UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PROCESSOS QUÍMICOS E BIOQUÍMICOS

ICARO BARBOZA BOA MORTE

DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS: APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RISCOS E DO MÉTODO DA ANÁLISE HIERÁRQUICA NA AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

RIO DE JANEIRO – RJ

2019

ICARO BARBOZA BOA MORTE

DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS: APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RISCOS E DO MÉTODO DA ANÁLISE HIERÁRQUICA NA AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de mestre em ciências em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos (M.Sc.).

Orientadoras: Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo – Ph.D.

Cláudia do Rosário Vaz Morgado – D.Sc.

RIO DE JANEIRO – RJ

2019

CIP - Catalogação na Publicação

B662d

Boa Morte, Icaro Barboza
Descomissionamento de Sistemas Submarinos: Aplicação da Matriz de Riscos e do Método da Análise Hierárquica na Avaliação de Segurança Operacional / Icaro Barboza Boa Morte. -- Rio de Janeiro, 2019.
142 f.

Orientadora: Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo.
Coorientadora: Cláudia do Rosário Vaz Morgado.
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos, 2019.

1. Descomissionamento. 2. Instalações Submarinas. 3. Matriz de Riscos. 4. AHP. 5. Segurança Operacional. I. de Queiroz Fernandes Araújo, Ofélia , orient. II. do Rosário Vaz Morgado, Cláudia, coorient. III. Título.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a), sob a responsabilidade de Miguel Romeu Amorim Neto - CRB-7/6283.

DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS: APLICAÇÃO DA MATRIZ DE RISCOS E DO MÉTODO DA ANÁLISE HIERÁRQUICA NA AVALIAÇÃO DE SEGURANÇA OPERACIONAL

Icaro Barboza Boa Morte

Dissertação submetida ao Corpo Docente do Curso de Pós-Graduação em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências.

Orientado por:

_____

Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, Ph.D.

_____

Cláudia do Rosário Vaz Morgado, D.Sc.

Aprovado por:

_____

Ofélia de Queiroz Fernandes Araújo, Ph.D.

_____

Suzana Borschiver, D.Sc.

_____

Marcelo Igor Lourenço de Souza, D.Sc.

Dedico este trabalho a minha tia Maria de Jesus (*in memoriam*), minha eterna fonte de força e inspiração.

AGRADECIMENTO

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus por iluminar toda a minha caminhada nessa grande estrada chamada de vida.

A minha mãe Maria da Penha e ao meu pai Amarildo por sempre estarem do meu lado em todas as decisões que eu tomei para minha vida, sem, em nenhum momento, hesitarem a prover recursos no que fosse necessário para eu conseguir concluir o curso de mestrado da melhor maneira possível.

A todos os familiares por sempre desejarem nada mais que a minha vitória e sucesso, gostaria de destacar a minha madrinha Verônica, os meus tios Carlos José, Lenilson e Davi, minhas tias Isabele e Fernanda e ~~a~~os meus primos Juliana, Eduarda, Clarisse e Carlos Augusto.

A todos os amigos que fiz nessa caminhada de um pouco mais de dois anos, principalmente aos amigos do laboratório H2CIN, Juliana, Igor, George, Lara, Raquel, Israel, Carla e Avanide. Também gostaria de agradecer ao Bruno Sadok pela colaboração no aprendizado do método de análise hierárquica.

As minhas orientadoras por toda a dedicação em me fornecerem o conhecimento necessário para o desenvolvimento deste trabalho, parceria, orientação de vida e carreira e, principalmente, por serem constantes adições a minha vida, a todo momento portas são abertas pelas mãos de vocês. Muito obrigado!

Por fim, gostaria de agradecer à PETROBRAS pelo apoio financeiro no desenvolvimento deste trabalho e a todos os membros do projeto de pesquisa de descomissionamento *subsea* que de alguma forma contribuíram nessa jornada, principalmente a Rafaela e Luísa por sempre me apoiarem esclarecendo as minhas dúvidas sobre sistemas submarinos.

"We cannot solve our problems with the same thinking we used when we created them".

(Albert Einstein)

RESUMO

BOA MORTE, Icaro Barboza. **Descomissionamento de Sistemas Submarinos: Aplicação da Matriz de Riscos e do Método da Análise Hierárquica na Avaliação de Segurança Operacional**. Rio de Janeiro, 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos) – EPQB, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

Muitos campos de óleo e gás no Brasil já atingiram ou estão por atingir a maturidade, tornando cada vez mais relevantes as atividades de descomissionamento e abandono *subsea*. Pela ausência de histórico de execução de grandes projetos de descomissionamento em águas brasileiras e a complexidade do cenário, os riscos operacionais e a segurança dos trabalhadores e outros usuários do mar não são bem definidos. Neste contexto, o trabalho visa avaliar a segurança e os riscos operacionais dos processos de descomissionamento submarino. A avaliação dos subcritérios é realizada por duas abordagens: (i) matriz de riscos, onde fatores probabilísticos de frequência de acidentes no trabalho e severidade são considerados via indicadores de composição da classe de risco, e (ii) aplicação do método de análise hierárquica (AHP), que consulta as opiniões de especialistas para priorização dos riscos. Nas duas abordagens, os principais resultados indicam os processos de remoção como os que apresentam maior risco à saúde e à segurança dos trabalhadores envolvidos nas atividades de descomissionamento, comparativamente aos processos de abandono. O subcritério mais relevante tanto na visão dos especialistas quanto na abordagem da matriz de riscos para os processos de abandono foi o IUM, que está diretamente associado ao legado das estruturas/ instalações no ambiente marinho. Para a matriz de riscos o subcritério TSA apresenta-se como o mais relevante na composição dos riscos correlacionados aos processos de remoção. Por outro lado, no AHP o TH foi identificado como o subcritério mais significativo para o processo CE e o NORM para o processo BR.

Palavras-chave: Descomissionamento, instalações submarinas, matriz de riscos, AHP, segurança operacional.

