

ano 3
número 17
ISSN 2595-8232

Título | O petróleo vai acabar? Controvérsias sobre pico de produção e transição energética

Autor | José Sergio Gabrielli de Azevedo¹

Palavras-chave | Setor de óleo e gás, Pico de produção e Transição energética

Maio de 2020

¹ Professor aposentado da Universidade Federal da Bahia, pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e ex-presidente da Petrobras.



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2020.

ISSN 2595-8232

1. Introdução

Quase duzentos países (195) assinaram o Acordo de Paris, em 2015², se comprometendo a implementar a transição energética, visando a redução das emissões de carbono de forma a impedir o avanço do aquecimento global. A queima de combustíveis fósseis é responsável pela maior parte das emissões de gases de efeito estufa (GHG) geradas por ação da humanidade. Para atingir estas metas, a produção atual de petróleo, carvão e gás natural precisa ser drasticamente reduzida.

Em 2016, 90% das adições de capacidade de geração elétrica no mundo foram de fontes renováveis. Recente relatório da Agência Internacional de Energia registra o enorme crescimento das fontes renováveis de 2017 para 2018, ainda que elas representem apenas 2% da demanda total de energia em 2018 (IEA, 2020), como se pode ver na Tabela 1.

Tabela 1 – Fontes primárias de energia 2017-2018

Fontes primárias de energia	Taxa de crescimento 2017-2018	Participações em 2018
Demanda total	2,3%	100%
Carvão	0,7%	26%
Petróleo	1,2%	31%
Gás Natural	4,6%	23%
Nuclear	3,3%	5%
Hidroelétrica	3,1%	3%
Biomassa e lixo	2,5%	10%
Outras renováveis	14,0%	2%

Fonte: IEA (2020, p. 130).

Depois das outras fontes renováveis, o gás natural foi a fonte primária que mais cresceu de 2017 para 2018. Tudo indica que, em 2019, a tendência continuou, com a forte expansão do combustível gasoso e das demais energias limpas. Com a crise da demanda e os efeitos da Covid-19, em 2020, a participação do gás natural no fornecimento de energia para o consumo tende a aumentar ainda mais.

A disponibilidade de combustíveis derivados de petróleo, relativamente baratos, foi uma das principais forças que elevaram o crescimento mundial, depois

² Na 21ª Conferência das Partes (CO21P) da *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), em Paris, foi adotado um novo acordo com o objetivo central de fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e de reforçar a capacidade dos países para lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças.

de meados do século XIX. Energia barata era vista como indispensável para o crescimento e, particularmente, para a redução da pobreza. Isto cria uma situação de dependência do passado para a escolha das rotas tecnológicas e de fontes primárias de energia, que passam a ser definidas pela existência destas infraestruturas e disponibilidades presentes.

A discussão sobre a transição energética não é nova e há controvérsias sobre a velocidade de mudanças, tanto em termos históricos, como setorialmente. Há um forte componente de *path dependence* na evolução das tecnologias e dos sistemas energéticos, com as decisões do presente sendo fortemente influenciadas pela existência da infraestrutura construída no passado. Equipamentos e costumes de uso atual das fontes de energia condicionam as escolhas das novas fontes, mesmo que elas sejam ineficientes. A história tem um papel significativo nos movimentos futuros e o sucesso de uma tecnologia dominante no presente pode inibir o crescimento de novas alternativas nos próximos anos.

Na transição do século XX para o XXI, de 1970 a 2008, o PIB mundial dobrou em termos reais e o consumo de petróleo cresceu 40% (MURPHY; HALL, 2011), refletindo um avanço na eficiência energética em um período de grandes ciclos de preços. Já o final da primeira década do século XXI foi marcado pela crescente preocupação com o fim do petróleo.

Neste último período entre os séculos, enquanto havia a disponibilidade do produto, os preços baixos do petróleo estavam correlacionados com fases de crescimento econômico; e os preços altos, a momentos recessivos. Os adeptos do fim do combustível fóssil argumentavam, até o final dos anos 2000, que a produção mundial já havia atingido um pico e começaria a declinar. Numa compreensão de que o problema era a escassez do óleo bruto, as alternativas de fontes de energia se tornavam mais relevantes. Se o problema era a sua abundância, por baixa demanda, as opções de políticas de transição energética se ampliavam.

Isto muda a perspectiva de análise do problema, saindo de uma potencial situação em que as reservas seriam cada vez mais difíceis de achar e o produto seria cada vez mais escasso, para uma situação de abundância do produto, com fontes alternativas crescendo e tecnologias disponíveis para aumentar a oferta.

Esta situação de abundância do petróleo, no entanto, coloca novos problemas geopolíticos, especialmente se os considerados riscos de restrições ambientais se tornarem parte das reservas existentes impossíveis de serem produzidas por razões regulatórias. Frente a estas incertezas, mesmo antes da

pandemia, alguns investimentos de expansão da produção que envolviam maior custo e desafios tecnológicos em fronteiras exploratórias foram sendo adiados.

Neste contexto de transformações estruturais do setor de energia, a discussão sobre a transição energética se intensifica ao mesmo tempo em que o medo do risco do pico do petróleo se dissipa. No lugar deste, amplia-se a preocupação de que o óleo bruto seja substituído, provocando grandes perdas para os capitais investidos no setor.

Em primeiro lugar, deve-se destacar que não há um consenso sequer sobre o conceito de transição energética. Há conceitos que focam apenas na troca de fontes primárias de energia, e outros que destacam a mudança de um sistema econômico dependente de determinadas matrizes energéticas, com tecnologias produtivas e sociais que precisam se adaptar a outras alternativas de combustível limpo. De acordo com um dos autores citados por Sovacool (2016):

The concept of ‘energy transitions’ is based on the notion that a single energy source, or group of related sources, dominated the market during a particular period or era, eventually to be challenged and then replaced by another major source or sources (MELOSI apud SOVACOOOL, 2016, p. 203).

A transição energética é um conceito complexo, quase impossível de ser efetivamente implementado, dadas as suas múltiplas dimensões e desafios, conforme o *World Economic Forum* (WEF):

Uma transição energética eficaz é aquela transição que ocorre no tempo adequado, para mudar o sistema de energia para mais inclusão, sustentabilidade, baixos custos e segurança global, dando respostas aos desafios relacionados com a energia, ao mesmo tempo em que cria valor para os negócios e para a sociedade, sem comprometer o equilíbrio do sistema de energia (WORLD ECONOMIC FORUM, 2018, p. 10).

Note que esta definição da organização de grandes lideranças do capitalismo internacional destaca o tempo adequado para a mudança, mas também as suas características de disponibilidade de fontes, segurança energética e custos que viabilizem, ao mesmo tempo, os lucros dos investidores e o acesso dos consumidores. Pode-se entender que não é um processo que ocorre no curto prazo.

Os impactos das políticas de transição energética têm efeitos diferenciados sobre a segurança energética entre os países produtores e consumidores. Os países da Europa buscam reduzir sua dependência dos hidrocarbonetos, com foco em uma economia de baixo carbono. Isso pode levar os

países produtores e exportadores de matriz fóssil a serem ameaçados nas suas próprias garantias energéticas e sendo forçados a diversificação acelerada de suas economias, o que implica no aumento de sua vulnerabilidade e na redução de sua segurança energética (CÍRDEI, 2020). O perigo da tensão geopolítica, incluindo conflitos armados nestas regiões, aumenta, principalmente se não for implementado um plano de longo prazo de transição que minimize os impactos sociais e políticos da mudança do padrão energético.

Enquanto a transição energética avança em algumas regiões como a Europa, em outras seu futuro é incerto. Como diz um especialista em transições energéticas:

Sometimes late adopters stick with the technology even past its point of competitiveness or attractiveness—taking a longer time. In other situations, early adopters overinvest in a technology and get stuck, finding it difficult to get out compared to latecomers (SOVACOOOL, 2016, p. 204).

A Europa depende principalmente da Rússia para o fornecimento de seu petróleo e gás natural e tem buscado diversificar suas fontes e modificar o perfil de sua geração para aumentar sua segurança energética. A eficiência na geração de energia e a troca de combustíveis fósseis por renováveis são as duas primeiras orientações para a política de transição energética do continente europeu, enquanto a expansão do gás natural é vista como etapa transitória. A comunidade europeia propunha várias alterações institucionais nos mercados de energia para atrair investidores privados, aumentar a integração regional e dar mais flexibilidade a oferta, ao mesmo tempo em que considerava que o envolvimento da sociedade era crucial para a mudança do padrão energético.

Principalmente nos países da Europa, mas também nos emergentes de alto crescimento, China e Índia, por exemplo, há um processo de renovação ou implantação de nova infraestrutura, com um grande pacote de investimentos com alto potencial energético. É no direcionamento destes novos investimentos para fontes renováveis de energia que muitas políticas para a transição energética se concentram.

As empresas de petróleo e gás enfrentam um grande desafio estratégico: embora sejam fundamentais para a velocidade do processo de transição, essas empresas têm que fazer uma escolha entre continuar investindo no seu negócio ou aumentar suas apostas nas novas fontes energéticas. Elas têm que optar entre adiar os seus investimentos em renováveis até que as incertezas se reduzam, diante do risco de abrir oportunidades para outros que antecipadamente se coloquem na trajetória que se afirme. É o clássico dilema frente ao progresso tecnológico: os

early adopters têm vantagens se a tecnologia predominar, mas assumem mais riscos de curto prazo do que os *late adopters*, que entram com as tecnologias já definidas.

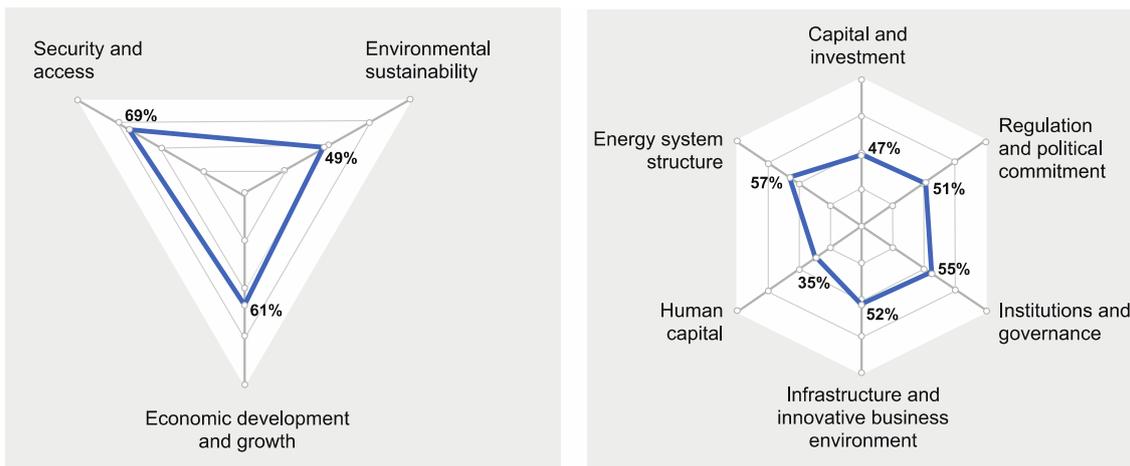
As empresas *majors* e independentes, empresas privadas, estão se posicionando para aumentar sua participação, ainda que pequena, nas energias renováveis e nas mudanças tecnológicas, com aumento de sua parcela tanto na produção, como nos investimentos.

Em 2018 o *World Economic Forum* lançou um *Energy Transition Index* (ETI) (WORLD ECONOMIC FORUM, 2018) que avalia os sistemas energéticos de 114 países no que se refere a duas dimensões:

- (i) Performance dos sistemas: impactos sobre o desenvolvimento econômico e social da oferta de energia de forma sustentável e segura;
- (ii) Disponibilidade para transição: mensurada pela disponibilidade de investimento e capital para esta transição, políticas públicas comprometidas com estes objetivos, estabilidade institucional e regulatória nestes quesitos, infraestrutura adequada para as mudanças e capacidade do sistema energético de acomodar este processo.

Os resultados do ETI de 2018, resumidos na Figura 1, demonstraram que a performance dos sistemas de energia existentes depende fortemente do acesso e segurança energéticos, enquanto a disponibilidade para a transição é mais ou menos regular nas distribuições dos seus diversos componentes, com uma ligeira predominância dos fatores relacionados com a estrutura do sistema energético. Os piores indicadores da disponibilidade de transição estão relacionados com a existência de capital humano, investimentos e disponibilidade de capital em geral para estes projetos. Já a performance dos sistemas energéticos atual tem seu ponto fraco na sustentabilidade ambiental.

Figura 1 – Resultados de performance e transição do ETI 2018



Fonte: World Economic Forum (2018, p. 14).

Mesmo considerando praticamente impossível reduzir as incertezas sobre os cenários existentes, a Comunidade Europeia definiu, em 2011, a transição para uma economia de baixo carbono em 2050, destacando que o adiamento dos investimentos contemporâneos aumentaria a necessidade de investimentos no médio prazo. A Comissão Europeia apontava dez orientações para o caminho da redução das emissões de gases de efeito estufa (EUROPEAN COMMISSION, 2012):

- (i) Descarbonizar a economia é possível e terá menos custos do que as atuais políticas no longo prazo;
- (ii) Exigirá mais CAPEX e redução dos custos de energia;
- (iii) A eletrificação será cada vez mais importante;
- (iv) Preços da eletricidade subirão inicialmente, mas declinarão no longo prazo;
- (v) Gastos com energia aumentarão nos orçamentos familiares; Maior eficiência energética será essencial;
- (vi) O crescimento das fontes renováveis será substancial;
- (vii) Sistemas de captura e armazenamento de carbono (CCS) serão cruciais na transição;
- (viii) A energia nuclear aumentará sua parcela na geração;
- (ix) Aumentará a integração entre sistemas energéticos descentralizados e centralizados.

Em vista disso, cabe pontuar que a discussão sobre a transição energética passa, pelo menos, por duas questões fundamentais no que se refere ao petróleo:

- (i) É possível continuar o atual nível de utilização de petróleo em termos de consequências ambientais sobre a mudança do clima?
- (ii) Existe ou não um volume suficiente de reservas na Terra para atender a esta demanda?

A complexidade do tema exige o tratamento de múltiplos fatores, mesmo circunscrevendo o assunto aos impactos sobre o mercado de petróleo e gás natural. No presente Texto para Discussão, o foco é a definição do conceito de transição, seus principais atores e estratégias, a possibilidade dos limites da produção física do petróleo e as controvérsias sobre a forma da curva de produção e seus efeitos sobre a oferta futura do produto.

Este texto se organiza com mais três seções, além desta introdução e das considerações finais. A próxima seção aborda as posições dos vários agentes neste processo de transição, tanto os governos, como as empresas produtoras de petróleo, discutindo a importância da velocidade de entrada no mercado de renováveis e as estratégias adotadas. A interação entre as estratégias de adaptação e substituição com a mudança dos sistemas definirá a trajetória da energia no futuro. Entre os fatores impulsionadores deste processo se destacam a inovação tecnológica, que se expande no uso final de energia, e a queda do custo das fontes renováveis, mas há controvérsias sobre a velocidade de transição. Este debate é inconcluso, pois há divergências sobre a própria abrangência do processo de transição. Há consenso sobre a importância da velocidade da transição sobre as estratégias das empresas e governos, assim como das diferenças de posições dos que têm e dos que não têm acesso às reservas e aos recursos petrolíferos. Nesta seção, também se apresentam as mudanças da percepção do mercado financeiro sobre os temas de mudança climática e investimentos em combustíveis fósseis.

A seção seguinte define o conceito de reservas de petróleo e sua contabilização como um processo que trata de questões físicas sobre os reservatórios, assim como dos elementos econômicos e tecnológicos que garantem a comercialidade de sua extração, juntando elementos do mercado financeiro com o mercado físico. Destaca-se a imprecisão dos conceitos e a contínua reavaliação dos volumes de reservas devido ao próprio processo de produção, ao mesmo tempo em que as descobertas escasseiam. As exigências dos mercados financeiros condicionam a contabilidade das reservas, que mudam com as condições econômicas e avanço tecnológico. A dinâmica das reservas depende cada vez mais da busca de aumentar o fator de recuperação dos campos já em produção, ainda que existam algumas fronteiras exploratórias com possibilidade de sucesso. A seção conclui que dadas as imprecisões da estimativa das reservas, mesmo dos petróleos convencionais, há ainda muito espaço para a produção crescer, afastando o risco do pico do combustível fóssil.

As controvérsias técnicas sobre este pico de produção são desenvolvidas na última seção deste relatório, antes das considerações finais. Nesta seção, apresenta-se um histórico deste debate, que cresce nos momentos de elevação dos preços do petróleo e se contrai nas suas quedas. A literatura sobre a curva de

produção em forma de sino, que atingiria um pico na metade da produção dos barris recuperáveis, é discutida.

2. Velocidade da transição energética e estratégia dos atores

2.1. Fatores impulsionadores da transição

Dois aspectos precisam ser considerados nas análises de políticas de transição energética: seus impactos na acessibilidade à energia, que ainda é um problema para uma grande parte da população mundial, e o atendimento às necessidades de haver crescimento com inclusão de pessoas de baixa renda, que aumenta a intensidade do uso de energia.

Estas análises destacam três universos de problemas: aqueles relacionados com as tecnologias, existência de fontes alternativas, logística e infraestrutura; aqueles relacionados com as estratégias dos atores, seus movimentos e resistências; e, aqueles relacionados com o ambiente sociopolítico e ideológico que condicionam as tendências dominantes.

Como reconhece o relatório específico sobre a indústria de petróleo e gás e a transição energética da IEA (2020), o processo de transição energética desta indústria está condicionado a três fatores:

- (i) Perspectivas de aumento da demanda energética pelo processo de desenvolvimento fora dos países da OECD, mais intensivos em energia por causa da redução da pobreza;
- (ii) Necessidade de encontrar outras fontes que sejam competitivas com relação às atuais, que garantam a estabilidade e segurança da oferta e que remunerem os investidores;
- (iii) Necessidades ambientais de reduzir as emissões de gases de efeito-estufa, especialmente derivados do carbono.

A velocidade da transição e as estratégias dos vários atores – que vão dos governos, aos reguladores e as empresas, tanto energéticas (NOCs e IOCs) como participantes dos vários setores afetados pela transição energética – serão determinantes das trajetórias de transição das fontes primárias de energia e dos aparatos institucionais e físicos para a nova realidade. A transição energética, na complexidade de seu processo, vai introduzindo alterações no uso de energia, em busca de outras fontes, com a expansão de novos aparatos que transformam as fontes primárias em uso, ao mesmo tempo em que os sistemas de oferta vão alterando sua estrutura e dinâmica, abrindo oportunidades e desafios para os vários atores.

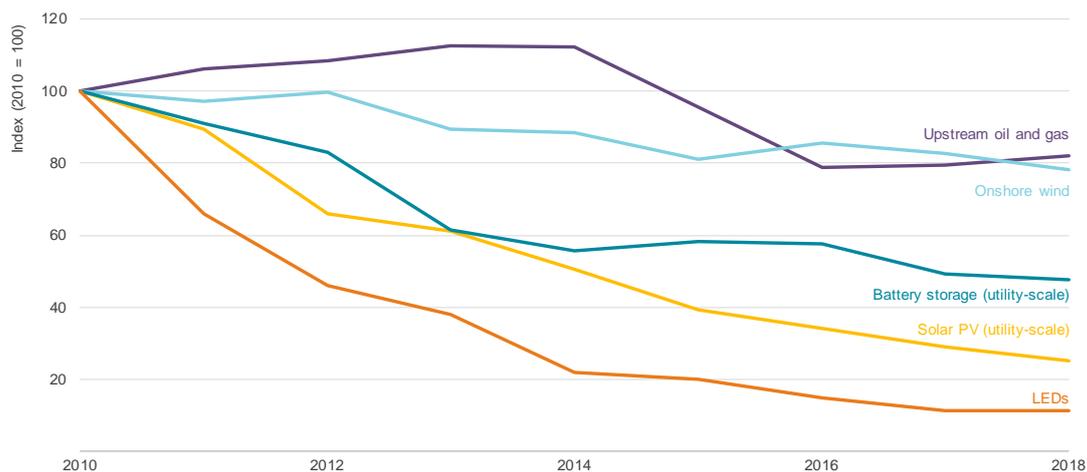
As mudanças tecnológicas têm sido uma das principais responsáveis pelas iniciativas de transição energética. O avanço das tecnologias da indústria 4.0 e comunicação 5G pode liberar enorme volume de recursos da atividade produtiva clássica em busca de alternativas, incluindo os projetos de exploração de novas fontes energéticas.

Há também aquelas tecnologias que pareciam promissoras, mas não estão crescendo como esperado. Os biocombustíveis e as células de hidrogênio são dois dos conjuntos destas tecnologias que se desenvolvem mais lentamente. A própria eletricidade, que motivou os carros elétricos no início da indústria automobilística e que cresceu muito no século XX, ainda representa apenas um quinto da energia consumida, sendo que a eletrificação vem crescendo em menor velocidade no século XXI³.

Os custos das fontes renováveis têm declinado, ampliando a ocupação nestes projetos. Os custos dos projetos de E&P deixaram de declinar a partir de 2016, da mesma forma que os projetos eólicos em terra, enquanto as tecnologias de baterias, energia solar e uso de LEDs continuam sua trajetória declinante, como se pode ver na Figura 2. Nesse sentido, o crescimento das fontes renováveis é reconhecido por muitos analistas tendo como um dos motivos o notável declínio de seus custos (IEA, 2018; BP, 2019a; FATTOUH, POUDINEH, WEST, 2019). Em 2014, um quilowatt-hora de energia eólica e solar custava entre 11 e 17 centavos de dólar nos EUA, caindo para 5-6 centavos em 2019, atingindo em 2016 um recorde de 2,4 centavos na União dos Emirados Árabes (UAE) e de 1,8 centavos na Arábia Saudita em 2017 (FATTOUH, POUDINEH, WEST, 2019, p. 45).

Figura 2 – Custos de algumas fontes primárias de energia (2010-2018)

³ A parcela elétrica da demanda mundial de energia cresceu de 17% em 2005 para 19% em 2015 (SHELL, 2019, p. 16).



Notes: LEDs = light-emitting diodes. Upstream oil and gas based on the IEA UICI. Capital costs for other technologies reflect the global weighted average costs of components for a given amount of energy service or of commissioned projects.

Source: IEA analysis with calculations for solar PV and wind costs based on IRENA (2019), *Renewable Cost* (dataset).

Fonte: IEA (2020, p. 51).

Um dos principais fatores de substituição de fontes primárias de energia foi a queda dos preços do gás natural nos EUA, com a generalização das técnicas de *fracking*, poços horizontais e múltiplas direções. Essas deslocaram o carvão como fonte geradora de eletricidade, contribuindo para uma significativa queda das emissões de partículas de carbono.

Smart grids, combinando descentralização com digitalização, têm sido outros importantes avanços na expansão da eletrificação das economias do mundo. A busca de eficiência energética com a eletrificação tem sido uma tendência consolidada de longo prazo, com o aumento da participação da eletricidade de 10% da energia global consumida em 1945, para um terço em 1980 e mais de 50% no início do século XXI (FATTOUH; POUDINEH; WEST, 2019, p. 47).

