



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Escola Politécnica & Escola de Química
Programa de Engenharia Ambiental

Juliana Ferreira de Freitas Madi

DESCOMISSONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE* DE
PETRÓLEO E GÁS – CRITÉRIOS AMBIENTAIS PARA AVALIAÇÃO DE
ALTERNATIVAS

Rio de Janeiro

2018



UFRJ

Juliana Ferreira de Freitas Madi

DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO *OFFSHORE* DE
PETRÓLEO E GÁS – CRITÉRIOS AMBIENTAIS PARA AVALIAÇÃO DE
ALTERNATIVAS

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Orientadoras:

Prof^a Suzana Borschiver, D.Sc.

Prof^a Cláudia do Rosário Vaz Morgado, D.Sc.

Rio de Janeiro

2018

Madi, Juliana Ferreira de Freitas

Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo e gás – Critérios ambientais para avaliação de alternativas / Juliana Ferreira de Freitas Madi. - 2018.

124 f.: il.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica e Escola de Química, Programa de Engenharia Ambiental, Rio de Janeiro, 2018.

Orientadora: Prof^a Suzana Borschiver, D.Sc.

Co-orientadora: Prof^a Cláudia do Rosário Vaz Morgado, D.Sc.

1. Descomissionamento 2. Petróleo e Gás 3. *Offshore* 4. Meio Ambiente I. Borschiver, Suzana e Morgado, Cláudia do Rosário Vaz II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Escola Politécnica e Escola de Química. III. Mestrado.



UFRJ

**DESCOMISSONAMENTO DE SISTEMAS DE PRODUÇÃO OFFSHORE DE
PETRÓLEO E GÁS – CRITÉRIOS AMBIENTAIS PARA AVALIAÇÃO DE
ALTERNATIVAS**

Juliana Ferreira de Freitas Madi

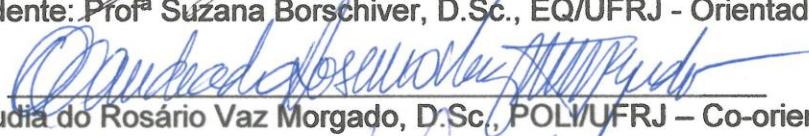
Orientadora: Prof^a Suzana Borschiver, D.Sc.

Co-orientadora: Prof^a Cláudia do Rosário Vaz Morgado, D.Sc.

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica & Escola de Química, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Ambiental.

Aprovada pela banca:


Presidente: Prof^a Suzana Borschiver, D.Sc., EQ/UFRJ - Orientadora


Prof^a Cláudia do Rosário Vaz Morgado, D.Sc., POLI/UFRJ – Co-orientadora


Prof. Eduardo Linhares Qualharini, D.Sc., POLI/UFRJ


Prof. Paulo Roberto Ferreira Carneiro, D.Sc., POLI/UFRJ


Alexandre Gomes Ferreira, D.Sc. Apice Projetos de Gestão

Rio de Janeiro
2018

AGRADECIMENTOS

À Deus, acima de tudo pela saúde e pela determinação que tive durante toda minha vida e por todas as metas e sonhos realizados.

À minha filha Clara, meu esposo Tiago, meus pais Magali e Lauro, minha avó Marly, minha irmã Mariana, por todo amor, amizade, paciência e apoio durante toda minha vida.

Às minhas orientadoras Suzana e Cláudia e aos amigos queridos do PEA. Obrigada por todo incentivo, aprendizado e acima de tudo pela amizade.

À Petrobras, pela minha liberação e incentivo à qualificação profissional. À minha Gerente Teresa e aos meus amigos da gerência de Licenciamento Ambiental pelo constante incentivo e pela paciência diária. À Gerência de Descomissionamento por todas as contribuições e esclarecimentos.

Aos membros da Banca Avaliadora por terem aceitado nosso convite e nos honrado com suas presenças.

Aos meus amigos e todas as pessoas que me apoiaram durante todo esse trajeto e não me deixaram desistir!

RESUMO

MADI, Juliana Ferreira de Freitas. **Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo e gás – Critérios ambientais para avaliação de alternativas**. Rio de Janeiro, 2018. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

A indústria brasileira de petróleo e gás *offshore* tem à sua frente um crescente número de empreendimentos em fase de desativação, com critérios de análise pouco definidos para a escolha da melhor alternativa de destinação final das partes que compõem um sistema de produção (poços, linhas, equipamentos submarinos e plataformas de produção). O presente trabalho tem como objetivo identificar critérios ambientais de forma a contribuir para uma análise integrada de alternativas para o descomissionamento de sistemas de produção de petróleo e gás *offshore*. Foi realizada uma análise prospectiva de artigos científicos, de acordo com a metodologia NEITEC, bem como o estudo de projetos de descomissionamento internacionais. Durante a realização da pesquisa, foi possível concluir que as metodologias e serviços de suporte à tomada de decisão desenvolvidas existentes no mundo são relativamente novas e sua aplicação em projetos de descomissionamento no Brasil necessitam de adequação ao cenário brasileiro por meio de um enfoque envolvendo métodos e critérios adequados. Por outro lado, pode-se considerar que a atual estrutura de regulamentação brasileira está dispersa e necessita de aperfeiçoamento, principalmente com relação a um aprofundamento sobre questões ambientais. Com relação aos critérios ambientais para compor uma análise multidisciplinar de alternativas, foi possível destacar, a partir do estudo realizado, o “uso de recursos”, o “volume de emissões” e o “consumo de energia”. Por fim, considerando as especificidades do cenário nacional, com destaque para a biodiversidade marinha, se faz necessário considerar a questão da interação dos sistemas de produção com áreas ambientalmente sensíveis nos locais de suas instalações e o impacto biológico pela disseminação de espécies exóticas invasoras a partir da movimentação de estruturas.

Palavras-chave: descomissionamento; petróleo e gás; offshore; meio ambiente;

ABSTRACT

MADI, Juliana Ferreira de Freitas. **Decommissioning of offshore oil and gas production systems - Environmental criteria for the evaluation of alternatives.** Rio de Janeiro, 2018. Thesis (Master's Degree) – Environmental Engineering Program, Polytechnic School and Chemistry School, Federal University of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

The Brazilian offshore oil and gas industry is facing an increasing number of projects in decommissioning phase, with poorly defined analysis criteria for the choice of the best alternative of final destination of the parts that make up a production system (wells, lines, subsea equipment and production platforms). The present work aims to identify environmental criteria in order to contribute to an integrated analysis of alternatives for the decommissioning of offshore oil and gas production systems. A prospective analysis of scientific articles was carried out, according to the NEITEC methodology, as well as the study of international decommissioning projects. During the research, it was possible to conclude that the existing decision-making methodologies and support services existing in the world are relatively new and their application in decommissioning projects in Brazil need to be adapted to the Brazilian scenario through an approach involving methods and criteria. On the other hand, it can be considered that the current Brazilian regulatory structure is dispersed and needs improvement, especially in relation to a deepening of environmental issues. With regard to the environmental criteria to compose a multidisciplinary analysis of alternatives, it was possible to highlight, from the study, "resource use", "emissions volume" and "energy consumption". Finally, considering the specificities of the national scenario, with emphasis on marine biodiversity, it is necessary to consider the issue of the interaction of production systems with environmentally sensitive areas in their facilities and the biological impact of the spread of invasive exotic species from the movement of structures.

Keywords: decommissioning; Oil and Gas; offshore; environment;

SUMÁRIO

1. Introdução.....	15
1.1. Justificativa	17
1.2. Objetivos	19
1.3. Organização do Trabalho.....	19
2. Contextualização	21
2.1. Breve histórico da Produção de Petróleo e Gás <i>Offshore</i> no Brasil	21
2.2. Panorama Atual	26
2.2.1. No Mundo	26
2.2.2. No Brasil.....	29
2.3. Tipos de Instalações	32
2.3.1. Unidades Estacionárias de Produção	32
2.3.2. <i>Topsides</i>	39
2.3.3. Sistemas Submarinos	39
2.3.4. Oleodutos, Gasodutos e linhas de fluxo (<i>flowlines</i>).....	42
2.3.5. Poços.....	43
2.4. Etapas de um Projeto de Desenvolvimento da Produção	44
3. A Atividade de Descomissionamento.....	47
3.1. Descomissionamento de plataformas fixas (jaquetas).....	50
3.2. Descomissionamento de sistemas submarinos.....	55
3.3. Descomissionamento de poços submarinos.....	55
3.4. Marco Regulatório do Brasil.....	57
3.4.1. Regulação Ambiental.....	57
3.4.2. Regulação da ANP	63
3.4.3. Regulação da Marinha.....	68
4. Legislação Internacional.....	70
4.1. Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental de 1958 ou Convenção de Genebra de 1958 – UNCLOS I (The Continental Shelf Convention and the High Seas Continental)	70
4.2. Convenção de Londres de 1972 (London Dumping Convention 1972).....	71
4.3. International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL, 1973/78)	72
4.4. Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (United Nations Convention on the Law of the Sea – UNCLOS III, 1982).....	73

4.5. Diretrizes e Normas da Organização Marítima Internacional (IMO) para a remoção de estruturas e instalações offshore na plataforma continental (1989)	73
4.6. Convenção Oslo-Paris (OSPAR) 1992	74
4.7. Decisão OSPAR 98/3	75
5. Análise Prospectiva.....	77
5.1. Etapa 1: Identificação do Problema.....	79
5.2. Etapa 2: Escolha da base de dados.....	79
5.3. Etapa 3: Identificação das palavras-chaves.....	80
5.4. Etapa 4: Análise de Artigos Científicos	81
6. Análise de Alternativas para Descomissionamento	97
6.1. Critérios Ambientais para tomada de decisão – Plataformas Fixas:.....	104
6.2. Cenário Brasileiro:	110
7. Conclusões e Considerações Finais:	113

Lista de Tabelas

Tabela 1 Produção de Petróleo e Gás Natural, por Operador - 2016	25
Tabela 2 Atividades de descomissionamento previstas em todo o Mar do Norte até 2025.	27
Tabela 3 Parâmetros de busca da prospecção tecnológica	81
Tabela 4 Conferências e Seminários	84
Tabela 5 Jornais e Revistas	85
Tabela 6 Principais critérios e subcritérios para uso em avaliações comparativas.	98
Tabela 7 Resumo dos campos da área de Thames e da infra-estrutura a ser descomissionada.....	100
Tabela 8 Resumo da avaliação de alternativas, considerando os critérios de Segurança e Meio Ambiente (L = probabilidade; I = impacto; R = risco).....	103
Tabela 9 Critérios para classificação dos impactos	Erro! Indicador não definido.
Tabela 10 Critérios para classificação da probabilidade	Erro! Indicador não definido.
Tabela 11 Matriz de Risco - Impacto x Probabilidade	Erro! Indicador não definido.
Tabela 12 Critérios Ambientais para tomada de decisão - Plataformas Fixas .	109

Lista de Figuras

Figura 1 Distribuição das plataformas offshore ao redor do mundo	26
Figura 2 Instalações e desativações de plataformas no Golfo do México	28
Figura 3 Quantidade de plataformas de produção por Bacia no Brasil por tempo de operação.....	30
Figura 4 Distribuição das plataformas em operação por tipo.....	31
Figura 5 Plataforma fixa de Mexilhão operando na Bacia de Santos	34
Figura 6 Plataforma Auto-Elevatória P-5 operando no litoral do Rio Grande do Norte ..	35
Figura 7 FPSO Cidade de Paraty operando no Campo de Lula, Bacia de Santos	36
Figura 8 Plataforma SS P-55 operando no Campo de Roncador, Bacia de Campos	36
Figura 9 Plataforma P-61 em operação no Campo de Papa-Terra, Bacia de Campos..	37
Figura 10 Esquema Plataforma SPAR	38
Figura 11 Manifold de produção	41
Figura 12 Árvore de Natal Molhada (ANM)	42
Figura 13 Duto flexível.....	42
Figura 14 Fluxo adotado pela PETROBRAS em projetos de descomissionamento de sistemas de produção offshore	45
Figura 15 Remoção completa de uma jaqueta.....	51
Figura 16 Remoção parcial de uma jaqueta.....	52
Figura 17 Tombamento no local	53
Figura 18 Opções de descomissionamento para Topsides.....	55
Figura 19 Representação esquemática da metodologia de prospecção tecnológica. ...	79
Figura 20 Distribuição temporal dos artigos publicados	82
Figura 21 Distribuição por país de origem da publicação	82
Figura 22 Distribuição por tipo de publicação	83
Figura 23 Tipo de autor.....	86
Figura 24 Análise Meso dos Artigos Científicos – Taxonomia.....	88

Glossário

AC	Avaliação Comparativa
ACV	Análise de Ciclo de Vida
AIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APR	Análise Preliminar de Riscos
AUV	Autonomous underwater vehicle
BEIS	Department for Business, Energy and Industrial Strategy
BEP	Barris Equivalentes de Petróleo
CGMAC	Coordenação Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros
CGPEG	Coordenação Geral de Petróleo e Gás
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DECC	Department of Energy and Climate Change
DILIC	Diretoria de Licenciamento Ambiental
DP	Desenvolvimento da Produção
E&P	Exploração e Produção
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
FCA	Ficha de Caracterização da Atividade
FEL	Front-end loading

FPSO	Floating Production Storage And Offloading
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IMO	International Maritime Organization
IN	Instrução Normativa
IPA	Independent Project Analysis
ISA	Índice de Sensibilidade Ambiental
LDA	Lâmina d'água
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
MMA	Ministério do Meio Ambiente
NORM	Materiais Radioativos de Ocorrência Natural
NT	Nota Técnica
ONIP	Organização Nacional da Indústria de Petróleo
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OSPAR	Convenção Olso-Paris
P&A	Plugging and Abandonment
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PD	Projeto de Desativação
PDI	Projeto de Desativação da Instalação
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental

ROV	Remotely Operated Vehicle
SGIP	Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços
SGSS	Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos
SISNAMA	Sistema Nacional do Meio Ambiente
SPA	Sistema de Produção Antecipada
SPE	Society of Petroleum Engineers
SS	Semissubmersível
TAC	Termo de Ajustamento de Conduta
TENORM	Materiais Radioativos de Ocorrência Natural Tecnicamente Aprimorados
TFA	Technology Future Analysis
TLD	Teste de Longa Duração
TLD	Tension Leg Platform
TR	Termo de Referência
UC	Unidade de Conservação
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UKOOA	United Kingdom Offshore Operators Association

1. Introdução

No Brasil, a produção de petróleo e de gás natural ocorre em 8.234 poços de produção, sendo que 751 são marítimos e 7.483 terrestres. Apesar disso, em volume de produção, os campos marítimos produziram, em julho de 2017, 95,2% do petróleo e 77,6% do gás natural. A Petrobras é a maior operadora produtora com capacidade de produção de petróleo e gás de 3.121.197 boe/d ou 93,3%. (ANP, 2017a)

Atualmente, existem 160 instalações de produção *offshore* no país com um sistema submarino composto por aproximadamente 10.000 quilômetros de linhas de produção, com cerca de um terço destas linhas instaladas há mais de um quarto de século. Além disso, 27 sondas de perfuração marítima e 20 novas unidades de produção programadas para entrar em operação até 2022. (ANP, 2017a; PETRUS, 2017) Estas estruturas são projetadas e construídas para se adaptarem em um campo designado para a produção de petróleo e/ou gás por, ao menos, 20 a 30 anos. Assim, as unidades marítimas de produção, ao chegarem ao final de sua vida útil, necessitam passar pelo processo de descomissionamento. Cabe salientar que atividades de testes de produção, como os TLDs (Testes de Longa Duração), também geram um volume considerável de estruturas a serem descomissionadas, apesar do curto tempo de operação.

O termo descomissionamento em questão refere-se ao procedimento de encerrar a atividade de produção no final da vida produtiva de um campo petrolífero ou ao fim da concessão do campo. É, essencialmente, multidisciplinar, pois, requer um método detalhado e ponderado com atuação envolvendo as diversas áreas da engenharia (reservatório, estruturas, ambiental, financeira e segurança do trabalho), a política e o bem-estar social. (RUIVO, 2001)

Em um estudo recente, a Oil & Gas UK (2016) projeta que, entre 2016 e 2025, serão descomissionados, no Reino Unido e na Noruega, 186 projetos, o que consiste no abandono de 1.832 poços, remoção de 109 plataformas, deslocamento de 652 mil toneladas de equipamentos *topside*, remoção de 316

mil toneladas de estruturas submarinas, descomissionamento de 64 mil toneladas de equipamentos submarinos e desmobilização de 7,5 mil quilômetros (km) de dutos. Todo esse processo irá gerar um total de 1 milhão de toneladas de material transportados para a costa.

Desde o início da instalação, as estruturas que ficam submersas tornam-se parte integrante do ecossistema submarino, de tal forma que, em determinados ambientes, se tornam pontos de atração e proteção para as mais variadas espécies. (SILVA E MAINIER, 2008)

Um grande número de plataformas que, hoje, operam, estão próximas do final de suas vidas produtivas. A cada ano, a indústria do petróleo offshore mundial tem desativado em média 120 projetos, o que indica uma intensa atividade de descomissionamento nos próximos anos. (SILVA E MAINIER, 2008)

De acordo com LUCZYNSKI (2002), o descomissionamento de um sistema de produção de petróleo pode ocorrer em função de diversos fatores, tais como:

- A esgotabilidade ou erros ocorridos no dimensionamento das reservas de petróleo e gás;
- A plataforma não possui padrão técnico para operar nos padrões ambientais da atualidade;
- A transformação ou as mudanças técnicas para continuidade da produção tornam-se antieconômicas;
- As mudanças nas diretrizes energéticas;
- A rigidez das políticas ambientais;
- A produção não é mais econômica.

SILVA e MAINIER (2008) afirmam que a primeira razão lógica para o descomissionamento é a conclusão de que a rentabilidade da atividade já não compensa a continuidade da produção e, com isso, levando ao encerramento da operação da plataforma. Desta forma, o preço do barril acaba sendo o fator determinante que condiciona as atividades de exploração, produção ou de encerramento da atividade.

Com relação às instalações *offshore* que compõem um sistema de produção e que estão sujeitas ao descomissionamento, é possível dividir em três grupos ou etapas: os poços produtores e injetores, as plataformas (fixas ou flutuantes) e os sistemas submarinos (oleodutos, gasodutos, linhas de fluxo, *manifolds*, etc.).

Atualmente, há cinco opções de execução do processo para as estruturas no ambiente marinho: (a) remoção completa com disposição em terra; (b) remoção completa com disposição no fundo do oceano; (c) remoção parcial; (d) tombamento no local; (e) deixar a estrutura no local para utilização alternativa (RUIVO, 2001). Para cada uma dessas opções há um grau de impacto maior ou menor, mudando de região para região, de acordo com as variáveis ambientais de biodiversidade local, econômicas, sociais e políticas, desconsiderando-se aqui os aspectos legais, os quais serão os condicionadores determinantes sobre a destinação final adequada.

Apesar de existirem diversas opções para o descomissionamento, cada uma com diferentes potenciais de geração de impactos ambientais, no país não existem critérios estabelecidos para avaliação comparativa entre as alternativas. O marco regulatório sobre o processo não está muito claro, sendo necessário conjugar uma série de normas federais (Resolução ANP nº 46/16 e Resolução ANP nº 27/06, por exemplo) que deixam de considerar com profundidade os aspectos ambientais. (ANP, 2006, 2016) Por outro lado, há de se considerar que a desativação faz parte do ciclo de vida do empreendimento licenciado e, de acordo com a Resolução CONAMA nº 237/97, cabe ao órgão ambiental estabelecer os critérios de exigibilidade.

1.1. Justificativa

O processo de descomissionamento trata de uma temática inovadora, principalmente nos campos marítimos de produção de petróleo e gás brasileiros, pois só a partir do início da década de 2010 a indústria nacional iniciou o tratamento do final da vida produtiva de alguns campos e/ou fim da vida-útil de suas plataformas nos campos exploratórios e produtivos de petróleo e gás, e isso com a dificuldade aumentada devido à profundidade da região onde estão instalados os sistemas. (SANTOS, 2011 *apud* MARTINS, 2015)

Além disso, existem vários pontos a serem considerados como desafios do processo de descomissionamento de sistemas de produção *offshore* de petróleo e gás, como:

- Identificação e avaliação dos impactos ambientais decorrentes da retirada e disposição em terra ou abandono no local de estruturas presentes no leito marinho (dutos, equipamentos e sucatas fora de operação);
- Destino de sucatas e inservíveis do processo de desativação da plataforma – remoção e destinação final em terra;
- Questões inerentes a Receita Federal, mais especificamente ligadas ao regime especial de tributação REPETRO¹;
- Destino de resíduos/rejeitos especiais, como o NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials* - Material Radioativo de Ocorrência Natural);
- Presença de espécies exóticas consideradas invasoras (coral-sol, por exemplo) na estrutura das plataformas e em dutos e eventuais estratégias de manejo;
- Recuperação ambiental após a desmobilização do sistema;
- Responsabilidades com o ambiente após a devolução do campo (do empreendedor ou da União) quando da existência de passivos ambientais, inclusive quanto a necessidade de realizar monitoramento ambiental;
- Impactos envolvidos à cadeia logística, de suprimentos e de serviços;
- Ausência de normatização específica, como por exemplo uma política de conteúdo local para projetos de descomissionamento;

Assim, a etapa de descomissionamento de sistemas *offshore* de produção de petróleo e gás necessita de atenção, pois há na indústria nacional um crescente número de empreendimentos em fase de descomissionamento, com critérios de análise pouco definidos para a escolha da melhor alternativa de destinação final das partes que compõem um sistema de produção.

¹O Repetro é um regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens que se destina às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural. (Decreto nº 6.759 de 2009)

1.2. Objetivos

❖ Geral

Este trabalho tem como objetivo identificar critérios ambientais de forma a contribuir para uma análise integrada de alternativas para o descomissionamento de sistemas de produção de petróleo e gás *offshore*.

❖ Específico

- Apresentar um panorama do cenário nacional de produção que será futuramente descomissionado;
- Realizar revisão bibliográfica de conceitos, legislações aplicadas ao processo e boas práticas internacionais;
- Análise prospectiva da relação do processo de descomissionamento com os impactos ambientais relacionados a esta atividade, a partir de metodologia de prospecção tecnológica seguindo as etapas definidas pelo Núcleo de Estudos Industriais e Tecnológicos – NEITEC da Escola de Química da UFRJ, utilizando informações oriundas de artigos científicos.

1.3. Organização do Trabalho

O presente trabalho é desenvolvido em sete capítulos, onde este primeiro capítulo apresenta os aspectos introdutórios gerais sobre os assuntos abordados, citando as justificativas, os objetivos pretendidos e organização.

No segundo capítulo de contextualização, é apresentado um histórico da produção de petróleo e gás no Brasil com destaque para a atividade *offshore*, o panorama atual da indústria quanto à atividade de descomissionamento de sistemas produtivos, os tipos de instalações (por exemplo: plataformas, dutos e poços), bem como as etapas de um Projeto de Desenvolvimento da Produção (DP) do E&P, dando destaque para o planejamento da última fase: de descomissionamento. No terceiro capítulo é abordado o processo de descomissionamento em si com as alternativas existentes e o marco regulatório no Brasil. O quarto contempla os principais pontos da legislação internacional. No quinto capítulo é apresentada a metodologia de Análise Prospectiva, bem como a aplicação da mesma, com os dados obtidos e as análises Macro, Meso e Micro, de acordo com a metodologia NEITEC. No sexto é apresentado o

conceito de análise de alternativas para o descomissionamento, os critérios para tomada de decisão identificados, incluindo uma avaliação quanto ao cenário brasileiro. Por fim, no sétimo são apresentadas as conclusões e considerações finais.

2. Contextualização

2.1. Breve histórico da Produção de Petróleo e Gás *Offshore* no Brasil

No final de 1950, havia o conhecimento de que o país possuía reservas de petróleo em profundidade marítima, ainda sem uma definição precisa dos locais. Em 1968 deu-se início a exploração de petróleo *offshore* no Brasil, no Campo de Guaricema, na Bacia de Sergipe, por meio de uma plataforma fixa. Apesar da descoberta de novos campos, a atividade *offshore* tinha pouca relevância, visto que a importação do petróleo apresentava melhor custo-benefício. (NETO e SHIMA, 2008)

O grande fato dos anos 70, quando os campos de petróleo do Recôncavo Baiano entravam na maturidade, foi a descoberta da província petrolífera da Bacia de Campos (RJ), através do campo de Garoupa. Nessa mesma década, outro fato importante foi a descoberta na plataforma continental do Rio Grande do Norte através do campo de Ubarana. (THOMAS, 2004)

A partir de 1973, com a primeira crise de petróleo em decorrência de embargos dos países produtores da OPEP ao Ocidente, e o consequente aumento no preço, a Petrobras iniciou seus gastos em P&D mais direcionados para atividades de exploração e produção em comparação com a atividade de refino. Os esforços resultaram em três projetos distintos de plataformas fixas com diferentes tamanhos e quantidade de equipamentos. A "crise do petróleo" trouxe algumas consequências que marcaram o Brasil, como a busca por fontes de energia alternativas: operação das grandes hidrelétricas, o início do Programa Nuclear Brasileiro e o Programa Nacional do Álcool (Proálcool). (SINDIPETRO, 2006 *apud* NETO e SHIMA, 2008)

Como solução para os elevados custos da produção no Brasil, e viabilizar a exploração de campos distantes e profundos, foi instituído o uso de tecnologias como o Sistema de Produção Antecipada (SPA), implantado no Mar do Norte em 1975. O SPA consiste na utilização de embarcações ou plataformas flutuantes de perfuração, em caráter temporário, no intuito de conhecer melhor o

reservatório e antecipar a receita através da produção com a perfuração e exploração de um poço piloto. Dessa forma, a receita antecipada fomentava parte das atividades, ao passo que a coleta de informação indicava a viabilidade econômica da exploração do campo, reduzindo o risco de explorar um campo sem condições comerciais de prospecção. Assim, pode-se caracterizar o SPA como antecipação de produção por meio de sistemas pilotos e o desenvolvimento do campo em etapas. (NETO e SHIMA, 2008) Neste momento se instalavam as primeiras estruturas a serem descomissionadas.

Dessa forma, no início dos anos 80 a produção em bacias marítimas ultrapassou a produção *onshore*. Entretanto, o aumento na produção foi viabilizado principalmente pelas consecutivas descobertas em poços de petróleo em águas rasas — portanto, ainda explorados por plataformas de estrutura fixa—, próximas à costa fluminense (FURTADO, 1996 *apud* NETO e SHIMA, 2008).

Com a descoberta dos campos gigantes de Albacora (1984), Marlim (1985) e Albacora Leste (1986), com mais de 1,5 bilhão de barris equivalentes de petróleo (BEP) e todos com mais de 400 metros de profundidade, viabilizou-se o início da busca de uma nova trajetória de exploração de petróleo *offshore* em águas profundas. Em outros termos, o evento das descobertas viabilizou a quebra da trajetória sustentada apenas na abertura de tecnologias importadas (estruturas fixas) e oportunizou o desenvolvimento em bases locais de uma nova trajetória tecnológica. Dada a importância desses novos campos, torna-se rentável sair do desempacotamento e adaptação tecnológica para um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) em bases tecnológicas totalmente novas, qual seja, tecnologias apropriadas para exploração em águas profundas.

