

CADERNOS

FGV ENERGIA

JANEIRO 2022 | ANO 9 | Nº 13 | ISSN 2358-5277

ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS POR TRÁS DAS ATIVIDADES DE DESCOMISSIONAMENTO: LIÇÕES APRENDIDAS DO OUTRO LADO DO ATLÂNTICO



**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

COORDENAÇÃO

Fernanda Delgado

EQUIPE TÉCNICA*Autores*

Bruna Parizotto,
Graduanda de Eng. de Petróleo na UDESC

Catarina Kreitlon,
*Graduanda em Ciências Econômicas
na FGV/EPGE*

Eduardo Pereira,
Professor Siberian Federal University

Fernanda Delgado,
Professora e Pesquisadora FGV Energia

Gabriela Roman Michalowski,
*Graduanda em Engenharia de Petróleo
na UDESC*

Kelly Angelim,
Analista na ABPIP

Marlon Barrêto,
*Graduando de Engenharia Naval e
Oceânica na UFRJ*

Natalia Assad,
*Graduada em Engenharia de Petróleo
pela UDESC*

Paula Andrade,
Doutoranda em Geofísica no IAG- USP.

Raphael Moura,
*Superintendente de Segurança Operacional e
Meio Ambiente da ANP*

EQUIPE DE PRODUÇÃO

Coordenação Operacional
Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Diagramação
Bruno Masello e Carlos Quintanilha

**ESCRITÓRIO**

Rua Barão de Itambi, 60 – 5º andar - Rio de Janeiro I RJ, CEP: 22231-000
Tel: (21) 3799-6100 | www.fgv.br/energia | fgvenergia@fgv.br

PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

Sergio Franklin Quintella, Francisco Oswaldo Neves Dornelles
e Marcos Cintra Cavalcanti de Albuquerque



Instituição de caráter técnico-científico, educativo e filantrópico, criada em 20 de dezembro de 1944 como pessoa jurídica de direito privado, tem por finalidade atuar, de forma ampla, em todas as matérias de caráter científico, com ênfase no campo das ciências sociais: administração, direito e economia, contribuindo para o desenvolvimento econômico-social do país.

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Marcio Lago Couto

SUPERINTENDÊNCIA COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Felipe Gonçalves

EQUIPE DE PESQUISA**Coordenação Geral**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa do Setor Elétrico

Luiz Roberto Bezerra

Coordenação de Pesquisa de O&G

Magda Chambriard

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Ana Beatriz Soares Aguiar

Gláucia Fernandes

João Teles

João Victor Marques Cardoso

Paulo César Fernandes da Cunha

Assistente Administrativa

Cristiane Parreira de Castro

Estagiários

Ester Nascimento

Victor de Lemos Souza Fernandes

Sumário

1		
INTRODUÇÃO		6
<hr/>		
2		
DESCOMISSONAMENTO		9
2.1 Custos		10
2.2 Investimentos Requeridos		20
2.3 Garantias Financeiras		25
2.4 Insolvência		35
<hr/>		
3		
ESTUDOS DE CASOS		38
3.1 Austrália		39
3.2 Reino Unido		44
3.3 Noruega		49
3.4 Estados Unidos		52
3.5 Brasil		58
<hr/>		
4		
LIÇÕES APRENDIDAS		63
<hr/>		
5		
CONCLUSÃO		67

Apresentação

A FGV Energia, no âmbito das suas atividades de pesquisa, tem os Cadernos FGV Energia como uma de suas principais ferramentas de investigação dos entraves e oportunidades para segmentos específicos do setor energético. Este caderno apresenta um aprofundado diagnóstico sobre os aspectos socioeconômicos do descomissionamento no Brasil, por meio do levantamento das perspectivas de diferentes aspectos e tem por finalidade desmitificar e esclarecer a sociedade sobre essa atividade.

Desse modo, o caderno *ASPECTOS SOCIOECONÔMICOS POR TRÁS DAS ATIVIDADES DE DESCOMISSIONAMENTO: LIÇÕES APRENDIDAS DO OUTRO LADO DO ATLÂNTICO* apresenta o resultado de pesquisas realizadas pela FGV Energia, em conjunto com a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, ANP, com a Siberian Federal University, a UDESC, a ABPIP, a USP e a UFRJ; na pessoa dos seus pesquisadores.

De uma forma geral, este trabalho busca:

- i. Criar um arcabouço estruturado sobre os aspectos socioeconômicos do descomissionamento de instalações de petróleo,
- ii. Levantar e investigar estudos de caso que possam embasar decisões de negócios de descomissionamento no Brasil;
- iii. Sensibilizar os tomadores de decisão sobre a importância da transparência e da disseminação das informações.

Todos os partícipes deste Caderno entendem que a disseminação do conhecimento e o planejamento de longo prazo são imperativos para o progresso Técnico-Científico, para os ganhos de competitividade e, por conseguinte, o desenvolvimento econômico e o bem-estar social. Nesse sentido, espera-se que esse estudo seja uma relevante contribuição não só para o desenvolvimento do setor petrolífero, principalmente dos segmentos voltados as atividades finais de produção de óleo e gás, que tendem a receber menos atenção quando comparadas com a pujante indústria *produtiva* brasileira, mas também para o aprimoramento da Administração Pública e de suas ferramentas de estímulo à economia.

Esse é o nosso ofício e essa é a nossa missão acadêmica.

Boa leitura.

Fernanda Delgado

Professora e Pesquisadora, FGV Energia



1

CAPÍTULO

Introdução

O descomissionamento de instalações *offshore*, por definição¹, é o conjunto de atividades relacionadas à estagnação das operações em determinado campo, quando a produção oriunda deste campo já não sustenta mais a economicidade do ativo².

De uma forma geral, é um processo que ocorre na etapa final de um projeto de exploração e produção de petróleo e gás natural. Esse procedimento objetiva o abandono dos poços, a remoção, o desmantelamento e a possível reutilização da estrutura ou plataforma em questão. Mesmo sendo operações realizadas ao final da vida útil do campo, no Brasil, informações como previsão de data de realização e custos de descomissionamento devem estar contidas no Plano de Desenvolvimento do campo³.

Apesar de, como um todo, os custos com a atividade serem elevados, segundo a ICF

Incorporated⁴, as estimativas diferem entre as operadoras. Isso ocorre, pois, variáveis como a experiência dos profissionais, a profundidade e o período em que as instalações serão descomissionadas influenciam nos cálculos. Além disso, o fator risco é algo que também deve ser levado em consideração, pois, as atividades de descomissionamento estão sujeitas a acidentes como como incêndios (em virtude do grande número de atividades de corte e solda) e de movimentação de carga, que representam gastos adicionais. Estimativas da Rystad Energy avaliam que até 2024 os gastos com descomissionamento no mundo todo podem chegar a \$42 bilhões⁵.

1. Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e de Produção 2020.

2. Delgado et al, "Descomissionamento offshore no Brasil: oportunidades, desafios e soluções" (2021).

3. M'Pussa, J. Descomissionamento de plataformas marítimas: Estudo comparativo dos casos Reino Unido e Brasil (Universidade Federal Fluminense, 2017).

4. Decommissioning Methodology and Cost Evaluation (Bureau of Safety and Environmental Enforcement) <<https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/738aa.pdf>> acesso em 5 Janeiro 2021

5. Sumit yadev, 'Global oil & gas decommissioning costs to total \$42 billion through 2024, dominated by UK North Sea' (Rystad Energy, 22 May 2020) <[https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-oil-gas-decommissioning-costs-to-total-\\$42-billion-through-2024-dominated-by-uk-north-sea/](https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-oil-gas-decommissioning-costs-to-total-$42-billion-through-2024-dominated-by-uk-north-sea/)> acesso em 13 Janeiro 2021

Da mesma forma que o fim das atividades representa um acúmulo de despesas para as operadoras, surge um mercado ao seu redor, que, segundo a Assessoria de Informação do Espírito Santo, movimenta os mais diversos serviços, como consultorias ambientais e de engenharia estrutural, além da comercialização da sucata como *commodity*⁶. Porém, é preciso atentar para o fato de que em diversos lugares como a Tailândia, a Nigéria e o Reino Unido, as finanças do governo são afetadas durante o descomissionamento das plataformas de óleo e gás, dada a possibilidade de reembolso via redução da carga tributária ou custo recuperável⁷.

No Brasil, o concessionário pode deduzir, em cada período base, provisão para cobrir os gastos futuros com o abandono e restauração ambiental no campo (vide RANP 12/2014, art. 18), desde que estes estejam previstos e aprovados pela ANP no plano de desenvolvimento das atividades. Além disso, no caso dos contratos de partilha, os gastos passíveis de reconhecimento como custo em óleo são recuperáveis, enquanto o excedente em óleo é dividido entre o Contratado e o Estado.

No Brasil, em decorrência da pouca experiência frente às atividades de descomissionamento, há desafios quanto à coordenação entre os órgãos e à definição das competências da Marinha, do Ibama e da ANP nas análises dos Programas

de Descomissionamento. Ademais, a maioria dos campos se encontram em lâminas d'água profundas, tornando os processos ainda mais complexos. Exemplos internacionais de locais com maior experiência de descomissionamento, em especial do Mar do Norte e do Golfo do México, são apresentados, na busca de um entendimento mais amplo sobre a execução das atividades.

De forma geral, o presente trabalho trata dos aspectos socioeconômicos das atividades de descomissionamento, abordando tópicos relacionados aos custos, investimentos e às modalidades de garantias financeiras vigentes, bem como apresentar estudos de casos visando expor as experiências práticas de operações e de legislações. Ademais, compilar e apresentar as lições aprendidas e sugestões que possam ser estudadas e implementadas no cenário nacional.

Desta forma, o capítulo 2 tratará de assuntos voltados para os custos e investimentos necessários para tais atividades, as modalidades de garantias financeiras e como são tratados os casos de insolvência. O capítulo 3 traz os estudos de casos, considerando 5 países, sendo eles: Austrália, Reino Unido, Noruega, Estados Unidos e Brasil. O capítulo 4, por sua vez, expõe as lições aprendidas com relação aos países estudados no capítulo 3. Por fim, o capítulo 5 é destinado à conclusão do trabalho.

6. Governo do Espírito Santo, 'Descomissionamento de plataformas cria novas oportunidades no setor de petróleo no Estado' (Governo do Espírito Santo, 22 outubro 2020) <<https://www.es.gov.br/Noticia/descomissionamento-de-plataformas-cria-novas-oportunidades-no-setor-de-petroleo-no-estado>> acesso em 13 janeiro 2021

7. Eric Oudenot, Philip Whittaker e Martha Vasquez, "Preparing for the Next Wave of Offshore Decommissioning" (BCG, 11 Abril 2018) <<https://www.bcg.com/pt-br/publications/2018/preparing-for-next-wave-offshore-decommissioning>> acesso em 20 Fevereiro 2021

2

CAPÍTULO

Descomissionamento

2.1 CUSTOS

O descomissionamento de plataformas de óleo e gás costuma ser um processo que demanda tempo e incorre em elevados custos, dada à complexidade das questões que o envolvem, tanto as de caráter ambientais, quanto técnicas e sociais. Nesse sentido, estimativas com relação aos custos são fundamentais para o sucesso da atividade, pois são capazes de indicar sua viabilidade econômica. No entanto, esses projetos são submetidos a altos níveis de incerteza, pois além dos custos diferenciarem entre as unidades, a depender do número de poços e dutos, há também a imprevisibilidade quanto às futuras mudanças legislativas e avanços tecnológicos. Ao adicionar a inexperiência dos produtores, o resultado das estimativas tende a ser pouco realista e extremamente volátil. Atualmente a empresa de consultoria Wood Mackenzie Ltda. acredita que US\$104.5 bilhões serão gastos com a atividade de descomissionamento nos próximos 10 anos⁸.

Apesar dos custos referentes ao término das atividades serem comparativamente menores do que os ganhos auferidos, o tempo se mantém como uma variável crítica, pois está intimamente ligado à capacidade dos produtores de arcarem com suas obrigações contratuais de descomissionamento. Nem sempre a estratégia ótima para uma empresa grande será postergar ao máximo a vida útil de um campo maduro, enquanto operadores de médio e pequeno porte podem enxergar neles lucrativos investimentos⁹. Além disso, os custos podem variar entre empresas de mesmo porte, fator associado principalmente à experiência e a disponibilidade tanto de tecnologia quanto de mão de obra qualificada. Naturalmente, os custos variam de acordo com a profundidade, o tamanho, o tipo e a complexidade da plataforma. Segundo a empresa IHS Markit, a remoção de uma estrutura *four-pile* de 15 metros em águas profundas custa aproximadamente dois milhões de dólares, enquanto uma de 100 metros custará quase o dobro para desmontar¹⁰.

8. Wood Mackenzie, "US\$32 billion of decommissioning worldwide over the next five years: is the industry ready?" (2017), <<https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-us32-billion-of-decommissioning-worldwide-over-the-next-five-years-is-the-industry-ready-9599>> acessado em 27 de fevereiro de 2021

9. A questão aqui reside no fato de que as reservas em questão, apesar de estarem no fim, são comprovadas e capazes de auferir ganhos certos para os pequenos produtores, e não há preocupação de instalação de infraestrutura previamente ao início das operações.

10. IHS Markit, "Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Annual Spending Rising to \$13 Billion by 2040, IHS Markit Says" (2016), <https://news.ihsmarkit.com/prviewer/release_only/slug/energy-power-media-decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si#:~:text=A%20four%2Dpile%20structure%20in,and%20costs%20typically%20are%20higher.> acesso em 27 de Fevereiro

Com base na experiência internacional dos países no Mar do Norte, é possível dividir os principais custos da cessão de atividades em quatro categorias: *offshore*, operacional, *onshore* e administrativo¹¹. O primeiro corresponde à despesa mais significativa por se tratar da remoção de instalações *offshore* e a obstrução permanente de poços. Os demais se dividem em gastos com a manutenção das instalações, tratamento dos rejeitos e planejamento interno.

Quanto ao descomissionamento de estruturas fixas¹², as principais alternativas são: remoção completa, parcial, tombamento local e reutilização da plataforma. Apesar de não haver custos com a manutenção e o local onde se desenvolveu a atividade de exploração retornar a sua condição natural, o processo de remoção completa pode incorrer em danos ao meio ambiente e necessita do desembolso imediato, especialmente pela necessidade de uma embarcação que remova toda infraestrutura.

Segundo as Diretrizes e Padrões da IMO para a Remoção de Instalações *Offshore* estabelecidas em 1989¹³, uma alternativa para grandes estruturas é a remoção parcial, desde que possibilite uma coluna d'água desobstruída para navegação¹⁴. Esta pode representar importantes economias para as operadoras e, também, benefícios ao meio ambiente através da formação de recifes artificiais nas estruturas abandonadas. Nos Estados Unidos, o Departamento de Comércio, sob a supervisão da Administração Nacional Oceânica e Atmosférica (NOAA), criou um Plano Nacional de Recifes Artificiais a fim de orientar a compreensão de seu uso e desenvolvimento, além de incentivar o estabelecimento de programas estaduais¹⁵. Atualmente os cinco estados americanos que fazem fronteira com Golfo do México possuem programas de recifes artificiais¹⁶. De maneira similar, a estratégia de tombamento local também é menos custosa que a remoção completa à medida que apenas os *topsides* são removidos e estes podem ser reutilizados¹⁷.

11. Norwegian Petroleum Directorate, "Resource-Report-2017", ch 5, <<https://www.npd.no/en/facts/publications/reports2/resource-report/resource-report-2017/cessation/decommissioning-costs/>>, acessado em 20 de fevereiro

12. Funciona como uma estrutura rígida, fixada no fundo do mar, com até 300 metros de profundidade, por um sistema de estacas cravadas. Trata-se de uma instalação mais simples, que permite a realização do controle dos poços na superfície, como a Plataforma fixa de Mexilhão operando na Bacia de Santos. Petrobras, "Infográfico Tipos de Plataforma", <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>, acessado em 20 de fevereiro de 2021

13. 16th Sessão de Assembléia da IMO, 1989

14. International Association of Oil & Gas Producers, "Overview of International Offshore Decommissioning Regulations" (2017), <<https://www.extractiveshub.org/servefile/getFile/id/6666>>, acessado em 27 de Fevereiro de 2021

15. O Plano foi atualizado em 2007. National Oceanic and Atmospheric Administration, "National Artificial Reef Plan (as Amended): Guidelines for Siting, Construction, Development, and Assessment of Artificial Reefs" (2007), <<https://www.federalregister.gov/documents/2007/03/28/E7-5711/national-artificial-reef-plan-as-amended-guidelines-for-siting-construction-development-and>> acessado em 20 de Fevereiro de 2021

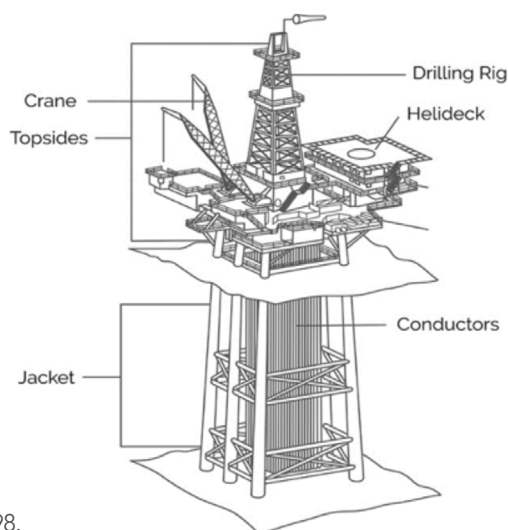
16. American Petroleum Institute, "Old Rigs Make New Marine Habitats", <<https://www.api.org/oil-and-natural-gas/environment/clean-water/oil-spill-prevention-and-response/rigs-to-reefs>> acessado em 20 de Fevereiro de 2021

17. SILVA e MAINER (2008), <https://engenhariaambiental.ufes.br/sites/ambiental.ufes.br/files/field/anexo/o_descomissionamento_de_estruturas_de_producao_offshore_no_brasil_-_cecilia_freitas_martins.pdf>

Os principais aspectos técnicos foram apresentados na primeira sessão, no item 1.2, sobre as prin-

cipais opções disponíveis no mercado. A Figura 1 exemplifica uma plataforma *offshore* genérica.

FIGURA 1. ESQUEMA DE UMA PLATAFORMA *OFFSHORE* GENÉRICA.



Fonte: Manago e Williamson, 1998.

Uma alternativa é a utilização das plataformas desativadas para outras atividades, como centros de pesquisa, bases para fontes alternativas de energia eólica ou até mesmo turismo, com a construção de hotéis em alto mar, como o Seaventures Dive Rig¹⁸ no Mar de Celebes, a 0,8 km da costa de Bornéu, na Malásia. Ao longo dos anos, surgiu a ideia de transformá-las em prisões em alto mar, com a elaboração de projetos quanto sua viabilidade estrutural¹⁹.

Essas novas soluções ampliam a perspectiva do produtor quanto à atividade de descomissionamento, pois além de transformarem uma atividade extremamente dispendiosa em lucrativa, mitigam críticas ambientais. Cabe aqui destacar que quando uma instalação é vendida, segundo a convenção da OSPR²⁰, as *liabilities* podem ou não ser transferidas para o novo proprietário, dependendo do acordo comercial. Apesar das *liabilities* residuais perpétuas²¹ permane-

18. Seaventures Dive Rig, "Seaventures Dive Rig", <<https://seaventuresdive.com/>> acessado em 20 de fevereiro de 2021

19. E-architect, "New Ocean Platform Prison: Pacific Design Contest" (2013), <<https://www.e-architect.com/competitions/ocean-platform-prison-competition>>, acessado em 20 de Fevereiro

20. Guidance Notes – Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines under the Petroleum Act 1998, DECC March 2011

21. Qualquer propriedade deixada in situ apresenta um risco contínuo de danos potenciais a terceiros, poluição e possíveis obrigações de manutenção. Poços que foram obstruídos e abandonados (P&A) são exemplos de riscos de responsabilidades futuras.

rem com o dono original da estrutura durante a prática do descomissionamento²², segundo a Academia Real de Engenharia²³, ainda não está claro quem as detêm quando a plataforma é recomissionada para outra finalidade.

Apesar de todas as dificuldades referentes às estimativas dos custos, é importante compreender a atividade sob a ótica de regiões com mais experiência, como o Reino Unido. Segundo as estatísticas mais recentes publicadas pela OGA (*Oil and Gas Authority*),²⁴ o custo total para o desmanche de plataformas de óleo e gás na região reduziu 19% quando comparado a 2017. Essa redução é decorrente principalmente de melhorias no setor de planejamento e execução, além de investimentos em pesquisas, com destaque para a Universidade de Aberdeen, no Reino Unido, que abriga o Centro Nacional de Descomissionamento, estabelecido com o apoio do governo por meio do Centro de Tecnologia de Petróleo e Gás (OGTC).²⁵

No entanto, essa tendência não é homogênea entre os operadores, dado que muito das práticas e tecnologias referentes ao setor de óleo e gás como um todo não são compartilhadas dada a natureza competitiva da atividade, segundo análises do Boston Consulting Group (BCG)²⁶. Portanto, existe espaço para reduções maiores dos custos, cenário que não interessa somente às empresas exploradoras, mas também ao governo, pois uma parcela considerável desses gastos pode ser abatida com a redução dos impostos pagos no período, o que impacta diretamente as finanças do governo. Trata-se de uma questão debatida principalmente em países cujos campos avançam rapidamente para maturidade, como o Reino Unido.²⁷

Em 2020, com a crise do Coronavírus, os preços do petróleo e seus derivados caíram diante do período de incerteza internacional e redução da demanda por combustíveis²⁸. Esse cenário pode contribuir para um aumento no número de plata-

22. De acordo com a convenção da OSPR. No entanto, em alguns países como a Noruega, o Estado pode assumir essa responsabilidade mediante a uma compensação financeira

23. Royal Academy of Engineering, "Decommissioning in the North Sea", <<https://www.raeng.org.uk/publications/reports/decommissioning-in-the-north-sea>> (2013), acessado em 20 de Fevereiro de 2021

24. Oil & Gas Authority, "UKCS Decommissioning Cost Estimate 2020", <<https://www.ogauthority.co.uk/media/6638/ukcs-decommissioning-cost-estimate-2020.pdf>> (2020), acessado em 20 de fevereiro de 2021

25. University of Aberdeen, "National Decommissioning Centre", <<https://www.abdn.ac.uk/engineering/research/national-decommissioning-centre-580.php>>, acessado em 20 de fevereiro de 2021

26. Eric Oudenot, Philip Whittaker e Martha Vasquez, "The North Sea's \$100 Billion Decommissioning Challenge", (BCG, 30 Março 2017) <<https://www.bcg.com/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge>> acessado em 20 de Fevereiro de 2021

27. UK Parliament, "Clarity needed on impact of decommissioning on public finances" (2019), <<https://committees.parliament.uk/committee/127/public-accounts-committee/news/98288/clarity-needed-on-impact-of-decommissioning-on-public-finances/>> acessado em 20 de Fevereiro de 2021

28. Léo Rodrigues, "Anuário da Firjan mostra cenário do petróleo no Rio para próximos anos" (Agência Brasil, 22 setembro 2020) <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2020-09/anuario-da-firjan-mostra-cenario-do-petroleo-no-rio-para-proximos-anos>> acessado em 20 de fevereiro de 2021

formas descomissionadas, dado que as receitas nesse contexto podem não ser suficientes para os gastos com a atividade de exploração. Segundo estimativas da Rystad Energy²⁹, aproximadamente 10% das instalações *offshore* do Reino Unido possuem custos operacionais acima de U\$25 por barril e, portanto, a desativação pode se tornar a alternativa mais viável na hipótese de persistência dessa conjuntura de preços baixos.