2.2. Transição lenta ou acelerada?

Em 2016, um pesquisador dinamarquês (SOVACOOOL, 2016) publicou uma pesquisa sobre as transições energéticas, chamando a atenção para a importância crítica da velocidade desse processo para a definição de estratégias dos atores que influem no problema. Contrariamente àqueles que consideram a transição energética como um processo lento, há outros que acreditam na aceleração do caso atual. A análise histórica de transições energéticas no passado não fornece respostas, sem controvérsias, sobre a velocidade de mudanças. Os argumentos dos que consideram que o atual processo será acelerado podem ser resumidos principalmente como (SOVACOOOL, 2016, p. 207; FATTOUH; POUDINEH; WEST, p. 51):

- (i) A atual transição tem fatores dinâmicos distintos das anteriores. No passado, ela foi motivada por oportunidades e no presente, ela tem um forte componente de desafio de redução de emissão de gases de efeito-estufa (SOVACOOOL; GEELS, 2016). As anteriores foram voluntárias, enquanto a atual tem um maior componente de obrigatoriedade regulatória;
- (ii) As mudanças anteriores eram alterações no *mix* de produtos, enquanto a atual diz mais respeito à adaptação dos sistemas energéticos⁴. Há evidências de transições rápidas nos usos finais de energia⁵;
- (iii) Há políticas indutoras na atual transição, que não existiam nas anteriores;
- (iv) Não há progresso técnico apenas nas fontes de energia, mas também há um conjunto de revoluções tecnológicas na estrutura de consumo.

Como exemplos de transições rápidas, podem ser citados a substituição do gás pelo querosene na iluminação, que durou uma década na Europa; a troca de cavalos por trens no transporte de carga; e, das máquinas a vapor por máquinas elétricas, tanto no transporte, como na indústria. Estas tecnologias, assim como as novas fontes de energia, reduziram custos e aumentaram a eficiência energética (FOUQUET, 2016, p. 3).

O debate sobre a velocidade da transição energética continua inconcluso, refletindo percepções distintas dos elementos visíveis e intangíveis do processo. Há aqueles cujo foco de análise é a substituição de aspectos tangíveis do sistema, como as fontes primárias de energia e os aparatos de consumo. E outros que expandem a análise para os aspectos intangíveis da regulação e estratégias dos atores que atuam na mudança frente aos recursos renováveis (SOVACOOOL; GEELS, 2016).

Em termos dos elementos visíveis da transição, Sovacool e Geels (2016) propõem uma possível taxonomia, dividindo o processo em quatro distintos setores:

- (i) Indústria extrativa, tanto dos produtos energéticos como dos metais necessários para os componentes do aparato que os transforma em produtos consumíveis;
- (ii) Sistemas nacionais de conversão e oferta que envolve a complexa rede elétrica, as refinarias e logística de distribuição de combustíveis

⁴ Cinco transições rápidas de oferta de fontes alternativas de energia geralmente citadas são as mudanças de petróleo cru para eletricidade no Kuwait; a entrada do gás natural na Holanda; a eletricidade nuclear na França; a combinação de aquecimento e geração elétrica na Dinamarca; e a retirada do carvão em Ontário, no Canadá (SOVACOOOL, 2016).

⁵ Cinco transições rápidas de usos finais de energia citadas são iluminação na Suécia, fogões e fornos na China, gás de cozinha na Indonésia, veículos a álcool no Brasil e ar condicionado nos EUA, segundo (SOVACOOOL, 2016, p. 207).

de óleo e gás e toda a rede que converte os produtos extrativos em eletricidade, calor, energia mecânica e combustíveis líquidos;

- (iii) *Prime movers* que tomam iniciativas para converter fontes primárias e secundárias em serviços de energia de uso final;
- (iv) Infraestrutura logística conectando os atores distintos – dutovias, armazenagem, e linhas de transmissão e distribuição de energia.

As transições em cada um destes setores têm velocidades e intensidade de capital distintas e requerem diversos níveis de transformação tecnológica, o que afeta a percepção da velocidade da transição energética global.

Há também aqueles que ressaltam que a transição energética pode ocorrer em pequenos saltos, tornando ainda mais complexa a tarefa de determinar a velocidade de mudanças de sistemas energéticos. Os novos sistemas podem crescer em termos absolutos, ainda que percam posição relativa, dependendo da velocidade de disponibilização das outras fontes energéticas e das mudanças no aparato utilizado daquelas fontes, na sua transformação para o consumo.

Os países exportadores de petróleo, especialmente aqueles com grandes reservas, vivem outros dilemas estratégicos em relação à velocidade da exploração de seus recursos. O conflito entre a vontade de monetizar o mais rápido possível estas reservas e o risco de perda futura de receitas de exportação por queda dos preços do petróleo, devido à transição energética, desperta paixões e divide os dirigentes e sociedades.

Este dilema é distinto do dilema clássico de Hotelling, que destacava a opção entre produzir mais do produto exaurível no presente, monetizar estes recursos o mais rápido possível e viver dos retornos financeiros deste fluxo acumulado, versus a posição de ter uma taxa de exploração mais lenta e conviver com o valor dos recursos no futuro. Hoje, o dilema tem componentes de pressão dos riscos das mudanças climáticas e das modificações dos marcos regulatórios e políticas públicas.

As análises sobre a economia do petróleo, por muitos anos, foram influenciadas por uma visão de que o recurso exaurível iria ficar cada vez mais escasso e que seus preços subiriam no futuro. Portanto, haveria certa “renda” decorrente da produção atual versus a opção de manter as reservas no subsolo e produzir no futuro com preços mais elevados. Hoje, a discussão muda de enfoque com a crescente percepção de que o futuro mais provável é de abundância de petróleo, substituição de seu uso na demanda e, conseqüentemente, de preços baixos. Os estímulos mudam para acelerar a produção corrente, já que o pico ocorrerá na demanda do petróleo e não na sua oferta.

Estudo sobre a Arábia Saudita, um dos maiores produtores de petróleo do mundo, com reservas gigantescas, mostra que, mesmo lá, a questão do pico do petróleo, principalmente na sua versão de pico de demanda, influi na tomada de posições sobre sua própria transição energética. A *Saudi Aramco*, estatal saudita, por exemplo, é o principal sustentáculo das propostas de transição energética para a Arábia Saudita, mas está inteiramente envolvida na crise dos mercados de capitais e na guerra de preços com a Rússia e os produtores de *shale* dos EUA (KHAN; ABDO, 2019).

O referido estudo caracteriza a atual política de produção da Arábia Saudita como motivada pela necessidade de acelerada diversificação da economia do país, aumentando a eficiência energética de seu sistema e ampliando as fontes renováveis (KHAN; ABDO, 2019, p. 915). O significado saudita para segurança energética é a estratégia que assegura que seu consumo doméstico de petróleo não afeta sua capacidade de exportar o produto para os mercados internacionais. Seu plano “Visão 2030”, para mudar internamente sua dependência do petróleo, exige uma crescente demanda mundial para o produto.

Mesmo com a tendência de queda dos preços em 2014, com o aumento da produção americana, Arábia Saudita e outros países da OPEP aumentaram e não reduziram os seus níveis de produção, derrubando os preços em 2015-2016. Alguns argumentam que um dos objetivos da mudança de posição desses países foi impedir a expansão das fontes alternativas de energia, difíceis de competir com os preços baixos do petróleo (GRAAF, 2020). O medo do pico da demanda seria mais importante do que a concorrência dos produtores de alto custo.

Para o entendimento das políticas de transição energética, os países estão também preocupados com a diminuição da vulnerabilidade de seus sistemas de energia, tanto no se refere à sua soberania nacional de acesso, à robustez dos seus novos sistemas, quanto sua resiliência a momentos críticos, caracterizando o que se chama de segurança energética (CHERP; JEWELL; VINICHENKO *et al.*, 2014)⁶.

Há sugestões de que a intensificação de políticas para enfrentamento das ameaças de mudanças climáticas aumenta a segurança energética, no conceito delineado acima, reduzindo o comércio de fontes de energia e ampliando a diversidade de opções de substituição dos combustíveis fósseis. Segurança energética se refere mais à percepção de ameaças do que às ameaças efetivas, apresentando uma grande relação entre os fenômenos políticos, sociais e comunicativos, além dos energéticos, diplomáticos e militares.

⁶ Outros destacam os aspectos de disponibilidade, custos adequados e garantia de suprimento (ELBASSOUSSY, 2019).

A Arábia Saudita, um dos países que deverá enfrentar um dos mais profundos processos de transição, já que produz praticamente somente petróleo, terá de lidar não só com problemas referentes à energia, mas também com profundas mudanças sociais. Com uma população jovem e crescente, com níveis educacionais em ascensão, a Arábia Saudita tem um dos mercados de trabalho mais duais do mundo.

De um lado, os trabalhadores nacionais, com taxa de participação em torno de 40% devido à baixíssima presença das mulheres na demanda de trabalho (19% de taxa de participação), vivem basicamente de transferências governamentais. Entre os que estão dispostos a trabalhar, a taxa de desemprego é oficialmente em torno de 12% para todos e de 32,8% para as mulheres (DIWAN, 2019). De outro lado, os trabalhadores migrantes, que ocupam tanto as posições de baixa remuneração na prestação de serviços, como os altos salários das posições tecnicamente mais sofisticadas, contam com baixa taxa de desemprego, pois seus vistos de trabalho estão ligados aos seus postos de serviços.

O mercado de trabalho se baseia na possibilidade de as empresas privadas contratarem livremente empregados imigrantes, ao tempo que os nacionais têm garantia de emprego estatal, se assim desejarem. O orçamento do Estado é fortemente dependente das receitas do petróleo e o processo de transição precisará propor alternativas para a absorção destes nacionais sustentados pelo petróleo. A Saudi Aramco é responsável pela geração de 85% das exportações sauditas e 80% das receitas governamentais (HERTOG, 2019).

No seu plano estratégico “Visão 2030”, a Arábia Saudita planeja esta mudança de modelo, utilizando amplamente a Saudi Aramco (SA) como alavanca nesta transição. Para tanto, visa ampliar seus investimentos em setores diversos do petróleo, assumindo papel cada vez mais importante no levantamento de recursos dos mercados financeiros internacionais e aumentando seus investimentos fora do país.

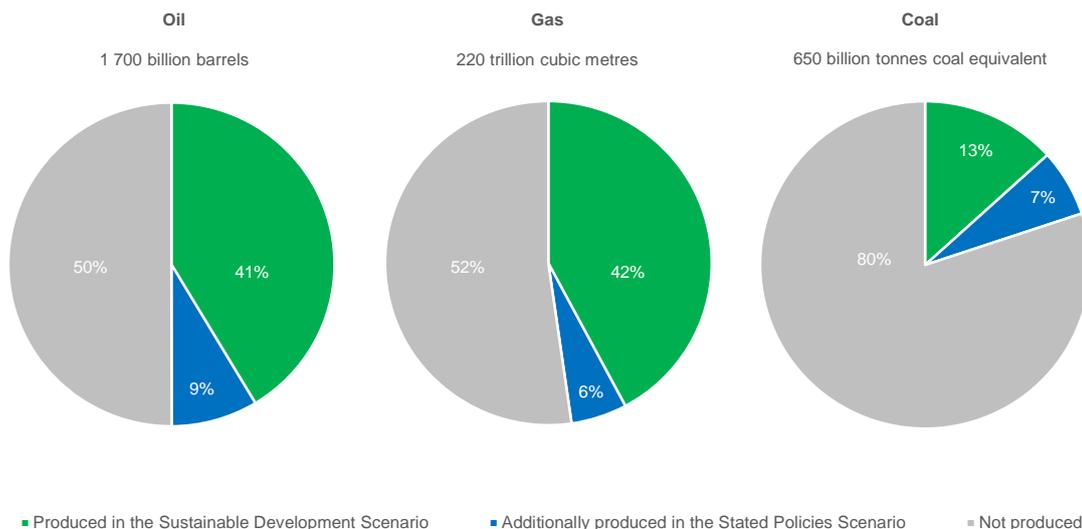
Apesar do crescente predomínio das concepções que destacam o pico da demanda de petróleo por razões ambientais, há projeções de cenários em que haverá necessidade de produção nova de hidrocarbonetos. Mesmo nos cenários em que a sustentabilidade ambiental é o principal foco, haverá uma falta de petróleo para atender a demanda no futuro, como se pode ver na Figura 13, da página 26.

A situação é muito mais grave se os investimentos nos atuais campos se reduzirem por causa da crise econômica, do preço do petróleo ou por quaisquer outros motivos. Entretanto, mesmo com a manutenção destes investimentos,

teremos um crescente problema de escassez de hidrocarbonetos nos próximos anos.

Segundo projeções da IEA, metade das reservas provadas de petróleo e 52% da de gás natural não serão produzidas em 2040, assim como 80% das reservas de carvão, como se observa na Figura 3.

Figura 3 – Proporção das reservas provadas que será produzida em 2040 nos vários cenários da IEA



Note: To align with most discussion on stranded volumes, reserves stated are the publicly reported level of "proven reserves".

Fonte: IEA (2020, p. 98).

A maior transição que se espera que ocorra é então a substituição do carvão pelo gás natural, que vivenciará um pequeno aumento da utilização de suas reservas provadas de hoje, com os investimentos conhecidos, em relação às reservas provadas de petróleo.

O gás natural vem substituindo o petróleo, transformando-se em uma fonte primária de energia transitória entre uma economia de alto-carbono para outra de baixo carbono. As alterações tecnológicas na infraestrutura de transporte de gás natural, principalmente decorrentes das mudanças nas redes de gasodutos e no transporte marítimo de GNL, permitem um maior acesso a estes recursos e uma ampliação da dimensão geográfica dos vários mercados. A ampliação de redes transnacionais e transcontinentais, assim como a expansão dos terminais de regaseificação vêm criando mais oportunidades para o gás natural (GABRIELLI DE AZEVEDO, 2017; DYATLOV, DIDENKO, IVANOVA *et al.*, 2020).

A grande questão é como a indústria responderá a este desafio de aumentar a disponibilidade do petróleo e gás para atender a projetada demanda.

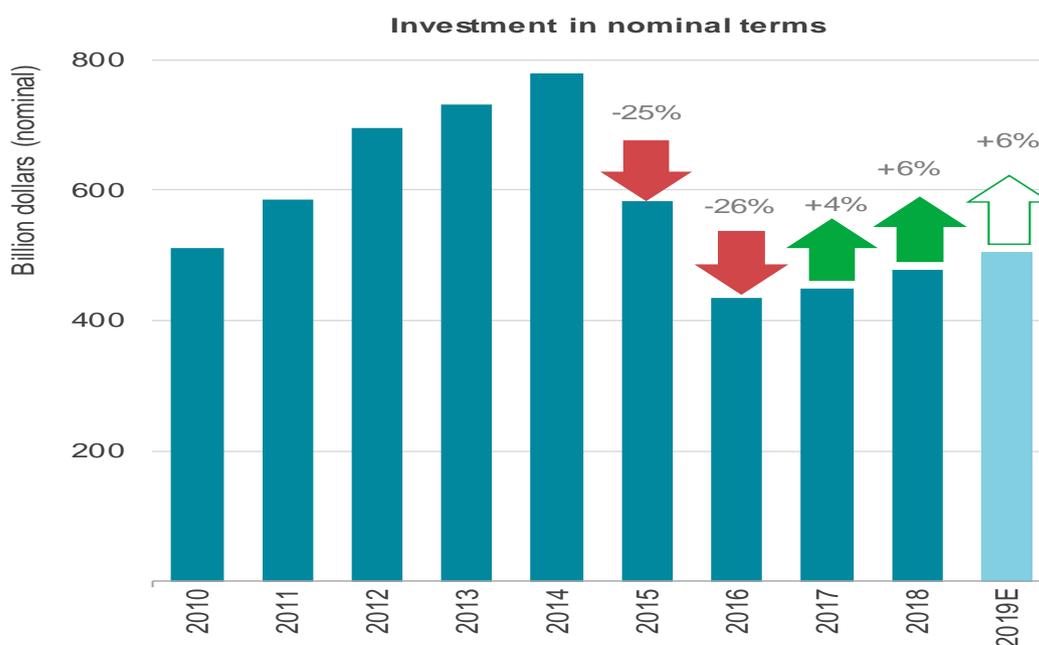
Haveria uma limitação que determinaria um pico da produção, ou a demanda se contrairá suficientemente para se adaptar a esta nova realidade?

Agora, com os impactos do Covid-19, as perspectivas para a pós-pandemia são ainda muito incertas. O que acontecerá com a agenda da transição energética ainda é uma incógnita, pois os preços baixos do petróleo desestimulam a entrada de fontes alternativas de energia com custos relativamente maiores, ao mesmo tempo em que a pressão social pode aumentar em direção a um maior reforço dos processos regulatórios de redução de emissões, em função da mudança dos padrões de consumo pós-pandemia.

Um dos elementos fundamentais da possibilidade de transição energética repousa sobre o acesso a reservas e recursos conhecidos. O grande antagonismo que se coloca na geopolítica internacional de petróleo é entre os países amigos do acesso internacional, distinto daqueles sob o nacionalismo dos recursos, que são resistentes a este acesso.

O risco de escassez de petróleo para os cenários de médio e longo prazo aumenta por causa da queda do volume de investimentos nos projetos da indústria, tanto em preços constantes - menos 12% em termos de preços constantes de 2018, em 2019, comparado com o pico de 2014-, como nominais, como se pode ver na Figura 4, apesar da ligeira recuperação dos últimos três anos da série. Em 2015-2016 os investimentos haviam desabado.

Figura 4 – Investimentos Globais em projetos de E&P em dólares nominais



Fonte: IEA (2020, p. 36).

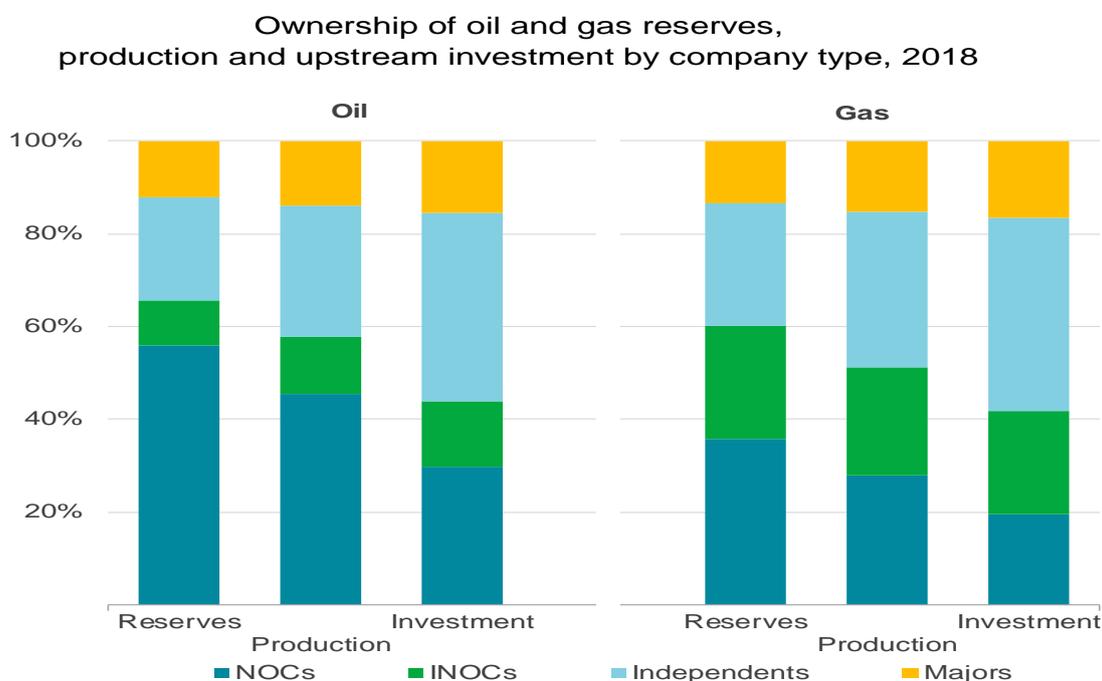
Para 2020, com a crise do COVID-19, as perspectivas são de cortes drásticos do CAPEX das empresas petroleiras, especialmente nas atividades de exploração e no desenvolvimento dos novos campos com custos mais elevados. Novos projetos de desenvolvimento estão sendo adiados e tudo indica que os investimentos no setor de petróleo e gás se reduzirão significativamente, comprometendo o crescimento da produção nos anos seguintes.

As empresas estatais (NOC) e as estatais com operações internacionais (INOC) controlavam, em 2018, mais de 60% das reservas, um pouco menos da produção e uma parcela ainda menor dos investimentos em petróleo, conforme apresentado na Figura 5.

O papel das NOCs continua muito importante, com o relativo aumento de sua participação nos investimentos de grandes projetos de E&P, atingindo 25% do total destes investimentos em 2019 (IEA, 2020, p. 39), que, somados aos investimentos das INOC, representam 43% dos investimentos do setor.

No gás natural, a presença das estatais é bem menor e as independentes, principalmente nos EUA, representam uma grande parcela dos investimentos, da produção e até das reservas.

Figura 5 – Propriedade das reservas, produção e investimentos por tipo de propriedade das empresas



Note: NOCs = national oil companies; INOCs = international national oil companies.

Fonte: IEA (2020, p. 6).

Além dos países, há uma crescente adesão empresarial a esta agenda de transição, incluindo algumas grandes petroleiras. A indústria de petróleo e gás enfrenta tanto pressões sociais para a transição energética, como pode estar ameaçada nas fontes de financiamento e na disponibilidade de capitais próprios para seus grandes e necessários investimentos nos próximos anos.

2.3. Mercado de capitais defende economia de baixo carbono

Há um crescente movimento nos mercados de capitais de aumentar a pressão sobre as empresas de petróleo e gás. Este cenário é pautado com os investidores em títulos de dívida destas empresas exigindo maiores taxas de retorno. A pressão exercida sobre o mercado de *equity* é estendida com o aumento do ativismo dos acionistas, visando à redução de sua exposição a este tipo de indústria⁷.

As chamadas *majors* são as maiores empresas privadas de petróleo do mundo. Porém, hoje, desempenham um papel muito menor do que no passado. Atualmente, elas são responsáveis apenas por 12% das reservas, 15% da produção e 10% das emissões de gases de efeito estufa. As empresas estatais (NOCs) são muito mais importantes, controlando mais da metade da produção e parcela muito maior das reservas (IEA, 2020, p. 6).

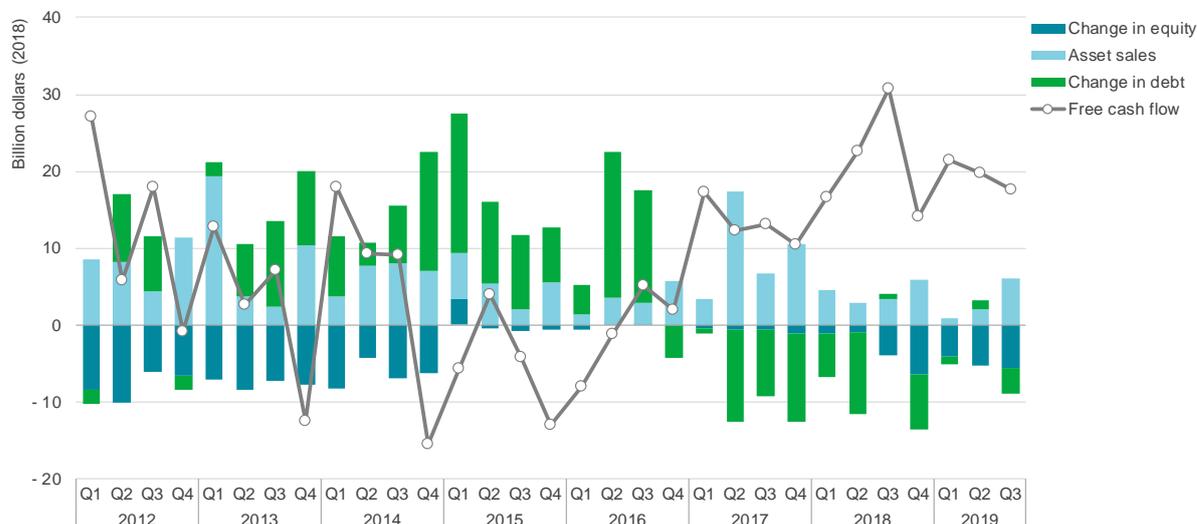
Como se pode ver na Figura 6, a redução das dívidas das empresas petrolíferas privadas se acentuou depois de 2017, quando também as vendas de ativos se intensificaram, ao tempo em que o fluxo de caixa livre cresceu. O movimento de saída do *equity* das *majors* ocorreu no auge dos preços de 2012 a 2014, voltando a crescer depois do terceiro trimestre de 2018. As dívidas cresceram muito na queda dos preços 2014-2016, declinando fortemente com a recuperação dos preços pós 2016. Este processo de financeirização ainda maior das empresas de petróleo aumenta a pressão dos acionistas que querem uma economia de menos carbono para o futuro.