ABSTRACT

BOA MORTE, Icaro Barboza. **Subsea Systems Decommissioning: Applications of the Risk Matrix and Analytical Hierarchical Process Method in the Operational Safety Assessment**. Rio de Janeiro, 2019. Thesis (M.Sc. in Chemical and Biochemical Processes Engineering) – EPQB, Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

Many oil and gas fields in Brazil have already reached their maturity, rendering decommissioning and subsea abandonment activities increasingly relevant. Due to the absence of major decommissioning projects in Brazilian waters and the yet and the complexity of the scenario, the operational risks and safety of workers and other sea users are not well defined. The work aims to determine the safety and operational risks of subsea decommissioning processes. The evaluation of indicators is conducted under two approaches: (i) the risk matrix, where probabilistic factors of frequency of accidents at work and severity are considered via evaluation of each indicator for the composition of the risk class, and (ii) the application of the analytic hierarchy process (AHP), in which specialists are consulted and, from their opinions, risks are prioritized. For both approaches, the main results indicate that the removal processes are those that present greater risks to the health and safety of the workers involved in the decommissioning activities compared to the abandonment activities. The most relevant subcriterion in both the expert's view and the risk matrix approach to abandonment processes was the IUM, which is directly associated with the legacy of structures / facilities in the marine environment. For the risk matrix, the TSA subcriterion is the most relevant in the composition of the risks related to the removal processes. In AHP, on the other hand, TH was identified as the most significant subcriterion for the CE process and NORM for the BR process.

Keywords: Decommissioning, subsea installations, risk matrix, AHP, operation safety.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Árvore de Natal Molhada (ANM). 24
Figura 2 - Instalação de um manifold de produção no campo de Roncador. 25
Figura 3 - PLEM utilizados no projeto da Anadarko. 26
Figura 4 - Seção de um umbilical eletro-hidráulico. 27
Figura 5 - Tendência mercadológica das atividades de descomissionamento no mundo. 30
Figura 6 - Quantidade total de instalações offshore em operação no Brasil por tipo. 31
Figura 7 - Quantidade de estruturas offshore, frente a idade de operação. 32
Figura 8 - Exemplo de incrustação de TENORM em uma seção de duto. 39
Figura 9 - Opções de descomissionamento para estruturas offshore obsoletas. 41
Figura 10 - Processo de descomissionamento para a alternativa de abandono. 44
Figura 11 - Ferramenta de dragagem de 4". 45
Figura 12 - Ferramenta de jateamento sob altas pressões. 45
Figura 13 - Ferramenta de arado. 45
Figura 14 - Processo de descomissionamento para a alternativa de entrincheiramento. 46
Figura 15 – Representação do navio fall pipe. 47
Figura 16 - Diagrama de bloco para o processo de abandono por deposição de rochas. 47
Figura 17 - Recuperação de dutos pelo processo de bobinamento reverso. 49
Figura 18 - Diagrama de blocos para o processo de descomissionamento bobinamento reverso. 49
Figura 19 - Processo de descomissionamento de dutos pelo método J-Lay. 50
Figura 20 - Processo de descomissionamento de dutos pelo método S-Lay. 50
Figura 21 - Processo de descomissionamento de dutos pelo método de corte e elevação. 52
Figura 22 - Diagrama de blocos para o processo de descomissionamento da alternativa de corte e elevação. 53
Figura 23 - Contribuição do processo de avaliação de risco frente ao processo de gestão de risco. 55
Figura 24 - Matriz de Risco. 58
Figura 25 - Matriz de Risco Fase 1 59
Figura 26 - Matriz de risco (fase 2). 60
Figura 27 - Pirâmide de Bird (desvios). 68
Figura 28 - Estrutura de decisão hierárquica 72
Figura 29 - Disposição das tubulações a passíveis de descomissionamento. 77

Figura 30 - Matriz de riscos para os processos de abandono sem intervenção e entrincheiramento. 82
Figura 31 - Diagrama de Pareto para o processo de Abandono sem Intervenção/ Entrincheiramento, com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B). 83
Figura 32 - Diagrama de Pareto para o processo de Deposição de Rochas com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B). 84
Figura 33 - Diagrama de Pareto para o processo de Bobinamento Reverso com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B). 85
Figura 34 - Diagrama de Pareto para o processo de Corte e Elevação com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B). 86
Figura 35 - Performance das alternativas dos processos de descomissionamento (utilizando mergulhador), baseado no critério de segurança operacional para o método de matriz de risco. 87
Figura 36 - Performance das alternativas dos processos de descomissionamento (utilizando ROV), baseado no critério de segurança e risco operacional para o método da matriz de riscos. 88
Figura 37 - Matriz de comparação compilada entre os subcritérios de segurança operacional. 90
Figura 38 - Matriz de comparação entre o subcritério Exposição a Substâncias Perigosas (ESP) frente as alternativas de processos de descomissionamento. 90
Figura 39 - Matriz de comparação entre o subcritério NORM frente as alternativas de processos de descomissionamento. 91
Figura 40 - Matriz de comparação entre o subcritério Trabalho sob Condições Hiperbáricas (TH) frente as alternativas de processos de descomissionamento. 91
Figura 41 - Matriz de comparação entre o subcritério Impacto a outros Usuários do Mar (IUM) frente as alternativas de processos de descomissionamento. 91
Figura 42 - Matriz de comparação entre o subcritério Acidentes (TSA) frente as alternativas de processos de descomissionamento. 92
Figura 43 - Matriz de comparação normalizada entre os subcritérios de segurança e risco operacional. 92
Figura 44 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério ESP frente as alternativas de processos de descomissionamento. 93
Figura 45 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério NORM frente as alternativas de processos de descomissionamento. 93