Uma parcela considerável dos gastos com descomissionamento projetados para os próximos anos se darão no Mar do Norte e no Reino Unido, onde a produção avança rapidamente para a maturidade. A organização Oil & Gas UK (OGUK) acredita que a indústria gastará aproximadamente 15.1 bilhões de libras com a atividade até 2030³⁰. Nesse contexto, com 45% das plataformas acima dos 25 anos, o Brasil não é uma exceção. Em 2020, a Petrobras já iniciou a remoção da plataforma P-12 na Bacia de Campos e, de acordo com o Plano Estratégico

da companhia para 2021-2025³¹, mais 18 instalações terão o mesmo destino até 2025. Segundo o Painel Dinâmico de Descomissionamento da ANP, em maio de 2021, dos 88 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs), 58 já foram aprovados pela agência reguladora, sendo a Petrobras a operadora da maioria destes³².

No entanto, esse é um mercado novo no país, cuja preocupação começou a aparecer na estatal em 2016, com a formação de sua primeira equipe voltada ao estudo de casos para descomissionamento. Diante de uma atividade intrinsecamente incerta, a falta de experiência costuma ser um empecilho, pois prejudica a análise de risco. Além disso, existe o desafio tecnológico no país, em que 57% das unidades a serem descomissionadas são fixas, 24% são FPOs e 14% semissubmersíveis³³ e os outros 5% se distribuem entre as estruturas de FSO (armazenagem e escoamento), FPU (unidade de produção flutuante), TLP (plataforma de pernas atirantadas)³⁴.

29. Rystad Energy, "Global oil & gas decommissioning costs to total \$42 billion through 2024, dominated by UK North Sea" (2020), <[https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-oil-gas-decommissioning-costs-to-total-\\$42-billion-through-2024-dominated-by-uk-north-sea/](https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/global-oil-gas-decommissioning-costs-to-total-$42-billion-through-2024-dominated-by-uk-north-sea/)> acessado em 20 de fevereiro de 2021

30. OGUK, "Decommissioning Insight 2020" (2020), <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/Decommissioning-Insight-2020-OGUK.pdf>> acessado em 20 de fevereiro de 2021.

31. Petrobras, "Petrobras Day 2020" (2020), <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/174ab356-7f22-96e7-6828-94b10fcb3349?origin=1>> acessado em 20 de fevereiro de 2021.

32. ANP, Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P, <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNGFIZDI4MDAtZDJhNi00MGEyLWFjMzAtNTBkMDVjOTg1NzY0IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGl0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzkyMyJ9&pageName=ReportSection65e3c25239431311238c>>, acesso em 12 de maio de 2021.

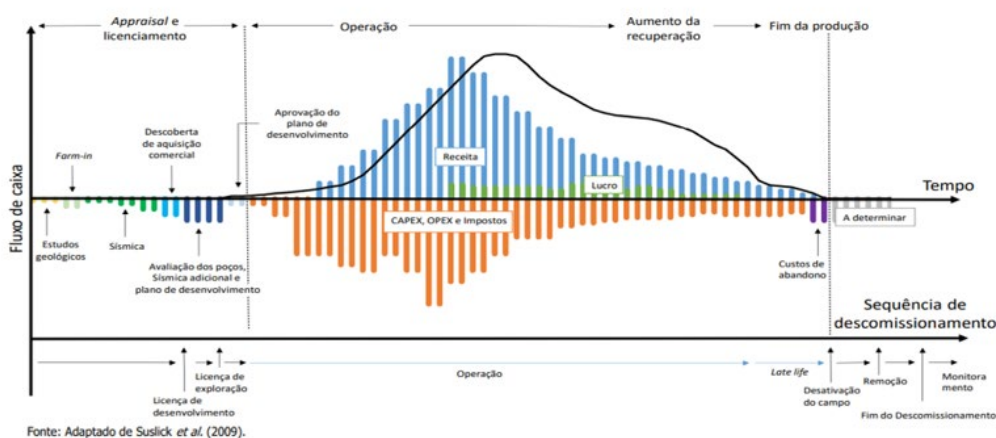
33. Edmar de Almeida, Professor do Edmar de Almeida, "Regulação do Descomissionamento e seus impactos para a competitividade do upstream no Brasil", <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/08/02_Apresenta%C3%A7%C3%A3o-td-descomissionamento-edmar-final.pdf>, acessado em 20 de fevereiro de 2021

34. Rafaela Furtado, Priscila de Almeida Barnabé e Ana Beatriz Azevedo, "Descomissionamento offshore no Brasil", <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2018/12/Revista-Tn-Petr%C3%B3leo_Descomissionamento-offshore-no-Brasil_01.11.18.pdf>, acessado em 07 de agosto de 2021

Apesar de técnicas como a perfuração vertical continuada, a integração de novos poços a sistemas existentes de produção e a reforma das instalações e poços contribuírem para o aumento do fator de recuperação dos campos maduros³⁵, isso não muda o fato das despesas relacionadas ao descomissionamento ocorrerem quando os fluxos de caixa já deixaram de ser positivos, desde que não

haja provisionamento dos gastos. Afinal, as próprias atividades de revitalização incorrem em elevados custos, como exemplificado pela Petrobras, que gastou US\$ 53 bilhões para colocar 269 poços em operação e introduzir 10 novos sistemas de recuperação na Bacia de Campos³⁶. A Figura 2 apresenta um fluxo de caixa, linha do tempo e curva de produção de um projeto de óleo e gás.

FIGURA 2. FLUXO DE CAIXA, LINHA DO TEMPO E CURVA DE PRODUÇÃO DE UM PROJETO-TIPO DE ÓLEO E GÁS.



Fonte: Manago e Williamson, 1998.

Na Figura 2, é possível observar o detalhamento dos custos auferidos pelas produtoras ao longo das atividades. Inicialmente os fluxos de

caixa da empresa são negativos, pois ocorre a implementação de estudos geológicos, aquisição sísmica e avaliação dos poços³⁷. Em seguida

35. Trata-se da quantidade recuperável de óleo, que é determinada por vários de fatores, como a permeabilidade das rochas, a força dos impulsos naturais (a presença de gás, a pressão da água adjacente ou gravidade), e a viscosidade do óleo

36. Petrobras, "5 Coisas que você precisa saber sobre a renovação da Bacia de Campos" (2020), <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/5-coisas-que-voce-precisa-saber-sobre-a-renovacao-da-bacia-de-campos.htm>>, acessado em 20 de fevereiro de 2021.

37. FGV Energia, "Caderno de Descomissionamento Offshore no Brasil – Oportunidades, Desafios & Soluções" (2021), <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_descomissionamento_rev4_3_ok.pdf> acessado em 27 de fevereiro de 2021

há os gastos com bens de capital (CAPEX), as despesas operacionais (OPEX) e o pagamento de impostos que coexistem com os ganhos de receita. Por último, há os custos de abandono e monitoramento do campo³⁸.

Assim, apesar das necessidades financeiras com o descomissionamento das plataformas depender da metodologia empregada e da experiência das operadoras, elas continuam elevadas. Nesse sentido, a ação governamental e coordenada deve ocorrer com o intuito de reduzir a imprevisibilidade dos gastos relacionados à atividade

de descomissionamento, pois, do contrário, os campos maduros se tornam cada vez menos atrativos do ponto de vista econômico.

A estimativa dos gastos com o abandono do poço é um dos principais itens a ser considerado na elaboração de um plano de descomissionamento. Os custos diretos são aqueles que fazem parte da operação, seja em terra ou offshore, e as despesas são aquelas que não incidem diretamente no processo produtivo³⁹. Na Tabela 1 são apresentados alguns itens que estão ligados a cada uma dessas classificações.

TABELA 1. ITENS QUE COMPÕEM OS CUSTOS DIRETOS PARA OPERAÇÃO OFFSHORE E EM TERRA E CUSTOS INDIRETOS.

Custos diretos para operação offshore	Custos diretos para operação em terra	Despesas
Barcos de suprimento	Salários e benefícios	Escritório
Helicóptero	Aquisição de energia, combustível e água	Salários e benefícios dos supervisores
Docas	Tratamentos químicos	Salários e benefícios dos trabalhadores do escritório
Salários e benefícios	Transporte dos trabalhadores	Serviços (limpeza, manutenção etc)
Inspeções submarinas	Ferramentas e suprimentos	Seguro
Ferramentas e suprimentos	Formação de equipe	Relações trabalhistas e públicas

Fonte: Adaptado de Seba, 1998

38. Saul B. Suslick, Denis Schiozer e Monica Rebelo Rodriguez, "Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production" [2009]

39. Estanislau Luczynski, Carlos Américo Morato de Andrade, "Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção", [2002]

Não há um padrão para a estimativa do abandono do poço, que varia de projeto para projeto. Em relação à remoção de equipamentos, para que se tenha uma melhor assertividade, a estimativa deve ser feita para cada etapa e para cada componente envolvido na etapa, usando um modelo que considere custo de remoção, processamento, descarte e reciclagem⁴⁰. Dessa forma, os custos totais de descomissionamento são a soma dos custos de remoção, processamento, descarte e sucata de todos os módulos.

A estimativa dos custos na remoção ainda é subdividida em duração do trabalho, o número de unidades e as diárias dos barcos que envolvem os custos como salários, inspeções, docas etc.⁴¹. Nas demais etapas (processamento, descarte e sucata) os custos são calculados separadamente para cada componente, com base no preço por tonelada.

Nos últimos anos, o aumento dos projetos descomissionados fez com que os custos de desmobilização aumentassem significativamente, segundo o IHS Markit Offshore Decommissioning Study Report. Embora na literatura existam diversos trabalhos que abordem estimativas de custos, ainda há uma grande dificuldade de mensurar de forma criteriosa esses valores, o que tende a

se tornar fator de incerteza econômica para as empresas envolvidas. Na sequência, serão apresentados alguns dados de custos de descomissionamento em diferentes cenários.

O descomissionamento de instalações *onshore* e *offshore* já acontece há anos em vários países. No Golfo do México já foram descomissionadas mais de 1.000 plataformas entre 2010 e 2014, a um custo total de US\$ 9 bilhões, segundo o BCG⁴². Além disso, a Secretaria de Segurança e Fiscalização Ambiental dos Estados Unidos (Bureau of Safety and Environmental Enforcement), estima em aproximadamente 33 bilhões de dólares o atual passivo de descomissionamento no Golfo do México, que pertence à plataforma Continental Americana⁴³.

No Mar do Norte (Reino Unido, Noruega, Holanda e Dinamarca) o tamanho e a complexidade da plataforma, bem como o ambiente físico e regulatório, fazem da desmobilização de ativos um desafio muito mais complexo e difícil. No Reino Unido, a estimativa de custo realizada pela Autoridade de Petróleo e Gás do Reino Unido, atribui um valor de aproximadamente £ 46 bilhões ao descomissionamento da plataforma até 2050⁴⁴. A estimativa da Diretoria de Petróleo da Noruega para a plataforma continental da Noruega é

40. Mark J Kaiser, Brian F. Snyder, "Offshore Wind Energy Cost Modeling" (2012).

41. Mark J Kaiser, Brian F. Snyder, "Offshore Wind Energy Cost Modeling" (2012).

42. Pedro Neves, "Licenciamento Ambiental e Descomissionamento", <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/arquivos/1_contextualizacao_pedro_neves.pdf>, acessado em 07 de agosto de 2021

43. Bureau of Safety and Environmental Enforcement, "Decommissioning Costs", <<https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/fact-sheet/decommissioning-costs-fact-sheet-2016.pdf>>, acessado em 07 de Agosto de 2021

44. Oil & Gas Authority, "UKCS Decommissioning - Cost Estimate 2021", <https://www.ogauthority.co.uk/media/7680/ukcs_decomm_cost_estimate_2021_single_master.pdf>, acessado em 07 de Agosto de 2021

de cerca de US\$ 19 bilhões⁴⁵. Para a Holanda, a estimativa atual para o descomissionamento da infraestrutura *onshore* e *offshore* no \$ 7,2 bilhões⁴⁶. Já a exposição da Dinamarca ao descomissionamento pode chegar a US\$ 4 bilhões.⁴⁷

No Brasil, as operações de descomissionamento iniciaram em 2018, em um ciclo incluindo unidades na Bacia de Campos, no Espírito Santo e em Sergipe. Apenas para fins de ilustração, vê-se na Tabela 2 os custos estimados do abandono da estrutura de produção *offshore* fixa localizada

na Bacia de Campos. A estimativa foi realizada para o seguinte conjunto de atividades⁴⁸:

- Abandono do poço, remoção dos condutores e remoção da estrutura submarina;
- Abandono de *dutos*;
- Remoção de *risers* flexíveis e umbilicais;
- Remoção da plataforma, incluindo preparação e liberação.

45. Eric Oudenot, Philip Whittaker e Martha Vasquez, "The North Sea's \$100 Billion Decommissioning Challenge", <<https://www.bcg.com/en-br/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge>>, acessado em 07 de Agosto de 2021

46. Eric Oudenot, Philip Whittaker e Martha Vasquez, "The North Sea's \$100 Billion Decommissioning Challenge", <<https://www.bcg.com/en-br/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge>>, acessado em 07 de Agosto de 2021

47. Eric Oudenot, Philip Whittaker e Martha Vasquez, "The North Sea's \$100 Billion Decommissioning Challenge", <<https://www.bcg.com/en-br/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge>>, acessado em 07 de Agosto de 2021

48. Edmar de Almeida, Marcelo Colomer, William Adrian Clavijo Vitto, Luciana Nunes, Felipe Botelho, Felipe Costa e Raquel Filgueiras, "Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil", <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf>>, acessado em 07 de agosto de 2021.

TABELA 2. CUSTOS ESTIMADOS PARA ABANDONO DA ESTRUTURA DE PRODUÇÃO OFFSHORE LOCALIZADA NA BACIA DE CAMPOS.

Instalação	Comprimento (km)	Custo unitário (milhões US\$)	Quantidade	Custo total (milhões US\$)
Poço de completção molhada ⁴⁹		3	14	42
Poço de completção seca ⁵⁰		0,3	15	4,8
Condutores		0,17	15	2,6
Pipelines	10	1,2	4	4,8
	130	2,4	1	2,4
	1	1,12	6	6,7
Riser flexíveis	0,22	0,06	8	0,5
Umbilicais	120	0,9	1	0,9
	1,1	0,05	3	0,1
	0,3	0,01	8	0,1
	10,1	0,12	4	0,5
Plataforma		43,5	1	43,5
TOTAL				109

Fonte: Adaptado de Ellwanger et al., 2016.

No Brasil, a Petrobras estimou em seis bilhões de dólares o custo de projetos em andamento de descomissionamento de plataformas e outros ativos até 2024. O custo em 2020 foi estimado em 500 milhões de dólares. Em 2021, o valor

gasto subirá para 2,3 bilhões de dólares. Em 2022 e 2023, a empresa gastará a cada ano 1,1 bilhão de dólares, e outros um bilhão em 2024. O plano prevê descomissionamento de plataformas, gasodutos submarinos e poços *offshore*⁵¹.

49. A classificação de completção molhada ou seca é dependente do posicionamento da cabeça do poço. Quando a cabeça do poço está localizada no fundo do mar, chama-se de completção molhada. Nesses casos, o controle da produção do poço é mais rebuscado e a manutenção e o acesso ao poço são mais delicados e onerosos. (Vilela, 2004) Vilela, "Sistemas de Produção em Águas Profundas", <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/6084/6084_3.PDF>, acessado em 07 de agosto. O abandono nesses casos tende a ser mais oneroso devido ao fato de que a cabeça do poço se encontra no fundo do mar, sendo mais complexo a sua retirada. Enquanto na completção seca esse processo é mais simples.

50. A completção seca refere-se ao posicionamento da cabeça do poço na superfície. Nesses casos, o controle da produção, manutenção e acesso ao poço são mais simples. Vilela, "Sistemas de Produção em Águas Profundas", <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/6084/6084_3.PDF>, acessado em 07 de agosto de 2021

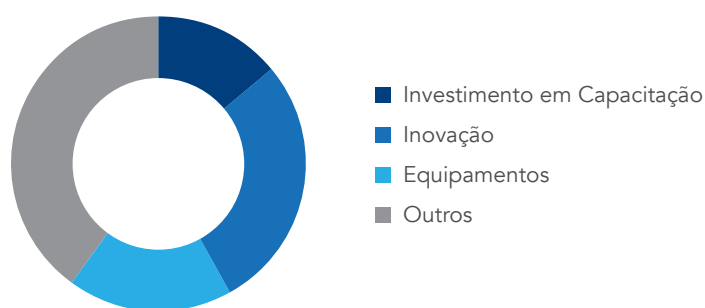
51. UDOP Energia que Inova, "Petrobras estima em US\$6 bi o custo de descomissionamento de plataformas até 2024", <<https://www.udop.com.br/noticia/2020/09/29/petrobras-estima-em-us-6-bi-o-custo-de-descomissionamento-de-plataformas-ate-2024.html>>, acessado em 07 de agosto de 2021.

2.2 INVESTIMENTOS REQUERIDOS

Por ser um processo extremamente custoso e, ao mesmo tempo, repleto de incertezas, por vezes as estimativas dos gastos com descomissionamento se tornam defasadas. Afinal, trata-se de uma atividade arriscada, sujeita a incidentes de poluição, que representam custos adicionais, como os que ocorreram em 2019 no FPSO Cidade do Rio de Janeiro, na Bacia de Campos, em que foram descarregados 15,36 e 10,26⁵² m³ de óleo.⁵³ No entanto, exatamente por se tratar de um período em que não há mais ganhos com a exploração daquela reserva, torna-se necessária a existência de um plano quanto aos investimentos requeridos para um término seguro e responsável das atividades.

Da mesma forma que o fim das atividades representa um acúmulo de despesas para as operadoras, se trata de uma oportunidade que pode ser lucrativa para uma variada gama de empresas prestadoras de serviços, como as especializadas na logística operacional, na remoção das estruturas e na indústria siderúrgica até na destinação adequada dos materiais e posterior recuperação ambiental dos campos. Nesse sentido, é possível perceber que se trata de uma atividade intensiva em capital, que requer investimentos tanto na capacitação da mão de obra quanto em inovação, como foi pontuado pela pesquisa interna com associados da ABESPETRO divulgada pela FGV Energia⁵⁴, em que tais atividades representam juntas 40% dos investimentos realizados, conforme mostrado na Figura 3.

FIGURA 3. INVESTIMENTOS REALIZADOS EM ATIVIDADES DE DESCOMISSIONAMENTO.



Fonte: Pesquisa Interna com Associados da ABESPETRO, 2021.

52. Essa quantidade derramada faz referência à instalação FPSO Cidade do Rio de Janeiro, não todo o volume derramado na bacia, como consta na tabela 11 da referência 52 abaixo (pág. 41).

53. Agência Nacional de Petróleo (ANP), "Relatório Anual de Segurança Operacional das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural" (2019), <<http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/sgom/dd/rso/2019-relatorio-anual-seguranca-operacional.pdf>> acessado em 27 de fevereiro de 2021

54. FGV Energia, "Descomissionamento Offshore no Brasil" (2021), <<https://fgvenergia.fgv.br/publicacao/descomissionamento-offshore-no-brasil>> acessado em 27 de fevereiro de 2021

Segundo dados da consultoria BCG,⁵⁵ um número significativo de operadores possui alguma forma de estratégia já estruturada para o descomissionamento de suas plataformas, no entanto, poucos realizam um planejamento unificado para seus ativos e operações globais. Assim, acabam por desconsiderar fatores importantes, como o tempo e proximidade, além de reduzirem os ganhos com aprendizado, o que resulta em um plano com ineficiências alocativas. Trata-se de uma questão bilionária, que não envolve somente organizações privadas, mas também públicas. Em países como Nigéria, Angola, e aqueles no Mar do Norte, os governos financiam mais de 50% dos custos com descomissionamento⁵⁶.

A desativação de plataformas possui impactos ambientais e sociais, com riscos para a preservação do ambiente marinho e impactos às finanças do governo, o que resulta em um cenário de intensa regulamentação governamental, especialmente em regiões onde os abatimentos fiscais dessas despesas são elevados.⁵⁷ Assim, com o intuito de resguardar a prática segura do descomissionamento,

órgãos públicos, como a minuta publicada pela ANP⁵⁸ em Agosto de 2020⁵⁹, fazem uso de garantias financeiras como títulos de descomissionamento e fundos de provisionamento para garantir que as operadoras, compulsoriamente, reservem parte do caixa para arcar com suas obrigações contratuais referentes à cessão das atividades.

Nesse sentido, é possível observar a necessidade de se estabelecer um plano coordenado de ação entre as operadoras e o governo, em que estas determinem a forma mais eficiente de administrar seus passivos com base na legislação vigente. Uma opção para os governos é incentivar os operadores a realizarem o arrasamento e abandono de poços (P&A) de forma sequencial, com o intuito de acelerar a curva de aprendizado. Essa medida se torna importante dentro do contexto em que atividades de P&A são as que mais demandam capitais. Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, de 2021 a 2025, ela será responsável por mais de R\$18,7 bilhões⁶⁰ dos investimentos em descomissionamento no Brasil, conforme apresentado na Figura 4.