Os retornos das aplicações em ações das empresas de petróleo têm sido relativamente mais baixos nos últimos anos, o que tem levado a uma saída de investidores do setor. Nos últimos três anos, os resultados financeiros melhoraram, com cortes de investimentos, vendas de ativos e reciclagem da dívida. A maior parte dos investimentos das grandes *majors* era financiada com os lucros retidos, que se reduziram no recente ciclo de alta de preços, da mesma forma que

⁷ Exemplos de *think tanks* de acionistas militantes podem ser encontrados em <https://carbontracker.org/about/> e em <https://gofossilfree.org/uk/>

recentemente o pagamento de dividendos passou a ser parcialmente financiado por aumento de dívida, no ciclo de baixa de preços.

Figura 6 – Fontes de financiamento e Cash Flow de sete majors (BP, Chevron, ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips e Eni)



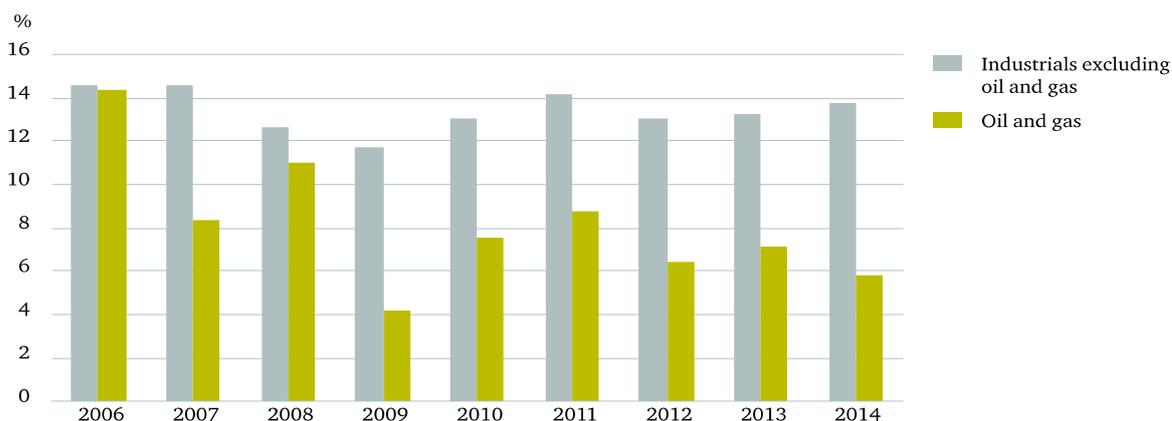
Note: Free cash flow = cash from operating activities less capital expenditure. It excludes changes in working capital.

Source: Calculations based on company filings and Bloomberg (2019), *Bloomberg Terminal*.

Fonte: IEA (2020, p. 112).

Mesmo antes da queda dos preços do petróleo de 2014-2016, o retorno aos acionistas das empresas de petróleo e gás era pior do que das outras grandes indústrias no mercado de ações dos EUA, como se vê na Figura 7, mesmo com a fase de preços crescentes (2006-2009) e mantidos altos (2009-2014).

Figura 7 – Retornos sobre os investimentos de empresas do S&P 500. Óleo e Gás e Outras Indústrias (2006-2014)



Source: Who owns big oil, 2015.

Fonte: Stevens (2016, p. 12).

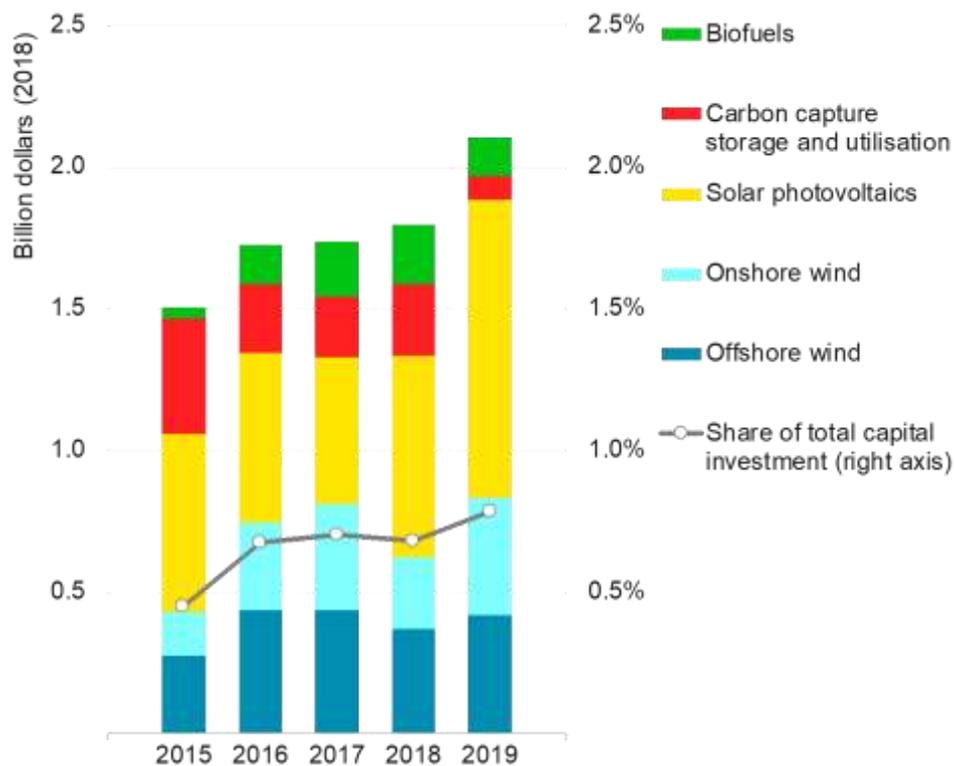
As majors mantêm a ampla maioria dos seus investimentos em projetos de petróleo e gás, destinando, em 2018, somente 5% de seus investimentos em baixo

carbono, especialmente projetos em fotovoltaicas e eólicas. Estes projetos são principalmente resultados de fusões e aquisições com empresas do mercado financeiro e/ou de fora do setor de petróleo e gás (IEA, 2020, p. 7 e 43-44).

Há grande margem para reduzir, ainda mantendo o foco no petróleo e gás, as emissões de gases de efeito estufa (GHG) no processo de produção e distribuição destes hidrocarbonetos, contendo, por exemplo, os vazamentos de metano para a atmosfera, considerada a medida de eficiência com a maior relação custo-benefício da indústria. O avanço da eletricidade como componente fundamental das origens de energia é uma tendência consolidada, mas a redução das emissões de carbono precisa também de diminuição das contribuições da indústria de petróleo e gás para ter impacto nas mudanças climáticas (IEA, 2020, p. 8-9).

Apesar das iniciativas de ampliar o volume de projetos voltados para uma economia de baixo carbono, os investimentos das grandes *majors* em projetos relacionados à transição energética representam menos de 1% dos investimentos totais destas empresas, como se pode ver na Figura 8.

Figura 8 – CAPEX fora do *core business* das grandes *majors* (2015-2019)

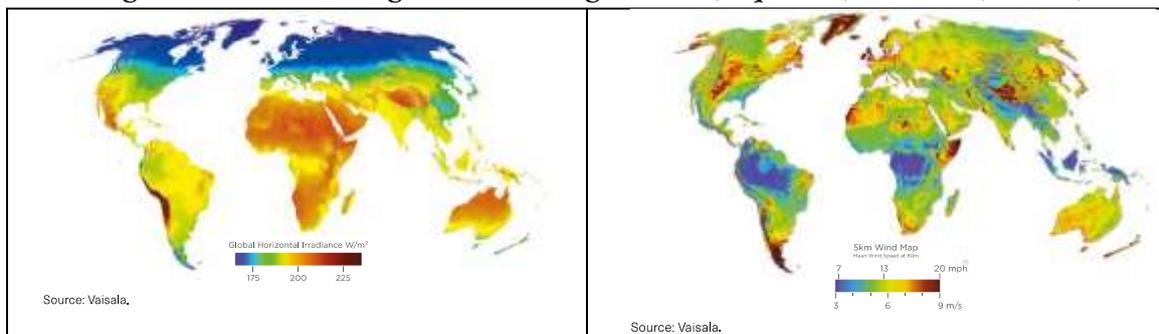


Fonte: IEA (2020, p. 7).

A preferência pelos investimentos em energias solar e eólica fica evidente. Os componentes da transição energética resultantes da eletrificação dos usos finais e o aumento das fontes renováveis trazem novas dimensões para a geografia da

geopolítica energética. Os projetos de fontes desses recursos renováveis têm crescido muito, impactando fortemente na distribuição geográfica da geração e implicando em consequências significativas sobre a geopolítica da energia, o que reduz a importância das regiões onde se encontram os grandes reservatórios de petróleo e gás. A disponibilidade global das matrizes solares e eólicas é muito mais dispersa, como se pode ver na Figura 9.

Figura 9 – Potencial global de energia solar (esquerda) e eólica (direita)



Fonte: Global Commission on the Geopolitics of Energy Transformation (2019, p. 24).

Nota: Quanto mais azul menos disponibilidade. Quanto mais vermelho, maior disponibilidade.

2.3.1. Papel das grandes petroleiras

As IOCs começam a incorporar, ainda que lentamente, a agenda das mudanças climáticas e se preparam para minimizar seus impactos sobre a própria indústria de petróleo. Em recente estudo sobre o papel das IOCs na transição energética, a IEA (2020) começa reconhecendo o crescimento da demanda dos serviços gerados pela energia, o papel que o petróleo e o gás natural desempenham no seu fornecimento e a necessidade de reduzir as emissões de GHG, buscando identificar o papel das IOCs neste processo de transição.

Este estudo considera que as IOCs estão na infância de um processo de transição para uma economia de baixo carbono, desenhando três trajetórias para a indústria:

- (i) Transição do petróleo para o gás natural;
- (ii) Redução das emissões na produção de petróleo;
- (iii) Desenvolvimento e utilização de fontes alternativas renováveis.

Analisando as estratégias de nove grandes empresas de petróleo⁸, autores chineses (LU; GUOC; ZHANG, 2019) identificaram algum sucesso nas políticas de redução das emissões de gases de efeito estufa (GHG), basicamente controlando

8 Entre as grandes IOCs analisadas estão BP (Reino Unido), PetroChina (China), Royal Dutch Shell (Holanda), Ørsted (Dinamarca), Equinor (Noruega), Total S.A. (França), Chevron (EUA), ExxonMobil (EUA) e Saudi Aramco (Arábia Saudita).

a emissão de metano e reduzindo o *flare* nos campos. Além da redução direta das emissões de todas as empresas, poucas aumentaram seus investimentos em eletrificação, concentrando os novos investimentos fora do seu *core business* em projetos de captura e armazenagem de carbono (CCS), novas tecnologias de baterias e acumulação de energia e combustíveis renováveis (LU; GUOC; ZHANG, 2019, p. 1204).

Há controvérsias sobre o efetivo compromisso das grandes petroleiras, sejam privadas ou estatais, com a pauta da transição energética. Porém, há um certo consenso de que elas serão indispensáveis neste processo.

Há aqueles que chamam a atenção para a ação de algumas grandes petroleiras para tentar mudar a pauta da transição energética. A ONG *Influence Map*, por exemplo, em relatório de março de 2019 (INFLUENCE MAP, 2019), denuncia que ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Chevron, BP e Total gastaram mais de um bilhão de dólares de 2015-2018 para ações com vistas a controlar, adiar ou impedir mudanças regulatórias motivadas por objetivos de evitar a mudança climática. Isto ocorreu a partir de intensa campanha para convencer a opinião pública que a continuidade da produção de petróleo é fundamental para prover fontes de energia baratas e eficientes. As campanhas das petroleiras enfatizam as próprias ações de redução de emissões, maximizando seus resultados e adotando uma posição de formalmente se comprometer com as mudanças, mas, na prática, se mantêm como grandes emissoras de gases de efeito estufa.

Para tentar articular ações conjuntas na transição energética, CEOs de grandes empresas de petróleo, representando cerca de 30% da produção mundial de combustíveis fósseis em 2018 e com um portfólio de investimentos de mais de sete bilhões de dólares em energias renováveis, criaram a OGCI (*Oil and Gas Climate Initiative*). O consórcio de CEOs atua principalmente para apoiar o Acordo de Paris, enfatizando as políticas de redução de emissões, de aumento da eficiência energética e de substituição de fontes de geração primária de energia, expandindo os investimentos em renováveis.

A ONG *Influence Map* denuncia que esta iniciativa tem por objetivo criar um clima político que reduza a importância da regulação ambiental, hipertrofiando o papel das ações voluntárias e mitigadoras das emissões.

Por exemplo, a British Petroleum (BP), uma das *majors*, vem se posicionando de forma intermitente, em alguns momentos enfatizando o Beyond Petroleum (BP), ao passo em que em outros momentos busca consolidar sua posição como petroleira.

Figura 10 – Empresas com CEOs participando da Oil and Gas Climate Initiative (OGCI)



Fonte: Oil & Gas Climate Initiative.

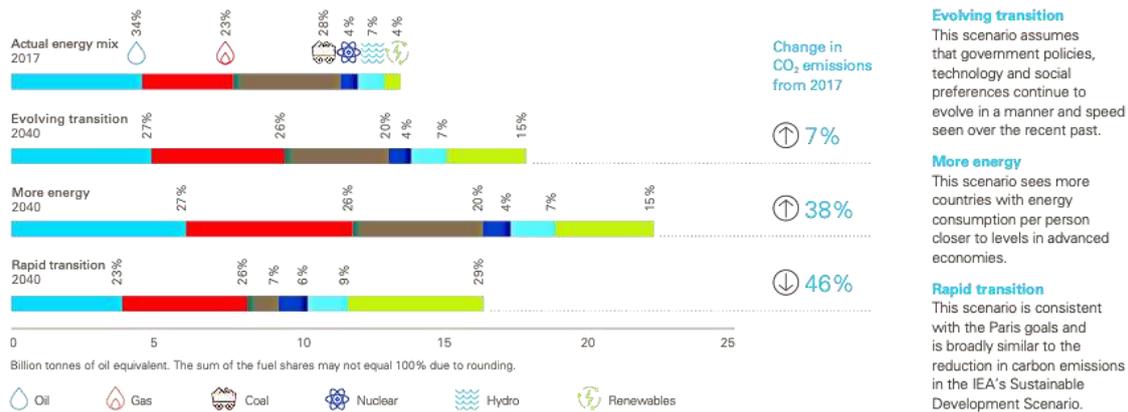
Em relatório de 2019, a BP reafirma seu compromisso de enfrentar os desafios de prover o mundo com mais energia para atender as necessidades de crescimento e qualidade de vida, assim como fornecer esta energia de novas formas, reduzindo as emissões que afetam o clima global. A empresa considera que o estabelecimento de um mercado que determine um preço para as emissões de CO₂ é a principal forma de sinalizar a importância do segundo desafio⁹, assim como a redução própria da emissão de metano deve ser a principal contribuição da empresa, que já adota uma precificação interna para estes gases no seu processo decisório sobre os grandes projetos (BP, 2019b, p. 1).

Conforme visto na Figura 11, a BP (2017) tem vários cenários de fontes de energia para atender a demanda energética em 2040, com a participação do petróleo variando de 23% do consumo total de energia, se a transição energética for muito acelerada, até 33%, se as atuais condições permanecerem. O intervalo de participação dos renováveis vai de 33%, no cenário de transição ultrarrápida, até 4% da situação de hoje. A *major* BP, mesmo comprometida com metas condicionadas pelo Acordo de Paris, continua como uma importante empresa petroleira, que pretende ampliar sua produção de gás natural.

A BP reconhece mudanças importantes tanto na demanda, com o crescimento de fontes alternativas, como na oferta, com novas tecnologias, que podem levar a um cenário de excesso de oferta, forçando os preços baixos por longos períodos. Por outro lado, dificilmente o petróleo deixará de ser utilizado de forma abrupta, havendo também um período relativamente longo de adaptação do sistema produtivo, convivendo o petróleo com outras fontes de energia (FATTOUH; DALE, 2018).

Figura 11 – Projeções sob diversos cenários para consumo de energia em 2040

⁹ Esta é também a posição da SHELL (2019, p. 29).



Fonte: BP (2019b, p. 8).

Os cenários são de grande incerteza, abrindo-se inúmeras possibilidades de trajetórias. Com uma razão reserva/produção¹⁰ de 11 anos, a BP destina 10% de seus investimentos em alternativas energéticas, buscando uma estratégia adaptativa para não se posicionar na bipolaridade do dilema *early-late adopters* das novas tecnologias.

A estratégia da BP pode ser resumida em quatro pontos (BP, 2017, p. 4):

- (i) Aumentar a eficiência na produção de gás e petróleo;
- (ii) Intensificar o crescimento do *downstream* condicionado à dinâmica do mercado, por meio da incorporação de inovações de processo e de produto;
- (iii) Aumentar a exposição em novos projetos de baixo carbono, especialmente com novas tecnologias;
- (iv) Modernizar todo o grupo, avançando na digitalização.

Em um cenário ainda mais longo, até 2100, a *Shell*, outra *major*, por seu turno, destaca um pico de demanda do petróleo nesta década de 2020 e um grande e acelerado crescimento das fontes renováveis, que deverão suplantar as fontes de petróleo em torno de 2050 (SHELL, 2019, p. 17). A empresa ressalta a existência de seis forças dinâmicas para esta transição:

- (i) Queda dos custos das fontes renováveis, resultado de investimentos e avanços tecnológicos;
- (ii) Mudança climática e poluição tornam-se temas dominantes;
- (iii) Governos aumentam as metas de energias renováveis;
- (iv) Inovações tecnológicas na produção e no uso final de energia;
- (v) Ação das empresas que mudam suas estratégias, pressionadas pelo ativismo dos acionistas que aumentam a pressão para fixar um preço

¹⁰ Conceito altamente impreciso e abstrato, que faz a suposição de que nenhum novo barril será adicionado às reservas e de que a produção continuará a mesma, para todo o futuro.

para o carbono, reduzir subsídios ao petróleo e acelerar a desativação do carvão¹¹;

(vi) Opinião pública está mudando.

A Shell, junto com outras empresas de petróleo europeias, depois da crise do Covid-19, aumentou suas metas de redução de emissões para 2050, em resposta direta às pressões da sociedade, especialmente do grupo de investidores em torno do movimento Climate Action 100+¹². A política da Shell não é de produção exclusiva de produtos livres de carbono, mas a meta de saldo líquido zero de emissões será alcançada pela mitigação destas emissões positivas por parte dos consumidores ou pela empresa em nome daqueles.

A IOC planeja atingir esta meta aumentando a venda de produtos com menos intensidade de carbono, como fontes renováveis, biocombustíveis e hidrogênio, assim como aumentando seus projetos de captura e armazenamento de CO₂ (CCS), além de investir em projetos naturais, como os de reflorestamento.

A Shell reconhece o aumento da demanda de energia pelas nações mais pobres do mundo e vem incorporando as variáveis relacionadas com as mudanças climáticas nos seus cenários prospectivos. No seu cenário *Sky*, lançado em 2019, a empresa radicaliza o conjunto de políticas para redução de emissão de gases de efeito estufa, em relação aos seus cenários anteriores, concluindo que para atender as metas do Acordo de Paris a transição dos sistemas energéticos tem que ser muito mais profunda do que a situação atual.

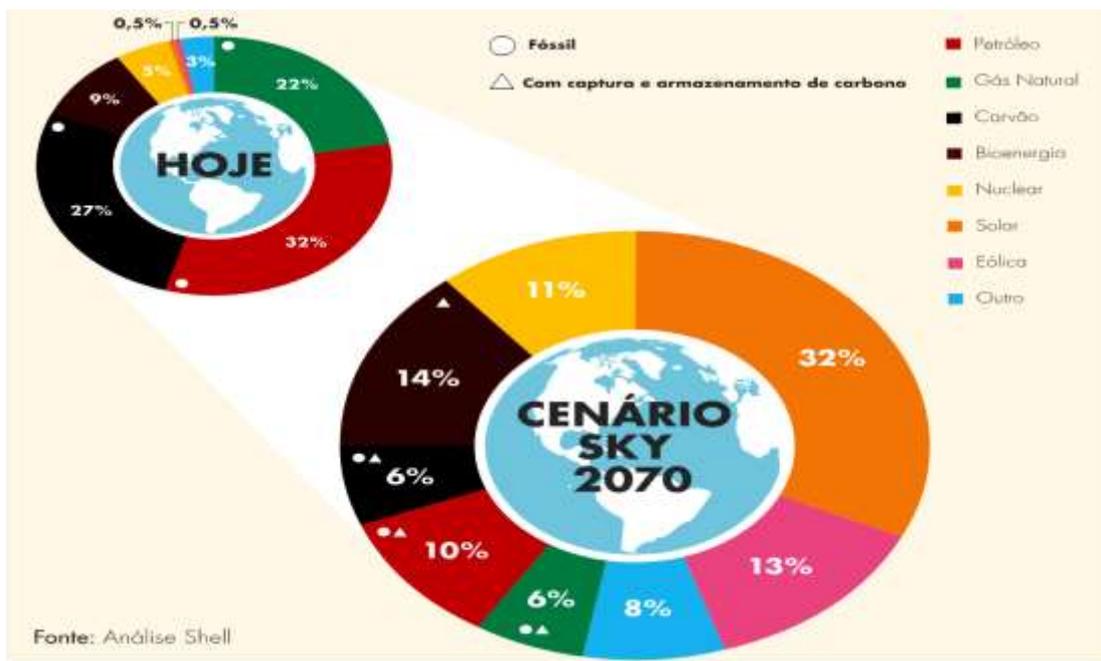
Neste cenário *Sky*, há uma grande redução do uso do carvão e o petróleo também perde espaço como fonte primária de energia, como se pode ver na Figura 12, onde se destaca o crescimento da solar e eólica, além da duplicação das fontes nucleares de energia.

Outra grande major – a ExxonMobil – começa seu último relatório de 2019, com perspectivas para 2040, chamando a atenção para o desafio duplo de prover, com segurança e custos adequados, energia, ao mesmo tempo em que reduz os efeitos sobre as mudanças climáticas (EXXONMOBIL, 2019, p. 3). A empresa coloca nos avanços tecnológicos a principal esperança para o enfrentamento do duplo desafio.

Figura 12 – Cenário Sky da Shell: fontes primárias de energia hoje e em 2070

¹¹ A Shell considera esta redução do uso do carvão como um dos maiores desafios para a transição energética.

¹² Organização de investidores para pressionar as empresas para a pauta de mudanças climáticas. (Climate Action 100+, 2019).



Fonte: Shell (2019, p. 32).