A discussão sobre o monopólio do petróleo foi retomada em 1988 quando da elaboração da atual Constituição brasileira. Nesse momento, ele foi mantido e também a permanência da nacionalização do subsolo, de empresas estatais e a proibição de celebração de novos contratos de risco. (BRASIL, 1988)

Um fator externo que forçou definitivamente a produção nacional alterar sua conduta em prol da endogenização das inovações foi o contracheque da Arábia

Saudita em 1986. O contrachoque fez reduzir os preços do barril do petróleo, exigindo uma imediata redução de custos de produção junto à necessidade de aumento da produção interna; do contrário, a opção pela importação poderia desestimular a produção *offshore* local se os custos de produção não fossem reduzidos. (NETO e SHIMA, 2008)

Algumas iniciativas foram tomadas, dentre elas, a Petrobras, através de seu centro de pesquisas (CENPES), criou um programa de capacitação em tecnologia *offshore*, o Procap. Por meio desse programa, o CENPES se tornou responsável pela organização e orientação de um processo profundo de P&D que vem permitindo o domínio, a geração e a adaptação do conhecimento do segmento *offshore* de águas profundas. Isso representou uma nova fase no aprendizado para a indústria de petróleo nacional, uma vez que este deixou de ser o simples aprendizado operacional, relativo ao desempacotamento e operacionalização da tecnologia importada, para ser um aprendizado voltado para a endogenização das inovações. (NETO e SHIMA, 2008)

Na década de 90, várias outras grandes descobertas foram contabilizadas, como os campos de Roncador e Barracuda na Bacia de Campos (RJ). A produção de petróleo no Brasil cresceu de 750 m³/dia na época da criação da Petrobras para mais de 182.000 m³/dia no final dos anos 90, graças aos contínuos avanços tecnológicos de perfuração e produção na plataforma continental. (THOMAS, 2004)

Em 1991, o presidente Fernando Collor iniciou a abertura do mercado nacional às importações e retomou o processo de quebra do monopólio da Petrobras e, em 1995, chegou ao poder o presidente Fernando Henrique Cardoso. A discussão sobre o monopólio do petróleo foi então retomada com a ênfase do alinhamento nacional ao contexto liberal internacional e, assim, o monopólio da indústria do petróleo foi extinto por meio da Emenda Constitucional nº 9 de 9 de novembro de 1995 (autoriza a União a contratar empresas estatais ou privadas para exercer atividade no setor do petróleo) e da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (revoga a Lei 2.004, que instituiu o monopólio).

Desta forma, mesmo que o desenvolvimento da indústria de petróleo no Brasil tenha se iniciado tardiamente e de forma “amadora”, conforme demonstrou-se acima, a partir da germinação de um arcabouço regulatório, profundas alterações ocorreram no cenário nacional, com a chegada de novos atores, internos e do exterior. Passou-se por uma fase de transição e de estabelecimento de nova legislação específica para o setor. Para tanto, foram criados, através da Lei nº 9.478/1997, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) destinado à formulação de políticas e diretrizes energéticas e a Agência Nacional de Petróleo (ANP) como órgão regulador das atividades que integram as indústrias de petróleo e gás natural no Brasil. (BRASIL, 1997b)

Paralelamente, foi criada a Organização Nacional da Indústria de Petróleo (ONIP), em junho de 1999, representando os interesses da cadeia de fornecedores nacionais, visando aumentar a competitividade da indústria brasileira para participar do fornecimento de bens e serviços e gerar emprego e renda no setor de petróleo e gás.

A partir de 12 de janeiro de 2002, ocorreu liberação total de importação de derivados e, assim, qualquer distribuidora pode adquirir esses produtos no exterior. Porém a distância do país em relação aos grandes centros de refino faz com que o frete seja alto e dificulte a importação por pequenas empresas; assim, embora tenha aumentado, não foi significativa até 2010.

Segundo o Anuário Estatístico da ANP (2017), em 2016, a produção nacional de petróleo foi de 918,7 milhões barris, e a de gás natural, 37,890 milhões m³; a Petrobras foi responsável por, respectivamente, 93,85% e 93,94% do total. A Tabela 01 a seguir apresenta a distribuição da produção por empresa operadora:

Tabela 1 Produção de Petróleo e Gás Natural, por Operador - 2016

Operador	Petróleo (barris)	Produção de gás natural (mil m³)
Total	918.731.017,2	37.890.450,3
Petrobras	862.285.843,9	35.592.654,1
Statoil Brasil O&G	22.869.939,9	32.050,5
Shell Brasil	18.484.289,1	203.081,8
Chevron Frade	8.210.312,8	93.732,2
Petro Rio	2.972.781,4	8.741,2
OGX	2.190.136,1	6.216,3
SHB	646.973,7	3.425,1
GranTierra	309.328,6	6.522,1
Petrosynergy	198.730,1	6.581,2
Partex Brasil	155.315,4	222,2
Nova PetróleoRec	138.383,4	905,9
UP Petróleo	77.993,6	1.572,0
Petrogal Brasil	55.783,7	1.031,2
Recôncavo E&P	36.141,3	380,2
UTC EP	29.996,4	3.499,2
Santana	19.747,4	588,1
Alvopetro	15.068,2	169,6
Parnaíba Gás Natural	13.845,1	1.926.290,1
IPI	5.853,8	190,2
Vipetro	5.563,1	13,3
EPG Brasil	4.167,5	87,0
Central Resources	1.652,6	1,4
Egesa	1.637,0	2,6
Leros	740,5	1,2
Severo Villares	545,1	1,5
Panergy	129,2	2.489,7
Guto &Cacal	118,3	0,4

Fonte: Anuário Estatístico ANP (2017)

A partir da Tabela 1, pode-se observar que a Petrobras foi responsável por, respectivamente, 93,85% e 93,94% do total da produção de petróleo e gás natural no país para o ano de 2016.

2.2. Panorama Atual

2.2.1. No Mundo

As estruturas *offshore* evoluíram de simples torres de perfuração fabricadas em madeira instaladas próximas à costa, para robustas instalações, pesando milhares de toneladas, fabricadas em aço-carbono e outras ligas, instaladas a vários quilômetros adentro do oceano. Além disso, a infraestrutura de produção é composta de milhares de quilômetros de oleodutos e gasodutos de coleta e escoamento da produção que, através de uma complexa rede de transmissão, transfere óleo e gás entre os poços e os sistemas de produção offshore e destes para os pontos de recepção em terra. (SILVA E MAINIER, 2008)

Um grande número de plataformas em operação está próximo do final de sua vida produtiva. (FERREIRA, 2003) A Figura 1 apresenta a distribuição das plataformas marítimas ao redor do mundo. O Golfo do México se destaca com o maior número de unidades de produção.

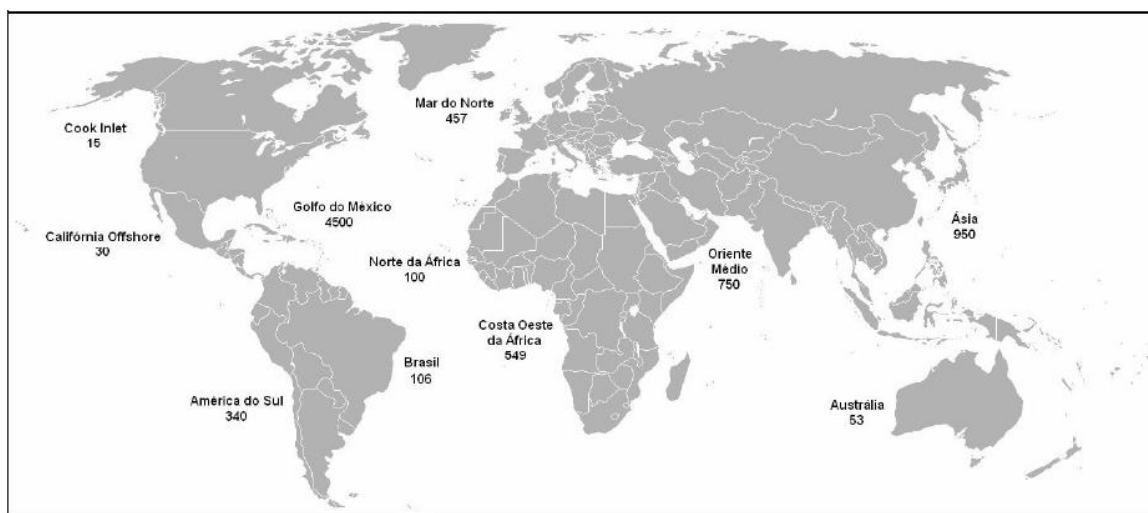


Figura 1 Distribuição das plataformas offshore ao redor do mundo
Fonte: FERREIRA, 2003.

De acordo com o relatório Decommissioning Insight elaborado pela Oil & Gas UK 2017, a plataforma continental do Reino Unido (UKCS) é o maior mercado de descomissionamento no Mar do Norte. Estima-se que, nos próximos cinco anos, o perfil de custos anuais deverá manter-se consistente entre £ 1.7- £ 2 bilhões por ano e que o descomissionamento representará cerca de 11% do

total dos custos na bacia este ano, em comparação com 2% em 2010. Para o longo prazo, estão previstos £ 20 bilhões de custos com o descomissionamento de instalações na UKCS entre 2017 e 2025. A Tabela 02 a seguir apresenta as atividades de descomissionamento previstas em todo o Mar do Norte até 2025.

Tabela 2 Atividades de descomissionamento previstas em todo o Mar do Norte até 2025.

Fonte: OIL & GAS UK, 2017.

	Plataforma Continental do Reino Unido	Plataforma Continental da Noruega	Plataforma Continental da Dinamarca	Plataforma Continental da Holanda	T o t a l
Nº de campos com previsão de atividade de descomissionamento	214	23	6	106	349
Nº de poços para tamponamento e abandono	1.624	300	113	410	2.447
Nº de plataformas a serem removidas	98	14	17	77	206
Estruturas de <i>topside</i> a serem removidas (em t)	541.328 t	123.205 t	75.602 t	119.665 t	859.800 t
Subestruturas a serem removidas (em t)	249.658 t	115.176 t	58.602 t	84.502 t	507.938 t
Estruturas submarinas a serem removidas (em t)	49.373 t	2.555 t	590 t	1.385 t	53.903 t
Linhas a serem descomissionadas (em km)	5.514 km	222 km	217 km	1.827 km	7.780 km

A partir da Tabela 2, é possível destacar o volume de 1.421.641 toneladas em estruturas (*topsides*, subestruturas e estruturas submarinas) previstas de serem removidas em todo o Mar do Norte até 2025. Além disso, para este período, estão previstas de serem descomissionadas um total de 206 plataformas.

Por outro lado, com relação ao Golfo do México, a região detém mais de 4.000 plataformas e uma média de 140 estruturas vem sendo removidas por ano com outros 424 poços abandonados. Um volume superior aos observados na região do Mar do Norte. A Figura 02 a seguir apresenta o histórico de

instalações e desativações de plataformas no Golfo do México, no período de 1990 a 2009. (BOSCHEE, 2012)

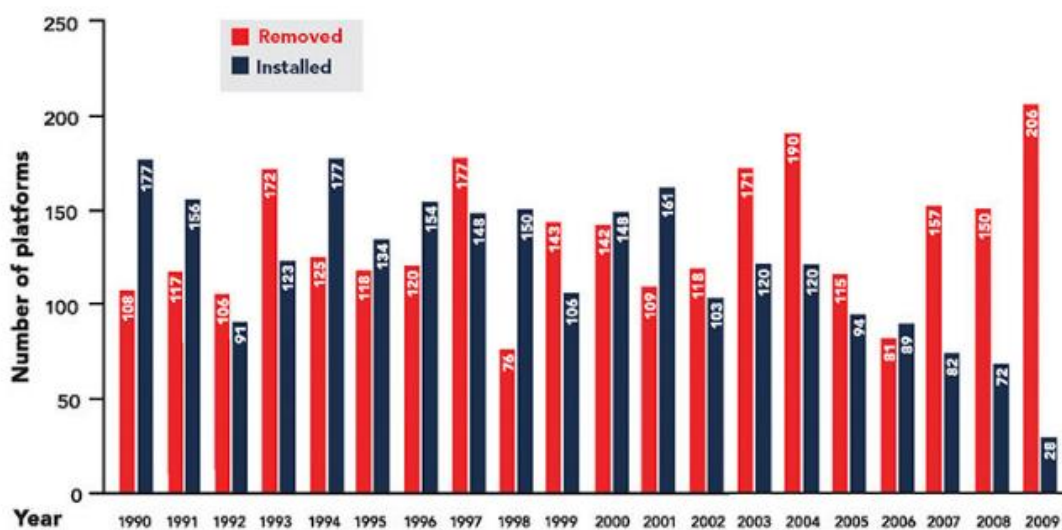


Figura 2 Instalações e desativações de plataformas no Golfo do México
Fonte: BOSCHEE, 2012.

Como iniciativa para fomentar o estudo do processo de descomissionamento, alguns grupos ao redor do mundo foram criados envolvendo representantes da indústria de óleo e gás, governos, academia, com objetivo comum de estimular o desenvolvimento de novas tecnologias, criar um modo de cooperação mútua e identificar áreas de sinergia entre os operadores.

Em 2010, no Mar do Norte, por exemplo, foi criada a organização *Decom North Sea*. Trata-se de uma organização sem fins lucrativos, composta por mais de 350 membros provenientes de operadores, grandes empreiteiros, especialistas e desenvolvedores de novas tecnologias. Possui como missão a transferência de conhecimento e facilitar atividades colaborativas para o desenvolvimento de novas tecnologias. De acordo com a *Decom North Sea* (Oil & Gas UK Decommissioning Insight Report, 2016), está previsto para a próxima década o gasto com descomissionamento de plataformas na região o valor de 17,6 bilhões de Libras.

Experiências observadas no exterior, como no caso do descomissionamento de Brent, evidenciam que os projetos de descomissionamento iniciam, em

média, 10 anos antes da previsão de finalização da produção do empreendimento. (SHELL, 2017) Esse prazo é superior a maioria dos projetos de Desenvolvimento da Produção (DP) praticados no Brasil, que em média levam 7 anos para serem implantados.

O BEIS (Department for Business, Energy & Industrial Strategy - UK) emitiu um guia (Guidance Notes - Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines), em maio de 2018, com diretrizes / orientações para o descomissionamento de instalações *offshore* localizadas no Mar do Norte (área do Reino Unido). Esse documento aponta que, para projetos de descomissionamento nos quais há previsão de abandono *in situ* de estruturas, as discussões do operador com o órgão regulador devem se iniciar com pelo menos 5 anos de antecedência da parada de produção. Para iniciar essas discussões, é necessário que o operador já tenha realizado estudos / análises preliminares, indicando que o planejamento do descomissionamento deve começar vários anos antes da data prevista para parada de produção. (BEIS, 2018)

2.2.2. No Brasil

Atualmente no Brasil, conforme já descrito, a produção de petróleo e de gás natural ocorre em 8.603 poços de produção, sendo que 748 são marítimos e 7.855 terrestres. Apesar disso, em volume de produção, os campos marítimos produziram, em novembro de 2016, 94,5% do petróleo e 76,9% do gás natural. O país possui 160 instalações de produção offshore em operação, além de 27 sondas de perfuração marítima e 20 novas unidades de produção programadas para entrar em operação até 2022. (ANP, 2017)

Os dados disponibilizados pela ANP em seu Anuário Estatístico 2017 – Seção 2, mostram uma queda de 7,1% nas reservas totais e o crescimento de 3,2% produção quando comparamos 2015 a 2016. Porém, historicamente, o Brasil não possui a cultura de planejar os projetos de descomissionamento, além disso, as regulamentações específicas para atender a complexidade desses projetos são deficitárias.

Portanto, para o Brasil, pode-se dizer que somente nos últimos cinco anos a indústria e Governo voltaram a atenção para tratar com mais detalhamento e aprofundamento que o tema merece, os gargalos conhecidos e incertezas e criar uma metodologia reconhecida para a viabilidade técnico-econômica, ambiental e legal.

Cabe destacar que o Brasil se diferencia nas atividades de descomissionamento e desativação em relação ao Mar do Norte, por exemplo. O fato de uma grande parcela de suas plataformas serem do tipo flutuantes facilita o descomissionamento em termos tecnológicos e financeiros, devido a menor complexidade na remoção das plataformas. Por outro lado, em relação ao sistema submarino, é utilizada no país uma quantidade superior de dutos e equipamentos submarinos e, conseqüentemente, os projetos de descomissionamento se tornam mais complexos.

A atividade de produção de petróleo e gás no Brasil é composta por um conjunto de plataformas nas quais 54% possuem mais de 25 anos de operação, ou seja, mais da metade destas estão próximo ou no final de sua vida útil. A Figura 03 a seguir exibe a quantidade de plataformas de produção por bacia no Brasil, considerando o seu tempo de operação.

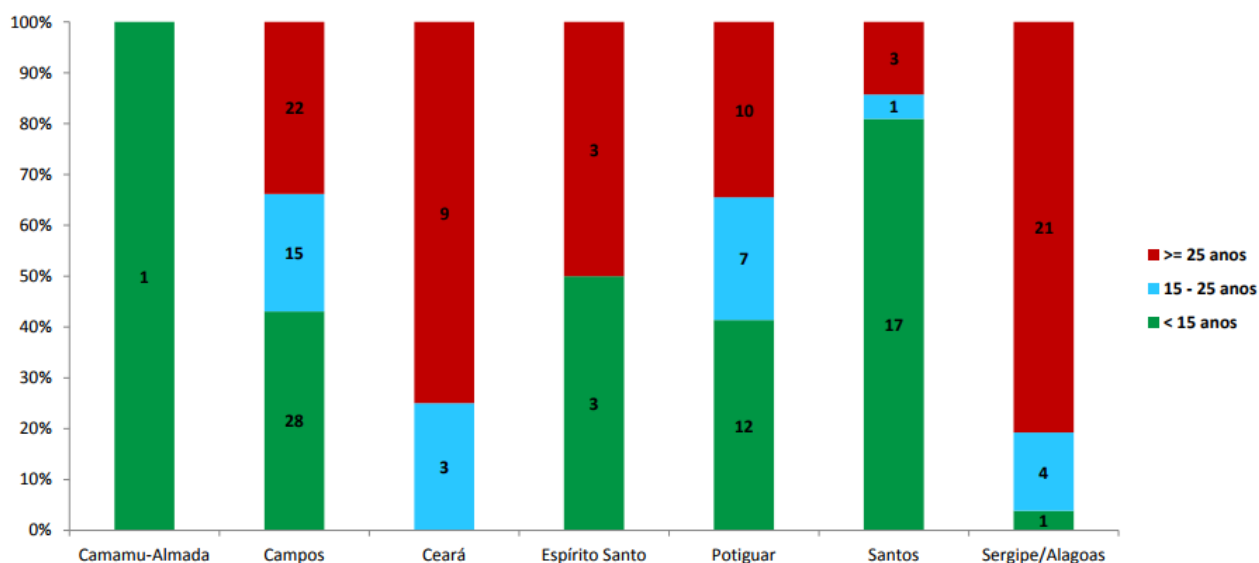


Figura 3 Quantidade de plataformas de produção por Bacia no Brasil por tempo de operação.
Fonte: ANP, 2017.

Pode-se observar que o conjunto de plataformas com mais de 25 anos de operação se concentra no Nordeste (Bacias do Ceará, Potiguar e Sergipe Alagoas) e na Bacia de Campos. A Figura 04 a seguir mostra a distribuição de plataformas em operação por tipo.

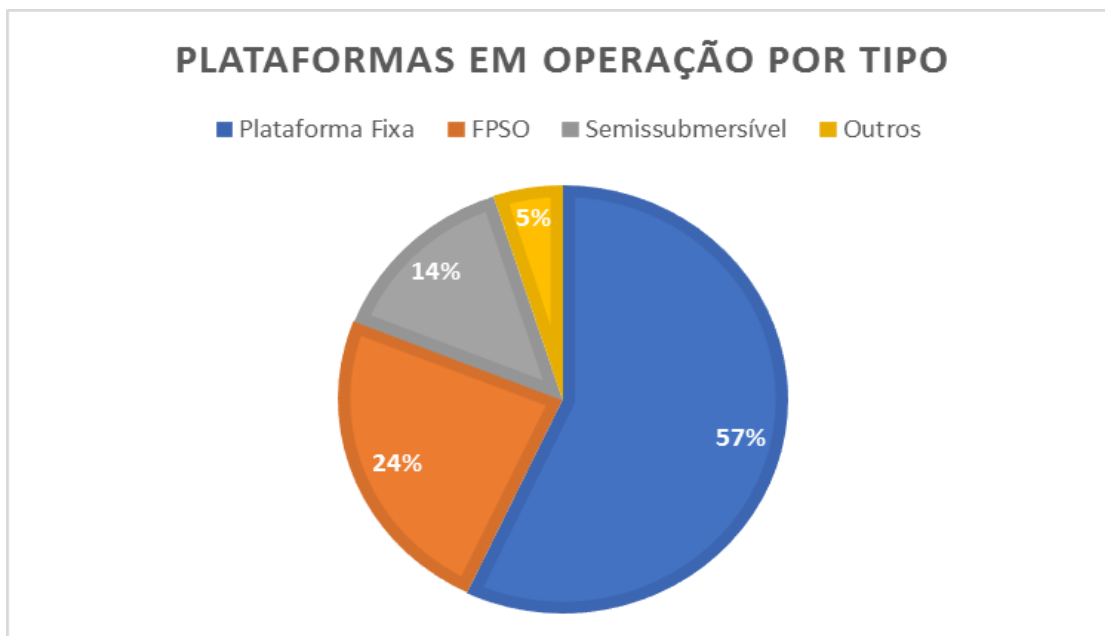


Figura 4 Distribuição das plataformas em operação por tipo
Fonte: ANP, 2017.

Do total das plataformas brasileiras em operação, 57% são unidades fixas, 24% são FPSOs, 14% são semissubmersíveis e 5% de outros tipos. Ademais, aproximadamente 17% das plataformas encontra-se em águas profundas (acima de 400 metros) e 25% encontra-se em lâmina d'água maior que mil metros. A exploração offshore no Brasil emprega sistemas submarinos maiores e mais complexos se comparado a diversas áreas no mundo. A maioria dos campos em águas profundas utiliza completação molhada, com emprego mais intensivo de equipamentos *subsea*. Os campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, no país, tem uma grande quantidade de dutos que compõem o sistema de coleta e escoamento da produção, que podem atingir centenas de quilômetros em alguns projetos. (IBP, 2017)

Pode-se prever que a maior parte das instalações marítimas fixas serão desativadas em torno dos próximos quinze anos. Todavia, a evolução do preço do óleo poderá tornar atrativos os projetos de recuperação secundária, mesmo

para empresas de porte e, caso se remova os obstáculos estruturais à diversificação do setor, a transferência destes campos para pequenas empresas poderá alongar sua fase produtiva. Por estas razões, a distribuição das atividades de desativação ao longo do tempo é ainda bastante incerta. (LACERDA, 2005)

2.3. Tipos de Instalações

O conhecimento dos tipos de instalações de produção é primordial para o estudo das alternativas de descomissionamento das plantas industriais das plataformas, assim como a destinação das mesmas. Além desse item, é importante conhecer os tipos de sistemas submarinos (equipamentos, linhas de escoamento e produção, etc.) e os tipos de abandono de poços submarinos.

As instalações que compõem um sistema de produção de petróleo e gás *offshore* são descritas nos itens a seguir.

2.3.1. Unidades Estacionárias de Produção

As Unidades Estacionárias de Produção (UEP) podem ser do tipo fixas ou flutuantes e, a depender dessa tipologia as plantas industriais possuem características e leiautes muito diferentes, o que influi no descomissionamento futuro.

As plataformas fixas, consideradas instalações industriais, funcionam como uma estrutura rígida, fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas. Podem ter sua subestrutura constituída de aço (jaquetas ou torre complacente) ou de concreto (plataforma de gravidade), em seu topo existem módulos que fornecem o espaço dos quartos para a tripulação, equipamentos de perfuração e de produção (AMORIM, 2010).

A instalação é mais simples e permite que o controle dos poços seja feito na superfície (árvore de natal seca). Realizam o escoamento da produção por oleodutos e atuam em águas superficiais e médias, geralmente, em lâmina d'água (LDA) de até 300m (PETROBRAS, 2017b).

Já as plataformas flutuantes, consideradas embarcações, podem ser instaladas em grandes profundidades, acima de 2.000 metros, graças aos

sistemas de ancoragem modernos. Os sistemas de controle dos poços ficam localizados sobre o leito marinho (Árvore de Natal Molhada - ANM).

Considerando que no Brasil não são utilizadas nos projetos de E&P todos os tipos de UEPs existentes no mundo, apresenta-se abaixo aquelas as quais estão sendo objeto de projetos de descomissionamento nas bacias exploratórias e de produção.

- **Plataformas Fixas**

As plataformas fixas são as unidades de produção e/ou perfuração fixadas no solo marinho, através de estacas ou por gravidade. São geralmente utilizadas em lâmina d'água pequena, em torno de até 300 metros, pois a profundidade acaba sendo a principal limitação desse tipo de unidade, uma vez que em águas mais profundas a instabilidade aumenta, fazendo com que a base desse tipo de plataforma tenha que ser muito grande, sendo inviável a quantidade de aço empregada para construção desse tipo de projeto. Por quase não possuírem movimentos, todas as plataformas fixas permitem completação seca, ou seja, a Árvore de Natal conectada ao poço encontra-se na superfície. Os tipos mais comuns de plataformas fixas são: Jaquetas de Aço, Torre Complacente, Auto – Elevatória e de Gravidade.

- **Jaquetas de Aço:**

São estruturas cuja principal característica é ter seu revestimento constituído por tubos de aço, por isso recebe o nome de jaqueta. É formada por uma estrutura treliçada e fixada no solo marinho através de estacas, possui geralmente de 4 a 8 pés fixos para alcançar a estabilidade contra a força de ondas. A maioria das jaquetas é de pequeno a médio porte, pesando menos que 4.000 ton e instaladas a uma profundidade menor que 75 m.

O óleo produzido coletado é escoado diretamente para terra através de dutos ou podem ser utilizados navios acoplados à plataforma por meio de monobóias. Porém, esta não é a forma mais utilizada. Conforme já mencionado, são equipadas com árvore de natal posicionada acima da linha d'água, na plataforma (completação seca). (AMORIM, 2010)

É o tipo mais comum de plataforma *offshore* utilizada no mundo. Existem mais de 6.000 unidades ao longo da plataforma continental marítima, em mais de 50 países. (LACERDA, 2005)



Figura 5 Plataforma fixa de Mexilhão operando na Bacia de Santos
Fonte: PETROBRAS, 2017.

– Auto-Elevatória

As plataformas auto-elevatórias são unidades móveis que, quando estão em operação, são fixadas no solo marinho através de pernas treliçadas que se encontram nas extremidades da plataforma. São também conhecidas como *Jack-up*, pois uma vez rebocada até o local de exploração, as pernas são fixadas no fundo do mar e a plataforma é erguida sobre essas pernas, acima da linha d'água. (AMORIM, 2010)

São mais empregadas na atividade de perfuração de poços exploratórios de petróleo em lâminas d'água de até 130 metros e, portanto, são projetadas para se mover de local para local de exploração. (AMORIM, 2010)



Figura 6 Plataforma Auto-Elevatória P-5 operando no litoral do Rio Grande do Norte
Fonte: PETROBRAS, 2017.