55. Eric Oudenot, Philip Whittaker e Martha Vasquez, "The North Sea's \$100 Billion Decommissioning Challenge", (BCG, 30 Março 2017) <<https://www.bcg.com/pt-br/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge>> acessado em 27 de Fevereiro de 2021

56. Eric Oudenot, Philip Whittaker e Martha Vasquez, "Preparing for the Next Wave of Offshore Decommissioning" (BCG, 11 Abril 2018) <<https://www.bcg.com/pt-br/publications/2018/preparing-for-next-wave-offshore-decommissioning>> acessado em 20 de Fevereiro de 2021

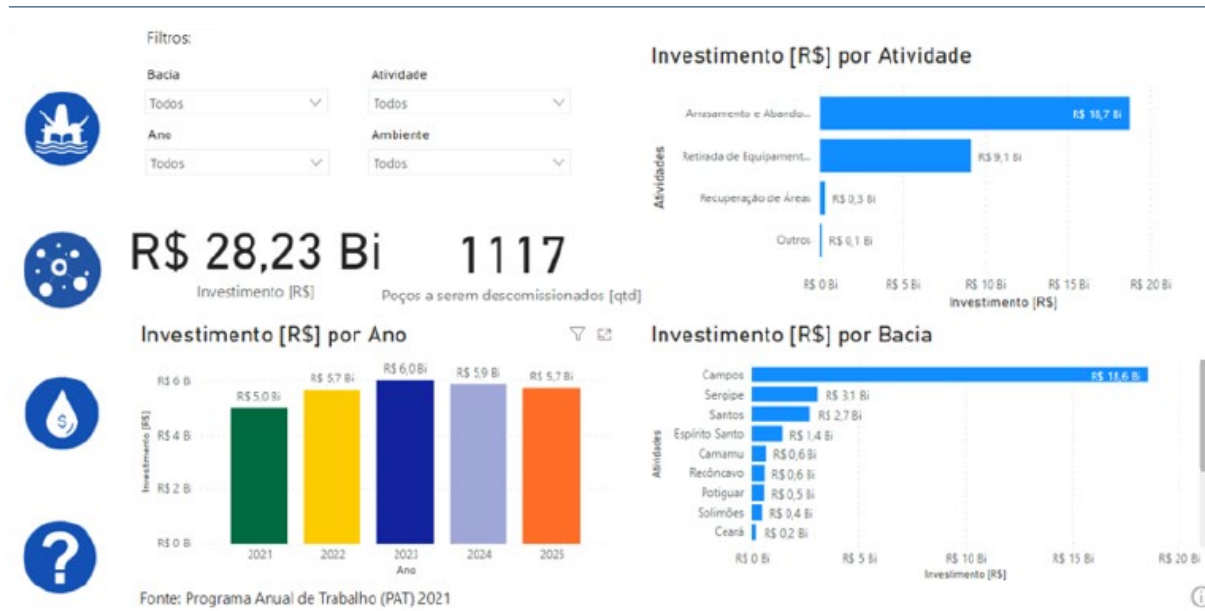
57. Segundo a publicação do Escritório Nacional de Auditoria (NAO) disponível em <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2019/01/Oil-and-gas-in-the-UK-offshore-decommissioning.pdf>, 2016-17 foi a primeira vez o governo britânico gastou mais com isenções fiscais aos operadores de óleo e gás do que recebeu deles em receitas

58. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, "Minuta de Resolução - Garantias Financeiras de Descomissionamento" (2021), <<http://www.anp.gov.br/arquivos/cp/minuta-resolucao-garantia-descomissionamento.docx.pdf>> acessado em 20 de fevereiro de 2021

59. Atualmente a minuta de resolução já regulamenta os procedimentos para apresentação de garantias e termos que assegurem o descomissionamento de instalações de produção em campos de petróleo e gás natural: <<https://atosoficiais.com.br/anp/ata-n-1057-2021?origin=instituicao&q=minuta%20de%20resolu%C3%A7%C3%A3o%20garantias%20de%20descomissionamento>>

60. ANP, "Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P" (2021), <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJoiNGFIZDI4MDAtZDJhNi00MGYyLWFjMzAtNTBkMDVjOTg1NzY0IiwidCl6ljQ0OTImNGZmLTl0YTYtNGIOMi1iN2VmLTlEYNGFmY2FkYzkyMyJ9&pageName=ReportSection65e3c25239431311238c>> 20 de fevereiro de 2021

FIGURA 4. PAINEL DINÂMICO DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES DE E&P.



Fonte: ANP, 2021.

Diante de tamanho desafio, surge a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias que reduzam os custos e aumentem a viabilidade do projeto. Em 2016 a companhia suíça Allseas inaugurou o *Pioneering Spirit*⁶¹, o maior navio do mundo em arqueação bruta⁶², com um comprimento total de 477 metros. Segundo a empresa, o projeto foi desenvolvido ao longo de 20 anos e custou aproximadamente 2.6 bilhões de euros. O *Pioneering Spirit* é capaz de levantar de uma vez *topsides* e *jackets* de até 48.000 e 20.000

toneladas, respectivamente, o que reduz significativamente o tempo *offshore* das atividades de decomissionamento. Em abril de 2017, o navio foi responsável pela remoção dos *topsides* da plataforma Brent Delta da Shell⁶³ no mar do norte, avaliadas em 24.200 toneladas. Trata-se de um recorde prestes a ser quebrado dado que o *Pioneering Spirit* foi contratado para remover em 2022 os *topsides* de 48.000 toneladas da plataforma Statfjord⁶⁴, na Noruega. A Figura 5 ilustra o *Pioneering Spirit* levantando os *topsides*.

61. Allseas, "Pioneering Spirit", <<https://allseas.com/equipment/pioneering-spirit/>> acessado em 27 de fevereiro de 2021

62. Arqueação bruta é a expressão da capacidade total de uma embarcação, sendo função do volume moldado de todos os espaços fechados do navio.

63. Shell, "'PIONEERING SPIRIT' SETS WORLD LIFTING RECORD WITH SHELL BRENT DELTA TOPSIDE REMOVAL" (2017), <<https://www.shell.co.uk/sustainability/decommissioning/brent-field-decommissioning/brent-field-news-and-media/pioneering-spirit-sets-world-lifting-record.html>> acessado em 27 de fevereiro de 2021

64. Allseas, "Allseas selected to remove 48,000 t Statfjord A platform" (2019), <<https://allseas.com/news/allseas-selected-to-remove-48000-t-statfjord-a-platform/>> acessado em 27 de Fevereiro de 2021

FIGURA 5. *PIONEERING SPIRIT* LEVANTANDO OS TOPSIDES DA PLATAFORMA BRENT DELTA.



Fonte: ANP, 2021.

Novas tecnologias como o *Pioneering Spirit* representam investimentos com o intuito de reduzir os custos com descomissionamento. No entanto, segundo estimativas da OGUK, a maioria dos gastos (aproximadamente 45%) é realizada durante o abandono de poços. Nessa etapa os poços que não podem mais ser utilizados devem ser abandonados para evitar que fluidos dos reservatórios de petróleo e gás migrem com o tempo e contaminem o ambiente marinho, aquíferos ou fluam

para outras formações. Para isso, são colocados tampões mecânicos e/ou de cimento e, segundo a Arup⁶⁵, o processo completo pode levar de 25 a 30 dias, a depender do número de poços da estrutura.

Em 2018, o centro de tecnologia de óleo e gás do Reino Unido investiu 1.3 milhões de libras em quatro projetos para redução de custos com atividades de P&A⁶⁶. Com o intuito de reduzir os riscos e custos associados aos testes além de

65. Foreign & Commonwealth Office, "Oil and Gas Decommissioning from the UK's North Sea to the Brazilian Atlantic" (2017), <http://www.anp.gov.br/images/Seguranca_Operacional/Descomissionamento/Relatorio_1-Description_of_the_Regulatory_Regime_Final.pdf> acessado em 27 de Fevereiro de 2021

66. OGTC, "£1.3 million invested in transformational well P&A ideas" (2018), <<https://www.ogtc.com/news-events/newsroom/news/2018/13-million-invested-in-transformational-well-pa-ideas/>> acessado em 27 de Fevereiro de 2021

acelerar o processo de implantação dessas novas tecnologias, desde 2019 o Centro Nacional de Descomissionamento da OGTC (em parceria com a Universidade de Aberdeen) investe no desenvolvimento de uma câmara de verificação de barreiras para testar novos materiais de P&A⁶⁷.

O descomissionamento é uma atividade que, apesar de envolver uma ampla gama de profissionais, também requer conhecimento técnico especializado. No entanto, trata-se de um mercado ainda em desenvolvimento, o que tende a se traduzir em vantagens de longo prazo para aquelas operadoras que já se engajam na atividade, como as operações da Shell no Mar Norte. De acordo com o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)⁶⁸, o setor gerou 399 milhares de empregos no *upstream*⁶⁹ em 2018, uma redução de 14,2% quando comparada ao maior valor da série histórica, 2013. À medida que

as reservas vão se exaurindo e as demandas internacionais se voltam cada vez mais para o desenvolvimento de energias sustentáveis, entende-se que é necessário incentivar o desmonte das plataformas dentro do âmbito nacional, com investimentos em embarcações e estaleiros.

Apesar dos desafios inerentes à atividade, é obrigação das operadoras realizar os desmontes das plataformas de óleo e gás quando estas deixam de ser economicamente viáveis. Para tal, entende-se que existe a necessidade por uma ação coordenada entre as agências reguladoras e as operadoras, para que as atividades de descomissionamento se desenvolvam de maneira segura, incentivando o desenvolvimento de novas tecnologias. Afinal, esse novo cenário é capaz de promover um lucrativo mercado, que já mobiliza empresas de consultoria, principalmente de advocacia, meio ambiente e engenharia.

67. Pamela Lomoro, "Decommissioning – why now is the time to invest in decommissioning", (OGTC, 04 Setembro 2019), <<https://www.ogtc.com/news-events/newsroom/blogs/2019/decommissioning-why-now-is-the-time-to-invest-in-decommissioning/>> acessado em 27 de Fevereiro de 2021

68. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, "Relevância do Petróleo para o Brasil" (2018), <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2019/08/ey-relevancia-do-petroleo-brasil.pdf>> acessado em 27 de Fevereiro de 2021

69. A indústria petrolífera se divide em três áreas de atuação: Upstream, Midstream e Downstream. A primeira faz referência às atividades de exploração, perfuração e produção.

2.3 GARANTIAS FINANCEIRAS

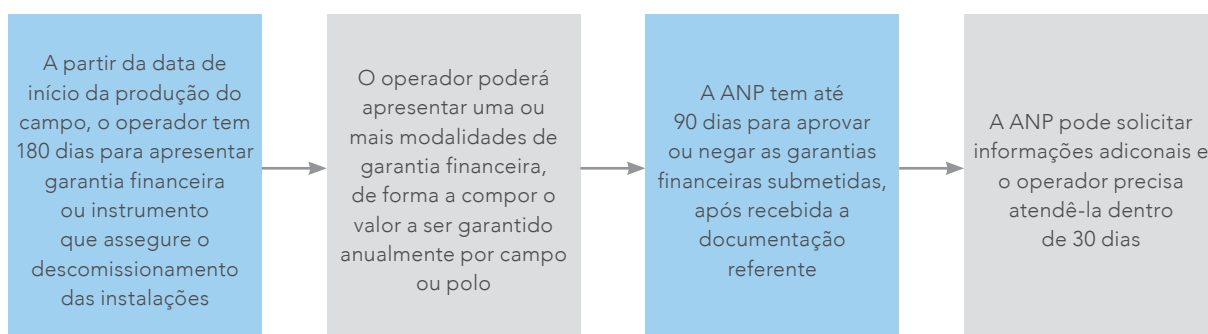
Quando a produção já não é suficiente para sustentar os custos de operação, os operadores de campos de petróleo e gás possuem a obrigação contratual de realizar o descomissionamento de suas plataformas. No entanto, essa atividade decorre em elevados custos justamente quando as instalações já não apresentam retornos financeiros. Portanto, é importante que sejam determinadas regras claras quanto às garantias financeiras exigidas, de forma que elas assegurem a disponibilidade de recursos necessários para esta atividade.

Nesse contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) elaborou em 2020 uma minuta de resolução que regula os procedimentos para a apresentação dessas garantias financeiras.⁷⁰ Segundo a ANP, as alterações regulatórias se tornaram uma neces-

sidade com o aumento de casos de cessão de contratos e, em meio aos desinvestimentos da Petrobras,⁷¹ elas se tornam ainda mais relevantes. Dada a importância da questão, passaremos a discorrer sobre a minuta de resolução apresentada pela ANP para os processos de consulta e audiência públicas, em que pese o potencial de alteração da proposta inicial, a partir das sugestões do mercado e da sociedade em geral.

Segundo a proposta de regulamentação, o operador deve apresentar a garantia ou instrumento que assegure o descomissionamento em até cento e oitenta dias após o início da produção no campo. O objetivo é que as empresas detentoras dos direitos de exploração já computem desde o início aportes financeiros suficientes para realização das atividades tanto de instalação quanto de descomissionamento. A Figura 6 ilustra o processo de apresentação das Garantias Financeiras.

FIGURA 6. PROCESSO DE APRESENTAÇÃO DAS GARANTIAS FINANCEIRAS PARA ANP



Fonte: Minuta de Resolução da ANP sobre Garantias Financeiras de Descomissionamento

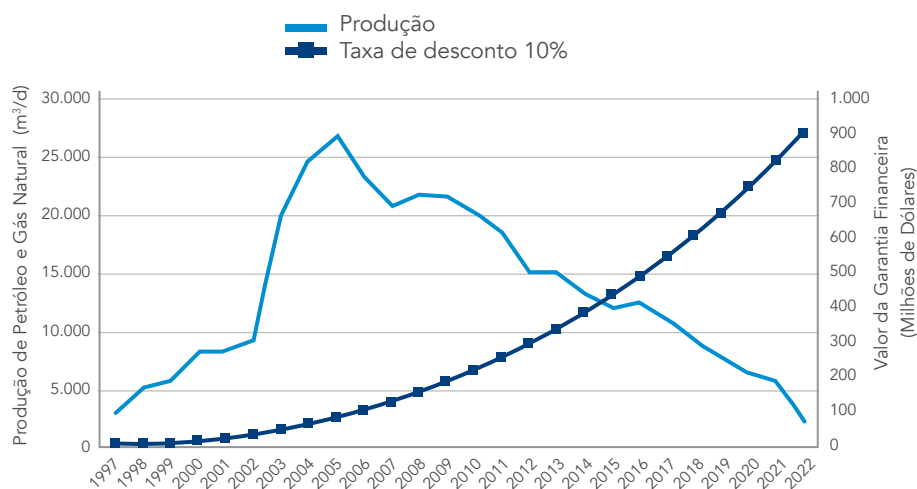
70. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, "Garantias Financeiras de Descomissionamento", <<http://www.anp.gov.br/fase-producao/5750-garantias-financeiras-de-descomissionamento>> acessado em 13 de março de 2021

71. Petrobras, "Aperfeiçoamos nosso processo de desinvestimentos" (2017), <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/aperfeiçoamos-nosso-processo-de-desinvestimentos.htm>> acessado em 13 de março de 2021

No total, foram estabelecidas seis modalidades, das quais o operador deve escolher uma ou mais, para compor o valor a ser garantido anualmente,

que deve ser atualizado de acordo com o Modelo de Aportes Progressivos. A Figura 7 mostra um gráfico do Modelo de Aporte Progressivo.

FIGURA 7. MODELO DE APORTE PROGRESSIVO.



Fonte: Minuta de Resolução da ANP sobre Garantias Financeiras de Descomissionamento

O intuito desse modelo é garantir o equilíbrio entre a extensão da vida útil do campo e a resguarda dos gastos com as atividades de descomissionamento. Assim, os cálculos são baseados tanto nas reservas provadas e prováveis, no tempo de contrato e na produção acumulada anual, quanto nos custos e datas

estimadas para o término da produção e descomissionamento das plataformas. O valor a ser garantido por polo poderá ser consolidado anualmente pelo agente em contrato de partilha de produção com a União.⁷² Além disso, de acordo com o anexo I da nova minuta da ANP⁷³, a taxa de desconto é fixa em 10%.

72. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, "Minuta de Resolução de Garantias Financeiras de Descomissionamento" ch IV, <<http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/ge/garantias/anexo-i-modelo-aporte-progressivo.pdf#:~:text=%28a%20que%20se%20refere%20o%20caput%20do%20art.,Onde%3A%20Vg%3DValor%20a%20ser%20garantido%20anualmente%20n%C3%A3o%20descontado.>> acessado em 13 de março de 2021

73. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, "Minuta de Resolução de Garantias Financeiras de Descomissionamento" ch IV, <<http://www.anp.gov.br/arquivos/exploracao-producao/ge/garantias/anexo-i-modelo-aporte-progressivo.pdf>> acessado em 13 de março de 2021

Com relação às modalidades de garantia mencionadas anteriormente, são explicitados: o seguro-garantia, a carta de crédito, o penhor de petróleo e gás, a garantia corporativa, o fundo de provisionamento e o título executivo extrajudicial para fins de descomissionamento. Como toda relação contratual envolve riscos, especialmente no âmbito da exploração de recursos naturais, o seguro-garantia é uma das maneiras que as operadoras têm de reiterar seu compromisso com a ANP e o cumprimento das obrigações referentes à licitação. Nesse caso, uma seguradora autorizada a operar pela Superintendência de Seguros Privados (Susep), com nota de classificação de risco atestada por agência de classificação de risco de crédito com mais de 1.000 (mil) certificações, emite uma apólice para empresa exploradora garantindo as obrigações assumidas por ele para fins de descomissionamento.

Na mesma linha, as cartas de crédito são promessas de pagamento emitidas por bancos comerciais com o intuito de reiterar a capacidade da operadora de incorrer em custos com o descomissionamento das plataformas. Como agentes financeiros racionais não emitem cartas de crédito diante de incertezas quanto ao compromisso das contratadas, eles desempenham um papel de mediador desinteressado entre as partes, capaz de reforçar responsabili-

dades licitadas. Cabe destacar que a validade das garantias financeiras apresentadas por meio de carta de crédito ou seguro garantia deverão ter cobertura de, no mínimo, três anos, ou até o término do contrato.

Quanto ao penhor de petróleo e gás, a operadora mantém sob o controle da ANP uma quantidade limitada em até 50% da produção anual total de petróleo e gás. Para isso, é necessário que os campos apresentem reservas provadas que suportem a curva de produção comprometida com a penhora⁷⁴. O fundo de provisionamento opera de forma similar, em que a empresa deposita um montante de recursos financeiros⁷⁵ destinado exclusivamente para cobrir os custos com o desmonte das instalações.

Pautada na transparência, a garantia corporativa tem como objetivo assegurar o cumprimento das obrigações quanto ao descomissionamento com base na capacidade financeira da contratada. Para isso, a empresa deve apresentar indicativos contábeis, como sua demonstração do resultado de exercício (DRE). Por fim, a empresa pode optar por títulos executivos extrajudiciais para fins de descomissionamento, ou seja, desde que tenha boas avaliações de risco,⁷⁶ a contratada pode financiar no mercado sua dívida garantidora frente à ANP.

74. Vale ressaltar que o ativo penhorado não pode ser garantia para ele mesmo

75. Realizados em moeda nacional ou dólar americano

76. Comissão de Valores Mobiliários, "Agências Classificadoras de Risco (Rating)" (21 outubro 2020), <<https://www.gov.br/cvm/pt-br/assuntos/regulados/consultas-por-participante/agencias-classificadoras-de-risco-rating>> acessado em 13 de março de 2021

Uma vez apresentadas as garantias, fica a critério da ANP aceitar ou não o contrato, além de ter total liberdade para determinar a substituição de alguma modalidade garantida. A execução destas ocorre perante as situações de extinção de contrato e descumprimento das atividades de descomissionamento. Fora desse contexto, as empresas são restituídas de suas garantias após o processo de cessação contratual. Para isso, ela deverá manter as garantias financeiras apresentadas para o campo até a data efetiva de início de vigência do termo aditivo de cessação, quando terminam suas obrigações relativas às garantias financeiras, de acordo com o capítulo VII da minuta.⁷⁷

No entanto, a publicação desta minuta não foi recebida sem críticas, que consideraram as regras da garantia corporativa pouco flexíveis, especialmente para empresas de médio e pequeno porte que buscam se consolidar no mercado de óleo e gás, como pontuado pelo sócio da Mattos Filho Advogados, Giovani Loss, em evento promovido pela FGV Energia em 2020⁷⁸.

Além disso, entende-se que as novas regras não são explícitas quanto a forma como será realizado o resgate das garantias financeiras, o que pode, em tese, conferir uma duplicidade temporária, com relação aos recursos destinados à

atividade de descomissionamento, a depender da modalidade utilizada. Ou seja, quando a empresa possui um aporte averiguado pela ANP, mas precisaria arcar com os custos de descomissionamento antes da baixa da garantia.

Outro ponto importante surge na questão da incompatibilidade dos fundos de garantia em moedas nacionais frente à dolarização do mercado de óleo e gás, já que alternativas como o fundo de provisionamento podem ser realizadas tanto em dólar quanto em real. Nesse sentido, os recursos destinados às atividades de descomissionamento estariam vulneráveis a choques exógenos sob a oferta de dólares, o que poderia provocar descompassos entre os custos reais da atividade e os valores assegurados. Além disso, a existência de um risco cambial considerável afasta possíveis investidores. Essas e mais questões foram apresentadas durante a Consulta Pública realizada pela ANP em 2020.⁷⁹

Assim, entende-se então que o processo de descomissionamento requer alto grau de coordenação entre os agentes econômicos privados e reguladores, principalmente no Brasil, que reconhece a regra da soberania permanente do Estado sobre os recursos de petróleo e gás estabelecida pela Assembleia Geral da ONU de 1962⁸⁰.

77. Advocacia-geral da união, procuradoria-geral federal, procuradoria federal junto à agência nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, sede consultoria de matéria finalística no Rio de Janeiro, Parecer n.01328/2019/PFANP/PGF/AGU, <<http://www.anp.gov.br/arquivos/cp/parecer-prg.pdf>> acessado em 13 de março de 2021

78. FGV Energia, "Garantias Financeiras para Descomissionamento", <<https://fgvenergia.fgv.br/eventos/garantias-financeiras-para-descomissionamento>>, acessado em 07 de agosto de 2021

79. Agência nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, "Consulta e Audiência Pública nº 10/2020", <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-e-palestras/2020/apresentacaosdpcp102020.pdf>> acesso em 13 de março de 2021

80. Resolução 1803 da Assembleia Geral, de 14 de dezembro de 1962, sobre a "Soberania Permanente sobre os Recursos Naturais", <<https://gddc.ministeriopublico.pt/sites/default/files/res1803-xvii.pdf>>, acessado em 07 de agosto de 2021

No que concerne à legislação, um dos pilares fundamentais é a área de Licenciamento ambiental e contratos de concessão. Esses dois pilares estão sob responsabilidade de órgãos como o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a ANP. As regulamentações sobre o licenciamento de atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás estão nas Resoluções do Conselho Nacional de Meio Ambiente (CONAMA) nº 237/97, na Portaria do Ministério do Meio Ambiente (MMA) nº 422/11 e a nº 398/2008 (Plano de Emergência Individual).