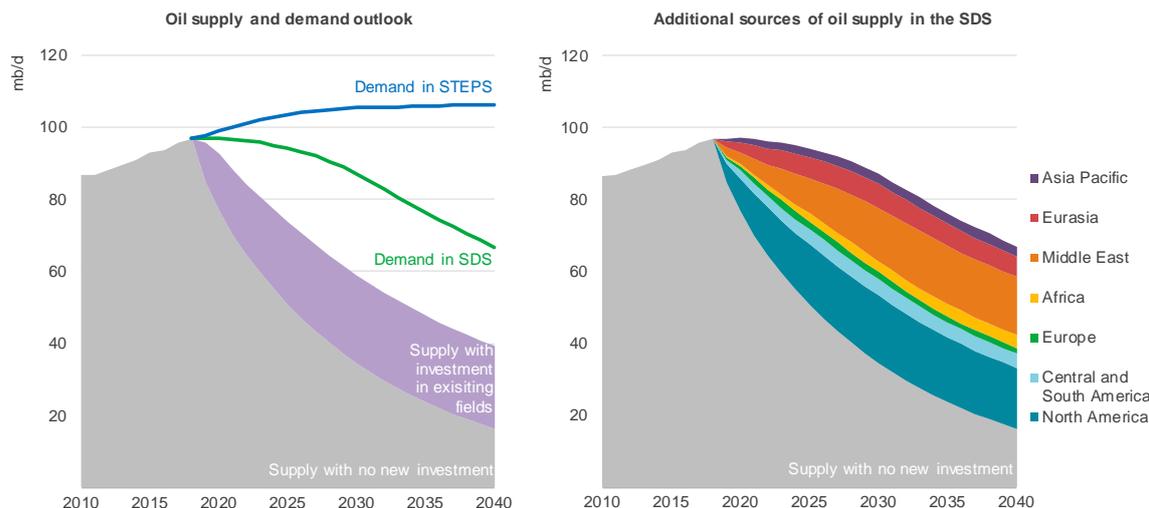
Frente ao aumento da demanda de energia e a necessidade de reduzir emissões a Exxon propõe uma estratégia baseada em:

- (i) Estimular a eficiência energética, implementando os projetos com menores relações custo-benefício;
- (ii) Acelerar a transformação do *mix* de fontes primárias de energia, ampliando a parcela das fontes de baixo carbono;
- (iii) Adotar políticas que promovam soluções custo efetivas;
- (iv) Investir em P&D para avançar a tecnologia.

Mudando o *mix* de produtos do *downstream*, a Exxon está reduzindo drasticamente a produção de óleo combustível, aumentando a produção de diesel, QAV e lubrificantes, aumentando seus ganhos com a petroquímica e, nos últimos vinte anos, vendendo 22 de suas 43 refinarias (EXXONMOBIL, 2020).

Diferente das IOCs europeias, as americanas, especialmente a Exxon e Chevron, resistem a mudanças legislativas e regulatórias em relação às mudanças climáticas, defendendo enfaticamente “soluções de mercado”.

Figura 13 – Demanda projetada no cenário de desenvolvimento sustentável e projeções da oferta em 2018



Note: With no investment, all sources of supply decline at their natural decline rates. With investment in existing fields only, all currently producing sources decline at the annual loss of supply. In both cases, no new fields are developed.

Fonte: IEA (2020, p. 80).

A Repsol Sinopec, uma petroleira europeia média, apresentou em seu plano estratégico 2016-2020 metas de diversificar suas atividades, ampliando suas parcerias na área de eletricidade de baixo carbono, para reduzir suas emissões globais de seus negócios integrados. Um destes movimentos foi a aquisição da empresa *Viesgo*, do setor de eletricidade espanhol, em finais de 2018. Também a TotalEnergies, da França, vem adquirindo empresas do setor de eletricidade, diversificando suas fontes primárias de energia. Com a aquisição da *Direct Energy*, a Total aumenta fortemente sua posição no mercado elétrico da França e da Bélgica (GÓMEZ, 2019). A francesa procura focar sua posição na defesa de um processo de transição energética lento e gradual, que deixará ainda muito espaço para o petróleo, exigindo medidas mitigadoras.

O já citado relatório da ONG *Influence Map* (2019, p.12) destaca a sutileza das campanhas de algumas grandes IOCs (Exxon, Chevron, BP, Shell e Total) ao tentar deslocar a atenção para uma economia de baixo carbono. A estratégia é dar menos visibilidade aos combustíveis fósseis, colocando as companhias como *experts* em mudanças climáticas, capazes de desenvolver novas tecnologias e novas ideias para o baixo carbono, e reconhecendo o problema dos efeitos dos GHG. Porém, o modelo ignora os aspectos críticos da solução, como a regulação para impor limites de produção.

Enquanto isto, as atividades destas grandes petroleiras continuam amplamente focadas na produção de fontes fósseis, com produção de fontes alternativas em limites muito baixos, mesmo nas projeções para o fim da década.

Depois de constatar os grandes investimentos relativos de algumas IOCs nas eleições americanas, com desembolsos de milhões de dólares com doações

políticas nos EUA, o relatório da ONG *Influence Map* detalha a ação destas empresas nas redes sociais das eleições de 2018 para derrotar iniciativas legislativas estaduais, que ameaçavam os seus interesses em relação as mudanças climáticas, como se ilustra na Figura 14.

Figura 14 – Gastos de empresas de petróleo com campanhas em redes sociais em eleições de 2018 nos EUA



Fonte: Influence Map (2019, p. 18).

Já as NOCs, com grandes reservas de petróleo e gás natural, vivem dilemas distintos, a depender dos seus custos de produção e seus compromissos com outras metas de seus governos. As empresas estatais (NOCs e NIOC) são mais aderentes às políticas de seus respectivos governos, dependendo mais das definições de suas prioridades.

A Saudi Aramco (SA), poderosa estatal da Arábia Saudita, enfatiza as estratégias de abatimento das emissões de GHG como mais importantes para enfrentar as mudanças climáticas. Em relatório do início de 2019, a Saudi Aramco ressalta que seu petróleo é do tipo que tem menos intensidade de carbono na cadeia da produção ao consumo, na comparação entre 100 tipos de petróleo produzidos por 20 países, analisados em 2017 (SAUDI ARAMCO, 2019). Alegava que a empresa empregava no seu processo de produção tecnologias que minimizavam o uso de carbono, – como o controle remoto da perfuração, poços multilaterais com completação inteligente e inundação periférica – levando à redução do uso de água nos campos maduros, o que diminuiu a utilização de energia para manter os níveis de produção.

Além de um programa de redução do *flaring* em suas unidades, a Saudi Aramco desenvolve um programa de P&D com quatro objetivos estratégicos: (i) sustentabilidade de produção com baixo carbono; (ii) ampliação do uso de não combustíveis do petróleo; (iii) meios de transporte sustentáveis; e, (iv) soluções de alto impacto na mobilidade.

Embora seja uma empresa absolutamente controlada pelo governo, a Saudi Aramco manteve a cultura corporativa dos seus donos originais, empresas privadas americanas, preservando, até recentemente, uma relativa autonomia operacional em relação à família saudita governante da monarquia Saud. Nenhum membro da família real ocupava posições de destaque na empresa. Com o atual príncipe Mohammad bin Salman, a situação começa a se modificar, ainda que a pressão seja na direção da diversificação, segundo a “Visão 2030”. Em 2018, o Conselho de Administração da SA foi substituído pelo Conselho de Ministros chefiado pelo Príncipe bin Salman, indicando perda de autonomia estratégia da empresa (HERTOG, 2019).

Novos investimentos em refino querem levar a SA à primeira posição entre os refinadores do planeta, com capacidade de tratar entre 8-10 milhões de barris dia, além de implantar novos sites dessa atividade fim fora do Reino, especialmente na Ásia. A SA também está se envolvendo mais e mais com projetos da indústria manufatureira, especialmente na petroquímica de 4ª geração no entorno de seus complexos petroquímicos, e participa do financiamento do Fundo Soberano. Seu investimento em renováveis é relativamente pequeno.

Uma das áreas de diversificação é a petroquímica, cujos novos projetos, alguns deles em associação com os japoneses da Sumitomo e a americana Dow, previam investimentos superiores a 60 bilhões de dólares nos próximos anos, na busca de transformá-la na terceira maior empresa do setor no mundo. A Saudi Aramco adquiriu, em 2018, o controle da SABIC, a empresa petroquímica do país, capitalizando o *Public Investment Fund* (PIF), pertencente ao Fundo Soberano e principal instrumento para financiar atividades econômicas dos sauditas.

Um outro elemento de mudança do ambiente de negócios de E&P tem sido as mudanças dos sistemas regulatórios, que buscam ampliar a parcela governamental das rendas petroleiras, tanto com visões de curto prazo, com o aumento dos bônus de entrada, como uma visão de mais longo prazo, com o aumento das parcelas do governo no *profit oil* dos contratos de partilha de produção ou no aumento dos *royalties* dos contratos de concessão.

2.4. Mudanças nos modelos de negócio

O sistema energético atual, com sua complexa rede de atores e infraestrutura, ainda é predominantemente dependente do petróleo (31%), carvão (26%) e gás natural (23%). Não há dúvidas que os custos relativos das diversas tecnologias e suas fontes de energia são elementos cruciais das transições energéticas, mas mudar esta máquina não será possível somente com mudanças marginais dos custos relativos das fontes primárias de energia.

Há alguns que consideram que a atratividade das diversas fontes primárias de energia tem mudado, assim como as mudanças tecnológicas têm aberto outras possibilidades de modelos de negócio, tornando alguns dos velhos modelos ultrapassados. A complexidade do conceito de transição energética vai muito além da simples substituição de fontes primárias.

O modelo de negócios das atuais IOCs, que está baseado na maximização do valor para os acionistas, está crescentemente sendo desafiado pelas novas regulações referentes as mudanças de clima e pelo comportamento dos preços. O foco desse modelo é especialmente os retornos financeiros de curto prazo, garantidos pela maximização da produção das reservas e minimização dos custos com crescente terceirização (STEVENSON, 2016).

As IOCs deixaram de ser fontes de capital e tecnologia, além de gestão de grandes e complexos projetos, e as NOCs se tornaram as grandes *players* do mercado de petróleo, depois dos anos noventa. A sofisticação e profundidade dos mercados financeiros viabilizaram o capital necessário para as operações e a terceirização, implementada pelas próprias IOCS, provocou o crescimento de uma indústria de serviços, que poderia ser contratada diretamente pelas NOCs, sem precisar da intermediação das IOCs.

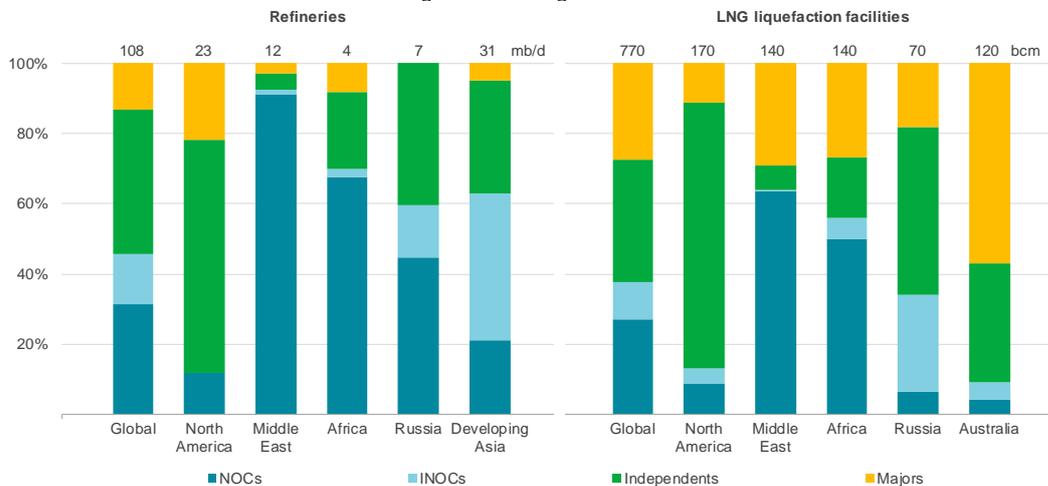
Mesmo no *downstream*¹³, em que a presença das IOCs era maior, as transformações decorrentes da expansão dos mercados da China e Índia, ainda que elas estivessem ausentes, também reduziu seu tamanho neste mercado, levando, conseqüentemente, a uma redução do seu grau de integração vertical.

Um dos componentes importantes na transição de fontes primárias de energia é seu aparato distribuidor que, no caso do petróleo passa pelas refinarias e pelos terminais de liquefação de gás natural, além da rede de gasodutos. Em termos globais, e em especial na América do Norte, Rússia e Ásia fora da China, as refinarias são predominantes de empresas privadas independentes, enquanto no

¹³ Este setor e as mudanças no uso final de energia serão abordados com maior profundidade em relatório posterior desta pesquisa.

Oriente Médio e na África, e em parte significativa da Rússia, predominam as estatais, conforme se apresenta na Figura 15.

Figura 15 – Propriedade das refinarias e das unidades de liquefação por tipo de empresas de petróleo 2018

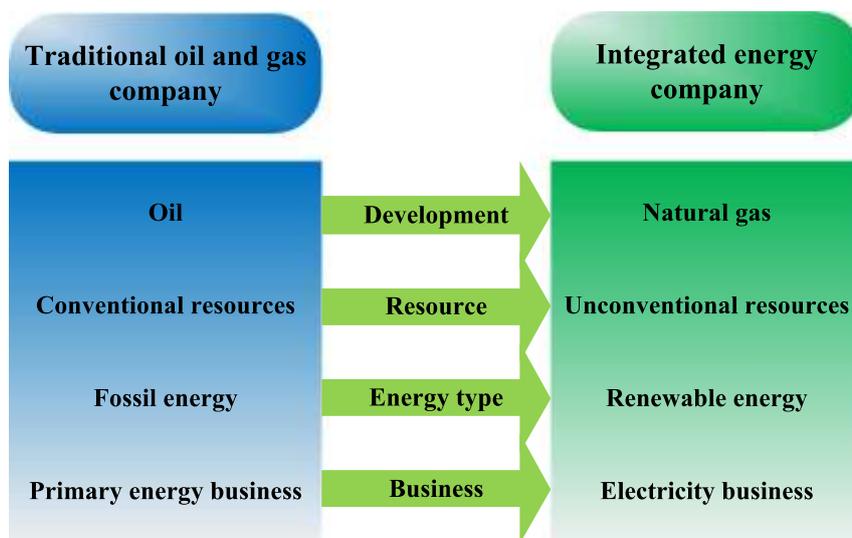


Note: Includes refineries and liquefaction facilities in operation and under construction.
 Source: IEA (2019), *World Energy Outlook 2019*, www.iea.org/weo2019.

Fonte: IEA (2020, p. 25).

O modelo de negócio das IOCs deve mudar frente as pressões da agenda das mudanças climáticas, caminhando para uma empresa mais integrada e com maior proporção de gás natural no seu portfólio, como se esboça no diagrama esquemático da Figura 16. As empresas serão melhor integradas, com maior diversidade de fontes renováveis e recursos não convencionais, caminhando expressivamente para uma empresa de energia, mais do que simplesmente de petróleo.

Figura 16 – Desenho esquemático dos novos modelos de negócio das IOCs



Fonte: Lu, Guoc e Zhang (2019, p. 1206).

Como sinal de que o modelo clássico de operações das IOCs está em crise, alguns autores destacam a pequena acumulação de reservas nos últimos anos e a baixa performance do valor das ações das IOCs nos mercados de Bolsas de Valores em que elas são transacionadas (STEVENS, 2016).

3. Conceito de reservas de petróleo: geológico e econômico

Saber se haverá um pico da produção do petróleo ou um pico de sua demanda está diretamente relacionado com o conceito de reservas de petróleo e a mensuração do seu volume. O conceito de reserva é um conceito econômico, além de geológico. As reservas são um subconjunto dos recursos identificados e onde se demonstra a viabilidade técnica e econômica de sua extração. O conceito de reservas possibilita a ligação entre o mundo físico da disponibilidade do petróleo, com o mundo econômico e financeiro, que disponibiliza o capital para sua extração.

O termo “reserva” pode levar a várias imprecisões. Ele é geralmente associado a um volume firme e fixo que é guardado, quando ele é, na verdade, um volume estimado pelas probabilidades de acerto dos parâmetros relevantes conhecidos em cada momento, de acordo com as condições econômicas e tecnológicas daquele momento. A indústria de petróleo e gás é uma das poucas em que seu principal ativo é determinado probabilisticamente, podendo não existir e nunca ser desenvolvido. Não é possível, a não ser depois da produção e abandono do campo, determinar precisamente o volume de óleo efetivamente recuperado dos reservatórios identificados.

Ainda que alguns achem que as teorias da origem do petróleo não tenham influência no debate sobre o pico de produção, outros consideram este conceito como fundamental para a questão de limitações da capacidade de produção. Se a sua quantidade física é finita no horizonte da vida humana, mais cedo ou mais tarde ele se esgotará.

Em linhas gerais, há duas correntes de pensamento sobre a origem do petróleo: a teoria biogênica, que explica a origem do petróleo nas transformações de material biológico, sujeito a pressões e temperaturas adequadas para sua mudança de características; e, as teorias abióticas, que argumentam pela origem não biológica do petróleo. Desde o início da indústria do petróleo na segunda metade do século XIX, cientistas também defendiam a visão abiótica da origem do petróleo: ele se originaria de reações químicas entre a água e o ferro, nos confins da terra, sem necessitar de matéria orgânica para se constituir (HÖÖK; BARDI; FENG *et al.*, 2010).

É extraordinariamente maior o suporte da comunidade científica para as hipóteses biogênicas, em comparação às abióticas, mas existe consistência em ambas. Principalmente na antiga União Soviética, baseados em conhecimentos de termodinâmica, estas hipóteses partem da possibilidade de que, sob altas temperaturas e pressão, a interação carbono-hidrogênio pode vir a gerar petróleo, abrindo possibilidades para a criação humana de petróleo, se estas condições forem possíveis de ser reproduzidas no espaço produtivo.

Os experimentos alemães da década de vinte do processo Fischer-Tropsch, produzindo combustível a partir do carvão, era uma prova desta possibilidade, de chegar a longas cadeias de hidrocarbonetos a partir de fontes inorgânicas (HÖÖK; BARDI; FENG *et al.*, 2010, p. 5). Limitações deste processo na superfície da terra e pouca evidência empírica que sustente estas hipóteses, podem explicar sua pouca aceitação entre a comunidade científica, apesar da grande presença de metano fora da terra, sem que exista indicação de material orgânico prévio. A possibilidade de transformar a cadeia de carbono numa cadeia mais longa é o grande desafio desta teoria.

3.1. Contabilidade das Reservas

A contabilidade das reservas permeia duas coisas bastante distintas: (i) a necessidade de acompanhar as reservas de petróleo e gás como instrumento de programação da produção; e, (ii) o processo chamado de *booked reserve*, que é o registro contábil destes volumes para fins de relatórios para os mercados financeiros. A existência dos volumes recuperáveis e seu registro são duas variáveis diferentes, com a última sendo mais imprecisa do que a visão probabilística da primeira.

A determinação das reservas é uma necessidade da programação da curva de produção de cada empresa, de forma a se obter o melhor resultado de uma determinada descoberta. Há autores que consideram o registro contábil um ato político (LAHERRERE, 2001), uma vez que as limitações impostas pela SEC, em nome do sistema financeiro, acabam subestimando as reservas existentes fora da OPEP.

O relatório de reservas pode utilizar as suas imprecisões para atender os interesses de quem está reportando e, por isso, é um ato político, na medida em que pode ser grande, quando assim interessa (cotas, mercados de capitais), ou pequena (impostos, concorrência) se este for o interesse.

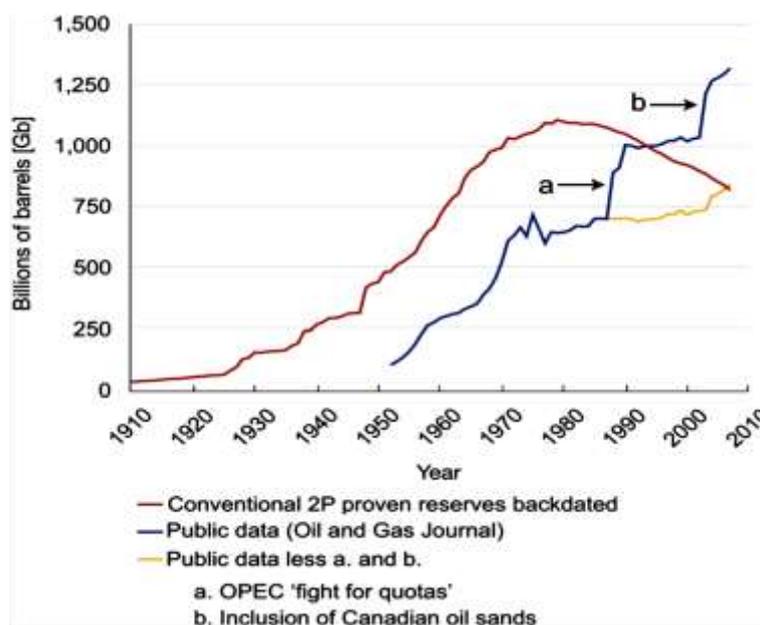
As estimativas das reservas ainda existentes são bastante controversas com as organizações que disponibilizam dados públicos tendendo a superestimar estes

volumes, desconsiderando as críticas metodológicas e enfatizando as dimensões políticas destas estimativas. Já as organizações internacionais dos consumidores, particularmente as agências internacionais de informação¹⁴, tendem a absorver parte das críticas, mas reproduzem os relatórios oficiais, enquanto os dados baseados em registros dos poços e dos campos, preparados por consultorias privadas, tendem a ter volumes menores (OWEN; INDERWILDI; KING, 2010, p. 4744). De qualquer forma, há um certo consenso de que os limites da produção de petróleo não se encontram na sua disponibilidade física, mas na economicidade dos investimentos e acesso às reservas.

Além das motivações políticas e econômicas para a manipulação dos dados de reservas, existem outros fatores que reduzem sua transparência e confiabilidade. Uma das razões destas diferenças de avaliação é a reclassificação de recursos em reservas, a partir de variações de preços, que não padronizada, possibilita várias interpretações deste volume (HIRSCH; BEZDEK; WENDLING, 2005, p. 12). Isto é particularmente significativo com a incorporação de não-convencionais neste cálculo.

Outra fonte de imprecisão nestas estimativas é a transformação de reservas 2P em 1P, que depende de avaliação da existência de tecnologias comercialmente viáveis, com um grau de ambiguidades. Como visto na Figura 17, os volumes iniciais apresentam trajetória sempre ascendente, com as revisões suavizando a curva a partir de um certo pico, alcançado entre 1970 e 1980.

Figura 17 – Revisões dos volumes 1P e 2P e efeitos sobre as reservas



¹⁴ Várias organizações internacionais, como a OPEP, IEA, EIA e International Energy Forum, por exemplo, consideram que as reservas são abundantes e ainda duram muitas décadas (HULST, 2011).