- **Plataformas Flutuantes**

A partir da necessidade da exploração e produção de petróleo em lâmina d'água superior a 1000 metros, se fez necessário o desenvolvimento de novas tecnologias. Então, surgiram as plataformas flutuantes que são estruturas complacentes instaladas através de um sistema de ancoragem. Existem vários tipos de unidades flutuantes que diferem pelo fato de produzir e armazenar petróleo, apenas produzir ou apenas armazenar. (AMORIM, 2010)

- ***FPSO (Floating Production Storage and Offloading)***

Um FPSO consiste em uma embarcação do tipo navio-tanque, geralmente convertido a partir de navios petroleiros categorizados por arqueação bruta e capacidade de carregamento, como por exemplo o tipo Suezmax – 145 mil a 175 mil toneladas de porto bruto (TDB), ancorada no solo marinho e projetada para produzir, armazenar e transferir sua produção proveniente de poços submarinos para navios petroleiros que descarregam nos terminais. É capaz de produzir em lâminas d'água de mais de 2.000 metros e o controle dos poços é feito no solo marinho (árvore de natal molhada). (RUIVO, 2001)

A vantagem que um FPSO apresenta em relação aos outros tipos de plataformas de petróleo é que a sua capacidade de armazenamento permite que opere a grandes distâncias da costa, onde a construção de oleodutos torna-se inviável. (PETROBRAS, 2017b)

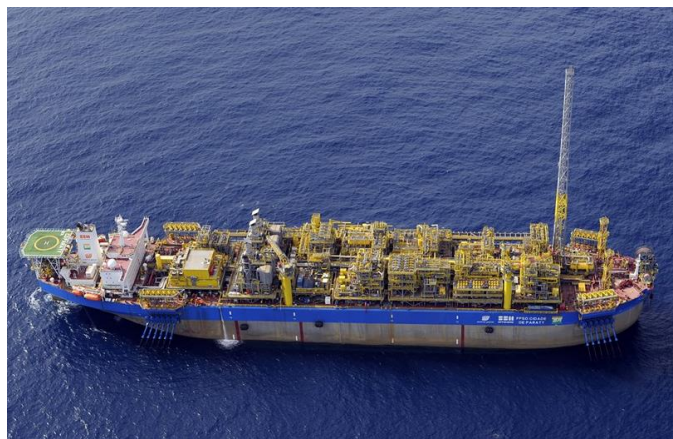


Figura 7 FPSO Cidade de Paraty operando no Campo de Lula, Bacia de Santos
Fonte: PETROBRAS, 2017.

– **Semissubmersível (SS)**

Uma instalação Semissubmersível (SS) é estabilizada por colunas. Pode ser ancorada no solo marinho ou dotada de sistema de posicionamento dinâmico, que mantém a posição da plataforma de forma automática. No Brasil, todas as unidades SS são ancoradas. Este tipo de instalação é capaz de realizar o escoamento da produção por oleodutos ou armazenamento em navios por meio de *offloading* que descarregam em terminais. É capaz de produzir em lâminas d'água de mais de 2.000 metros e o controle dos poços é feito no solo marinho (árvore de natal molhada). (PETROBRAS, 2017b)



Figura 8 Plataforma SS P-55 operando no Campo de Roncador, Bacia de Campos
Fonte: PETROBRAS, 2017.

– Plataforma de Pernas Atirantadas

A Plataforma de Pernas Atirantadas ou TLP (*Tension Leg Platform*) é uma estrutura flutuante ancorada no lugar por tendões verticais, conectados ao solo marinho por pilares afixados. Os tendões proporcionam a utilização da TLP em uma escala de profundidade de água maior com o movimento vertical limitado. (RUIVO, 2001) Só há uma plataforma do tipo TLP em operação pela Petrobras, a P-61, instalada em 2015 e situada no Campo de Papa-Terra em LDA de 1200 m.



Figura 9 Plataforma P-61 em operação no Campo de Papa-Terra, Bacia de Campos
Fonte: PETROBRAS, 2017.

– SPAR

Apesar de já ter sido considerada como alternativa em projetos de desenvolvimento da produção no Brasil, encontramos apenas no Golfo do México esse tipo de plataforma semissubmersível.

O tipo SPAR (*Spar Buoy*) consiste em um cilindro vertical de diâmetro grande que suporta uma plataforma, geralmente com equipamentos de perfuração e de produção, três tipos de *risers* (produção, perfuração e exportação) e um casco, para que seja ancorada usando um sistema de seis a vinte linhas catenárias ancoradas no solo marinho. As SPARs são utilizadas em LDA até 900 metros, embora a tecnologia existente possa estender seu uso para LDA de até 2.300 metros. As SPARs são estruturas longas, algumas chegam a 225 metros no comprimento, sugerindo que o descomissionamento possa não ser trivial. (RUIVO, 2001)

Possui maior estabilidade do que as plataformas semissubmersíveis citadas anteriormente, gerando poucos movimentos verticais, devido ao tamanho do calado da plataforma, a resultante de vento, de corrente e onda não conseguem deslocar de forma significativa o centro de rotação, possibilitando desta forma uma diminuição dos efeitos de onda e movimentos verticais. (AMORIM, 2010)

Há três tipos de plataformas SPARs, baseadas na evolução do conceito da mesma, que são:

a) *Spar Buoy* - Possui como principal característica o casco em formato de um único cilindro vertical, composto por aço, que flexibiliza a capacidade de carga no convés. Este foi o primeiro conceito de plataforma SPAR a ser desenvolvido.

b) *Truss Spar* - Consiste na principal evolução do conceito da plataforma SPAR, que é a substituição do cilindro na região abaixo dos tanques por uma estrutura treliçada e por placas horizontais que minimizam os efeitos de onda e diminuem os movimentos verticais da plataforma.

c) *Cell Spar* – A plataforma *Cell SPAR* possui as mesmas características da *Truss SPAR*, a diferença é que esta é composta por vários tubos menores em volta de um único cilindro. Foi desenvolvida desta forma devido ao baixo custo da construção.

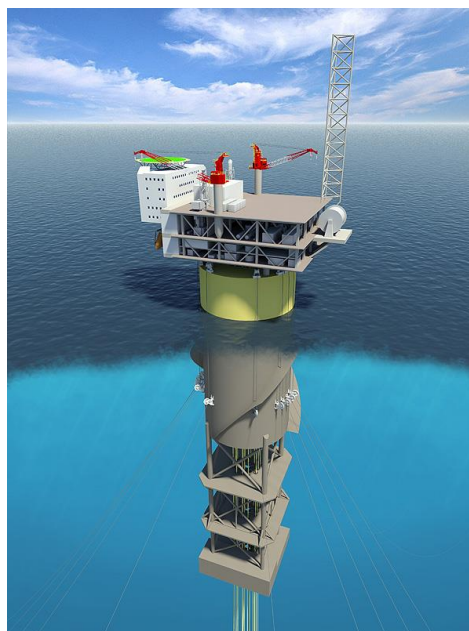


Figura 10 Esquema Plataforma SPAR
Fonte: <http://www.offshore-technology.com>

2.3.2. Topsides

Os *topsides* (convés ou instalações de convés) são a parte principal da plataforma que inclui as unidades de processamento da produção de petróleo e gás natural, acomodações de pessoal / tripulação, sistemas de ancoragem e estabilidade, além dos módulos de geração de energia e compressão de gás e outros equipamentos (RUIVO, 2001). O peso do convés varia em média de algumas centenas para alguns milhares de toneladas.

2.3.3. Sistemas Submarinos

As estruturas ou sistemas submarinos são um conjunto de: equipamentos, sistemas de ancoragem, sistemas de coleta e escoamento, sistemas de comando (cabos elétricos e umbilicais), sobre o solo marinho ou ao longo da lâmina d'água. A seguir são descritos os tipos de estruturas:

- **Cabos elétricos**

Cabos elétricos submarinos para utilização na indústria de óleo e gás são tipicamente estruturas compostas de múltiplos elementos tais como cabos de alta e/ou baixa voltagem podendo conter também fibras ópticas além de apresentarem isolamento sólido polimérico e armaduras estruturais de aço. (MORAIS, 2013)

- **Umbilicais**

Umbilicais são cabos hidráulicos e eletrohidráulicos com estruturas multicamadas que possuem uma extensa variação de funções, transmitindo comandos de uma unidade de controle remota, em geral baseada em plataformas ou embarcações, para equipamentos submersos como Árvores de Natal Molhada (ANMs), *manifolds* e ROVs (*Remotely Operated Vehicle*)². Dependendo dos requerimentos de serviço, umbilicais podem conduzir instalações elétricas, hidráulicas, fluidos químicos ou uma combinação de todos esses. (MORAIS, 2013)

²ROV (Remotely Operated Vehicle) - veículo operado remotamente que tem como função realizar operações de auxílio às instalações, intervenções e manutenções submarinas.

- **Sistemas de Ancoragem**

Este grupo abrange os componentes que formam as linhas de ancoragem de unidades de produção flutuantes e dutos submarinos, incluindo amarras (que são correntes compostas, na sua maioria, por elos de aço com cerca de 40 kg cada), cabos de poliéster, elementos de conexão como manilhas e ganchos, e elementos de fixação como âncoras e estacas torpedo. Por sua vez, estacas torpedo são peças tubulares de aço com aproximadamente 12 m de comprimento, 1,5m de diâmetro e com peso que pode chegar a 120 toneladas, moldadas em formato hidrodinâmico semelhante ao de um torpedo e com o centro de gravidade deslocado para a extremidade em forma de cunha. A estaca é projetada para enterrar-se no assoalho marinho simplesmente pela força do impacto com o fundo, sendo que seu formato hidrodinâmico e o centro de gravidade deslocado têm como objetivo estabilizar a descida de modo a fazer com que a estaca alcance o fundo na posição vertical, com a ponta em forma de cunha voltada para baixo. (MORAIS, 2013)

- ***Manifold* de Produção e Injeção**

Um *manifold* de produção é um equipamento que têm como principal função reunir, de forma equilibrada e controlada, a produção de vários poços em apenas uma única tubulação de produção. Para a atividade de injeção a principal função de um *manifold* é distribuir os fluidos de injeção, usualmente água, em um conjunto de poços de injeção. Tal equipamento é usualmente encontrado nos sistemas de produção terrestres, marítimos (plataformas e embarcações) e, nos sistemas submarinos onde fica instalado no leito oceânico. A Figura 11 a seguir apresenta um *manifold* submarino. (PETROBRAS, 2017a)



Figura 11 Manifold de produção
Fonte: PETROBRAS, 2017a

- **Risers**

Riser é um trecho suspenso de uma tubulação submarina afixado numa unidade estacionária de produção (UEP) tendo por função conduzir os fluidos oriundos dos poços ou *manifolds* instalados no leito submarino; de forma abrangente, tal denominação, ultimamente, também tem sido utilizada para se referir aos trechos de tubulação igualmente suspensas em UEPs, mas com função de conduzir fluídos da superfície até o leito marinho (por ex: *riser* de exportação). (PETROBRAS, 2017a)

- **Árvore de Natal Molhada (ANM)**

O nome “árvore de natal” surgiu na década de 1930, quando habitantes de províncias petrolíferas terrestres, nos EUA, associaram o equipamento – que estava coberto de neve – a um pinheiro de Natal. Com a completção dos primeiros poços submarinos na década de 60, o termo ganhou o adjetivo “molhada” quando passou a ser instalada no fundo do mar.

Trata-se de um conjunto de válvulas operadas remotamente, que controlam o fluxo dos fluidos produzidos ou injetados entre o poço de petróleo a Unidade Estacionária de Produção (UEP). Suporta elevadas pressões e diferentes faixas

de temperatura ambiente. É instalada na cabeça do poço submarino, com o auxílio de mergulhadores (profundidades de até 300 metros) ou de veículos de operação remota (ROV), para águas profundas e ultraprofundas. (PETROBRAS, 2017)



Figura 12 Árvore de Natal Molhada (ANM)
Fonte: www.petrobras.com.br

2.3.4. Oleodutos, Gasodutos e linhas de fluxo (*flowlines*)

Este grupo é composto por dutos rígidos e flexíveis utilizados no escoamento de óleo, gás e água na indústria *offshore* (portanto chamados respectivamente de oleodutos, gasodutos e aquedutos), linhas de serviço para a injeção de produtos químicos, e os equipamentos que em geral são encontrados associados a eles, como válvulas e outros elementos de junção. Dutos rígidos consistem simplesmente em tubos de aço, enquanto a parede de linhas flexíveis é formada por camadas alternadas de tramas de aço e polímeros de alta densidade, arranjo que lhe confere ao mesmo tempo resistência e flexibilidade. A Figura 13 apresenta esquema de duto flexível.



Figura 13 Duto flexível
Fonte: www.tecpetro.com

No Brasil, a maior parte dos oleodutos não foi enterrada no solo marinho durante sua instalação, somente no trecho que chegam na parte terrestre (chegadas de praia). Mas, devido a deposições naturais de sedimentos, algumas porções do trecho *offshore* podem se encontrar enterradas no momento do descomissionamento. Além disso, outro fator dificultador no descomissionamento desses tipos de estrutura submarina são os cruzamentos entre os mesmos no leito marinho devido a intensa atividade, principalmente em campos de produção mais maduros, a exemplo da Bacia de Campos. (MARTINS, 2015).

2.3.5. Poços

Durante a fase de produção todo poço de exploração ou de produção de petróleo e gás natural, ou ainda, poço injetor de gás ou água, somente poderá ser abandonado mediante autorização da ANP e, em casos particulares é necessária a solicitação prévia de anuência do IBAMA, como por exemplo em águas rasas de maior sensibilidade ambiental.

O tamponamento e abandono de poços é a etapa preliminar no processo de descomissionamento de um sistema *offshore* composto por plataforma fixa. No caso de plataformas flutuantes, o abandono dos poços pode ser a última etapa do descomissionamento. É realizado visando assegurar o perfeito isolamento das zonas de produção de petróleo e gás natural, como também dos aquíferos existentes, prevenindo a migração dos fluídos entre as formações do reservatório, ou espaços entre o poço e o revestimento e a migração de fluídos até a superfície do terreno ou o fundo do mar. O objetivo desta etapa é tornar o poço seguro quanto a futuros acidentes envolvendo vazamentos de fluidos.

2.4. Etapas de um Projeto de Desenvolvimento da Produção

Devido ao porte e complexidade dos projetos de produção de petróleo e gás *offshore*, uma série de padrões e procedimentos de gestão e controle são adotados pelas empresas operadoras da indústria em todo o ciclo de vida de um projeto desde a concepção do projeto até o fim da vida útil do empreendimento. A metodologia FEL (*Front-End Loading*), desenvolvida pelo *Independent Project Analysis* (IPA), é considerada uma ferramenta útil na elaboração detalhada do projeto, ponderando os riscos e incertezas envolvidos em cada fase. (BARBOSA et al., 2013)

De forma resumida, a metodologia de desenvolvimento desses projetos é separada em fases e existem portões de aprovação técnica-econômica, ambiental e legal para que cada fase possa avançar.

Essas fases e portões podem ser descritas geralmente como:

- Fase 1 – Início efetivo do projeto, onde é realizada a avaliação da oportunidade pela empresa operadora;
- Fase 2 – Etapa de seleção de alternativas para o desenvolvimento da exploração / produção / descomissionamento do campo / reservatório;
- Fase 3 – Após a definição da alternativa que apresentou os resultados mais positivos, é realizado o detalhamento dessa alternativa;
- Fase 4 – Execução / Implantação do projeto, fase que o projeto é instalado e entra em operação;
- Fase 5 – Descomissionamento. Fase em que o projeto é descomissionado, ou seja, são avaliadas as melhores alternativas para o descomissionamento e realizada efetivamente a desinstalação do empreendimento como um todo, mesmo que a melhor alternativa para algum dos componentes do sistema seja a “*in situ*”.

De acordo com a metodologia de tomada de decisão utilizada pela PETROBRAS, a operadora com o maior número de projetos de descomissionamento em andamento, uma vez que um sistema de produção tem que ser descomissionado (plataforma, sistema submarino e seus poços associados), um projeto de descomissionamento é iniciado, o qual seguirá um

fluxo de portões de decisão (Figura 14) com avaliação técnica e econômica por grupos de especialistas, cujo objetivo é estabelecer, de forma organizada e sequencial, os procedimentos, atividades e produtos que devem ser desenvolvidos e entregues em cada uma das etapas de planejamento e execução do projeto. (MÜLLER et al., 2018)

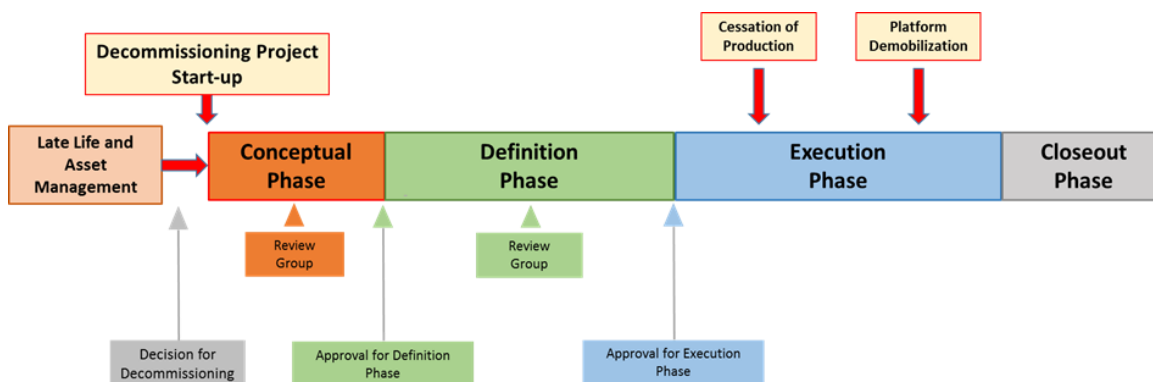


Figura 14 Fluxo adotado pela PETROBRAS em projetos de descomissionamento de sistemas de produção offshore

Fonte: MÜLLER, 2018

Conforme pode ser observado na Figura 14, este fluxo é composto por uma fase conceitual, uma fase de definição, uma fase de execução e, por fim, a fase de encerramento.

A Fase Conceitual deste fluxo tem como objetivo definir o escopo do projeto de descomissionamento (levantamento do inventário), realizar o planejamento de todas as atividades, analisar tecnicamente e economicamente as diferentes alternativas de descomissionamento e, finalmente, indicar o que seguirá para a fase de definição. Com relação ao conteúdo técnico, na Fase Conceitual são realizadas as análises e estudos necessários para definir o destino final da plataforma e avaliação comparativa das alternativas de descomissionamento dos componentes (dutos, umbilicais e equipamentos) do sistema submarino. Nesta fase são incluídas inspeções com ROV e AUV para avaliar e confirmar as condições de linhas de fluxo, dutos e equipamentos, bem como coletar informações que serão utilizadas na caracterização ambiental e nas avaliações de impacto / risco. Ao final desta fase, o projeto poderá ser submetido às agências reguladoras: Projeto de Descomissionamento (PD),

enviado ao IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) e Programa de Desativação da Instalação (PDI), enviado à ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), cujo conteúdo é definido pela Resolução ANP nº 27/2006 (Desativação de Instalações), atualmente em revisão.

Ao entrar na Fase de Definição, são elaborados orçamentos e cronogramas executivos, incluindo a sequência de abandono definitivo dos poços, além dos documentos e procedimentos para realização das atividades de descomissionamento, conforme projeto já aprovado pelos órgãos reguladores. Concluídas as Fases Conceitual e de Definição, o projeto segue para a Fase de Execução, que envolve: (i) parada da produção; (ii) preparação do sistema de produção para o descomissionamento (por exemplo, limpeza de linhas de fluxo, dutos e equipamentos submarinos e condicionamento da planta de processamento da plataforma); (iii) desconexão e desmobilização da plataforma (realocação em outro projeto ou desmantelamento); (iv) abandono permanente dos poços; e (v) destinação final do sistema submarino (dutos, umbilicais e equipamentos).

Finalmente, a fase de encerramento visa realizar inspeção submarina (com ROV ou AUV) para avaliação ambiental (início do monitoramento pós-descomissionamento, se aplicável ou necessário, quando há abandono de estruturas no fundo), analisar o desempenho do projeto, identificar e registrar as lições aprendidas e a conclusão das atividades às agências reguladoras.

No caso da PETROBRAS, como a Bacia de Campos produz há 40 anos, algumas plataformas já foram descomissionadas (por exemplo, FPSO Brasil e FPSO Marlim Sul) e alguns sistemas de produção estão na Fase de Execução do projeto de descomissionamento: Plataformas P-07, P-12, P-15 e P-33. (MÜLLER et al., 2018)

3. A Atividade de Descomissionamento

A fase de abandono de um campo ou reservatório produtor de petróleo e gás natural é inerente à atividade de extração de petróleo, seja por condições técnicas que inviabilizem o processo de extração do óleo, pelo próprio exaurimento do recurso ou por questões econômicas, quando os custos de produção se tornam maiores que os rendimentos obtidos. (MARTINS, 2015)

O abandono de um campo ou reservatório produtor de petróleo e gás natural consiste na desativação de instalações de produção que, segundo a Resolução ANP Nº 27/2006, trata-se da retirada definitiva de operação e a remoção de Instalações de Produção, dando-lhes destinação final adequada, e a Recuperação Ambiental das áreas em que estas instalações se situam.

Todavia o termo abandono, apesar de presente em normas nacionais e internacionais, pode sugerir o descarte irresponsável de materiais, sendo assim, após vários congressos e debates internacionais sobre o tema, concluiu-se que seria melhor a atualização do termo “descomissionamento” (SILVA e MAINER, 2008).

Segundo Wiegand (2011 apud TEIXEIRA, 2013), o descomissionamento pode ser definido como um processo multidisciplinar que sugere a melhor maneira de desativar as operações de produção quando já não há mais interesse econômico, com o objetivo principal de devolver a propriedade. Esse processo envolve um longo tempo de planejamento em muitas áreas e fases da produção, pois cada plataforma é diferente devido a características únicas tais como a localização, estrutura e instalação, e elas são operadas visando a propósitos específicos para determinados ambientes, assim, é necessário que seja realizada uma avaliação caso a caso. De uma forma geral, o descomissionamento é um processo em que são analisados diversos fatores para tentar minimizar os riscos operacionais, sociais e ambientais, de acordo com a regulação governamental. Por fim, deve ser feito um monitoramento para controle. Todo esse processo deve acompanhar estritamente o previsto na legislação do país produtor.

Segundo a *United Kingdom Offshore Operators Association - UKOOA* (1995 apud SANTOS, 2011), o processo de descomissionamento de sistemas de produção *offshore* ocorre em quatro estágios distintos:

- Desenvolvimento, avaliação e seleção de opções, elaboração de um processo detalhado, incluindo considerações de engenharia e segurança;
- Encerramento da produção de óleo ou gás, tamponamento e abandono de poços;
- Remoção de toda ou partes da estrutura offshore (na maioria dos casos);
- Disposição ou reciclagem dos equipamentos removidos.

De acordo com TEIXEIRA (2013), além das etapas acima descritas, deveria haver uma quinta etapa nesse processo: o monitoramento ambiental do local onde esteve localizada a estrutura, enquanto atuava no processo produtivo.

HAMZAH (2013) divide o processo de descomissionamento em três fases práticas:

- A primeira fase consiste em tornar a estrutura livre de hidrocarbonetos, realizar o abandono os poços, a remoção de condutores e *risers*, a lavagem e limpeza dos sistemas de processamento, assegurando que todos os vasos e tubulações estejam livres de gás e óleo, e preparar os componentes para as operações de elevação, quando submersos, e remoção;
- A segunda fase envolve a desmontagem e remoção da instalação e dos componentes associados;
- Uma terceira fase envolve o monitoramento do local.

As operadoras possuem diferentes opções de remoção e de disposição para cada tipo de instalação offshore. A melhor opção a ser escolhida dependerá primeiramente das legislações pertinentes, e também de fatores como configuração e tipo da estrutura, peso, tamanho, distância até a costa,

consistência do solo marinho, condições climáticas, custos, complexidade na execução das operações e tecnologias disponíveis, etc.

Segundo RUIVO (2001), o descomissionamento para as plataformas fixas (jaquetas) no ambiente marinho pode ser realizado através de cinco opções:

- Remoção completa com disposição em terra;
- Remoção completa com disposição no fundo do oceano;
- Remoção parcial;
- Tombamento no local;
- Deixar a estrutura no local para utilização alternativa.³

As UEPs do tipo FPSO e SS apresentam desmobilização mais simples quando comparadas com as operações necessárias para o descomissionamento plataformas fixas e de suas respectivas estruturas submarinas, por tratar-se de unidades flutuantes, que podem ser rebocadas. Assim, suas principais dificuldades operacionais quanto ao descomissionamento são em relação aos sistemas submarinos.

A configuração do sistema submarino de uma unidade de produção pode variar bastante, contendo de um a muitos poços, *manifolds*, *templates*, *risers*, linhas, árvores-de-natal molhada (ANMs), amarras de ancoragem, etc. Na prática, o que se observa é que em lâminas d'água rasas e médias, a remoção completa desses elementos pode ser obtida utilizando-se tecnologias de corte amplamente difundidas na indústria, aliadas a pequenas embarcações. Apesar da aparente facilidade decorrente das águas rasas, os riscos ainda são muito altos e o tempo da atividade elevado, dependendo do tipo de duto (por exemplo, os rígidos).

Já em lâminas d'água maiores (acima do limite possível de intervenção direta de mergulhadores), tal como ocorre em grande parte da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, os equipamentos existentes são, geralmente, de operação remota. Nestes casos, a solução de descomissionamento encontra-se

³ No Brasil, o uso como "recifes artificiais depende de processo de licenciamento ambiental próprio junto ao IBAMA (Instrução Normativa nº 22, de 22 de Julho de 2009).

no equilíbrio entre a opção de remoção completa e a de abandonar no local (SILVA e MAINER, 2008).

3.1. Descomissionamento de plataformas fixas (jaquetas)

❖ Remoção completa

A remoção completa da plataforma é, basicamente, um processo de instalação reversa. As principais operações na remoção completa são o corte, o içamento, o carregamento e a disposição das seções (RUIVO, 2001). A instalação pode ser seccionada em uma ou mais partes, dependendo do tamanho e da capacidade da embarcação que fará o reboque.

Esta opção, dependendo da localização em que se encontra, requer a remoção até uma profundidade suficiente abaixo do solo marinho (aproximadamente 5 metros), a fim de eliminar qualquer interferência com os demais usuários do local, como pescadores e embarcações (SILVA e MAINER, 2008).

Uma das principais vantagens na remoção completa é a possibilidade de o local recuperar as condições ambientais próximas às anteriores à instalação da plataforma. Como desvantagens, há o alto custo, os riscos operacionais mais elevados, os possíveis danos ao ambiente marinho e a eliminação do habitat artificial criado em torno da estrutura durante os anos de produção.

Qualquer processo que envolva a remoção e conseqüente transporte de estruturas requer atenção para que seja minimizada a interferência em outra atividade econômica, tais como pesca e navegação, além de apresentar riscos potenciais de acidentes.

São usados, basicamente, dois métodos para a retirada das plataformas: a separação mecânica e a separação por explosivos. As opções de separação mecânica incluem jatos de água abrasivos, cortadores de jato de areia, serras de fio de diamante, cortadores de carboneto, tesouras, serras e guilhotinas. Esse tipo de separação constitui 35% de todas as operações de remoção e é considerada mais cara e lenta. A separação por explosão dependerá do volume e dos materiais usados na construção da plataforma. (TEIXEIRA, 2013). Apesar

disso, a técnica pode gerar impacto para os animais marinhos presentes no entorno do sistema produtivo, com isso, vem sendo cada vez menos utilizada.

