamente, a ocorrência de acidentes graves, conexos com as operações, é suscetível de ter consequências devastadoras e irreversíveis no ambiente terrestre, marinho e costeiro, bem como impactos negativos nos trabalhadores, populações e na economia. Tendo presente a necessidade de garantir um elevado nível de proteção, são atualmente adotadas medidas preventivas e mitigadoras destinadas a reduzir o mais possível a ocorrência de acidentes graves relativos a operações de petróleo e gás natural e limitar as suas consequências.

A introdução de medidas de segurança reforçadas nas operações de petróleo e gás natural visa, para além da proteção do ambiente terrestre, marinho e costeiro, limitar eventuais perturbações na produção de petróleo e gás, elemento de fulcral importância no abastecimento energético da UE.

Desta forma, são estabelecidas obrigações acrescidas para os operadores, com o objetivo de reduzir os riscos de acidente grave para um nível tão baixo quanto for razoavelmente exequível, até ao ponto em que o custo de uma maior redução do risco seja fortemente desproporcionado em relação aos benefícios dessa redução, acautelando, assim, que o nível de exigência permaneça dentro de limites aceitáveis.

Numa perspetiva evolutiva, a razoável exequibilidade das medidas de redução do risco deve ser periodicamente reapreciada à luz da evolução dos novos conhecimentos e das novas tecnologias. Ao avaliar se o tempo, o custo e o esforço despendidos são fortemente desproporcionados em relação aos benefícios retirados de uma maior redução do risco, haverá que ter em atenção os níveis de risco compatíveis com as operações de acordo com as melhores práticas.

7.2.1.1. RISCOS OPERACIONAIS: PRINCIPAIS ACIDENTES GRAVES

As atividades petrolíferas, tal como em qualquer atividade humana, implicam riscos. A perceção pública deste tipo de atividades concentra-se sobretudo no risco de acidentes graves cuja consequência seja, por um lado, ferimentos graves ou morte de pessoas, por outro, impactos no ambiente e populações, como seja um derrame de petróleo.

Os riscos inerentes às atividades petrolíferas são diversos, bem como os impactos dos potenciais acidentes, sendo diferenciados consoante a fase das atividades petrolíferas, sua duração, localização, complexidade e/ou especificidade.

Os principais riscos associados às atividades de pesquisa e exploração de petróleo e gás com potencial para originarem acidentes graves, podem ser agrupados em três grupos, sendo o último específico de atividades desenvolvidas no mar:

1. Decorrentes das operações, nomeadamente de realização de sondagens, como sejam erupção não-controlada de petróleo ("*blowout*") ou libertação de gás;
2. Na instalação petrolífera, quer plataforma em terra ou no mar ou navio-sonda, como sejam a queda de objetos, o incêndio ou explosão, a colisão/queda de helicóptero; e,
3. Externos à plataforma/navio-sonda, como sejam a colisão de embarcação de prontidão ou colisão de embarcação de terceiros.

As erupções não-controladas de petróleo (“*blowouts*”) são a categoria de acidente que possui a maior magnitude em termos de potenciais impactos ambientais negativos, especialmente no *offshore*, devido aos derrames de petróleo que podem resultar das mesmas. Contudo, o registo histórico indica que grandes derrames provocados por “*blowouts*” são raros. Por exemplo, a proposta para a regulação da segurança de operações *offshore* de petróleo e gás natural da UE¹⁰, indica a probabilidade para a ocorrência de um “*blowout*” com derrame de petróleo, por sondagem de pesquisa perfurada, entre os 0,00031 e os 0,0019 consoante as condições de pressão e temperatura verificadas.

Tabela 20 – Probabilidade de ocorrência de “blowout” durante as diferentes atividades petrolíferas no offshore da Europa

Operação		Probabilidade de “blowout”/Unidade	Unidade
Perfuração	Sondagem de pesquisa em águas profundas (Pressões e temperaturas normais)	0,00031	Por perfuração
	Sondagem de pesquisa em águas profundas (elevadas pressões e temperaturas)	0,0019	Por perfuração
	Sondagem de desenvolvimento em águas profundas (pressões e temperaturas normais)	0,000065	Por perfuração
	Sondagem de desenvolvimento em águas profundas (elevadas pressões e temperaturas)	0,00034	Por perfuração
Intervenção no furo	Completação	0,000097	Por operação
	Execução de diagrfias	0,0000065	Por operação
	Instalação de entubamento específico (<i>Coiled Tubing</i>)	0,00014	Por operação
	Reparações (<i>workover</i>)	0,00018	Por operação
Sondagem/furo de produção		0,0000097 a 0,000039	Por furo/ano

Fonte: Adaptado de “Table 6” da “PROPOSAL FOR A REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on safety of offshore oil and gas prospecting, exploration and production activities, 2011”.

No que se refere a perdas humanas e ferimentos graves, de acordo com o *Health and Safety Executive* do Reino Unido, o risco individual de morte de 10^{-3} por ano, tem sido tipicamente utilizado no âmbito da indústria petrolífera, como o risco máximo tolerável.

Ainda, relativamente a acidentes graves que envolveram derrames de petróleo, são muito mais frequentes os com origem nos petroleiros que circulam em águas de todo mundo do que, os com origem, em plataformas de pesquisa e/ou produção. Ao longo da costa portuguesa, passam diariamente cerca de 1 000 navios de transporte, entre as quais a de transporte da carga perigosa (e.g. petróleo, gás e produtos químicos), estimando-se em cerca

¹⁰ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/ia_annexes_20122-1292.pdf

de 400 mil os potenciais riscos/ano nas nossas costas, sendo portanto a probabilidade de acidentes durante o transporte marítimo mais elevada, bem como, são estatisticamente mais elevados os potenciais derrames¹¹.

7.2.1.2. PREVENÇÃO E MITIGAÇÃO DE RISCOS - O PAPEL DOS CONCESSIONÁRIOS/ OPERADORES

O elevado grau de exigência aplicado à indústria petrolífera traduz-se numa baixa taxa de acidentes. Esta baixa taxa compara-a favoravelmente com a de outras atividades económicas, mesmo, sem se ter em conta as severas condições em que as atividades petrolíferas são executadas - 24 horas por dia, 7 dias por semana e, frequentemente, em ambientes climatericamente hostis. Esta taxa ocorre devido às boas práticas em termos de avaliação de riscos no âmbito de HSA durante as operações de pesquisa e exploração de petróleo e de acordo com as boas práticas internacionais. São seguidas normas específicas na avaliação e gestão de risco, tal como a ISO 9001:2015, ou de gestão ambiental como as ISO 9001:2015 e ISO 14001:2015.

Desta forma, sumariamente tentam responder a três perguntas:

- O que poderá correr mal?
- O que poderá ser previsto que possa correr mal?
- O que pode ser feito caso algo corra mal?

Os Concessionários/Operadores são, assim, responsáveis por tomar todas as medidas adequadas para a prevenção da ocorrência de acidentes graves associados às operações de petróleo e gás e garantir que essas operações são realizadas com base numa gestão de risco sistemática, de modo a que o risco residual de acidentes graves para as pessoas, para o ambiente e para as instalações seja aceitável. Em caso de acidente grave, os operadores tomam todas as medidas adequadas para limitar as suas consequências para a saúde humana e para o ambiente, incluindo todas as medidas necessárias para que, em caso de dano ambiental, sejam repostas, na medida do possível, as condições de referência ambiental.

No que respeita especificamente à prevenção, mitigação e remediação dos acidentes graves, existe na indústria petrolífera uma firme e adequada política de HSA, que se traduz:

- Numa cultura corporativa, com partilha de valores e normas sobre as quais as decisões são baseadas;
- Num compromisso real, pelos responsáveis máximos, sobre as questões de segurança;
- Na existência de procedimentos de gestão de mudanças, quer a nível corporativo quer a nível de políticas, regras e normas;
- Na análise e gestão de riscos e perigos e no *design* desenvolvido para garantir níveis elevados de segurança;
- No assegurar de corretos sistemas de comunicação e reporte; e,
- No assegurar de efetiva aprendizagem com a experiência adquirida, melhorando ou alterando formas de atuação, visando principalmente a melhoria do desempenho e de capacidades durante uma operação ou operações subsequentes.

A indústria petrolífera, além da adoção das práticas e normas internacionais e europeias, adota também as regras e normas provenientes de Convenções Internacionais, ratificadas pelo Estado português, no que se refere às suas atividades, nomeadamente:

¹¹ Silveira, P.A.M. et al., 2013: Use of AIS Data Characterise Marine Traffic Patterns and Ship Collision Risk off the Coast of Portugal. The Journal of Navigation, 66, 879-898.

- Convenção para a Proteção do Meio Marinho do Atlântico do Nordeste (“OSPAR”);
- Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (“MARPOL 73/78”);
- Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (UNCLOS); e,
- Convenções Internacionais para a Prevenção, Atuação e Cooperação no Combate à Poluição por Hidrocarbonetos e por outras substâncias nocivas (OPRC 90 e OPRC-HNS);

A Convenção OSPAR é um mecanismo legal, através do qual as partes contratantes que constituem a Comissão OSPAR, entre as quais Portugal¹², cooperam para proteger o ambiente marinho do Atlântico Nordeste. Esta Comissão tem trabalhado para identificar as ameaças ao meio marinho, sendo que umas das suas áreas de atuação é a indústria *offshore*, com destaque próprio no seu sítio da Internet, que pode ser acompanhado no que à implementação de boas práticas desta indústria diz respeito (<https://www.ospar.org/work-areas/oic>).

No âmbito da Diretiva 2013/30/EU do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de junho de 2013, foi também instituído pela UE¹³ o Grupo de Autoridades do Petróleo e Gás *Offshore* da UE (“EUOAG”), com o propósito principal de servir de fórum para o intercâmbio de experiências e competências especializadas entre as autoridades competentes dos Estados-Membros e a Comissão Europeia sobre questões relativas à prevenção e resposta a acidentes graves em operações *offshore* de sondagens de petróleo e gás no território da UE. Este grupo deve proceder à preparação de orientações sobre as melhores práticas da indústria, devendo ser acompanhada a informação que vai sendo disponibilizada no sítio da internet.

Refira-se ainda que está em elaboração, em conjunto com os vários países da UE, o documento *Hydrocarbons BREF (Best Available Techniques Guidance Documento on upstream hydrocarbon exploration and production)*, que tem a finalidade de resumir as melhores técnicas disponíveis (“BAT”) durante a pesquisa e produção de hidrocarbonetos, práticas estas já aplicadas no sector petrolífero, podendo o documento servir para ajudar à homogeneização das mesmas.

No que respeita especificamente às atividades petrolíferas em Portugal, as informações, documentos e relatórios técnicos exigidos e apresentados pelas concessionárias, bem como os procedimentos a que estão sujeitas no âmbito da legislação nacional e comunitária, visam, desde logo, precisamente, avaliar, prevenir, responder e neutralizar os riscos potenciais que possam advir da execução das atividades de prospeção e pesquisa, mormente, os de natureza ambiental, de segurança e de saúde das populações.

Na eventualidade de uma descoberta de um campo petrolífero, economicamente viável, é submetido previamente às autoridades nacionais a demarcação preliminar do mesmo e um plano geral de trabalhos para o seu desenvolvimento e produção, de acordo com o Artigo 37º do DL 109/94. Este Plano Geral de Desenvolvimento e Produção será obrigatoriamente sujeito também a um procedimento de Avaliação de Impacte Ambiental (“AIA”), com a emissão de vários pareceres da Autoridade de AIA e do Conselho Consultivo de AIA, incluindo um procedimento de Participação Pública.

Adicionalmente, são exigidas várias autorizações e licenças de outras entidades competentes, em razão da matéria, entre as quais da PSP, da GNR, da DGS, da ANPC, da APA, do ICNF, das Câmaras Municipais e outras entidades competentes, incluindo aquelas com competência no mar, no caso de áreas situadas no *offshore*, entre as quais a DGRM, a DGAM, o IH, o Comando Naval (“CN”), o IPMA, o GAMA, a Unidade de Sobrevoos e Escalas

¹²Portugal ratificou a Convenção OSPAR através do Decreto-Lei nº 59/97 de 31 de outubro.

¹³Decisão da Comissão de 19 de janeiro de 2012, relativa à criação do Grupo de Autoridades do Petróleo e do Gás Offshore da União Europeia (2012/C 18/07).

Navais do MNE e, em que determinadas disposições, exigem, igualmente, um procedimento de Participação Pública.

Ainda e de acordo com o DL 13/2016, de 9 de março, que transpõe a Diretiva 2013/30/EU do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de junho de 2013, relativa à segurança das operações *offshore* de petróleo e gás, os concessionários garantem o cumprimento de boas práticas em termos dos sistemas de gestão ambiental e segurança aplicáveis à instalação, submetem os seus planos internos de resposta a emergências, que posteriormente são devidamente articulados com o plano externo de resposta a emergências – o Plano Mar Limpo.

Este esforço constante de melhoramento das políticas de segurança promovem a adoção de medidas fortes para evitar acidentes. A implementação e criação de políticas de segurança nas várias operações são não só resultado de obrigações externas, mas muitas vezes advém do trabalho conjunto dos vários membros do sector, nomeadamente da Associação Internacional dos Produtores de Petróleo e Gás (“IOGP”) que elabora diretrizes a adotar pelos seus membros.

7.3. O POTENCIAL PETROLÍFERO DAS BACIAS SEDIMENTARES PORTUGUESAS

Durante a abertura do oceano Atlântico Norte, desenvolveram-se na faixa costeira portuguesa bacias sedimentares a partir do Triásico Superior, ou seja, há cerca de 230 milhões de anos, sendo, atualmente, possível agrupar estas bacias em dois grandes grupos:

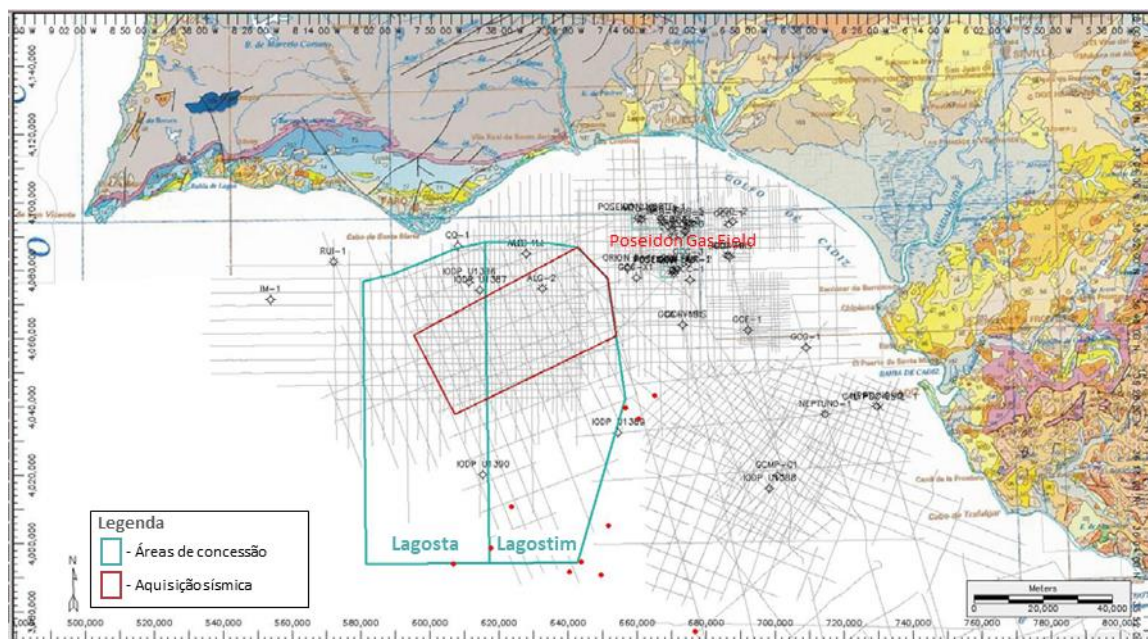
- Bacias interiores - localizadas na região interior da margem continental e estendendo-se frequentemente para *onshore*:
 - Bacia do Porto;
 - Bacia Lusitânica; e,
 - Bacia do Algarve.
- Bacias exteriores - localizadas em águas profundas a Oeste e a Sul das primeiras:
 - Bacia Interior da Galiza;
 - Bacia de Peniche;
 - Bacia do Alentejo;
 - Bacia de Sagres; e,
 - Bacia do Golfo de Cádiz.