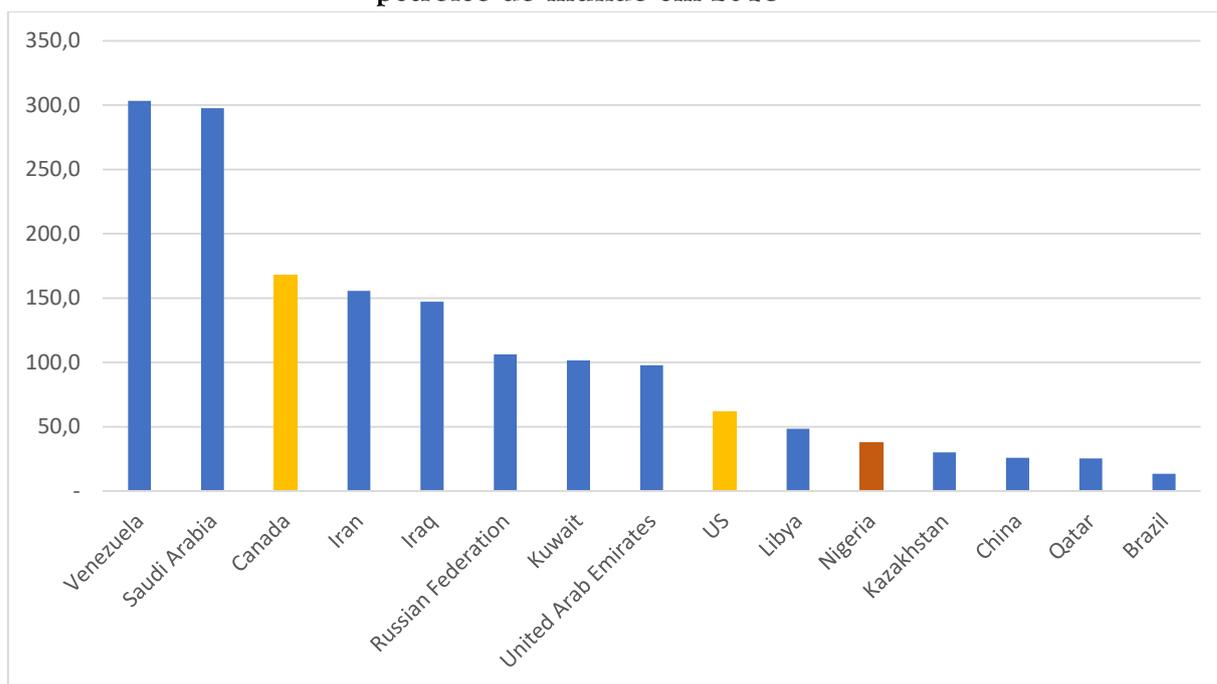
Fonte: Hirsch, Bezdek e Wendling (2005, p. 4746).

Nota: Reservas 2P revisadas para trás depois da data da descoberta.

Uma das medidas bastante utilizadas na análise das reservas é a razão reserva-produção, que mede o atual nível de volume de reservas dividido pelo atual nível de produção, sem levar em conta variações da demanda e taxas de declínio variáveis no futuro. Estas imprecisões nas medidas do volume das reservas levam à impossibilidade de previsão do momento preciso do pico de produção, quando metade das reservas já foi produzida.

As reservas estão predominantemente nas mãos de estados e de NOCs, como se pode ver na Figura 18, na qual se apresentam os volumes de reservas provadas dos 15 maiores países que as dispõem no mundo, sendo somente dois (Canadá e EUA) com predominância de empresas privadas no setor de petróleo e gás. Na Nigéria, as IOCs são altamente reguladas e têm sócios domésticos mandatários. O Iraque oferece apenas contratos de serviços para as IOCs.

Figura 18 – Produção, em bilhões de barris, das quinze maiores reservas de petróleo do mundo em 2018



Fonte: BP Statistical Review 2019. Nosso gráfico.

Apesar da maior parte das reservas mundiais de petróleo se encontrarem sob controle dos Estados, através de suas empresas estatais, a parcela de reservas nas mãos das empresas privadas é um poderoso indicador para os fluxos de capitais entre os mercados financeiros e as empresas petrolíferas.

De acordo com a SEC, que regula o registro das reservas para o mercado financeiro, as reservas precisam ser classificadas de acordo com a certeza de

viabilidade econômica de produção e poços que precisam ser perfurados para obter essa informação relevante. Para o mercado financeiro, portanto, há a necessidade de investimentos nos campos, antes de se considerar a existência de reservas em uma área.

Em geral, as grandes empresas tendem a subestimar as reservas iniciais devido a vários fatores como a vontade de não expor demasiadamente seus números, o desejo de suavizar o crescimento de seus ativos, interesses tributários e conservadorismo nas relações com os mercados financeiros. Elas tratam as reservas nos seus relatórios como estoques que devem ser mantidos ao mínimo, mesmo que não representem as realidades físicas que sejam (CAMPBELL, 2005, p. 131). As empresas pequenas, ao contrário, procuram superestimar as reservas, para melhorar as suas condições de financiamento.

Para a definição de reservas, a SEC¹⁵ utiliza alguns conceitos com alto grau de imprecisão, como:

- (i) “Razoável certeza” sobre as condições das técnicas conseguirem atingir a curva de produção projetada;
- (ii) Expectativas de continuidade das condições econômicas existentes;
- (iii) Curva de preço futuro estável;
- (iv) Reajustes de preços somente por razões contratuais.

Para inibir a superestimação de reservas, a SEC considera nos registros a serem divulgados apenas as Reservas Provadas que estão produzindo – as Reservas Provadas Desenvolvidas- e as Reservas Provadas que ainda não estão produzindo – as Reservas Provadas Não desenvolvidas. Até 2008, a SEC não admitia a dinâmica entre reservas provadas e não provadas que depende fortemente do nível de informação disponível sobre o reservatório, uma função do volume de investimento realizado no campo.

Por outro lado, o não registro de 2P e 3P aumenta o crescimento de 1P pela revisão das suas estimativas iniciais decorrentes de melhor conhecimento dos reservatórios, confirmando a subestimação inicial. Lahererre (2001) diz que a indústria de petróleo e gás utiliza as melhores tecnologias na sísmica, perfilagem e

¹⁵ A Regra 4.10 da Regulation S-X da SEC define reservas provadas como “the *estimated* quantities of crude oil, natural gas, and natural gas liquids which geological and engineering data demonstrate with *reasonable certainty* to be recoverable in future years from known reservoirs under existing economic and operating conditions, i.e. prices and costs as of the date the estimate is made. Prices include consideration of changes in existing prices provided only by contractual arrangements, but not on escalations based upon future conditions” (Nossos destaques).

produção, mas as piores tecnologias na definição das unidades de medida¹⁶, relatórios e comunicações de reservas.

No que se refere ao petróleo, há vários tipos de taxonomias adotadas para classificar recursos e reservas, que se desenvolvem especialmente depois de 1930. A classificação mais antiga de reservas e recursos de hidrocarbonetos foi definida pela *Securities and Exchange Commission* (SEC, 2001), que se volta para atender as demandas do mercado financeiro e sofreu sua primeira alteração, desde 1982, em 2008, com vigência a partir de 2010. Uma outra classificação, que pretende uma aplicação mais ampla, é da *Society of Petroleum Engineers* (SPE/WPC, 1997).

Com a crise do petróleo do início dos anos setenta, os preços cresceram muito e os registros contábeis das reservas foram bastante questionados. Em resposta às pressões da *Securities and Exchange Commission* (SEC), órgão regulador do mercado financeiro americano, o *Financial Accounting Standards Board* (FASB), órgão responsável pelo estabelecimento de padrões contábeis nos EUA publica, em 1977, o SFAS N°. 19 (FASB, 1977) definindo o conceito de *reserve recognition accounting* (RRA), lançando, como nota nos balanços, dados referentes às reservas. Mais tarde, em 1982, foi lançado o SFAS N°. 69 (FASB, 1982), reconhecendo a insuficiência do RRA e detalhando *Disclosures About Oil and Gas Producing Activities*, a partir dos critérios para as notas sobre as reservas nos balanços. O SFAS 69 requeria que as empresas reportassem, em notas ao Balanço (JOHNSTON E JOHNSTON, 2006, p. 59-60; WRIGHT; GALLUN, 2008, p. 49-50), dados referentes a:

- (i) Reservas provadas, desenvolvidas e não desenvolvidas;
- (ii) Custos capitalizados referentes as atividades de produção;
- (iii) Medida padrão de reservas considerando-se: preços recebidos no final do ano; preços e custos fixos; taxa de desconto de 10%;
- (iv) Produção anual e resultados exploratórios e perfurações para desenvolvimento, aquisições e revisões de estimativas anteriores de reservas;
- (v) Medida padronizada do cálculo do Fluxo de Caixa descontado com registros de suas mudanças;
- (vi) Procedimentos contábeis para a capitalização e critérios para a disposição do capital acumulado.

Com o novo ciclo de preços altos de 2003-2008 e de 2009-2014, o valor das reservas volta a ser um ponto importante na avaliação financeira das empresas de petróleo. Em 2008, a SEC admitiu rever seus critérios para a divulgação de

¹⁶ Só para exemplificar, o barril tem inúmeras definições tanto em termos de volume (depende do conteúdo), como em peso. Historicamente, os primeiros barris de petróleo nos EUA variavam de 30 a 50 galões (LAHERRERE, 2001).

reservas, propondo novas mudanças nas regras contábeis para o cálculo de reservas e incorporando os avanços tecnológicos, mas, principalmente, ajustando-se para novas variações excepcionais de preços.

A queda dos preços de 2014 não levou a mudanças nas metodologias de cálculo de reservas, apesar da grande redução destes volumes por *impairments* provocados pela queda de preços, tornando muitos campos comercialmente inviáveis. Este processo deverá retornar na contabilização das reservas de 2020, devido ao brutal declínio dos preços deste ano.

Algumas das mudanças (JOHNSTON, 2009) permitem a utilização de novas tecnologias na definição da “razoável certeza” para estimar os volumes de reservas provadas, além do que se exigia anteriormente, que era o reservatório estar em produção ou a realização de teste de formação¹⁷. Outra mudança foi a possibilidade de registrar reservas prováveis e possíveis, além das provadas nos balanços, incluindo os hidrocarbonetos não convencionais. Adicionalmente, a variação do preço utilizado para a valoração de reservas, que deixa de ser o do último dia do ano para ser a média dos preços do primeiro dia dos últimos doze meses, também deve ser destacada. Regras para auditorias externas sobre as reservas tiveram que ser definidas para controlar os cenários de mudanças recorrentes. A Tabela 2 apresenta algumas das mudanças posteriores a 2008.

Tabela 2 – Algumas mudanças nos critérios de publicação de reservas SEC

Critério	Regras antigas	Novas Regras
Reservas Provadas, Prováveis e Possíveis	Apenas 1P, por área geográfica.	1P obrigatória. 2P e 3P permitidas. Por área geográfica se nenhum país for mais de 15%
Não convencionais ¹⁸	Só convencional	Não convencionais podem entrar, desde que produzindo em condições econômicas adequadas
Razão Reserva-Produção	Por região	Por região, se países < 15% Por convencional e não Por produto, para não convencional
Medida Padrão de Óleo e Gas (SMOG)	Preços fim de ano	Média anual dos preços do primeiro dia de cada mês

¹⁷ Os testes de formação visam identificar os fluidos contidos, a pressão estática, a depleção, a produtividade da formação e os seus danos (THOMAS, TRIGGIA, CORREIA *et al.*, 2001, p. 126-127.)

¹⁸ Não convencionais incluem resultados de recuperação terciária, petróleo ultra pesado, areias betuminosas, reservatórios de baixa permeabilidade, metano de carvão, aquíferos geopressurizados, hidratos de metano, óleos de folhelho, águas ultraprofundas e Ártico (LAHERRERE, 2001).

Período do relatório	3 anos	3 anos regra dos 15% por país Por produto com médias anuais de preços
----------------------	---------------	--

Fonte: Johnston (2009, p. 14).

Estas mudanças das regras do SFAS 69, realizadas em 2008, refletiam a dinâmica dos preços do petróleo que desabaram no final do ano, em função da crise do sistema financeiro, e que poderiam implicar em grandes cortes de reservas das principais empresas do mundo. A informação mais relevante, das empresas de petróleo, para o mercado financeiro, refere-se à capitalização de custos para a formação de reservas provadas. Esses custos DD&A¹⁹ capitalizados refletem os desembolsos para a constituição de reservas provadas e não provadas.

Além de estabelecer uma padronização para os preços, as novas regras da SEC avançaram também na definição de um padrão para os cálculos do Fluxo de Caixa. Determinaram uma taxa de desconto arbitrária de 10% ao ano para ser aplicada aos fluxos futuros das entradas de recursos e as saídas referentes aos Futuros Custos de Desenvolvimento e de Produção. Estes custos se relacionam com o desembolso, ao final de cada ano, relativos ao Desenvolvimento e Produção das Reservas Provadas, somados aos desembolsos relativos e às diversas participações governamentais na renda petroleira futura.

A *Society of Petroleum Engineers* (SPE) e o *World Petroleum Council* (WPC) publicaram separadamente, mas de forma semelhante, os conceitos de reservas e recursos em 1987, fazendo sua última revisão em 2007. Segundo essas instituições os recursos são definidos como todas as quantidades de petróleo que naturalmente ocorrem na Terra, descobertos ou não descobertos (de forma recuperável e não recuperável), mais as quantidades já produzidas.

No Brasil, a Petrobras tem seu próprio conjunto de diretrizes fortemente baseadas na ANP, SEC e SPE e a ANP, através da Portaria nº. 9/2000, fixou os critérios para a estimação de volumes de reservas, com base nos critérios da SPE. Através da Portaria 47 de 5/09/2014, a ANP, depois de diferenciar recursos contingentes, convencionais e não convencionais, prospectivos e reservas desenvolvidas, não desenvolvidas e possíveis, define as reservas provadas como:

Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo

¹⁹ Depreciação, depleção e amortização, juntando visões contábeis dos fluxos físicos, com fluxos financeiros.

"razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%²⁰.

Para a SPE, uma descoberta ocorre depois que um ou vários poços exploratórios confirmam a existência de um volume significativo de óleo recuperável (SPE/WPC, 2007), classificando inicialmente estes volumes como Recursos Contingenciais, dependentes de posterior definição de decisão final de investimento, quando passam a ser considerados como reservas.

Um elemento fundamental para a caracterização das descobertas em reservas provadas (desenvolvidas e não desenvolvidas) e recursos contingentes é a declaração de comercialidade. Para que um recurso contingente possa ser considerado reserva, portanto, depois da declaração de sua comercialidade, é necessário que haja:

- (i) Evidência de um razoável cronograma para desenvolvimento da produção;
- (ii) Uma razoável avaliação da viabilidade econômica de recuperação dos investimentos e dos custos operacionais;
- (iii) Uma razoável expectativa sobre as condições de mercado para absorver a produção;
- (iv) Evidências de que há infraestrutura para a entrega do produto ao mercado;
- (v) Evidências de que o marco regulatório e condições sociais, econômicas e ambientais permitem o retorno aos capitais empregados no projeto.

Campbell e Laherrère (1998) definem reserva como a quantidade de óleo que pode ser extraído antes de se abandonar o campo. Corresponde à produção futura, usando a tecnologia disponível e economicamente viável, para extrair o petróleo dos poços que já foram perfurados e atingiram um determinado reservatório. A economicidade da transformação de recursos em reservas depende da evolução das tecnologias, das novas descobertas, da evolução da demanda, dos preços e das condições regulatórias (CLÔ, 2000).

²⁰ Inciso XVII do art. 2º da Portaria nº 47/2014 da ANP <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2014/setembro&item=rnp-47--2014>

Na Tabela 3, apresenta-se um diagrama de McKelvey²¹, na qual os recursos totais são decompostos em *Volume of Oil in Place* (VOIP) descoberto e VOIP não descoberto. Os recursos descobertos podem ser Comerciais e Sub Comerciais, com a parcela recuperável dos últimos sendo classificados como Recursos Contingentes. Assim, os recursos podem ser reservas e os mesmos também podem ser Contingentes e Prospectivos, estes ainda não descobertos.

Tabela 3 – Classificação de reservas e recursos

Petróleo Total Inicialmente <i>in situ</i> (VOIP)	VOIP Descoberto	Produção			Aumento do grau de comercialidade	
		Comercia 1	Reservas			
			1P	2P		3P
			Prova das	Prováveis		Possíveis
		Sub- Comercia 1	Recursos Contingentes			
			1C	2C		3C
	P90		P50	1P0		
	VOIP não recuperável					
	VOIP não descoberto	Recursos Prospectivos				
		Estimativas Baixas	Estimativas Médias	Estimativas Altas		
Não Recuperável						
Amplitude da Incerteza						

Fonte: Spe/Wpc (2007).

O diagrama de McKelvey classifica os recursos em termos de risco exploratório, com os recursos prospectivos identificados pelos métodos indiretos trabalhando nos prospectos, *play, trend*²², em áreas indefinidas com o maior risco e a produção atual com o menor risco. O risco está associado à quantidade de dados conhecidos sobre o projeto.

A classificação de McKelvey também capta os níveis de incerteza das estimativas de Reservas Possíveis, com probabilidade de sucesso de 10% (3P), Reservas Prováveis com probabilidade de sucesso de 50% (2P) e alta probabilidade (1P) de sucesso, que define as Reservas Provadas. Nenhum destes termos era

²¹ Esse diagrama foi desenvolvido pelo US Geological Survey para classificar os estoques de recursos naturais não renováveis, combinando as dimensões relativas à economicidade e conhecimento nos eixos verticais e melhor conhecimento do reservatório, no eixo horizontal.

²² Um prospecto é uma área geograficamente determinada onde há condições favoráveis para a perfuração de um poço exploratório. Um *play* é uma combinação de rocha reservatório, selo e rochas geradoras encontrada em campos já com descobertas com volumes comercialmente viáveis. O *trend* é uma área ao longo da qual o *play* já foi provado e novos campos podem ser descobertos. (HYNE, 2001b, p. 207-208).

reconhecido na metodologia da SEC, que até 2008 só admitia o registro de Reservas Provadas.

Recentemente, antes da atual crise dos preços do coronavírus, começou a crescer um conjunto de artigos críticos à metodologia de avaliação das reservas²³, incluindo o componente das restrições ambientais, decorrentes das políticas para a redução das emissões de carbono, que poderiam tornar inviáveis certas produções.

Esta literatura constata que o fim da era do petróleo está muito distante e que as limitações para seu uso virão cada vez mais das legislações restritivas ao seu uso por razões ambientais, dimensão que deveria ser incluída na avaliação do valor das reservas, incorporando inclusive aqueles barris que não poderão ser produzidos.

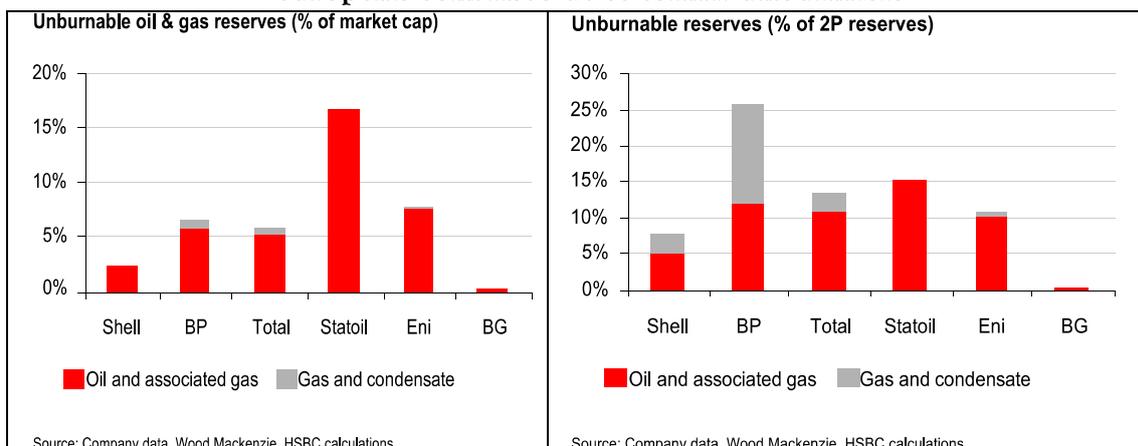
Há estimativas (MCGLADE; EKINS, 2015) de que um terço das reservas de petróleo e metade das de gás, além de 80% das reservas de carvão sofrerão alguma restrição para serem produzidas, se a meta de reduzir em 2°C a temperatura média global for efetivamente implementada. Estes *unburnable carbon*, de difícil mensuração e sem procedimentos contábeis, legais e regulatórios definidos, tem como um dos principais problemas as fontes do financiamento de sua “não produção”, ou quem irá “pagar a conta” por não produzir.

Como o valor das reservas é um importante componente do valor de mercado das empresas com ações negociadas nas Bolsas de Valores, a possibilidade de redução destes, mesmo que por razões regulatórias, deveria impactar sobre o valor das mesmas. Se estas hipóteses forem verdadeiras, a combinação da necessidade de retirada destas *unburnable* reservas dos balanços das empresas e os preços baixos do petróleo farão um desastre inédito nas finanças de 40-60% das 200 maiores empresas de energia do mundo, que perderão grande parte de seu valor de mercado (SPEDDING; MEHTA; ROBINS, 2013).

Relatório do banco HSBC em 2013 chamava a atenção para as diferentes proporções de *unburnable carbon* das reservas 2P de algumas empresas europeias de petróleo e gás, variando de quase nada para a então BG, até 25% das reservas da BP e 17% da então Statoil, hoje Equinor. A Figura 19 sugere que a Equinor estava mais sujeita a perda de valor de mercado de suas ações, em função de potencial perda de reservas devido a restrições climáticas do que outras IOCs europeias. No caso da BP, que tem a maior proporção de suas reservas P2 ameaçadas, o impacto no seu valor de mercado é muito menor.

²³ Um deles é Bebbington, Schneider, Stevenson *et al.*, 2020.

Figura 19 – Proporção de reservas 2P e do valor de mercado de algumas IOCs europeias com risco de se tornar *unburnable*



Fonte: Spedding, Mehta e Robins (2013).

3.2. Dinâmica das reservas: novas descobertas cada vez mais escassas

As reservas podem ser renovadas através de novas descobertas, extensão das áreas já descobertas, aquisições e revisões de estimativas (WRIGHT; GALLUN, 2008, p. 704). De acordo com alguns analistas as revisões das estimativas iniciais, devido ao melhor conhecimento dos reservatórios, são importantes fontes do crescimento das reservas, independentemente das descobertas, aquisições e melhorias tecnológicas (CAMPBELL, 2005, p. 136-137).

As revisões podem decorrer de uma reavaliação do Fator de Recuperação por melhor conhecimento de seu desempenho ou nova tecnologia disponível, mas também podem ser resultantes de reavaliações de condições econômicas futuras, seja mudança da curva de preços ou condições de custos. A dinâmica da transformação de 2P em 1P depende fortemente destas revisões.

O aumento das taxas de recuperação parece ser a principal fonte de novas reservas. O declínio da atual produção, se os investimentos acabarem, deve ser em torno de 8% da produção ao ano. Porém, as empresas de petróleo estão buscando aumentar a taxa de recuperação dos campos existentes, reduzindo esta taxa de declínio. Há algumas estimativas de que a taxa de recuperação é de 35% das reservas inicialmente identificadas, devido à utilização de tecnologias inadequadas, erros de gestão de reservatórios e investimentos limitados (MAUGERI, 2012, p. 11), indicando o quanto pode crescer a produção com o aumento destas taxas. Até que ponto estes investimentos em recuperação avançada continuarão viáveis economicamente com a prolongada fase de baixos preços do petróleo é um grande desafio.

A maior parte da produção mundial tende a se concentrar em grandes campos, que cada vez são mais difíceis de serem encontrados, especialmente nas tradicionais áreas exploratórias já conhecidas. Embora existam mais de 70 mil campos produtores no mundo, um quarto da produção mundial provém de 25 campos e metade da produção se origina dos 100 maiores campos ativos (SORRELL; SPEIRS; BENTLEY *et al.*, 2010, p. 5291).