A reutilização de estruturas em outros projetos é prática comum e é a primeira alternativa a ser avaliada pelas empresas operadoras. As oportunidades para reutilização de jaquetas em outro campo de petróleo e gás são limitadas, porém depende de como foram projetadas segundo exigências específicas de produção, lâminas d'água, critérios ambientais, condições do solo, limites de resistência a fadiga e corrosão.

Apesar de não ser usual no Brasil, muitos materiais de plataformas desativadas podem ser aproveitados e utilizados como estruturas para formação de recifes artificiais, como as sobras de jaquetas, mangotes, *templates* e *manifolds*. Estes podem ser instalados fora das áreas de produção de petróleo, criando zonas de pesca produtivas. A Instrução Normativa IBAMA nº 22/2009 dispõe sobre o processo de licenciamento ambiental para a instalação de recifes artificiais no mar territorial brasileiro, necessitando, entre outros requisitos, de apresentar estudo ambiental específico com análise do local e do tipo de estrutura abandonada.

Em várias partes do mundo, as estruturas descartadas são criteriosamente limpas e trabalhadas para serem afundadas em locais previamente avaliados seguindo as finalidades de habitats (BASTOS, 2005).

Outra opção para as subestruturas removidas é seu transporte e deposição em áreas de águas profundas, processo denominado “*dumping*”.

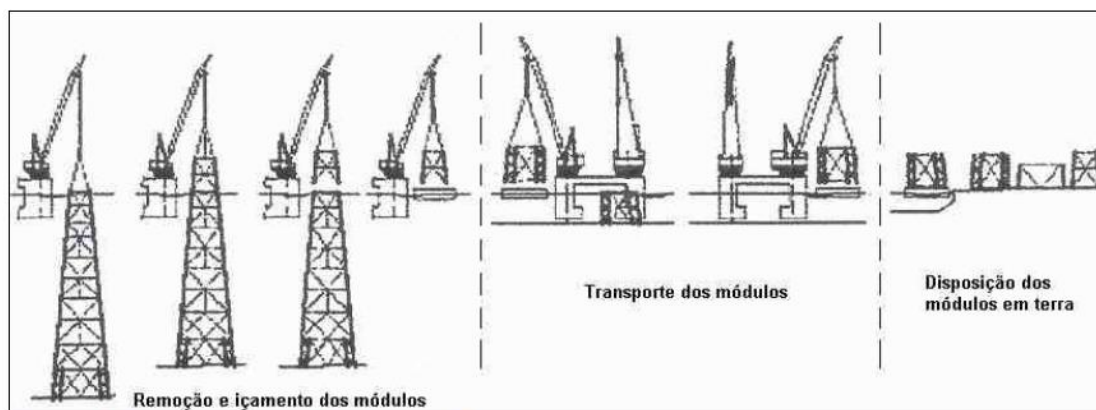


Figura 15 Remoção completa de uma jaqueta
Fonte: Byrd e Velazquez (2001 apud SILVA e MAINER, 2008)

❖ Remoção parcial

A remoção parcial é recomendada pelas diretrizes da *International Maritime Organization* (IMO) e pela legislação internacional somente para grandes estruturas. A estrutura poderá ser parcialmente removida desde que possibilite uma coluna d'água desobstruída. A profundidade exata dependerá das exigências legais de cada localidade. As diretrizes da IMO exigem um espaço mínimo entre a superfície de água e a porção remanescente da estrutura: uma coluna d'água livre de 55 metros para instalações localizadas em lâminas d'água acima de 75 metros.

Segundo Byrd e Velazquez (2001 apud SILVA e MAINER, 2008), uma outra opção seria rebocar e dispor a estrutura, previamente limpa, em um local licenciado, em águas profundas, ou ainda, dispô-la a uma distância mínima da costa mais próxima. A remoção parcial pode representar benefícios econômicos e de segurança para as operadoras, especialmente, em águas relativamente afastadas da costa. Portanto, deverá existir algum benefício ao meio ambiente marinho, principalmente, se for utilizado em conjunto com programas de recife artificial, pois, a porção da estrutura deixada no local continuará a proporcionar habitat para a vida marinha (Exceto pelo fato do fim da proteção catódica de controle da corrosão, com o fim das operações da plataforma).

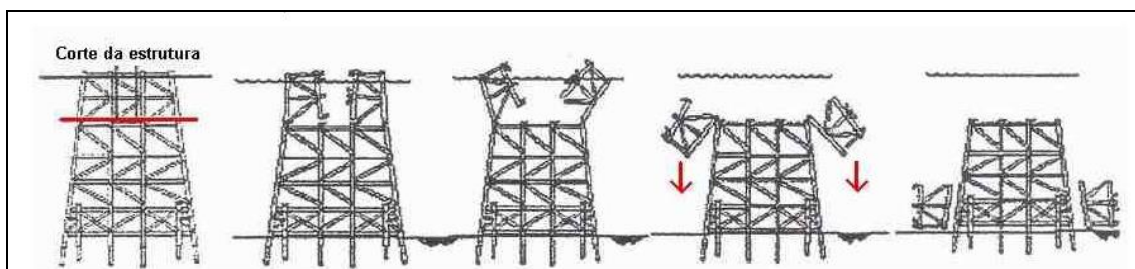


Figura 16 Remoção parcial de uma jaqueta
Fonte: Byrd e Velazquez (2001 apud SILVA e MAINER, 2008)

❖ Tombamento no local

O descomissionamento por tombamento da estrutura é bastante similar à remoção parcial. Consiste, primeiramente, na remoção dos *topsides* que podem ser reutilizados. Posteriormente, requer o tombamento de toda a subestrutura no local, observando a existência de uma coluna d'água livre de modo a não

interferir negativamente nas atividades de pesca e navegação (SILVA e MAINER, 2008).

O elevado grau de precisão e de controle necessários para que o procedimento de tombamento da subestrutura seja seguro eleva o grau de complexidade desta opção. Cargas explosivas são utilizadas para seccionar os membros críticos em uma sequência controlada de cortes, permitindo que a jaqueta desmorone graças ao seu próprio peso. Às vezes, torna-se necessário utilizar um rebocador a fim de fornecer força extra para que ocorra o tombamento da subestrutura (PERRY III et. al, 1998 apud SILVA e MAINER, 2008).

Uma vez disposta no fundo do oceano, dependendo da profundidade, a subestrutura pode passar a atuar como um habitat para a vida marinha. Devido à eliminação de custos com o transporte, esta opção é mais barata que a remoção completa. O tombamento no local pode trazer benefícios à pesca comercial, exceto aos pescadores que utilizam redes, principalmente, se a subestrutura estiver próxima à costa.

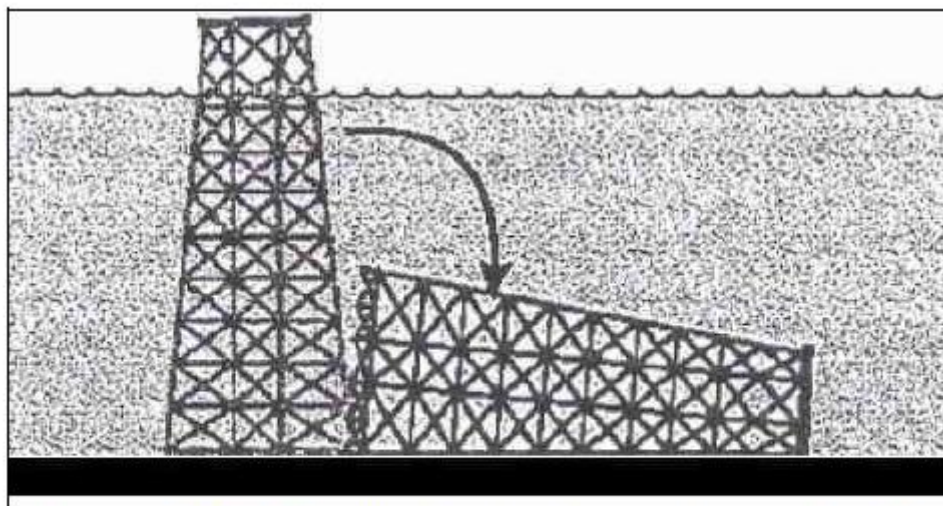


Figura 17 Tombamento no local

Fonte: Byrd e Velazquez (2001 apud SILVA e MAINER, 2008)

❖ Utilização alternativa

A opção de deixar a estrutura *offshore* no local é aceita somente em caso de utilização alternativa, como por exemplo, a transformação da plataforma em

centros de pesquisa, locais para o ecoturismo, cultivo marinho, base para fontes alternativas de energia (eólica)⁴, local de pesca esportiva, etc.

Cabe ressaltar que, em caso de utilização alternativa, devem-se definir as responsabilidades quanto à manutenção das estruturas, que necessitam desde o uso de boias e luzes sinalizadoras, até o controle de corrosão, visando garantir a segurança das atividades de pesca e navegação e também dos usuários do local.

❖ **Descomissionamento de *Topsides***

Topsides ou *deck* é a terminologia utilizada para a parte de uma plataforma que incluem os equipamentos de perfuração, produção, processamento, utilidades, acomodação e sustentação da subestrutura, e podem ser classificados em integrados, modulares ou híbridos. (RUIVO, 2001)

Os *topsides* integrados referem-se a um sistema em que os equipamentos de processamento são instalados no convés da estrutura durante a sua fabricação. Os *topsides* classificados como modulares são aqueles compostos por estruturas divididas em módulos (*containers*) que podem ser facilmente elevados pelos navios-guindastes. Por fim, aqueles com configuração híbrida são utilizados em grandes plataformas de produção, geralmente de concreto. Esta configuração caracteriza-se pela integração dos módulos e equipamentos de processamento à subestrutura.

A decisão quanto às opções de descomissionamento dos *topsides* só pode ser realizada como parte de uma avaliação global do processo de descomissionamento do sistema de produção offshore. (SILVA e MAINER, 2008).

De qualquer forma, eles necessitam de limpeza e remoção de todos os produtos químicos previstas pela legislação vigente. As principais opções de descomissionamento para *topsides* são apresentadas na Figura 18 a seguir.

⁴ Com a mudança da atividade fim, poderá ser necessário um novo licenciamento.

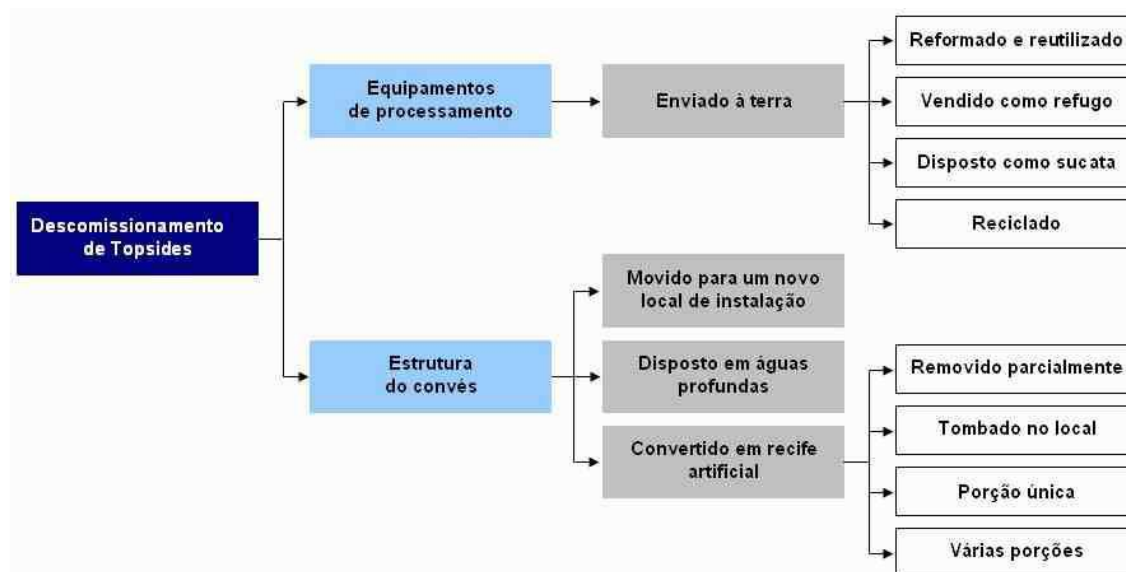


Figura 18 Opções de descomissionamento para Topsides
 Fonte: PRASTHOFER, 1997 *apud* RUIVO, 2001

3.2. Descomissionamento de sistemas submarinos

A configuração do sistema submarino pode variar bastante, desde a produção através de um simples poço até um sistema composto por vários *manifolds*, árvores-de-natal molhada, conexões, cabos de ancoragem, linhas flexíveis, dutos rígidos, sistemas de bombeio submarino, válvulas, sistemas de injeção de água e produtos químicos e etc. Na prática, quanto ao descomissionamento, as opções existentes são entre “deixar no local” (abandono definitivo *in situ*) ou remoção completa. O que se observa é que em lâminas d’água rasas e medianas, a remoção desses elementos, por exemplo, pode ser obtida utilizando-se de tecnologias de corte existentes aliadas a embarcações. Já em lâminas d’água maiores (acima do limite possível de intervenção direta de mergulhadores), tal como ocorre em grande parte da Bacia de Campos, no Rio de Janeiro, os equipamentos utilizados na remoção são, geralmente, de operação remota.

3.3. Descomissionamento de poços submarinos

O tamponamento e o abandono de poços (P&A – *Plugging and Abandonment*) é um dos estágios preliminares no processo de descomissionamento de um sistema de produção offshore composto por plataformas fixas. No caso de unidades flutuantes (por exemplo SS e FPSOs), o

abandono definitivo de poços pode ocorrer no final do processo, sendo a última etapa a ser realizada. Um procedimento eficaz de tamponamento e/ou abandono de poços deve assegurar o perfeito isolamento das zonas de petróleo & gás e também dos aquíferos existentes, prevenindo a migração dos fluidos entre as formações quer pelo poço, quer pelo espaço anular entre o poço e o revestimento e a migração de fluidos até a superfície do terreno ou o fundo do mar.

Diante da importância da etapa de abandono de poços, a ANP (Agência Nacional do Petróleo) publicou a Portaria nº 176, de 27/10/1999 (Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas a exploração ou produção de petróleo e/ou gás), revogada pela Portaria ANP nº 25 de 06/03/2002, e mais recentemente, a Resolução ANP nº 46/2016 a substitui e institui o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP, regulamentando o abandono de poços, a fim de preservar os aquíferos brasileiros e evitar o abandono irresponsável por parte das operadoras e exigindo o atendimento as diretrizes para a manutenção da integridade dos poços perfurados, em todo seu ciclo de vida.

Quando um operador determina a necessidade de abandonar um poço, de uma dada unidade produtora, inicia-se a revisão do projeto do poço juntamente com os registros de intervenções prévias, condições geológicas e de reservatório. A operadora investiga todos os pontos que possam estar relacionados às questões de segurança e bem-estar dos envolvidos, bem como, as exigências legais. Finalmente, elabora um programa baseado nas condições existentes do poço e do reservatório, permitindo satisfazer os objetivos de tornar o poço seguro quanto a vazamentos e preservar os recursos naturais remanescentes. As técnicas utilizadas na realização deste processo devem ser baseadas na experiência, na pesquisa e na adaptação das operadoras aos padrões legislativos vigentes. (ANP, 2016)

Qualquer espaço anular que se comunique com a superfície do terreno ou com o fundo do mar deve ser isolado. Os revestimentos que cobrirem intervalos com petróleo, gás ou água de qualquer qualidade e que não estiverem

adequadamente cimentados deverão ser perfurados nas profundidades apropriadas para, através da recimentação ou de compressões de cimento, proporcionar o isolamento completo. (ANP, 2016)

Durante a fase de produção, excetuando-se a etapa de desenvolvimento, todo poço produtor de petróleo, gás ou injetor somente poderá ser abandonado mediante autorização da ANP.

3.4. Marco Regulatório do Brasil

A atividade de descomissionamento de plataformas offshore é algo recente na indústria brasileira de petróleo. A regulação dessa atividade ainda se encontra em processo de desenvolvimento e atualização. Este fato traz uma grande incerteza econômica para os custos de descomissionamento no Brasil.

A regulação dessa atividade envolve a ANP, os órgãos ambientais (IBAMA no caso de estrutura *offshore*) e a Marinha do Brasil. Existem resoluções da ANP que apontam as obrigações das operadoras no processo de descomissionamento de projetos *offshore*. Estas remetem à vários aspectos importantes do descomissionamento, à regulação do IBAMA e da Marinha, que ainda não possuem instrumentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para o assunto. Desse modo, a regulação brasileira aponta claramente o que deve ser feito para se descomissionar um projeto *offshore*, mas deixa muitas lacunas sobre quais são as melhores práticas e como este descomissionamento pode ser feito. (IBP, 2017)

3.4.1. Regulação Ambiental

De acordo com TEIXEIRA E MACHADO (2012), a Constituição Federal de 1988 estabeleceu para a prática administrativa e legislativa um sistema de competências ambientais, repartido entre a União, Estados, Distrito Federal e Municípios. O artigo 225 da Constituição, que trata das questões ambientais, trás a importância da relação da sociedade com o meio ambiente, impulsionando a efetiva implantação de diversos instrumentos previstos na Política Nacional do Meio Ambiente, dentre eles o licenciamento ambiental. Em seu parágrafo 2º, a Constituição explicita que a recuperação do ambiente após o fim da atividade é item mandatório:

“Aquele que explorar recursos minerais fica obrigado a recuperar o meio ambiente degradado, de acordo com solução técnica exigida pelo órgão público competente, na forma da lei.”

A Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), instituída através da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981 e regulamentada pelo Decreto nº 99.274/90, foi constituída, dentre outros, dos seguintes instrumentos: padrões de qualidade ambiental, o zoneamento, a avaliação de impacto ambiental e o licenciamento ambiental. Estes instrumentos visam a compatibilidade do desenvolvimento econômico e da livre iniciativa com o meio ambiente, dentro de sua capacidade de regeneração e permanência. (TCU, 2007)

No que concerne ao licenciamento ambiental da atividade de produção de petróleo e gás natural, objeto deste trabalho, os órgãos designados são o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O CONAMA é órgão componente do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) que por sua vez foi instituído pela Política Nacional do Meio Ambiente. Uma de suas principais atribuições é a edição de normas que garantam a manutenção da qualidade ecológica nos moldes do que prevê o artigo 225 da Constituição: “Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida”. (BRASIL, 1981)

O IBAMA, entidade autárquica vinculada ao Ministério do Meio Ambiente, é o órgão executor da Política Nacional do Meio Ambiente. Sua principal atribuição é a execução da política de preservação, conservação e uso sustentável dos recursos naturais, sendo o responsável pela condução dos processos de licenciamento ambiental em âmbito federal. (BRASIL, 1981)

Por sua vez, a ANP, agência reguladora do setor de petróleo e gás natural, possui como uma de suas atribuições a elaboração de normas infralegais (resoluções, instruções normativas, notas técnicas, etc.) que em alguns casos adentram na seara ambiental. (BRASIL, 1997b)

A Resolução CONAMA nº 237/97, promulgada em 19 de dezembro de 1997 com o papel de “efetivar a utilização do sistema de licenciamento como instrumento de gestão ambiental, instituído pela Política Nacional do Meio Ambiente” traz o seguinte conceito de licenciamento ambiental (BRASIL, 1997a):

“Procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.”

Dessa forma, o licenciamento ambiental é uma obrigação legal prévia à instalação de qualquer empreendimento ou atividade potencialmente poluidora ou degradadora do meio ambiente.

Nesse contexto, o Anexo 1 da referida Resolução lista as atividades ou empreendimentos sujeitos ao licenciamento ambiental. Dentre atividades elencadas está a perfuração de poços e produção de petróleo e gás natural, cujo escopo naturalmente contempla a fase de desativação do empreendimento.

Vale ressaltar que os empreendimentos cujo início de operação se deram antes do estabelecimento dos procedimentos referentes ao licenciamento ambiental em esfera federal foram regularizados através da celebração de Termos de Compromisso, muitos dos quais evoluíram para Termos de Ajustamento de Condutas (TACs), entre o órgão licenciador – IBAMA e as empresas responsáveis.

O licenciamento é um compromisso, assumido pelo empreendedor junto ao órgão ambiental, de atuar conforme o projeto aprovado. Portanto, modificações posteriores, como, por exemplo, redesenho de seu processo produtivo ou ampliação da área de influência, deverão ser levadas novamente ao crivo do órgão ambiental. Além disso, o órgão ambiental monitorará, ao longo

do tempo, o trato das questões ambientais e das condicionantes determinadas ao empreendimento. (TCU, 2007)

Portanto, o processo de licenciamento não constitui apenas um compromisso com visão de licenciar um novo empreendimento, mas sim algo que permanece antes, durante e após o encerramento de suas operações.

Com relação ao setor de petróleo e gás, a primeira iniciativa de regulamentação específica em nosso país se deu com a publicação da Resolução CONAMA nº 23 de 07 de dezembro de 1994, que “institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural” (CONAMA, 1994). Nela estão descritos os conceitos, licenças e estudos aplicáveis às atividades do setor em questão. Com escopo simples e abordagem notadamente incipiente, a norma em questão deixou lacunas a serem preenchidas à medida que as discussões sobre o tema avançassem.

Em evolução a esta Resolução, destaca-se a Portaria nº 422 de 26 de outubro de 2011, que “dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar”. No referido documento estão detalhados os estudos ambientais, prazos e licenças aplicáveis para as atividades exploratórias de pesquisa sísmica e perfuração de poços, bem como para a atividade de produção de petróleo e gás natural.

O Brasil, bem como outros países, não possui legislação específica sobre abandono (LUCZYNSKI, 2002) e desativação de instalações e sistemas *offshore*, os quais são considerados como uma etapa do licenciamento. Assim, o licenciamento ambiental das atividades de desativação da produção de óleo e gás no Brasil é regulamentado por uma combinação de resoluções, portarias e outras normas infralegais.

O IBAMA, através da Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC), mais especificamente no âmbito da Coordenação Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros - CGMAC (até maio/2017,

Coordenação Geral de Petróleo e Gás - CGPEG), conduz o processo de licenciamento ambiental da indústria offshore de produção de petróleo e gás seguindo basicamente as previsões da Portaria MMA 422/2011, ou seja, através da exigência de Estudo Prévio de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) visando a obtenção de três licenças básicas conforme definido primeiramente pela CONAMA nº 237/97:

- Licença Prévia (LP) – Deve ser solicitada ao órgão ambiental na fase de planejamento da implantação, alteração ou ampliação do empreendimento. Essa licença não autoriza a instalação do projeto, e sim aprova a viabilidade ambiental do projeto e autoriza sua localização e concepção tecnológica. Além disso, estabelece as condições a serem consideradas no desenvolvimento do projeto executivo;
- Licença de Instalação (LI) – Autoriza o início da obra ou instalação do empreendimento. O prazo de validade dessa licença é estabelecido pelo cronograma de instalação do projeto ou atividade, não podendo ser superior a 6 (seis) anos;
- Licença de Operação (LO) – Deve ser solicitada antes de o empreendimento entrar em operação, pois é essa licença que autoriza o início do funcionamento da obra/empreendimento. Sua concessão está condicionada à vistoria a fim de verificar se todas as exigências e detalhes técnicos descritos no projeto aprovado foram desenvolvidos e atendidos ao longo de sua instalação e se estão de acordo com o previsto nas LP e LI. O prazo de validade é estabelecido, não podendo ser inferior a 4 (quatro) anos e superior a 10 (dez) anos.

O processo de obtenção das licenças ambientais aplicáveis é iniciado com a solicitação, por parte do empreendedor, da abertura do processo de licenciamento através do envio ao órgão ambiental da Ficha de Caracterização da Atividade (FCA). Através deste documento o empreendedor apresenta ao IBAMA o descritivo do seu empreendimento para que seja feita a classificação e emissão pelo órgão ambiental de um documento denominado Termo de Referência (TR), cuja função é estabelecer diretrizes a serem seguidas pelo

empreendedor na elaboração do respectivo Estudo de Impacto Ambiental (EIA), de acordo com a atividade a ser realizada e sua localização geográfica.

Na ocasião da emissão do Termo de Referência (TR), o órgão ambiental indica requisitos mínimos para a atividade de descomissionamento do projeto em licenciamento, sem prejuízos de novas exigências que podem ser feitas quando do momento da efetiva execução da atividade de desativação.

As exigências em questão visam, segundo o órgão ambiental, à proteção e à manutenção da qualidade ambiental da área em que o projeto será implantado, após o término de seu ciclo de vida.

Sendo assim, além de apresentar por meio do EIA o conteúdo exigido através do TR visando à obtenção das licenças cabíveis, ao término da atividade, o empreendedor deve submeter à aprovação do IBAMA um Projeto de Desativação informando se houve uma alteração no projeto inicial apresentado no âmbito do EIA, inserção de alguma inovação tecnológica ou qualquer outra informação relevante para o processo.

Com o intuito de exemplificar as exigências que costumam ser feitas nos Projetos em questão, seguem as solicitações constantes no Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01/2015 emitido no âmbito do processo de licenciamento ambiental do desenvolvimento da produção a ser executado pela PETROBRAS no Campo de Tartaruga Verde e Mestiça na Bacia de Campos.

- Descrição dos procedimentos para a desativação da atividade, envolvendo a limpeza e a remoção, e/ou reaproveitamento da unidade;
- Avaliação da opção de retirada de todas as instalações submarinas, incluindo as linhas de escoamento/transferências de óleo e gás, descrevendo, em qualquer hipótese, como serão as operações de limpeza das linhas;
- Apresentação dos procedimentos previstos para o abandono dos poços de produção, levando-se em conta as Resoluções da ANP;
- Avaliação das opções de reaproveitamento das estruturas existentes ou, por outro lado, as perspectivas de como se dará sua destinação final;

- Previsão de emissão de relatórios periódicos que atualizem os Projetos de Desativação à luz de novas tecnologias e legislações específicas que venham a surgir durante o período de operação do empreendimento, ou ainda, à luz da definição de novos usos para as estruturas existentes. (IBAMA, 2015)

Adicionalmente, foi solicitado que o projeto também contemple as medidas necessárias à mitigação dos efeitos socioeconômicos negativos associados à desativação dos empreendimentos, especialmente em relação à mão de obra das Unidades de Produção a serem desativada.

3.4.2. Regulação da ANP

A ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), apesar de ter a sua competência legislativa questionada por ser uma agência reguladora que faz parte do Poder Executivo, já foi constituída com previsões concernentes ao descomissionamento de empreendimentos. (MELLO, 2010)

De acordo com o § 2º, artigo 28, da Lei nº9.478/1997, a ANP tem como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria petrolífera, inclusive o término da atividade petrolífera, que prescreve: “Em qualquer caso de extinção da concessão, o concessionário fará, por sua conta exclusiva, a remoção dos equipamentos e bens que não sejam objeto de reversão, ficando obrigado a reparar ou indenizar os danos decorrentes de suas atividades e praticar os atos de recuperação ambiental determinados pelos órgãos competentes.”

De forma a evitar o conflito de competência com outros órgãos, os regulamentos emitidos pela ANP até aqui possuem viés estritamente técnico e não tratam com profundidade de questões ambientais, por exemplo. Dentre esses regulamentos destacam-se as Resoluções ANP nº 46/2016, nº 41/2015 e a nº 27/2006.

- **Resolução ANP nº 46/2016 - Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP):**

A Resolução ANP n.º 46/2016, de 1º de novembro de 2016, aprovou o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) que estabeleceu diretrizes e requisitos de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para perfuração, completação, avaliação, intervenção, produção e abandono de poços de petróleo e gás natural, visando minimizar os riscos oriundos das atividades de E&P relacionadas a poços exploratórios e explotatórios.