No Brasil, a legislação nacional apresenta um significativo número de normativas que engloba ou enquadra atividades referentes a atividades marítimas, ambientais, pesqueira, transporte, citando pontualmente as atividades do descomissionamento. No entanto, este arcabouço se enquadra de forma abrangente, se destacando mais como uma falha do que vantagem, pois não se refere diretamente a um modelo a ser seguido no planejamento adequado ou previsto para o descomissionamento, com clareza e objetividade. A Tabela 3 apresenta uma visualização de normativas, Lei, Resolução e Portaria no Brasil.

No Brasil, a legislação nacional apresenta um significativo número de normativas que engloba ou enquadra atividades referentes a atividades marítimas, ambientais, pesqueira, transporte, citando pontualmente as atividades do descomissionamento.

TABELA 3. NORMAS PRESENTES NO CENÁRIO NACIONAL.

Normas presentes no cenário nacional referente a Descomissionamento	
Texto constitucional	Art. 170, VI; e o art. 225, § 1º, IV, VII; § 2º)
Lei nº 6.938/81 – Política Nacional de Meio Ambiente	Art. 2º; art. 4º, VI; art. 9º, IV; art. 10; art. 14, § 1º)
Lei 8.617/93 – Lei do Mar	(art. 2º, art. 12; 25 ,art. 13, § 2º);
Lei nº 9.478/97 – Política Energética Nacional	art. 28, § 2º),
Lei nº 12.305/10 – Política Nacional de Resíduos Sólidos	(art.32, § 2º)
Lei nº 12.351/10 - Lei de Partilha de Produção de Petróleo do Pré Sal	(art. 32, §2º);
Resolução Conama nº 237/97	art.1º, I; art. 3º; art. 4º, I – conforme a aplicação da Lei Complementar n.º 140/11);
Resolução Conama nº 23/94	(art. 5º);
ANP 43/2007	Regime de Segurança Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural
CONAMA 1/86	Avaliação de impacto ambiental;
Instrução Normativa IBAMA n.º 22/09	Instalação de Recifes Artificiais
Portaria MMA nº 422/11	Portaria do Ministério do Meio Ambiente
Resolução ANP 46/2016	Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás Natural.
Regulamento Técnico ANP - Resolução de Diretoria nº 98, de 2 de fevereiro de 2011	Dutos Terrestres
Resolução ANP nº 41/2015	Segurança Operacional dos Sistemas Submarinos - Atividades de descomissionamento de dutos e sistemas submarinos.
Resolução Nº 817, de 24 de abril de 2020	Descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural.

O principal vetor de orientação ao tema tem sido a Resolução da ANP nº 817/2020 sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo

de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de área e dá outras providências, seguida da Resolução ANP nº 46/2016 (Segurança Operacional para Integridade de

poços de petróleo e gás e a resolução nº 41/2015 relacionada a descomissionamento de dutos). A Resolução da ANP nº 817/2020 se impõe como a resolução direcionada para o descomissionamento com contribuições dos órgãos de fiscalização (IBAMA e MARINHA). Mesmo com a participação da MARINHA e IBAMA, a autonomia e suas atribuições destinadas às instituições permanecem intactas.

No âmbito internacional, as regulações e diretrizes ao descomissionamento foram desenvolvidas para a preservação do meio ambiente, e principalmente relacionada com a navegação, pesca e poluição em alto mar. No entanto, nos últimos anos o objetivo das diretrizes internacionais evoluiu buscando também atender segurança, viabilidade e custos dos descomissionamentos⁸¹. A ONU foi a pioneira nas discussões e convenções sobre o processo de descomissionamento, com a criação das primeiras normas e regulamentos, porém, surgiram novas comissões como a IMO (*International Maritime Organization*), que assumiu o protagonismo no estabelecimento de diretrizes internacionais⁸². Alguns países avançaram em suas discussões com base nas diretrizes internacionais e modulando as regulamentações nacionais e regionais. Um exemplo bem-suce-

edido é o Reino Unido, que já reduziu em 23% suas estimativas de gastos com descomissionamento desde 2017⁸³.

Outros países, inclusive o Brasil, buscam um gerenciamento relacionado à estrutura marinha. Assim, algumas legislações internacionais podem ser adotadas como referências ou norteadoras, adequado para a realidade brasileira. Algumas dessas legislações fazem menção a retiradas de plataformas em alto mar:

- I. Convenção de Genebra sobre Plataformas Continentais, 1958;
- II. Convenção de Londres, 1972;
- III. Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar (UNCLOS), 1982;
- IV. *UK Petroleum Act 1998 (Part IV - Abandonment of Offshore Installations)*;
- V. Convenção para a Proteção do Ambiente Marinho no Atlântico Norte (OSPAR), 1992 e Decisão 1998/3*;
- VI. *International Maritime Organization (IMO)*;

81. Oil & Gas Authority, "UKCS Decommissioning - Cost Estimate 2021", <https://www.ogauthority.co.uk/media/7680/ukcs_decomm_cost_estimate_2021_single_master.pdf>, acessado em 07 de agosto de 2021

82. Renata Carvalho Ferreira, "Arcabouço legal do descomissionamento na indústria do petróleo, experiências estrangeiras e desafios para o futuro.", <<https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/11836/1/RCFerreira.pdf>>, acessado em 07 de Agosto de 2021

83. Oil & Gas Authority, "UKCS Decommissioning - Cost Estimate 2021", <https://www.ogauthority.co.uk/media/7680/ukcs_decomm_cost_estimate_2021_single_master.pdf>, acessado em 07 de agosto de 2021

Estes acordos internacionais definem melhor quais as boas práticas que cada país pode seguir, mas não é o suficiente. O Reino Unido, por exemplo, tem em sua base muitos destes acordos internacionais, (UNCLOS III, IMO a convenção de Londres) e a Lei a partir da Lei do Petróleo de 1998⁸⁴.

A Convenção de Genebra de 1958 foi o primeiro tratado internacional que abordou a questão do abandono ou desativação de instalações de petróleo e gás em alto-mar. No seu Artigo 5, determina que “Qualquer instalação abandonada ou fora de uso deve ser totalmente removida”⁸⁵. No entanto, cabe destacar que a partir das décadas de 1960 e 1970, as produções offshore de petróleo e gás passaram a ocorrer em águas mais profundas e hostis, o que tornou a remoção completa uma questão muito mais complexa, tanto do ponto de vista técnico quanto ambiental⁸⁶.

Na convenção de Londres em 1972 com o objetivo de proteção ao meio ambiente das atividades petrolíferas offshore e sobre Prevenção da Poluição Marinha por Despejo de Resíduos, que abrange apenas o Nordeste Atlântico, o Mar do Norte e porções do Oceano Ártico. Essa convenção despertou o alerta para descarte por meio de navios, aeronaves e plataformas em alto

mar, que colocassem em risco a saúde humana e marinha.

Na Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar (UNCLOS), 1982 foi revista alguns pontos da convenção de 1958, dando nova posição jurídica internacional aceita a ideia de que as instalações offshore podem ser deixadas total ou parcialmente no lugar, refletindo muito os argumentos apresentados pela indústria do Reino Unido⁸⁷. À medida que os problemas apareciam as convenções e legislações havia um reajuste natural de adequação da legislação, ganhando especificações necessárias a problemática, como as plataformas de óleo e gás com 1989, a Organização Marítima Internacional (IMO) que estabeleceu os padrões globais mínimos aplicáveis à remoção de instalações e estruturas offshore. Um exemplo que conduziu a OSPAR 98/3 descomissionamento da instalação *Brent Spar*, que houve ocupação de manifestantes e boicotes a gasolina da *Shell*, a partir disto surgiu o princípio da derrogação permite a exceção ainda que em geral seja proibido despejar e abandonar total ou parcialmente as unidades offshore no local onde estão instaladas. E posteriormente a International Oil & Gas Producers Association (OGP)⁸⁸. A Tabela 4 apresenta um resumo comparativo das legislações nacionais e internacionais.

84. IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis “Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil- Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ”, <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf>>, acessado em 07 de agosto de 2021

85. Decreto Legislativo N° 45 de 1968, <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decleg/1960-1969/decretolegislativo-45-15-outubro-1968-346852-publicacaooriginal-1-pl.html>> acessado em 07 de agosto de 2021

86. Renata Carvalho Ferreira, “Arcabouço Legal do Descomissionamento na Indústria do Petróleo, Experiências Estrangeiras e Desafios para o Futuro”, <<https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/11836/1/RCFerreira.pdf>>, acessado em 07 de agosto de 2021.

87. Ferreira, (2019); WIEGAND, (2011); MADI, (2018); M’PUSA,(2017).

88. Idem

TABELA 4. RESUMO DAS LEGISLAÇÕES NACIONAIS E INTERNACIONAIS.

Regulamentação Brasileira		
Regulação Ambiental	Regulação ANP	Regulação
IBAMA -Informação Técnica nº 3/2019- COPROD/CGMAC/DILIC	Resolução ANP nº 817/2020	Lei de Segurança do Tráfego Aquaviário (Lei nº 9.537/1997)
IBAMA- Lei nº 6.938 - Decreto nº 99.274 (Preservação, melhoria e recuperação da qualidade ambiental propícia à vida)	Lei nº 9.478/1997 (Monitoramento ambiental pós-descomissionamento)	Normas da Autoridade Marítima (NORMAM)
Decreto nº 97.632/1989 (Recuperação de área degradada, a ser incluído no Estudo de Impacto Ambiental (EIA))	Resolução ANP nº 46/2016 -(Padrões mínimos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente aplicável especificamente ao processo de abandono de poços)	Normas e Procedimentos para as Capitâneas (NPCP/NPCF)
Resolução do CONAMA nº 1/1986	Resolução nº 41/2015 (atividades de descomissionamento de dutos e sistemas submarinos)	-----
Regulamentação Internacional		
Quanto à marinha		
UNITED NATIONS, 1982	Resolução A-672	
Segurança da navegação as instalações ou estruturas desativadas devem preferencialmente serem retiradas do mar;	Remoção de instalações e estruturas offshore localizadas na plataforma continental e na Zona Econômica Exclusiva;	
Quanto à remoção		
Unclos	Res. A672(16) IMO	OSPAR
Refere-se a remoção. Admitindo remoção parcial.	Remoção completa ou parcial	Remoção integral. Admitindo remoção parcial

Quanto à recuperação ambiental		
Regras Gerais (Artigos 192,193,194,195,196)	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Regras Gerais (Artigo VI e Anexo IV)
Quanto à recuperação ambiental		
Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Não dispõe. Regras a cargo de cada país signatário	Dispõe (Anexo IV)

Fonte: Teixeira, 2013.

Um marco importante para a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foi a publicação da Resolução ANP N° 854, de 27 de setembro de 2021, primeira Resolução acerca dos procedimentos para apresentação de garantias financeiras e termo que assegurem os recursos financeiros para as atividades de descomissionamento.⁸⁹ Com a aproximação

do término dos contratos oriundos da Rodada Zero e a consequente execução das atividades de descomissionamento das plataformas em conjunto com o Programa de Desinvestimento da Petrobras – haja vista a cessão de direitos e obrigações dos contratos para outras empresas -, a aprovação da Resolução em questão foi de elevada importância e destaque.⁹⁰

89. Resolução ANP 854/2021, de 27 de setembro de 2021.

90. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/resolucao-sobre-garantias-de-descomissionamento-e-aprovada-pela-diretoria-da-anp> acesso em 01 outubro 2021.

2.4 INSOLVÊNCIA

Na indústria do petróleo e gás, a falência tem se tornado cada dia mais comum.⁹¹ No período de 2015 até setembro de 2019, aproximadamente 200 produtores de petróleo e gás norte-americanos entraram com pedido de recuperação judicial, somando mais de US\$ 100 bilhões em dívidas.⁹²

Nos Estados Unidos, quando uma operadora se torna insolvente, a responsabilidade de desmantelamento das plataformas pode, em última instância, recair sobre o contribuinte estadual ou federal.⁹³ Em virtude disso, os reguladores buscam explicitar em seus contratos cláusulas de garantias financeiras as quais assegurem que as atividades de desmantelamento das instalações ocorram. Além disso, é importante estabelecer qual procedimento será adotado em caso da operadora se tornar insolvente.

No estado americano existe a possibilidade de um contrato para exploração de óleo e gás possuir, ao longo dos anos, mais de um proprietário. Em virtude disso, foi criada uma espécie de “cadeia de títulos/dono” de antigos proprie-

tários que podem ser responsabilizados pelos custos de descomissionamento, caso o atual operador se mostre insolvente.⁹⁴

A transferência de uma plataforma vem com responsabilidades bem definidas para os antigos e atuais operadores. Locatários e proprietários de direitos de exploração são solidariamente responsáveis pelo descomissionamento.⁹⁵

No Brasil, a responsabilidade pelos custos de descomissionamento é do contratado, consórcio ou concessionário, em regime de responsabilidade solidária frente à ANP e à União.⁹⁶ Além do mais, nos casos em que há mudança de proprietário, devem ser definidas as instalações que serão descomissionadas por parte do cedente e aquelas que o cessionário irá usufruir. Ademais, poderão ser acordadas, entre o antigo e o novo contratado, as instalações que não serão revertidas ou alienadas, perante autorização da ANP.⁹⁷

No âmbito legal, é previsto nos contratos de concessão e partilha da produção que cedente e cessionária se mantêm solidariamente responsáveis. Apesar disso, possíveis casos de insolvência

91. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Cleaned out by bankruptcy: A primer on environmental cleanup duties in bankruptcy. (2019).

92. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. Cleaned out by bankruptcy: A primer on environmental cleanup duties in bankruptcy. (2019).

93. Spence; Dzienkowski e Olmstead. An “Inescapable obligation” – The treatment of well decommissioning liability in recent oil and gas bankruptcies. (University of Texas at Austin, 2019).

94. Spence; Dzienkowski e Olmstead. An “Inescapable obligation” – The treatment of well decommissioning liability in recent oil and gas bankruptcies. (University of Texas at Austin, 2019).

95. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2021).

96. Baleroni e Roque. “Descomissionamento de instalações offshore no Brasil: Análise da regulação de desafios e propostas.” (2018).

97. Resolução ANP 817/2020, de 24 de abril de 2020. Art. 37.

devem ser uma preocupação constante, ainda mais em um cenário operacional de empresas independentes, que passam a operar campos a partir do desinvestimento da Petrobras.

Existem obrigações contratuais que devem ser cumpridas com relação ao descomissionamento de instalações; elas devem ser limpas e descontaminadas visando minimizar os riscos ao meio ambiente e à saúde humana, deve haver um gerenciamento adequado dos efluentes, resíduos e rejeitos gerados; além de um tratamento apropriado para os materiais radioativos de ocorrência natural, quando necessário.⁹⁸

Diversos são os fatores que causam insolvência e as circunstâncias são específicas para cada caso. Mas, é possível destacar dois principais fatores atrelados à insolvência. O primeiro é a volatilidade dos preços das *commodities* que impulsiona um ciclo de expansão e queda no setor. O segundo são os eventos catastróficos e grandes responsabilidades ambientais que podem afundar as empresas.⁹⁹

Hoje, a ANP aceita como garantia financeira a Carta de Crédito, Seguro Garantia, Penhor de óleo e gás natural, Garantia Corporativa e Título Executivo Extrajudicial.¹⁰⁰ A carta de crédito e o seguro garantia são as garantias mais fortes,

haja visto que a primeira é realizada via banco enquanto a segunda é realizada via seguradora, ambas possuindo valor nominal. Desta forma, caso não seja possível executar o descomissionamento, pode-se executar a carta de crédito. Já na Garantia Corporativa o que se concede é fiança da *parent-company*, que geralmente é a *major*. Portanto, nesta modalidade a empresa fornece como garantia todo o seu patrimônio. Já com relação ao título executivo extrajudicial, diferentemente das modalidades citadas, ele é um Título que a empresa assina para que a execução seja facilitada, no entanto, este termo não fornece garantia de nenhum patrimônio de empresa ou de objeto específico (óleo e gás natural). Por outro lado, nesse caso, para que a empresa utilize deste Termo, ela precisa comprovar que possui um nível de risco baixo de não cumprir com a obrigação. Portanto, o título, quando comparado às demais modalidades, torna-se a garantia que apresenta maior risco para a União, considerando a hipótese de insolvência.

Ao final da vida produtiva do campo de petróleo, quando a produção do mesmo já não é suficiente para sustentar os custos de operação, ou seja, não é rentável financeiramente, o campo deve ser descomissionado¹⁰¹ seguindo a Resolução ANP nº 817/2020. No entanto, antes de realizar o descomissionamento, o Operador deverá explo-

98. Resolução ANP 817/2020, de 24 de abril de 2020. Anexo I.

99. Spence; Dzienkowski e Olmstead. An "Inescapable obligation" – The treatment of well decommissioning liability in recent oil and gas bankruptcies. (University of Texas at Austin. 2019)

100. ANP. Minuta de Resolução de Garantia de Descomissionamento. (2020). <<http://www.anp.gov.br/arquivos/cp/minuta-resolucao-garantia-descomissionamento.docx.pdf>> acesso em 13 Março 2021.

101. Nota Técnica Nº 64/2019/SDP.

rar todas as opções de desenvolvimento ambiental e econômico possíveis de forma a evitar o descomissionamento prematuro do campo. Além disso, é necessário que o contrato apresente junto à ANP um Estudo de Justificativa para o Descomissionamento (EJD). Ademais, em concordância com a Resolução, existem os Anexos que a compõem. Anexo I é referente ao Regulamento Técnico de Instalações de Exploração e Produção, o qual estabelece diretrizes para tais atividades tanto para instalações terrestres quanto marítimas. O Anexo II, por sua vez, apresenta o roteiro

para elaboração do estudo de justificativa para o descomissionamento, expondo os motivos que levaram a optar pelo descomissionamento, bem como as opções de realização desta atividade. Já os Anexos III e IV dispõem do roteiro do programa de descomissionamento de instalações marítimas e terrestres, respectivamente. Por fim, o Anexo V trata do roteiro para o relatório de descomissionamento de instalações, visto que o relatório em questão deve ser submetido à ANP por parte do Operador, contendo todas as atividades realizadas no descomissionamento.¹⁰²

102. Resolução ANP 817/2020, de 24 de abril de 2020.



3

CAPÍTULO

Estudos de casos

2.1 AUSTRÁLIA

O início da produção *offshore* de petróleo na Austrália ocorreu em 1907 com o primeiro poço perfurado na Austrália Ocidental, no entanto, o maior desenvolvimento ocorreu nos anos 70 com grandes descobertas de gás e condensado na costa noroeste. O pico da produção de óleo ocorreu em 2000 e desde então encontra-se em declínio.¹⁰³ Em contrapartida, em 2019 a Austrália ultrapassou o Qatar tornando-se o maior exportador mundial de gás natural liquefeito (GNL).¹⁰⁴

Apesar dos investimentos e do crescimento do mercado de gás natural, a indústria de óleo e gás australiana tem mais de um século e com isso, muitos ativos já alcançaram o fim da sua vida produtiva.¹⁰⁵ Contudo, até 2018, apenas

alguns projetos menores haviam logrado êxito.¹⁰⁶ São poucas as informações encontradas a respeito do histórico de atividades de descomissionamento no país. Em publicação recente da *National Energy Resources Australia* (NERA), a *Oil and Gas Competitiveness Assessment*, a Austrália foi apontada, em um grupo de 30 nações produtoras de petróleo, como o último lugar em termos de descomissionamento e abandono.¹⁰⁷

A Austrália possui um acervo de ativos muito significativo, são 1008 poços, 57 plataformas fixas e 11 flutuantes, 126 *risers* flexíveis e umbilicais, 535 estruturas *subsea*, mais de 4.960 quilômetros de dutos de exportação e 1.700 quilômetros de dutos internos aos campos.¹⁰⁸ A Figura 8¹⁰⁹ indica o acervo de ativos australianos.

103. Western Australian Museum, 'Below The Seabed – The History of Offshore Oil and Gas Production' (Western Australian Museum) <<http://www.museum.wa.gov.au/immerse/panel/12.html>> acesso em 13 Março 2021

104. Petroleum Club of Western Australia, 'A history of the oil and gas industry in Western Australia' (Petroleum Club of Western Australia) <<https://petroleumclub.org.au/november-2020-enewsletter-pages/a-history-of-the-oil-and-gas-industry-in-western-australia>> acesso em 13 Março 2021

105. NERA - National Energy Resources Australia, "Oil & Gas Industry Competitiveness Assessment" (2016) <https://www.nera.org.au/Publications-and-insights/Attachment?Action=Download&Attachment_id=149> acesso em 13 Março 2021

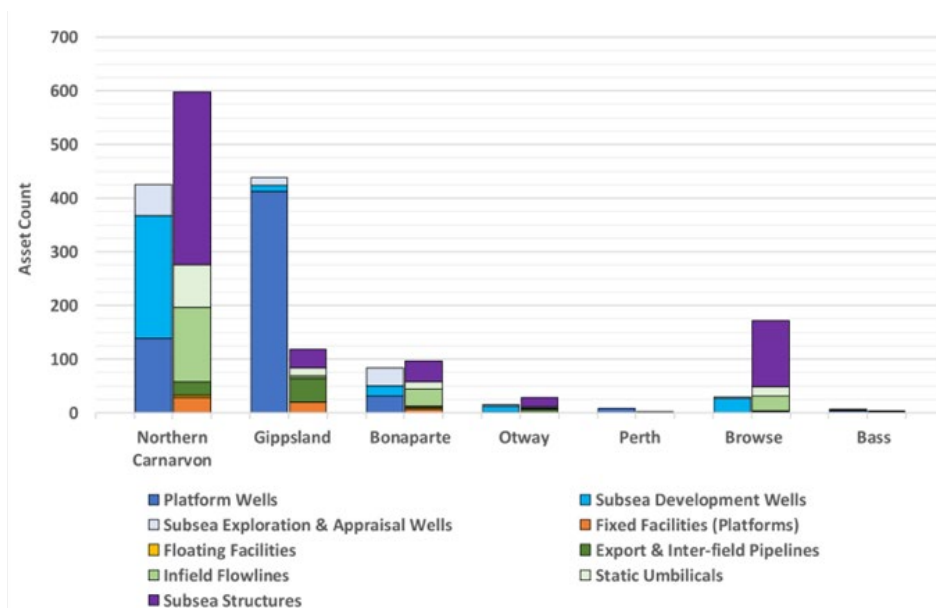
106. Australian Government - Department of Industry I and S, "Discussion Paper - Decommissioning Offshore Petroleum Infrastructure in Commonwealth Waters" 95 <[https://consult.industry.gov.au/offshore-resources-branch/decommissioning-discussion-paper/supporting_documents/Decommissioning Discussion Paper.pdf](https://consult.industry.gov.au/offshore-resources-branch/decommissioning-discussion-paper/supporting_documents/Decommissioning%20Discussion%20Paper.pdf)> acesso em 13 Março 2021

107. NERA - National Energy Resources Australia, "Oil & Gas Industry Competitiveness Assessment" (2016) <https://www.nera.org.au/Publications-and-insights/Attachment?Action=Download&Attachment_id=149> acesso em 13 Março 2021

108. Advisian Worley Group and NERA, "Offshore Oil and Gas Decommissioning Liability (Australia)" (2020).

109. Idem.

FIGURA 8. ATIVOS AUSTRALIANOS POR BACIA E TIPO.