As novas descobertas escasseiam. Apesar dos investimentos exploratórios, a fase das grandes descobertas parece coisa do passado, ainda que novas fronteiras exploratórias, principalmente no *offshore*, possam manter vivas as esperanças. A Guiana, o pré sal brasileiro e mesmo o *offshore* americano podem ser estas áreas.

Novas descobertas e aumento do fator de recuperação, e reavaliações de estimativas pretéritas são as únicas formas de mudanças deste volume em termos globais, ainda que as operações de *farm-in* e *farm-out* possam alterar a distribuição microeconômica da propriedade destas reservas.

A maior parte dos novos mega-projetos são *offshore*, com alcance do pico mais rápido, dependendo da capacidade das instalações. Nos projetos *onshore*, a velocidade de produção depende mais de novos poços perfurados e estações de recolhimento.

Nos grandes projetos *offshore*, as mesmas instalações tendem a ser usadas por novas acumulações próximas que se interligam, na medida em que as acumulações originais começam a depletar. A adição de nova produção proveniente dos campos menores das novas descobertas, a partir de determinado momento, se torna insuficiente para compensar o declínio dos grandes campos.

No início da indústria do petróleo, na segunda metade do século XIX, até 1980, descobrir petróleo era uma aventura garimpeira, em que perfurar e encontrar óleo bruto dependia de muita sorte e da intuição geológica proveniente do conhecimento das bacias sedimentares.

Com a evolução da ciência, especialmente das atividades sísmicas, do conhecimento do processo de formação das bacias petrolíferas e métodos de elevação, da identificação das raras condições naturais de ocorrência do petróleo, dadas as estruturas geológicas e a dinâmica geoquímica, as descobertas passaram a ser muito mais o resultado de estudos prévios.

A ciência compreendeu que os hidrocarbonetos não se encontravam em vastas cavernas subterrâneas com um lago de petróleo disponível. Ele estava encrustado em rochas sólidas, porosas, que foram submetidas as adequadas pressões e temperatura, no tempo geológico preciso.

A Geologia avançou muito no conhecimento dos movimentos de placas tectônicas, o que permitiu um melhor entendimento das circunstâncias responsáveis pela acumulação dos hidrocarbonetos no passado (HYNE, 2001a, p. 129-148). A Geoquímica também deu saltos enormes, permitindo determinar com precisão onde e quando o petróleo e ou o gás foi gerado (CAMPBELL, 2005, p. 101).

As descobertas começaram a escassear refletindo o fato de que os maiores prospectos tendem a ser descobertos primeiro, assim como os mais fáceis tendem a produzir na frente de outros menores e mais complexos, traduzindo uma certa distribuição das descobertas por tamanho na natureza (CAMPBELL, 2005, p. 140-141).

A distribuição das descobertas também é cíclica. Quando a primeira descoberta de uma bacia é feita, não se conhece a distribuição das demais por tamanho, nem a rapidez em que novos prospectos serão considerados produtores. Essa dinâmica depende muito de como a bacia é definida, uma vez que os sistemas petrolíferos – um domínio geológico com características comuns – não são necessariamente respeitados nas definições dos limites legais de bacias, que levam em conta fatores econômicos, geopolíticos e regulatórios (CAMPBELL, 2005, p. 142).

Estabeleceu-se então uma importante diferença entre os volumes de petróleo encontrados *in situ* nos reservatórios – e que permanecerá em grande medida no subsolo –, e o volume recuperável, dadas as tecnologias disponíveis e as condições econômicas para a produção, que caracterizaria o volume de reservas. Estas assim dependem da geologia, mas também das condições tecnológicas e econômicas a cada momento. Os componentes econômicos e tecnológicos passam a ser cada vez mais importantes na medida em que a produção avança e o declínio exige a utilização de técnicas de recuperação.

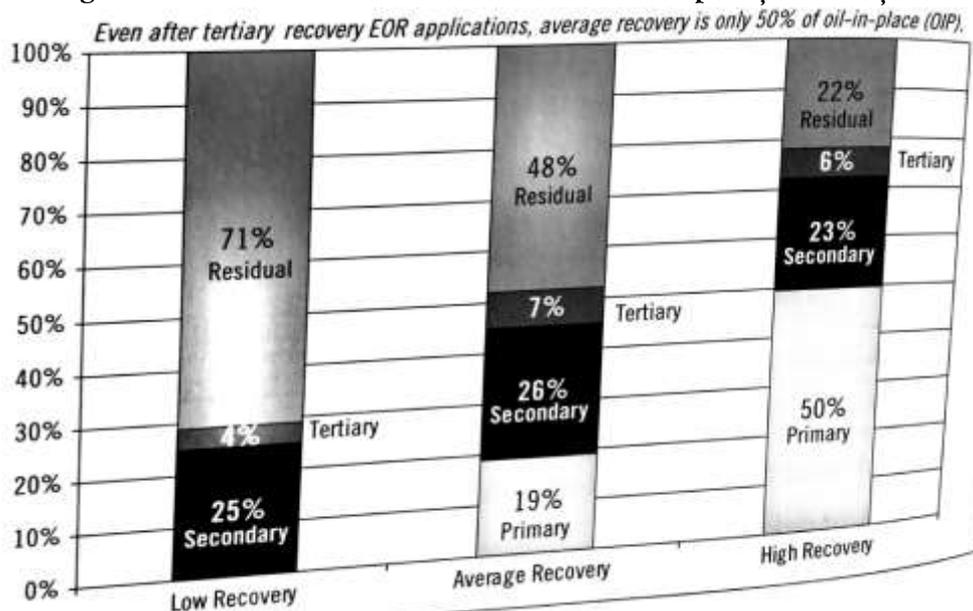
As tecnologias de recuperação secundária com a elevação de pressão adicional, seja pela injeção de água ou gás e vapor aumentam a recuperação dos hidrocarbonetos localizados. As técnicas de recuperação terciária são aquelas em que, além da pressão física, são injetadas substâncias que mudam as propriedades químicas dos hidrocarbonetos. Porém, mesmo com a utilização de técnicas de recuperação avançada, a proporção de reservas remanescentes continua acima de um quinto do volume inicial na grande maioria dos reservatórios, como se ilustra abaixo na Figura 20.

A cada momento se calcula o Recurso Recuperável Final (RRF *Ultimate Recovery*) que corresponderá à produção acumulada total, ao fim da atividade produtiva daquele campo e, portanto, todo o volume recuperado do reservatório.

Este conceito é complexo, porque o *Ultimate Recoverable Resource (URR)* só vai ser efetivamente conhecido quando se alcançar este nível de produção, sendo sempre uma estimativa mutável antes deste momento. Uma das dificuldades deste conceito de URR é sua relação com os preços. O declínio da produção é mais difícil de prever. Novos campos são adicionados para viabilizar a continuidade da produção.

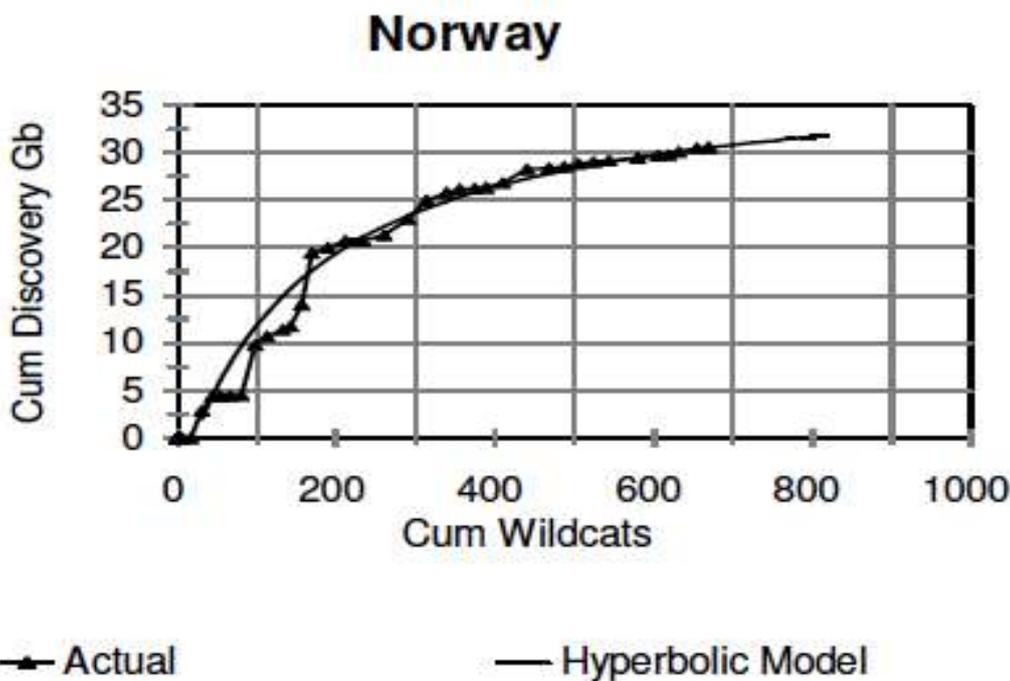
A utilização da curva log-normal e a logística para representar a relação entre as descobertas e o seu tamanho é bastante comum. Uma das curvas mais utilizadas neste tipo de estudos é a *creaming curve*, que plota o número dos poços pioneiros ao longo do tempo, com o volume acumulado das descobertas no eixo vertical. No espaço log-log isto é a parabólica fractal (CAMPBELL, 2005, p. 158.), como no exemplo da Noruega, apresentado na Figura 21.

Figura 20 – Reservas remanescentes com recuperação avançada



Fonte: Inkpen e Moffet (2011, p. 192).

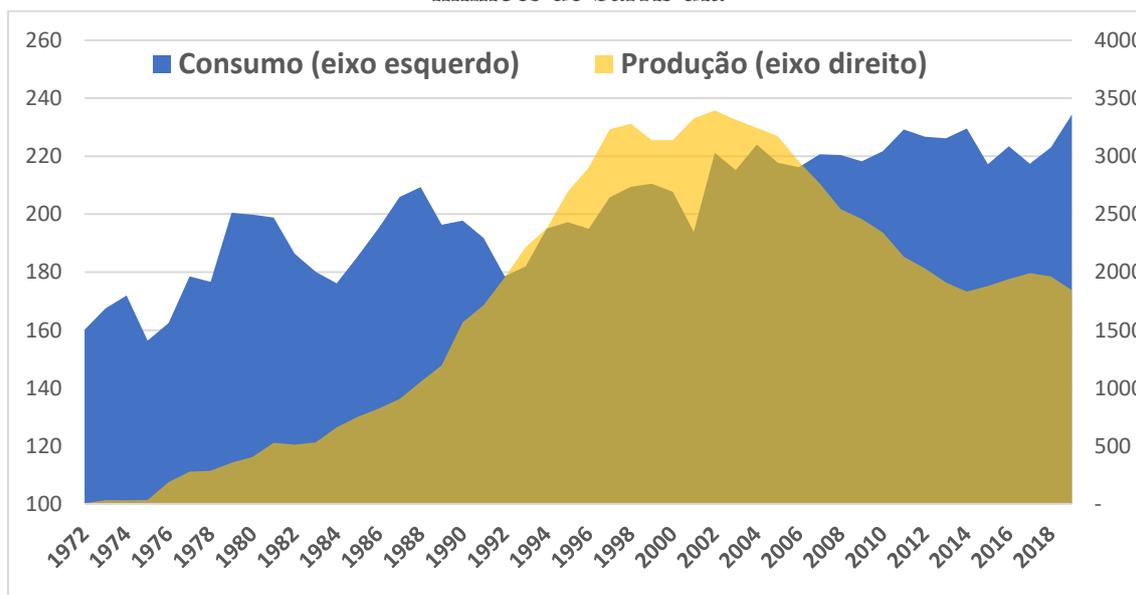
Figura 21 – Parabólica fractal das descobertas da Noruega



Fonte: Aleklett e Campbell; disponível em: <http://www.peakoil.net/files/OilpeakMineralsEnergy.pdf>

Desde o início da sua exploração e produção de petróleo, a Noruega vem adotando políticas de controle da sua expansão. Enquanto o consumo crescia lentamente do entorno de 160 mil barris dia em 1972 para pouco mais de 230 mil em 2018, a produção dá saltos gigantesco de pouco menos de 500 mil barris dia em 1972, para um pico, em 2002, de mais de 3,3 milhões, declinando para menos de 1,9 milhões em 2018.

Figura 22 – Produção e consumo de petróleo na Noruega de 1972 a 2018 em milhões de barris dia



Fonte: BP Statistical Review (2019). Nosso Gráfico.

As principais informações divulgadas sobre reservas procuram explicitar o seu tamanho e alguma metodologia para avaliar seu valor. Na medida em que a atividade exploratória avança, o desenvolvimento evolui, a produção começa e o volume de barris se eleva. As descobertas apresentam números de barris menores do que os barris produzidos, uma vez que estes são avaliados depois das declarações de comercialidade daquele campo.

Assim, em cada momento t , a definição de reserva estabelece a seguinte relação (CAMPBELL, 2005, p.128):

$$R(t) = \left(FRec(t) + \frac{\partial FRec(t)}{\partial t} \right) * R(0) + D(t) + FI(t) - FO(t) - \int_0^t P(t)$$

onde $R(t)$ representa as Reservas em cada momento t , $R(0)$ são as Reservas Iniciais.

Quando $t = 0$, o termo $\frac{\partial FRec(t)}{\partial t}$ se refere às variações do fator de recuperação das reservas originais ao longo da vida do reservatório. Um dos objetivos principais da gestão das curvas de produção é aumentar este fator. As melhorias do Fator de Recuperação podem transformar recursos em reservas provadas. A evolução das técnicas e condições econômicas que aumentam as reservas porque o fator de recuperação cresceu, não afeta o volume dos recursos existentes (SZKLO; MACHADO; SCHAEFFER, 2007, p. 2360).

As reservas também se elevam com novas descobertas $D(t)$, com operações de *farm-in* (FI) menos as operações de *farm-out* (FO), para a visão microeconômica das mesmas, deduzindo-se a produção acumulada até aquele momento $\int_0^t P(t)$.

Um dos equívocos comuns na análise da dinâmica das reservas é comparar a adição de reservas por descobertas, $D(t)$, e o volume de produção do período t , $P(t)$, desconsiderando os impactos da variação das taxas de recuperação e seus impactos sobre o declínio dos campos.

Um outro problema decorre do termo $\int_0^t P(t)$, que reflete a produção acumulada até o período t , quando a grande questão para as reservas é a visão prospectiva de quantos barris serão produzidos no futuro. O passado não explica totalmente o comportamento do declínio futuro, alterando as relações reserva-produção.

Longe da ideia que o petróleo jorra assim que atingido pelas sondas de perfuração, ficava cada vez mais evidente que sua produção dependeria de bombeamento, mais do que uma explosão natural de um jorro a caminho da superfície.

4. Controvérsias sobre o Pico da produção de petróleo

4.2. Produção ou demanda?

O debate sobre a transição energética toma várias facetas, a depender de cada conjuntura, mas um dos seus elementos fundamentais é a percepção sobre a disponibilidade das atuais fontes primárias de energia e sua possível substituição. Um dos debates mais recorrentes é a dimensão não renovável das fontes fósseis, indicando que em algum momento elas se esgotarão.

As grandes controvérsias sobre o futuro do petróleo se concentravam principalmente na sua potencial escassez, devido ao atingimento do seu pico de produção. Nos últimos anos, os debates se deslocaram, não mais para sua escassez, mas para sua abundância, decorrente de um pico de demanda a ser atingido em um futuro incerto.

Muito desta controvérsia depende essencialmente de avaliações sobre a disponibilidade de petróleo convencional, sem levar em conta o gigantesco volume de hidrocarbonetos não convencionais existentes²⁴. Mesmo que haja um limite físico para a produção convencional, os volumes existentes de não-convencionais colocam os limites da produção dependentes da solução dos desafios tecnológicos e econômicos, mais do que os geológicos.

Uma das causas da inconclusa discussão sobre o pico de produção é a própria definição do que a curva de produção representa. Para os clássicos defensores da existência do pico de produção, ela se refere exclusivamente ao petróleo convencional, não ampliando seu conceito para a produção de líquidos. Estes não incorporam os não convencionais, produzidos nas areias betuminosas do Canadá, o ultra-pesado da Venezuela, o pré-sal brasileiro, o petróleo polar, os biocombustíveis e, muito menos, os ganhos de produtividade das refinarias

²⁴ O óleo convencional, produzido pelos métodos conhecidos, incluindo recuperação secundária e terciária, é gerado nas rochas geradoras e extraído das rochas reservatório. Tem uma densidade superior a 17,5°API e as rochas produtoras estão a menos de 500 m de lâmina d'água e não estão no Ártico. É o óleo chamado por (Hallock Jr, Wub, Halla *et al.*, 2014) de *Uppsala-Campbell Conventional*. O óleo não convencional pode ter uma densidade superior àquelas capazes de serem trazidas para a superfície pelos métodos tradicionais, as rochas têm menor porosidade e permeabilidade e/ou ele está contido principalmente nas próprias rochas-geradoras, necessitando de métodos não convencionais para sua produção.

(BARDI, 2019, p. 258), além de não considerar também o *shale oil*, líquidos de gás natural, os combustíveis *Gas-to-Liquid* e os biocombustíveis.

Há pelo menos duas grandes visões deste debate sobre a finitude das reservas de petróleo. Uma delas é a visão economicista, que destaca os aspectos econômicos da curva de produção. Nesta visão, os recursos são considerados quase como ilimitados, dependendo sua produção e seu volume apenas de fatores econômicos, políticos e tecnológicos. Busca definir as descobertas como resultados dos investimentos, com a oferta se ajustando à demanda, com sua substituição sendo resultado de se encontrar alternativas com menos custos e mais eficientes. As reservas são conceitos dinâmicos que mudam com os preços e tecnologias, que introduzem técnicas de produção e exploração cada vez mais eficientes. O sistema de preços cria as alternativas de novas áreas, novas tecnologias e mesmo a substituição por outros energéticos, ajustando a demanda.

A outra é a visão geológica, na qual o petróleo é um recurso finito e, em algum momento da história, sua produção mundial alcançará um topo, a partir do qual começará a declinar. Quando isto irá ocorrer é uma grande incógnita. Nesta visão, as reservas são determinadas pelas forças da natureza, em que o declínio é inevitável. Os limites dos reservatórios são determinados pelas condições de porosidade e permeabilidade. Porém, as técnicas de recuperação têm limitações e, por isso, as grandes descobertas tendem a escassear.

4.2. Curvas de produção

As curvas de produção reais se caracterizam por picos, vales, patamares estáveis, elevações e descidas. Demandam tecnologias, regulação, políticas governamentais e empresariais que alteram substancialmente sua forma.

Algumas variáveis são fundamentais na visão que destaca as restrições geológicas para o crescimento das reservas. As rochas-geradoras, onde se formam os hidrocarbonetos, tiveram este papel entre 100 e 150 milhões de anos atrás. Nesta época, havia um aquecimento global que possibilitou a proliferação de algas e alterou o equilíbrio ecológico dos lagos, mares e oceanos, possibilitando a transformação de matéria orgânica em hidrocarbonetos. Isto possibilitou a ocorrência de áreas conhecidas como “janelas do petróleo”, com profundidades em torno de dois quilômetros e temperatura suficiente para a transformação natural da matéria orgânica depositada sob as rochas, sob pressões adequadas para a formação do petróleo e gás natural.

Óleo, gás e água se separam em processos migratórios, através de rochas porosas e falhas geológicas, acumulando-se em rochas com características de

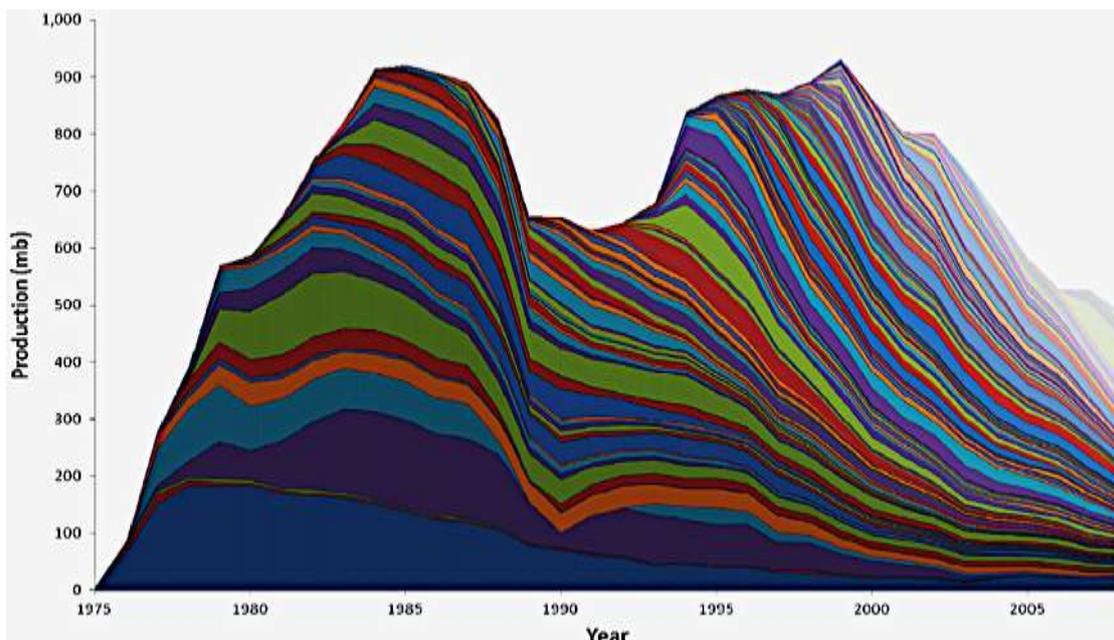
reservatório, contido por armadilhas rochosas, que impedem o produto a chegar na superfície. Nas rochas reservatório, o petróleo disputa os espaços dos poros com a água, ocupando em média 30% do volume dos reservatórios. Por outro lado, os mecanismos de elevação do petróleo, contidos pelas armadilhas geológicas, em média, não vão possibilitar a extração de mais que uma percentagem do volume *in place*, caracterizando a taxa média de recuperação, que varia com a porosidade e permeabilidade dos reservatórios (ALEKLETT; CAMPBELL, 2003, p. 4).

Alguns autores chamam a atenção para o fato que a parte declinante desta curva de produção depende mais do volume de produção e das suas técnicas de recuperação avançada, do que do sucesso exploratório. Portanto, não necessitando ser simétrica à fase ascendente da curva. Nem sempre acelerar a produção é possível sem danificar o reservatório e ameaçar a continuidade dos fluxos de extração, mesmo que os preços se elevem no curto prazo (SIMMONS, 2005).

As curvas de produção precisam calcular a taxa de depleção futura dos reservatórios, especialmente levando em consideração a perda de energia do campo, em relação à produção de água e gás e sua necessidade de reinjeção. A combinação dos dados sobre o comportamento do aquífero abaixo da coluna de óleo, a necessidade de reinjeção para manter a pressão e o gás associado determinam a curva de produção adequada para um dado campo (SIMMONS, 2005, p. 135).

A determinação da curva de produção leva em conta, tanto as condições geológicas, como as econômicas e de engenharia. Planejar a perfuração e desenvolvimento dos campos é encontrar as soluções ótimas para combinar esse conjunto de características dos parâmetros físicos do reservatório, com as técnicas conhecidas e restrições econômicas dadas (SIMMONS, 2005, p. 130).

Figura 23 – Curva de produção por campo de 100 regiões produtoras do mundo



Fonte: Sorrell, Speirs, Bentley *et al.* (2010, p. 5291).