Figura 46 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério TH frente as alternativas de processos de descomissionamento.....93
Figura 47 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério IUM frente as alternativas de processos de descomissionamento.....94
Figura 48 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério TSA frente as alternativas de processos de descomissionamento.....94
Figura 49 - Determinação dos vetores de prioridades para os subcritérios (EigenSCRIT) e para as alternativas de processos de descomissionamento.....95
Figura 50 - Priorização das alternativas dos processos de descomissionamento avaliadas. 97
Figura 51 - Análise de sensibilidade para o subcritério ESP, frente aos processos de descomissionamento.....98
Figura 52 - Análise de sensibilidade para o subcritério NORM, frente as alternativas de processos de descomissionamento.....99
Figura 53 - Análise de sensibilidade para o subcritério TH, frente as alternativas de processos de descomissionamento.....100
Figura 54 - Análise de sensibilidade para o subcritério IUM, frente as alternativas dos processos de descomissionamento.....101
Figura 55 - Análise de sensibilidade para o subcritério TSA, frente as alternativas de processos de descomissionamento.....101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Grau de severidade dos agentes.....58
Tabela 2 - Correlação entre as publicações e subcritérios de SRO. 64
Tabela 3 - Matriz de risco para o processo alternativo de descomissionamento.....70
Tabela 4 - Escala de relativa importância de Saaty. 73
Tabela 5 - Tabela de Índices de Consistências Aleatórias (RI).....75
Tabela 6 - Breve levantamento dos possíveis prestadores de serviço para projetos de descomissionamento. 79
Tabela 7 - Horas de execução de atividades (HEA) por atividade alternativa de processo de descomissionamento. 80
Tabela 8 – Valores dos parâmetros para a determinação da razão de consistência.....96
Tabela 9 - Comparação entre os métodos analíticos aplicados no estudo de caso. 103

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AEAT	Anuário Estatístico de Acidentes do Trabalho
AHP	Analytic Hierarchy Process
ANM	Árvore de Natal Molhada
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANP	Analytic Network Process
ASI	Abandono sem Intervenção
BEIS	Department of Business, Enterprise, Industry and Skills
BOP	Bowout Preventer
BR	Bobinamento Reverso
CAPEX	Custo Capital
CE	Corte e Elevação
CNAE	Classificação Nacional de Atividade Econômica
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNI	Conselho Nacional da Indústria
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
DR	Deposição de Rochas
ENT	Entrincheiramento
ESP	Exposição a Substâncias Perigosas
FFPV	Flexible FallPipe Vessel
FMEA	Modo de Falha e Análise de Efeito
FPV	Fall Pipe Vessel
FTA	Análise de Árvore de Falhas
HAZOP	Estudos de Perigos e Operabilidade
HLV	Heavy Lifting Vessel
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
IMO	Organização Internacional Marítima
INSS	Instituto Nacional do Seguro Social
IOGP	Associação Internacional de Produtores de Óleo e Gás
ISO	International Organization for Standardization
IUM	Impacto a Outros Usuários do Mar
MCDA	Análise de Tomada de Decisão Multicritério
MSV	Multi Support Vessel
NORM	Materiais Radioativos de Ocorrência Natural
NR	Norma Regulamentadora
OIT	Organização Internacional do Trabalho
OPEX	Custo Operacional
PDI	Programas de Desativação de Instalações
PLEM	Pipeline End Manifold
PLET	Pipeline End Termination
PLL	Potencial de Perda de Vida
QRA	Análise de Risco Quantitativa

RI	Índice de Consistência Aleatória
ROV	Remotely Operated Vehicle
TENORM	Materiais Radioativos de Ocorrência Natural Tecnologicamente Aprimorados
TH	Trabalho sob Condições Hiperbáricas
TOPSIS	Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution
TSA	Taxa de Severidade de Acidentes (ou Acidentes)
UN	Nações Unidas
UNCLOS	Convenção das Nações Unidas Sobre o Direito do Mar

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 18
1.1 MOTIVAÇÃO 20
1.2 OBJETIVOS 21
1.2.1 Específicos 21
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO 21
2 DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS 23
2.1 SISTEMAS SUBMARINOS 23
2.1.1 Cabeça de poço (*wellhead*) 23
2.1.2 Árvore de natal molhada (ANM) 23
2.1.3 *Manifold* 24
2.1.4 Dutos submarinos 26
2.1.5 Umbilicais 27
2.2 O DESCOMISSIONAMENTO 28
2.3 PANORAMA DE DESCOMISSIONAMENTO NO MUNDO 29
2.4 PANORAMA DE DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL 31
2.5 REGULAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO NO MUNDO 32
2.5.1 Conferência de Genebra – 1958 33
2.5.2 Conferência das Nações Unidas sobre a Lei dos Mares (UNCLOS) – 1982 33
2.5.3 A Organização Marítima Internacional (IMO) – 1989 34
2.6 REGULAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL 34
2.6.1 Resoluções da ANP 35
2.6.2 Resoluções do CONAMA 37
2.6.3 Norma CNEN NN 3.01 37
2.6.4 Norma Regulamentadora Nº 37 (NR-37), da Secretaria do Trabalho/ Ministério da Economia 40
2.7 PROCESSOS DE DESCOMISSIONAMENTO DE ESTRUTURAS SUBMARINO 40

2.7.1 Abandono 42
2.7.2 Remoção Total 48
2.7.3 Remoção Parcial 53
3 SEGURANÇA E RISCO OPERACIONAL NO DESCOMISSIONAMENTO 54
3.1 AVALIAÇÃO DE RISCOS 54
3.1.1 Identificação dos Riscos 55
3.1.2 Análise de Risco 55
3.2 SUBCRITÉRIOS DE SEGURANÇA OPERACIONAL 60
3.2.1 Significado dos Subcritérios 62
4 METODOLOGIA 65
4.1 ANÁLISE CRÍTICA DOS SUBCRITÉRIOS DE SEGURANÇA OPERACIONAL ... 65
4.2 ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE APOIO PARA À TOMADA DE DECISÃO 70
4.2.1 Análise Hierárquica (AHP) 71
4.3 ESTUDO DE CASO 75
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS 78
5.1 RESULTADOS PARA O MÉTODO DA MATRIZ DE RISCOS 78
5.2 RESULTADOS PARA O MÉTODO AHP 88
5.2.1 Entrevista Semiestruturada 88
5.2.2 Matrizes Comparativas 89
5.2.3 Normalização das Matrizes 92
5.2.4 Determinação do Vetor de Prioridade 94
5.2.5 Determinação da Razão de Consistência (CR) 95
5.2.6 Análise de Sensibilidade 97
5.3 COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS 102
6 CONCLUSÃO 105
REFERÊNCIAS 107

APÊNDICE A – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE ABANDONO SEM INTERVENÇÃO/ ENTRINCHEIRAMENTO 116

APÊNDICE B – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE DEPOSIÇÃO DE ROCHAS 118

APÊNDICE C – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE BOBINAMENTO REVERSO 120

APÊNDICE D – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE CORTE E ELEVAÇÃO 122