Destas bacias, a Bacia do Porto, localizada mais a Norte, prolonga-se para lá da fronteira marítima luso-espanhola e desenvolve-se exclusivamente no *offshore* cobrindo uma área de cerca de 2 150 km² - até à batimétrica dos 200 m - ou 2 800 km² - até à batimétrica dos 1 000 m - em águas portuguesas. Os sedimentos de idade mesozoica depositados nesta bacia podem atingir os 8 km de espessura e encontram-se cobertos por uma cobertura pouco espessa de sedimentos mais recentes do Cenozóico.

A Bacia Lusitânica, localizada a Sul da bacia do Porto, é a maior das bacias interiores portuguesas e estende-se do *onshore* para o *offshore* com uma área de cerca de 22 000 km². A cobertura sedimentar que a preenche, com cerca de 6 km de espessura, tem uma idade semelhante à da bacia do Porto, mas apresenta uma maior espessura dos sedimentos do Período Jurássico comparativamente aos do Período Cretácico.

A Bacia do Algarve, com cerca de 8 500 km², fica localizada no Sul do país e estende-se pelo *onshore* e pelo *offshore*, mais ou menos paralelamente à linha de costa. Esta bacia continua para Este com o nome de bacia de

Figura 5 – Ilustração dos campos de petróleo existentes na Bacia do Golfo de Cádiz e do consequente potencial petrolífero na Bacia do Algarve.



Fonte: Annual final report Repsol / Partex, 2012.

Todos os ingredientes necessários a um favorável sistema petrolífero em que possam existir acumulações comerciais de petróleo ocorrem em Portugal: existem boas rochas-mãe que atingiram a fase de geração, bons reservatórios adequadamente cobertos por rochas selantes e abundância de estruturas que fornecem boas armadilhas. Somente não foi, ainda, possível encontrar todos os ingredientes na combinação certa, apesar dos numerosos estudos e pesquisa desenvolvidos no país.

Com efeito, os dados adquiridos ao longo de 8 décadas de prospeção e pesquisa permitiram identificar vários níveis geológicos potencialmente geradores de petróleo e gás no Jurássico e no Cretácico, tendo-se reconhecido dois principais sistemas petrolíferos nas bacias portuguesas interiores: o Sistema Petrolífero Paleo-Mesozóico e o Sistema Petrolífero Meso-Cenozóico.

Através destes dados, foram revelados vestígios de hidrocarbonetos em 59 sondagens no *onshore* e em 7 sondagens no *offshore* e nos testes de sondagem realizados foi possível recuperar-se hidrocarbonetos em 24 sondagens do *onshore* e em 2 sondagens do *offshore*. No entanto, é importante referir-se que 89% das sondagens realizadas no *onshore* têm mais de 50 anos e que das 27 sondagens realizadas no *offshore* 85% foram realizadas há mais de 30 anos, podendo compreender-se as dificuldades de interpretação de uma região geológica de grande complexidade como é a plataforma continental portuguesa, sem que novas operações de aquisição de dados geológicos e geofísicos sejam realizadas, especialmente ao nível das bacias exteriores, onde nunca foram executadas perfurações de sondagens de pesquisa o que dificulta grandemente concluir da qualidade, idade, espessura e extensão de eventuais rochas geradoras e rochas reservatório.

Contudo, não há razão para duvidar da existência de sistemas petrolíferos também nestas bacias, tendo em atenção a sua evolução paleogeográfica, bem como, as espessas sequências sedimentares do Mesozóico e do Cenozóico, especialmente na Bacia de Peniche e na Bacia do Alentejo, inferidas a partir de campanhas de prospeção sísmica, realizadas entre 2008 e 2015, que igualmente forneceram boas indicações da presença de hidrocarbonetos e permitiram identificar estruturas geológicas de dimensão apreciável, quer de natureza tectónica, quer estratigráfica, promissoras e suficientemente atrativas para a continuidade dos trabalhos de pesquisa petrolífera.

Assim e apesar de alguns trabalhos de prospeção e pesquisa terem sido realizados ao longo de várias décadas nas bacias sedimentares interiores, pode considerar-se que estas ainda se encontram subavaliadas. Mesmo a Bacia Lusitânica, a mais pesquisada das bacias portuguesas, com uma densidade de sondagens de pesquisa da ordem de 2,4 por 1 000 km², é disso um bom exemplo. Estas bacias interiores continuam a estimular a pesquisa com a procura de novos objetivos que permitam obter descobertas comerciais, como é comprovado pelo continuado, embora intermitente, interesse das companhias petrolíferas em investir em Portugal. Quanto às bacias exteriores, nas quais apenas em anos mais recentes foram adquiridos dados, essencialmente indiretos, e onde nunca foi feita qualquer sondagem de pesquisa, continuam a constituir uma oportunidade para investigação, sendo fundamental a prossecução dos trabalhos de pesquisa para aumento do conhecimento do seu potencial petrolífero e dos seus recursos, bem como da infraestrutura geológica do país.

Em conclusão, é certo que existe um potencial petrolífero nas bacias sedimentares portuguesas. Apesar da atividade de pesquisa ainda não ter posto em evidência a existência de qualquer reservatório de petróleo ou gás de exploração económica viável, são inúmeros os indícios de hidrocarbonetos à superfície e em sondagens de pesquisa. Os estudos geoquímicos a nível regional permitiram identificar a existência de mais de um nível de rochas-mãe ou geradoras nas bacias interiores ocidentais, em qualidade e extensão suficiente para justificar a continuidade e interesse considerado atrativo pela indústria em geral, permitindo manter um ritmo aceitável da pesquisa de hidrocarbonetos em Portugal. Quanto às bacias exteriores, nas quais apenas em anos mais recentes foram adquiridos dados, essencialmente indiretos, e onde nunca foi feita qualquer sondagem de pesquisa, continuam a constituir uma oportunidade para investigação, sendo fundamental a prossecução dos trabalhos de pesquisa para aumento do conhecimento do seu potencial petrolífero e dos seus recursos, bem como da infraestrutura geológica do país.

Para finalizar, deverão ser salientados os seguintes aspetos:

- Existe um potencial petrolífero efetivo nas bacias sedimentares portuguesas. Em algumas destas, houve geração de petróleo, cuja presença é evidenciada não só nas ocorrências de superfície, exsudações naturais, como em várias sondagens de pesquisa;
- Embora não tenha sido efetuada, até hoje, uma descoberta com valor comercial, a densidade dos trabalhos de prospeção e pesquisa efetuados é ainda bastante baixa, mesmo a Bacia Lusitânica a mais pesquisada das bacias portuguesas, é disso um bom exemplo;
- No estado atual do conhecimento, considera-se que as estruturas geológicas suscetíveis de terem acumulado petróleo e/ou gás – prospektos já determinados, ainda não foram testadas, consequência de um elevado risco financeiro;
- Ainda existem áreas do território nacional com eventual potencial petrolífero que continuam por investigar, caso do *deep offshore* das bacias exteriores ou do pré-sal da Bacia Lusitânica; e,
- As tecnologias mais modernas no campo da prospeção e pesquisa, e.g. a sísmica 3D e 4D, ou foram incipientes no caso da 3D, ou nunca foram utilizadas em Portugal.

7.4. SOBRE AS ATIVIDADES PETROLÍFERAS DESENVOLVIDAS EM PORTUGAL

Embora na denominação dos contratos de concessão vigentes esteja contemplado todas as fases da atividade da indústria petrolífera – i.e. prospeção e pesquisa, desenvolvimento, e produção – como referido anteriormente, a realidade do nosso país relativamente a este setor é muito incipiente. De facto, todos os contratos assinados com o Estado Português desde 1938, mais de uma centena, nunca transpuseram a primeira fase correspondente à prospeção e pesquisa.

Desta forma, as atividades petrolíferas desenvolvidas no país ainda se centram na fase de prospetar, i.e. procurar áreas com eventual potencial petrolífero para caso se descubram alvos com potencial, os pesquisar do ponto de vista geológico e dimensional, que permitem ao país adquirir dados a custo zero para o erário público, fomentando o conhecimento geológico do subsolo e potenciando o mapeamento dos recursos geológicos nacionais.

Do ponto de vista financeiro, nesta fase, as empresas petrolíferas investem na aquisição de dados e estudos geofísicos e geológicos, sem quaisquer contrapartidas económicas, como tem vindo a ser testemunhado nas várias décadas de atividades petrolíferas em Portugal, sem que tenha sido feita uma qualquer descoberta economicamente viável.

Do que atrás ficou expresso sobre as atividades de prospeção e pesquisa, como em qualquer outra atividade económica e como o nome indicia, estas relacionam-se com o estudo ou prospeção de áreas, inicialmente grandes, para gerarem informação e conhecimento que permita o mapeamento geológico e de subsuperfície dessas áreas para avaliar o seu eventual potencial petrolífero e, caso se descubram alvos com potencial (e.g. estruturas geológicas, sequências e espessuras estratigráficas, entre outros) os pesquisar do ponto de vista geológico e dimensional, através das sondagens de pesquisa.

Desta forma, no final do 5º ano do prazo inicial do contrato de concessão, as concessionárias são obrigadas a restituir ao Estado 50% da área atribuída, sendo que a partir do 3º ano contratual podem requerer o abandono total das áreas concessionadas. Estas disposições são indicadoras do carácter incerto e imprevisível dos resultados obtidos durante as atividades de prospeção, ou seja, se não há qualquer indício ou alvo a estudar com mais pormenor, não há qualquer pressuposto para continuar a atividade, que desta forma nem passará pelas atividades direcionadas para a pesquisa.

Ora, não havendo qualquer dado, informação ou conhecimento das áreas concessionadas ou a concessionar, relativamente ao potencial petrolífero, dificilmente se poderá fazer algum estudo prévio relativo à viabilidade para o exercício de prospeção e pesquisa de petróleo, já que elas próprias, visam isso mesmo, gerar o conhecimento sobre a eventual viabilidade e potencial petrolífero das áreas em estudo.

Durante a atividade de pesquisa – centrada na realização de sondagens de pesquisa – as operações são muito bem planeadas pois envolvem elevadíssimos investimentos e apenas são executadas depois de cuidada interpretação dos dados obtidos na prospeção geofísica e se e quando identificada alguma sequência ou estrutura geológica com eventual potencial.

O termo “potencial”, neste contexto, representa a maior ou menor possibilidade de se encontrar o recurso petróleo, e não representa, de modo algum, a garantia e a certeza de descoberta com viabilidade económica.

Dever-se-á por isso falar de estudos de viabilidade económica, social e ambiental se, e quando, for feita uma descoberta de um campo petrolífero com viabilidade económica para o seu desenvolvimento e produção. E estes estão previstos e salvaguardados no Plano Geral de Desenvolvimento e Produção, como adiante se abordará.

Só quando este requisito se verificar (uma descoberta economicamente viável, leia-se), é possível passar às fases de desenvolvimento e de produção, constantes dos contratos, mas, reitera-se, até hoje, no país nunca se conferiu tal possibilidade atento ao sobredito.

Destaca-se, no entanto, que o país não ficará desprovido e sem proteção legal, pois, na eventualidade de uma descoberta e sempre que uma concessionária estabeleça, no âmbito das atividades das fases de prospeção e pesquisa a existência de um campo petrolífero, economicamente viável, é obrigada a submeter previamente às autoridades nacionais a demarcação preliminar do mesmo e um plano geral de trabalhos para o seu desenvolvimento e produção, de acordo com o Artigo 37º do DL 109/94.

Este Plano Geral de Desenvolvimento e Produção será obrigatoriamente sujeito a um procedimento de AIA, com a emissão de vários pareceres da Autoridade de AIA e do Conselho Consultivo de AIA, incluindo um procedimento de Participação Pública.

Adicionalmente, serão exigidas várias autorizações e licenças de outras entidades competentes, em razão da matéria, entre as quais da PSP, da GNR, da DGS, da ANPC, da APA, do ICNF, das Câmaras Municipais e outras entidades competentes, incluindo aquelas com competência no mar, no caso de áreas situadas no *offshore*, entre as quais a DGRM, a DGAM, o IH, o CN, o IPMA, o GAMA, a Unidade de Sobrevoos e Escalas Navais do MNE e, em que determinadas disposições, exigem, igualmente, um procedimento de Participação Pública.

Ao Estado estão conferidas amplas condições de fiscalização e de rescisão ou resgate no caso de incumprimento da concessionária. Mesmo após a fase de prospeção e pesquisa, o Estado tem total capacidade de decisão relativamente à passagem à fase de produção, através dos dois instrumentos estratégicos de avaliação: Plano Geral de Desenvolvimento e Produção e AIA.

7.4.1. BREVE HISTORIAL DA PROSPEÇÃO E PESQUISA EM PORTUGAL

A existência de petróleo no subsolo nacional é conhecida há mais de um século, pelas ocorrências de substâncias betuminosas em vários locais do país.

Poder-se-á situar 1844 como o ponto de partida histórico das atividades de pesquisa e exploração de petróleo através da concessão relativa à mina de asfalto do “Canto do Azeche”, localizada junto à praia em Nossa Senhora da Vitória, no concelho de Alcobaça. Esta mina esteve ativa até 1861, tendo o asfalto explorado sido utilizado em obras públicas ligadas aos caminhos de ferro e asfaltamento de algumas ruas de Lisboa.

Outras ocorrências de recursos betuminosos foram descobertas e exploradas nos anos subsequentes como, por exemplo, Pedras Negras e Lugar da Granja nos concelhos de Marinha Grande e de Monte Real ou Serra do Cabaço e Vale Escuro no Concelho de Torres Vedras, mas cedo se apercebeu da pouca viabilidade económica e por isso as explorações foram extintas.

Durante os trabalhos de construção do caminho de ferro entre Lisboa e a Figueira da Foz, veio-se a revelar que as características das minas da Serra do Cabaço e de Vale Escuro, para além de substâncias betuminosas, estavam associadas a diversas ocorrências de rochas impregnadas de petróleo à superfície (“seeps”), marcando o interesse na região de Torres Vedras para a prospeção e pesquisa de petróleo. Esta descoberta despertou o interesse que, nos primeiros anos do século XX (1906 a 1916), se materializou com a execução de algumas sondagens de pesquisa de pequena profundidade, cerca de 200 m, que manifestaram indícios de petróleo e de gás, não só na região de Torres Vedras, como na região da Figueira da Foz.