Um determinado campo geralmente tem uma curva de produção em que, depois do pico de produção, o seu declínio se acelera como consequência da perda de energia do reservatório e necessidade de injeção de água em volumes economicamente não factíveis. Esse declínio começa muito antes que metade da reserva tenha sido inteiramente explotada (SORRELL; SPEIRS; BENTLEY *et al.*, 2010, p. 5290).

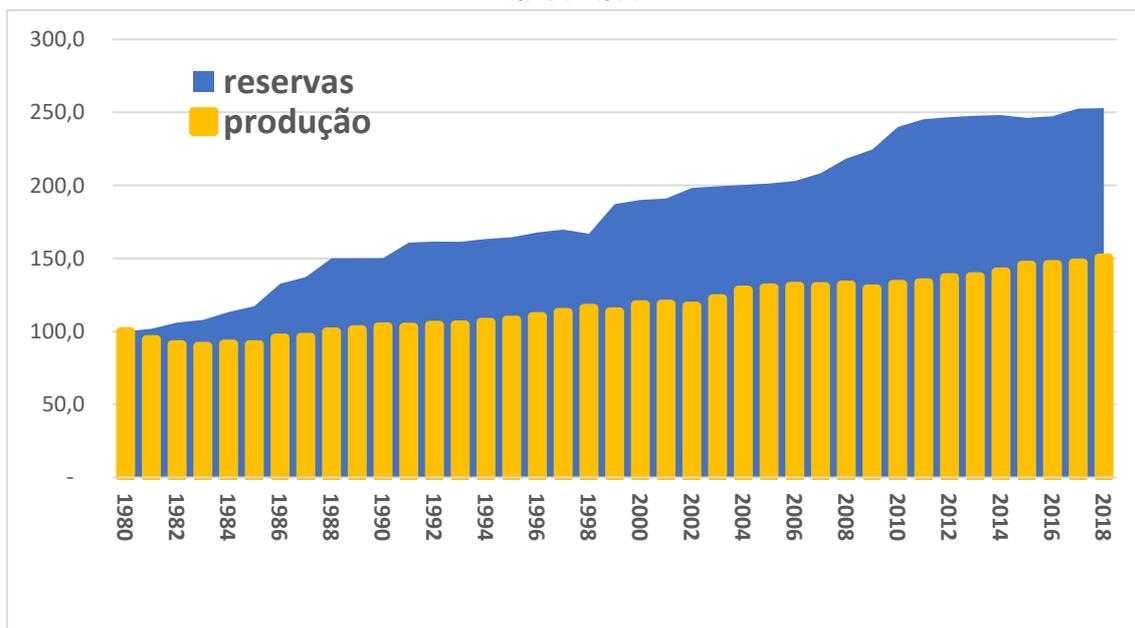
4.3. Debates técnicos sobre o pico de Hubbert

Mesmo que seja crescente a visão contemporânea que a transição energética se dará com abundância e não escassez do petróleo, as relações entre a produção, consumo e acumulação de reservas desafiaram os defensores das teorias do pico do petróleo.

Em 2018, a produção mundial de petróleo cru era de quase 78 milhões de barris dia, somados aos 17 milhões de Líquidos de Gás Natural (LGN), incluindo os condensados, o que dá uma produção total de líquidos de 95 milhões de barris por dia (IEA, 2020, p. 24).

A produção mundial de petróleo cresceu 1,5 vezes em relação aos volumes produzidos em 1980, mas as reservas cresceram ainda mais - 2,53 vezes -, demonstrando que, apesar do intenso aumento da demanda, a acumulação das novas reservas superou a utilização dos barris acumulados nas reservas, como se pode ver na Figura 24.

Figura 24 – Número índice das reservas e produção de petróleo 1980-2018.
1980=100



Fonte: BP Statistical Review 2019. Nosso gráfico.

As teorias relacionadas com o pico da produção do petróleo partem da concepção de que, depois de um certo patamar, a produção irá declinar para cada campo. Isto é generalizado para regiões, países e o mundo. As grandes descobertas são desenvolvidas primeiro, com grandes investimentos, seguidas de produção de partes menos produtivas dos reservatórios, o que eleva o custo de extração. A segunda parte da curva, depois do pico, vai depender muito mais dos investimentos em recuperação avançada do que a primeira, em que a produção, em geral, flui mais facilmente.

Há uma grande correlação entre as hipóteses que destacam o pico da produção do petróleo e momentos em que os preços começam a se elevar. Frequentemente também as previsões se mostram falhas e os fatos desmentem as teorias relacionadas com o fim físico do petróleo, cujas reservas continuam crescendo, apesar da expansão de sua demanda. O mais recente pico de prestígio das hipóteses sobre o pico da produção de petróleo ocorreu na crise de 2008, que derrubou a maior parte dos preços dos ativos e das *commodities* e que foi menos intenso sobre o petróleo.

A primeira vez que esta discussão sobre um pico de produção se tornou relevante foi na década de 1880, com a queda da produção da Pensilvânia. No fim dos 1860, a produção cresceu muito com muitos poços perfurados e o preço de querosene caiu pela metade. Vinte anos mais tarde, os preços subiram e a discussão sobre o fim do petróleo se intensificou.

Em 1910, o tema reaparece com o aumento da demanda pela expansão do sistema de transporte com a massificação do automóvel. Em 1914, o *US Bureau of Mines* estimava que as reservas de petróleo nos EUA só durariam mais 10 anos. Em 1919, um geólogo do USGS previu o pico da produção mundial de petróleo para a segunda metade dos sessenta.

Em 1924, o Presidente Coolidge, atendendo a pressão da opinião pública temerosa de um possível fim do petróleo, estabelece o *Federal Oil Conservation Board* para controlar a produção (MAUGERI, 2004). Em 1939, o Departamento do Interior afirmava que só restariam mais treze anos de petróleo nos EUA, número revisado para adicionais 13 anos a partir de 1951.

Hubbert, geólogo da Shell, escreveu um artigo em 1956 (HUBBERT, 1956) em que definia que, em grandes regiões, a curva de produção tinha a forma de sino, declinando irreversivelmente depois que metade do petróleo recuperável tivesse sido produzida. Os trabalhos relacionados com a curva de Hubbert – considerado nos anos 50 como mais um destes profetas do fim do mundo – começam em meados da década de cinquenta, projetando para meados dos anos setenta o pico de produção nos EUA, o que efetivamente se concretiza depois de 1971²⁵. Antes, havia várias previsões acerca da quantidade de anos que as reservas conhecidas nos EUA permitiriam a continuidade da produção – a razão reserva/produção- e a partir daí previa-se o “fim da era do petróleo”.

Em 1982, Hubbert (1981) publicou seu último trabalho estimando para o mundo reservas e produção que levariam a um pico entre 2003 e 2004, com reservas entre 1,8 e 2,1 trilhões de barris. Seu prestígio cresceu quando, de fato, nos anos setenta, a produção americana começou a declinar, confirmando as previsões de Hubbert para os EUA.

Nos anos oitenta, com preços baixos do petróleo, as ideias de Hubbert saíram de cena²⁶ e o consumo voltou a crescer, alimentando novos ciclos de preços do petróleo, que se mantiveram baixos até o final da década de noventa. Em 1998, Campbell e Laherrère (CAMPBELL; LAHERRÈRE, 1998) reviveram as teses de Hubbert, incluindo a dimensão do fim da era do petróleo barato.

²⁵ Ele erra na sua previsão, feita em 1974, de que o pico da produção mundial seria alcançado em 1995 (DEMING, 2003). Utilizando a mesma metodologia outros autores, como (SIMMONS, 2005), datam o pico da produção mundial para Skrebowski (2004) meados dos anos 2000, o que também não acontece.

²⁶ Bardi (2019, p. 259-260) apresenta dados dos *trends* das buscas no Google, mostrando que o pico das buscas por “*peak oil*” é atingindo em 2005, com uma pequena retomada em 2008, declinando sistematicamente a partir daí, enquanto as buscas sobre “*crude oil*”, apesar de cíclicas, continuam altas no mesmo período. No caso da literatura científica do Google Acadêmico, ou no *Web of Science*, as buscas de “*peak oil*” tiveram seu pico em 2012, refletindo o *delay* entre a produção acadêmica e a realidade.

As ideias de Hubbert, replicadas por Campbell²⁷ em finais da década de noventa, têm, hoje, poucos apoiadores depois da expansão da produção do petróleo não convencional.

Bardi (2019) faz uma revisão dos últimos vinte anos da produção científica destas hipóteses, em um momento em que os preços estão novamente em baixa e a demanda enfraquecida declina, com excesso de oferta de petróleo. As críticas vão daquelas que se relacionam com os erros de previsão deste pico até a caracterização de que o próprio pico é um mito. Muitos dos apoiadores das ideias de Hubbert desprezaram, em meados da década de 2000, o papel do crescimento dos petróleos não convencionais²⁸, em especial a produção do permiano americano, mas também o pré-sal brasileiro.

Entre os acertos das previsões baseadas em Hubbert, Bardi cita:

- (i) A curva de produção em forma de sino foi confirmada, ainda que se destaque a não simetria entre a fase de subida e descida da produção, assim como o múltiplo pico em vários casos²⁹;
- (ii) Previsões erradas sobre a data do pico entre os anos 2010 e 2020, com a forte expansão do petróleo não convencional;
- (iii) Pico das descobertas já ultrapassado parece uma previsão correta, mas aplicada apenas ao petróleo convencional. Parte do petróleo não convencional não precisa de descoberta, mas da aplicação de novas técnicas para sua produção em locais já conhecidos;
- (iv) Correta a previsão de preços crescentes, ainda que os ciclos continuem, sendo importante componente da dinâmica de preços.

No início do século XXI, com a contínua elevação dos preços, a ideia do “fim do mundo” parecia ser retomada e o tema do Pico do Petróleo passava a dominar a grande mídia. Vários livros foram publicados até meados da primeira década deste novo século, alertando para os impactos da potencial falta do petróleo nas formas que se organizaram as sociedades modernas.

Como cita Heinberg, em seu livro de 2003, *The Party’s Over*, as ideias de fim do mundo apareceram em 2003-2004. A *National Geography* proclamava o fim

²⁷ O movimento em favor das ideias do “Pico de Hubbert” levaram Campbell, em 2001, fundar a *Association for the Study of Peak Oil and Gas* (ASPO), que reúne os especialistas que defendem estas ideias. A ASPO encerrou suas atividades em 2013-2014 (Bardi, 2019, p. 257-258.). Também foram criadas as associações *Oil Depletion Analysis Center* (ODAC) e o *Post Carbon Institute* (PCI) (HEINBERG, 2003, p. 263).

²⁸ Antes de iniciar seu capítulo sobre *shale oil*, Deffeyes, um defensor do pico de Hubbert, escreve em 2005 que não esperava que o crescimento desta produção tivesse escala suficiente para deslocar o pico previsto (DEFLEYES, 2005, p. 108).

²⁹ Em *paper* de 2015 (EBRAHIMI; GHASABANI, 2015), utilizando um modelo de múltiplos picos de Hubbert, prevê pico da produção da OPEP para 2028.

da era do petróleo barato, o *Le Monde* chamava o apocalipse do petróleo e a BBC falava que a crescente crise dos anos 2000 faria as crises dos 1970 parecerem anãs (HEINBERG, 2003, p. 94).

Campbell foi um dos autores (CAMPBELL, 1997; CAMPBELL; LAHERRÈRE, 1998; CAMPBELL, 2005) que defenderam as ideias de Hubbert no final dos anos noventa e início dos dois mil. Ele previa um pico da produção para 2008. Deffeyes (2001, 2005) detalha a matemática por trás das estimativas originais de Hubbert e prevê um pico de produção para o período entre 2003-2009.

Já Youngquist (1997) trabalha comparando o conceito do saldo de energia resultante da sua utilização para produzir óleo, com a energia gerada pelo óleo produzido. Na medida em que há necessidade de utilizar mais energia para produzir óleo de campos menos produtivos e menos eficientes, o seu benefício torna-se menor do que seu custo energético e a produção começa a declinar. Ele previa um pico para os EUA em torno de 2005.

Um dos conceitos básicos para entender esta questão referente aos reservatórios de hidrocarbonetos é o *Energy Return on Energy Investment (EROEI)*³⁰, que define a quantidade de energia retirada, depois dos investimentos realizados para extraí-la do reservatório. O EROEI do petróleo, nos seus primórdios, era de 30:1, caindo, nos anos noventa, para 15:1 e espera-se que nos próximos anos seja 1,15:1, podendo continuar a ser explorado, mas sem uso como fonte de energia adicional³¹.

Para que haja crescimento econômico, do ponto de vista energético, quanto maior o EROEI mais energia líquida existe para o sistema, possibilitando as bases físicas para o crescimento. A queda do EROEI do petróleo dificulta o seu uso e sua contribuição para o crescimento (MURPHY; HALL, 2011).

As estimativas do volume de óleo recuperável de um campo só podem ser efetivamente realizadas com o avanço das atividades de exploração e desenvolvimento. Os métodos geológicos, a partir do conhecimento preliminar dos reservatórios, são mais adaptados para áreas em início da atividade exploratória. Enquanto as projeções baseadas nos investimentos realizados e condições econômicas e de engenharia são mais adaptados para regiões mais maduras.

³⁰ EROEI é definida pela razão da quantidade de energia gerada por um processo de produção comparada com a energia utilizada neste processo (MURPHY; HALL, 2010).

³¹ Youngquist (1997) estimava esta razão em 28:1 para 1916, caindo em 1985 para 2:1.

Como uma outra referência se pode citar Simmons, um banqueiro republicano que publicou em 2005 um importante livro (SIMMONS, 2005) em que analisa diversos artigos técnicos sobre a Arábia Saudita, concluindo que o então maior produtor mundial de petróleo estava alcançando seu pico de produção do petróleo.

Naqueles anos não se antecipava nenhuma grande redução de demanda. O debate ocorria entre os que acreditavam que as reservas ainda poderiam crescer por muitos anos e aqueles que achavam que o pico estava mais próximo, todos considerando mais ou menos a mesma taxa de crescimento da demanda.

Alternativas de mitigação foram avaliadas e, mesmo nos cenários com ações tomadas 20 anos antes do momento de início da queda da produção, a escassez de petróleo era considerada possível de ser mitigada, o que não acontecia nos cenários em que nada fosse feito, ou que as medidas mitigadoras fossem tomadas dez anos antes do pico, em que a escassez seria inevitável (HIRSCH; BEZDEK; WENDLING, 2005).

Entre os que se opunham a estas hipóteses do pico do petróleo pode-se citar Lomborg (2001), que apresentava três argumentos contra a hipótese do pico de Hubbert:

- (i) Reservas conhecidas estão constantemente crescendo e não são estáticas;
- (ii) As técnicas de produção são cada vez mais eficientes, aumentando o fator de recuperação;
- (iii) Se os preços se mantiverem elevados, os demandantes acharão alternativas para os serviços que o petróleo presta, na geração de eletricidade, mobilidade e transporte, ajustando a sua demanda.

As técnicas de produção se desenvolvem e permitem que volumes recuperáveis se ampliem e campos de difíceis condições possam vir a serem produtores. Há desenvolvimento também na eficiência do uso do petróleo já produzido, de forma que o mesmo barril hoje pode gerar mais derivados do que anteriormente e os derivados podem ser também mais eficientemente utilizados.

Outro adversário das ideias de Hubbert era o Lynch, que basicamente desenvolve as mesmas ideias de Lomborg. Lynch (1998) iniciou uma discussão metodológica sobre as projeções de oferta futura de óleo. Ele destacava os seguintes pontos:

- (i) Viés baixista da produção, combinado com uma tendência altista de preços a partir de 1978;

- (ii) Omissão de variáveis relevantes, decorrente de utilização de dados de várias regiões sem correção para sistemas tributários, níveis de perfuração e maturidade da exploração;
- (iii) Utilização de uma estimativa de ponto, confundindo recursos totais com recursos recuperáveis, um conceito muito mais dinâmico.

As críticas de Lynch referem-se às projeções feitas no final da década de 80 e na de 90. As avaliações de projeções destacam três erros: desvios na estimação das reservas; consideração de que a produção se mantém constante; último barril pode ser extraído com a mesma facilidade que o primeiro.

Do ponto de vista econômico, o relevante é o momento em que a oferta começa a declinar mais rápido do que a demanda e os preços estruturalmente mudam de patamar. A teoria de Hubbert pressupõe que, depois do pico, começam a escassear os barris de menor custo, mas os preços sobem, viabilizando novas produções, antes inviáveis.

No que se refere aos erros das últimas projeções, há um fator adicional que se refere ao papel das políticas dos estados que são os controladores das empresas estatais de petróleo. Estas apresentam perspectivas estratégicas de mais longo prazo do que as empresas inteiramente privadas, com objetivos de maximização de lucros de curto prazo, visando acelerar a monetização das reservas.

Maugeri é outro autor contrário às hipóteses de Hubbert. Em seu livro mais famoso (MAUGERI, 2006), ele, que além de professor era diretor da ENI, destaca as tentativas de aumento do fator de recuperação e as inovações tecnológicas como elementos fundamentais para a contínua expansão das reservas, mesmo com a produção crescente.

Em seu pequeno artigo de 2004, Maugeri (2004) não só relembra o papel de reavaliação das reservas, depois de descobertas, como cita o caso do campo de Kashagan, no Mar Cáspio, que teve seu volume de óleo recuperável muitas vezes aumentado durante a fase exploratória, antes de iniciar a produção. Em tom raivoso, Maugeri (2004) destaca o papel dos aspectos econômicos e tecnológicos nas curvas de produção e diz, no seu título, que a indústria do petróleo *never cry wolf* (nunca faz alarme desnecessário, em tradução livre).

Hoje, o debate sobre o pico da produção de petróleo sai de cena, mas, até meados da primeira segunda década do Século XXI, ele ainda encontrava defensores³². A equipe de Sorrel, por exemplo, concluía, em 2012, que:

³² Chapman (2014) faz uma breve revisão desta literatura.

The (reserve diminishment) rate of post-peak fields is at least 6.5%/year and the corresponding decline rate of all currently producing fields is at least 4%/year. Both are on an upward trend as more giant fields enter decline, as production shifts towards smaller, younger and offshore fields and as changing production methods lead to more rapid post-peak decline. More than two thirds of current crude oil production capacity may need to be replaced by 2030, simply to keep production constant. Given the long-term decline in new discoveries, this will present a major challenge even if 'above-ground' conditions prove favourable (SORRELL; SPEIRS; BENTLEY *et al.*, 2012, p. 11).

Artigo de 2019 (BARDI, 2019, p. 258) afirma que o declínio do prestígio da teoria do Pico do Petróleo, que vaticinava crise permanente pela escassez do produto, não pode ser explicado pela dificuldade de previsão correta da metodologia, mas sim pela incompatibilidade de seus fundamentos com o funcionamento atual do sistema econômico.

Cerca de 80% da produção de hoje flui de campos descobertos antes de 1973, com produção crescentemente declinante. Na segunda metade dos noventa, os debates se intensificam com projeções de pico de produção ente 2004 e 2008 (DEFNEY, 2001, p. 1). O *fracking* americano, o pré-sal brasileiro, a expansão das areias betuminosas do Canadá e as novas descobertas nas águas profundas da Guiana parecem desmentir as previsões das teorias do *Peak Oil*.

Uma das mais recentes estimativas da taxa de declínio natural, na hipótese de cessação dos investimentos, globalmente, é de 8% ao ano, ainda que a taxa depois do observado pico de produção, com a continuidade dos investimentos, seja de 6,1%³³. A taxa de declínio dos novos campos é menor do que a dos campos mais maduros.

Em 2005, no início do grande ciclo de elevação dos preços que durou até 2010, o governo dos EUA encomendou um estudo sobre o pico da produção do petróleo, considerado naquela época como um grande problema de segurança energética. Reconhecendo as limitações das descobertas e do crescimento das reservas, os autores do estudo (HIRSCH; BEZDEK; WENDLING, 2005) elencaram algumas limitadas alternativas para a situação de pico do petróleo, como substitutas à produção convencional, sem se referir explicitamente ao *shale gas* e *tight oil* dos EUA:

³³ (Iea, 2020, p. 82). Em 2008, a estimativa da taxa de declínio global dos grandes campos estava no intervalo 4,5% - 6,7% ao ano (Owen, Inderwildi e King, 2010, p. 4746.). (Maugeri, 2012, p. 20) destaca a imprecisão destas estimativas, que variam de 6% a 10% ao ano.

- (i) Técnicas de *Enhanced Oil Recovery* (EOR) que ajudam a diminuir o declínio pós pico;
- (ii) Aumentar a produção de óleo super pesado e das areias betuminosas da Venezuela e Canadá;
- (iii) Desenvolvimento tecnológico na liquefação do carvão;
- (iv) Expansão da produção de gás natural.

Eles reconheceram, em 2005, que quanto mais cedo, antes do pico, as medidas mitigadoras começarem a ser tomadas, menores os impactos da futura escassez de petróleo, destacando a importância de buscar maior eficiência energética e substituir fontes primárias de energia, em um processo que duraria décadas.

A economia do *shale gas* e *tight oil* é muito diferente do petróleo convencional. Os investimentos antes da produção são muito menores, as taxas de declínio muito maiores e os tempos de implantação dos projetos e primeiro óleo são muito menores, praticamente sem período de exploração (GRAAF, 2020). A indústria de petróleo convencional aumenta seus investimentos à medida que os preços se elevam e o acesso aos recursos são garantidos. Uma vez iniciado o investimento, ele toma dinâmica própria, prosseguindo mesmo quando os preços e a demanda caem. Os custos operacionais (OPEX) são menos importantes do que os custos afundados na consolidação da estrutura de produção.

No petróleo não convencional, não. O OPEX é mais relevante do que o CAPEX, e o volume de produção é muito mais fácil de se ajustar no curto prazo, com menor custo afundado, quando comparado com a produção convencional.

Agora, em 2020, com a confirmação de novas fronteiras exploratórias e os avanços tecnológicos nas tecnologias de recuperação, surgem as ideias de um pico da demanda de petróleo, que seria substituída por combustíveis alternativos. O desenvolvimento tecnológico é um elemento fundamental nas discussões sobre o pico do petróleo porque as novas fronteiras – o pré-sal brasileiro, a exploração no Ártico, as novas alternativas de *gas-to-liquid*, *coal-to-liquids*, *shale gas* e *tight oil*, as areias betuminosas e petróleo extra pesado – exigem sofisticadas tecnologias para se tornarem economicamente viáveis.

O caso dos EUA com o uso generalizado do *fracking* e as condições de superfície que ajudam baixar os custos, além da disponibilidade de recursos financeiros a baixas taxas de juros, mantém a produção do *shale gas* e *tight oil* com preços inimaginados. A revolução energética pela qual passou os EUA depois de 2008 não é uma bolha temporária, mas trará impactos profundos no

funcionamento do mercado de petróleo por muito tempo, mesmo numa conjuntura de baixos preços.

As condições americanas, no entanto, não encontram similares em outras partes do mundo. Com lembra Maugeri (2012, p. 4), a generalização do uso do *fracking* exige grandes reservatórios já mapeados, propriedade privada do subsolo, a existência de um setor pulverizado de fornecedores de equipamentos e serviços de perfuração e completação de poços, ampla disponibilidade de sondas de perfuração e capacidade de transporte do produto, além de um mercado de capitais de risco, disposto a ofertar fundos financeiros a baixo custo. Apesar disto, há possibilidades de utilização de algumas técnicas adotadas na produção do *shale gas* e *tight oil* em reservatórios de petróleo convencional, aumentando sua produtividade e expandindo a oferta de petróleo convencional de campos maduros.