A partir do estabelecimento de práticas de gestão, a presente regulamentação apresenta requisitos mínimos a serem atendidos para garantir que a vida humana, o meio ambiente, o patrimônio e as atividades econômicas do Operador do Contrato e de terceiros tenham seus riscos minimizados nas atividades de E&P relacionadas a poços exploratórios e explotatórios. Por outro lado, o SGIP foca na prevenção dos incidentes, gestão de riscos, fatores humanos e na melhoria contínua de gestão da integridade de poços.

Com a publicação desta Resolução, a Portaria ANP n.º 25/2002, que abordava o Regulamento de Abandono de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás, foi revogada.

- **Resolução ANP nº 41/2015 - Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS):**

Esta resolução regulamenta o Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos (SGSS), visando à garantia da segurança operacional, consideradas as responsabilidades dos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ou titulares de Autorização. Tais responsabilidades se resumem em dispor de um sistema de gestão, submeter à ANP as documentações comprobatórias e prover livre acesso às instalações e as operações em curso.

Com relação ao descomissionamento, a resolução estabelece os requisitos mínimos que devem ser atendidos nesta atividade para sistemas submarinos. O

operador precisa estabelecer um “Programa de Desativação Permanente”, com a identificação do sistema submarino e descrição dos componentes a serem desativados; justificativa para a desativação; cronograma de atividades; descritivo do procedimento de descomissionamento; destinação final das estruturas; e a identificação dos órgãos competentes a autorizar a execução dos serviços.

As informações contidas no Programa de Desativação Permanente devem ser atualizadas sempre que os procedimentos forem alterados por exigência de órgãos competentes ou por razões técnicas.

Quanto à atividade em si, a resolução institui que o descomissionamento do duto, do Sistema Submarino ou parte deste deverá abranger a definição de precauções e restrições a serem seguidas; condicionamento, incluindo quando necessário limpeza e os meios para preservação e redução dos efeitos de degradação, separação física e/ou tamponamento; e tratamento e destinação final de resíduos e efluentes.

Por fim, o operador deverá comunicar à ANP a Desativação Permanente com no mínimo 180 (cento e oitenta) dias de antecedência da data prevista para o início dos serviços de campo. A ANP solicitará a apresentação do Programa de Desativação Permanente a ser aprovado.

- **Resolução ANP nº 27/2006 – Regulamento Técnico de Desativação de Instalações na Fase de Produção:**

Esta resolução disciplina os procedimentos a serem adotados na desativação de instalações e especifica condições para devolução de áreas de concessão na fase de produção. Define ainda os conteúdos do Programa de Desativação de Instalações e do Relatório Final de Desativação de Instalações, assim como alguns condicionantes para a Devolução de Áreas.

O instrumento determina que o processo de Desativação das Instalações seja de todo o Sistema de Produção de um campo ou somente parte dele. Além disso, diz que se a remoção de uma Instalação de Produção não for recomendada por razões de segurança ou de proteção ambiental, as instalações

deverão estar livres de produtos que possam causar poluição ou trazer riscos à saúde humana.

Especificamente sobre as instalações marítimas, a resolução determina que, salvo especificação em contrário prevista na legislação aplicável ou expedida pela Autoridade Marítima ou pelo Órgão Ambiental com jurisdição sobre a área, as Instalações de Produção marítimas deverão ser sempre removidas da Área de Concessão, observando que o Abandono de Poços marítimos deve atender à regulamentação específica da ANP, sem prejuízo de outras determinações expedidas por outros órgãos competentes. A não remoção de instalações ou partes de instalações, quando tecnicamente justificada, deverá ser autorizada pela Autoridade Marítima e os remanescentes deixados na área deverão ser sinalizados de acordo com as normas vigentes.

A retirada das instalações de produção ou partes das instalações é classificada / orientada de acordo com o peso das estruturas e o comprimento da lâmina d'água onde a instalação está localizada. Demanda que, após a retirada das instalações de produção, o fundo do mar deve ser limpo de toda e qualquer sucata, em lâminas d'água inferior a 80 m e as Unidades de Produção pesando até 4.000 toneladas no ar, excluindo-se o convés e a superestrutura, deverão ser retiradas totalmente em LDA até 80 m, devendo ser cortadas a 20 m abaixo do fundo em áreas sujeitas a processos erosivos. Na ausência de processos erosivos, poderão ser cortadas ao nível do fundo.

A utilização de Instalações de Produção ou partes delas para criação de recifes artificiais será precedida por sua adequação a este uso específico, pela aprovação da implantação do recife pela Autoridade Marítima e pela aprovação de sua manutenção e monitoramento pelo órgão ambiental (conforme diretrizes para o licenciamento de recifes artificiais da IN IBAMA nº 22/2009). A adequação e o transporte das Instalações de Produção ou parte delas a serem utilizadas para criação de recifes artificiais devem incluir todas as medidas de segurança e de prevenção de dano ambiental durante a realização destas operações.

O Programa de Desativação de Instalações (PDI) a ser apresentado à ANP deverá ser elaborado de forma complementar e em plena concordância com o

programa de desativação apresentado ao órgão ambiental por ocasião do licenciamento da instalação do Sistema de Produção do campo e/ou de suas Instalações de Produção. Em caso de conflito entre o que determina este Regulamento e o conteúdo do Programa de Desativação apresentado ao órgão ambiental ou os condicionantes referentes à desativação contidos nas licenças ambientais respectivas, prevalecem as determinações do órgão ambiental.

O PDI deve descrever os procedimentos de remoção de instalações ou construções, justificando tecnicamente sua escolha, inclusive o caso de não remoção de instalações; as operações de limpeza e descarte de substâncias nocivas e perigosas eventualmente contidas nas Instalações de Produção; as atividades para a recuperação das áreas, inclusive aquelas referentes à recuperação dos impactos ambientais causados pela Desativação de Instalações, considerando os procedimentos de limpeza e remediação.

Dessa forma, mediante o grande número de empreendimentos a serem descomissionados nos próximos anos, a necessidade de estabelecimento de uma regulamentação que contemple de forma multidisciplinar e atual esta importante etapa da atividade se mostra imperiosa e inadiável.

O IBAMA, por sua vez, até o momento não formalizou através de regulamentação específica (Instrução Normativa ou Nota Técnica, por exemplo) as exigências que tem realizado de forma isolada quer seja por meio do Termo de Referência quando do licenciamento do empreendimento, quer seja através de orientações pontuais no âmbito de cada processo de licenciamento ambiental na ocasião da aproximação do término da operação.

Tal regramento faz-se importante também porque, tendo-se em conta a duração da atividade de produção de petróleo e gás, esse lapso temporal entre a emissão do Termo de Referência e o efetivo início da desativação da Unidade de Produção tende a durar até três décadas, período no qual as tecnologias aplicáveis à operação sofrem consideráveis atualizações e as tratativas técnico-jurídicas concernentes ao tema naturalmente evoluem da mesma maneira. Nesse ponto, o IBAMA, em uma tentativa de contornar tal descompasso, tem solicitado que as empresas do setor apresentem relatórios periódicos que

atualizem o Projeto de Desativação à luz de novas tecnologias, legislações específicas ou ainda novas destinações das estruturas desativadas. (IBAMA, 2015).

Ressalta-se, portanto, que a Resolução ANP nº 27/2006 encontra-se em revisão com previsão de conclusão em maio de 2018. (MACEDO, 2017) A ANP estabeleceu procedimentos de consulta às entidades de Indústria. A revisão busca considerar as melhores práticas internacionais e gerar uma maior previsibilidade nos planos de desmobilização das operadoras. Além disso, a revisão da regulação procura criar condições para uma maior integração entre as operadoras e os outros agentes envolvidos na regulação das atividades de descomissionamento - IBAMA e a Marinha. Entre as alterações que estão sendo discutidas destaca-se:

- ❖ a possibilidade de discussão abrangente das opções de descomissionamento (remoção ou não de instalações);
- ❖ o desenvolvimento de critérios técnicos, econômicos, de segurança e socioambientais que deverão nortear a definição da melhor opção (análise multicritério);
- ❖ Estabelecimento de demandas de monitoramento pós descomissionamento.

Outro ponto discutido na revisão da resolução é a apresentação, por parte das operadoras concessionárias, de um programa único de descomissionamento que atenda aos interesses dos principais agentes envolvidos na aprovação dos programas (ANP, 2017).

3.4.3. Regulação da Marinha

O descomissionamento de plataformas requer a aprovação da Marinha do Brasil, a qual exige a comunicação ao Capitão dos Portos da jurisdição sobre a intenção de descomissionamento da unidade. No caso das plataformas fixas é necessário submeter um memorial descritivo sobre o desmonte contendo: i) planejamento, cronograma e fases do desmonte; ii) informações quanto à retirada de resíduos ou sobras resultantes; iii) destinação final pretendida; iv)

local do desmonte, se for o caso; e v) possíveis efeitos de redução/aumento da profundidade local. (IBP, 2017)

Além disto, toda e qualquer estrutura remanescente de plataforma fixa deverá sofrer avaliação para determinar se há necessidade de estar cartografada e/ou sinalizada. É necessário ainda submeter à Marinha um plano de reboque contendo local de destino (estaleiro/exportação/canteiro de obras).

Por oportuno, por ser signatário da *International Maritime Organization* (IMO), o Brasil, por meio da autoridade marítima, seguirá os preceitos ratificados por esta organização, conforme descritos no próximo capítulo.

4. Legislação Internacional

A legislação internacional referente ao processo de descomissionamento é regida por uma série de regulamentos e normas emanadas de organismos, convenções, tratados e acordos internacionais e regionais. A seguir são destacadas aquelas de maior relevância.

4.1. Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental de 1958 ou Convenção de Genebra de 1958 – UNCLOS I (The Continental Shelf Convention and the High Seas Continental)

A Convenção das Nações Unidas sobre a Bacia ou Plataforma Continental de 1958, é um excelente ponto de partida para a revisão da legislação internacional, pois ela serve de referência para regulamentações e tratados internacionais posteriores. (RUIVO, 2001). Possui significativa importância, por ser a primeira convenção sobre o assunto. (SALGADO, 2011)

O envolvimento jurídico internacional a respeito da implantação de instalações ou plataformas nas bacias continentais e a posterior remoção iniciaram-se a partir dessa Convenção. Ela concede aos países membros, direitos soberanos de explorar recursos naturais e desenvolver instalações offshore ou plataformas para fins de proceder à produção de óleo e gás. (M'PUSA, 2017)

A Convenção, no seu artigo 5º exige que: *“Qualquer instalação abandonada ou desativada deve ser totalmente removida no local”*. Entende-se que, esse era um requisito razoável em 1958, quando as operações offshore eram em sua maioria em águas relativamente próximas da costa. Mas, na medida em que o desenvolvimento da tecnologia impulsionou operações remotas em águas mais profundas, as atividades de remoção completa passaram a ser questionadas.

A Convenção de 1958 propôs a prevenção de poluição marinha resultando das operações offshore, com as seguintes diretrizes:

- ❖ Solicitou dos países signatários tomarem medidas adequadas para a proteção da biota que pode ser afetada por essas operações;

- ❖ Convocou os Estados membros a estabelecerem zonas de segurança, de aproximadamente 500 metros, ao redor de todas as plataformas;
- ❖ Estabeleceu a remoção total de qualquer instalação em abandono ou em desativação;
- ❖ Impediu as operações offshore de causarem injustificada interferência em outras atividades marinhas, mesmo que essas operações sejam resultantes de esforços de conservação;

A Convenção contém um amplo artigo instituindo que os Estados redijam regulamentações que previnam a poluição dos mares por óleo proveniente de oleodutos ou de operações de exploração e de exploração.

A maioria dos países produtores de petróleo e membros das Nações Unidas é signatária da Convenção de 1985, cujas diretrizes permanecem vigentes.

4.2. Convenção de Londres de 1972 (London Dumping Convention 1972)

Uma das tentativas para a proteção ambiental das atividades petrolíferas offshore foi a Convenção de Londres sobre Prevenção da Poluição Marinha por despejo de Resíduos e Outros Materiais de 1972. O principal objetivo da Convenção de Londres é evitar a eliminação indiscriminada no mar de resíduos que possam ser responsáveis pela criação de riscos para a saúde humana, prejudicando recursos vivos e vida marinha ou por interferir com outros usos legítimos do mar.

De acordo com a Convenção de Londres de 1972, o *dumping* consiste em descartar deliberadamente no leito ou subsolo do mar de resíduos gerados em terra ou por navios ou aeronaves ou ainda instalações offshore e também o despejo do próprio navio obsoleto, aeronave e plataforma em desuso.

Nesta convenção, o descarte (*dumping*) é definido como:

Qualquer descarte deliberado de resíduos ou outros materiais oriundos de navios, *aircraft*, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar ou qualquer disposição deliberada de navios, aeronaves, plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no mar;

O descarte de resíduos ou outros materiais oriundos diretamente ou indiretamente das operações offshore de exploração e de exploração de recursos minerais no fundo do mar não serão cobertos pelas normas desta Convenção.

As atividades offshore da indústria de petróleo e gás são consideradas pelas normas desta convenção e, principalmente, o descarte de instalações e estruturas offshore.

Em 7 de novembro de 1996, em uma reunião especial do Contracting Parties to the London Dumping Convention, foi adotado um novo protocolo com o objetivo de esclarecer a posição do tratado sobre o descomissionamento de equipamentos e instalações de petróleo. Assim, a definição de descarte nesta convenção foi atualizada e passou a incluir explicitamente “qualquer forma de abandono no local de plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no oceano, com o propósito deliberado de disposição”.

4.3. International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL, 1973/78)

Um outro importante ato internacional é MARPOL 1973/78, que apesar de ser dirigido a indústria de marinha mercante, tem implicações nas operações offshore de petróleo. (RUIVO, 2001)

O principal objetivo da MARPOL é prevenir e controlar a poluição marinha originária de embarcações, através da prevenção da poluição em ambiente marinho ocasionada por descarga de substâncias danosas ou efluentes que contenham tais substâncias (LUCZYNSKI, 2002). Como as plataformas flutuantes são consideradas embarcações, segundo a NORMAN, as exigências estabelecidas pela MARPOL também se aplicam para UEPs.

Segundo a MARPOL, “despejo” significa “qualquer liberação de alguma forma despejada por um navio e inclui qualquer escapamento, descarte, derramamento, vazamento, bombeamento, emissão ou esvaziamento”.

4.4. Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (United Nations Convention on the Law of the Sea – UNCLOS III, 1982)

Devido ao caráter obrigatório de remoção completa das estruturas *offshore*, a qual não avaliava caso a caso o projeto de desativação, a Convenção de 1958 foi revista, o que foi modificado pelo artigo 60 da UNCLOS 1982: *“Qualquer instalação ou estrutura abandonada ou desativada deve ser removida para garantir a segurança da navegação, levando em consideração as normas internacionais geralmente aceitas, estabelecidas a este respeito pela organização internacional competente. Essa remoção deve também ter em conta a pesca, a proteção do meio marinho e os direitos e deveres de outros Estados. Deve ser dada publicidade adequada à profundidade, posição e dimensões de quaisquer instalações ou estruturas não totalmente removidas”*. (M’PUSA, 2017)

De maneira geral, a 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 Unido. A organização internacional competente referida no artigo 60 é a Organização Marítima Internacional por intermédio do Comitê de Segurança Marítima da IMO.

4.5. Diretrizes e Normas da Organização Marítima Internacional (IMO) para a remoção de estruturas e instalações offshore na plataforma continental (1989)

As diretrizes e normas da IMO foram adotadas em 19 de outubro de 1989, e são basicamente uma interpretação dos resultados da convenção de 1982, porém coloca algumas exceções à remoção completa. (SALGADO, 2011). Ressalta-se que essas diretrizes não são juridicamente vinculativas na legislação nacional dos Estados membros, a menos que elas sejam incorporadas no arcabouço legal de cada país membro. As diretrizes listam os padrões que devem ser levados em consideração quando uma decisão é tomada sobre a remoção de uma instalação ou estrutura *offshore*. (M’PUSA, 2017). Os elementos destas diretrizes que merecem destaque são:

- ❖ Todas as estruturas em desuso que permaneçam em menos de 75 m de lâmina d'água e pesando menos de 4.000 toneladas, excluindo o convés, devem ser completamente removidas;
- ❖ Todas as estruturas em desuso instaladas no fundo do mar a partir de 1º de janeiro de 1998, situadas em menos de 100 m d'água e pesando menos de 4.000 toneladas, devem ser completamente removidas;
- ❖ A remoção deve ser realizada de forma a não causar efeitos adversos significativos na navegação ou no ambiente marinho. Os detalhes da posição e das dimensões de todas as instalações que permanecem após as operações de remoção devem ser imediatamente transmitidos aos órgãos e autoridades competentes;
- ❖ Quando a remoção total não é tecnicamente viável ou envolve custos extremos ou apresenta risco operacional para o pessoal ou o meio marinho.
- ❖ Qualquer instalação ou estrutura abandonada ou em desuso, que se projeta acima da superfície do mar, deve ser adequadamente mantida para evitar falhas estruturais.
- ❖ As espécies marinhas podem ser aprimoradas pela colocação no fundo do mar de material de instalações ou estruturas removidas (por exemplo, para criar um recife artificial), esse material deve estar localizado bem longe das vias de tráfego usuais, levando em consideração essas diretrizes e Padrões e outros padrões relevantes para a manutenção da segurança marítima.

4.6. Convenção Oslo-Paris (OSPAR) 1992

A Convenção para a Proteção do Meio Marinho do Atlântico Nordeste de 1992, comumente denominada Convenção de OSPAR, tem como objetivo abordar a aceleração da degradação dos oceanos e das zonas costeiras no cenário internacional por meio da gestão e utilização do meio marinho e costeiro de forma sustentável. (M'PUSA, 2017)

Com relação à retirada de instalações offshore, o artigo 5º da Convenção prevê que *“nenhuma instalação offshore em desuso ou um gasoduto offshore*

em desuso deve ser despejada e nenhuma instalação offshore em desuso será deixada total ou parcialmente no local da área marítima sem autorização emitida pela autoridade competente da Parte Contratante em questão caso a caso”.

A Convenção também prevê certas exceções às regras gerais impostas. Em primeiro lugar, retirada de instalações *offshore* não se aplicam em caso de força maior, devido à rigidez do clima ou a qualquer outra causa, quando a segurança da vida humana ou de uma instalação *offshore* está ameaçada. Em segundo lugar, há possibilidade de deixar as instalações no local ou de colocá-las para fins diferentes daqueles para os quais foram originalmente destinados como a reutilização como recifes artificiais. No entanto, isso só será possível onde é especificamente autorizado pela autoridade competente da Parte Contratante e de acordo com as diretrizes a serem elaboradas pela Comissão OSPAR.

4.7. Decisão OSPAR 98/3

A Decisão OSPAR 98/3 proíbe o despejo das instalações *offshore* em desuso no mar ou deixando-as parcial ou totalmente no local de atuação. Contudo, se houver razões significativas para que uma instalação seja abandonada no local, cabe à autoridade competente conceder ou não para o operador uma isenção desse requisito intitulada “derrogação”. São elegíveis, de acordo com a Decisão OSPAR 98/3:

- ❖ Totalidade ou parte das bases de uma estrutura de aço com peso superior a 10.000 toneladas implantadas no mar antes de 9 fevereiro de 1999;
- ❖ Subestrutura de concreto;
- ❖ Em circunstâncias excepcionais e imprevistas, como por exemplo, danos ou deterioração de uma estrutura, ou por qualquer outro caso que apresenta dificuldades de remoção comprovadas.

Entretanto, vale ressaltar que a elegibilidade para uma derrogação não significa que será concedida automaticamente. O operador requerente da isenção deve apresentar os motivos para uma disposição alternativa por meio de

uma avaliação comparativa que será validada caso a caso pelo órgão competente.

As disposições da Decisão OSPAR 98/3 não se aplicam aos dutos e outros equipamentos submarinos de aço, como por exemplo, coletores (*manifolds*). (M'PUSA, 2017)

5. Análise Prospectiva

Estudos de Prospecção constituem a ferramenta básica para a fundamentação nos processos de tomada de decisão em diversos níveis na sociedade moderna. A Prospecção Tecnológica pode ser definida como “um meio sistemático de mapear desenvolvimentos científicos e tecnológicos futuros capazes de influenciar de forma significativa uma indústria, a economia ou a sociedade como um todo. O propósito dos estudos de prospecção não é desvendar o futuro, mas sim delinear e testar visões possíveis e desejáveis para que sejam feitas, hoje, escolhas que contribuirão da forma mais positiva possível na construção do futuro. (MAYERHOFF, 2008)

A análise prospectiva é uma importante ferramenta de gestão que se apoia na premissa da complexidade e na necessidade de explorar e entender uma teia de relações complexas, para se estabelecer possíveis alternativas de futuro. Entre muitos possíveis usos, a prospecção tecnológica pode indicar oportunidades e ameaças ao desenvolvimento tecnológico, setorial e regional, apontando gargalos, limitações, oportunidades e demandas por tecnologias. (CASTRO e LIMA, 2003)

Os processos sistemáticos de analisar e produzir julgamentos sobre características de tecnologias emergentes, rotas de desenvolvimento e impactos potenciais no futuro estão inseridos no conceito de *Technology Future Analysis*, que incorpora uma grande variedade de métodos de prospecção tecnológica. Neste sentido, TFA busca integrar conceitos de *technology foresight* e *assessment studies*, predominantes no setor público, e de *technology forecasting* e *intelligence*, mais ligados a demandas do setor privado. (CGEE, 2017)

Um estudo prospectivo envolve o uso de múltiplos métodos ou técnicas, quantitativos e qualitativos, de modo a se obter a complementaridade. Uma vez que não faz sentido definir uma fórmula pronta para uma metodologia de prospecção, a escolha dos métodos e técnicas e seu uso dependem intrinsecamente de cada situação – considerados aspectos tais como especificidades da área de conhecimento, aplicação das tecnologias no contexto

regional ou local, governamental ou empresarial, abrangência do exercício, horizonte temporal, custo e objetivos. (CGEE, 2017)

Os estudos de prospecção tecnológica podem promover benefícios para o desenvolvimento da ciência, tecnologia e inovação, tais como: canais e linguagens comuns para a circulação de informação e conhecimento de caráter estratégico para a inovação; mais inteligência antecipativa inserida nos processos de tomada de decisão; apoio a decisões relativas ao estabelecimento de prioridades para P&D, gestão dos riscos das inovações tecnológicas, melhoria da competitividade tecnológica de produtos, processos e serviços.

As principais fontes em que se baseia são as de natureza técnica (revistas, patentes, catálogos, artigos científicos, etc). Além disso, podem ser feitas entrevistas com especialistas e outras informações não-literárias podem ser coletadas (CGEE, 2017).

A metodologia de prospecção tecnológica adotada neste trabalho seguiu as etapas definidas pelo Núcleo de Estudos Industriais e Tecnológicos – NEITEC da Escola de Química da UFRJ utilizando informações oriundas de documentos de artigos científicos, que são uma potente ferramenta e instrumento bastante eficaz no apoio à tomada de decisão, tendo em vista o estado da arte disponível no seu conteúdo, permitindo identificar tecnologias relevantes, processos, produtos, dentre outros. Além disso, a utilização de bases de dados padronizadas e com qualidade da informação permite tratar estatisticamente volumes de dados com baixo risco de erros, que agrega valor ao conhecimento disponível. (BORSCHIVER et al., 2017)

Na Figura 19 a seguir pode ser observado o esquema geral desta metodologia:

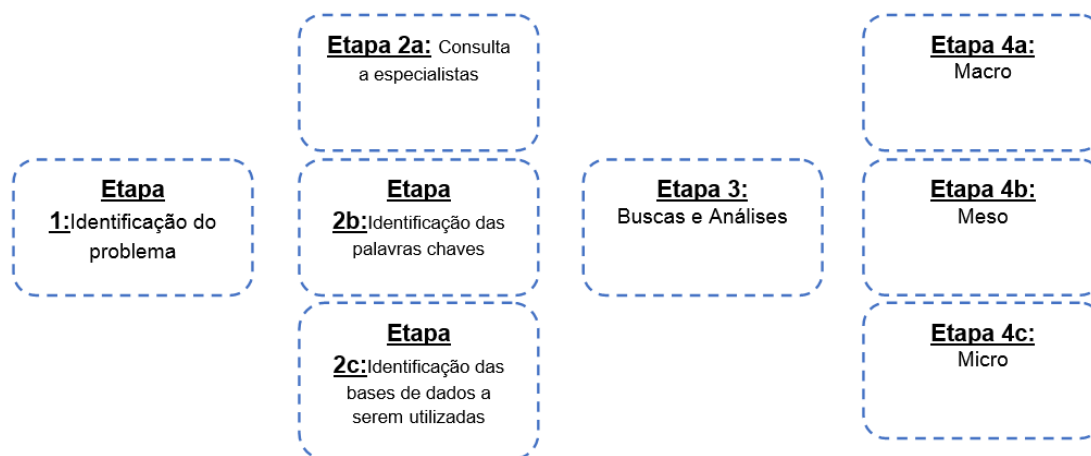


Figura 19 Representação esquemática da metodologia de prospecção tecnológica.
Fonte: Elaboração Própria

Para este trabalho, serão seguidas as etapas de: Identificação do problema, Identificação das bases de dados a serem utilizadas, Identificação das palavras chaves e Buscas e Análises dos Resultados (Macro, Meso, Micro).

5.1. Etapa 1: Identificação do Problema

Com o aumento da demanda pela desativação de instalações de produção de petróleo e gás no país, há a necessidade de se estudar as alternativas para a destinação final dos sistemas produtivos. A alternativa escolhida deverá considerar, além dos impactos ao meio ambiente, outros critérios como: viabilidade técnica, segurança, economia e social. Para este trabalho, a análise prospectiva visa identificar os aspectos ambientais a serem considerados no momento da análise de alternativas para destino final dos sistemas produtivos (Por exemplo: remoção parcial, remoção total, tombamento no local, abandono *in situ*), de forma a contribuir para uma análise integrada de alternativas para o descomissionamento de sistemas de produção de petróleo e gás natural (considerando aspectos de: segurança operacional, meio ambiente, logística, econômica, técnica e social).

5.2. Etapa 2: Escolha da base de dados

A escolha de qual base de dados utilizar para a realização da pesquisa visou identificar aquela que possibilitasse mapear artigos científicos dentro do contexto dos aspectos ambientais envolvidos no processo de descomissionamento,

através da busca por cruzamentos de palavras-chave, apresentando os resultados de forma a viabilizar as análises Macro, Meso e Micro.

Desta forma, a ferramenta escolhida foi a base de dados Scopus (<http://www.scopus.com/>). Scopus é a base referencial da Editora Elsevier e uma das maiores fontes referencial de literatura técnica e científica revisada por pares. Além disso, foi selecionada por apresentar grande abrangência, facilidade de *download* de um elevado volume de documentos, relevância significativa dos artigos científicos e análises Macro facilitadas pela própria estrutura do site.

A base Scopus permite uma visão ampla do que está sendo publicado cientificamente sobre um tema. Através dos mecanismos de busca, podem ser encontradas as informações publicadas por uma determinada instituição, ou um determinado autor. Ainda, através dessas ferramentas é possível obter uma versão visual de seus resultados, para ajudar a compreender e elucidar, por exemplo, em qual país há um maior número de documentos sobre um determinado tema abordado, bem como a área de conhecimento e uma série de outros benefícios (ELSEVIER, 2017).