Mas efetivamente, só em 1936 foi aberto um concurso público para atribuição da área cativa, com cerca de 23 650 km², para a pesquisa de hidrocarbonetos em regime de exclusividade. Na sequência deste concurso, inicia-se o longo período de pesquisa sob o alvará de concessão nº 2138, aprovado pelo Decreto 28575, de 7 de abril de 1938. Inicialmente atribuído a dois cidadãos ingleses que, um ano depois, viriam a transmitir os seus direitos e obrigações à empresa Anglo Portuguese Oil Company Ltd., a qual desenvolveu atividade sistemática na área até início de 1941, altura em que é interrompida até ao início de 1946, devido à segunda guerra mundial.

Durante esta primeira fase os trabalhos de pesquisa incidiram na região de Torres Vedras, culminando com a realização das duas primeiras sondagens de pesquisa do país em 1940, TV-1 e TV-2, cujos indícios de petróleo admitiam a possibilidade de uma reserva comercial. Contudo, a inexistência de equipamento adequado não permitiu a execução de testes de produção, ficando por provar científica e tecnicamente esta hipótese.

A segunda fase da atividade de pesquisa é muito mais longa, desenvolvendo-se de 1946 até 1969, ano da extinção da Companhia dos Petróleos de Portugal (“CPP”), até então criada em 1947 para transmissão de todos os direitos e obrigações decorrentes desse alvará. Durante este período, foram executadas as primeiras campanhas de prospeção sísmica realizadas no país nas regiões da Abadia, de Torres Vedras e de Arruda dos Vinhos e, até 1947, foram coligidos cerca de 4000 km de perfis sísmicos cobrindo parcialmente a bacia Lusitânica, e realizadas dezenas de pequenas sondagens de pesquisa, de que se destacam as 9 sondagens em Varatojo e as 2 sondagens em Matações. A CPP veio dar uma nova dinâmica à pesquisa de petróleo no país, tendo as atividades de prospeção e pesquisa sido largamente incrementadas e diversificadas as áreas para investigação, destacando-se os vários milhares de quilómetros lineares de perfis sísmicos adquiridos entre 1954 e 1962 e as cerca de 80 sondagens de pesquisa, entre 1946 e 1969, com uma metragem total de testemunhos de rocha da ordem dos 67 km, dos quais o mais profundo até àquela data, a sondagem Barreiro-1, perfurada em 1956, atingiu a profundidade de 3611 metros. Em muitas destas sondagens foram encontrados bons indícios de petróleo, como são os casos de Verride-1 até uma profundidade de 1494 metros, de Vermoil-1 a uma profundidade de 2309 metros, de S. Pedro de Muel-2 com 1507 metros e o de Montalegre-1 a uma profundidade de 1750 metros, este também com bons indícios de gás para além de petróleo, tendo-se mesmo realizado vários testes de produção, mas nenhuma delas evidenciou quantidades de valor comercial.

O balanço desta fase da atividade petrolífera no país, para além da investigação mais aprofundada do sistema petrolífero descoberto, permitiu começar a configurar geologicamente as principais bacias sedimentares do território nacional, com especial enfoque para a parte emersa da Bacia Lusitânica.

O ano de 1969 constituiu-se como um marco importante na prospeção e pesquisa petrolífera em Portugal, não só por marcar a extinção da CPP e consequentemente da concessão cativa 2138 e, portanto, o fim do monopólio da CPP, mas principalmente pela abertura à livre concorrência de todas as áreas do território nacional com potencial petrolífero, incluindo pela primeira vez a plataforma continental, i.e. a área imersa das bacias sedimentares (*offshore*), regulada por nova lei para o petróleo, introduzida com o Decreto nº 47973, de 30 de setembro de 1967, especificada pelos DL 49360, de 11 de novembro de 1969, DL 625/71, de 31 de dezembro, DL 151/72, de 6 de maio, com base nos quais, como se disse, as áreas potenciais para a pesquisa e exploração de petróleo, tanto em terra (*onshore*) como no mar (*offshore*) foram divididas em blocos retangulares e colocados à concessão por licitação junto da indústria petrolífera.

Deste concurso resultaram a assinatura, durante os anos de 1973 e 1974, de 30 contratos para a prospeção e pesquisa e eventual desenvolvimento e produção de petróleo no *offshore* português. Neste contexto, chegam as primeiras empresas petrolíferas internacionais para desenvolver um grande número de estudos de prospeção geofísica aerotransportada ou através de navios sofisticados, tendo sido coligidos 13730 Km de perfis sísmicos na plataforma continental portuguesa e 30455 de perfis aeromagnéticos, cujos resultados estiveram na base, aliada da nova legislação específica para o petróleo, da intensa atividade petrolífera que se verificaria subsequentemente.

Assim, entre de 1973 e 1990, a atividade petrolífera viria a regular-se ao abrigo de nova legislação específica para o petróleo. Entre 1973 e 1985 foram os anos de ouro da pesquisa de petróleo, particularmente no que respeita à área imersa do território (“*offshore*”).

As primeiras concessões *offshore* foram atribuídas em 1973 à Esso, à Shell e à Sun na Bacia Lusitânica. Em 1974 foram atribuídas novas concessões *offshore* e pela primeira vez nas Bacias do Algarve e do Porto à Challenger e Chevron e à Texaco respetivamente. Durante este período, entraram e saíram várias outras companhias e consórcios, tendo-se desenvolvido trabalhos de pesquisa, que ainda hoje são uma referência, quer para a indústria petrolífera quer para a investigação das geociências no domínio marinho.

Foram adquiridos cerca de 21366 km de perfis de sísmica, gravimetria e magnetometria e executadas 22 sondagens de pesquisa no *offshore* português, 3 na bacia do Porto e 14 na bacia Lusitânica com uma metragem de testemunhos de rochas de cerca de 50 km, e 5 sondagens, as únicas até hoje existentes, na bacia do Algarve, com uma metragem de cerca de 14 Km. Destas sondagens, a 14A-1 até 2862 metros de profundidade e a Moreia-1 até 2144 metros de profundidade na bacia Lusitânica, produziram respetivamente cerca de 290 litros e 525 litros de petróleo em testes, destacam-se ainda na bacia Lusitânica as sondagens Dourada-1c com 3667 metros que também apresentou muito bons indícios de petróleo. Na bacia do Algarve a sondagem Ruivo-1 até uma profundidade de 2249 metros apresentou vestígios de gás natural. Na bacia do Porto a sondagem Lula-1 até uma profundidade de 4040 metros, sendo, assim, a sondagem mais profunda executada em Portugal, apresentou bons indícios de petróleo e gás

Na zona emersa da Bacia Lusitânica (*onshore*) foram no mesmo período atribuídas concessões à Petrogal, à *Sceptre Resources* e à *Union Texas*, tendo sido perfuradas 8 sondagens de pesquisa, com uma metragem de cerca de 18 km, destacando-se a Benfeito-1, executada pela Petrogal na região de Torres Vedras, que atingiu 3343 metros de profundidade e produziu em testes, cerca de 795 litros de petróleo.

Resumindo os resultados gerais das sondagens de pesquisa realizadas no país, verificaram-se bons indícios de petróleo e/ou de gás em 72 das 95 sondagens perfuradas no *onshore* desde 1938 até 1985, das quais, em 17 foi possível recuperar petróleo bruto. Já das 25 sondagens perfuradas no *offshore*, até 1985 detetaram-se indícios de petróleo em 6 e foram recuperadas amostras em 2.

Em 1986, na sequência dos novos dados geofísicos multicliente, adquiridos pela GSI em 1984, e da reavaliação do potencial em hidrocarbonetos elaborada pelo GPEP com base nos dados existentes, da qual resultou a publicação de relatório promocional – “*The Petroleum Potential of Portugal*”, foi aberto o 2º concurso público internacional para licitação de áreas de concessão em toda a área disponível quer no *onshore* quer no *offshore*, acompanhado de uma campanha promocional junto da indústria petrolífera.

O declínio da atividade petrolífera foi evidente entre 1988 e 1994, apesar do aliciamento com novos dados geofísicos e com o relatório “*The Petroleum Potential of Portugal*” divulgados junto das empresas do sector, apenas e esporadicamente o interesse na Bacia do Porto e no *onshore* da Bacia Lusitânica se foi mantendo.

Entretanto, em 1990, entra-se num novo regime de atribuição de licenças de pesquisa, regulado pelo DL n.º 141/90, de 2 de maio, em que são criados três tipos de licenças e posterior contrato de exploração. No novo contexto jurídico-legal, foram atribuídas, entre 1990 e 1994, uma licença de prospeção e pesquisa no *onshore* da Bacia Lusitânica e quatro licenças no *shallow offshore* da Bacia do Porto, às companhias Charles Dodge & Associados, Taurus Petroleum e, ainda, em finais de 1993, mais três licenças à empresa Heritage Exploration no *onshore* da bacia Lusitânica, que em 1994 foram transmitidas para a empresa Mohave Oil & Gas Corp.

Em 1994, resultado do desinteresse e do pouco investimento que se verificava em Portugal, entra-se em novo regime de atribuição de licenças prévias e de concessões, pelo DL 109/94, de 26 de abril, que teve por base no seu estabelecimento, quer a entretanto nova Diretiva Europeia 94/22/CE de 30 de maio, relativa à atividade petrolífera, quer um trabalho de consulta e análise dos regimes de direitos aplicados na Europa e em países em situação similar à de Portugal, e que se mantém até hoje em vigor.

Ainda em 1994, foi assinado com o Estado português o contrato de financiamento pela EU, no âmbito do Programa Joule II, para o desenvolvimento do projeto de investigação MILUPOBAS (*Multidisciplinary Investigations Leading to Advanced Knowledge of the Lusitanian and Porto Basins and their Hydrocarbon Potencial*), em que participarem diversas universidades nacionais e os serviços geológicos e laboratórios de investigação internacionais, conjuntamente com o GPEP como coordenador do projeto. Foram realizados variados

estudos, quer de reinterpretação sísmica, quer de análises de amostras coletadas nas várias sondagens de pesquisa arquivadas e de amostras de campo para geoquímica orgânica e, ainda, estudos sedimentológicos, estratigráficos e de tectónica.

Em 1995, verifica-se que apenas as licenças da Heritage Exploration, que em 1994 tinham sido transmitidas para a empresa Mohave Oil & Gas se mantinham ativas, e que entretanto concessionou novas áreas, ao abrigo da nova lei, nas regiões de Monte Real, Rio Maior, Figueira da Foz, Torres Vedras, Marinha Grande e Aljubarrota.

Durante este período, realizou-se mais um projeto europeu de investigação, financiado pelo DG XII da EU, ao abrigo do Programa comunitário THERMIE, designado de FRACARES (*Modelling Two-Phases Flow in Fractured Carbonate Reservoirs: a Field Scale Demonstration*), que o GPEP integrou, conjuntamente com outras entidades internacionais, e cuja fase de investigação / pesquisa no campo se iniciou em 1998. Tinha como objetivo o estudo da circulação de hidrocarbonetos em reservatórios calcários fraturados e cujos trabalhos incluíram campanhas de aquisição sísmica, estudos de geologia, análise de microfraturação, perfuração de três sondagens de pesquisa (Fracares-1, -2, -3) com registo de diagrfias e testes hidráulicos e de modelação de circulação em fraturas a diversas escalas. Das sondagens realizadas no âmbito deste projeto (FRACARES), a sondagem de testes Fracares-1, além de bons indícios de petróleo (comuns às outras duas sondagens perfuradas para o projeto) mostrou bons indícios de gás natural, tendo produzido continuamente uma pequeníssima quantidade durante cerca de um ano.

Com o notório enfraquecimento da atividade petrolífera nacional, tendo como base o levantamento sísmico da TGS-NOPEC entre 1999 e 2002, que cobriu parte substancial do espaço marítimo profundo (*deep offshore*) de Norte a Sul e Algarve, e nos dados e boas perspetivas obtidas de sondagens de pesquisa existentes, em 2002 o Estado lançou um concurso público internacional de 14 blocos para atribuição de direitos de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo no *deep offshore* nacional. Contudo, apenas o grupo, formado pelas empresas Repsol-YPF e RWE-Dea foi admitido, candidatando-se aos blocos 13 e 14, localizados na Bacia do Algarve, e que lhes foram adjudicados apenas em 2005.

No final de 2006, apenas uma companhia operava em Portugal, a Mohave Oil & Gas, detentora de 2 concessões no *onshore* da Bacia Lusitânica. Na região de Aljubarrota encontrou fortes indícios de gás em duas das sondagens de pesquisa e, na região de Torres Vedras, em várias sondagens houve recuperação de petróleo em fraturas através de testes de produção.

Dada a pouca eficácia do concurso internacional de 2002, inicia-se um intenso trabalho de promoção e divulgação do potencial petrolífero no país junto de empresas e da indústria petrolífera, através da participação em conferências e seminários da área e sobretudo em exposições/exposições internacionais como a APPEX e a PROSPEX.

Em 2007, vislumbra-se o resultado deste trabalho, que após empenhada negociação direta, se veio a traduzir num significativo incremento na atribuição de direitos para o exercício de atividades petrolíferas, com a assinatura de 12 novos contratos de concessão, 5 concessões localizadas no *onshore* e *shallow offshore* da Bacia Lusitânica nas regiões de S. Mamede, S. Pedro de Muel, Torres Vedras, Monte Real e Cabo Mondego, 3 concessões no *deep offshore* da Bacia do Alentejo e 4 concessões no *deep offshore* da Bacia de Peniche. Pela primeira vez, a Bacia de Peniche e do Alentejo, consideradas áreas de fronteira, são alvo de interesse e de investimento para o estudo do seu potencial petrolífero.

Só em 2011, se verificaria a assinatura dos contratos relativos aos 2 blocos adjudicados no concurso internacional de 2002, pelo consórcio Repsol / RWE.

Em 2013, dado o ânimo que se vivia foram atribuídas 5 licenças de avaliação prévia no *deep offshore* da Bacia do Algarve, com duração máxima de 6 meses, às empresas Repsol e Panoceanic. Ainda neste ano, a extinção da

empresa Mohave Oil & Gas resultou na caducidade de todos os 7 contratos de concessão que detinha no *onshore* e *shallow offshore* da Bacia Lusitânica.

Finalmente, em 2015 atribuíram-se as últimas concessões petrolíferas no país, com a celebração de 6 contratos, localizando-se 4 no *onshore* das Bacias Lusitânica e do Algarve pelas empresas Australis Oil & Gas e Portfuel respetivamente e 2 no *deep offshore* da Bacia do Algarve pelo consórcio Repsol / Partex.