Fora da OPEP, quatro países apresentam possibilidades de expansão de produção: EUA, Canadá, Brasil e Iraque. O Iraque enfrenta problemas políticos, mas tem a maior parte de seu território inexplorado, parte de suas descobertas não desenvolvidas e usa tecnologias ultrapassadas, tanto na exploração, como na produção. A Venezuela, por seu turno, conta com imensos reservatórios já identificados. No entanto, vive sob um cerco dos EUA, impedindo o desenvolvimento de sua indústria.

Os países que estão aumentando agora sua produção estão colhendo os frutos de grandes investimentos realizados até 2010, em um ciclo de crescimento do CAPEX mundial em produção de petróleo³⁴. Estes investimentos vêm se reduzindo drasticamente a partir de então, principalmente depois de 2014.

5. Conclusões

A transição energética avança e encontra dificuldades neste período de pandemia, com a brutal queda da demanda e desabamento dos preços, o que torna a substituição de fontes de energia mais difícil do ponto de vista competitivo. Por outro lado, uma maior consciência ecológica poderá aumentar a pressão para mudanças regulatórias, acelerando a transição.

O próprio conceito de transição é controverso no que se refere tanto a sua velocidade, quanto à sua abrangência, além da substituição das fontes primárias de geração. As mudanças dos elementos estruturais dos sistemas

³⁴ Maugeri (2012, p. 2-20) sugere que estes investimentos superaram os 1,5 trilhão de dólares até 2012, sendo 1 trilhão entre 2010 e 2011.

energéticos exigem alterações de relações sociais e redistribuição dos papéis dos diversos atores, que ocorrerão em prazos mais longos.

Há uma crescente concordância de que os limites da demanda serão mais importantes do que um potencial pico da produção do petróleo, exigindo políticas mais abrangentes, especialmente para modificar hábitos de consumo e introduzir novas tecnologias no uso final de energia, se as metas acordadas de redução a temperatura média forem, de fato, implementadas.

A ação das grandes empresas de petróleo ao tentar estabelecer suas estratégias para enfrentar o problema será fundamental na definição tanto do ritmo, como da profundidade das mudanças. O mercado financeiro tem aumentado sua pressão para investimentos em baixo carbono, mas as empresas ainda tateiam sobre a melhor estratégia, em termos dos seus investimentos pesados na própria produção de petróleo e gás natural e seus compromissos com a agenda da transição energética.

Parece evidente que as novas áreas de produção adicional, com novas tecnologias de recuperação ou novas fronteiras exploratórias, elevarão o custo médio do petróleo, principalmente porque os investimentos estão abaixo dos níveis que possibilitariam um maior crescimento da oferta. O comportamento da demanda, já contraída por efeito do Covid-19, será determinante na viabilidade da comercialização desta nova produção.

Por outro lado, a própria indústria do petróleo, cujas principais reservas estão controladas pelos estados, NOCs e INOCs, dependerá mais ainda da geopolítica destes países em resposta aos movimentos de contração acelerada da demanda de petróleo e gás por parte dos maiores consumidores. A expansão das fontes alternativas, principalmente eólica e solar, não parece ser suficiente para deslocar significativamente a posição dos fósseis na oferta de energia, cuja eletrificação avança, mas a um ritmo relativamente lento.

Do lado da oferta, há tópicos que precisam ser acompanhados, como o novo perfil regional da produção e seus efeitos na geopolítica, assim como as mudanças no *mix* do refino para se adaptar a mudança do padrão de consumo de derivados.

Há também os temas referentes às alterações da organização industrial do setor. O *upstream*, que era organizado nos tempos pioneiros até 1970 com uma grande integração vertical, intensificou seu processo de *outsourcing*, buscando em empresas terceiras as atividades de perfuração, análises de dados, logística e testes (CAMPBELL, 2005, p. 103).

Esta terceirização geral e o fortalecimento das empresas de serviços também serviu para fortalecer as empresas nacionais NOCs, que não precisavam mais se associar às empresas internacionais de petróleo para conseguir tecnologias, uma vez que as provedoras de serviços estavam dispostas a disponibilizá-las sem compartilhar o risco petrolífero.

Agora, por pressão da regulação e da militância de acionistas em direção à uma economia de baixo carbono, há sinais de novas mudanças deste modelo de negócios, com mais associações com empresas menores nas áreas deste novo tipo de economia.

6. Referências Bibliográficas

ALEKLETT, K.; C.J.CAMPBELL. The Peak and Decline of World Oil and Gas Production. *Minerals and Energy, ASPO*, v. 18, p. 5-20, 2003. Disponível em: < <http://pratclif.com/shalegas/OilpeakMineralsEnergy.pdf> >.

BARDI, U. Peak oil, 20 years later: Failed prediction or useful insight? *Energy Research & Social Science*, v. 48, p. 257-261, 2019.

BEBBINGTON, J.; SCHNEIDER, T.; STEVENSON, L. *et al.* Fossil fuel reserves and resources reporting and unburnable carbon: Investigating conflicting accounts. *Critical Perspectives on Accounting*, v. 66, p. 22, 2020. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1045235418300467?via%3Dihub> >.

BP. *Advancing the energy transition*. British Petroleum (BP). London: p. 2017 Disponível em: < <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/group-reports/bp-advancing-the-energy-transition.pdf> >.

_____. *BP Energy Outlook 2019*. BP. p. 2019a Disponível em: < <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf> >.

_____. *Responding to the dual challenge*. *BP Sustainability Report 2018*. British Petroleum (BP). London: p. 2019b Sustainability Report Disponível em: < <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/group-reports/bp-sustainability-report-2018.pdf> >.

[sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/group-reports/bp-sustainability-report-2018.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/global/corporate/pdfs/sustainability/group-reports/bp-sustainability-report-2018.pdf) >.

CAMPBELL, C. J. **The Coming Oil Crisis**. Multi-Science Publishing Company and Petroconsultants. 1997. p.

_____. **Oil Crisis**. Brentwood, UK: Multi Science Publishing. 2005. 397 p. ISBN: 978-0-906522-39-4

CAMPBELL, C. J.; LAHERRÈRE, J. The End of Cheap Oil? **Scientific American**, 1998. Disponível em: < <http://dieoff.org/page140.htm> >. Acesso em: 7/07/2007.

CHAPMAN, I. The end of Peak Oil? Why this topic is still relevant despite recent denials. **Energy Policy**, v. 64, p. 93-101, 2014. Disponível em: < <http://insight.cumbria.ac.uk/id/eprint/1708/> >.

CHERP, A.; JEWELL, J.; VINICHENKO, V. *et al.* Global energy security under different climate policies, GDP growth rates and fossil resource availabilities. **Fondazione Enrico Mattei**. Roma, p. 2014. (29.2014) Nota di Lavoro. Disponível em: < <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/101969/1/NDL2014-029.pdf> >.

CÍRDEI, I. A. The End Of Oil And Its Impact On National And Collective Security. **Land Forces Academy Review**, v. XXV, n. 1, p. 97, 2020. Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/339712254_The_End_of_Oil_and_Its_Impact_on_National_and_Collective_Security >.

CLIMATE ACTION 100+. **2019 Progress Report**. 87 p. 2019 Disponível em: < <http://www.climateaction100.org> >.

CLÔ, A. **Oil Economics and Policy**. Boston: Kluwer Academic. 2000. p.

DEFNEY, K. S. **Hubbert's peak : the impending world oil shortage**. Princeton, N.J.: Princeton University Press. 2001. ix, 208 p. p. ISBN: 0691090866 (acid-free paper).

_____. **Beyond Oil. The view from Hubbert 's Peak**. New York: Hill and Wang. 2005. p.

DEMING, D. Are We Running Out of Oil? **The National Center for Policy Analysis**. Dallas, Texas, 14 p. 2003. (159) Disponível em: < <https://pdfs.semanticscholar.org/4ee4/68f8d0c13371d0aab275db80f91193e9831d.pdf> >.

DIWAN, I. Is There A Feasible Soft Landing For Saudi Arabia's Economy? **Forum. Oxford Institute for Energy Studies.**, v. 118, p. 40-42, 2019. Disponível em: < <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/06/OEF-118.pdf> >.

DYATLOV, S. A.; DIDENKO, N. I.; IVANOVA, E. A. *et al.* Prospects for Alternative Energy Sources in Global Energy Sector. **Earth and Environmental Science**, v. 434, 2020. 10.1088/1755-1315/434/1/012014.

EBRAHIMI, M.; CHESHME GHASABANI, N. Forecasting OPEC crude oil production using a variant Multicyclic Hubbert Model. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, 2015. Disponível em: < shorturl.at/xBIUX >.

ELBASSOUSSY, A. European energy security dilemma: major challenges and confrontation strategies. **Review of Economics and Political Science**, v. 4, n. 4, p. 321-343, 2019. ISSN 2631-3561. Disponível em: < https://www.researchgate.net/publication/335269379_European_energy_security_dilemma_major_challenges_and_confrontation_strategies >.

EUROPEAN COMMISSION. **Energy roadmap 2050**. Europe. European Commission. Luxemburgo: p. 2012 ISBN: 978-92-79-21798-2. Policy Paper. Energy Disponível em: < https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_energy_roadmap_2050_en_0.pdf >.

EXXONMOBIL. **Outlook for Energy: A perspective to 2040**. Exxon. Houston: p. 2019 Disponível em: < https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/outlook-for-energy/2019-Outlook-for-Energy_v4.pdf >.

_____. **2020 Energy & Carbon Summary**. Exxon. p. 2020 Disponível em: < <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/energy-and-carbon-summary/Energy-and-carbon-summary.pdf> >.

FASB. SFAS n. 19. **Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies**. FASB Financial Accounting Standards Board,. FASB.

Norwalk, Connecticut, 86 p. 1977 Report. Disponível em: < <http://goo.gl/Pdki7I> >.

_____. **SFAS no. 69 Disclosures about Oil and Gas Producing Activities. An amendment of SFAS 19, 25,33 and 39.** FASB Financial Accounting Standards Board,. FASB. Norwalk, Connecticut, 121 p. 1982 Report. Disponível em: < <http://goo.gl/vnGivT> >.

FATTOUH, B.; DALE, S. **Peak Oil demanda and long run prices.** Oxford Institute for Energy Studies. OXFORD, U. O. 25. Oxford, 11 p. 2018 Working Paper. Energy Insights Disponível em: < <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/01/Peak-Oil-Demand-and-Long-Run-Oil-Prices-Insight-25.pdf?v=19d3326f3137> >.

FATTOUH, B.; POUDINEH, R.; WEST, R. The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy exists for oil companies and oil-exporting countries? **Energy Transitions** (2019) 3:45–58, v. 3, p. 45-58, 2019. Disponível em: < <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs41825-019-00013-x> >.

FOUQUET, R. Historical energy transitions: speed, prices and system transformation. **Energy Research & Social Science**, v. 22, p. 7-12, 2016. ISSN 2214-6296. Disponível em: < http://eprints.lse.ac.uk/67618/1/Fouquet_Historical%20energy%20transitions_2016.pdf >.

GABRIELLI DE AZEVEDO, J. S. Mudanças no Mercado de GNL Intensificam Disputas Geopolíticas. **Brasil Debate**, **Brasil de Fato debates**, 2017. Disponível em: < <http://brasildebate.com.br/wp-content/uploads/Perspectivas-2017-170410.pdf> >.

GLOBAL COMMISSION ON THE GEOPOLITICS OF ENERGY TRANSFORMATION. **A New World. The Geopolitics of the Energy Transformation.** International Renewable Energy Agency IRENA. IRENA, 93 p. 2019.

GÓMEZ, M. H. **Análisis Teórico De Las Inversiones De Empresas Petroleras: La Diversificación.** 2019. p. Dissertação (Maestria en Finanzas). Administración Y Dirección De Empresas, Universidad de Cantabria, Santander, Espanha. MYRIAM GARCÍA OLALLA. Disponível em: < <https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/17748> >.

GRAAF, T. V. D. Is OPEC dead? Oil exporters, the Paris agreement and the transition to a post-carbon world. In: (Ed.). **Beyond Market Assumptions: Oil Price as a Global Institution**: Springer, 2020. p.63-77. Disponível em: < <https://biblio.ugent.be/publication/8137111/file/8137112.pdf> >.

HALLOCK JR, J. L.; WUB, W.; HALLA, C. A. S. *et al.* Forecasting the limits to the availability and diversity of global conventional oil supply: Validation. **Energy**, v. 64, p. 130-153, 2014. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213009420?via%3Dihub> >.

HEINBERG, R. **The Party's Over. Oil, War and The Fate of Industrial Societies**. Gabriola Island, Canada: New Society Publishers. 2003. p.

HERTOG, S. In The Spotlight: Demands On Saudi Aramco Are Increasing. **Forum. Oxford Institute for Energy Studies.**, v. 118, p. 42-46, 2019. Disponível em: < <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/06/OEF-118.pdf> >.

HIRSCH, R. L.; BEZDEK, R.; WENDLING, R. **Peaking Of World Oil Production: Impacts, Mitigation, & Risk Management**. National Energy Technology Laboratory of the Department of Energy USA,. DOE/NETL-IR-2005-093, 91 p. 2005 Disponível em: < <https://www.osti.gov/servlets/purl/939271> >.

HÖÖK, M.; BARDI, U.; FENG, L. *et al.* Development of oil formation theories and their importance for peak oil. **Marine and Petroleum Geology**, v. 27, n. 9, p. 1995-2004, 2010. Disponível em: < <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:338107/FULLTEXT01.pdf> >.
>.<http://dx.doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.06.005>.

HUBBERT, M. K. **Nuclear energy and the fossil fuel**. American Petroleum Institute,. p. 1956 Drilling and production practice Disponível em: < <http://www.energycrisis.com/Hubbert/1956/1956.pdf> >.

HUBBERT, M. K. The World's Evolving Energy System. **American journal of Physics**, v. 49, p. 1007-1029, 1981.

HULST, N. V. Peak oil revisited: the real challenges are investment and sustainability, not availability. **World Energy Congress**, 2011, Doha. Disponível em: < <https://www.elektormagazine.com/news/Peak-oil-revisited-the-real-challenges-are-investment-and-sustainability-not-availability> >.

HYNE, N. J. **Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling and Production**. 2nd. Tulsa, Oklahoma: PennWell Corporation. 2001a. 598 p. ISBN: 918-0-87814-823-3.

_____. **Nontechnical Guide to Petroleum Geology, Exploration, Drilling, and Production**. 2nd. Tulsa: Pennwell Corporation. 2001b. 598 p. ISBN: 0-87814-823-X.

IEA. **World Energy Outlook 2018**. IEA. IEA. Paris, 661 p. 2018 Annual Report. World Energy Outlook Disponível em: < <https://www.iea.org/weo2018/> >.

_____. **The Oil and Gas Industry in Energy Transitions**. International Energy Agency (IEA). Paris, 165 p. 2020 Disponível em: < [https://webstore.iea.org/download/direct/2935?fileName=The Oil and Gas Industry in Energy Transitions.pdf](https://webstore.iea.org/download/direct/2935?fileName=The%20Oil%20and%20Gas%20Industry%20in%20Energy%20Transitions.pdf) >.

INFLUENCE MAP. **Big Oil's Real Agenda on Climate Change**. How the oil majors have spent \$1bn since Paris on narrative capture and lobbying on climate. **Influence Map**. March p. 2019 Disponível em: < <https://influencemap.org/report/How-Big-Oil-Continues-to-Oppose-the-Paris-Agreement-38212275958aa21196dae3b76220bdc> >.

INKPEN, A.; MOFFET, M. **The Global Oil & gas Industry: management, strategy, and finance**. Tulsa, Oklahoma: PennWell. 2011. 581 p. ISBN: 978-1-59370-239-7.

JOHNSTON, D. Modern Reserve Disclosure. **Petroleum Accounting and Financial Management Journal**, Daniel Johnston & Co. Inc., v. 24, n. 2, p. 23-30, 2009. Disponível em: < http://www.danieljohnston.com/pdf/modern_reserve_disclosure.pdf >.

JOHNSTON, D.; JOHNSTON, D. **Introduction to Oil Company Financial Analysis**. Tulsa, Oklahoma: PennWell. 2006. 447 p. ISBN: 978-1-59370-044-7.

KHAN, S.; ABDO, H. To what Extent is Peak Oil a Threat to Saudi Arabia Energy Security. **International Conference on Industrial Engineering and Operations Management** 2019, Riyadh, Saudi Arabia. November 26-28, 2019. p.914-920. Disponível em: < <http://www.ieomsociety.org/gcc2019/papers/54.pdf> >.

LAHERRERE, J. Estimates of Oil Reserves. **EMF/IEA/IEW Meeting**, 2001, Laxenburg, Austria. IIASA, 19/06/2001. Disponível em: < http://t.greatchange.org/ov-laherrere,june_10_01.pdf >. Acesso em: 02/09/2016.

LOMBORG, B. **The Skeptical Environmentalist**. Measuring the Real State of the World. Cambridge: Cambridge University Press. 2001. p.

LU, H.; GUOC, L.; ZHANG, Y. Oil and gas companies' low-carbon emission transition to integrated energy companies. **Science of the Total Environment**, v. 686, p. 1202-1209, 2019. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969719325689> >.

LYNCH, M. **Hubbert Peak of Oil Production**. 1998. Disponível em: < <http://www.hebbertpeak.com/Lynch> >. Acesso em: 07/07/2007.

MAUGERI, L. Oil: Never Cry Wolf—Why the Petroleum Age Is Far from over. **Science**, v. 304, p. 1114-1115, 2004. Disponível em: < <https://science.sciencemag.org/content/304/5674/1114.short> >.

_____. **The age of oil : the mythology, history, and future of the world's most controversial resource**. Westport, Conn.: Praeger Publishers. 2006. xx, 340 p. p. ISBN: 0275990087 (alk. paper) 9780275990084 (alk. paper) Disponível em: < <http://www.loc.gov/catdir/toc/fy0614/2006006632.html> >.

_____. Oil: The Next Revolution. The unprecedented upsurge of oil production capacity and what it means for the world. **Belfer center for Science and International Affairs Harvard University**. Cambridge, Massachusetts, 75 p. 2012. (2012-10) Working Paper. Disponível em: < <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/Oil-%20The%20Next%20Revolution.pdf> >. Acesso em: 20 Set 2016.

MCGLADE, C.; EKINS, P. The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2o C. **Nature**, v. 517, n. 7533, p. 187-190, 2015. Disponível em: < <https://discovery.ucl.ac.uk/id/eprint/1473878/7/McGladeNatureCM5.pdf> >.

MURPHY, D. J.; HALL, C. A. S. Year in review—EROI or energy return on (energy) invested. **Annals Of The New York Academy Of Sciences**, v. 1185, p. 102-118, 2010. Disponível em: <

<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.472.1623&rep=rep1&type=pdf> >.

_____. Energy return on investment, peak oil, and the end of economic growth. *Annals Of The New York Academy Of Sciences*, v. 1219, p. 52-72, 2011. ISSN 0077-8923. Disponível em: < https://www.researchgate.net/profile/Charles_Hall2/publication/49846798_Energy_return_on_investment_peak_oil_and_the_end_of_economic_growth/links/59dea0ffaca27247d794408a/Energy-return-on-investment-peak-oil-and-the-end-of-economic-growth.pdf >.

OWEN, N. A.; INDERWILDI, O. R.; KING, D. A. The status of conventional world oil reserves—Hype or cause for concern? *Energy Policy*, v. 38, p. 4743-4749, 2010. Disponível em: < <http://sites.psu.edu/math033sp15/wp-content/uploads/sites/28894/2015/02/CWORpaper.pdf> >.

ROSA DOMINGUEZ-FAUS; GRIFFIN, P. A.; JAFFE, A. M. *et al.* Science and the stock market: Investors' recognition of unburnable carbon. *Energy Economics*, v. 52, p. 1-12, 2015. Disponível em: < <https://escholarship.org/content/qt6089m9xd/qt6089m9xd.pdf> >.

SAUDI ARAMCO. **Addressing the climate challenge**. Saudi Aramco. Daharan, Arábia Saudita: p. 2019 Report. Disponível em: < <https://www.saudiaramco.com/en/making-a-difference/planet/climateinitiative> >.

SEC. **Definition of Proved Reserves**. SEC. SEC. Washington: 31/03/2001 p. 2001 CORPORATE FINANCE Report. Frequently Requested Accounting and Financial Reporting Interpretations and Guidance Disponível em: < https://www.sec.gov/divisions/corpfin/guidance/cfactfaq.htm#P279_57537 >.

SHELL. **Sky. Alcançando As Metas Do Acordo De Paris**. Shell Corp., 74 p. 2019 Cenários Shell Disponível em: < <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/scenarios/shell-scenario-sky.html> >.

SIMMONS, M. R. **Twilight in The Desert. The coming Saudi oil shock and the world economy**. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons. 2005. 428 p. ISBN: 978-0-471-79018.

SKREBOWSKI, C. **Petroleum Review**. 2004. Disponível em: < www.petr.com >. Acesso em: 08/07/2007.

SORRELL, S.; SPEIRS, J.; BENTLEY, R. *et al.* Global oil depletion: A review of the evidence. **Energy Policy**, v. 38, p. 5290-5295, 2010.

SORRELL, S.; SPEIRS, J.; BENTLEY, R. *et al.* Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates. **Energy**, v. 37, n. 1, p. 709-724, 2012. Disponível em: < http://aspo.ch/wp-content/uploads/studies/%5B20%5D%20Sorrell_Shaping%20the%20Global%20Oil%20Peak_2011.pdf >.

SOVACOO, B.; GEELS, F. Further reflections on the temporality of energy transitions: a response to critics. **Energy Research & Social Science**, v. 22, p. 232-237, 2016. ISSN 2214-6296. Disponível em: < <http://sro.sussex.ac.uk/id/eprint/72015/> >.

SOVACOO, B. K. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. **Energy Research & Social Science**, v. 13, p. 202-215, 2016. Disponível em: < <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629615300827> >.

SPE/WPC. **Petroleum Reserves Definition**. Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council(WPC), p. 1997 Disponível em: < <http://www.spe.org/industry/petroleum-reserves-definitions.php> >.

_____. **Petroleum Resource Management System**. Society Of Petroleum Engineers (SPE). 2007, 47 p. 2007 Disponível em: < http://www.spe.org/industry/reserves/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf >.

SPEDDING, P.; MEHTA, K.; ROBINS, N. **Oil & carbon revisited. Value at risk from ‘unburnable’ reserves**. HSBC. 23/01/2013 p. 2013 Oil & Gas/Climate Change Europe Disponível em: < https://s3.amazonaws.com/stateinnovation-uploads/uploads/asset/asset_file/Oil_and_carbon_revisited.pdf >.

STEVENS, P. **International Oil Companies: The Death of the Old Business Model**. Chatham House. London, p. 2016. Research Paper. Disponível em: < <https://www.chathamhouse.org/publication/international-oil-companies-death-old-business-model/2016-05-05-international-oil-companies-stevens.pdf> >.

SZKLO, A.; MACHADO, G.; SCHAEFFER, R. Future oil production in Brazil—Estimates based on a Hubbert model. **Energy Policy**, v. 35, p. 2360-2367, 2007.

THOMAS, J. E.; TRIGGIA, A.; CORREIA, C. A. *et al.* **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. Editora Interciencia:Petrobras. 2001. 271 p. ISBN: 85-7193-046-5.

WORLD ECONOMIC FORUM. **Fostering Effective Energy Transition A Fact-Based Framework to Support Decision-Making**. WEF. Davos, 41 p. 2018
Disponível em: <
http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_report_2018.pdf>.

WRIGHT, C.; GALLUN, R. **Fundamentals of Oil & Gas Accounting**. Tulsa, Oklahoma: Pennwell. 2008. 770 p.

YOUNGQUIST, W. **Geodestinies: The inevitable Control of Earth Resources over Nations and Individuals**. National. 1997. p.