APÊNDICE E – ENTREVISTA SUBMETIDA AOS ESPECIALISTAS 124

1 INTRODUÇÃO

O marco inicial da produção *offshore* no mundo de acordo com Benedito e Neto (2008), foi a exploração do poço localizado em Santa Bárbara (Califórnia, EUA) no ano de 1896, sendo caracterizado como uma exploração em águas ultra-rasas (profundidade variando entre 6 a 30m), e através de uma rudimentar adaptação das técnicas de exploração utilizados em ambientes *onshore*. No Brasil, a primeira atividade de exploração *offshore* ocorreu em 1968 no Campo de Guaricema, Bacia de Sergipe a 30m de profundidade (RUIVO e MOROOKA, 2001). Nas décadas seguintes, diversos campos com elevado potencial e grandes desafios tecnológicos foram descobertos no cenário brasileiro e, em 2006, o Campo de Lula iniciou a exploração e produção dos campos do pré-sal (IBP e UFRJ, 2017).

Em 2019, a produção brasileira de óleo foi de 2,604 MMbbl/d e de gás natural foi de 113 MMm³/d (ANP, 2019a). Desse total, a produção dos campos do pré-sal corresponde a 1,572 bl/d de óleo e 64,9 MMm³/d de gás. A produção brasileira está totalizada em 7186 poços, sendo 671 em ambiente *offshore*, com o pré-sal correspondendo a 14% desses poços (ANP, 2019a). O desenvolvimento desses campos, principalmente os do pré-sal, empregam sistemas submarinos de produção compostos por equipamentos e estruturas cuja função primária é transportar os fluidos produzidos nos poços perfurados (ANP, 2015a).

O ciclo de vida das instalações *offshore* é composto pelas seguintes fases: (i) Levantamento de dados exploratórios; (ii) Perfuração de poços; (iii) Delimitações da jazida; (iv) Desenvolvimento da produção; (v) Produção; (vi) Descomissionamento (ANP, 2018). No descomissionamento, o último estágio do ciclo de vida, os poços são abandonados, as instalações e suas estruturas correspondentes são removidas e o leito marinho deverá retornar a suas condições iniciais ou ao menos estar em uma condição que não exponha a sociedade a riscos em decorrência do abandono de suas estruturas (KAISER, 2015; LAKHAL e KHAN; ISLAM, 2009). Desta forma, Os custos capitais (CAPEX) concatenados à instalações e manutenção de estruturas, exploração e perfuração dos anos iniciais do desenvolvimento do campo, são progressivamente alternados por fluxo de caixa decrescente e um crescimento no custo operacional (OPEX) associados a diminuição da produção do campo resultam no desinteresse na continuidade da operação nesse campo, assim o descomissionamento começa a se tornar a opção preferível (KAISER e LIU, 2014). Complementarmente, o descomissionamento de instalações obsoletas pode ser motivadas por motivos como problemas e complexidades operacionais ou à modernização das instalações *offshore*/ submarinas.

Logo, o descomissionamento pode ser entendido como o processo de encerramento das atividades em um campo produtor de óleo e/ ou gás, onde acontecerá a desativação, abandono ou remoção de equipamentos, instalações ou estruturas de um sistema *offshore* (MADI, 2018). Por definição, é um processo multidisciplinar, onde aspectos técnicos, socioeconômicos, ambientais, políticos, regulatórios e de saúde e segurança, são postos em uma balança e a decisão por descomissionar um sistema ou não é julgado a luz de cada uma dessas disciplinas (RUIVO e MOROOKA, 2001). Sendo consideradas as principais alternativas de descomissionamento: (i) Abandono *in situ* com intervenção mínima; (ii) Abandono *in situ* com intervenção significativa; (iii) Remoção total com o reestabelecimento do leito marinho e desmantelamento na costa (MANOUCHEHRI, 2017).

De acordo com Kaiser e Liu (2014) e Lakhal, Khan e Islam (2009), as primeiras estruturas a serem descomissionadas no mundo foram registradas na região do Golfo do México no ano de 1973, e desde então foram descomissionadas mais de 4500 estruturas. No relatório intitulado "*Decommissioning Insight 2018*" da UK Oil and Gas, estão previstas até 2027 a remoção de 54217 t de estruturas submarinas e 5724 km de dutos para a região do Mar do Norte (OGUK, 2018).

A tomada de decisão para a seleção das melhores alternativas de descomissionamento representa um problema complexo, uma vez que temas como potenciais impactos ambientais, segurança e risco operacional, custo, viabilidade técnica e regulação interagem e resultam em significativos impasses de *trade-off*, onde geralmente são refletidos os valores e perspectivas de diferentes partes interessadas, gerando uma questão de controvérsia pública (FOWLER et al., 2014; HENRION; BERNSTEIN e SWAMY, 2015). Contudo, apesar deste fato alguns países como por exemplo o Reino Unido, através do Departamento de Negócios, Empreendimentos, Indústria e Habilidades (BEI - *Department of Business, Enterprise, Industry and Skills*), recomenda que para o descomissionamento seja realizada uma avaliação multicritério caso a caso para cada cenário em avaliação e somente assim a tomada de decisão seja realizada (BURDON et al., 2018).

Desta forma, o papel do critério de segurança e risco operacional em uma avaliação comparativa que irá julgar qual é a melhor alternativa de descomissionamento será identificar os perigos/ agentes envolvidos nas atividades correspondentes a cada processo, e posteriormente avaliar qual é o impacto que esse perigo terá na saúde e segurança do trabalhador e do ambiente de trabalho (DOT, 2004; FABER et al., 2002; HSE, 2001). A classificação dos riscos precede a priorização, desta maneira a quantificação pode ser realizada

por diversas ferramentas de forma qualitativa e quantitativa, como a Matriz de Risco (MR), Estudos de Perigos e Operabilidade (HAZOP), Modo de Falha e Análise de Efeito (FMEA) e Análise de Árvore de Falhas (FTA).