Dos trabalhos desenvolvidos no seguimento destas concessões, foram gerados um incremento de dados e informação para o país, consubstanciados em importantes campanhas de aquisições geofísicas, quer gravimétricas, quer aeromagnéticas, quer sísmicas, em campanhas de amostragem de sedimentos dos fundos marinhos e na realização de 27 sondagens de pesquisa no *onshore* da Bacia Lusitânica, sendo 4 muito profundas, originando novas interpretações e melhor avaliação do potencial geológico desta bacia. Realça-se o ano de 2010, com as primeiras campanhas sísmicas 3D alguma vez realizadas em Portugal, cobrindo uma área de 2.096 km² no *deep offshore* da Bacia de Peniche, e de 117 km² na região de Torres Vedras, *onshore* da Bacia Lusitânica, prosseguindo estes trabalhos nos anos seguintes com as aquisições de 1.778 km² de sísmica 3D no *deep offshore* da Bacia do Alentejo, 1.100 km² no *offshore* da Bacia Lusitânica, 400 km² no *shallow offshore* da Bacia Lusitânica, 1.477 km² no *deep offshore* da Bacia do Algarve e mais 3.200 km² no *deep offshore* da Bacia de Peniche. Por último, no seguimento de um levantamento magneto-gravimétrico no *onshore* da Bacia do Algarve e na Bacia de Alentejo, iniciou-se a preparação da operação de sondagem de pesquisa cuja execução estava prevista para 2016.

Em 2017, quer os contratos no *deep offshore* quer no *onshore* da Bacia do Algarve, foram rescindidos pelo Estado. Adicionalmente, os contratos da Bacia de Peniche foram alvo de renúncia por parte das empresas que formavam o consórcio que detinha os direitos e obrigações sobre estas áreas.

Atualmente, das 15 concessões ativas em 2015 apenas se mantêm em vigor 5 dessas concessões.

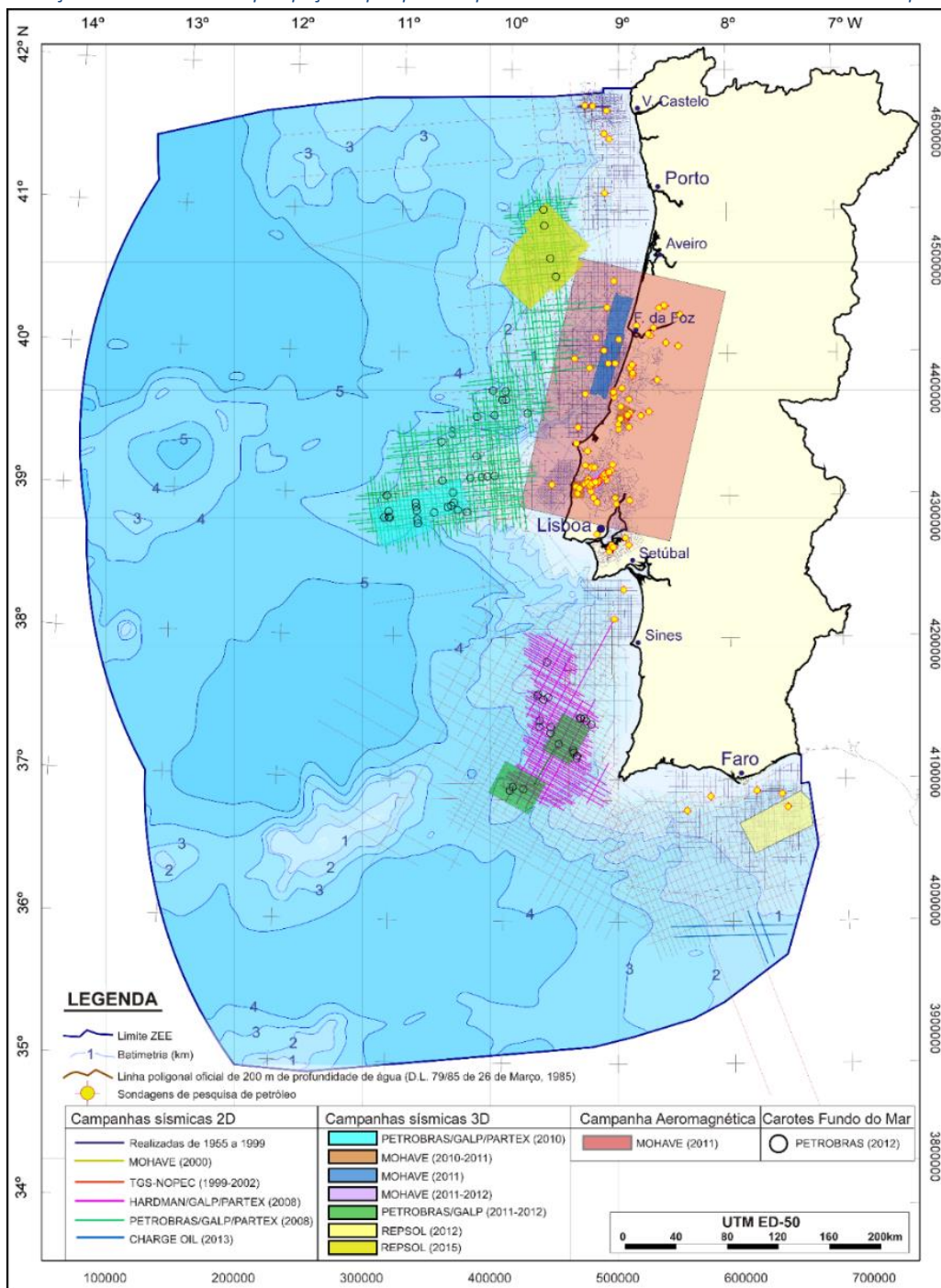
Em conclusão final, apesar de alguns trabalhos de prospeção e pesquisa terem sido realizados ao longo dos anos nas bacias sedimentares portuguesas, pode considerar-se que estas se encontram subavaliadas. Mesmo a Bacia Lusitânica, a mais pesquisada das bacias portuguesas, com uma densidade de sondagens da ordem de 2,4 por 1.000 km², é disso um bom exemplo.

Os resultados das sondagens de pesquisa realizadas no país, num total de 175, foram muitas vezes encorajadores e não existem dúvidas da presença - pelo menos em algumas das bacias - de todos os componentes de um sistema petrolífero (i.e. rochas mãe maduras, reservatórios, selos e armadilhas) necessários a potenciais acumulações económicas de petróleo. Contudo, até hoje, nunca se passou a uma fase de produção/exploração, pois não houve qualquer descoberta com viabilidade económica que permitisse a Portugal equacionar a passagem às seguintes fases de desenvolvimento e produção de petróleo.

Todos os trabalhos e operações petrolíferas foram, portanto, realizadas no âmbito da fase de prospeção e pesquisa, os quais se caracterizam pela sua intermitência, curta duração (1 semana a três meses) e localizadas no espaço (1 km² no caso das sondagens de pesquisa), tendo a última sondagem de pesquisa do *offshore* sido realizada em 1994, portanto há mais de duas décadas.

Todavia, as bacias "tradicionais" - Porto, Lusitânica e Algarve continuam a estimular a pesquisa com a procura de novos objetivos que permitam eventuais descobertas comerciais, como é comprovado pelo continuado interesse de investimento das empresas. Mais recentemente, desde 2007, as Bacias de Peniche e Alentejo situadas em áreas de fronteira, ou seja, bacias mais profundas e exteriores para Oeste e Sul da plataforma continental apresentaram-se como novas oportunidades para as atividades de prospeção e pesquisa.

Figura 5 - Espacialização das atividades de prospeção e pesquisa de petróleo desenvolvidas nas bacias sedimentares portuguesas



Fonte: ENMC.

Acrescenta-se que, todo o investimento para obtenção de dados e informação que permitam um melhor conhecimento das condições geológicas e do potencial petrolífero nacional, tem sido da inteira e única responsabilidade das empresas concessionárias, ou seja sem qualquer custo para o Estado ou erário público.

A título exemplificativo, aos preços atuais, estima-se em cerca de 1 000 milhões de Euros o investimento efetuado pelos concessionários para obtenção/recolha de amostras geológicas de rochas do subsolo, através de sondagens de pesquisa, obrigatoriamente entregues à guarda do Estado no arquivo nacional de amostras geológicas – Litoteca do LNEG.

Os dados/informação técnica adquiridos no âmbito da atividade petrolífera desenvolvida em Portugal, têm sido reutilizados em inúmeros estudos e investigação nacionais e internacionais na área das geociências, por investigadores de laboratórios, por universidades e por companhias e empresas petrolíferas.

7.5. ENQUADRAMENTO LEGAL E REGULAMENTAR

7.5.1. O PAPEL DO ESTADO

Considerando que o petróleo e o gás natural são um recurso não renovável e por isso limitado, bem como atendendo ao facto de se perspetivar que os respetivos níveis de consumo continuem elevados nas próximas décadas, torna-se estrategicamente essencial aos Estados a avaliação da existência de reservas destes recursos nos seus territórios, com o objetivo da mensuração do respetivo potencial de exploração.

No entanto, como referido anteriormente, as atividades de prospeção e pesquisa, implicam investimentos muito elevados e, apesar dos avanços tecnológicos, ainda apresentam taxas de sucesso muito reduzidas. Por esta razão, e dependendo da existência de reservas comprovadas, os Estados aceitam a perda parcial ou total dos eventuais proveitos futuros associados à exploração destes recursos no seu território, incentivando assim os investidores privados a realizar o investimento nas várias fases da cadeia de valor, nomeadamente na que carece de um muito elevado investimento *upfront* (i.e. *upstream* – prospeção, pesquisa e produção dos recursos petrolíferos). Estes investidores privados são normalmente designados de *International Oil Companies* (“IOC”) - e.g. BP - por oposição às *National Oil Companies* (“NOC”) - e.g. Statoil.

Importa referir que, no relacionamento com as IOC é vital que os Estados consigam gerir e defender os seus interesses, muitas vezes opostos aos das IOC. Neste relacionamento, o Estado tem de equilibrar a sua necessidade em cobrar o maior volume de impostos e taxas por oposição à atratividade do investimento (potencial recompensa vs. risco) para as IOC.

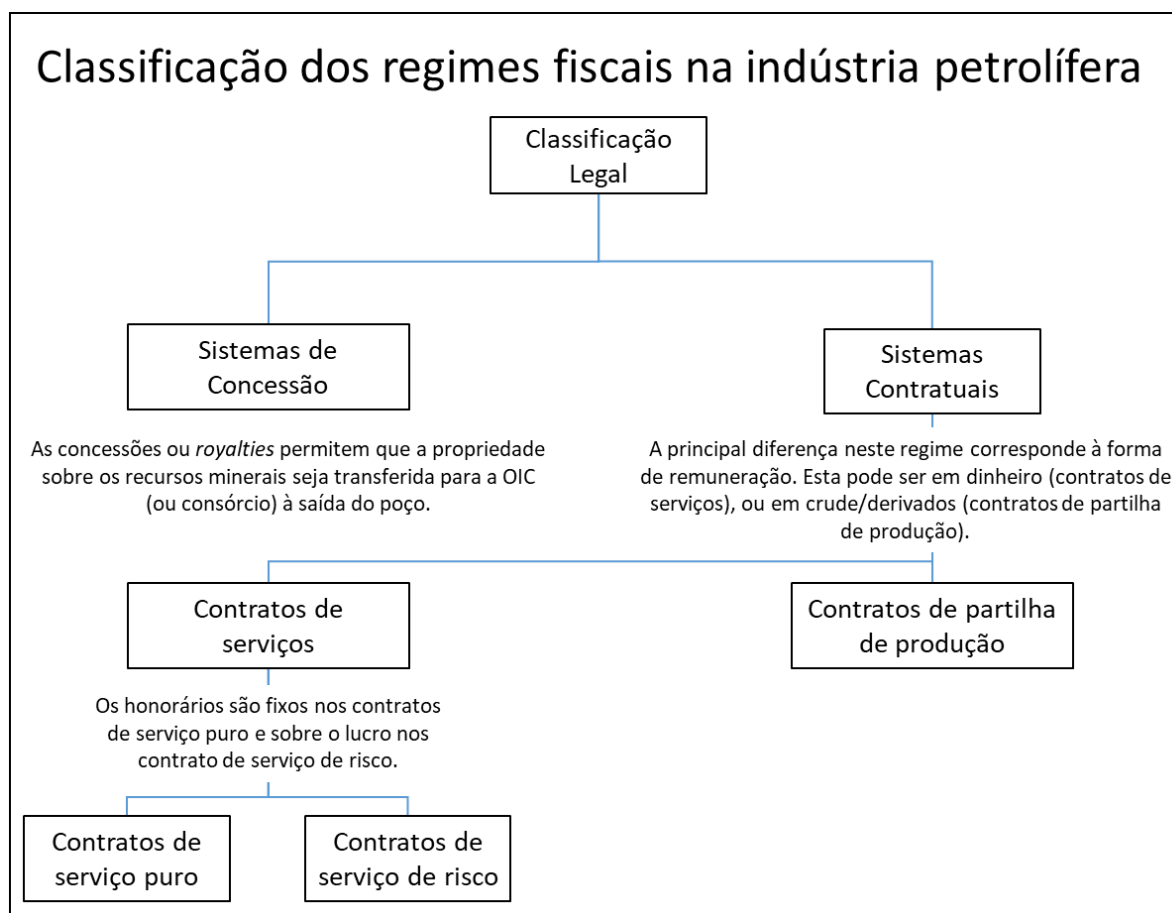
De salientar que, a grande maioria das IOC tem um *portfolio* vasto de oportunidades de investimento em prospeção, pesquisa e produção, escalonando-o e atribuindo uma avaliação a cada uma dessas oportunidades. Esta avaliação depende de vários fatores, nomeadamente da probabilidade de existência de recursos naturais – cuja exploração seja viável economicamente, o custo de oportunidade desse investimento face aos restantes, o *government take* (percentagem ou montante a ser entregue ao Estado, pelas IOC), entre outros. Acresce que, muitos dos investimentos realizados na fase de prospeção e pesquisa não representam, à partida, uma nova descoberta com potencial de custear a pesquisa e a exploração e ainda gerar mais-valias.

De seguida iremos apresentar os principais regimes fiscais, mundialmente associados à pesquisa e exploração de petróleo, realçando também as diferenças ao nível do *government take* consoante a existência, ou não, de reservas comprovadas.

7.5.1.1. REGIMES FISCAIS ASSOCIADOS AO *UPSTREAM* - PROSPEÇÃO, PESQUISA DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Os regimes fiscais associados à pesquisa e exploração de petróleo consistem no conjunto de normas e princípios que, em cada Estado, regulam as atividades petrolíferas. O diagrama abaixo resume os diferentes tipos de regimes fiscais, que se dividem essencialmente em dois grandes grupos: i) sistemas de concessão (ou de *royalties*); e, ii) outros sistemas contratuais.

Figura 6 - Classificação dos sistemas fiscais na indústria petrolífera



Fonte: Adaptação de Johnston, D., "International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis" PennWell Books, 2003 pág 10.

Existem inúmeras variações e especificidades do modelo teórico acima (e.g. *joint ventures* - parceria entre IOCs, ou entre uma NOC e uma IOC; vários tipos de contratos de partilha de produção, etc.).