Fonte: Advisian, 2020.

De acordo com estudo feito pela Advisian¹¹⁰, o passivo estimado com o descomissionamento *offshore* é de aproximadamente 40.5 bilhões de dólares americanos nos próximos 49 anos, sendo o abandono de poços responsável por 41% do montante e o descomissionamento de dutos, linhas e umbilicais por 33%. Cerca de 51% do passivo com descomissionamento é esperado entre 2020 e 2030 e 23% entre 2031 e 2040. A bacia de North Carnarvon é a área com o maior potencial e junto a Gippsland concentram 74% dos investimentos esperados.

Atualmente, a Austrália possui um robusto escopo regulatório para garantir que todas as atividades englobadas pelo descomissionamento ocorram de forma segura, mantendo a integridade dos poços e minimizando os riscos ambientais. Apesar de, até o momento, os marcos legais não terem sido testados em projetos de larga escala, estimativas da Wood Mackenzie¹¹¹ revelam que o país gastará mais de A\$ 60 bilhões com descomissionamento nos próximos 30 anos.

110. Idem.

111. Wood Mackenzie Australia Oil and Gas Industry Outlook Report. (2020).

A regulamentação do setor possui um caráter objetivo, isto é, são estabelecidos alguns requisitos gerais com base em experiências anteriores, mas é permitida uma flexibilização frente às características individuais de cada cenário. Os titulares das obrigações de descomissionamento (tais como os detentores dos direitos de exploração e as operadoras das instalações) devem demonstrar a National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA)¹¹², a reguladora independente, que todas as medidas razoáveis para redução dos riscos foram consideradas para que se iniciem as atividades.

Nos termos da OPGGS, qualquer área situada entre três milhas náuticas¹¹³ da plataforma continental australiana é considerada águas da Commonwealth e, portanto, está sujeita às suas políticas de descomissionamento, que conferem responsabilidade aos detentores dos direitos de exploração e/ou as operadoras. Além disso, apesar de haver três principais opções para o descomissionamento das plataformas,¹¹⁴ o requisito padrão estabelecido pela OPGGS é a remoção completa, o que vai de acordo com as obrigações australianas frente a Convenção das Nações Unidas sobre

o Direito do Mar (UNCLOS)¹¹⁵ e a Convenção sobre o Direito do Mar (UNCLOS) Prevenção da Poluição Marinha por Despejo de Resíduos e Outras Matérias (Convenção de Londres)¹¹⁶. Apesar disso, alternativas podem ser aprovadas mediante comprovação de que estas proporcionam resultados iguais ou melhores quanto às questões ambientais, de segurança e integridade dos poços.

Para que a NOPSEMA aprove um projeto offshore, é necessário submeter um documento que identifique e avalie os potenciais impactos e riscos que esse possa trazer, trata-se do Offshore Project Proposal¹¹⁷ (OPP), que, em paralelo às Regulações ambientais sob a jurisdição da Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage (Environment) Regulations 2009¹¹⁸, permite um processo autônomo de descomissionamento. Nesse contexto, os titulares das obrigações de descomissionamento se comprometem com a preservação do ecossistema marítimo. Já a segurança das operações é regulada pelo Anexo 3 da OPGSS, sobre o Armazenamento Offshore de Petróleo e de Gases com efeito estufa (2009),¹¹⁹ e as atividades de abandono de poços pela Parte 5 das Regulações de RMA¹²⁰. A Figura 9 apresenta um resumo do processo regulatório de descomissionamento.

112. Autoridade Nacional de Segurança Petrolífera Offshore e Gestão Ambiental.

113. 5.556 km.

114. Remoção completa, parcial e reuso.

115. United Nations Convention on the Law of the Sea - Main Page, acesso em 14 Março 2021.

116. Convention on the prevention of marine pollution by dumping of wastes and other matter. (1977) <volume-1046-I-15749-English.pdf (un.org)>, acesso em 14 Março de 2021.

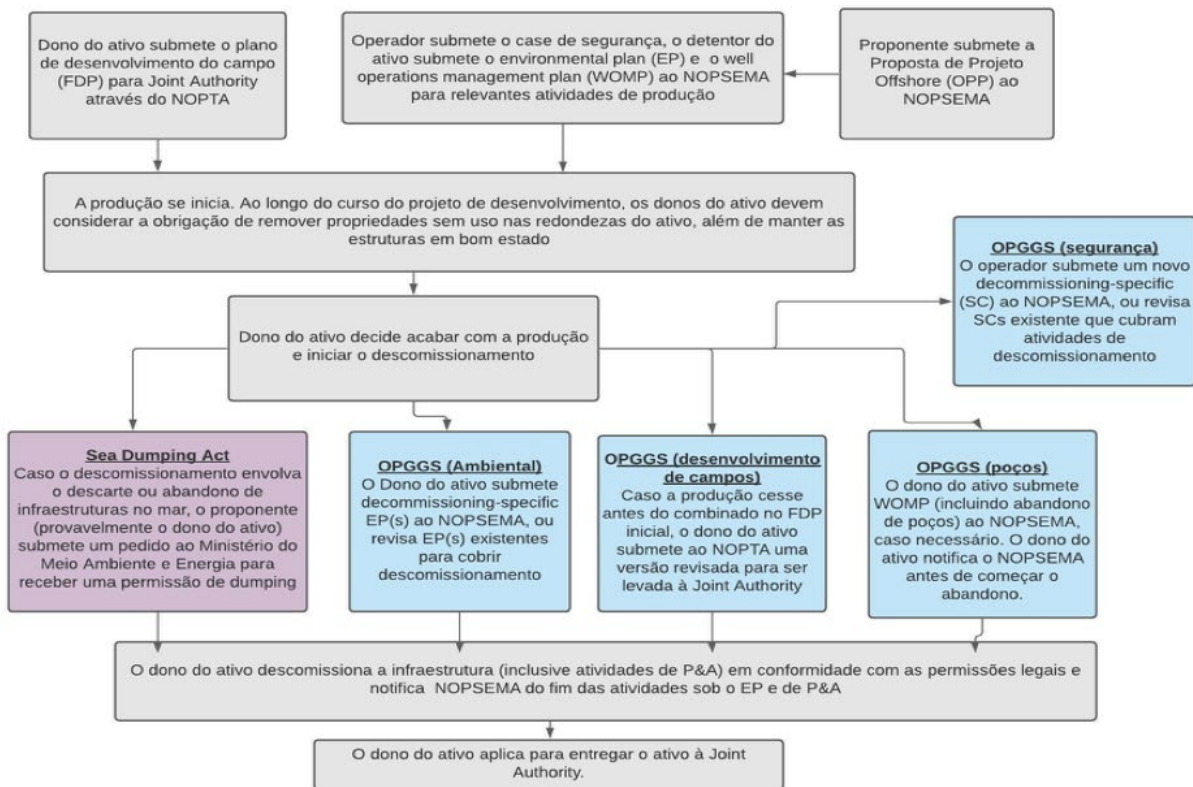
117. Projeto de Proposta Offshore.

118. Federal Register of Legislation - Australian Government, acesso em 14 março de 2021.

119. Governo da Austrália, < <https://www.legislation.gov.au/Series/F2009L04578>>, acesso em 14 de março de 2021.

120. Resource Management Act 1991, <Resource Management Act 1991 No 69 (as at 30 September 2020), Public Act Contents – New Zealand Legislation>, acesso em 14 de Março de 2021.

FIGURA 9. RESUMO DO PROCESSO REGULATÓRIO DE DESCOMISSONAMENTO.



Fonte: Offshore Petroleum Decommissioning Guideline, 2018.

Apesar da preocupação regulatória frente ao descomissionamento na Austrália, isso não impediu que, em fevereiro de 2020, uma das empresas do grupo NOGA que detinha dois títulos de produção de petróleo no Mar do Timor, fosse posta em liquidação¹²¹ e as obrigações de manutenção e descomissionamento recaíssem sobre

o governo australiano¹²². Assim, foram propostos por Steve Walker¹²³ três alterações essenciais: mais transparência em transações comerciais que resultam em trocas de posse ou controle dos ativos, modernizações nos requerimentos do Plano de Desenvolvimento de Campos¹²⁴ e que os riscos e as *liabilities* das atividades petrolíferas,

121. Quando uma empresa fecha e vende seus ativos para pagar dívidas.

122. Hon Keith Pitt MP, "Ministry of Resources, Water and Northern Australia" (7 Fevereiro 2020), <The future of the Northern Endeavour | Ministers for the Department of Industry, Science, Energy and Resources>, acesso em 14 de Março de 2021.

123. Perito inglês com experiência em regulamentação offshore apontado pelo ministro de Recursos, Águas e Norte da Austrália Hon Keith Pitt MP.

124. NOPTA, <Field Development Plan (nopta.gov.au)>, acesso em 14 de março.

em especial de descomissionamento, permaneçam sob a responsabilidade da parte que mais se beneficia financeiramente do projeto¹²⁵.

Ao contrário de países como Reino Unido e Noruega e em concordância com o Brasil, o caminho da Austrália nas atividades de descomissionamento é recente. Em 10 de março de 2021, a indústria australiana de óleo e gás anunciou um esforço colaborativo para que os custos de descomissionamento das instalações offshore fossem reduzidos, além de objetivar enfrentar os desafios de descomissionamento da melhor maneira e maximizar as oportunidades.¹²⁶

O lançamento de esforço colaborativo foi anunciado pela *National Energy Resources Australia* (NERA), o chamado *Center of Decommissioning Australia (CODA)*, e conta com o apoio da BHP Group, Chevron Corp., Exxon Mobil Corp da Esso Austrália, Santos Ltd. E Woodside Petroleum e outros. Desta forma, o objetivo proposto é ajudar a indústria a construir expertise local, apresentar planos de desmontagem e reduzir custos.¹²⁷

A NERA enxerga oportunidades para cortar os custos estimados para tais atividades em 35%, além de contribuir para a construção de conteúdo local para lidar com a tarefa e gerando empregos, indireta e diretamente. Além disso, outra oportunidade que surge com o descomissionamento das instalações é o reaproveitamento delas para Parques Eólicos Offshore.¹²⁸

Ademais, o descomissionamento representa uma excelente oportunidade de *greenfield* para a indústria Australiana de petróleo e gás desenvolver e aplicar ideias inovadoras, novas tecnologias, novas habilidades de força de trabalho e abordagens colaborativas, além de demonstrar liderança global no gerenciamento destes ativos que precisam ser descomissionados. Desta forma, com o desenvolvimento de técnicas e tecnologias regionais destinadas a essas atividades, surgem grandes oportunidades tanto para as operadoras quanto para o setor local de serviços da Austrália, ou seja, surgirão muitas oportunidades de serviço local e capacitação de mão de obra.¹²⁹

125. Essas e outras informações estão disponíveis no Paper de Consulta "Enhancing Australia's Decommissioning Framework" e nas orientações de descomissionamento de petróleo offshore do Departamento de Indústria, Ciência, Energia e Recursos da Austrália.

126. National Energy Resources Australia (NERA). "Preparing Australia's Future Oil and Gas Workforce." <https://www.nera.org.au/Attachment?Action=Download&Attachment_id=248>, acesso em 13 de Março de 2021. Paul, S. "Australian Oil Industry Looks to Cut Costs on Offshore Decommissioning." (2021). <<https://www.hartenergy.com/news/australian-oil-industry-looks-cut-costs-offshore-decommissioning-192860>>, acesso em 13 de Março de 2021.

127. Paul, S. "Australian Oil Industry Looks to Cut Costs on Offshore Decommissioning." (2021). <<https://www.hartenergy.com/news/australian-oil-industry-looks-cut-costs-offshore-decommissioning-192860>>, acesso em 13 de Março de 2021.

128. Paul, S. Australian Oil Industry Looks to Cut Costs on Offshore Decommissioning. 2021. <<https://www.hartenergy.com/news/australian-oil-industry-looks-cut-costs-offshore-decommissioning-192860>>, acesso em 13 de Março de 2021.

129. Petroleum Club of Western Australia. "Decommissioning has potential to be Australia's next oil and gas boom." (2017). <<https://petroleumclub.org.au/practise-folder/latest-news-folder/may-ewsletter-pages/decommissioning>>, acesso em 13 de Março de 2021.

2.2 REINO UNIDO

O Reino Unido deu início a sua exploração *offshore* de petróleo principalmente no Mar do Norte, na década de 60. O pico de produção foi atingido em 1985 e novamente em 1999, desde então a produção vem diminuindo significativamente. A produção de óleo no Reino Unido em 2017 equivaliu a 66% da produção registrada no pico de 1999.¹³⁰ A partir de 2014, a produção de petróleo bruto apresentou um ligeiro aumento, chegando a 1,1 milhão de barris em 2019, no entanto, isto representa apenas metade da produção obtida no início do ano de 2003.¹³¹

O primeiro descomissionamento realizado no Reino Unido foi o da plataforma fixa *Piper Alpha* em 1988, entretanto, esse não foi um descomissionamento típico, uma vez que a sua motivação foi uma grave explosão que comprometeu a integridade das estruturas e deixou 167 vítimas.¹³² De acordo com os dados disponibilizados pelo governo do

Reino Unido,¹³³ a partir dos anos 90, o número de descomissionamentos passou a aumentar, tornando-se mais expressivo a partir de 2010.

Entre os desafios encontrados pela indústria do descomissionamento no Reino Unido estão os relacionados aos custos. Devido às incertezas associadas e a falta de experiência com projetos anteriores, um número significativo de projetos teve seu orçamento excedido.¹³⁴ As incertezas, principalmente em relação ao momento em que os descomissionamentos seriam realizados, também afetam a cadeia de suprimentos e criam barreiras para a construção de um mercado de serviços efetivo.¹³⁵

Além dos desafios técnicos e tecnológicos inerentes aos primeiros passos da indústria de descomissionamento, o Reino Unido possui uma dificuldade extra: a interdependência das instalações para a produção e escoamento de petróleo para a terra. Esta integração requer um

130. National Audit Office, "Oil and Gas in the UK: Offshore Decommissioning" (2019) <<https://www.nao.org.uk/report/oil-and-gas-in-the-uk-offshore-decommissioning/>> acesso em 20 Dezembro 2020

131. Statista, 'Oil industry in the UK - Statistics & facts' (Statista, 5 October 2020) <<https://www.statista.com/topics/4861/oil-production-and-consumption-in-the-uk/>> acesso em 20 Dezembro 2020

132. Offshore engineer, 'On this Day in 1988: Offshore Industry's Deadliest Disaster' (Offshore Engineer, 6 July 2020) <<https://www.oedigital.com/news/479937-on-this-day-in-1988-offshore-industry-s-deadliest-disaster>> acesso em 20 Dezembro 2020

133. Offshore petroleum regulator for environment and decommissioning, 'Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines' (GOVUK, 23 January 2013) <<https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines#approved-decommissioning-programmes>> acesso em 14 Dezembro 2020

134. Ahiaga-Dagbui DPAP, "Costing and Technological Challenges of Offshore Oil and Gas Decommissioning in the UK North Sea" [2017] ASCE Journal of Engineering and Construction Management 39 <https://www.researchgate.net/publication/311790613_Costing_and_Technological_Challenges_of_Offshore_Oil_and_Gas-Decommissioning_in_the_UK_North_Sea> acesso em 15 Dezembro 2020

135. Oil & Gas UK, "Oil & Gas UK - 2010 Decommissioning Insight" (2010) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2015/05/OP049.pdf>> acesso em 20 Dezembro 2020

planejamento e execução cuidadoso não apenas a nível de ativos, mas regional.¹³⁶

A indústria do Reino Unido, apoiada pelos órgãos reguladores e pelo governo, almeja reduzir os custos com o descomissionamento em 35% nos próximos anos. Em 2019, houve uma redução de 17% no custo estimado de descomissionamento em relação à base publicada pela Autoridade de Óleo e Gás (*Oil and Gas Authority - OGA*) em 2017.¹³⁷ Esta redução torna o processo de descomissionamento mais efetivo, econômico e competitivo e resulta principalmente da redução de incertezas associadas, do desenvolvimento da cadeia de suprimentos e de novas tecnologias.

Segundo os programas de descomissionamento disponibilizados pelo governo britânico¹³⁸, em 2019, 22 programas foram aprovados, enquanto em 2018 foram apenas 9 e em 2017, 8. Estes números são indicativos de uma crescente para este mercado.

Vale ressaltar que até 2019 apenas 9% das plataformas instaladas na plataforma continental do

Reino Unido (United Kingdom Continental Shelf - UKCS) haviam sido descomissionadas. Ou seja, apesar dos bons resultados obtidos recentemente, ainda há muito espaço para crescimento nesta área.

Segundo o *Decommissioning Insight 2019*¹³⁹, os gastos acumulados com descomissionamento no Reino Unido devem alcançar 15.2 bilhões de libras esterlinas, 28% da estimativa global, até 2018. Deste valor, 45% correspondem aos abandonos de poços, 18% estão relacionados às remoções de topsides e jaquetas, 17% aos custos de operação, que englobam os gastos com gerenciamento de projetos e para manter a plataforma depois de cessada a produção e 9% às estruturas e equipamentos submarinos.

O governo do Reino Unido espera descomissionar um quinto do seu total de poços e das instalações gerais e quase um quarto do total de dutos submarinos, além da remoção de 12 topsides por ano, até 2028. Isso equivale a 1632 poços, 62% dos poços localizados no Mar do Norte, e 6234 km de pipelines.¹⁴⁰

136. Oil & Gas Authority, "Decommissioning Strategy Contents" (2016) <<https://www.ogauthority.co.uk/news-publications/publications/2016/decommissioning-strategy/>> accessed 20 December 2020

137. Oil & Gas UK, "Decommissioning Insight 2019" (2019) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf>> accessed 20 December 2020

138. Offshore petroleum regulator for environment and decommissioning, 'Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines' (GOVUK, 23 January 2013) <<https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines#approved-decommissioning-programmes>> accessed 18 December 2020

139. Oil & Gas UK, "Decommissioning Insight 2019" (2019) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf>>

140. Oil & Gas UK, "Decommissioning Insight 2019" (2019) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf>> acesso em 15 Dezembro 2020

A plataforma continental do Reino Unido (*United Kingdom Continental Shelf -UKCS*) é uma bacia que já atingiu a sua maturidade e tem sido fortemente impactada pelo período de baixos preços do petróleo sustentado desde 2014. Em abril de 2020, devido a pandemia da Covid-19, os preços do Brent caíram para seu nível mais baixo desde 2002. Como resultado disso, o descomissionamento foi colocado firmemente na agenda de muitos operadores.¹⁴¹

O fato de o Reino Unido ter iniciado os processos de descomissionamento antes da maioria dos países, lhes oferece uma grande vantagem para assumir a liderança do mercado global de descomissionamento. Para atingir este potencial, a Óleo e Gás UK (Oil and Gas UK - OGUK) acredita que o ideal seja adotar uma abordagem estratégica em três etapas¹⁴². A primeira delas é atingir a excelência no mercado interno. A segunda, é expandir para os mercados nas proximidades do Mar do Norte, como Dinamarca, Noruega e Holanda. E a terceira é, a longo prazo, expandir-se para o mercado global.

O arcabouço regulatório do Reino Unido acerca do descomissionamento é um dos que mais tem

evoluído nos últimos anos. Isso se deve, principalmente, ao aumento da atividade no Mar do Norte, inclusive de projetos de maior tamanho e complexidade tecnológica.¹⁴³

O governo britânico busca atingir uma política de descomissionamento eficaz e equilibrada, que esteja em concordância com as obrigações internacionais e que considere adequadamente os aspectos de segurança, meio ambiente, sociais e econômicos, além da viabilidade técnica.¹⁴⁴

Nacionalmente, o descomissionamento é regulado por quatro órgãos: o Departamento de Negócios, Energia e Política Industrial (Department for Business, Energy & Industrial Strategy – BEIS) e seu subordinado, Regulador de Petróleo *Offshore* para o Meio Ambiente e o Descomissionamento (*Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning* - OPRED), a Autoridade de Petróleo e Gás (*Oil and Gas Authority* - OGA), o Tesouro e a Receita e as Alfândegas (*The Treasury and Revenue and Customs* - HMT / HMRC) e o Executivo de Saúde e Segurança (*Health and Safety Executive* - HSE).¹⁴⁵ A Figura 10 resume as principais atribuições de cada órgão regulatório.