1.1 MOTIVAÇÃO

As atividades de descomissionamento de instalações *offshore* no Brasil são recentes, comparando-as com outras regiões do mundo, até o ano de 2017 haviam apenas 11 instalações descomissionadas, desse total 54,4% representam plataformas fixas e 45,6% de produção flutuante (MIMMI et al., 2017). Entretanto, de acordo com a ANP (2019b) já foram aprovados cinco Programas de Desativação de Instalações (PDI) e estão em análise mais seis. Além disto, 41% das instalações operando no Brasil já atingiram o tempo de vida ≥ 25 anos (ANP, 2018).

Os riscos associados as atividades dos processos alternativos de descomissionamento apresentam maior complexidades do que aqueles relacionados as atividades de perfuração e produção, uma vez que as condições de trabalho para este cenário são mais sensíveis por usualmente apresentarem a possibilidade de falha estrutural da instalação a ser descomissionada (MYRHEIM; HAUGEN e STEMLAND, 2005). Desta forma, a correta identificação dos riscos e perigos atrelados a determinação de suas magnitudes, norteam a tomada de decisão de qual método de descomissionamento será aplicado em uma estrutura do tipo “a” ou “b”. De modo a se atingir o sucesso do projeto executivo em questão. Entretanto, ressalta-se que a quantificação dos riscos para o pessoal envolvido em tais atividades não é uma tarefa trivial, sendo notória a falta de dados estatísticos históricos de acidentes para essas operações (MYRHEIM; HAUGEN e STEMLAND, 2005).

Os diversos agentes potenciais causadores de riscos para as operações de descomissionamento de sistemas *offshore* são desconhecidos em sua grande maioria para o cenário brasileiro, uma vez que ainda não se foi reportada nenhuma atividade de descomissionamento de grandes volumes de estruturas (MIMMI et al., 2017).

Logo, motivado pela falta de estudos mais completos e futura demanda de mercado relacionados aos processos de descomissionamento, este trabalho propõe avaliar a segurança operacional intrínsecas as atividades de descomissionamento *subsea* e contribuí apresentando metodologias claras para a discussão acerca desse relevante tema.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo desta dissertação é avaliar a segurança operacional das diversas alternativas de processos de descomissionamento em estruturas submarinas aplicando as metodologias de Matriz de Riscos e o Método Multicritério da Análise Hierárquica (AHP).

1.2.1 Específicos

a) Avaliar a magnitude dos riscos no descomissionamento de sistemas submarinos, com o potencial de causar danos a segurança da operação;
b) Propor e avaliar subcritérios de segurança e risco operacional para os processos de descomissionamento de sistemas submarinos;
c) Aplicar a metodologia de matriz de riscos para a avaliação dos subcritérios propostos;
d) Aplicar e desenvolver o modelo de tomada de decisão para o descomissionamento das instalações submarinas, a partir dos subcritérios propostos;

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O capítulo 2 tem como objetivo explicitar os principais conceitos referentes aos sistemas submarinos, tal como apresentar os panoramas e perspectivas futuras do cenário brasileiro e internacional no que concerne as atividades de descomissionamento. Aspectos regulatórios internacionais e nacionais são introduzidos nesse capítulo também. Adicionalmente são identificados e explicitados os processos de descomissionamento *subsea*, suas alternativas e atividades correlatas.

O capítulo 3 aborda o aspecto da segurança operacional aplicado ao descomissionamento de instalações submarinas. Neste capítulo também são identificados os principais riscos a operação associados aos processos de descomissionamento mapeados e apresenta os subcritérios revisados da literatura, a partir de relatórios técnicos de empresas do segmento *offshore* e de artigos científicos.

O capítulo 4 descreve a metodologia de matriz de risco e o método da análise hierárquica. Complementarmente, são apresentadas as bases de dados consultadas para o desenvolvimento e aplicação das metodologias analíticas propostas.

O capítulo 5 explicita os resultados obtidos para a aplicação do método da matriz de risco e da análise hierárquica, classificando e priorizando os riscos avaliados nas duas metodologias, discute esses resultados com as práticas internacionais, avaliando e compara a eficiência das duas metodologias na tomada de decisão.

2 DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS

2.1 SISTEMAS SUBMARINOS

Os sistemas submarinos são compostos por estruturas instaladas ao longo de uma lâmina d'água, que visam o desenvolvimento de campos *offshore*. Os fluidos produzidos são escoados a partir desses equipamentos até uma unidade de produção ou são diretamente exportados para à costa (BISPO, 2016). A ANP (ANP, 2015b), define o sistema submarino como o "conjunto de instalações submarinas destinadas à elevação, injeção ou escoamento dos fluidos produzidos e/ou movimentados". A seguir serão listados as estruturas e equipamentos principais que compõem o sistema submarino típico:

a) Cabeça de poço (*wellhead*);
b) Árvore de natal molhada (ANM);
c) Manifold;
d) *Pipeline End Manifold* (PLEM) e *Pipeline End Termination* (PLET);
e) Dutos submarinos;
f) Umbilicais.

2.1.1 Cabeça de poço (*wellhead*)

De acordo com Porto (2013), a cabeça de poço apresenta as seguintes características como suas principais funções: i) guiar a instalação de equipamentos; ii) sustentar o peso dos revestimentos e vedar o espaço anular entre eles e iii) fornecer uma base de apoio para sustentar e vedar o BOP ou a árvore de natal. Pode se conectar com o poço e com a árvore de natal ou entre o poço e o *Bowout Preventer* (BOP) (BAI e BAI, 2010; MORAIS, 2013).

2.1.2 Árvore de natal molhada (ANM)

Designa o arranjo de válvulas operadas remotamente ou não, cujo objetivo principal é controlar o fluxo dos fluidos produzidos ou injetados no poço. É projetada de modo que sua estrutura suporte elevadas pressões e grandes variabilidades de temperaturas do ambiente *offshore*. Sua instalação é realizada na cabeça do poço com o apoio de mergulhadores ou *Remotely Operated Vehicle* (ROV). As válvulas podem ser operadas por um sistema elétrico, hidráulico, eletro-hidráulico ou até mesmo por um ROV. A ANM ainda possui outras funções, a saber: (BAI e BAI, 2010; MORAIS, 2013; PETROBRAS, 2015).

i. Teste, manutenção e obstrução do fluxo de óleo, gás e outros líquidos produzidos;
ii. Monitorar pressão anular, temperatura, produção de areia;

A Figura 1 ilustra o *design* de uma árvore de natal molhada para servir aos campos do pré-sal.