7.5.1.1.1. SISTEMA DE CONCESSÃO OU DE ROYALTIES

O sistema de concessão consiste num acordo entre o Governo e uma IOC ou associação de IOCs (e.g. em consórcio), para a pesquisa e produção de hidrocarbonetos numa determinada área durante um período de tempo definido. Este sistema, permite a um Estado transferir os direitos que detém sobre as potenciais reservas para uma empresa, a qual suportará os riscos da respetiva prospeção, pesquisa e eventual produção, com a garantia de um certo grau de liberdade. Por contrapartida, a empresa deve proceder ao pagamento de um prémio de assinatura contratual ao Estado, essencialmente em função do risco exploratório e do valor potencial da área, sendo que, também, poderão ser acordadas outras especificidades, como o bónus a pagar pela descoberta dos recursos ou a partir de certos níveis de produção de petróleo e gás.

Para além do referido acima, o Governo deverá também receber *royalties* e/ou pagamentos de impostos específicos mediante a produção de hidrocarbonetos, daí este sistema ser frequentemente designado por “*Royalty/Tax System*”. É também frequente a existência de contratos com *royalties* variáveis, estabelecidos através de uma percentagem da produção, ou indexados aos preços de mercado de forma a encorajar a pesquisa e a produção mesmo em tempos de queda do mercado. Adicionalmente, também é comum os Estados cobrarem uma renda de superfície pela área concessionada, sendo o valor muitas vezes definido em função do potencial da área e da fase de execução do contrato.

De salientar que, a receita que os Estados arrecadam depende também em grande medida das políticas governamentais, risco político e risco geológico do território, sendo que estes fatores podem justificar diferenças significativas entre países com potenciais petrolíferos idênticos (e.g. um país desenvolvido vs. um país em desenvolvimento que tem necessidades mais prementes de desenvolvimento económico e que por isso está disposto em facilitar as condições de investimento).

Este tipo de sistema é usado, por exemplo, em países como: África do Sul, EUA, Noruega, Portugal e Reino Unido.

7.5.1.1.2. OUTROS SISTEMAS CONTRATUAIS

Os sistemas contratuais dividem-se entre contratos de serviços e contratos de partilha de produção (“PSC” do inglês *Production Sharing Contracts*), sendo que estes diferem principalmente na forma da remuneração da IOC: i) em dinheiro (contratos de serviços); ou, ii) em crude (contratos PSC). Neste contexto, a principal diferença entre este modelo e o anterior, consiste no direito sobre os produtos extraídos, sendo que neste caso o Estado retém o direito sobre os mesmos.

De seguinte iremos apresentar as principais características dos dois tipos de contratos:

- **Contratos de Serviços** – Relativamente aos contratos de serviços, existem essencialmente dois tipos: i) serviço puro; e, ii) serviço de risco. A diferença entre estes contratos depende se a compensação paga à empresa é baseada nos lucros ou não.

Os contratos de serviço puro (sem risco) são bastante raros, na medida em que a empresa contratada realiza apenas o trabalho de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção, mediante o recebimento de uma taxa fixa. Este tipo de contratos é característico do Médio Oriente, onde o Estado possui elevada capacidade financeira, necessitando apenas do fornecimento do *know-how* especializado e/ou a tecnologia específica.

Os contratos de serviço de risco são um tipo de acordo, onde a empresa contratada realiza os serviços de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção para o Estado durante um período específico de tempo, mediante o pagamento de uma taxa baseada nos proveitos realizados. Esta taxa é, geralmente, sujeita a pagamento de impostos. Este tipo de sistema é usado, por exemplo, em países como: Filipinas e República do Congo.

Existem também alguns contratos híbridos onde a remuneração ao operador é realizada através do pagamento de uma taxa fixa e de uma componente variável.

- **Contratos de partilha de produção** – Nos contratos de partilha de produção, tal como no sistema de concessão, os direitos de pesquisa e produção de hidrocarbonetos são atribuídos a uma IOC ou consórcio, dentro de uma determinada área e prazo estipulados no contrato. Caso a exploração seja bem-sucedida, a empresa terá a oportunidade de recuperar os custos incorridos e ainda obter lucros. Neste caso, a produção é dividida entre ambas as partes conforme definido no contrato PSC. Contudo, importa salientar que, no caso do projeto realizado ser improdutivo, a empresa assume os custos incorridos que não poderão ser

recuperados, ou seja, a compensação para a empresa só acontece mediante o sucesso das operações realizadas.

Neste sentido, o principal objetivo deste tipo de contratos será de um Estado atrair uma IOC, com *know-how* no mercado, que arrisque o seu capital para desenvolver as suas reservas, quanto este não o consegue fazer através de outras formas ou de forma autónoma. Este tipo de contratos tiveram origem na Indonésia em meados dos anos 60 e foram durante largos anos o sistema fiscal de eleição para vários países do Mundo (e.g. China, Indonésia e Malásia).

7.5.1.2. COMPARAÇÃO ENTRE OS TIPOS DE SISTEMAS FISCAIS MAIS UTILIZADOS

A tabela abaixo apresenta as principais diferenças entre os tipos de sistemas fiscais mais utilizados.

Tabela 7 – Comparação dos sistemas fiscais

Comparação dos sistemas fiscais			
	Concessão ou de <i>Royalties</i>	Partilha de Produção	Contratos de Serviços de Risco
Tipos de projeto	Todos os tipos: prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção	Todos os tipos: prospecção, pesquisa, desenvolvimento e produção	Todos os tipos mas geralmente sem produção
Proprietário das instalações	IOC	NOC ou Estado	NOC ou Estado
Transferência das instalações	Sem transferência	Após comissionamento	Após comissionamento
Repatriamento do equipamento da empresa contratada	Sim	Sim	Sim
Propriedade dos hidrocarbonetos pela IOC	Produção bruta deduzida da parte referente a <i>royalties</i>	Quando acordado, percentagem da produção bruta acrescida da quantidade equivalente aos custos incorridos	N/A
% da propriedade dos hidrocarbonetos pela IOC	Aproximadamente 90%	Entre 50% a 60%	N/A
Transferência da propriedade dos hidrocarbonetos	À saída do poço	Ponto de entrega, distribuição ou ponto de exportação	N/A
Participação do Estado	Sim (pouco comum)	Sim (comum)	Sim (muito comum)
Limite da dedução dos custos incorridos	Não	Sim (geralmente)	Sim (por vezes)
Controlo do Estado	Tipicamente Baixo	Alto	Alto
Controlo da IOC	Alto	Médio a baixo	Baixo

Fonte: Adaptação de Johnston, David; Johnston, Daniel; Rogers, Tony, "International Petroleum Taxation" IPAA, 2008 pág 4.

7.5.1.3. REGIME FISCAL PORTUGUÊS

Conforme referido anteriormente, de uma forma geral é necessário que o Estado crie as condições necessárias para que a pesquisa e exploração de petróleo no seu território seja atrativa para os investidores, especialmente face a outras opções de investimento. Não existindo ainda reservas comprovadas de petróleo com viabilidade económica de extração em Portugal e capacidade de investimento público, torna-se essencial a criação de um sistema adequado que incentive os privados a investir na prospecção e pesquisa de petróleo e gás natural em Portugal.

Nesta base, o Estado Português tem apostado em contratos de concessão, permitindo a prospeção e pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, cobrando aos privados taxas, rendas de superfície e outras contrapartidas. Desta forma, permite aos privados os adequados níveis de liberdade e potencial lucro no caso de ser realizada uma descoberta economicamente viável. Relativamente ao regime fiscal e de taxas associadas à pesquisa e produção de petróleo, existe o seguinte enquadramento regulamentar:

- Regime geral previsto no Código do IRC (DL 109/94 art.º 49º);
- Imposto sobre produção de petróleo (DL 109/94 art.º 51º) – Sobre os valores de produção anual de petróleo líquido de cada campo petrolífero é aplicável uma taxa progressiva, calculada em função dos seguintes escalões:
 - a) Campos de petróleo localizados na área emersa do território nacional e nas águas interiores:
 - As produções anuais até 300 000t ficam isentas;
 - À parte da produção anual situada entre as 300 000t e as 500 000t aplica-se uma taxa de 6%; e,
 - Para as produções anuais superiores a 500 000t aplica-se uma taxa de 9% sobre o valor da parte da produção excedente.
 - b) Campos de petróleo localizados na área imersa do território e na plataforma continental até à batimétrica dos 200 m:
 - As produções anuais até 500 000t ficam isentas; e,
 - Para as produções anuais superiores a 500 000t aplica-se uma taxa única de 10% sobre a parte da produção excedente àquele valor.
 - c) Os campos de petróleo localizados na plataforma continental para além da batimétrica dos 200m, ficam isentos, qualquer que seja o valor da produção.

Os valores de produção do petróleo líquido referem-se a petróleo desidratado, contendo menos de 1% de água e de sedimentos, medidos à boca do poço. O valor da produção tributável é calculado em função dos preços médios praticados no mercado livre para petróleo de qualidade comparável.

De notar que, apesar da produção de gás natural e do condensado a ele associado estar, de acordo com o DL 109/94, isenta de pagamento deste imposto, os contratos atualmente em execução preveem o pagamento de *royalties* também sobre a produção desta fonte energética, bem como, do mesmo modo, preveem também o pagamento de “*royalties*” sobre a produção de petróleo e gás na zona imersa profunda, não previstas na lei.

- Rendas de Superfície (DL 109/94 art.º 52º e Despacho Conjunto A-87/94-XII de 17 de janeiro)¹⁴ – A concessionária fica sujeita ao pagamento anual de uma renda de superfície entre 12,47€ e 249,40€, fixada no contrato de concessão de acordo com o valor potencial da área e fase de execução do contrato.
- Taxas (DL 109/94 art.º 54º e Despacho 82/94, de 24 de agosto)¹⁵:
 - a) Taxa de emissão de licença de avaliação prévia – entre 2.493,99€ e 7.481,97€ (fixado na respetiva licença considerando a dimensão da área atribuída e a quantidade de informação disponível);
 - b) Taxa de celebração de contrato – entre 9.975,96€ e 49.879,79€; e,

¹⁴ Valores em Escudos convertidos para Euros à taxa €1 = PTE200,482.

¹⁵ Valores em Escudos convertidos para Euros à taxa €1 = PTE200,482.

c) Taxa de transmissão da posição contratual – entre 4.987,98€ e 49.879,79€.

As taxas nas alíneas b) e c) acima deverão ser fixadas no respetivo contrato, ponderando a dimensão e o valor potencial da área atribuída.

Em termos de prazos, o período inicial ou de pesquisa do contrato de concessão, tem uma duração normal de oito anos. Este período pode ser prorrogado por um ano para permitir a finalização dos planos de trabalhos e por mais um se tal for necessário para avaliação de uma potencial descoberta comercial.

Durante este prazo inicial da concessão, no final dos primeiros 5 anos e desde que não seja exercido o direito de renúncia da concessionária, são restituídos 50% do total da área inicialmente concessionada.

Da mesma forma, no final do 8º ano do prazo inicial da concessão, e no caso de se requerer a prorrogação por mais um ano, são novamente restituídos, pelo menos, 50% da área contratual em vigor.

O plano de trabalhos para o período de pesquisa é proposto no âmbito de concurso ou negociado, existindo obrigações mínimas de trabalhos constituídas por uma sondagem de pesquisa por ano e por bloco, a partir do quarto ano (inclusive). Para áreas imersas profundas (*deep offshore*) o número de sondagens a efetuar poderá ser inferior.

No caso de ser anunciada pelo concessionário uma descoberta comercial durante o período inicial, a área do campo petrolífero entra no período de produção que tem uma duração de 25 anos extensíveis, quando se justifique, até um máximo de 40 anos. A pesquisa pode continuar na restante área da concessão até expirar o período inicial de oito anos e as suas eventuais extensões.

Os prazos iniciais para produção e demarcação de blocos petrolíferos podem, em concessões no *deep offshore*, exceder os limites fixados acima.

7.5.1.4. CONTRATOS EM EXECUÇÃO EM PORTUGAL

Em Portugal estão neste momento em execução os seguintes conjuntos de contratos¹⁶:

- **Onshore – Bacia Lusitânica: Áreas "Batalha" e "Pombal"** – A Australis Oil & Gas Ltd. requereu a atribuição de três concessões, mediante negociação direta. Os contratos de concessão das áreas denominadas "Batalha" e "Pombal" foram assinados em setembro de 2015;
- **Deep Offshore – Bacia do Alentejo: Áreas "Gamba", "Lavagante" e "Santola"** – Os contratos de concessão foram assinados em fevereiro de 2007 com o consórcio *Hardman / Galp / Partex*. Contudo, atualmente, por Adendas aos contratos, estas concessões são detidas pelo consórcio ENI / Galp; e,
- **Deep Offshore – Bacia de Peniche: Área "Camarão"** – O contrato de concessão foi assinado em maio de 2007 com o consórcio *Petrobrás / Galp / Partex*. Aguarda autorização da transmissão da posição contratual total para a Galp.

A caracterização dos dois primeiros contratos, nomeadamente quanto às taxas, rendas e outras contrapartidas para o Estado estão resumidas na tabela seguinte.

¹⁶ <http://www.enmc.pt/pt-PT/atividades/pesquisa-e-exploracao-de-recursos-petroliferos/licencas-e-concessoes/contratos-em-execucao/>

Tabela 8 – Contratos de concessão em vigor em Portugal

Contratos de concessão em vigor em Portugal		
Localização	Onshore	Deep Offshore
Data do contrato	30 de setembro de 2015	01 de fevereiro de 2007 ¹⁷
Áreas de concessão	Batalha e Pombal	Gamba, Lavagante e Santola
Número de contratos	2	3
Taxa de celebração por cada contrato	20 000€	45 000€
Rendas de superfície (valores anuais)	• Primeiros 3 anos: 15€/km²; • Restantes anos do período inicial: 30€/km²; • Primeiro ano de prorrogação: 40€/km²; • Segundo ano de prorrogação: 60€/km²; e, • Durante a produção: 100€/km².	• Primeiros 3 anos: 15€/km²; • Durante o 4º e até ao 8º ano (inclusive): 30€/km²; • Durante o 9º ano: 60€/km²; • Durante o 10º e o 11º ano: 80€/km²; • Durante o 12º ano: 100€/km²; • Durante o 1º e 2º ano de prorrogação: 120€/km²; e, • Durante a produção: 240€/km².
Contrapartidas para o Estado por cada área concessionada	Através do financiamento ao Supervisor: • 1º ano: 32 000€; • 2º e 3º ano: 38 500€/ano; e, • Restantes anos (antes da produção): 15 000€/ano.	Através do financiamento ao Supervisor: • Para os primeiros 5 anos iniciais: 50 000€/ano; e, • Para os restantes anos: 75 000€/ano.
Contrapartidas para o Estado no caso de produção de gás natural (após a concessionária recuperar os custos de pesquisa e desenvolvimento e descontar os custos operacionais de produção)	Através do pagamento de forma continuada ao Estado: • 3% dos primeiros 5 milhões de barris de óleo equivalente produzidos e efetivamente comercializados; • 6% dos 5 milhões de barris seguintes de óleo equivalente produzidos e efetivamente comercializados; e, • 8% dos restantes barris de óleo equivalente produzidos e comercializados.	Através do pagamento de forma Continuada ao Estado (após a concessionária recuperar os custos de pesquisa e desenvolvimento e descontar os custos operacionais de produção): • 5% dos primeiros 5 milhões de barris de óleo equivalente produzidos; • 7% do valor da produção e comercialização de óleo equivalente compreendida entre 5 e 10 milhões de barris; e, • 9% dos restantes barris de óleo equivalente produzidos e comercializados.
Contrapartidas para o Estado no caso de produção de petróleo líquido	São convencionadas as taxas definidas no artigo 51º do DL 109/94 , para campos de petróleo localizados na área emersa do território nacional e nas águas interiores: • 0% (i.e. isento) para produções anuais até 300 000 t; • 6% para a produção anual situada entre 300 000 t e 500 000 t; e, • 9% para a produção anual acima de 500 000 t.	