141. The law reviews, 'The Shipping Law Review: United Kingdom - England & Wales' (The Law Reviews, 08 June 2020) <<https://thelawreviews.co.uk/title/the-shipping-law-review/united-kingdom-england-wales>> acesso em 14 Dezembro 2020

142. Oil & Gas UK, "Decommissioning Insight 2019" (2019) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf>>acesso em 20 dezembro 2020

143. IBP and UFRJ, "Regulação Do Descomissionamento e Seus Impactos Para a Competitividade Do Upstream No Brasil" (2017) <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regulacao-do-Descomissionamento-site2.pdf>> acesso em 20 dezembro 2020

144. Department for Business Energy & Industrial Strategy, "Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines" (2018) <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760560/Decom_Guidance_Notes_November_2018.pdf>acesso em 15 Dezembro 2020

145. ARUP, "Oil and Gas Decommissioning From the UK 's North Sea to the Brazilian Atlantic Description of the Regulatory Regime" (2017) http://www.anp.gov.br/images/Seguranca_Operacional/Descomissionamento/Relatorio_1-Description_of_the_Regulatory_Regime_Final.pdf acesso em 15 Dezembro 2020

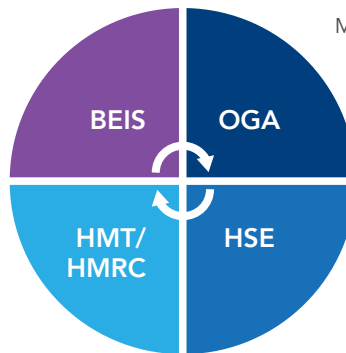
FIGURA 10. PRINCIPAIS ATRIBUIÇÕES DOS ÓRGÃOS REGULATÓRIOS.

Department of Business Energy & Industrial Strategy

Licença e regulação ambiental;
Aprovação dos Programas de Descomissionamento;
Estabelece as garantias.

**Her Majesty's Treasury/
Her Majesty's Revenue
and Customs**

Políticas tributárias de O&G;
Benefícios fiscais para atividades de Descomissionamento.



Oil and Gas Authority

Licença de operação de O&G;
Maximização da Recuperação Econômica das reservas de O&G do Reino Unido;
Aprovação da Cessação de Produção (CoP);
Fomenta a participação da indústria.

Health and Safety Executive

Saúde e Segurança;
Aprovação de Questões de segurança.

Fonte: Adaptada de ARUP, 2017.

Do ponto de vista econômico, as legislações chave para o descomissionamento são: A Estratégia de Maximização da Recuperação Econômica, a Lei do Petróleo, e a Lei da Energia.

A Estratégia de Maximização da Recuperação Econômica (Maximising Economic Recovery - MER), prevista na Lei do Petróleo de 1998 e subsequentemente alterada pela Lei da Energia de 2016, tem como objetivo garantir que sejam tomadas as medidas necessárias para garantir que o valor máximo de petróleo economicamente recuperável seja extraído das reservas britânicas. Esta estratégia tem implicação direta na aprovação da Cessação de Produção. Antes de interromper a produção, um documento deve ser enviado à OGA para demonstrar que os objetivos do MER UK foram alcançados.

O descomissionamento de instalações é abordado na Parte IV da Lei do Petróleo de 1998 (*The Petroleum Act*). A seção 29 permite que o Secretário de Estado (*Secretary of State - SoS*) envie notificações exigindo que o destinatário apresente um programa de descomissionamento orçado. Uma notificação é geralmente entregue no início das operações de campo e identifica os órgãos que são legalmente responsáveis por apresentar e executar o programa de descomissionamento aprovado no final da vida útil do campo.

As notificações são emitidas para todas as partes interessadas nos ativos, incluindo o titular da licença, a empresa que administra a instalação, os proprietários da instalação e quaisquer partes de um acordo de operação conjunta (*Joint Operating Agreement - JOA*). No caso de

qualquer uma das partes em um JOA se tornar incapaz de arcar com os passivos, estes recairão totalmente sob as partes restantes e não reverterá para o governo do Reino Unido, podendo resultar em uma única parte sendo responsável pelos custos totais de desativação.

Visando minimizar os riscos financeiros para o governo e para o contribuinte do Reino Unido, a Parte IV determina uma série de medidas.

Os custos de descomissionamento são registrados como parte dos passivos futuros de uma empresa. No Reino Unido, as Normas de Relatório Financeiro (Financial Reporting Standard - FRS) exigem que uma provisão para os custos de desativação seja divulgada separadamente no balanço patrimonial. As estimativas dos custos de descomissionamento e do valor líquido das reservas recuperáveis restantes devem ser realizadas pelo menos a cada 3 anos e podem ser exigidas anualmente, dependendo dos prazos do projeto. Um especialista terceirizado independente e aprovado pelo BEIS deve auditar este processo.¹⁴⁶

Outra medida, é o Acordo de Seguridade de Descomissionamento (*Decommissioning Security Agreement – DSA*), um contrato entre as partes, usualmente o vendedor e o comprador do ativo,

para definir o valor total e as cotas distribuídas do passivo de descomissionamento. O DSA confirma a capacidade financeira de uma organização para cumprir suas obrigações futuras de descomissionamento e que os fundos garantidos estarão disponíveis para cobrir os custos. São consideradas como participantes de segundo nível de um DSA, partes que desde então renunciaram ou venderam sua participação no campo, mas se beneficiaram do uso da infraestrutura. No caso de uma empresa se tornar insolvente antes do descomissionamento, a garantia lançada sob o DSA é acionada e mantida em confiança.¹⁴⁷

O DSA tornou-se ainda mais relevante no Mar do Norte nos últimos anos, quando houve uma transferência significativa de propriedade dos ativos de grandes empresas para empresas menores.

A Lei da Energia de 2008, que atualizou a Lei do Petróleo, concedeu ao SoS poderes para exigir o descomissionamento a qualquer momento durante a vida de um campo se os riscos para o Governo forem avaliados como inaceitáveis. A lei também fornece poderes para proteger os fundos reservados para o descomissionamento, de modo que, em caso de insolvência da parte relevante, os fundos permaneçam disponíveis para pagar o descomissionamento.

¹⁴⁶. Foreign & Commonwealth Office, "Oil and Gas Decommissioning from the UK's North Sea to the Brazilian Atlantic" (2017), <http://www.anp.gov.br/images/Seguranca_Operacional/Descomissionamento/Relatorio_1-Description_of_the_Regulatory_Regime_Final.pdf> acesso em 15 Dezembro 2020

¹⁴⁷. Idem.

2.3 NORUEGA

A Noruega é considerada um grande *player* no mercado de petróleo bruto, sendo responsável por apenas 2% da demanda global desta *commodity*¹⁴⁸ mas o segundo maior exportador de gás natural e fornece 25% da demanda de gás da União Europeia. Além disso, óleo e gás são os principais produtos de exportação da Noruega, ocupando um papel fundamental na economia do país.¹⁴⁹

A produção de óleo e gás norueguesa teve seu início em junho de 1971, no campo de Ekofisk, uma das maiores descobertas offshore até os anos atuais no país.¹⁵⁰ A atividade de exploração continua crescendo, com mais de 53 poços de exploração perfurados em 2018 e 57 em 2019.¹⁵¹

Com o passar dos anos, a estimativa de vida útil dos campos foi estendida devido aos avanços tecnológicos e ao aprimoramento das técnicas de recuperação avançada.¹⁵² Este é um dos principais motivos pelo qual a indústria do descomissionamento ainda caminha seus primeiros

passos e esta imaturidade reflete-se na quantidade limitada de informações disponíveis.

O campo de Frigg, que está localizado parte na Noruega e parte no Reino Unido, foi o primeiro grande campo a ser completamente descomissionado.¹⁵³ Depois de 27 anos de operação a operação foi cessada em 2004 e um ano antes as autoridades norueguesas aprovaram o plano de cessação da produção e remoção das estruturas localizadas no território norueguês. Foram 5 anos para elaborar o planejamento até a sua aprovação.

Um dos grandes desafios do descomissionamento deste campo foram as grandes jaquetas de concreto. Enquanto o destino das estruturas de aço e *topsides* já estava definido em conformidade com a Convenção OSPAR, o destino das estruturas de concreto demandou estudos mais aprofundados. Por fim, a recomendação foi remover os *topsides* e manter as jaquetas *in place*.

Espera-se que a Noruega seja o segundo maior mercado de descomissionamento no Mar do

148. Bahr, "Oil and Gas in Norway - An Introduction" (2020) <<https://bahr.no/wp-content/uploads/2020/01/BAHR-Oil-and-Gas-in-Norway-2020.pdf>> acesso em 15 Janeiro 2021

149. Idem.

150. Norwegian petroleum, 'NORWAY'S PETROLEUM HISTORY' (Norwegian Petroleum, 07 October 2020) <<https://www.norskpetroleum.no/en/framework/norways-petroleum-history/>> acesso em 15 janeiro 2021

151. Bahr, "Oil and Gas in Norway - An Introduction" (2020) <<https://bahr.no/wp-content/uploads/2020/01/BAHR-Oil-and-Gas-in-Norway-2020.pdf>> acesso em 14 Janeiro 2021

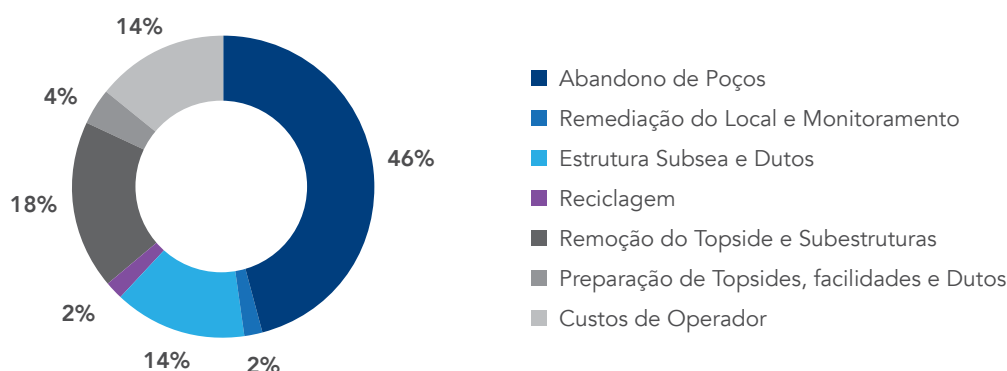
152. Oil & Gas UK, "Norwegian Continental Shelf Decommissioning Insight 2016" (2016) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2016/02/Norwegian-Continental-Shelf-Decommissioning-Report-2016.pdf>>

153. Norwegian petroleum directorate, 'Frigg Decommissioning' (Norwegian Petroleum Directorate, 12 March 2019) <<https://www.npd.no/en/facts/production/shutdown-and-removal/frigg-decommissioning/>> acesso em 14 Janeiro 2021

Norte, atrás apenas do Reino Unido.¹⁵⁴ No cenário global, as estimativas de custos com descomissionamento ocupam a 4ª posição, atrás do Brasil, Estados Unidos e Reino Unido.¹⁵⁵ Destes custos, quase a metade é proveniente do descomissionamento de poços, as remoções de subes-

truturas e *topsides* representam 18%, e os custos operacionais, assim como os custos com remoção de dutos e estruturas submarinas, equivalem a 14% do valor total.¹⁵⁶ A Figura 11¹⁵⁷ representa os percentuais referentes a cada atividade, incluindo remediações, monitoramento e reciclagem.

FIGURA 11. PERCENTUAL DE PARTICIPAÇÃO NOS CUSTOS POR ATIVIDADE.



Fonte: Adaptada de *Norwegian Petroleum Directorate*, 2019.

A Noruega pretende descomissionar em média 25 poços por ano até 2024 e em 2025, um aumento significativo é previsto, chegando a 94 poços.¹⁵⁸

Dos 2624 poços com expectativa de descomissionamento até 2028, 16% são noruegueses e entre as subestruturas e *topsides* esse percentual é de 12%.¹⁵⁹

¹⁵⁴. Oil & Gas UK, "Norwegian Continental Shelf Decommissioning Insight 2016" (2016) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2016/02/Norwegian-Continental-Shelf-Decommissioning-Report-2016.pdf>> acesso em 14 Janeiro 2021

¹⁵⁵. Oil & Gas UK, "Decommissioning Insight 2019" (2019) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf>> acesso em 14 Janeiro 2021

¹⁵⁶. Norwegian Petroleum Directorate, "Decommissioning on the Norwegian Continental Shelf – Cost Effective and Innovative Solutions" (2019) <<https://www.npd.no/globalassets/1-npd/publikasjoner/rapporter-en/decommissioning-on-the-norwegian-continental-shelf-cost-effective-and-innovative-solutions-2019.pdf>>acesso em 10 Janeiro 2021

¹⁵⁷. Idem.

¹⁵⁸. Business wire, 'Norway Offshore Oil & Gas Decommissioning Market Report 2020-2025 - Increasing Offshore Oil and Gas Activities and Aging Infrastructure to Drive the Market ' (Business Wire, 04 December 2020) <<https://www.businesswire.com/news/home/20201204005394/en/Norway-Offshore-Oil-Gas-Decommissioning-Market-Report-2020-2025---Increasing-Offshore-Oil-and-Gas-Activities-and-Aging-Infrastructure-to-Drive-the-Market---ResearchAndMarkets.com>> acesso em 14 Janeiro 2021

¹⁵⁹. Oil & Gas UK, "Decommissioning Insight 2019" (2019) <<https://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/11/OGUK-Decommissioning-Insight-2019.pdf>>

As atividades referentes ao encerramento da produção e descomissionamentos são reguladas principalmente pela Lei do Petróleo Norueguesa (*Norwegian Petroleum Act - NPA*) de 1996 e pelos Regulamentos do Petróleo (*Petroleum Regulations*). A seção 5.3 da Lei do Petróleo designa o Ministério do Petróleo e Energia (*Ministry Petroleum and Energy*) – MPE) como responsável pela avaliação e aprovação dos planos de descomissionamento.

Para chegar à decisão final, o Ministério conta com o auxílio de dois outros órgãos. Um deles é o *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD), órgão consultivo que desempenha o papel de gestor de recursos e está subordinado ao MPE. E a Autoridade Norueguesa de Segurança do Petróleo (*Petroleum Safety Authority Norway* – PSA), órgão responsável por regular a segurança, a preparação para emergências e o ambiente de trabalho na indústria do petróleo.

A Seção 5-3 da NPA introduziu uma responsabilidade alternativa de descomissionamento para vendedores de participações em campos de petróleo e gás na plataforma continental norueguesa a partir de julho de 2009. As novas regras tornaram o vendedor responsável secundário pelos custos futuros de descomissionamento relacionados aos ativos dos campos vendidos.¹⁶⁰

A responsabilidade secundária aplica-se à parte do vendedor das instalações existentes no momento da transação e é apenas uma obrigação financeira de contribuir para a licença caso haja falência do comprador. Para proteger o vendedor de tal responsabilidade, não é incomum a realização de acordos de segurança de descomissionamento entre o comprador e o vendedor, dependendo da solidez financeira do partes e o montante das obrigações.¹⁶¹

A concessão de uma licença de produção implica uma obrigação contingente para os licenciados descomissionar quaisquer instalações posteriormente instaladas. Além disso, nos termos do JOA, os licenciados são responsáveis pelos custos conjuntos (incluindo os custos de descomissionamento).¹⁶²

O MPE pode exigir que um licenciado forneça garantia para o cumprimento de suas obrigações em favor das autoridades norueguesas. A garantia pode ser exigida com base em qualquer responsabilidade, incluindo responsabilidades relacionadas com o descomissionamento. O Ministério pode revisar qualquer garantia fornecida a qualquer momento e, se necessário, solicitar o fornecimento de segurança adicional.¹⁶³

¹⁶⁰. Schjødt, 'SALE OF E&P COMPANIES ON THE NCS' (Schjødt, 29 January 2018) <<https://www.schjodt.no/en/news-events/newsletters/sale-of-ep-companies-on-the-ncs/#>> accessed 10 January 2021

¹⁶¹. Bahr, "Oil and Gas in Norway - An Introduction" (2018) <<https://bahr.no/wp-content/uploads/2018/04/Oil-and-gas-in-Norway-introduction-2018.pdf>> acesso em 14 Janeiro 2021

¹⁶². Schjødt, 'SALE OF E&P COMPANIES ON THE NCS' (Schjødt, 29 January 2018) <<https://www.schjodt.no/en/news-events/newsletters/sale-of-ep-companies-on-the-ncs/#>> acesso em 10 Janeiro 2021

¹⁶³. Arntzen De besche, Norway. in Marc Hammerson (ed), *Oil and Gas Decommissioning: Law, Policy and Comparative Practice* (Globe Law and Business 2013) 347-352

2.4 ESTADOS UNIDOS

O país onde mais ocorreu as atividades de descomissionamentos de plataformas *offshore* são os Estados Unidos.¹⁶⁴ Em razão do nível de atividades, a região que concentra maior parte dos investimentos em desmobilização de estruturas *offshore* de produção é o Golfo do México.¹⁶⁵ O Golfo do México é uma das bacias mais antigas e produtivas do mundo e, nos últimos anos, a região apresentou níveis recordes de atividades de descomissionamento em águas rasas, em razão do envelhecimento dos campos, baixos preços de petróleo e gás é uma averiguação regulatória maior.¹⁶⁶

A primeira plataforma do Golfo do México foi instalada em 1947 e, desde então, mais de 12.000 plataformas *offshore* de petróleo e gás

foram instaladas globalmente.¹⁶⁷ De 2017 a 2022, espera-se que entre 474 e 828 estruturas sejam desmobilizadas nas águas rasas, até 2027, entre 704 e 1199, e mais de 2.000 até 2040.¹⁶⁸

Até 2017, 119 plataformas foram instaladas no Golfo do México, em águas profundas, sendo: 64 plataformas fixas, 3 torres complacentes e 52 estruturas flutuantes. Até 2018, foram desativadas 21 estruturas em águas profundas, sendo elas: 16 plataformas fixas e 5 flutuantes.¹⁶⁹ As estruturas em águas profundas têm histórico de desmobilização datado de 1989. No entanto, o descomissionamento de forma contínua e anual iniciou-se em 2009, com, normalmente, apenas uma ou duas plataformas sendo descomissionadas por ano. Os níveis da atividade em questão elevaram-se em 2011 e 2016,¹⁷⁰ como é possível notar no Gráfico 1.

164. Almeida et al. "Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do Upstream no Brasil." (IBP. UFRJ, 2017).

165. Almeida et al. "Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do Upstream no Brasil." (IBP. UFRJ, 2017).

166. Kaiser e Narra. "A hybrid scenario-based decommissioning forecast for the shallow water U.S Gulf of Mexico, 2018 – 2038." (2018).

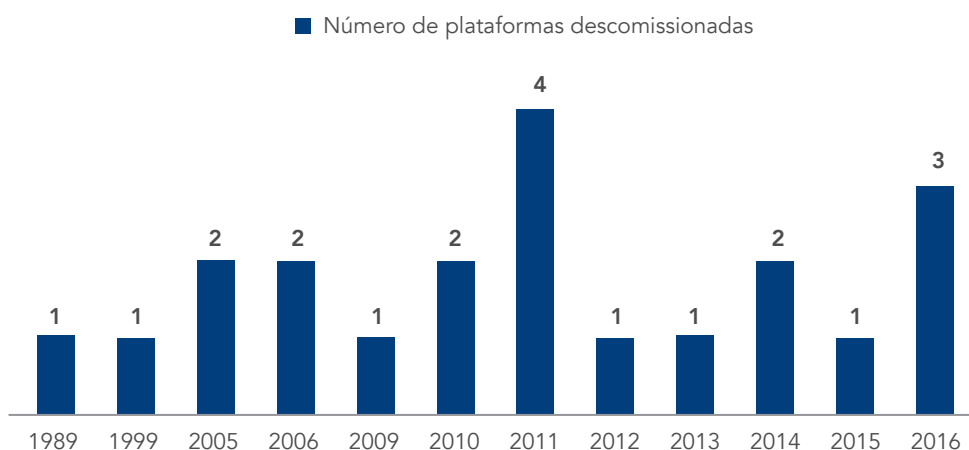
167. Kutrh. "Offshore platform sustainable decommissioning – "Rigs to Reefs" goes global". (2020). <<https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c777f8cf-cd2b-489f-88be-b714ea170aaf.>>, acesso em 26 de outubro de 2020.

168. Kutrh. "Offshore platform sustainable decommissioning – "Rigs to Reefs" goes global". (2020). <<https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c777f8cf-cd2b-489f-88be-b714ea170aaf.>>, acesso em 26 de Outubro de 2020.; Kaiser e Narra. "A hybrid scenario-based decommissioning forecast for the shallow water U.S Gulf of Mexico, 2018 – 2038." (2018).

169. Liu e Kaiser. "A scenario-based deepwater decommissioning forecast in the U.S Gulf of Mexico." (2018).

170. Kutrh. "Offshore platform sustainable decommissioning – "Rigs to Reefs" goes global". (2020). <<https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=c777f8cf-cd2b-489f-88be-b714ea170aaf.>>, acesso em 26 de outubro de 2020. Liu e Kaiser. "A scenario-based deepwater decommissioning forecast in the U.S Gulf of Mexico." (2018).

GRÁFICO 1. NÚMERO DE PLATAFORMAS DESCOMISSIONADAS NO GOLFO DO MÉXICO.



Fonte: Adaptado de Liu e Kaiser, pg 41. 2018.

Embora as atividades em águas profundas sejam poucas, elas são crescentes. Por outro, as atividades de descomissionamento concentram-se em águas rasas, as quais tiveram início em 1973.¹⁷¹ No período compreendido entre 2007 e 2017, foram descomissionadas entre 108 e 295.¹⁷² Nos anos de 2009 – 2014, as atividades

atingiram a média de 200 plataformas descomissionadas, com o pico ocorrendo de 2011 onde foram descomissionadas 295 plataformas fixas.¹⁷³ A atividade de desmobilização em águas rasas é contabilizada por plataforma fixa e caisson/well protector*, conforme mostrado no Gráfico 2.¹⁷⁴

171. Kaiser e Narra. "A hybrid scenario-based decommissioning forecast for the shallow water U.S Gulf of Mexico, 2018 – 2038." (2018).

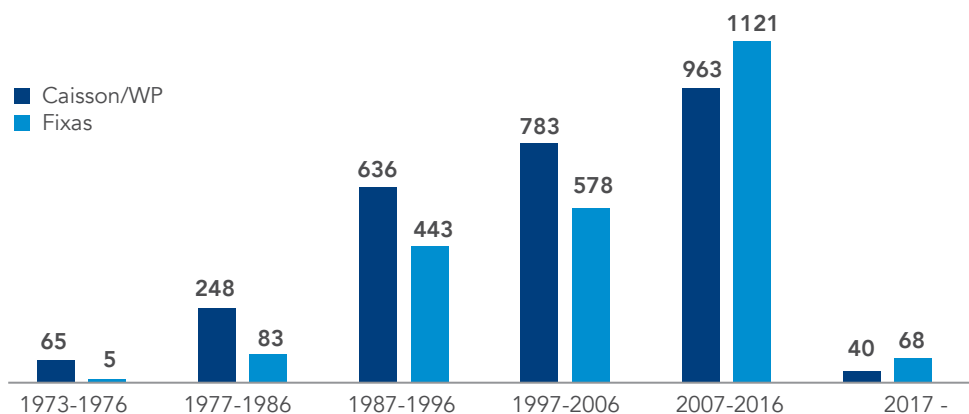
172. Kaiser e Narra. "A hybrid scenario-based decommissioning forecast for the shallow water U.S Gulf of Mexico, 2018 – 2038." (2018).