5.3. Etapa 3: Identificação das palavras-chaves

Para o presente trabalho, optou-se por realizar primeiramente uma busca com termos “*decommissioning*” e “*environment*” de forma que um panorama geral sobre o assunto pudesse ser obtido. A busca foi realizada nos campos “Título, Palavra-Chave e Resumo”, considerando todo o período disponível na base de dados e todos os tipos de documento. Foi obtido um resultado de 855 documentos, porém como os termos utilizados são abrangentes, foram identificados assuntos como: desativação de usinas nucleares e de parques eólicos, ciclo de vida de hidroelétricas, além do próprio assunto do trabalho que é o descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo e gás. Com isso, de forma a obter um resultado mais refinado e de encontro ao objetivo do trabalho, incluiu-se a palavra-chave “*oil*” na busca. Com isso, os parâmetros da pesquisa são exibidos na Tabela 3 a seguir:

Tabela 3 Parâmetros de busca da prospecção tecnológica

Parâmetro	Artigos Científicos
Base de Dados	SCOPUS
Palavras-chave	Decommissioning AND environment AND oil
Campos de busca	Título, palavra-chave e resumo
Período de busca	Todo o período disponível
Tipo de documento	Todos (Article, Review, Book, Book Chapter, Conference Paper, Conference Review)

Fonte: Elaboração Própria

5.4. Etapa 4: Análise de Artigos Científicos

A partir da busca realizada na base de dados SCOPUS utilizando os parâmetros apresentados na Tabela 3, foram identificados 143 documentos, sendo 5 repetidos e, através da análise dos resumos de cada artigo, 46 documentos foram eliminados do grupo por fugirem do tema em questão (artigos relacionados, por exemplo, com desativação de usinas nucleares, produção terrestre de petróleo e Captura de CO₂). Com isso, um total de 92 artigos foram analisados. No Anexo 1 encontra-se a lista destes artigos.

Após a leitura do conteúdo dos documentos selecionados, as informações extraídas foram analisadas em três níveis diferentes que são a seguir especificados: Macro, Meso e Micro.

❖ Análise Macro

A análise macro está relacionada com a distribuição histórica de publicações, a distribuição dos artigos científicos por países, por universidades, centros de pesquisa e empresas ligadas ao conhecimento científico e por tipo de publicação.

A primeira análise é a evolução da produção científica em número de artigos científicos por ano, conforme mostrado na Figura 20, onde pode-se observar uma tendência de crescimento no interesse em torno das questões que envolvem as interferências com o meio ambiente a partir da atividade de descomissionamento, provavelmente devido ao crescimento da quantidade de sistemas de produção em final de vida útil no mundo.

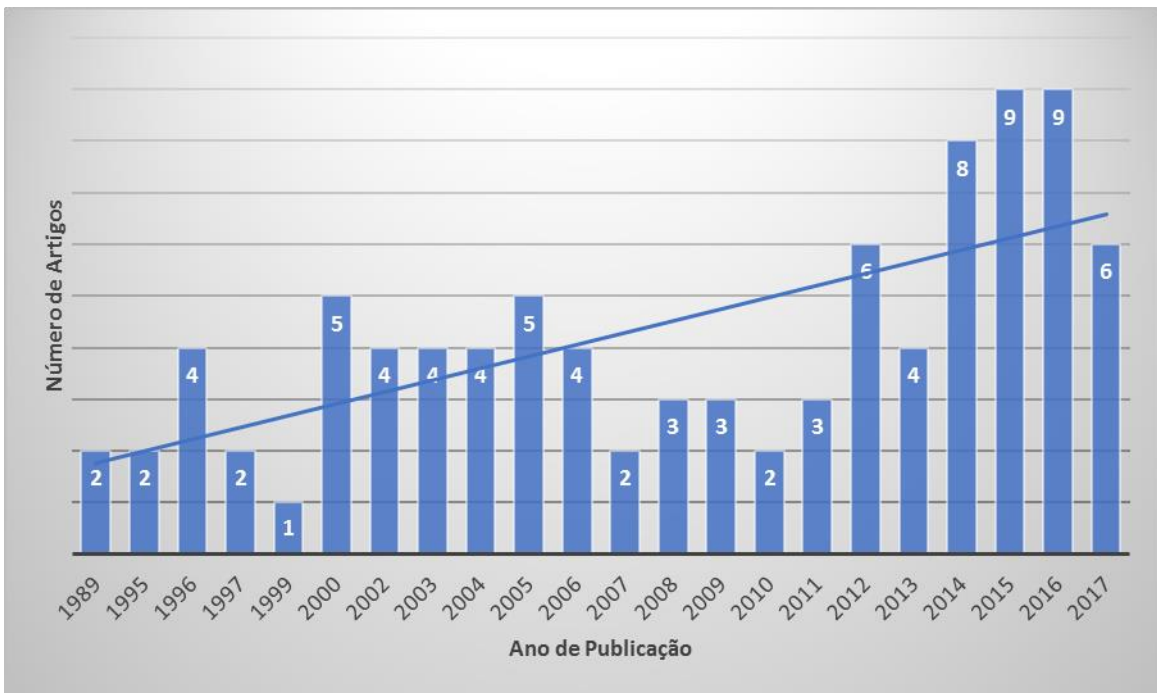


Figura 20 Distribuição temporal dos artigos publicados

Fonte: Elaboração Própria

Outra análise refere-se à identificação da origem das publicações, ou seja, os países de origem dos autores dos trabalhos com maior interesse no assunto. A Figura 21 mostra uma análise da localização, em que pode ser percebido um destaque para o Reino Unido que aparece em primeiro lugar, seguido por Estados Unidos e Itália. O Brasil aparece em 5º lugar.

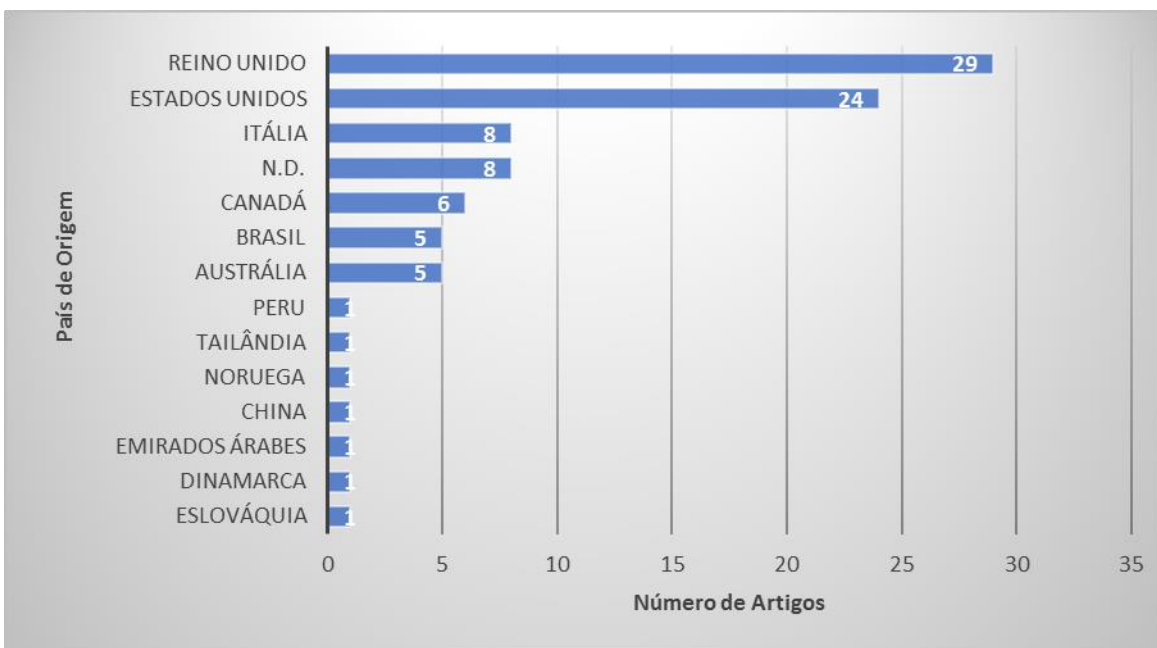


Figura 21 Distribuição por país de origem da publicação

Fonte: Elaboração Própria

O tipo de publicação também foi analisado e classificado conforme Figura 22. Pode-se observar que 52% dos artigos foram publicados em anais de Conferências e Seminários, 45% em Jornais e Revistas, 2% constituem Capítulos de Livro e 1% não foi identificado a partir dos resultados obtidos.

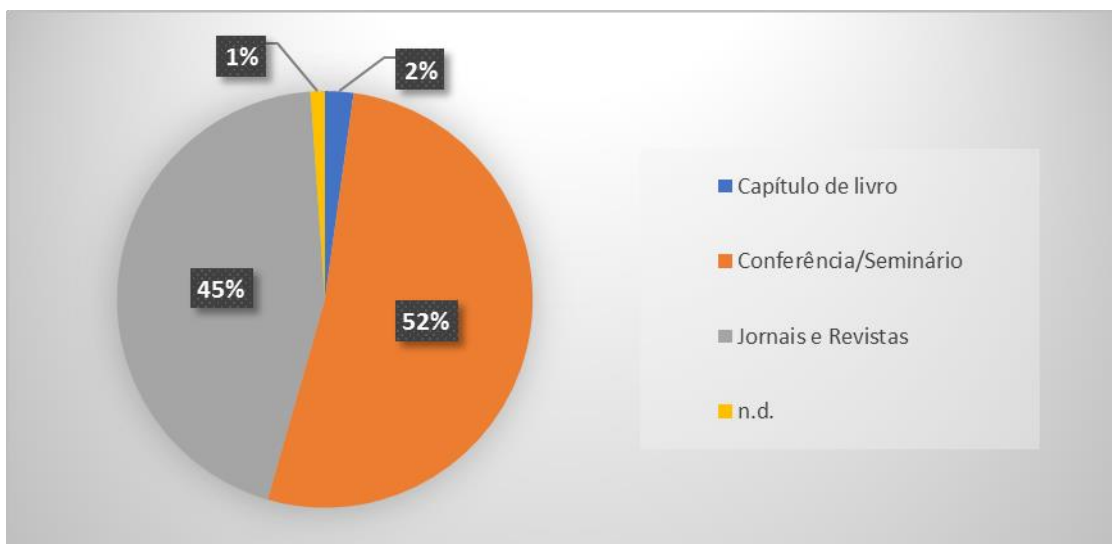


Figura 22 Distribuição por tipo de publicação
Fonte: Elaboração Própria

Das Conferências e Seminários, os dez eventos que mais tiveram trabalhos apresentados e publicados do universo de artigos estudados são destacados na Tabela 4 a seguir. Cabe destacar que a *Society of Petroleum Engineers* (SPE), a maior associação mundial de profissionais que atuam em Exploração & Produção de Petróleo, esteve à frente da organização de grande parte dos eventos.

Tabela 4 Conferências e Seminários

Conferências e Seminários	nº Artigos
Society of Petroleum Engineers - SPE/APPEA Int. Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production 2012: Protecting People and the Environment - Evolving Challenges	5
Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference	5
International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production	4
Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition	3
Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference	3
36th International Conference on Computers and Industrial Engineering, ICC and IE 2006	2
Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE	2
Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility	2
67th European Association of Geoscientists and Engineers, EAGE Conference and Exhibition, incorporating SPE EUROPEC 2005 - Extended Abstracts	2
Society of Petroleum Engineers - Asia Pacific Health, Safety, Security and Environment Conference and Exhibition 2007 - "Responsible Performance: Are We Doing the Best We Can"	2
Society of Petroleum Engineers - SPE E and P Health, Safety, Security and Environmental Conference - Americas 2015	1
Society of Petroleum Engineers - SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, OE 2015	1
Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference on Health, Safety and Environment 2014: The Journey Continues	1
SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings	1
Offshore Europe Conference - Proceedings	1
SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings	1
Proceedings of the European Petroleum Conference	1
Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, IPC	1
Society of Petroleum Engineers - SPE Middle East Health, Safety, Security and Environment Conference and Exhibition 2010	1
IEE Conference Publication	1
Society of Petroleum Engineers - SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, OE 2015	1
Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2009, IPTC 2009	1
Proceedings of the 7th Biennial Conference on Engineering Systems Design and Analysis, ESDA 2004	1
Society of Petroleum Engineers - SPE Bergen One Day Seminar	1
Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, SPETT 2014 - Future Assets: Acquisition, Maintenance and Reliability	1
Proceedings of the International Offshore Mechanics and Arctic Engineering Symposium	1
Society of Petroleum Engineers - 30th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, ADIPEC 2014: Challenges and Opportunities for the Next 30 Years	1

Fonte: Elaboração Própria

Os Jornais e Revistas à frente das publicações dos artigos científicos identificados são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 Jornais e Revistas

Jornais e Revistas	nº Artigos
Marine Pollution Bulletin	3
Integrated Environmental Assessment and Management	3
Marine Policy	2
Ocean and Coastal Management	2
American Society of Mechanical Engineers, Petroleum Division (Publication) PD	2
Offshore Engineer	2
Environmental Evidence	2
Journal of Environmental Management	2
Underwater Technology	2
Renewable and Sustainable Energy Reviews	1
Petroleum Economist	1
Ocean Engineering	1
Energy Exploration and Exploitation	1
PLoS ONE	1
International Journal of Control and Automation	1
SPE Projects, Facilities and Construction	1
Engineer	1
Gatfworld	1
SPE Reprint Series	1
Petroleum Review	1
American Journal of Environmental Sciences	1
Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America	1
Chemical Engineering Transactions	1
Science of the Total Environment	1
Federal Register	1
Industrial Robot	1
Gas Engineering and Management	1
JPT, Journal of Petroleum Technology	1
Marine Environmental Research	1

Fonte: Elaboração Própria

Quando considerado o tipo de autor (universidade, instituto de pesquisa, empresas), nota-se que a maioria das publicações foi realizada por empresas e universidades, conforme apresentado na Figura 23.

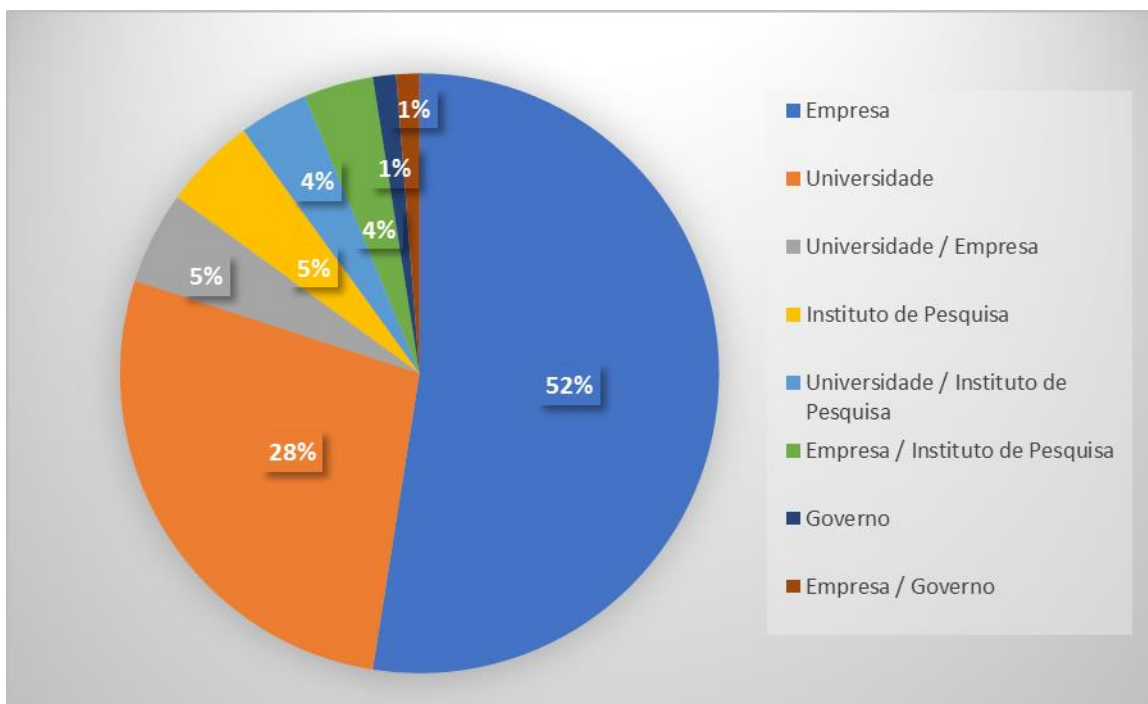


Figura 23 Tipo de autor
Fonte: Elaboração Própria

❖ **Análise Meso**

Na Análise Meso, os artigos científicos foram categorizados de acordo com os aspectos mais relevantes e organizados em taxonomias. A Figura 24 apresenta a Análise Meso de artigos científicos baseado nas taxonomias propostas, quais sejam: Análise de Alternativas, Gestão e Monitoramento Ambiental, Análise econômica e serviços ecossistêmicos, Técnicas, Análise de Ciclo de Vida e Avaliação de Impacto Ambiental, Gestão de Riscos, Extensão da Produção/Postergação do Descomissionamento e Legislação. As taxonomias mais citadas nos documentos foram Análise de Alternativas e Gestão e Monitoramento Ambiental. Os documentos são categorizados de acordo com os aspectos mais relevantes em torno da temática em questão. A seguir, estas taxonomias identificadas são descritas.

- Análise de Alternativas para o descomissionamento: quando os documentos tratam de metodologias ou ferramentas de análise multidisciplinar para tomada de decisão quanto à destinação final de plataformas e/ou sistemas submarinos (linhas e equipamentos).

- Gestão e Monitoramento Ambiental: quando são identificados nos documentos mecanismos de gerenciamento de resíduos, emissões e efluentes na atividade de descomissionamento de plataformas, sistemas submarinos e/ou abandono de poços, além de ações de monitoramento ambiental pós-desativação;
- Análise econômica e serviços ecossistêmicos: quando os documentos abordam a análise econômica da atividade de descomissionamento e a questão dos impactos traduzidos em serviços ecossistêmicos;
- Técnicas: quando é identificado no documento técnicas ou equipamentos de remoção de estruturas, linhas submarinas e abandono de poços;
- Análise de ciclo de vida e Avaliação de impacto ambiental: metodologia para avaliação de impacto ambiental e de análise de ciclo de vida, além e estudos de caso;
- Gestão de Riscos: quando o documento trata da análise e gerenciamento de riscos que envolvem a atividade de descomissionamento;
- Extensão da produção / Postergação do descomissionamento: quando abordam a recuperação da produção do campo de petróleo e adiamento do descomissionamento de uma plataforma e seu sistema de produção associado (sistema submarino e poços);
- Legislação: quando os documentos abordam como tema principal os requisitos legais que suportam a atividade;

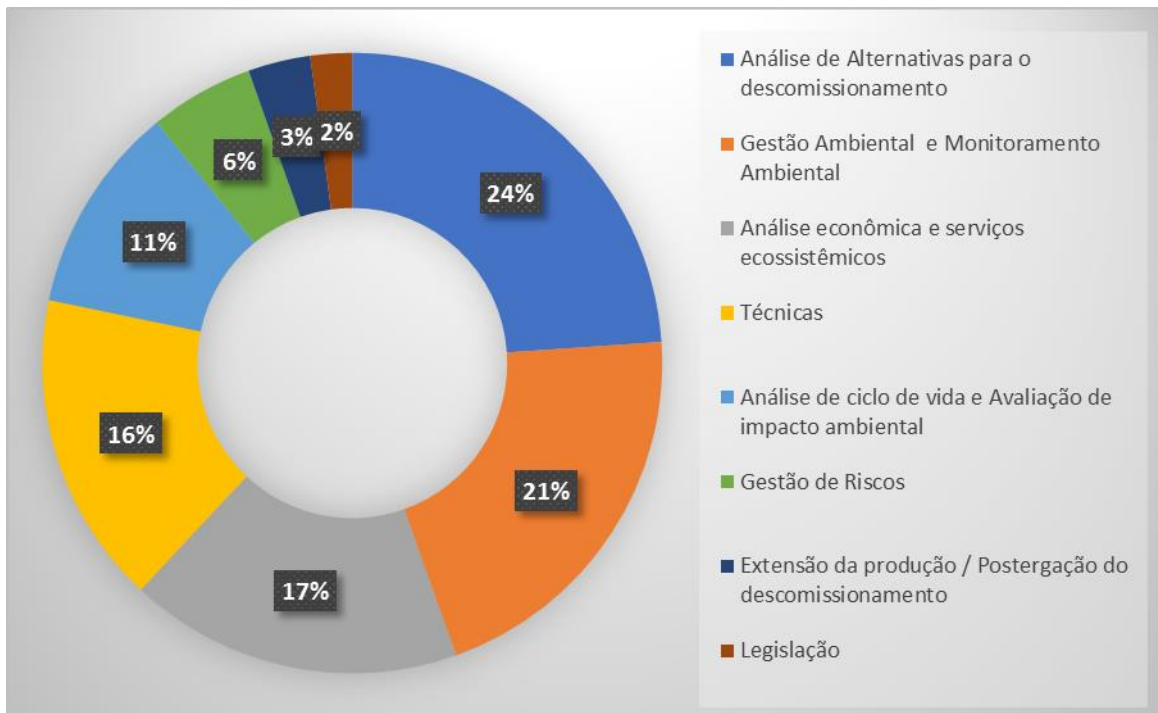


Figura 24 Análise Meso dos Artigos Científicos – Taxonomia

Fonte: Elaboração Própria

❖ Análise Micro

Na etapa da análise micro, são identificados particularidades e detalhamentos de cada taxonomia da análise Meso.

❖ Análise de Alternativas para o Descomissionamento

Foram identificados 22 artigos científicos que abordam temas como: desenvolvimento ou aplicação de ferramentas/metodologias de suporte à decisão, análise de alguma alternativa específica para descomissionamento de plataformas e disposição de sistemas submarinos (disposição *in situ*, remoção para terra, por exemplo) e estudos de caso.

EKINS et al. (2006) realizaram uma análise de fluxo de massa e energia, com seus fluxos financeiros correspondentes, para diferentes cenários de desmobilização para cada um dos elementos de um sistema marítimo de produção de óleo e gás. Os custos de cada cenário, quando comparados com o cenário de referência (deixar todas as estruturas *in situ*), dão uma avaliação implícita dos resultados não financeiros (por exemplo, melhorias ambientais), caso esse cenário seja adotado pela sociedade. O documento conclui que não é

claro que a remoção dos *topsides* e de grandes estruturas de aço para a costa, conforme exigido atualmente por regulamentos, é ambientalmente justificado; que as estruturas de concreto certamente devem ser deixadas no lugar; e que deixar as bases, estacas e dutos no local, com monitoramento subsequente, também seria justificado.

De acordo com MANOUCHEHRI (2017), o descomissionamento offshore e submarino é comumente considerado caso a caso usando o processo de Avaliação Comparativa (AC) no qual a melhor solução é obtida. As considerações de saúde, segurança e meio ambiente são sempre primordiais em qualquer processo de descomissionamento, tendo como objetivo a redução significativa dos riscos de longo prazo para outros usuários do mar, enquanto os riscos associados a curto prazo para os responsáveis pelas operações de desmantelamento são minimizados. Uma parte importante de qualquer projeto de descomissionamento é a destinação de linhas submarinas. Existem várias técnicas disponíveis que vão desde a preservação *in situ* para potencial uso futuro até a remoção completa. O autor analisou em seu trabalho as especificidades de diferentes cenários do descomissionamento de instalações submarinas e examinou os procedimentos a serem realizados desde a fase de planejamento até as atividades operacionais. Como produto, propôs um guia para futuros projetos de descomissionamento de instalações submarinas.

Para CHANDLER et al. (2017), as plataformas offshore de petróleo e gás, oleodutos e estruturas submarinas estão envelhecendo na Austrália e os atuais marcos regulatórios favorecem a remoção completa no final da vida útil. O autor afirma que, no entanto, as evidências indicam que os recifes artificiais se formaram em torno de algumas dessas estruturas e sua remoção poderia causar mais danos do que benefício, e que outros benefícios sociais, ambientais e econômicos a partir de uma política de remoção total podem não ser justificados. Além disso, informa que o regulador australiano (NOPSEMA) está atualmente explorando a possibilidade de apoiar uma política de desativação *in situ*, em que alternativas à remoção total, como abandono *in situ*, remoção parcial ou deslocamento para uma área próxima regulada, podem ser adotadas se for demonstrada como a alternativa mais viável. Por fim, seu trabalho faz um

levantamento do conhecimento técnico emergente, contrapondo ao conservadorismo geral das metodologias atuais disponíveis para avaliar a integridade das instalações.

❖ **Gestão Ambiental e Monitoramento Ambiental**

Foram identificados 19 artigos científicos. Destes, 10 abordam questões que envolvem gestão de resíduos, efluentes e emissões atmosféricas e 9 deles tratam de metodologias de monitoramento ambiental durante e pós-desativação.

Sobre a gestão de resíduos, cabe destacar a atenção a ser dada aos Materiais Radioativos de Ocorrência Natural (NORM) e Materiais Radioativos de Ocorrência Natural Tecnicamente Aprimorados (TENORM), que consistem em materiais enriquecidos com elementos radioativos encontrados no ambiente, como urânio, tório e potássio. O NORM ocorre em formações geológicas e o TENORM pode ser criado por atividade industrial. Nas atividades de descomissionamento e remediação em relação a áreas de potencial preocupação para o NORM / TENORM, o ciclo de gestão baseia-se na caracterização do NORM / TENORM, na avaliação do risco radiológico e nos procedimentos de controle de contaminação (PERONI, 2012). VALEUR (2011) em seu artigo revisa a legislação e as práticas relacionadas ao gerenciamento de resíduos da NORM nos países do Mar do Norte, com ênfase nos possíveis impactos ambientais e conclui que a questão dos resíduos de NORM não é, em todos os casos, tratada de maneira otimizada em relação à saúde, segurança e impactos ambientais, em parte devido à variedade de convenções internacionais e práticas nacionais que são aplicadas com variações significativas de país para país.

Outro assunto que foi identificado é o risco ambiental da presença de cascalhos de perfuração no mar. MARSH (2003), realizou um estudo que caracterizou o risco ambiental representado pela presença de cascalhos sob a plataforma North West Hutton (NWH). O estudo, portanto, apoia a visão de que o principal risco ambiental representado provém da contaminação por hidrocarbonetos. BREUER (2008) ressalta a necessidade de entender o ciclo dos metais nesses materiais devido a iminência de descomissionamento de

muitas plataformas do Mar do Norte e o subsequente destino desse material associado.

Outras duas temáticas que foram identificadas, foi a questão da eliminação/reciclagem de materiais oriundo de atividades de descomissionamentos removidos para disposição em terra e o surgimento de novas tecnologias como soluções alternativas de forma suprir os desafios da indústria de petróleo, como o armazenamento subterrâneo de CO₂. (ROCCA e VIBERTI, 2013)

Sobre a temática “Monitoramento Ambiental”, os artigos científicos abordam temas como: desenvolvimento de tecnologias de monitoramento offshore em geral, monitoramento acústico e visual, monitoramento de sedimentos pós-desativação e o monitoramento da biota, como fauna bentônica, coral e esponjas, plâncton, cetáceos e aves *offshore*.

MCSTAY (2002) estuda o desenvolvimento e aplicação de um sensor óptico multi-capacidade para o monitoramento in situ em tempo real de três principais parâmetros marinhos ambientais e offshore: hidrocarbonetos, fluidos sintéticos e concentrações de metais pesados. O autor afirma que o uso desses sensores será uma ferramenta útil durante o processo de desmantelamento de estruturas offshore.