Fonte: ENMC.

O financiamento através de contrapartidas tem como objetivos:

- Programas de transferência de tecnologia, atualização/formação e ações de promoção;
- Aquisição e/ou renovação de equipamento técnico especializado; e,
- Preservação de dados técnicos, digitais e outros.

¹⁷ Atualizado com base nas Adendas de 22/04/2010, 11/09/2014 e 18/12/2014.

Além do acima descrito, as entidades que exerçam estas atividades estão sujeitas também à generalidade dos impostos do sistema fiscal vigente em Portugal (e.g. IRC).

Importa referir que estes contratos não circunscrevem a utilização do petróleo eventualmente extraído pela entidade privada, pelo que a Concessionária pode dispor livremente do petróleo por si produzido salvo situações especiais (e.g. guerra ou emergência), de acordo com o disposto no art.º 78º do Dec. Lei n.º 190/94. Isto significa que, no limite, a entidade privada poderá transportar e comercializar o petróleo extraído no mercado estrangeiro, não sendo obrigada a direcionar parte da sua produção para o mercado interno, o que poderá contribuir para a não resolução da atual dependência do Estado Português, limitando assim o potencial benefício social e económico. Recomenda-se, pois, que este ponto seja alvo de estudo em futuros contratos de concessões ou na renegociação dos existentes (e.g. com a criação de uma obrigação parcial de processamento do petróleo bruto e do gás natural em Portugal – algo já aplicado por alguns Estados).

7.5.1.5. COMPARAÇÃO COM PAÍSES COM VOLUME DE PRODUÇÃO REDUZIDO

Não é objetivo do presente estudo a apresentação e comparação exaustiva do regime fiscal de cada um dos países que fomentam a exploração de petróleo e gás natural. No entanto, considerou-se importante apresentar alguns exemplos que permitam a avaliação da estratégia nacional atual em termos de *government take* e dessa forma aferir acerca da eventual necessidade de melhoria (tendo por base um estudo específico) se se concluir que se deve apostar ativamente na prospeção, pesquisa e exploração petrolífera em Portugal.

A tabela seguinte apresenta a comparação do atual regime nacional vs. o de Espanha e de Marrocos, que são países produtores embora com um volume reduzido e que ficam próximos de Portugal.

Importa salientar que a comparação apresentada abaixo, apenas considera alguns dos principais fatores a considerar, sendo que existem outros impostos que importa incluir numa avaliação mais profunda, tais como a retenção na fonte, impostos relacionados à mão de obra e outras contrapartidas oferecidas ao Estado.

Tabela 9 – Comparação de regimes fiscais de pesquisa, prospeção e exploração – Portugal vs. Espanha e Marrocos

Comparação de regimes fiscais de pesquisa, prospeção e exploração – Portugal vs. Espanha e Marrocos			
Tópico	País		
	Portugal	Espanha	Marrocos ¹⁸
IRC	21% com algumas especificidades para a exploração de petróleo	30%	Entre 10% e 30%
IVA	23%	21%	20%
Taxa de celebração de contrato	Entre 9.975,96 € - 49.879,79 €	N/D	N/D
Rendas de superfície	Entre 12,47 €/km ² e 249,40 €/km ²	Para licenças de pesquisa: entre 7€/km ² e 15€/km ² . Para concessões de exploração: entre 19 €/km ² e 170€/km ² .	90,23€/km ²
Royalties de exploração			
Gás natural	De acordo com a legislação atual, a produção de gás natural encontra-se isenta de <i>royalties</i> de exploração, no entanto os contratos em execução preveem: • 3-5% dos primeiros 5 milhões de barris de óleo equivalente produzidos e efetivamente comercializados; • 6-7% dos 5 milhões de barris seguintes de óleo equivalente produzidos e efetivamente comercializados; e, • 8-9% dos restantes barris de óleo equivalente produzidos e comercializados.	Onshore: • Até 32 850 000m³: 1%-3%; • Até 164 250 000m³: 3%-4%; e, • Mais de 164 250 000m³: 4%-5%. Offshore: • Até 32 850 000m³: 1%; • Até 164 250 000m³: 3%; e, • Mais de 164 250 000m³: 4%.	Até 200m de profundidade – <i>onshore</i> e <i>offshore</i> : • Até 300 000.000 m³: isento; e, • 5% para os primeiros 300 000 000 m³. Offshore a mais de 200 m de profundidade: • Até 500 000 000 m³: isento; e, • 3,5% para os primeiros 500 000 000 m³.
Petróleo	Onshore: • Até 300 000 t: isento; • Até 500 000 t: 6%; e, • Superior a 500 000 t: 9%. Offshore até 200m: • Até 500 000t: isento; e, • Superior a 500 000 t: 10%. Deep Offshore: De acordo com a legislação atual, a produção de petróleo na zona imersa profunda encontra-se isenta de <i>royalties</i> de exploração, no entanto os contratos em execução preveem: • 5% dos primeiros 5 milhões de barris de óleo equivalente produzidos e efetivamente comercializados; • 7% dos 5 milhões de barris seguintes de óleo equivalente	Onshore: ¹⁹ • Até 365 000 barris (aprox. 50 000 t): 2%; • Até 3 650 000 barris (aprox. 500 000 t) 6%; e, • Mais de 3 650 000 barris (aprox. 500 000 t): 8%. Offshore: • Até 365 000 barris (aprox. 50 000 t): 1%; • Até 3 650 000 barris (aprox. 500 000 t): 5%; e, • Mais de 3 650 000 barris (aprox. 500 000 t): 7%.	Até 200m de profundidade – <i>onshore</i> e <i>offshore</i> : • Até 300 000t: isento; e, • 10% a partir das 300 000 t. Offshore a mais de 200 m de profundidade: • Até às 500 000 t: isento; e, • 7% a partir das 500 000 t.

¹⁸ Valores em Dirhams de Marrocos convertidos para Euros à taxa de €1 = MAD 11,082, conforme taxa do Banco de Portugal no dia 01/08/2018.

¹⁹ Valores convertidos em toneladas à taxa de 1ton = 7,33 barris, de acordo com a OPEC (<https://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/current/FileZ/cfpage.htm>).

	produzidos e efetivamente comercializados; e, • 9% dos restantes barris de óleo equivalente produzidos e comercializados.		
--	---	--	--

Fonte: ENMC, Lei n.º 34/1998, de 7 de Outubro de Espanha, e Lei n.º 21/90, do Ministério da Energia e Minas de Marrocos.

Conforme se pode verificar, numa primeira fase de exploração e pesquisa, a renda de superfície mínima para Portugal equivale a cerca de 12,5€/m². Não obstante, e como se verifica na tabela 8 acima, para os contratos atualmente em vigor (para os primeiros três anos) o valor aplicado é de 15€/km², o que corresponde ao valor mais elevado praticado por Espanha para a mesma fase. Contudo, quando comparados com Marrocos, estes valores são bastante inferiores.

Adicionalmente, no que diz respeito à fase de exploração, a renda de superfície praticada no contrato de 2007 corresponde quase ao valor mais elevado permitido por lei, i.e. 240€/km². Para o outro contrato, de 2015, este valor é de 100€/km², valor abaixo do máximo referido na Lei Espanhola (i.e. 19 a 170€/km²) e ligeiramente superior ao que se encontra na legislação de Marrocos (i.e. 90,23€/km²).

Relativamente aos *royalties* de exploração, é possível verificar que no caso de Espanha é cobrado um valor mais elevado numa fase inicial da produção, i.e. a partir do equivalente a 50 000t, sendo que em Portugal apenas são aplicados a partir das 300 000t. Este facto poderá estar relacionado com o facto de em Espanha já existir produção de petróleo, enquanto que em Portugal o foco ainda se encontra mais numa fase de prospeção e pesquisa. Não obstante, as taxas mais elevadas praticadas com o aumento de produção tem uma ligeira diferença entre ambos os países (superior em Portugal). De notar que, Portugal apresenta uma estrutura de *royalties* ligeiramente inferior a Marrocos.

Neste sentido, pode-se concluir que, não existindo produção de petróleo atualmente em Portugal, o objetivo legislativo deveria ser o de atrair investidores numa fase de prospeção e pesquisa. No entanto, as condições que se encontram a ser aplicadas não são, à partida, melhores do que as de países produtores como Espanha e Marrocos.

Não obstante o anteriormente disposto, e como é facilmente observável, tem existido interesse na prospeção e pesquisa em Portugal com o atual nível de *government take*. Contudo, este interesse não se tem consubstanciado numa atividade muito dinâmica dos Concessionários (que, para além do efeito temporal normal dos processos de licenciamento, também têm demorado mais tempo para a realização das respetivas atividades), estando naturalmente sujeito à prioridade que os Concessionários atribuem nos investimentos nas concessões dos respetivos portfólios. Acresce que, o próprio Estado não tem contribuído para a dinamização desta atividade como têm feito outros estados da UE por exemplo.

Em suma, como referido anteriormente e face às conclusões das análises efetuadas, se se concluir que se deve apostar ativamente na pesquisa, prospeção e produção petrolífera em Portugal, é recomendável que o Estado proceda a uma revisão do seu regime de *government take* com o intuito de avaliar em detalhe se, face ao “mercado” global de oportunidades e ao facto de que ainda não foi feita uma descoberta economicamente viável em Portugal, o nosso modelo é suficientemente atrativo para um nível de investimento privado que se pretende elevado e dinâmico – e.g. dado que Espanha e Marrocos já são produtores, não faz sentido que Portugal tenha, à partida, um *government take* superior. De salientar no entanto que, nos melhores interesses nacionais, no caso de algum dia se vier a identificar e explorar reservas economicamente viáveis, deverá ser imediatamente avaliada a possibilidade de rever o *government take* para um nível superior em contratos subsequentes.

Compreendido este paradigma, e considerando que a maioria das condições de exploração destes recursos no território Português foram definidas há mais de 24 anos (i.e. em 1994), é também conveniente ao Estado Português a realização de um estudo aprofundado das condições atuais de mercado, incluindo um *benchmark* com as condições apresentadas por outros países de forma a garantir a competitividade e a atratividade da exploração de eventuais reservas em território Português por parte de empresas privadas (i.e. concessionárias), com as diversas vantagens já expostas noutros capítulos deste documento, revendo nesse contexto o enquadramento regulamentar em vigor. Nesta análise é também importante realizar a devida reflexão sobre a intervenção do Estado, especialmente na dinamização do setor desde o primeiro contrato de concessão em 1938, definindo assim o seu melhor posicionamento doravante.

7.5.2. ENQUADRAMENTO LEGAL E REGULAMENTAR PARA O EXERCÍCIO DAS ATIVIDADES DE PROSPECÇÃO, PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO

7.5.2.1. LEGISLAÇÃO PETROLÍFERA NACIONAL

O diploma nacional que regulamenta o acesso e exercício das atividades de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo é o DL 109/94, em conformidade com a Diretiva Europeia 94/22/CE, de 30 de maio.

As atividades de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo (líquido e/ou gás) só podem ser exercidas mediante concessão, na sequência de concurso público ou de negociação direta. Os estudos de avaliação prévia são titulados por licença, com uma duração máxima de 6 meses (Licença de Avaliação Prévia).

A atribuição de direitos para o exercício das atividades de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo é da competência do Governo, através do ministro responsável pela área da energia de acordo com o artigo 5º deste DL.

Entretanto, a primeira alteração ao DL 109/94, regulada pela Lei n.º 82/2017, de 18 de agosto, veio alterar o artigo 5º determinando a obrigatoriedade de consulta prévia aos municípios, nas respetivas áreas de jurisdição territorial, ou da respetiva linha costeira quando as atividades se centram na zona económica exclusiva da Plataforma Continental *Offshore*, nos procedimentos administrativos relativos à prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos.

Esta alteração teve como principal objetivo a pronúncia dos municípios sobre eventuais condicionantes às atividades de campo de prospeção e pesquisa de hidrocarbonetos, dotando o concessionário de toda a informação disponível sobre a área requerida para o desenvolvimento dos seus projetos de campo.

Ainda e nos termos dos n.ºs 1 e 2, do Artigo 2º, do DL 109/94, relativos às áreas destinadas ao exercício das atividades de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, tornou-se público, através do Aviso n.º 167, de 21 de julho de 1994, da IIIª Série do Diário da República, os lotes destinados ao exercício destas atividades nas áreas disponíveis da superfície emersa do território nacional, das águas interiores, do mar territorial e da plataforma continental e constantes de mapa anexo.

Em 2002, foi publicado um aviso suplementar, Aviso n.º 60, de 12 de março de 2002, da IIIª Série do Diário da República, tornando pública a adição de novos lotes disponíveis numa base permanente, passando a cobrir toda a plataforma continental até ao limite exterior das 200 milhas marítimas da Zona Económica Exclusiva e constantes de novo mapa anexo, e que substitui o publicado no anterior aviso.

Por último em 2015, num novo aviso, Aviso n.º 8103/2015, de 24 de julho, da IIª Série do Diário da República, os lotes destinados ao exercício das atividades de pesquisa, prospeção, desenvolvimento e produção de petróleo, identificados no mapa anexo do Aviso n.º 60, de 12 de março de 2002, deixam de estar disponíveis numa base

permanente para atribuição de concessões. Consequentemente, todos os lotes destinados ao exercício das atividades de pesquisa, prospeção, desenvolvimento e produção de petróleo passaram a integrar a área I do mapa anexo do Aviso n.º 167, de 21 de julho de 1994.

Por Despacho Conjunto A-87/94-XII, de 17 de janeiro, foram fixados os valores máximos e mínimos de rendas de superfície anuais a aplicar às áreas concessionadas.

Por Despacho 82/94, de 24 de agosto, foram fixados os valores máximos e mínimos das taxas de emissão de licença de avaliação prévia, de celebração de contrato e de transmissão da posição contratual.

Por Portaria 790/94, de 5 de setembro, foram estabelecidas as bases dos contratos de concessão de direitos de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo a que se refere o artigo 18º, 20º e 83º do DL 109/94.

Por Despacho 8125/2015, de 24 de julho, foi publicado em Diário da República o preçário aplicável à venda de informação/dados técnicos resultantes da atividade de pesquisa e exploração de petróleo.

O prazo inicial de 8 anos corresponde às atividades relativas à fase de prospeção e pesquisa, nos termos do artigo 22º do DL 109/94, podendo ser prorrogado, por duas vezes, por períodos de um ano (1º e 2º ano de prorrogação).

Se, em qualquer altura da vigência do prazo inicial ou suas eventuais prorrogações, for aprovado um Plano Geral de Desenvolvimento e Produção, para a totalidade ou parte da área concessionada, o prazo da concessão será acrescido de mais 25 anos (prazo das fases de desenvolvimento e de produção), contados a partir da aprovação do referido plano.