Figura 1 - Árvore de Natal Molhada (ANM).

Fonte: PETROBRAS (2015).

2.1.3 *Manifold*

Os *manifolds* exercem um papel de destaque nos sistemas submarinos, pois são responsáveis por centralizar e controlar os fluxos de óleo, gás e água oriundas das diversas ANM de um campo produtor. Geralmente são dispostos no leito marinho e desempenham também a função de controlar a produção de fluidos dos distintos poços nos quais podem servir, de modo que a extração dos poços de maior capacidade é reduzida, a fim de equilibrar com a extração de poços com menor capacidade produtora. Segundo Morais (2013), os *manifolds* de forma geral também são responsáveis por:

i. Otimização da produção de fluido no sistema submarino;
ii. Injeção de água, gás ou produtos químicos no reservatório (via *manifold* de injeção);

iii. Injeção de gás no poço de produção (via *manifold* de *gas lift*).

Os métodos supracitados atuam de forma extremamente relevante para assegurar a pressão interna do reservatório e a capacidade de produção de óleos mais pesados (MORAIS, 2013). Ademais, os *manifolds* também são utilizados para minimizar a quantidade de dutos e *risers*. Como resultado há uma simplificação dos sistemas submarinos e nos custos capitais e operacionais (BAI e BAI, 2010). A Figura abaixo mostra a instalação de um *manifold* de produção no campo de Roncador.

Figura 2 - Instalação de um *manifold* de produção no campo de Roncador.

Fonte: PETROBRAS (2015).

Ao passo que os novos campos de óleo e gás estão se distanciando das estruturas submarinas existentes, torna-se vantajoso utilizar conectores entre os sistemas de exportação instalados com os dutos em águas profundas, que possam vir a oferecer a capacidade de transporte sobressalente. Desta forma, se faz necessário a utilização de acessórios como *Pipeline End Manifold* (PLEM) e *Pipeline End Termination* (PLET) (BAI e BAI, 2010).

O PLEM é uma estrutura submarina que tem a função de conectar um trecho de duto rígido com outros trechos de dutos. Analogamente, o PLET é um equipamento que detêm a capacidade de interligar as extremidades de dutos rígidos com dutos flexíveis ou um duto genérico com um equipamento submarino (BAI e BAI, 2010; MORAIS, 2013). A Figura 3 demonstra o arranjo de PLEM utilizados no projeto da Anadarko: a estrutura em linha é um

conjunto simples de *manifolds* que interligam as extremidades dos dutos e é utilizado como um conector “T” para separá-los e combiná-los a outros dutos.

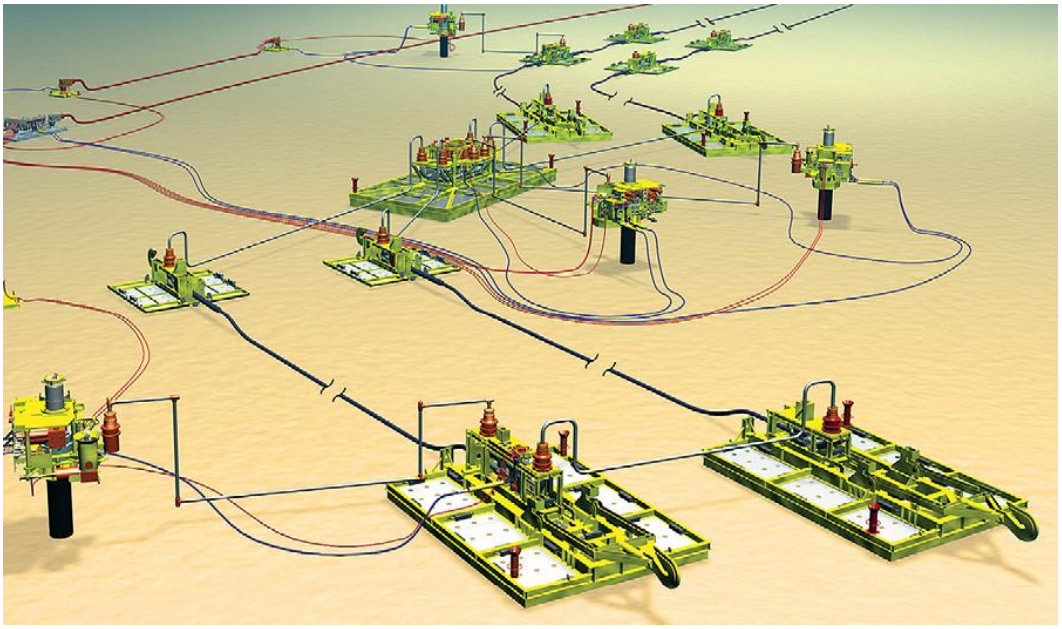


Figura 3 - PLEM utilizados no projeto da Anadarko.

Fonte: Bai e Bai (2010).

2.1.4 Dutos submarinos

Desempenham a função de escoar os fluidos (produzidos ou injetados) entre os equipamentos submarinos, instalações marítimas ou entre instalações marítimas e terrestres. São classificados de três formas: (BAI e BAI, 2010; ISO, 2000; MORAIS, 2013).

i. *Pipelines*: São estruturas nas quais os fluidos (óleo e/ou gás com frações de águas ou não) são transportados.
ii. *Flowlines*: Dutos que transportam o fluido do poço desde a cabeça do poço até o *manifold* ou vaso de processamento primário.
iii. *Risers*: São trechos suspensos correspondentes à seção vertical do duto, que interligam as linhas de produção submarina, localizada entre o leito marinho e à plataforma.

Os dutos também são classificados como rígidos e flexíveis. Os dutos rígidos são produzidos com ligas de aço, que os confere as propriedades de resistência a pressões externas, internas, tração e flexão (PRADO, 2015; RAMOS, 2018). Segundo Ramos (2018), o que pode inviabilizar a utilização de dutos rígidos em profundidades mais elevadas é a relação entre a

profundidade e a espessura da parede interna, cujo aumento pode ser significativo e consequentemente aumentar o custo e a dificuldade de instalação.