173. Kaiser e Narra. "A hybrid scenario-based decommissioning forecast for the shallow water U.S Gulf of Mexico, 2018 – 2038." (2018).

174. LLiu e Kaiser. "A scenario-based deepwater decommissioning forecast in the U.S Gulf of Mexico." (2018).

*Caissons são caixões flutuantes, de pressão ou pneumáticos, feitas de aço ou concreto. Geralmente são pernas (legs) cilíndrica suportada por flutuadores submersos e que sustentam a unidade de perfuração do tipo "coluna estabilizada", submersível ou semissubmersível, interligadas por braços tubulares. Protegendo o equipamento de danos causados pelo movimento de gelo. <<https://clickmacae.com.br/petroleo-e-gas/pagina/6/letra-c#:~:text=CAISSONS%20%2D%20CAIX%C3%95ES%20FLUTUANTES%20%2D%20De%20press%C3%A3o,submers%C3%ADvel%2C%20interligadas%20por%20bra%C3%A7os%20tubulares>> e <<http://oilglossary.com/caisson.html>>. Já o Well Protector é uma ferramenta cujo objetivo é proteger o revestimento ao coletar detritos soltos durante a limpeza do BOP, cabeça do polo e riser e depois de testar as gavetas do BOP. Disponível em: <<https://www.slb.com/completions/fluids-and-tools/wellbore-cleaning-tools/debris-recovery-tools/well-protector-debris-collection-tool.>>, acesso em 31 de outubro de 2020.

GRÁFICO 2. NÚMERO DE PLATAFORMAS DESCOMISSIONADAS EM ÁGUAS RASAS NO GOLFO DO MÉXICO.



Fonte: Adaptado de Kaiser e Narra, 2018.

Os requisitos técnicos para as atividades de descomissionamento na área do Golfo do México são semelhantes aos do Mar do Norte, sendo eles: a profundidade em que as estruturas devem ser removidas, descomissionamento de dutos *in situ*, gestão de resíduos e responsabilidade com relação ao transporte de resíduos, além de avaliar a melhor metodologia para o processo em determinada área.¹⁷⁵

Como é possível observar, a área que concentra a maior parte das atividades de descomissionamento é no Golfo do México, além disso o processo é bem consolidado e com uma boa

estrutura no âmbito legal. No plano federal, nos Estados Unidos, há o *Department of the Interior* (DOI), *Department of Energy* (DOE), *Environmental Protection Agency* (EPA), *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) e o *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM).¹⁷⁶ No entanto, no que diz respeito ao plano estadual, difere de estado para estado. Comumente os estados produtores, como o Golfo do México, Texas, Louisiana, Califórnia e Alasca, possuem uma agência estadual a qual é responsável pela devida regulação das atividades do *upstream* e, conseqüentemente, do descomissionamento.¹⁷⁷

175. Fam et al. "A review of offshore decommissioning regulations in five countries – Strengths and weaknesses."

176. Almeida et al. "Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do Upstream no Brasil." (IBP. UFRJ, 2017).

177. Almeida et al. "Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do Upstream no Brasil." (IBP. UFRJ, 2017).

Na área ambiental, a EPA é a principal agência no que diz respeito à aplicação da legislação ambiental. Desta forma, seu papel nas atividades de desmobilização é a definição de regras e diretrizes para o descarte de poluentes. Isso ocorre, pois, as leis federais cabíveis ao descarte de poluentes não

possuem um padrão, ou seja, não são específicas pelo fato de que elas são ajustadas particularmente para cada caso.¹⁷⁸ Na Tabela 5 é mostrado um resumo dos itens a serem removidos, bem como os requisitos e prazos, baseado no 30 CFR 250, Subpart Q - Decommissioning Activities, 2012.

TABELA 5. ITENS A SEREM REMOVIDOS, REQUISITOS E PRAZOS.

Item	Requerimento de descomissionamento	Prazos para o descomissionamento
Plataformas e outras instalações	Remoção de todas as plataformas e outras instalações, a menos que seja concedida uma aprovação específica para realizar outras atividades ou conversão em um recife artificial.	Todas as plataformas devem ser descomissionadas dentro de 5 anos se não estiverem mais envolvidas em atividades de E&P.
Oleodutos e Gasodutos	Podem ser deixados no local, quando não apresentarem risco para a navegação, pesca comercial etc. Quando os oleodutos e/ou gasodutos foram abandonados, eles precisam ser lavados, enchidos com água do mar, cortados e tapados com as extremidades enterradas a pelo menos a 3 pés (aproximadamente 1m) abaixo do leito marinho.	Com um ano do encerramento do direito de uso do oleoduto/gasoduto; O NTL 2010 G05 ¹⁷⁹ também se aplica aos oleodutos/gasodutos.
Fundo do mar	É necessário remover do fundo do mar todas as obstruções.	Dentro de 60 dias após a desconexão do poço ou da remoção da plataforma.

Fonte: Adaptado de Almeida et al, 2017.

¹⁷⁸. Almeida et al. "Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do Upstream no Brasil." (IBP. UFRJ, 2017).

¹⁷⁹. NTL 2010 G05 estabelece orientações para as atividades de descomissionamento de poços e plataformas. Além disso, fornece informações adicionais com relação aos requisitos regulatórios para o descomissionamento de infraestrutura inativa. O *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE) o qual é responsável por melhorar a segurança operacional e garantir a proteção ambiental em relação às atividades *offshore* de petróleo e gás, emitiu o NTL em resposta a uma revisão do controle interno a qual estimava que cerca de uma em cada três estruturas no Golfo do México foi classificada como ociosa, sendo que tais estruturas representam um potencial ameaça ao meio ambiente. (IBP, 2017 e Office of Inspector General, 2019).

Fazendo um recorte para a primeira linha da tabela apresentada acima, acerca da remoção das plataformas ou para conversão em recifes artificiais, no primeiro caso o operador responsável pela atividade de desmobilização deve apresentar uma descrição detalhada de todos os métodos utilizados. Caso o uso de explosivos seja necessário, é imprescindível que o operador apresente detalhadamente informações sobre o tipo de explosivo, número, profundidade da detonação e tamanho da carga. É necessário, também, que seja avaliado o impacto ambiental. Desta forma, nos casos de usos de explosivos é necessário o monitoramento acústico e da superfície nas áreas onde eles serão utilizados. Para o segundo caso em questão, pode ser aprovado a conversão em recifes artificiais pelo *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (BSEE). Aqui, é necessário que o operador comprove que o projeto cumpre com requisitos expostos no Plano Nacional de Recifes Artificiais.¹⁸⁰ Apesar do plano

ser no âmbito nacional, alguns estados possuem planos e leis regionais para esses casos¹⁸¹

Os recifes artificiais, também conhecidos pela expressão *Rig-to-Reef* são resultados do descomissionamento de instalações marítimas que, ao invés de serem levadas até a costa para serem descartadas, são aproveitadas como recifes artificiais.¹⁸² Nos Estados Unidos, quando as propostas de utilização de determinada plataforma são permitidas, há uma negociação entre Operadora e Estado para que haja um acordo de doação por parte da operadora ao Estado.¹⁸³ Para que a prática de recife artificial seja aprovada, é necessário que a Operadora submeta ao BSEE a proposta, após isso a proposta é avaliada de forma a garantir que todos os requisitos sejam atendidos, como por exemplo: se a estrutura está sólida, limpa e benéfica ao meio ambiente.¹⁸⁴ Em caso de aprovação pelo BSEE, o operador tem a permissão para

180. O Plano Nacional de Recifes Artificiais fornece orientações sobre vários aspectos com relação ao uso dos recifes, incluindo o tipo de material de construção e planejamento, localização, gerenciamento dos recifes artificiais para o benefício da vida marinha. O Plano foi desenvolvido em conjunto pelo Departamento de Comércio e Administração Oceânica e Atmosférica Nacional (NOAA), objetivando orientar a compreensão das múltiplas facetas do desenvolvimento e uso de recifes artificiais, incluindo as funções dos governos federal, estadual e local. Além disso, vem de encontro às necessidades de informação dos reguladores de recifes, gestores de pesca e ambientais e público em geral, fazendo com que o programa seja eficaz, facilitando no monitoramento de desempenho, na comunicação entre as partes interessadas e auxiliando no desenvolvimento de procedimentos de licenciamento mais uniformes e orientações claras sobre materiais aceitáveis para a construção de recifes artificiais marinhos. Outro ponto de destaque é que o Plano em questão incentiva os estados a desenvolverem planos para recifes artificiais em águas estaduais e a participarem do planejamento para recifes em águas federais próximas. (BSEE. What is the National Artificial Reef Plan. <<https://www.bsee.gov/faqs/what-is-the-national-artificial-reef-plan>>

181. Almeida et al. "Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do Upstream no Brasil." (IBP. UFRJ, 2017).

182. Elden, S. et al. "Offshore Oil and Gas Platforms as Novel Ecosystems: A Global Perspective." (2019). <<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2019.00548/full#h6>>, acesso em 09 de janeiro de 2021.

183. Bureau of Safety and Environmental Enforcement. "Rigs-to-Reefs". <<https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-compliance/environmental-programs/rigs-to-reefs>>, acesso em 10 de agosto de 2021.

184. Bureau of Safety and Environmental Enforcement. "Rigs-to-Reefs". <<https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-compliance/environmental-programs/rigs-to-reefs>>, acesso em 10 de agosto de 2021.

converter a estrutura em recife artificial. Depois de convertido, a titularidade e responsabilidade pela estrutura passam a ser do Estado, visto que o operador converte a estrutura em recife artificial permanente e cumpriu todas as licenças e acordos de doação.¹⁸⁵ De modo geral, as plataformas utilizadas como recurso para recifes artificiais apresentam um ecossistema alternativo promissor para o segmento *offshore*, além de beneficiar a indústria americana de energia *offshore*.¹⁸⁶ O Golfo do México comprovou que o recurso em questão é uma solução viável e sustentável para o descomissionamento uma vez que, até abril de 2018, mais de 500 plataformas instaladas na Plataforma

Continental Externa dos Estados Unidos foram reutilizadas como recifes artificiais principalmente na Louisiana e no Texas.¹⁸⁷ Acredita-se que as plataformas utilizadas como recifes artificiais são benéficas para os aspectos socioeconômicos, já que recuperam a diversidade biológica atraindo o segmento de turismo, como pesca desportiva e mergulho, o que minimiza o impacto do turismo e pesca sobre os habitats naturais; aquicultura, conservação ambiental, proteção contra erosão e exemplares de biodiversidade local os quais podem ser utilizados para atividades educacionais e no comércio do aquarismo, impedindo a coleta predatória nos habitats naturais.¹⁸⁸

185. Bureau of Safety and Environmental Enforcement. "Rigs-to-Reefs". <<https://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-compliance/environmental-programs/rigs-to-reefs>>, acesso em 10 de agosto de 2021. Tasoff, H. Rigs-to-Reefs. (2019). <<https://www.news.ucsb.edu/2019/019327/rigs-reefs>>, acesso em 09 de agosto de 2021.

186. Gonzales, C; Hazelwood, E; e Sparks, A. "Overview of Rigs to Reefs: Legislation in California and the Gulf of Mexico". (2020). <<https://digitalcommons.law.lsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1187&context=jelr>>, acesso em 09 de janeiro de 2021.

187. Elden, S. et al. "Offshore Oil and Gas Platforms as Novel Ecosystems: A Global Perspective". (2019). <<https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2019.00548/full#h6>>, acesso em 09 de janeiro de 2021; e, Gonzales, C; Hazelwood, E; e Sparks, A. "Overview of Rigs to Reefs: Legislation in California and the Gulf of Mexico". (2020). <<https://digitalcommons.law.lsu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1187&context=jelr>>, acesso em: 09 de janeiro de 2021.

188. Sistema Integrado de Gestão Ambiental. "Recifes Artificiais". <https://sigam.ambiente.sp.gov.br/sigam3/Repositorio/511/Documentos/APAM_LN/APAMLN_Recifes%20Artificiais.pdf>, acesso em 09 de janeiro de 2021.

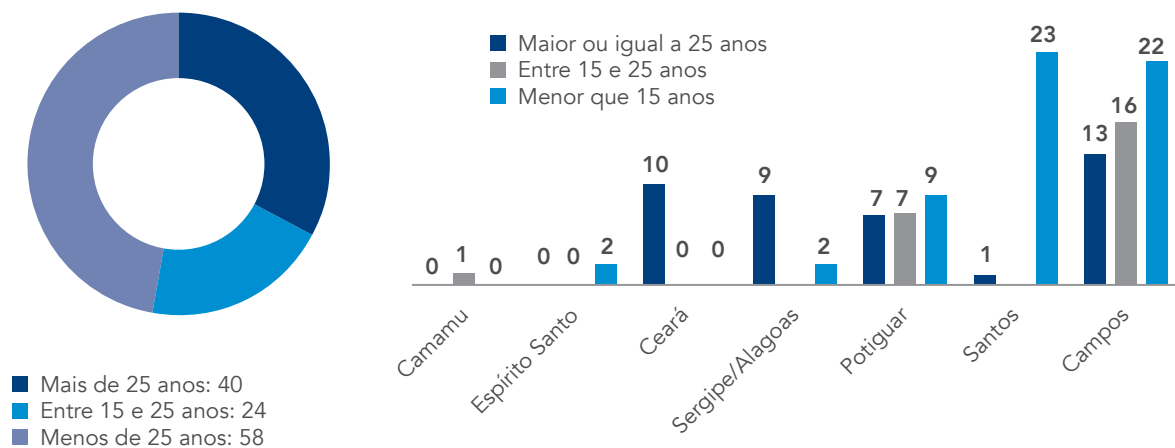
2.5 BRASIL

No cenário brasileiro, a questão referente ao descomissionamento de instalações *offshore* é bem recente na indústria, isso porque até 2016 poucos projetos haviam sido encerrados e os custos para essas atividades eram relativamente baixos. No entanto, essa discussão tem se tornado mais frequente uma vez que várias bacias *offshore* estão se aproximando da sua maturidade.¹⁸⁹ Isso é decorrente do fato de que uma parcela significativa dos campos de petró-

leo brasileiros, principalmente os que produzem em lâmina d'água considerada profunda (300 - 1500 metros¹⁹⁰), tem mais de duas décadas de produção.¹⁹¹

No Brasil, há 122 plataformas em operação, das quais 40 delas com mais de 25 anos, estando a maior parte alocada na bacia de Campos (13), seguida pelas bacias do Ceará (10), Sergipe-Alagoas (9), Potiguar (7) e Santos (1).¹⁹² Conforme mostrado na Figura 12.

FIGURA 12. IDADE DAS PLATAFORMAS INSTALADAS NO BRASIL.



Fonte: Adaptado de FGV Energia e ANP, 2021.

189. Roque et al. "The regulation of decommissioning abandonment and reuse initiatives in the oil and gas industry." (2020).

190. Petrobras. <<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/glossario>>, acesso em 21 de agosto de 2021.

191. Delgado, F. Paper Decommissioning Brazil. (2021).

192. FGV Energia e ANP. "Descomissionamento Offshore no Brasil: Oportunidades, Desafios e Soluções". (2021).

Com relação ao número de poços perfurados, segundo dados da ANP, estima-se que do total de quase 30 mil poços, 20 mil ainda serão abandonados no Brasil a médio prazo.¹⁹³

O processo de descomissionamento de algumas instalações já foram aprovadas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): FPSO Brasil, no campo de Roncador; FPSO Marlim Sul, no campo de Marlim Sul; FPSO Cidade de Rio das Ostras, no campo de Tartaruga Verde; FPSO Cidade do Rio de Janeiro, no campo de Espadarte; FPSO Fluminense, no campo de Bijupirá e Salema; FPSO Piranema Spirit, no campo de Piranema; FPSO OSX – 1, no campo de Tubarão Azul; P-07, nos campos de Bicudo, Pampo e Enchova Oeste; P-12, nos campos de Linguado, Badejo, Trilha, Bicudo e Enchova Oeste; P-15, no campo de Piraúna; P-27, no campo de Voador; P-32, no campo de Marlim e as plataformas PCA-01, PCA-02 e PCA-03, no campo de Cação. Das 15 instalações que já tiveram seus Planos de Descomissionamento de Instalações (PDI) aprovados, 7 já foram descomissionadas, sendo elas: FPSO Brasil, FPSO Cidade de Rio das Ostras, FPSO Cidade do Rio de Janeiro,

FPSO Marlim Sul, FPSO OSX-1, P-12 e P-27. As demais plataformas têm previsão para serem retiradas no período de 2021 e 2022.¹⁹⁴ Além disso, de acordo com o Plano Estratégico da Petrobras no período compreendido entre 2020-2024, 18 plataformas de produção serão descomissionadas até 2024.¹⁹⁵

Com a necessidade de realizar o descomissionamento, a Petrobras torna-se afetada por essas atividades já que a estatal era detentora de todas as unidades de produção do país, além de serem responsáveis por grande parcela da produção nacional até o momento, ou seja, a estatal é a dominante no cenário petrolífero e, conseqüentemente, há um número pequeno de outros operadores explorando bacias brasileiras. Como o custo do descomissionamento é alto, estrategicamente, a Petrobras incentivou um programa de desinvestimentos, que conta com 183 campos de águas rasas e terra¹⁹⁶ que estão em produção há mais de 25 anos¹⁹⁷. Ou seja, aproximadamente dois terços dos ativos estão à venda pela estatal e podem ser beneficiados com a possibilidade de continuidade da produção por empresas independentes. Esses ativos apresentam baixas vazões e, consequen-

193. Furtado; Almeida; Azevedo. "Descomissionamento offshore no Brasil." (2018).

194. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Painel dinâmico de instalações de E&P. (2020). <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojNGFIZDI4MDAtZDZJhNi00MGYyLWVjMzAtNTBkMDVjOTg1NzY0IiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9&pageName=ReportSection65e3c25239431311238c>> acesso em 09 de janeiro de 2021.

195. Petrobras. Petrobras informa sobre descomissionamento de plataformas. (2020). <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=982865> acesso em 23 de outubro de 2020.

196. ANP. (2020) <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-estabelece-prazo-para-a-petrobras-finalizar-a-cessao-de-campos-em-desinvestimento#:~:text=At%C3%A9%20o%20momento%2C%20dos%20183,novos%20polos%20do%20projeto%20de>, acesso em 09 de março de 2021.

197. Segundo a ANP, são chamados de campos maduros os campos que estão em operação por 25 anos ou mais, e/ou que possuem produção igual ao superior a 70% das reservas provadas (1P). As reservas provadas (1P) são consideradas de alta confiabilidade, pois é quanto se tem uma certeza razoável da existência de acumulação de hidrocarboneto economicamente viáveis.

temente, se tornam pouco atrativos financeiramente para a Petrobras. Desta maneira, a venda é importante para a Petrobras pois possibilita que os recursos sejam direcionados para outras áreas de maior interesse econômico. Em contrapartida, do ponto de vista dos operadores independentes, os quais possuem menor capacidade financeira, estes campos representam retorno financeiro garantido, haja visto que os reservatórios já foram encontrados e a infraestrutura pronta para a produção, reduzindo o custo e tempo.¹⁹⁸ Quando ocorre processo de cessão de contratos, ou seja, um ativo é cedido de um operador para um novo operador, é necessário que sejam definidos quais as instalações serão aproveitadas por parte do novo operador. Logo, o que não for reutilizado deverá ser descomissionado pelo cedente. Além disso, instalações não revertidas ou alienadas poderão ser instrumento de acordo entre o antigo e novo operador. Nos casos em que o novo cessionário se manifestar positivamente quanto ao aproveitamento de instalações ou equipamentos de poços, a responsabilidade de descomissionar passa a ser da nova operadora.¹⁹⁹

A Petrobras, responsável majoritária pelos campos maduros, está desenvolvendo conjuntamente

com outras empresas do setor, estudos visando a elaboração de um guia para atividade, objetivando descrever uma visão geral e ampla de um plano de descomissionamento que poderia servir como uma base para atender às obrigações típicas exigidas pelos marcos regulatórios. A importância do desenvolvimento do plano em questão está no fato de que o mesmo pode auxiliar nas tomadas de decisões, fazendo com que o Operador opte por opções de baixo risco ambiental e um menor custo atrelado às atividades, bem como tenha orientação no decorrer do desenvolvimento do projeto, considerando os aspectos ambientais, técnicos, regulatórios e de segurança.²⁰⁰

No âmbito regulatório, em junho/2017, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicou a Resolução N° 17/2017²⁰¹, a qual objetiva incentivar a maximização do uso das reservas de petróleo e gás natural e, conseqüentemente, reiterando a importância do descomissionamento apenas no final da vida útil dos campos.²⁰² Em dezembro/2020, foi aprovado o Programa de Revitalização do Campo Marítimo e de Incentivo à Produção (PROMAR)²⁰³, o qual busca avaliar a possibilidade de melhoria no arcabouço legal e

198. Roque et al. The regulation of decommissioning abandonment and reuse initiatives in the oil and gas industry. (2020); M'Pusa. Descomissionamento de plataformas marítimas: estudo comparativo dos casos Reino Unido e Brasil. (Universidade Federal Fluminense. 2017); Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE). Como funciona o Plano de Desinvestimento da Petrobras. (2020). <<https://cbie.com.br/artigos/como-funciona-o-plano-de-desinvestimento-da-petrobras/#:~:text=O%20programa%20de%20desinvestimentos%20da,venda%20de%20ativos%20menos%20lucrativos->>, acesso em 20 de outubro de 2020. Furtado; Almeida; Azevedo. "Descomissionamento offshore no Brasil." (2018).

199. Resolução ANP 817/2020, de 24 de abril de 2020. Art. 37 e 39.

200. Moras e Neves. "Descomissionamento de unidades inservíveis no Brasil: discutindo fantasmas não nascidos." (2018).

201. Resolução CNPE N° 17/2017, de 8 de junho de 2017.

202. Delgado, F. "The extension of mature oil fields' production policy and recent trends on Brazilian decommissioning of oil & gas offshore installations." (2021).