O prazo de produção, aplicável apenas em relação à área abrangida pelo plano geral de desenvolvimento e produção, poderá ser prorrogado, por uma ou mais vezes, até ao limite de 15 anos.

Nos contratos de concessão cuja área se situe na zona imersa profunda (*deep offshore*), o prazo inicial e o prazo de produção podem exceder os limites acima mencionados, de acordo com o artigo 84º do DL 109/94.

Ainda, de acordo com a legislação petrolífera e pelos contratos:

“No exercício da atividade concessionada, a concessionária deverá adotar, nos termos do artigo 71º do DL 109/94, as providências adequadas a minimizar o impacte ambiental, assegurando a proteção do ecossistema envolvente e salvaguarda do património cultural, em cumprimento das normas jurídicas vigentes a este respeito”

De acordo com o n.º 2 do referido artigo 71º, a concessionária deverá apresentar, quando aplicáveis, *“planos especificando as medidas de prevenção a adotar contra a poluição das águas superficiais e contaminação de aquíferos, assim como o tratamento de efluentes das sondagens”*.

De acordo com o n.º 2 do artigo 70º do mesmo DL, a concessionária deverá apresentar, quando aplicáveis, planos *“de proteção contra eventuais erupções não controladas de hidrocarbonetos e erupções gasosas; de formação do pessoal para a sua proteção contra as referidas erupções e emanações e de evacuação das populações vizinhas”*.

Ainda, pelo contrato:

“A concessionária é responsável pela culpa ou pelo risco, nos termos da lei geral, por quaisquer prejuízos causados ao Estado ou a terceiros que resultem da sua atividade”.

“A concessionária assume total responsabilidade por perdas e danos e pelos demais riscos associados à atividade concessionada, não existindo qualquer responsabilidade do Estado ou direito de regresso contra este em virtude de factos ocorridos ou relacionados com o exercício dessa mesma atividade.”

“A concessionária fica obrigada a constituir e manter atualizados contratos de seguro, com qualquer empresa seguradora internacional de reputação reconhecida, contra os riscos inerentes à sua atividade.”

Na candidatura a atribuição de direitos para o exercício das atividades de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, são exigidos requisitos rígidos e específicos, constantes no artigo 11º do DL 109/94, designadamente a prova de idoneidade técnica, económica e financeira e demonstração de experiência de operações petrolíferas.

Caso as candidaturas envolvam áreas no *deep offshore*, cujo exercício das atividades pressupõe maior experiência e tecnologia, são exigidas condições adicionais às empresas candidatas em termos de experiência, capacidade técnica e económico-financeira.

7.5.2.2. LEGISLAÇÃO NACIONAL COMPLEMENTAR

Em complemento da legislação petrolífera, verifica-se uma proliferação de legislação específica direta ou indiretamente relacionada, a qual, pese embora dispersa e fragmentada, há a necessidade de dar cumprimento, a saber:

- a) Com relevo para as questões de segurança na utilização privativa do espaço marítimo nacional, prevista na Lei n.º 17/2014, de 10 de abril, e no DL n.º 38/2015, de 12 de março foi definido o “regime jurídico aplicável quer ao ordenamento do espaço marítimo nacional, ao seu acompanhamento permanente e respetiva avaliação técnica, quer à utilização desse espaço”.

O direito de utilização privativa do espaço marítimo nacional é atribuído através de um título de utilização (“TUPEM”) por concessão, licença ou autorização, que obriga o seu titular a uma utilização efetiva e determina o dever de assegurar, a todo o tempo, a adoção das medidas necessárias para a obtenção e manutenção do bom estado ambiental marinho e das zonas costeiras.

O TUPEM, cuja atribuição é da competência da Direção Geral dos Recursos Naturais, Segurança e Transportes Marítimos (“DGRM”), implica um processo que obriga à entrega de documentação específica, à consulta de outras Entidades e à Consulta Pública, o que garante uma ampla participação e ponderação de todos os interesses em presença.

- b) Com relevo para as questões de segurança das operações de sondagens *offshore* de petróleo e gás (e complementarmente, com as devidas adaptações, para sondagens *onshore*), foi recentemente publicado o DL n.º 13/2016, de 9 de março, que transpõe para a ordem jurídica interna a Diretiva 2013/30/EU do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de junho de 2013, relativa à segurança das operações *offshore* de petróleo e gás, sendo as Autoridades Competentes nesta matéria a ENMC e a DGRM.

Inclui a consulta/articulação com outras entidades públicas como o GAMA, IPMA, APA e Autoridade Marítima Nacional, bem como fase de Participação Pública no caso de áreas de concessão atribuídas após 18 de julho de 2013 e caso a operação de sondagem não tenha sido precedida de uma AIA nos termos do respetivo regime jurídico.

- c) Diretamente relacionado com diploma anterior, no que respeita à articulação dos planos interno e externo de resposta a emergências, a Resolução do Conselho de Ministros nº 25/93, de 15 de abril, estabeleceu, em anexo, um dispositivo de resposta a situações de derrame de hidrocarbonetos e outras substâncias perigosas ou a situações de ameaça iminente dos mesmos na área imersa nacional, definindo as responsabilidades das entidades intervenientes e fixando as competências das autoridades encarregues da execução das tarefas que aquela resposta comporta – “Plano Mar Limpo”.

- d) Adicionalmente é necessário instruir o processo para solicitar autorização ao MNE à entrada de navios/plataformas estrangeiros em águas portuguesas, ao abrigo dos revogados DL n.º 2/81, de 7 de janeiro, e 58/85, de 1 de março e enquanto não for estabelecido um novo regime legal.

Estes processos são conduzidos pelo MNE (Unidade de Sobrevoos e Escalas Navais), que os dirige ao Ministério Defesa Nacional afim de recolher o parecer final da Autoridade Marítima Nacional, coordenado pela DGAM e ouvidos outros órgãos da Marinha, o CN, o IH e a Esquadilha de Submarinos.

- e) Com relevo para as questões ambientais, refere-se especificamente a aplicação do DL 152-B/2017, de 11 de dezembro, alteração ao DL 151-B/2013, de 31 de outubro, alterado pelos DL n.º 47/2014, de 24 de março, e n.º 179/2015, de 27 de agosto, e pela recente Lei n.º 37/2017, de 2 de junho.

Todos os projetos de sondagem a realizar em áreas protegidas ou sensíveis são obrigatoriamente sujeitos a um procedimento de AIA, assim como todas as sondagens para extração subterrânea de hidrocarbonetos.

Caso sejam requeridos quaisquer projetos de sondagens com uso de métodos não convencionais, como a fracturação hidráulica, são também obrigatoriamente sujeitos a AIA.

Atualmente, os projetos de sondagens de pesquisa, por métodos convencionais, serão avaliados caso a caso quanto à sujeição a um procedimento de AIA pela APA Autoridade Nacional de Avaliação de Impacte Ambiental.

- f) Conforme previsto nos contratos de concessão relativamente à responsabilidade ambiental dos concessionários, aplica-se o DL n.º 147/2008, de 29 de julho, que define o regime jurídico relativo à responsabilidade ambiental aplicável à prevenção e reparação de danos ambientais.
- g) Ainda e numa eventual fase de produção, aquando da construção e instalação de infraestruturas fixas e permanentes, aplicar-se-á o DL n.º 75/2015, de 11 de maio, que veio aprovar o Regime de Licenciamento Único de Ambiente (“LUA”).
- h) Quanto à conservação da natureza salienta-se a aplicação do regime jurídico da conservação da natureza e biodiversidade, bem como do DL n.º 140/99, de 24 de abril, na sua atual redação, que transpõe para a ordem jurídica interna a Diretiva Aves e a Diretiva Habitats, e que regula a Rede Natura 2000.
- i) No domínio da segurança e saúde dos trabalhadores, releva-se a Lei n.º 102/2009, de 10 de setembro, que regulamenta o regime jurídico da promoção da segurança e saúde no trabalho e o DL n.º 324/95, de 29 de novembro, relativo às prescrições mínimas de saúde e segurança a aplicar nas indústrias extrativas por perfuração, a céu aberto ou subterrâneas.

Para além da legislação mencionada, naturalmente, deverá atender-se outra legislação geral aplicável, da qual se menciona:

- DL n.º 235/2000, de 26 de setembro, definindo o regime das contraordenações no âmbito da poluição do meio marinho nos espaços marítimos sob jurisdição nacional;
- Lei n.º 50/2006, de 29 de agosto, que aprova a lei-quadro das contraordenações ambientais, alterada pela Lei n.º 114/2015, de 28 de agosto;
- DL n.º 108/2010, de 13 de outubro, que transpõe para a ordem jurídica interna a Diretiva Quadro Estratégia Marinha, definindo o regime jurídico das medidas necessárias para garantir o bom estado ambiental do meio marinho até 2020;

- DL 150/2015, de 5 de agosto, definindo o regime de prevenção de acidentes graves que envolvem substâncias perigosas e de limitação das suas consequências para a saúde humana e para o ambiente;
- DL n.º 263/2009 de 28 de setembro, que institui o Sistema Nacional de Controlo de Tráfego marítimo (“SNCTM”), enquanto quadro geral de intervenção dos órgãos e serviços públicos responsáveis pelo controlo do tráfego marítimo em zonas marítimas sob a soberania ou jurisdição nacional; e,
- Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, alterada e republicada pelo DL n.º 130/2012, de 22 de junho, que estabelece o enquadramento para a gestão das águas superficiais, designadamente as águas interiores, de transição e costeiras, e das águas subterrâneas, transpondo para a ordem jurídica interna a Grupo de Autoridades do Petróleo e Gás *Offshore* da União Europeia (“EUOAG”).

7.5.2.3. CONVENÇÕES INTERNACIONAIS

As seguintes Convenções Internacionais são aplicáveis às atividades de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo *offshore* em Portugal, sendo a DGRM e a DGAM as autoridades nacionais nesta matéria:

- Convenção para a Proteção do Meio Marinho do Atlântico do Nordeste (“OSPAR”);
- Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar; e,
- Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (“MARPOL 73/78”).

7.5.2.4. DIREITO EUROPEU

No quadro do Direito Europeu refira-se:

- Diretiva 94/22/CE, de 30 de maio, relativa às condições de concessão e de utilização das autorizações de prospeção, pesquisa e produção de hidrocarbonetos;
- Diretiva 2013/30/UE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 12 de junho de 2013, relativa à segurança das operações *offshore* de petróleo e gás, transposta para a ordem jurídica nacional através do DL n.º 13/2016, de 9 de março;
- Regulamento de Execução (UE) no 1112/2014 da Comissão, de 13 de outubro de 2014 que estabelece o formato comum para a partilha das informações pelos operadores e proprietários de instalações *offshore* e o formato comum para a publicação das informações relativas aos indicadores de risco grave pelos Estados-membros; e,
- Decisão de Execução UE 2015/2177 da Comissão, de 20 de novembro de 2015 (isenta a prospeção de petróleo e de gás em Portugal da aplicação da Diretiva 2004/17/CE).

7.5.2.5. MELHORES PRÁTICAS INTERNACIONAIS

São apresentados *links* a documentos específicos de boas práticas e a sítios de instituições especializadas e reconhecidas internacionalmente para estabelecimento de boas práticas internacionais em termos de HSA, seguidas pelos concessionários:

- http://jncc.defra.gov.uk/marine/seismic_survey
- http://www.nmfs.noaa.gov/ocs/mafac/meetings/2010_06/docs/mms_2007_ntl.pdf
- <http://www.iogp.org/portals/0/standards/standardsposter.pdf>

- <http://www.iadc.org/iadc-hse-case-guidelines/>
- http://www.hse.gov.uk/offshore/notices/on_27.htm
- <http://www.ogp.org.uk/pubs/426.pdf>
- <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:17776:ed-1:v1:en>
- www.energy.ihs.com
- www.ccop.or.th/ppm/document/INWS3/INWS3Doc10_aalandslid.pdf
- www.aapg.org
- www.seg.org
- www.api.org
- www.iadc.org/others.htm
- www.hse.gov.uk

São também seguidos pela Indústria petrolífera outras regras e manuais, nomeadamente:

- *International Finance Corporation Guidelines (IFC);*
- *International Association of Oil & Gas producers Guidelines (OGP or E&P Forum);*
- *A Guide to Social Impact Assessment in the Oil and Gas Industry (IPIECA, 2004);*
- *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (www.ipieca.org);*
- *Health, Safety & Environment Case Guidelines for Mobile Offshore Drilling Units (IADC, 2010): International Association of Drilling Contractors (www.iadc.org); e,*
- *Environmental Guidelines for Exploration Operations in Near-shore and Sensitive Areas (UKOOA, 1995); United Kingdom Offshore Operators Association (www.oilandgasuk.co.uk).*

7.5.3. ÁREAS DISPONÍVEIS DO TERRITÓRIO NACIONAL DESTINADAS AO EXERCÍCIO DAS ATIVIDADES DE PROSPECÇÃO, PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO E ESTUDOS DE AVALIAÇÃO PRÉVIA

As áreas destinadas ao exercício das atividades de prospeção, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo, nos termos dos n.ºs 1 e 2 do Artigo 2º, do DL 109/94, foram publicitadas através do Aviso n.º 167, de 21 de julho de 1994, da IIIª Série do Diário da República, sendo indicados quais os lotes destinados ao exercício destas atividades nas áreas disponíveis da superfície emersa do território nacional, das águas interiores, do mar territorial e da plataforma continental e constantes de mapa anexo.

Em 2002, foi publicado o Aviso n.º 60, de 12 de março de 2002, da IIIª Série do Diário da República, aviso suplementar com a adição de novos lotes disponíveis numa base permanente, passando a cobrir toda a plataforma continental até ao limite exterior das 200 milhas marítimas da Zona Económica Exclusiva e constantes de novo mapa anexo, e que substitui o publicado no anterior aviso.

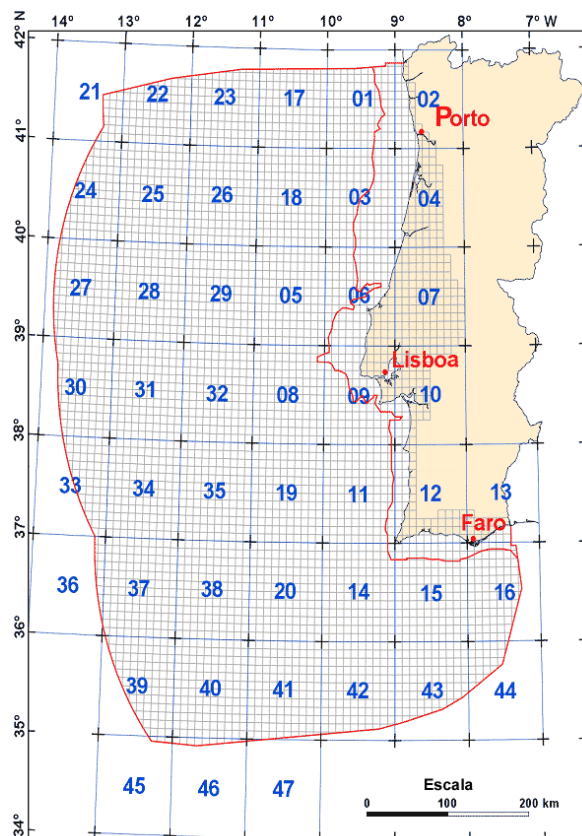
Em 2015, num novo aviso, Aviso n.º 8103/2015, de 24 de julho, da IIª Série do Diário da República, os lotes destinados ao exercício das atividades de pesquisa, prospeção, desenvolvimento e produção de petróleo, identificados no mapa anexo do Aviso n.º 60, de 12 de março de 2002, deixaram de estar disponíveis numa base

permanente para atribuição de concessões. Consequentemente, todos os lotes destinados ao exercício das atividades de pesquisa, prospeção, desenvolvimento e produção de petróleo passaram a integrar a área I do mapa anexo do Aviso n.º 167, de 21 de julho de 1994.