Sobre o monitoramento acústico e visual, TODD et al (2016) apresenta em seu artigo um estudo que fornece evidências de que a megafauna marinha está presente no entorno de instalações de petróleo e gás offshore móveis e estacionárias durante atividades operacionais de rotina e conclui que as Avaliações de Impacto Ambiental para a atividade de descomissionamento devem ser realizadas caso a caso, e devem considerar a megafauna marinha como um dos aspectos ambientais.

❖ **Análise Econômica e Serviços Ecossistêmicos**

Foram identificados 16 artigos científicos. Destes, 9 artigos tratam de análise econômica e 7 abordam o conceito de serviços ecossistêmicos.

Especialmente no ambiente econômico atual, as operadoras de petróleo e gás estão buscando maneiras de descomissionar suas instalações mais antigas e, ao mesmo tempo, controlar os custos. (PRICE, 2016) Existe a preocupação de que o custo de remoção possa tornar a produção de petróleo não econômica no caso de pequenos campos petrolíferos. Por outro lado, os outros interesses no mar, incluindo a pesca, a segurança da navegação, a proteção do meio marinho e os direitos e deveres de outros grupos e estados devem ser garantidos. SMITH (1995) aborda em seu artigo a necessidade de se gerenciar os projetos de novos empreendimentos de forma otimizada com o objetivo de se criar facilidades na hora de descomissionar e, conseqüentemente, proporcionando redução de custo no momento do descomissionamento.

FOXWELL (1995) diz que um dos problemas associados ao abandono de campos de petróleo está relacionado ao custo necessário para a limpeza de plataformas de petróleo abandonadas.

Sobre a outra temática deste grupo, os Serviços Ecológicos, podem ser definidos como benefícios sociais oferecidos pelo meio ambiente. SPRINGER (2012) demonstra em seu trabalho que uma abordagem de serviços ecológicos para avaliação e gerenciamento de riscos ambientais oferece uma variedade de vantagens comerciais em relação às abordagens tradicionais, incluindo melhor alinhamento com processos de negócios bem estabelecidos. Os conceitos de serviços ecológicos podem ser integrados em cada componente do ciclo de avaliação de risco ambiental - planejamento - mitigação - monitoramento - adaptação, fortalecendo a base para a tomada de decisões ambientais.

Em relação ao descomissionamento de estruturas *offshore*, um dos principais pontos de decisão que devem ser considerados é o valor ecológico final da opção escolhida. KRAUSE (2014) descreve em seu artigo as opções específicas de descomissionamento disponíveis para plataformas na Califórnia e estudos especificamente relacionados à determinação do valor ecológico dessas opções. Os dados apresentados pelo autor corroboram a conclusão de que opções de destino final como *leave in place* (abandono no local), especialmente vários

métodos de recifes artificiais, podem apoiar comunidades marinhas altamente valiosas em ambientes costeiros.

❖ **Técnicas**

Foram identificados 15 artigos científicos que tratam de técnicas de abandono de poços, inspeção em estruturas submarinas e remoção de estruturas submarinas.

Com relação à remoção de estruturas submarinas, todos os artigos abordam desenvolvimento de tecnologias para corte e remoção de equipamentos através de equipamentos robóticos de forma a reduzir o volume de escavação do fundo do mar e, conseqüentemente, reduzir a perturbação do ambiente circundante.

O artigo que trata sobre tecnologia de inspeção em estruturas submarinas, apresenta um estudo de um sistema robótico multisensor projetado para realizar inspeções subaquáticas em *risers*, linhas de ancoragem e cabos umbilicais. O autor afirma que, devido ao ambiente de operação agressivo, tais estruturas são suscetíveis a um amplo espectro de causas de falhas, como envelhecimento, cargas mecânicas, químicas e térmicas, tensões hidrodinâmicas, vibrações induzidas por vórtices e não conformidades na instalação ou fabricação. Os atuais métodos de inspeção apresentam grandes riscos e ineficiências, especialmente à medida que campos mais profundos estão sendo alcançados para exploração. Uma avaliação mais precisa da condição estrutural do *riser* pode permitir a extensão de sua vida útil, evitando assim o descomissionamento antecipado, a chance de episódios de derramamento de óleo e sérios danos ao meio ambiente. (SANTOS, 2013)

❖ **Análise de Ciclo de Vida e Avaliação de Impacto Ambiental**

Foram identificados 10 artigos científicos que tratam destes dois assuntos, sendo que 7 sobre Avaliação de Impacto Ambiental e 3 sobre Análise de Ciclo de Vida.

Sobre Avaliação de Impacto Ambiental, os artigos abordaram questões como: método de avaliação da qualidade dos estudos ambientais, gestão de impactos ambientais em todas as fases do empreendimento, inclusive na fase de

descomissionamento, de forma a minimizá-los e a avaliação de impactos ambientais através do uso do índice de sensibilidade ambiental (ISA).

Destaca-se o trabalho de GONÇALVES et al (2014) que tem como objetivo identificar os impactos ambientais associados a cada componente de um sistema offshore de produção de petróleo e gás, e quantificar cada um deles por meio de índices. O autor afirma que as crescentes necessidades de petróleo para atender a matriz energética demandada no Brasil, a crescente preocupação da sociedade em manter o meio ambiente limpo e a inclusão de um índice relacionado ao meio ambiente, o torna uma contribuição importante para melhorar o processo de seleção e decisão sobre o sistema de produção offshore. Para a estimativa dos impactos ambientais, definiu-se o Índice de Sensibilidade Ambiental da área a ser desenvolvida, e construiu-se uma matriz de impacto baseada nas atividades envolvidas na instalação da plataforma, fase operacional e descomissionamento de uma plataforma e os elementos do ambiente. Assim, essa abordagem sistemática e estruturada permitiu incorporar ao processo de seleção do sistema de produção offshore a seleção de alternativas que combinem as melhores características técnicas com os melhores aspectos do meio ambiente.

Sobre Análise do Ciclo de Vida, os artigos apresentam estudos de caso e a importância de se ter um Plano de Gerenciamento Ambiental do projeto desde a concepção até o seu descomissionamento. KRISHNA (2009) comenta em seu trabalho que devem constar neste plano os papéis e responsabilidades da equipe de projeto, requisitos regulatórios relacionados ao meio ambiente e expectativas de desempenho ambiental. Após a conclusão de um projeto, a equipe de operações acompanha as medidas ambientais para assegurar que o projeto atinja o nível de desempenho ambiental exigido. No final da vida de um projeto, as instalações são desativadas e recuperadas. O autor afirma que uma abordagem do ciclo de vida, desde o conceito de projeto inicial até o descomissionamento garante a boa administração dos aspectos ambientais das operações globais.

❖ **Gestão de Riscos**

Foram identificados 5 artigos que abordam a análise de risco do processo de descomissionamento em geral.

Pode-se destacar o artigo de CORCORAN e SHAW (1992) que alega que as operações envolvidas no descomissionamento e abandono das maiores instalações de produção de petróleo do Mar do Norte serão tais que levantarão os principais problemas de segurança e ameaça potencial ao meio ambiente, com algumas alternativas operacionais sendo mais perigosas do que outras. Ao identificar os perigos, eles podem ser gerenciados corretamente. Os autores examinam o papel que um estudo de risco pode desempenhar na identificação e controle desses perigos, no contexto de um caso de desativação.

❖ **Extensão da produção / Postergação do descomissionamento**

Foram identificados 3 artigos que abordam a recuperação da produção do campo de petróleo e adiamento do descomissionamento de uma plataforma e seu sistema.

Para a maioria das instalações de petróleo e gás, o ambiente de produção e processamento mudou significativamente desde a concepção de seus projetos, com despesas operacionais e de manutenção crescentes e tecnologia de controle obsoleta, muitas vezes ameaçando elevar os custos de produção acima das receitas. HARGREAVES (2015) aborda em seu artigo o caso da plataforma Thistle da Enquest que era um desses ativos e deveria ser desativada até que a decisão foi tomada para prolongar sua vida, colocando em prática o Programa de Extensão de Vida (Late Life Extension Programme - LLX). Utilizando técnicas e metodologias da *Asset Life Extension*, esta antiga instalação está em processo de ser reprojeta, simplificando os *topsides*, o que, por sua vez, está levando a uma maior disponibilidade, maior produção e custos operacionais reduzidos. Um processo simplificado e mais seguro em um ambiente controlado foi criado, equilibrando os requisitos de um orçamento de capital, com a redução do OPEX e do risco do processo. Estima-se que as modificações tenham adicionado pelo menos 15 anos de produção segura, viável e lucrativa à vida útil da plataforma

Thistle. O autor afirma que se trata de um ótimo exemplo de adiamento do descomissionamento e maximização da recuperação econômica.

❖ **Legislação**

Foram identificados 2 artigos cujo o tema principal é a abordagem de requisitos legais que suportam a atividade.

XU e MUKHERJEE (2014) analisam a dimensão ambiental do quadro jurídico relativo às plataformas offshore de petróleo e gás, com enfoque na região do Mar do Norte do continente europeu. O quadro do direito internacional público é discutido como um prefácio da principal área de enfoque, e a discussão estende-se à questão do descomissionamento de plataformas de petróleo que tem algumas implicações ambientais graves. Nos extremos destas duas áreas de discussão, os elementos dos regimes regulamentares no âmbito da MARPOL e da Convenção de Londres são abordados em pormenor contextual e, em definitivo, é apresentada uma conclusão resumindo o estado atual da lei e apresentando algumas propostas de melhoria à luz de dinâmicas contínuas no ramo do direito e tecnologia neste campo.

6. Análise de Alternativas para Descomissionamento

Considerando que os regulamentos para o descomissionamento de instalações *offshore* existentes no país estão dispersos e necessitam de aperfeiçoamento, se faz necessário definir uma metodologia com critérios de avaliação para remoção ou permanência de instalações com análises globais de riscos e impactos, equilibrando a melhor proteção ambiental, o menor risco operacional e a viabilidade técnica e econômica. (DINIZ, 2016; PEREIRA, 2016)

De acordo com BURKE (2015), uma Avaliação Comparativa Multicritério, por exemplo, permite ajustes em função do cenário (ambiental, legal, etc.), pois os critérios e pesos podem ser reavaliados/ajustados; por ser multidisciplinar, envolve profissionais de diversas áreas; trata-se de uma metodologia semi-quantitativa que busca reduzir a subjetividade no processo decisório; a indicação do resultado é direta, facilitando a análise de todos os envolvidos no processo; requer a participação dos stakeholders na definição dos critérios/pesos e validação da metodologia.

Conforme dito anteriormente, os regulamentos sobre o descomissionamento de estruturas offshore foram consolidados no Mar do Norte em 1998, quando as partes integrantes da OSPAR (Convenção de Oslo - Paris) acordaram a Decisão OSPAR 98/3 sobre a eliminação de instalações offshore em desuso. A Decisão OSPAR 98/3 entrou em vigor em fevereiro de 1999 e é executada através de estatutos em cada um dos países da região do Mar do Norte. No Reino Unido, isso ocorre por meio do "Petroleum Act 1998" e do "Energy Act 2008" administrado à época pelo DECC (Department of Energy and Climate Change) e atualmente pelo BEIS (Department for Business, Energy and Industrial Strategy). Requisitos para uma avaliação comparativa de alternativas constam nas notas de uma orientação do DECC "Descomissionamento Offshore de Instalações de Petróleo e Gás e Oleodutos sob a Lei do Petróleo de 1998". No Reino Unido, também é necessária uma avaliação comparativa das opções para o descomissionamento de dutos. Nenhum procedimento detalhado para o processo de avaliação comparativa é prescrito na orientação do DECC ou na Decisão OSPAR 98/3, embora o DECC apresente "Critérios de Avaliação" no

Anexo A da orientação e a Decisão OSPAR 98/3 apresenta um “quadro” no Anexo 2. (OIL AND GAS UK, 2015)

As orientações do DECC baseiam-se na estrutura da OSPAR e incluem uma matriz para auxiliar os operadores no processo de avaliação comparativa, mostrando como as opções podem ser avaliadas com relação a cinco critérios principais (Tabela 6).

Para facilitar a análise, ou porque cobrem um amplo espectro de questões específicas, o DECC alertou que alguns dos critérios podem ser divididos em subcritérios, chamados de “assuntos a serem considerados” nas Notas de Orientação do DECC.

Tabela 6 Principais critérios e subcritérios para uso em avaliações comparativas.

Main Criterion	Sub-criteria (matters to be considered)
Safety	Risk to personnel
	Risk to other users of the sea
	Risk to those on land
Environmental	Marine impacts
	Other environmental compartments (including emissions to the atmosphere)
	Energy / Resource consumption
	Other environmental consequences (including cumulative effects)
Technical	Risk of major project failure
Societal	Fisheries impacts
	Amenities
	Communities
Economic	Cost estimates

Fonte: DECC, Notas de Orientação 2011 Anexo A.

A “Oil and Gas UK”⁵ publicou em 2015 um guia intitulado “*Guidelines for Comparative Assessment in Decommissioning Programmes*” com diretrizes para aplicação de uma metodologia de avaliação comparativa de alternativas de descomissionamento, baseada em análise dos seguintes critérios: meio ambiente, técnica, segurança, social e econômico.

A proposta de uma avaliação comparativa é de analisar as opções, examinar se existem diferenças e identificar a opção “preferida”. No caso dos programas de descomissionamento do Reino Unido candidatos à concessão de

⁵ Organização sem fins lucrativos representativa da indústria offshore de petróleo e gás do Reino Unido.

derrogação à luz da Decisão OSPAR 98/3, o resultado da avaliação comparativa deve demonstrar se e porque há razões significativas para que uma opção de descomissionamento seja preferível à opção de remoção total com justificativas técnicas e ambientais.

De acordo com as orientações do guia, uma avaliação inicial para identificar os critérios e subcritérios a serem adotados na avaliação comparativa é concluída na fase de definição do escopo. Isso informará o nível e o tipo de estudos de suporte necessários para a avaliação comparativa. Prevê-se que a seleção de critérios e subcritérios possa exigir a revisão no início da fase de avaliação e após a conclusão do engajamento inicial das partes interessadas. Os cinco principais critérios a serem considerados estão descritos na orientação do DECC. Subcritérios adicionais que são específicos do projeto e da localização podem ajudar na avaliação das opções, como por exemplo, para o caso do abandono total ou parcial de estruturas, a avaliação do comportamento deste passivo a longo prazo (*legacy impact*).

O processo de avaliação das opções pode assumir diferentes formas e o método de avaliação mais apropriado será influenciado pela complexidade ou originalidade das opções de descomissionamento consideradas, expectativas das partes interessadas e/ou requisitos específicos do projeto/empresa. Os dados usados para apoiar cada método de avaliação podem ser qualitativos (geralmente na forma de opinião de especialistas) ou quantitativos. Quando os dados quantitativos numéricos estiverem disponíveis, o guia informa que estes devem ser utilizados, como por exemplo: emissões atmosféricas em CO_{2eq}, análise de risco quantitativa, carga poluidora não lançada e etc.

Com relação aos dados ambientais, um campo de produção de petróleo e gás existente terá seus dados de linha de base ambiental disponíveis e que podem ser usados para uma avaliação comparativa. As autorizações ambientais existentes sobre descargas e emissões podem ser provenientes do sistema de gestão de emissões ambientais do ativo. Embora seja necessária uma Avaliação do Impacto Ambiental (AIA) para apoiar a submissão do projeto de desativação, não necessariamente estará disponível no momento da realização do estudo de avaliação comparativa. No entanto, o resultado de uma AIA pode ser usado para compor o processo de avaliação comparativa. De acordo com OIL AND GAS UK

(2015), alinhar a coleta de dados para a AIA e para a avaliação comparativa pode ser benéfico.

❖ **O descomissionamento da Área de Thames (UK):**

Em 2014, foi realizado o estudo de impacto ambiental e a análise de alternativas, pelas empresas Perenco e Tullow, para o descomissionamento do complexo de Thames, no sul do Mar do Norte. A análise de alternativas para cada componente do sistema foi realizada seguindo as orientações do guia da DECC “Guidance Notes”, citado anteriormente. O resumo do quantitativo de estruturas a serem descomissionadas é apresentado na Tabela 7.

Tabela 7 Resumo dos campos da área de Thames e quantitativo de estruturas a serem descomissionadas

Decommissioning Field	Infrastructure							
	Platforms	Wells	Wellheads	WPS	Manifold / Template	Pipelines	Umbilicals	MEG Lines
Thames	3	9	4	4	-	5	3	1
Gawain	-	3	3	1	1	1	1	-
Arthur	-	3	3	4	1	4	4	-
Horne & Wren	1	2	-	-	-	1	-	1
Orwell	-	3	3	1	1	1	1	1
Wissey	-	1	1	1	-	-	1	-
Thurne	-	1	1	-	-	-	-	-

Fonte: Perenco UK Limited & Tullow Oil SK Limited, 2014.

Para o desenvolvimento do estudo, um workshop de avaliação comparativa das alternativas de descomissionamento disponíveis foi realizado em 16 de outubro de 2013. O workshop envolveu uma equipe multidisciplinar, incluindo especialistas em segurança, meio ambiente, técnicas, impacto social e economia.

O workshop envolveu o trabalho através das opções apropriadas de descomissionamento e a atribuição de valores de impacto considerados e valores de probabilidade para gerar a avaliação semi-quantitativa geral da

opção. Cada opção de descomissionamento foi pontuada em relação a um conjunto de critérios de avaliação usando categorias derivadas das orientações do guia do DECC. (PERENCO e TULLOW, 2014)

Os critérios utilizados para a avaliação do nível dos impactos ambientais neste estudo são os apresentados na Tabela 8:

Tabela 8 Critérios para classificação dos impactos

Assessment Criteria	Impact Level				
	1 (Very Low)	2 (Low)	3 (Medium)	4 (High)	5 (Very High)
2. Environmental					
2.1 Chemical Discharge	No or negligible discharge	Discharge causes changes which are unlikely to be measureable against background activities	Discharge causes change in ecosystem leading to medium term damage but with good recovery potential	Discharge causes change in ecosystem leading to long term damage but with good recovery potential	Discharge causes change in ecosystem leading to long term damage but with poor recovery potential
2.2. Hydrocarbon discharge	No or negligible discharge	Oil 1-100 litres Low hydrocarbon concentrations and/or very gradual release	Oil 100-1,000 litres Medium hydrocarbon concentration and/or moderate rate of release	Oil 1 - 10m ³ High hydrocarbon concentration and/or rapid rate of release	Oil >10m ³ Very high hydrocarbon concentration and/or very rapid rate of release
2.3 Seabed Disturbance	None	Localised disturbance (0-100% of equipment footprint)	Localised disturbance (100% of equipment footprint)	Wider area of disturbance (100-200% of equipment footprint)	Wide area of disturbance (>200% of equipment footprint)
2.4 Energy Usage	0-10,000Gj	10,001-100,000Gj	100,001-200,000Gj	200,001-400,001Gj	>400,000Gj
2.5 Estimated Discard to Sea (% of total material)	0%	0-20%	20-50%	50-80%	>80%
2.6 Estimated Discard to Landfill or recycled (% of total material)	0%	0-20%	20-50%	50-80%	>80%
2.7 Estimated % of total of the area within the SAC impacted <small>Note 1</small>	0%	0.010%	0.015%	0.1%	0.15%

Fonte: Perenco UK Limited & Tullow Oil SK Limited, 2014.

Os critérios para classificação da probabilidade utilizados são apresentados na Tabela 9 a seguir:

Tabela 9 Critérios para classificação da probabilidade

Likelihood or Level of Uncertainty Rating		
1	Very Low	Very low likelihood; or Very low level of uncertainty (Detailed definition and understanding of methodology, hazards and equipment).
2	Low	Low likelihood; or Low level of uncertainty (High level definition and understanding of methodology, hazards or equipment).
3	Medium	Moderate likelihood; or Moderate level of uncertainty (General definition and understanding of methodology, hazards or equipment).
4	High	High likelihood; or High level of uncertainty (Basic definition and understanding of methodology, hazards or equipment).
5	Very High	Very high likelihood; or Very high level of uncertainty (Limited definition and understanding of methodology, hazards or equipment).

Fonte: Perenco UK Limited & Tullow Oil SK Limited, 2014.

Com isso, foi construída a matriz de risco seguindo os resultados da avaliação do impacto e da probabilidade:

Tabela 10 Matriz de Risco - Impacto x Probabilidade

Likelihood / Uncertainty	Impact				
	1 (Very Low)	2 (Low)	3 (Medium)	4 (High)	5 (Very High)
1 (Very Low)	1	2	3	4	5
2 (Low)	2	4	6	8	10
3 (Medium)	3	6	9	12	15
4 (High)	4	8	12	16	20
5 (Very High)	5	10	15	20	25

Key:

High Risk	Medium Risk	Low Risk
-----------	-------------	----------

Fonte: Perenco UK Limited & Tullow Oil SK Limited, 2014.

A Tabela 11 a seguir apresenta o quadro comparativo com o resultado da avaliação das alternativas de descomissionamento de um duto (*Thames Main Export Pipeline*), sendo: (1) Remoção completamente a linha; (2) Entrincheiramento e enterramento de aproximadamente 10% da linha exposta; (3) Cobertura da linha de rocha em áreas específicas onde a linha é descoberta (cerca de 10%); (4) Remoção parcial de seções descobertas da linha; (5) Abandono no local com o monitoramento.

Tabela 11 Resumo da avaliação de alternativas, considerando os critérios de Segurança e Meio Ambiente (L = probabilidade; I = impacto; R = risco)

Assessment Criteria	Decommissioning Options ^(Note 1)														
	1			2			3			4			5		
	L	I	R	L	I	R	L	I	R	L	I	R	L	I	R
1. Safety															
1.1 Risk to other users of the sea (post ops)	1	1	1	2	2	4	2	2	4	1	2	2	3	2	6
1.2 Risk to those offshore (during ops)	3	3	9	2	3	6	1	1	1	3	3	9	1	1	1
1.3 Risk to 3rd party assets/vessels (during ops) ^{Note 2}	2	2	4	2	2	4	1	2	2	2	2	4	1	1	1
1.4 Level of Diving Intervention	2	4	8	1	1	1	1	1	1	4	5	20	1	1	1
1.5 Risk to those onshore (during ops)	3	3	9	1	2	2	1	1	1	2	2	4	1	1	1
Average Safety Value:	6.2			3.4			1.8			7.8			2		
2. Environmental															
2.1 Chemical Discharge	2	2	4	1	1	1	1	1	1	2	2	4	1	1	1
2.2 Hydrocarbon discharge	2	2	4	1	1	1	1	1	1	2	2	4	1	1	1
2.3 Seabed Disturbance	5	5	25	2	3	6	2	3	6	2	3	6	1	1	1
2.4 Energy Usage	5	5	25	5	5	25	5	5	25	5	5	25	1	1	1
2.5 Estimated Discard to Sea (% of total material)	1	1	1	5	5	25	5	5	25	5	5	25	5	5	25
2.6 Estimated Discard to Landfill (% of total material)	5	5	25	1	1	1	1	1	1	2	5	10	1	1	1
2.7 Estimated % of total area of SAC which is impacted	5	5	25	5	3	15	5	3	15	5	3	15	1	1	1
Average Environmental Value:	15.6			10.6			10.6			12.7			4.4		

Fonte: Perenco UK Limited & Tullow Oil SK Limited, 2014.

Para o exemplo utilizado (descomissionamento de um duto), considerando somente a avaliação realizada para os critérios ambientais, a alternativa mais indicada é a número 5 - Abandono no local com o monitoramento.

Com relação ao monitoramento proposto, o guia esclarece que a frequência e o escopo da atividade de monitoramento serão discutidos e aprovados pelo DECC.

6.1. Critérios Ambientais para tomada de decisão – Plataformas Fixas:

A partir da análise prospectiva realizada, consulta a especialistas e pesquisa em projetos de descomissionamento de campos de petróleo do Mar do Norte, os seguintes critérios ambientais para tomada de decisão quanto à destinação de plataformas fixas foram descritos a seguir e consolidados na Tabela 12.

❖ Impactos *onshore*:

Deverão ser considerados os impactos, e as respectivas ações de mitigação, que podem ocorrer em terra como resultado das operações do projeto de descomissionamento referentes ao manuseio, desmonte e transporte de materiais para destinação final em terra, como o impacto visual, a emissão de poeira, ruído e vibração causados por: (i) aumento do tráfego de veículos de transporte dos materiais, tanto dentro quanto fora do local de destino; (ii) atividades de desmonte das estruturas, como elevação, queda, corte e o próprio manuseio dos materiais.

O tráfego de veículos e as atividades de desmonte podem causar:

- incômodo às comunidades locais que residem próximo das bases terrestres que receberão os materiais descomissionados e àquelas que se encontram próximo das vias de trajeto dos veículos;
- interferência em Unidades de Conservação (UCs): áreas de especial interesse para a conservação ambiental, com função de proteção de exemplares da fauna, flora e ecossistemas, e que estejam situadas na área de influência das operações de descomissionamento;

O impacto visual também deve ser considerado neste critério. Os *topsides*, por exemplo, levarão um certo tempo até reduzirem de tamanho, podendo ser vistos a longas distâncias durante um longo período. Além disso, a presença destas estruturas pode causar interferência na rota migratória de aves, sendo encaradas por estes animais como ameaças.

❖ Uso de Recursos:

O uso de recursos significa a necessidade de extração de minérios (ferro, por exemplo) para a construção de novas estruturas em substituição daquelas deixadas no fundo marinho e que poderiam ser reutilizadas, ou, por outro lado, o reuso de materiais (aço, por exemplo) das estruturas removidas.

Há de se considerar também a necessidade de desmatamento para construção de novas bases para armazenamento dos materiais removidos com o uso (extração) de materiais, como areia por exemplo, para o aterramento.

O consumo de energia e as emissões atmosféricas demandados para a extração dos recursos ou no processo de reciclagem de materiais devem ser considerados pelo critério "Energia e Emissões".

❖ Substâncias perigosas:

Este critério engloba a avaliação do manuseio, remoção e destinação final de materiais perigosos presentes nas instalações (por exemplo, hidrocarbonetos, produtos químicos, amianto, Material Radioativo de Ocorrência Natural - NORM), ou o uso de materiais perigosos como parte do processo de descomissionamento.

Deve ser considerada a remobilização de hidrocarbonetos, metais e outros contaminantes de toxicidade elevada, podendo causar mortalidade e transferência na teia alimentar.

Os resíduos de amianto devem ser identificados, visto que instalações construídas em décadas anteriores podem conter substâncias e materiais perigosos que tiveram seu uso proibido recentemente. Esse tipo de material é geralmente encaminhado para aterros sanitários e, com isso, o lixiviado exigirá tratamento, sendo que estas operações deverão estar de acordo com as condições de licenciamento ambiental da região.

Cabe destacar a atenção a ser dada ao risco radiológico dos Materiais Radioativos de Ocorrência Natural (NORM) e Materiais Radioativos de Ocorrência Natural Tecnicamente Aprimorados (TENORM), que consistem em

materiais enriquecidos com elementos radioativos encontrados no ambiente, como urânio, tório e potássio. O NORM ocorre em formações geológicas e o TENORM pode ser criado por atividade industrial. Estes resíduos devem ser tratados e eliminados de acordo com os requisitos legais (aqui no Brasil, os requisitos são determinados pela CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear). Em alguns casos, seu tratamento final pode ser o encaminhamento para aterros licenciados ou a incineração, o que pode resultar em emissões para a atmosfera (de acordo com as condições de licenciamento).