Os dutos flexíveis por sua vez, são compostos por um conjunto de camadas de materiais metálicos e não metálicos, de modo que seja assegurada a contenção da pressão interna e externa, das quais estruturas tolerem variações no parâmetro de deflexão. Sendo tipicamente constituídos por: carcaça interna, barreira de pressão interna, armadura de pressão, armadura de tensão e revestimento externo (PRADO, 2015).

Por tais características mencionadas acima, os dutos rígidos e flexíveis também diferem entre si pelo custo e tempo de instalação, onde os dutos rígidos possuem menor custo, entretanto estão associados a um maior tempo de instalação. Ao passo que, os dutos flexíveis são mais caros, só que em contrapartida são facilmente instalados. Ademais, os dutos flexíveis possuem uma grande vantagem estratégica e competitiva, uma vez instalados eles podem ser reutilizados caso seja operacionalmente necessário, enquanto no caso dos dutos rígidos, essa alternativa não é possível de se realizar (MORAIS, 2013).

2.1.5 Umbilicais

É um arranjo de dutos ou condutores elétricos, onde as suas extremidades são conectadas na plataforma ou navio de apoio e a uma estrutura de produção submarina, possuindo como função primária operar remotamente equipamentos e válvulas submarinas a partir da transmissão de sinais elétricos ou injeção de fluidos de controle, tipicamente são dimensionados para ter um diâmetro variando até 10 polegadas (BAI e BAI, 2010; MORAIS, 2013). A Figura 4, ilustra um corte de um umbilical.

Figura 4 - Seção de um umbilical eletro-hidráulico.

Fonte: PETROBRAS (2015)

2.2 O DESCOMISSIONAMENTO

Para Faber et al. (2002), descomissionamento é um termo generalista que abrange uma variedade de opções para o encerramento da produção e abandono do campo. O objetivo principal é a remoção e disposição final do maior volume de estruturas presente nas instalações de produção, que sejam ao mesmo tempo técnica, econômica e ambientalmente viáveis.

De acordo com Teixeira (2013), o processo de descomissionamento deve ser minunciosamente planejado, uma vez que cada sistema *offshore* possuí suas particularidades específicas, tais como: localização, estrutura e instalação, diferentes objetivos operacionais para determinados meios ambientes, sendo assim de fundamental valor um estudo caso a caso.

Descomissionamento por definição é uma atividade complexa, onde as operadoras dos empreendimentos *offshore* devem cuidadosamente realizar estudos, planejar e ao final selecionar qual é a melhor maneira de se defrontar com as instalações em processo de desativação, sendo imperativo que o descomissionamento seja conduzido sob ações técnicas, econômicas, sociais e ambientais favoráveis e que ainda satisfaçam os anseios dos *stakeholders* pertinentes (NA et al., 2017). Para Lakhal, Khan e Islam (2009), a complexidade para realizar-se o descomissionamento de estruturas *offshore* está associado as fases de planejamento, aprovação governamental e na implementação da remoção, disposição final ou re-uso dessas estruturas quando a sua utilização não é mais necessária.

De acordo com Na et al. (2017), um grande desafio para a realização do descomissionamento de instalações *offshore* mais antigas é reunir documentos que retratem de forma fiel a real condição que aquela instalação e seu campo associado se encontram. Alterações não documentadas no layout da instalação (provocados por condições ambientais extremas, acidentes ou processos durante o seu ciclo de vida) podem ocasionar na adoção de estratégias de descomissionamento ineficazes e perigosas. Zawawi, Liew e Na (2012), afirmam que os desafios para o descomissionamento *offshore* são excepcionalmente substanciais devido as crescentes preocupações com o desenvolvimento sustentável, a complexidade e a singularidade de cada atividade de remoção, aos altos custos envolvidos.

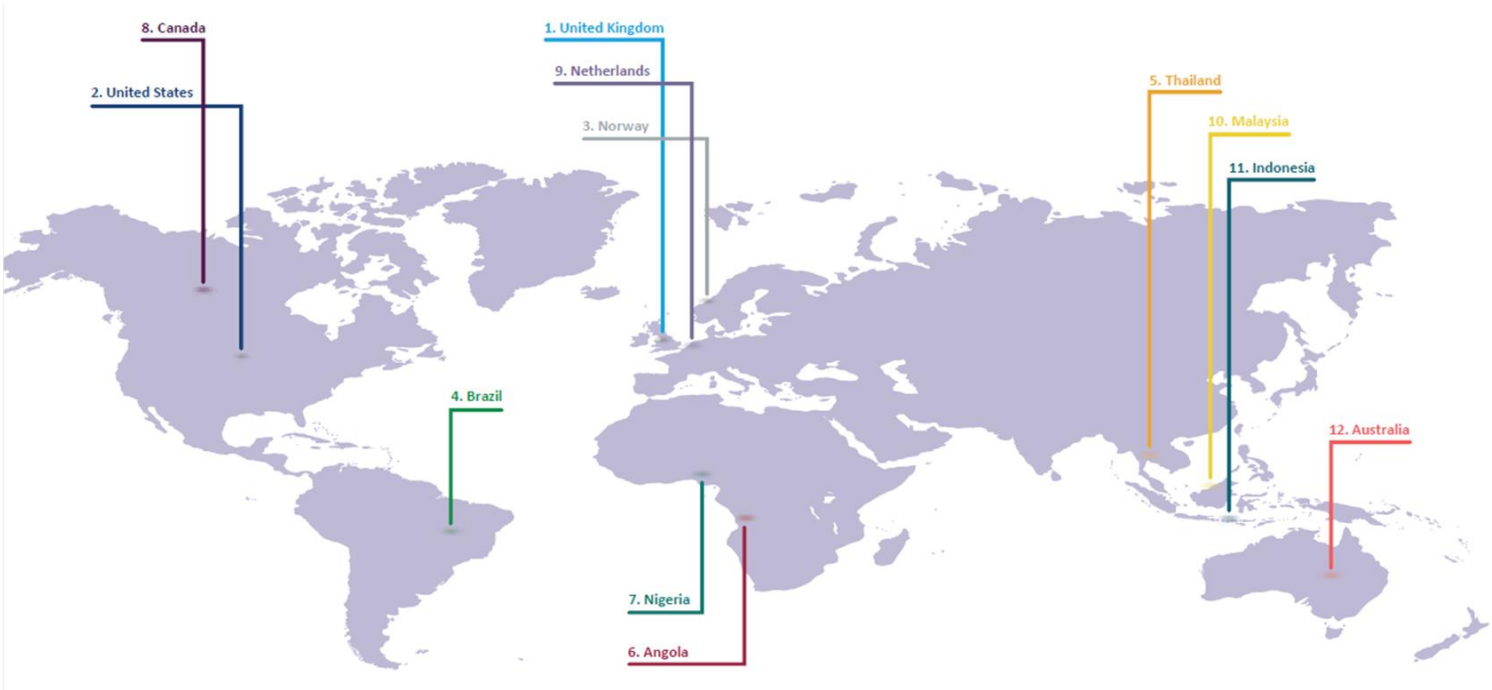
Segundo Lakhal, Klan e Islam (2009), o descomissionamento já é uma realidade da indústria do óleo e gás desde 1973, quando a plataforma continental no Golfo do México foi descomissionada e desde então, plataformas vêm sendo descomissionadas em uma taxa de 100 por ano. Entretanto, nunca foi observado um elevado número de estruturas offshore passíveis de descomissionamento quanto a que as operadoras estão a enfrentar. Isso pode ser atrelado aos