203. Ministério de Minas e Energia. <http://antigo.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lcdBICN/content/cnpe-aprova-resolucao-que-cria-o-promar-programa-de-revitalizacao-e-incentivo-a-producao-de-campos-maritimos>

regulatório, além de avaliar a economicidade de expansão da vida útil dos campos petrolíferos.²⁰⁴ Ainda em 2020, a ANP publicou no DOU, em 27/abril/2020, a Resolução ANP nº 817/2020²⁰⁵ a qual trata das atividades de descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, da metodologia para devolução de áreas à ANP (com inclusão na Oferta Permanente) e da alienação e reversão de bens.²⁰⁶

Tal resolução, desenvolvida em conjunto pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Marinha do Brasil (MB) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), apresenta um grande ganho regulatório, pois permite uma simplificação de processo haja vista que a adoção do mesmo documento-base para as três instituições. Além disso, a Resolução congrega três antigas resoluções da ANP, sendo elas: Resolução ANP 27/2016, Resolução ANP 28/2016 e Resolução ANP 25/2018, ou seja, na resolução atual são tratados em instrumento único todos esses processos. É importante ressaltar que a Resolução estabelece requisitos técnicos-ambientais, de segurança operacional e de navegação com relação ao descomissionamento de instalações. Além disso, define o procedimento para devolução de

áreas – incluindo exploratórias – à ANP, especifica critérios para a cessão de direitos e inclusão em oferta permanente, além de regular os aspectos relacionados à alienação e à reversão de bens.²⁰⁷

A integração das três instituições trouxe o conceito de PDI único – Programa de Descomissionamento de Instalações – o qual traz consigo uma segurança jurídica maior, além de trazer uma avaliação comparativa de alternativas de descomissionamento. A avaliação comparativa em questão analisa todas as questões técnicas, ambientais, de segurança e econômica, para que em seguida seja determinado qual plano será aplicado para a instalação em questão. Outros pontos de destaque para a Resolução ANP 817/2020 são a presença de um estudo de análise de risco, apresentação de Memorial Descritivo do projeto de auxílio à navegação, documento que atende aos requisitos da autoridade marítima, e um Plano de Monitoramento Pós-Descomissionamento, o qual atende ao órgão ambiental.²⁰⁸ Além disso, sempre que a concessionária cogitar a cessação da produção, deverá apresentar à Agência um Estudo de Justificativa para o Descomissionamento de Instalações de Produção (EJD), simultaneamente ao PDI Conceitual, o qual deve ser apresentado pelo menos cinco anos antes da data prevista

204. Delgado, F. "The extension of mature oil fields' production policy and recent trends on Brazilian decommissioning of oil & gas offshore installations." (2021).

205. Resolução ANP nº 817/2020, de 24 de abril de 2020.

206. ANP. Publicada resolução sobre desativação de instalações. 2020. Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/noticias/5745-publicada-resolucao-sobre-desativacao-de-instalacoes#:~:text=A%20ANP%20publicou%20hoje%20\(27,aliena%C3%A7%C3%A3o%20e%20revers%C3%A3o%20de%20bens.](http://www.anp.gov.br/noticias/5745-publicada-resolucao-sobre-desativacao-de-instalacoes#:~:text=A%20ANP%20publicou%20hoje%20(27,aliena%C3%A7%C3%A3o%20e%20revers%C3%A3o%20de%20bens.)> acesso em 08 de novembro de 2020.

207. Moura, R. Resolução ANP 817/2020. <https://www.youtube.com/watch?v=7NUc_Kho1J8>, acesso em 22 de fevereiro de 2021.

208. Moura, R. Resolução ANP 817/2020. <https://www.youtube.com/watch?v=7NUc_Kho1J8>, acesso em 22 de fevereiro de 2021.

para a interrupção da produção em instalações *offshore*.²⁰⁹ A exigência do EJD vem ao encontro da Resolução N° 17/2017 do CNPE.

Apesar da Resolução ser um grande avanço regulatório, devido ao fato de trazer transparência para que a indústria compreenda melhor os requerimentos dos vários reguladores e, até mesmo tenha uma maior facilidade para estimar os custos de descomissionamento no futuro²¹⁰, há de se destacar que a prática dessas atividades ainda é muito recente no Brasil. O grande desafio enfrentado pela indústria petrolífera perante as atividades de descomissionamento é a complexidade encontrada, principalmente, em lâminas d'água profundas.²¹¹ Além disso, existe um grande desafio relacionado ao âmbito legal - com relação à convergência entre os interesses por parte da indústria e dos reguladores – ambientais – com relação às incrustações de coral-sol e descarte de materiais radioativos de ocorrência natural – e econômicos – relacionados aos custos das atividades e garantias financeiras.²¹²

De acordo com EIA (2018),²¹³ 34% dos sistemas de produção brasileiros estão localizados em

águas profundas e ultraprofundas, amplificando a dificuldade e o custo de descomissionamento. Embora em breve isso não afete diretamente o Brasil devido ao fato de que a maioria das instalações a serem descomissionadas neste prazo estão situadas em águas rasas, é muito provável que isso se torne um grande desafio a ser superado dentro de alguns anos. Levando isso em consideração, é fundamental que sejam estudadas experiências estrangeiras, porém, de forma prudente em virtude da complexidade que a indústria brasileira apresenta, somada à instabilidade macroeconômica do país, a qual afeta a conversão do dólar em reais ao longo do tempo, e a rigidez da legislação ambiental.²¹⁴

Apesar da falta de experiência diante das atividades de descomissionamento no Brasil e de algumas preocupações jurídicas e ambientais, existem várias alternativas para se estudar considerando o reaproveitamento das plataformas, como por exemplo a realocação para outros campos de produção, criação de recifes artificiais, geração de energia eólica *offshore*²¹⁵, desenvolvimento de pesquisas e uso militar.

209. Delgado, F. "The extension of mature oil fields' production policy and recent trends on Brazilian decommissioning of oil & gas offshore installations." (2021).

210. Biddle, N. Resolução ANP 817/2020. < https://www.youtube.com/watch?v=7NUc_Kho1J8>, acesso em 22 de fevereiro de 2021.

211. Almeida et al. "Regulação do descomissionamento e seus impactos para a competitividade do Upstream no Brasil." (IBP. UFRJ, 2017).

212. FGV Energia e ANP. "Descomissionamento Offshore no Brasil: Oportunidades, Desafios e Soluções." (2021).

213. International Energy Agency (IEA). "Offshore Energy Outlook". (2018). <<https://www.iea.org/reports/offshore-energy-outlook-2018>>, acesso em 21 de agosto de 2021.

214. Delgado, F. "The extension of mature oil fields' production policy and recent trends on Brazilian decommissioning of oil & gas offshore installations." (2021).

215. Delgado, F. "The extension of mature oil fields' production policy and recent trends on Brazilian decommissioning of oil & gas offshore installations". (2021).

4

CAPÍTULO

Lições aprendidas

A principal premissa para o efetivo desenvolvimento da indústria de descomissionamento é enxergar esta etapa do ciclo de vida dos campos e das instalações como estratégica para o crescimento da indústria e o desenvolvimento econômico. Um excelente exemplo é o Reino Unido, que viu no descomissionamento a oportunidade de desenvolver sua indústria, exportando tecnologias e o *know-how* adquirido.

Os crescentes investimentos em pesquisa e inovação, são fundamentais para o surgimento de novas tecnologias que auxiliem na redução dos custos e a garantir a viabilidade técnica-econômica dos projetos. Uma solução para tal, seria a criação instituto/centro de pesquisa e tecnologia, com apoio de empresas petrolíferas com o objetivo de auxiliar a indústria a criar tecnologia e expertise para as atividades de descomissionamento, como ocorre na Austrália, com o CODA.

A construção de uma expertise local, no âmbito socioeconômico, tem impacto direto na contratação de mão de obra local, gerando empregabilidade e renda.

Outro caso de sucesso é a adoção de políticas que visam maximizar o fator de recuperação dos campos. Já adotadas no Reino Unido e mais recentemente no Brasil, essas estratégias contri-

buem para garantir o máximo aproveitamento econômico das reservas, gerando assim mais desenvolvimento para todo o país.

A publicação da Resolução ANP N° 817/2020 vem ao encontro das simplificações regulatórias adotadas internacionalmente, que trazem mais transparência e eficiência ao processo de aprovação dos projetos de descomissionamento, além de definir com maior clareza os aspectos considerados na tomada de decisão.

Um ponto fundamental para garantir que a União não arque com os passivos de descomissionamento, especialmente em casos de insolvência, é a definição clara e objetiva das responsabilidades de cada operador referentes a esses passivos. Aspecto esse já bem consolidado em países como Reino Unido e Noruega e que passou a ganhar destaque com a Resolução ANP N° 817/2020.

Apesar dos sucessivos esforços do Brasil buscando alcançar às melhores práticas internacionais, que fomentam o crescimento de uma indústria de descomissionamento forte e sustentável, alguns pontos fundamentais ainda precisam ser desenvolvidos ou aprimorados, tais como:

- Adoção de estratégias que visem o desenvolvimento da indústria de descomissionamento, bem como da cadeia de suprimentos necessária para atender as demandas desta atividade.
- Necessidade de investimentos em portos e estaleiros, assim como a adequação às exigências regulatórias para que se torne possível a realização do desmantelamento em solo nacional;
- Incentivo ao compartilhamento de experiências entre os operadores de modo a reduzir os custos e ampliar a segurança dos projetos de descomissionamento;
- Investimento em projetos de redução de custos, em especial de atividades referentes ao arrasamento e abandono de poços.
- Adoção de um acordo contratual que defina as responsabilidades e as cotas do passivo de descomissionamento e assegure as condições econômicas das partes de arcarem com obrigações futuras, tanto nos casos de operação conjunta quanto nos casos de cessão de direitos. A RANP N° 817/2020 deu o primeiro passo, estabelecendo o termo de compromisso entre cedente e cessionário, no qual

o cedente assume a responsabilidade pelo descomissionamento de parte do ativo, um diferencial em relação a muitas resoluções internacionais. Entretanto, a definição de cotas de passivo ainda precisa ser mais bem discutida e definida, podendo isto ser feito por meio de uma nova resolução de garantias financeiras, por exemplo, na qual deve-se estabelecer também como a definição das cotas se relaciona com a apresentação de garantias;

- Desenvolvimento um projeto piloto acerca da utilização de plataformas como recifes artificiais visto que apresentam benefícios sociais e econômicos, além de recuperar a diversidade biológica da área em questão. Ademais, podem reduzir os custos de reciclagem e descarte, além de construir um ambiente marinho, o qual pode melhorar a pesca, contribuindo assim para a economia visto que essa prática atrai pesca recreativa e comercial e mergulho.

É necessário observar as lições aprendidas internacionalmente sob a luz da experiência brasileira. Os cenários divergem não só em aspectos técnicos, como a lâmina d'água e os tipos predominantes de plataformas, mas também em relação à experiência na realização de descomissionamento e maturidade das cadeias de suprimentos. Logo, é essencial que as políticas, metodologias e tecnologias utilizadas no exterior sejam adaptadas para a realidade da indústria de descomissionamento no Brasil.

Com relação aos casos de insolvência, é imprescindível que os agentes reguladores elaborem

contratos com cláusulas referentes as garantias financeiras de forma que a realização das atividades de descomissionamento sejam sustentadas, além de apresentarem opções de modelos de garantias financeiras que sejam seguros e com baixo risco para a União frente aos casos de insolvências.

No que tange às atividades de descomissionamento no Brasil, vale destacar que, apesar de

incipiente, elas apresentam grandes avanços, especialmente no âmbito regulatório. É fundamental que as experiências internacionais sejam absorvidas e adaptadas para a realidade da nossa indústria. Ressalta-se também que, com o avançar na execução dos projetos, novos desafios surgirão e serão o principal combustível para o desenvolvimento da regulação, da cadeia de suprimentos e das tecnologias envolvidas em todo o processo.



5

CAPÍTULO

Conclusão

Apesar da pouca experiência, tanto na questão legal quanto na técnica, e das diversas incertezas atreladas às atividades de descomissionamento e desmantelamento, é notório o desenvolvimento da indústria de óleo e gás brasileira frente ao descomissionamento nos últimos anos.

Tendo em vista este crescimento, é de extrema importância que esta etapa final seja considerada e bem planejada no projeto, de forma a reduzir gastos operacionais já esperados, principalmente em decorrência dos altos custos os quais variam de projeto para projeto uma vez que levam em consideração, por exemplo, a extensão e complexidade dos dutos, o arranjo dos equipamentos *subsea* e o escoamento do petróleo. E, também, das incertezas atreladas a essas atividades, como a variação do preço do petróleo, o qual pode causar a não viabilização do uso de tecnologias empregadas na recuperação dos ativos maduros e o risco de acidentes.²¹⁶

Além disso, destaca-se a importância da minuta de resolução apresentada por parte da ANP em 2020, objetivando regulamentar os procedimentos para a apresentação das garantias financeiras, haja visto o elevado custo para as atividades de

descomissionamento. Desta forma, o proposto pela Agência visa que as empresas detentoras dos direitos de exploração já estimem desde o início aportes financeiros suficientes para realização das atividades tanto de instalação quanto de descomissionamento. No Brasil, apesar de os contratos de concessão e partilha da produção preverem que o cedente e o cessionário se mantêm solidariamente responsáveis pelo descomissionamento, ainda assim há riscos para a União, em casos de insolvência.

São aceitas como garantia financeira a Carta de Crédito, o Seguro Garantia, o Penhor de óleo e gás natural, a Garantia Corporativa e o Título Executivo Extrajudicial. Nesse contexto, o título, quando comparado às demais modalidades, torna-se a garantia que apresenta maior risco para a União, considerando a hipótese de insolvência.

216. Nicolau, N. Um novo cenário para a indústria offshore. (2020). <<https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/para-sexta-um-novo-cenario-para-a-industria-offshore/>>, acesso em 10 de janeiro de 2021.

Referente à parte legal, a revisão da regulamentação vigente perante as atividades de descomissionamento foi implantada com o objetivo de conferir segurança jurídica ao processo e a utilização das melhores práticas da indústria, por parte dos operadores responsáveis pelo descomissionamento. Outrossim, tal revisão - Resolução ANP 817/2020, a qual revogou as Resoluções ANP 25/06, 27/06 e 28/06 - foi realizada visando a estimulação da execução das atividades de forma harmoniosa nos cenários ambiental, social e econômico.²¹⁷

Com base no exposto nos estudos de casos, é importante que haja um fomento com relação ao compartilhamento técnico e trocas de experiências entre os operadores e, principalmente, com as operadoras estrangeiras, as quais possuem um amplo conhecimento de tais atividades. Além disso, vale refletir sobre a reutilização da plataforma a ser descomissionada como um recife artificial, quando as condições estruturais e ambientais permitirem.

217. Delgado et al. "Descomissionamento offshore no Brasil: oportunidades, desafios e soluções." (2021).

Mantenedores

Empresas que acreditam e investem em pesquisa para o desenvolvimento do Setor Energético Brasileiro.

A **FGV Energia** agradece a seus **Mantenedores** o apoio dedicado às suas pesquisas e publicações.



ENERGIA PARA

REPENSAR REDESENVOLVER REVITALIZAR

REPENSAR

Repensar cada campo de óleo & gás com o objetivo de **maximizar** cada ativo, respeitando as comunidades.

REDESENVOLVER

Inovar e implementar novas estratégias de **desenvolvimento** em campos maduros.

REVITALIZAR

Incrementar atividades, **otimizar** as operações, sempre com segurança.



www.3rpetroleum.com.br

O que importa para nós é que a inovação chegue até você.

Por isso, investimos tanto em Pesquisar. Desenvolver. Experimentar. Aplicar. Atuamos, há mais de quatro décadas, com isenção, prontidão e competência, fatores que sustentam nossa credibilidade em níveis nacional e internacional.

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel

Pesquisadores e técnicos altamente qualificados

Moderno complexo laboratorial para pesquisa experimental, ensaios e serviços tecnológicos

Papel estratégico no desenvolvimento da indústria nacional

Soluções tecnológicas amplamente utilizadas pelo setor elétrico brasileiro

Apoio técnico em P&D+ I para o governo, entidades setoriais, empresas, fabricantes e concessionárias

Ampla agenda de treinamentos e eventos técnicos
Parcerias com instituições de pesquisa do Brasil e do exterior

Seja um Associado do Cepel
Informações pelo e-mail dg@cepel.br

Saiba mais sobre o Cepel em: www.cepel.br



Eletrobras
Cepel

A pesquisa que constrói o futuro



Usina Hidrelétrica de Funil
Resende - RJ

Transparência & sustentabilidade

**Furnas representa um complexo de 19 Usinas Hidrelétricas,
68 subestações e 43 parques eólicos.**

- 40% da Energia do Brasil passa por Furnas.
- Energia para mais 60% dos domicílios brasileiros.
- 24.000 km de linhas de transmissão que interligam o Brasil.
- 100% na geração de energia limpa para o Brasil.



Ministério de
Minas e Energia





norteENERGIA
USINA HIDRELÉTRICA BELO MONTE

Foram necessários mais de 40 anos de estudo para instalação da maior hidrelétrica brasileira na Amazônia.

O único aproveitamento hidrelétrico autorizado para a bacia do rio Xingu utiliza aproximadamente 174 km dos 1.979 km de extensão do rio e não alagou terras indígenas para a formação dos seus reservatórios à fio d'água.

Recursos destinados para proteção de mais de 8,6 milhões de hectares em Unidades de Conservação.

Com capacidade instalada de 11.233,1 MW e quantidade média de geração de energia de 4.571 MW fornece energia para 60 milhões de brasileiros.

O compromisso de Belo Monte com as atuais e futuras gerações, se materializa na transformação social promovida na região onde está instalada, com estruturas de educação, equipamentos de saúde, novas moradias, saneamento e qualidade de vida com ações de cidadania.

*Energia da
Amazônia,
essencial
para o Brasil.*



117 Projetos Ambientais



4.130 indígenas beneficiados em 27 programas



33 Hospitais e Unidades de Saúde



513 Km de rede (água e esgoto)



06 novos bairros com infraestrutura completa

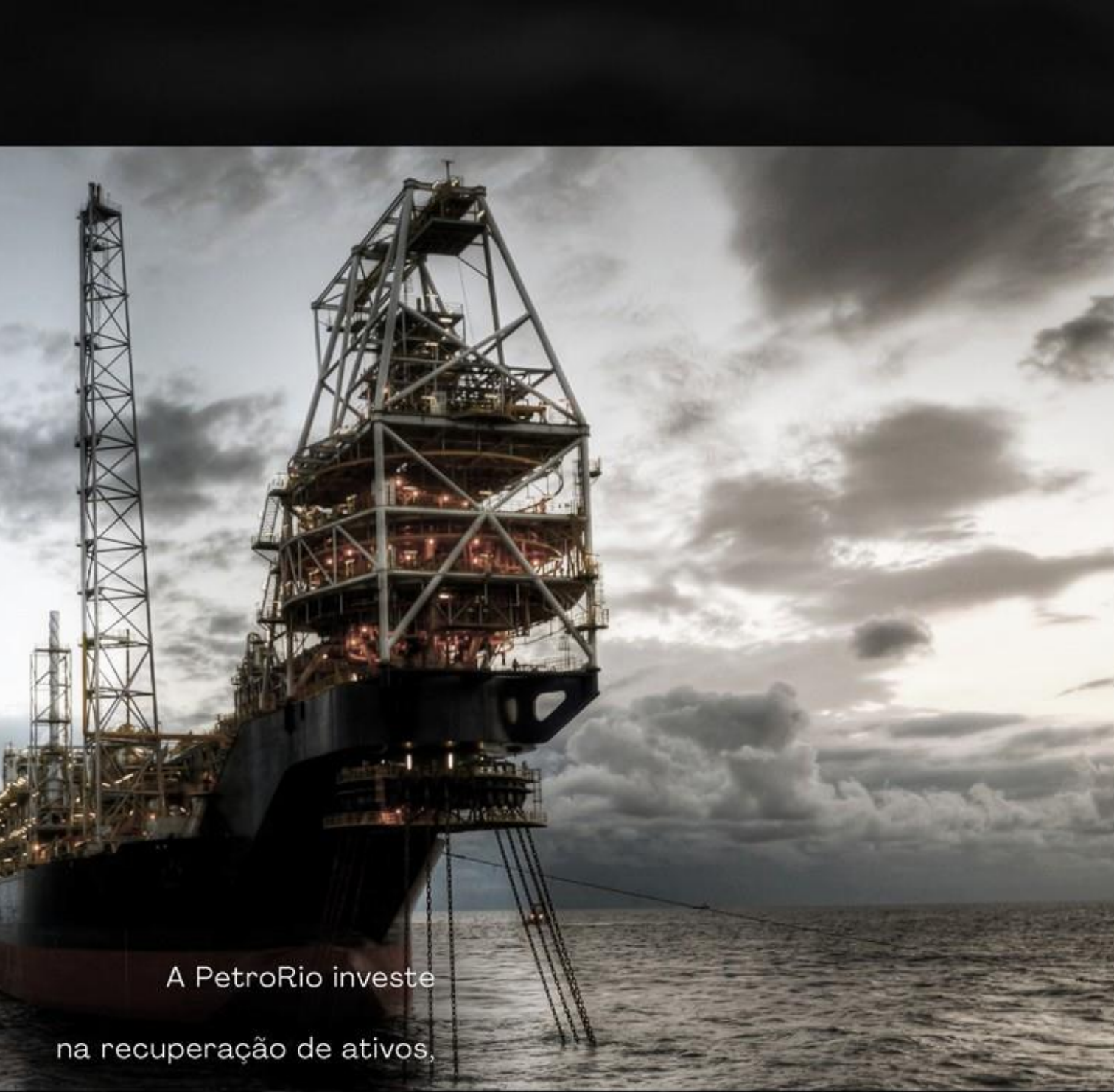


3.850 casas construídas



436 salas de aula





A PetroRio investe
na recuperação de ativos,

alongando a vida útil

dos campos e reduzindo
os custos de produção.

Uma empresa inovadora,
dinâmica, criativa, que
evolui e cresce a cada dia.



**A MAIOR
COMPANHIA
INDEPENDENTE
DE ÓLEO E GÁS
DO BRASIL**



ENERGIA QUE VEM DA GENTE

UMA SÉRIE DE HISTÓRIAS
INSPIRADORAS FEITAS
DA ENERGIA QUE SÓ
A GENTE TEM.

**SHELL, IMPULSIONANDO
O PROGRESSO NO BRASIL
HÁ 108 ANOS.**



ESCANEIE
O QR CODE E ASSISTA
ÀS HISTÓRIAS
SHELL.COM.BR



Mantenedores

Ouro



Prata



Patrocínio

PetroRio