❖ Gestão de Resíduos:

A avaliação deste critério deve se basear nos inventários de materiais não perigosos e inclui materiais como: concreto, aço, alumínio, latão, bronze, estanho, madeira, borracha, vidro e plástico. Quaisquer materiais perigosos encontrados durante o descomissionamento dos *topsides* são englobados pela categoria "Substâncias Perigosas".

Grande parte do material não perigoso deste processo é, no entanto, reciclável, o que minimiza o volume de resíduos que vão para o aterro e, com isso, o impacto ambiental pode ser controlado e atenuado de forma eficaz.

❖ Impactos físicos:

Os impactos físicos cobrem as atividades offshore relacionadas às atividades de descomissionamento e relacionam-se a movimentação para remoção total ou parcial e mudanças físicas na estrutura ou subestrutura do fundo marinho como resultado do projeto de descomissionamento, como ancoragem e atividades de dragagem. Impactos no ambiente marinho (por exemplo, biota e peixe) são cobertos pela categoria "Ambiente Marinho". Impactos a longo prazo, como mudança de habitat (por exemplo, devido ao despejo de cascalho) são cobertos pelo critério "Impactos de Longo Prazo".

❖ Impactos ao ambiente marinho:

Este critério deverá considerar a avaliação dos impactos para o ambiente marinho. Os seguintes fatores devem ser avaliados:

- Interferência em rota migratória e zonas de procriação e alimentação de cetáceos e no *habitat* de sirênios;
- Interferência em área de alimentação e nidificação de avifauna presentes na zona marinha e costeira;
- Perda de comunidades biológicas estabelecidas no substrato artificial que se formaram ao longo do tempo de vida útil do sistema;
- Danos físicos às comunidades bentônicas devido à ressuspensão de sedimentos, gerando perda ou alteração nas comunidades associadas ao substrato e alteração do assoalho marinho;
- Interferência em Unidades de Conservação (UCs) marinhas e costeiras;
- Impactos de ruído subaquático nos mamíferos marinhos e peixes (por exemplo, no corte de estruturas no mar), ocasionando evasão de espécies e alteração de comportamento e orientação no deslocamento por introdução do impacto sonoro;

Deve-se levar em consideração que as estruturas instaladas podem estar atuando como refúgios para peixes e habitat para outras espécies. Este efeito, obviamente, cessará se as estruturas forem removidas e a pesca na área seria retomada (existe atualmente uma zona de exclusão de 500 m de raio em torno de estruturas para qualquer atividade, inclusive a pesca).

❖ Risco Ambiental de Acidentes:

O Risco Ambiental de Acidentes avalia os possíveis acidentes durante as atividades de descomissionamento. Deve-se considerar os resultados da Análise Preliminar de Riscos (APR) a ser realizada para cada uma das alternativas de descomissionamento. Como destaque, a dispersão da pluma de vazamento em direção à praias e manguezais (áreas ambientalmente sensíveis).

❖ Energia e Emissões (E & E):

Para este critério, deverá ser estimada a demanda de energia e o volume de emissões gasosas (CO₂, NO_x, SO_x) associadas às várias opções de descomissionamento. Isso inclui energia e emissões desde o trabalho preparatório até a remoção de material, transporte marítimo, demolição em terra, transporte em terra e reciclagem de metais e outros materiais. Além disso, a demanda de energia e volumes emitidos associados à substituição de materiais “perdidos” (materiais que são deixados no local ou descartados em aterros e, portanto, não reciclados) deverá ser levado em consideração.

❖ “Impactos de longo prazo” ou “Passivo Ambiental”:

Este critério trata-se de uma avaliação abrangente que deve analisar os impactos gerais a longo prazo em todas as categorias ambientais. Alguns estudos denominam como o “legado” que o empreendimento deixará para o meio.

Para as alternativas que contemplem o abandono total ou parcial no local de materiais, por exemplo, é necessário avaliar a potencial atividade de degradação de material metálico ou polimérico no fundo marinho, que possa trazer contaminação ao ambiente. Além disso, o monitoramento pós-desativação também deverá ser considerado.

A Tabela 12 apresenta os critérios de forma consolidada.

Tabela 12 Critérios Ambientais para tomada de decisão - Plataformas Fixas

Critério
Impactos <i>onshore</i>
Uso de Recursos
Substâncias perigosas
Gestão de Resíduos
Impactos físicos
Impacto ao ambiente marinho
Risco Ambiental de Acidentes
Energia e Emissões (E & E)
Impactos de Longo Prazo ou Passivo Ambiental

Fonte: Elaboração Própria

Com relação a classificação da significância dos impactos, cabe destacar a avaliação realizada pela DNV GL para o projeto de descomissionamento do Campo de Brent (Brent Field), cujo principal objetivo foi distinguir os impactos significativos daqueles que são menos significativos, de modo que uma avaliação mais aprofundada fosse dada às questões consideradas com maior potencial de impacto, de tal forma que a tomada de decisões seja facilitada. De acordo com a DNV GL (2017), a significância dos impactos para uma categoria ambiental específica depende do valor ecológico ou da sensibilidade de um determinado recurso, combinada com a importância do efeito de um distúrbio, avaliando assim o impacto total.

Neste caso, foi desenvolvida uma matriz de impactos, onde a primeira seção da matriz fornece uma descrição geral da área, incluindo o ambiente local (1). A segunda seção descreve a escala de efeito, de altamente negativa a altamente

positiva (2). Finalmente, a terceira seção (3) estabelece o impacto geral por categoria ambiental, combinando as duas primeiras seções.

6.2. Cenário Brasileiro:

Considerando que cada país possui suas especificidades em relação ao clima, condições meteoceanográficas e biodiversidade marinha, se faz necessário considerar para o cenário nacional de descomissionamento, além dos critérios elencados no item anterior, os seguintes pontos:

❖ Área Ambientalmente Sensível:

De acordo com NDUBISI et al. (1995), áreas ambientalmente sensíveis são elementos ou locais da paisagem que são vitais para a manutenção a longo prazo da diversidade biológica do solo, da água ou de outros recursos naturais, tanto local como no contexto regional. Elas incluem áreas de habitat de vida selvagem, encostas íngremes, pântanos e terras agrícolas. Quando estes componentes estão interconectados, eles podem formar corredores verdes que proporcionam benefícios ecológicos, recreativos e culturais a uma comunidade. O IBAMA, através de pareceres técnicos emitidos no âmbito dos projetos de desativação submetidos a sua aprovação, tem se pronunciado a respeito da atenção a ser dada para os ambientes sensíveis. No Parecer Técnico nº 429/16 que analisou o projeto de desativação da plataforma P-07 da Petrobras, o IBAMA se pronunciou afirmando que “não é permitido deitar estruturas, seja de forma definitiva ou temporária, tampouco lançar ou tracionar âncoras sobre bancos de algas, corais, rodolitos, moluscos, esponjas ou quaisquer outros que levem a impactos significativos sobre a fauna bentônica e comunidades associadas.” (IBAMA, 2016)

Desta forma, há a necessidade de se considerar as especificidades dos locais onde os sistemas de produção *offshore* na costa brasileira e, em especial na Bacia de Campos, estão instalados e serão descomissionados, frente as alternativas e as atividades planejadas para cada cenário.

❖ **Impacto biológico pela disseminação de espécies exóticas invasoras:**

De acordo com o relatório intitulado “Informe sobre as Espécies Exóticas Invasoras Marinhas no Brasil” do Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2009), a definição de espécie exótica é “espécie registrada fora de sua área de distribuição original”. Esta é considerada “invasora” quando a espécie estabelecida possui abundância ou dispersão geográfica que interferem na capacidade de sobrevivência de outras espécies em uma ampla região geográfica ou mesmo em uma área específica (ELLIOTT, 2003 *apud* MMA, 2009), ou quando a espécie estabelecida causa impactos mensuráveis em atividades socioeconômicas ou na saúde humana.

No caso da presença de espécies exóticas invasoras nas estruturas das plataformas, *risers* e amarras, como por exemplo o coral-sol, não existem diretrizes internacionais para prevenção da introdução através da bioincrustação por coral-sol, não se existindo no mundo um consenso quanto ao tipo ideal de controle mecânico ou biológico, mas apenas tendo o controle químico pelo uso de tintas anti-incrustantes nas superfícies. (MMA, 2009) Nos ambientes onde se fixam, elas passam a competir com espécies nativas por espaço e alimento. Nesse caso, a ameaça pode ser causada pelo desequilíbrio no sistema trófico e conseqüentemente na diminuição da biodiversidade. (ICMBio, 2016)

A movimentação de estruturas a serem substituídas ou descartadas e que estejam bioincrustadas por esta espécie eleva o risco de disseminação e, por este motivo, esta questão precisa ser considerada nos projetos de descomissionamento em andamento e futuros, apesar de ainda não existir registro na literatura de eliminação ou extinção de espécies no ambiente marinho.

Alguns dos sistemas de produção em idade avançada que deverão parar a produção nos próximos anos estão instalados em águas rasas, onde o coral-sol consegue se desenvolver, e outras estão na Bacia de Campos, em águas profundas. (VALOR, 2018) No fundo marinho, onde a temperatura é inferior a 12,5 °C, o coral-sol tende a não sobreviver, devido às baixas temperaturas.

(BATISTA et al., 2017) Este fato deve ser considerado na avaliação do abandono de *risers* no leito marinho.

No Brasil, a partir do ano de 2002, foi criado o Projeto Coral-Sol que propõe o controle do gênero *Tubastraea*, visando erradicá-la em 20 anos, agregando valor a sua extração e contribuindo para o desenvolvimento sustentável de comunidades litorâneas. (MMA, 2009)

Em 2016, através da Portaria MMA nº 94, foi instituído um grupo de trabalho (GT) entre o MMA, IBAMA e ICMBio para construção do Plano Nacional de Prevenção, Controle e Monitoramento do Coral-Sol (*Tubastraea* spp.).

No ano de 2018 foi publicada a Portaria 03/2018 da Secretaria de Biodiversidade do MMA, que instituiu o Plano de Implementação da Estratégia Nacional para espécies exóticas invasoras, incluindo Coral-Sol, aprovada pela Resolução CONABIO nº 07/2018. Em Março deste ano, foram realizadas Oficinas para elaboração de uma série de ações de implementação do “Plano Coral-Sol” a serem publicadas pelo MMA.

7. Conclusões e Considerações Finais:

A produção de petróleo e gás no país é relativamente diversificada, tanto em termos de localização das áreas de produção quanto em termos da idade das descobertas, do tempo de operação e da variedade e peculiaridade das tecnologias empregadas. Assim, convive-se com descobertas e campos relativamente novos e outros já maduros, para os quais se faz necessária uma análise de quando e como descomissionar suas instalações.

Durante os estudos realizados nesta dissertação identificou-se que o interesse pelo assunto no mundo vem crescendo a cada ano, à medida que a quantidade de projetos a serem desativados aumenta. As pesquisas de desenvolvimento de novas técnicas, de metodologias de análise de alternativas e aquelas que envolvem questões como gestão de resíduos, por exemplo, vem sendo desenvolvidas em grande maioria por empresas. O Reino Unido é o país com maior expressão no universo de trabalhos publicados que foram estudados no desenvolvimento do trabalho.

Sobre o processo de descomissionamento em si, pode-se afirmar que requer um estudo de caráter multidisciplinar complexo que analise as possíveis alternativas de destinação (incluindo disposição in situ) para cada componente do sistema, considerando um balanço que envolva critérios econômicos, técnicos, ambientais, de segurança, sociais e de regulação, de forma a minimizar impactos e seguir procedimentos seguros e de custo reduzido.

Cabe salientar que as metodologias e serviços de suporte à tomada de decisão desenvolvidas existentes no mundo são relativamente novas e sua aplicação em projetos de descomissionamento no Brasil necessitam de adequação ao cenário brasileiro por meio de um enfoque envolvendo métodos e critérios apropriados.

Além dos critérios ambientais identificados nos estudos de alternativas de projetos de descomissionamento de outros países, como “uso de recursos”, “volume de emissões” e “consumo de energia”, por exemplo, se faz necessário considerar para o cenário nacional a questão da interação com áreas

ambientalmente sensíveis e o impacto biológico pela disseminação de espécies exóticas invasoras.

Pode-se considerar que a atual estrutura de regulamentação brasileira sobre descomissionamento necessita de aperfeiçoamento, principalmente com relação a um aprofundamento sobre as questões ambientais. Neste sentido, há um processo de revisão em andamento da Resolução ANP nº 27/2006 (Regulamento Técnico que define os procedimentos a serem adotados na Desativação de Instalações e especifica condições para Devolução de Áreas de Concessão na Fase de Produção) que considera a possibilidade de discussão abrangente das alternativas de descomissionamento, com uso de critérios técnicos, econômicos, de segurança e socioambientais, que deverão nortear a definição da melhor opção (análise multicritério). Esta iniciativa de revisão desta regulação está sendo realizada de forma integrada entre ANP, IBAMA e Marinha, tendo o envolvimento das operadoras e outros agentes envolvidos através de consultas públicas a serem realizadas. É possível afirmar que a interação entre os órgãos reguladores, operadoras, universidades, empresas de tecnologia e a sociedade será o fator primordial para um rumo eficaz desta atividade.

Por fim, conclui-se que desde a concepção do projeto de desenvolvimento da produção é necessário pensar em seu ciclo de vida completo, incluindo o descomissionamento, avaliando novas tecnologias, matérias-primas, visando reduzir o custo global do projeto e, principalmente minimizando os impactos ambientais. Além disso, considera-se fundamental a avaliação integrada da carteira de empreendimentos que serão descomissionados, assim como os que foram desativados recentemente, com o objetivo de absorção das lições aprendidas e para que o processo, em todos os aspectos, esteja em contínua melhoria.

Como propostas de estudos futuros identificados tem-se:

- ❖ Estudo dos critérios ambientais visando a avaliação dos impactos de forma quantitativa e qualitativa considerando a abordagem dos serviços ecossistêmicos;

- ❖ Estudo de análise prospectiva da relação do processo de descomissionamento com os possíveis impactos sociais, relacionados à atividade pesqueira, por exemplo;
- ❖ Prospecção tecnológica em documentos de patentes, visando o estudo das tecnologias emergentes para as atividades de descomissionamento;

Referências Bibliográficas

AMORIM, T. O. Plataformas offshore. Uma breve análise desde a construção ao descomissionamento. Monografia. Tecnologia em Construção Naval, UEZO, 2010.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 1999. Portaria ANP n.º 176 de 27 de outubro de 1999. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2002. Resolução ANP n.º 25 de 06 de fevereiro de 2002. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2006. Resolução ANP n.º 27 de 18 de outubro de 2006. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2015. Resolução ANP nº 41 de 09 de outubro de 2015. ANP. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, 2016. Resolução ANP n.º 46 de 1º de novembro de 2016. ANP. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br>

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, Julho 2017. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <http://www.anp.gov.br>

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2017. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, 2017 Disponível em: <http://www.anp.gov.br>

BARBOSA, P.T., PINHEIRO, N.P.M., JUNIOR, W.L.S. Metodologia fel: sua importância na avaliação de riscos e redução de impactos em escopo, tempo e

custo de projetos complexos de engenharia. XXXIII Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Salvador. 2013.

BASTOS, L. F., 2005. O uso de recifes artificiais como instrumento de suporte à pesca em regiões produtoras de petróleo offshore. Dissertação de mestrado, Sistema de Gestão - UFF: Niterói.

BATISTA, D.; GONÇALVES, J.E.A.; MESSANO, H.F.; ALTVATER, L.; CANDELLA, R.; ELIAS, L.M.C.; MESSANO, L.V.R.; APOLINÁRIO, M.; COUTINHO, R. Distribution of the invasive orange cup coral *Tubastraea coccinea* Lesson, 1829 in an upwelling area in the South Atlantic Ocean fifteen years after its first record. *Aquatic Invasions* (2017) Volume 12, Edição 1: 23–32

BORSCHIVER, S.; REALPE, C.; COUTO, M. A. G.; COELHO, K. Prospecção tecnológica de combustível renovável para aviação. Estudo de caso do diesel verde. *Cad. Prospec.*, Salvador, v. 10, n. 2, p.263-272, abr./jun. 2017

BOSCHEE, P. Decommissioning Challenges in the Gulf of Mexico. *Oil and Gas Facilities*. SPE, 2012.

BRASIL. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil: promulgada em 5 de outubro de 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm

BRASIL. 1997a. Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente nº 237 de 19 de dezembro de 1997. Ministério do Meio Ambiente. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/res/res97/res23797.html>

BRASIL. 1997b. Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Disponível em: http://legislacao.planalto.gov.br/legisla/legislacao.nsf/Viw_Identificacao/lei%209.478-1997?OpenDocument

BRASIL. Lei nº 6.938 de 31 de agosto de 1981, regulamentada pelo Decreto Federal nº 99.274 de 06 de junho de 1990. Planalto. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L6938.htm

BRASIL. Portaria nº 422 de 26 de outubro de 2011. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 28 out. 2011. Seção 1, p. 99.

BREUER, E.; SHIMMIELD, G.; PEPPE, O. Assessment of metal concentrations found within a North Sea drill cuttings pile. *Marine Pollution Bulletin*, v. 56, n. 7, p. 1310–1322, 2008.

BYRD, R. C. & VELAZQUEZ, E. R. State of art of removing large platforms located in deep water. *Offshore Technology Conference*. Texas. 2001.

CASTRO, A. M. G. de; LIMA, S. M. V. Cadeia produtiva e prospecção tecnológica como ferramentas para formulação de estratégia. *Encontro de estudos em estratégia*, 1, 2003, Curitiba. ANPAD, 2003.

CGEE. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. 2017. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/prospeccao/>

CHANDLER, J. et al. Engineering and legal considerations for decommissioning of offshore oil and gas infrastructure in Australia. *Ocean Engineering*, v. 131, p. 338–347, 1 fev. 2017.

CONAMA. Resolução CONAMA nº 23 de 07 de dezembro de 1994.

CORCORAN, M.; SHAW, K. *Decommissioning: the safe approach*. 1992.

DINIZ, M. A. C. Descomissionamento – Visão Geral. XIV Seminário Internacional Britcham de Energia. Setembro de 2016.

DNV GL. Environmental Statement for the Brent Field Decommissioning Programmes. Revision 11, February 2017

EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: A comparative assessment of different scenarios. *Journal of Environmental Management*, v. 79, n. 4, p. 420–438, 2006.

ELSEVIER. About Scopus. 2017. Disponível em: <https://www.elsevier.com/solutions/scopus>

FERREIRA, D.F. Anticipating impacts of financial assurance requirements for offshore decommissioning: a decision model for the oil industry. Tese (Doutorado em Ciências). Campinas: Programa de Pós-Graduação em Geociências, UNICAMP, 2003.

FOXWELL, D. Counting the cost of north sea junk. *Engineer*, v. 280, n. 7240–7241, p. 17–18, 1995.

GONÇALVES, M. M.; MOROOKA, C. K.; GUILHERME, I. R. Selection of an offshore petroleum production system by evaluating an environmental impact index. *Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE. Anais...2014*

HAMZAH, B. A., 2013. International rules on decommissioning of offshore installations: some observations. *Marine Policy*, n. 27, p. 339–348.

HARGREAVES, J. A blueprint for maximising economic recovery. *Society of Petroleum Engineers - SPE Offshore Europe Conference and Exhibition, OE 2015. Anais...2015*

IBAMA. Instrução Normativa nº 22 de 10 de julho de 2009. Dispõe sobre o licenciamento ambiental para instalação de recifes artificiais no Mar Territorial na Zona Econômica Exclusiva brasileiros.

IBAMA. Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 02022.000429/2016-40. Análise do Projeto de Desativação da plataforma P-07, Bacia de Campos, 2016.

IBAMA. Termo de Referência CGPEG/DILIC/IBAMA nº 01 de 2015. Processo de licenciamento ambiental do desenvolvimento da produção do Campo de Tartaruga Verde e Mestiça, Bacia de Campos, 2015.

IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. *Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil*, 2017.

ICMBIO. 2016. Ação para conter espécies exóticas invasoras. Disponível em: <http://www.icmbio.gov.br/portal/ultimas-noticias/20-geral/8005-acao-para-conter-especies-exoticas-invasoras>

KRAUSE, P. R. Ecological value of leave-in-place and reefing options in temperate environments: Case studies from decommissioning projects in California, USA. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference on Health, Safety and Environment 2014: The Journey Continues. Anais...2014*

KRISHNA, P.; MOYNIHAN, K.; CALLON, D. Environmental management process for major projects. Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2009, IPTC 2009. Anais...2009

LACERDA, F. S. Descomissionamento de sistemas de produção de petróleo no mar. Dissertação de Mestrado em Ciências em Engenharia Oceânica, UFRJ, 2005.

LUCZYNSKI, E. Os condicionantes para o abandono das plataformas offshore após o encerramento da produção. Tese de Doutorado em Energia. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

M'PUSA, J. B. Descomissionamento de plataformas marítimas – Estudo comparativo dos casos Reino Unido e Brasil. Monografia em Engenharia de Petróleo. UFF. 2017

MACEDO, M. M. B. Descomissionamento de instalações offshore – Visão do regulador. Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente – ANP. 2017.

MANOUCHEHRI, S. Subsea pipelines and flowlines decommissioning - What we should know for a rational approach. Proceedings of the International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering - OMAE. Anais...2017

MARSH, R. A database of archived drilling records of the drill cuttings piles at the North West Hutton oil platform. Marine Pollution Bulletin, v. 46, n. 5, p. 587–593, maio 2003.

MARTINS, C.F. O descomissionamento de estruturas de produção *offshore* no Brasil. Engenharia Ambiental. Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

MAYERHOFF, Z. D. V. L. Uma Análise Sobre os Estudos de Prospecção Tecnológica. Cadernos de Prospecção. Volume 1. Número 1. Instituto Nacional da Propriedade Intelectual. 2008.

MCSTAY, D. et al. A multi-capability sensor for hydrocarbons, synthetic-based fluids and heavy metals: Applications for environmental monitoring during

removal of drill cuttings piles. *Underwater Technology*, v. 25, n. 2, p. 69–75, 2002.

MELLO, C. A. B. *Curso de Direito Administrativo*. São Paulo: Malheiros, 2010.

MMA Ministério do Meio Ambiente. *Informe sobre as Espécies Exóticas Invasoras Marinhas no Brasil*. 2009.

MORAIS, J.M. *Petróleo em águas profundas – Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. Brasília. IPEA e Petrobras. 2013.

MÜLLER, D.T.; NOGUEIRA, D.C.; GONZALEZ, E.C.; NICOLOSI, E.R.; DUTRA, E.S.S.; CAMPELLO, G.C.; MUNIZ, T.J.C; CAPELLA, M.M., PETROBRAS. *Field life extension and integrity management in Campos Basin*. OTC – Offshore Technology Conference. Texas. 2018.

NDUBISI, F.; DEMEO, T.; DITTO, N. D. *Environmentally sensitive áreas: a template for developing greenway corridors*. *Landscape and Urban Planning*. Volume 33, p. 159-177. Outubro 1995.

NESSE, S.; MOLTU, U. E. *Frigg Cessation Project. Environmental footprint and EIA comparison*. Society of Petroleum Engineers - SPE/APPEA Int. Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production 2012: Protecting People and the Environment - Evolving Challenges. Anais...2012

NETO, J. B. O.; SHIMA, W. T.; *Trajetórias tecnológicas no segmento offshore: ambiente e oportunidades*. *Revista de Economia Contemporânea*, v. 12, n. 2, p. 301-332, Maio-Agosto, 2008.

OIL & GAS UK, *Decommissioning Insight*, 2017. Disponível em <https://oilandgasuk.co.uk>

OIL & GAS UK. *Decommissioning Insight Report*, 2016. Disponível em <https://oilandgasuk.co.uk>

OIL AND GAS UK. Guidelines for Comparative Assessment in Decommissioning Programm es. 2015

PEREIRA, M. G. O descomissionamento de empreendimentos offshore de produção de petróleo e gás natural. Conferência Rio Oil & Gas. 2016

PERENCO UK LIMITED e TULLOW OIL SK LIMITED. Thames Area Decommissioning Comparative Assessment. 2014.

PERONI, M. et al. Decommissioning and remediation of NORM/TENORM contaminated sites in oil and gas. Chemical Engineering Transactions, v. 28, p. 181–186, 2012.

PETROBRAS, 2017. Equipamentos de sistemas submarinos. Petrobras. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>

PETROBRAS, 2017. Tipos de plataformas - Infográfico. Petrobras. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>

PETRUS, 2017. Petrustech - O Brasil enfrenta o desafio do descomissionamento. Disponível em: <http://www.petrustech.com.br/brasil-enfrenta-o-desafio-do-descomissionamento/>

PRICE, W. R.; ROSS, B.; VICKNAIR, B. Integrated decommissioning - Increasing efficiency. Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference. Anais...2016

ROCCA, V.; VIBERTI, D. Environmental sustainability of oil industry. American Journal of Environmental Sciences, v. 9, n. 3, p. 210–217, 2013.

RUIVO, F. M. Descomissionamento de sistemas de produção offshore. Dissertação Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo. Campinas: Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, UNICAMP, 2001.

SALGADO, O. J. F. L. V. Descomissionamento de estruturas offshore. Monografia em Engenharia de Petróleo. UFF. 2011

SANTOS, L.F.D. Descomissionamento de sistemas offshore. Técnicas, potenciais problemas e riscos relacionados ao final da vida produtiva. Monografia. Engenharia Naval e Oceânica. COPPE/UFRJ. 2011.

SANTOS, M. F. et al. Development of an underwater riser inspection robot. *Industrial Robot*, v. 40, n. 4, p. 402–411, 2013.

SILVA, R.; MAINIER, F. Descomissionamento de sistemas de produção offshore de petróleo. IV CONGRESSO NACIONAL EM EXCELÊNCIA EM GESTÃO, 2008, Rio de Janeiro. Anais do IV CNEG. Rio de Janeiro: Universidade Federal Fluminense, 2008.

SMITH, S. L. Harding Field: a low development cost per barrel concept becomes a reality. *Offshore Europe Conference - Proceedings*. Anais...1995

SPRINGER, N. et al. The promise and challenge of ecosystem services from an industry perspective. *Society of Petroleum Engineers - SPE/APPEA Int. Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production 2012: Protecting People and the Environment - Evolving Challenges*. Anais...2012

TCU – Tribunal de Contas da União. Cartilha de Licenciamento Ambiental. 2ª Edição, Brasília - 2007

TEIXEIRA, B. M.; MACHADO, C. J. S. Marco regulatório brasileiro do processo de descomissionamento ambiental da indústria do petróleo. *Revista de Informação Legislativa*, 196, 183-203. 2012.

TEIXEIRA, B.M, Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração. Tese de Doutorado em Construção Social do Conhecimento, UERJ, 2013.

THOMAS, José Eduardo. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

TODD, V. L. G.; WARLEY, J. C.; TODD, I. B. Meals on wheels? A decade of megafaunal visual and acoustic observations from offshore Oil & Gas rigs and platforms in the North and Irish Seas. PLoS ONE, v. 11, n. 4, 2016.

VALEUR, J. R. Environmental impacts of NORM disposal-with emphasis on discharges to sea. SPE Projects, Facilities and Construction, v. 6, n. 3, p. 124–131, 2011.

VALOR, 2018. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/5449825/coral-ameaca-renovacao-da-bacia-de-campos>

XU, J.; MUKHERJEE, P. K. Legal framework for environmental aspects of offshore oil and gas installations: Selected issues. 2014.