Assim, para efeitos de atribuição de direitos – licenças de avaliação prévia ou concessões, as bacias sedimentares Meso-Cenozóicas *onshore* e *offshore* estão divididas em quadrantes de 1º de latitude por 1º de longitude que, por sua vez estão subdivididos em lotes. O lote de 5' de latitude por 6' de longitude (exceto quando intercetados pela linha da costa, poligonal dos 200 m de profundidade ou linha limite da Zona Económica Exclusiva) é a unidade básica da área de concessão/licença de avaliação prévia e tem uma área média de cerca de 80 km². Um ou mais lotes contíguos com um lado comum, na área de concessão, constitui assim o designado Bloco de Concessão.

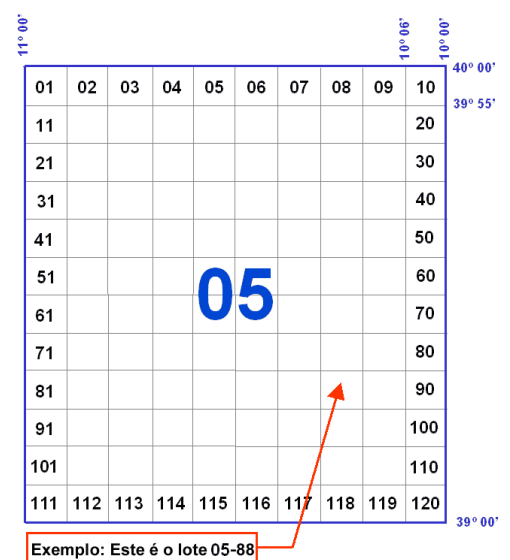
A área de concessão pode ser constituída por um ou mais blocos sendo que no seu conjunto não poderá exceder 16 lotes, na zona emersa ou zona imersa pouco profunda. Este limite de 16 lotes por área de concessão pode ser excedido nas concessões a atribuir na zona imersa profunda (batimetria superior aos 200 m), de acordo com o Artigo 84º do DL 109/94.

Figura 10 – Quadrantes



Fonte: ENMC.

Figura 11 - Subdivisão dos Quadrantes em lotes



Fonte: ENMC.

8. CONCLUSÃO – VISÃO ESTRATÉGICA / RECOMENDAÇÕES

Temos vindo a assistir a uma substituição gradual do consumo de petróleo e gás natural na UE e em Portugal por outras fontes de energia, como por exemplo as energias renováveis. Não obstante, a representatividade do petróleo e do gás natural no consumo de energia primária permanece bastante elevada, quando comparada com as restantes fontes de energia, sendo que em 2016 o petróleo e o gás natural correspondem a mais de metade do consumo total de energia primária (tendo o gás natural até aumentado a sua representatividade). Para além de fonte energética, o petróleo constitui a matéria-prima de numerosos e relevante setores industriais, em particular na petroquímica, onde alguns derivados e subprodutos do petróleo são utilizados na produção de milhares de produtos de consumo diário. Face às suas inúmeras utilizações e contributo para diversos setores da economia, **é expectável que o consumo de petróleo e gás natural se mantenha bastante relevante nas próximas décadas.**

A redução do consumo, bem como a eficiência energética e a consequente redução da emissão de gases com efeito de estufa, está fortemente dependente da consciência e vontade dos cidadãos, ou seja, dos consumidores e da política e estratégia adotada mundialmente, cujos hábitos, alguma desinformação e indiferença, privilégios das sociedades atuais, induzem a um enorme consumo e desperdício energético e de bens materiais.

O petróleo e gás natural consumido em Portugal é importado na sua totalidade, traduzindo-se numa total dependência energética e implicando um custo elevado para o país no que respeita a estas fontes de energia. Neste contexto, Portugal encontra-se claramente exposto às oscilações dos preços destes combustíveis no mercado internacional, sendo que uma subida significativa do preço afetará negativamente o saldo da balança comercial nacional, tendo um impacto direto na capacidade de financiamento da economia. Por conseguinte, **é importante a implementação de medidas que permitam a redução da dependência energética em Portugal.**

Em linha com o acima exposto, também a UE possui uma elevada dependência energética e, como tal, tem vindo a reforçar a sua estratégia de segurança energética de modo a permitir uma redução da dependência externa, através de uma produção sustentável de petróleo e gás natural.

Por seu lado, Portugal adotou uma estratégia mais direcionada para a redução dos impactos ambientais relacionados com o consumo destas fontes de energia, através da implementação de medidas que permitem a redução das emissões de GEE, de modo a diminuir os impactos ambientais intrinsecamente relacionados com o consumo destas fontes de energia.

Uma vez que as emissões de GEE são maioritariamente devidas ao consumo de petróleo e gás natural e tendo em consideração que o petróleo e o gás natural irão manter a sua relevância em termos de fontes energéticas nas próximas décadas, **é fundamental o investimento em fontes energéticas alternativas, controlo de emissões nos processos industriais e alteração do “mix” de fontes energéticas.**

Saliente-se, contudo, que as emissões de GEE que estão relacionadas com o consumo de petróleo e gás natural, são globais, independentemente de a produção ser efetuada em Portugal ou noutro país. Neste sentido, e dado que o consumo de petróleo e gás natural irá permanecer relativamente estável nas próximas décadas, **recomenda-se a aposta numa estratégia sustentada de pesquisa e produção de petróleo e/ou gás natural em Portugal**, que possua as orientações, diretrizes e mecanismos necessários a um sistema petrolífero favorável e que contribua para melhorar o saldo da balança comercial energética de petróleo e derivados.

De acordo com os estudos sobre as margens conjugadas, as bacias sedimentares portuguesas apresentam semelhanças geológicas com outras bacias do Atlântico, nomeadamente do Canadá onde se verifica a geração e

campos de produção de petróleo e gás. Adicionalmente, a Bacia do Algarve constitui a continuidade geológica da Bacia de Cádiz, onde se produz gás natural há mais de 2 décadas.

No entanto, importa registar que a atividade de prospeção e pesquisa efetuada em Portugal foi relativamente limitada, tanto no número de sondagens de pesquisa perfuradas, como no número de formações e estruturas geológicas avaliadas e que não permitiram identificar, ainda, reservatórios de petróleo ou gás economicamente viáveis. Tendo sido as atividades bastante reduzidas, a conclusão a reter é a de a geologia e as estruturas geológicas nas bacias portuguesas continuam por investigar e o respetivo potencial petrolífero encontra-se subavaliado, principalmente nas bacias de fronteira (em águas profundas), pelo que a continuidade de aquisição de dados e de mais trabalhos de investigação sobre a plataforma continental portuguesa é um fator relevante para o desenvolvimento de novas áreas para o sector energético.

Não obstante, em caso de sucesso e de uma descoberta com viabilidade económica, será dado um contributo significativo para a redução da dependência energética com o exterior, um dos objetivos expressos na Estratégia de Política Energética de Portugal 2020.

Atendendo ao ativo político-económico que é dispor de produção própria, os países com condições geológicas favoráveis à ocorrência de petróleo, mas sem historial de produção, baseiam a sua estratégia na atração de empresas da especialidade para efetuarem a prospeção e pesquisa petrolífera, até porque as características específicas da esfera em que se desenrola a atividade petrolífera (e.g. altos custos finais, custos diários que podem atingir centenas de milhares de dólares, baixa probabilidade de sucesso, longo período de *pay-out* em caso de descoberta) são um fator determinante para a própria estratégia da indústria petrolífera, cujos vetores essenciais são, entre outros, a previsibilidade, a competitividade e a fiabilidade. Assim, face à necessidade de pesquisa de petróleo e gás natural, o objetivo legislativo é o de atrair investimentos para esta fase. No entanto, as condições que se encontram a ser aplicadas nos contratos atualmente em execução no país, quando comparadas com as de Espanha, que atrai mais investidores, não se mostram favoráveis. Neste sentido, dado o elevado risco inerente a estas atividades, **o *framework* dos modelos de concessão deverá ser reestruturado de modo a tornar-se mais atrativo para os investidores e, paralelamente, permitindo uma maior celeridade e idoneidade de decisões nos concursos públicos ou em negociações diretas que elevem a credibilidade do país.**

Esta estratégia não se restringe a Portugal, sendo uma política seguida na maior parte dos países, designadamente os países europeus, que mantêm as atividades de prospeção e pesquisa com várias descobertas, como a verificada há cerca de dois anos, no *offshore* da República de Irlanda, que passou pela primeira vez a integrar os países europeus produtores de petróleo e gás. Países como a Noruega, Reino Unido, Itália, Espanha ou Dinamarca, promovem há algumas décadas a exploração das suas reservas e o seu aproveitamento de modo sustentado, salvaguardando os interesses económicos, sociais e ambientais, coexistindo pacificamente com outras atividades económicas muito importantes como o turismo, a pesca ou a agricultura e, salvaguardando, a sua vulnerabilidade e exposição às políticas dos países exportadores e às grandes flutuações dos preços do petróleo.

De facto, constata-se que a sociedade atual é constantemente confrontada entre a escolha dos benefícios do petróleo e/ou gás e a renúncia desses benefícios para proteger a integridade, principalmente, ambiental a longo prazo. **Um equilíbrio entre os dois**, como o verificado nos países acima aludidos, com o desenvolvimento de sinergias entre ambos os interesses, com maiores investimentos em pesquisa e no desenvolvimento de tecnologias mais eficientes, mas também mais seguras, **poderá ser o caminho a seguir pelo país**, dando sinais inequívocos a nível europeu e internacional e apontando claramente aos diversos *players* económicos os setores que pretende desenvolver e consequentemente os investimentos futuros em que apostar.

A indústria petrolífera, por seu lado, intensificou esforços no desenvolvimento de operações mais seguras, particularmente no controlo de acidentes e na redução das emissões de gases de estufa e, à semelhança de todos os outros setores de atividade, **terá de se adaptar às circunstâncias e regras do mercado e à procura mundial**, significando, isto, que não havendo procura, este sector industrial diminuirá e acabará por se extinguir e/ou reconverter, sendo esta uma realidade já visível e efetiva através dos avultados investimentos e investigação em fontes energéticas renováveis por partes das grandes petrolíferas mundiais.

Os contratos de concessão que estão em vigor em Portugal não têm qualquer limitação sobre a utilização do petróleo eventualmente extraído pelas Concessionárias, podendo dispor livremente do petróleo potencialmente por si produzido. No cenário de potencial produção, existe o risco da Concessionária não direcionar parte da sua produção para o mercado interno e, conseqüentemente, não contribuir para a resolução da atual dependência energética de Portugal. **Recomenda-se, portanto, que este ponto seja alvo de estudo em futuros contratos de concessões ou na renegociação dos existentes** (e.g. com a criação de uma obrigação parcial de processamento do petróleo bruto e do gás natural em Portugal – algo já aplicado por alguns Estados).

Infelizmente, não será possível, no curto e médio prazo, prescindir e abandonar as energias fósseis (carvão, petróleo e gás natural). A procura constante e crescente de energia a baixo custo, aliada às atuais reservas mundiais de hidrocarbonetos, fazem com que este continue a ser, nas próximas décadas, uma das principais fontes não-renováveis da matriz energética. Neste contexto, **é premente repensar toda a estratégia do País ao nível do petróleo e gás natural, quer através de ações de consciencialização e informação devidamente fundamentadas e estruturadas técnico-cientificamente, quer através de um plano nacional exequível, ponderado e economicamente sustentável ao nível da prospeção, pesquisa e quem sabe exploração destas fontes de energia e de matéria-prima da indústria petroquímica e associadas.**

ANEXOS

ANEXO I – FONTES DE INFORMAÇÃO

No âmbito do presente estudo, foram utilizadas as seguintes principais fontes de informação:

- Estudos e dados estatísticos:
 - AIE:
 - Estatísticas de evolução do consumo mundial de energia entre 1990 e 2015;
 - “*World Energy Outlook 2015*”;
 - “*World Energy Outlook 2016 – Factsheet*”; e,
 - “*World Energy Outlook 2017*”²⁰.
 - BP: “*Energy Outlook 2018*”.
 - DGEG:
 - Estatísticas de evolução do consumo de energia em Portugal entre 2007 e 2016; e,
 - Saldo importador nacional de petróleo bruto e derivados e de gás natural entre 2007 e 2017.
 - Comissão Europeia:
 - “*Proposal for a regulation of the european parliament and of the council on safety of offshore oil and gas prospection, exploration and production activities*”;
 - “*Risk Management and Best Available Techniques for hydrocarbons exploration and production*”.
 - Eurostat:
 - Estatísticas de evolução do consumo de energia da UE entre 2007 e 2016; e,
 - Estatísticas de produção de petróleo e gás natural na UE, entre 2007 e 2016.
 - USEIA: “*International Energy Outlook 2017*”.
 - Magoon, L. B., & W. G. Dow, 1994 - “The Petroleum System: from Source to Trap”, AAPG Memoir 60, 655p.
 - 2016 - Secondary Energy Infobook, NEED – National Energy Education Development.
 - Silveira, P.A.M. et al., 2013: “Use of AIS Data Characterise Marine Traffic Patterns and Ship Collision Risk off the Coast of Portugal”. The Journal of Navigation, 66, 879-898.
 - Suslick, Saul B. et al., 2009 – “*Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production*”.
 - DGAM – “Poluição do Mar – Plano Contingência Nacional”, Brochura interna.
 - GPEP - Prospeção e pesquisa de petróleo em Portugal – área imersa, 1973/79, relatório interno.
 - “O Petróleo em Portugal – mito ou realidade?”, Revista Competir, junho de 1995.

²⁰ Apenas a informação pública disponível sobre o mesmo. Não se teve acesso ao estudo detalhado.

- Núcleo para a Pesquisa e Exploração do Petróleo do Instituto Geológico e Mineiro. A formação dos jazigos de petróleo e a sua pesquisa – o caso português.
- GPEP - Relatório Promocional “*The Petroleum Potential of Portugal*” de 1984.
- <https://www.ektinteractive.com/business-processes-risk-management/> [data de consulta: 03/08/2018].
- http://www.ifp-school.com/upload/docs/application/pdf/2015-02/5_exploration_well.pdf [data de consulta: 03/08/2018].
- <https://www.ogj.com/index.html> [data de consulta: 03/08/2018].
- <https://www.ospar.org/work-areas/oic> [data de consulta: 03/08/2018].
- <https://www.roseassoc.com/oil-and-gas-exploration-risk-analysis/> [data de consulta: 03/08/2018].

Legislação nacional e da UE.