diversos fatores tais como: Preços flutuantes dos barris de petróleo – Redução do interesse por continuar a exploração associados aos altos custos de exploração e produção; Atingimento da maturidade dos campos; Envelhecimento das instalações, onde algumas já excederam a sua vida útil projetada. Complementarmente, com as restrições regulatórias mais severas relativas às operações offshore (MIMMI et al., 2017).

IBP e UFRJ (2017) *apud* IHS Markit (2016) , afirmam que são previstos cerca de 600 projetos de descomissionamento até 2021 em escala global. Este crescimento acelerado tem impactos significativos nos custos para as operadoras. Para os próximos 21 anos estimam-se que os gastos totais com projetos de descomissionamento devam aumentar 540%, e ainda afirmam que no cenário mundial é provável haver um adicional de 2000 projetos de descomissionamento *offshore* no período de 2021 a 2040 (IBP e UFRJ, 2017).

2.3 PANORAMA DE DESCOMISSIONAMENTO NO MUNDO

No documento "*US$ 32 billion of decommissioning worldwide over the next five years: is the industry ready?*" Da empresa Wood Mackenzie (2017), há um levantamento dos custos associados aos projetos de descomissionamento no mundo para os próximos dez anos. Na Figura 5 é ilustrado a previsão de gastos com o descomissionamento para 12 mercados mundiais. Destaca-se que o Reino Unido dentre os países listados é aquele que mais terá gastos com o descomissionamento nos próximos anos, sendo justificado pela complexidade dos cenários (águas profundas) e pela maturidade das bacias como um todo (OGUK, 2018). O Brasil por outro lado, terá um custo de aproximadamente US$7.38 bi.



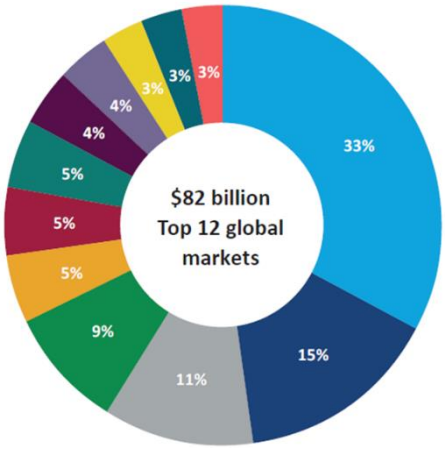


Figura 5 - Tendência mercadológica das atividades de descomissionamento no mundo.

Fonte: Wood Mackenzie (2017).

Segundo o relatório *Decommissioning Insight* 2018, produzido pela Oil and Gas UK (OGUK), o mercado de descomissionamento para o Reino Unido tem previsão de movimentar até o ano de 2027 cerca de US$ 19 bilhões. São previstos para a plataforma continental do Reino Unido (UKCS) descomissionar cerca de 203 campos, que consiste no abandono de 1465 poços, remoção de 74 plataformas, gerando aproximadamente 605 toneladas de estruturas de topo (*topside*), descomissionamento de cerca de 54.217 toneladas de equipamentos submarinos e retirada de 5.724 km de dutos para o período de 2018-2027. Para os outros países que compõem a região do Mar do Norte, a saber: Noruega, Holanda e Dinamarca, de acordo com o mesmo estudo é esperado que sejam removidos até 2027 cerca de 255.935 toneladas apenas dos *topsides*. (OGUK, 2018).

De acordo com Kaiser e Narra (2018), o Golfo do México é uma das mais antigas bacias de hidrocarbonetos em ambiente *offshore* no mundo, produzindo mais de 52 bilhões de barris de óleo equivalente entre 1947 a 2017. É especulado que sejam descomissionadas nesta região entre 474 e 828 estruturas em águas rasas entre 2017-2022 e 704 a 1199 estruturas até o final de 2027. Para o cenário de águas profundas (>400m). Kaiser e Liu (2018) afirmam que entre os anos de 1989 a 2016 foram descomissionadas 21 estruturas no Golfo de México, e projetam que sejam removidas cerca de 27 a 51 estruturas em águas profundas até 2031 e 12 a 25 desmobilizações entre 2017-2022. Especulam-se que cada projeto de descomissionamento de instalações *offshore* em águas profundas irão movimentar cerca de US$ 2,4 bilhões (KAISER e LIU, 2014).

2.4 PANORAMA DE DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

A produção *offshore* de campos de óleo e gás no litoral brasileiro, deu-se início a mais de 50 anos desta forma, é possível afirmar que algumas instalações já ultrapassaram o seu tempo de vida útil. Assim, a demanda pelo descomissionamento se dá a partir de fatores como: obsolescência dos equipamentos associados e campos com baixa produção, de modo que não se justifique os elevados custos de produção (ANP, 2019b).

Segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) (2019), atualmente no Brasil há um total de 193 instalações de produção *offshore*, onde desse total 60 plataformas estão fora de operação. Destacando-se com 52 unidades, os FPSO duplicaram a sua quantidade nos últimos dois anos (IBP, 2019). A Figura 6 ilustra o número total de plataformas existentes no país, com a última atualização em janeiro de 2019.

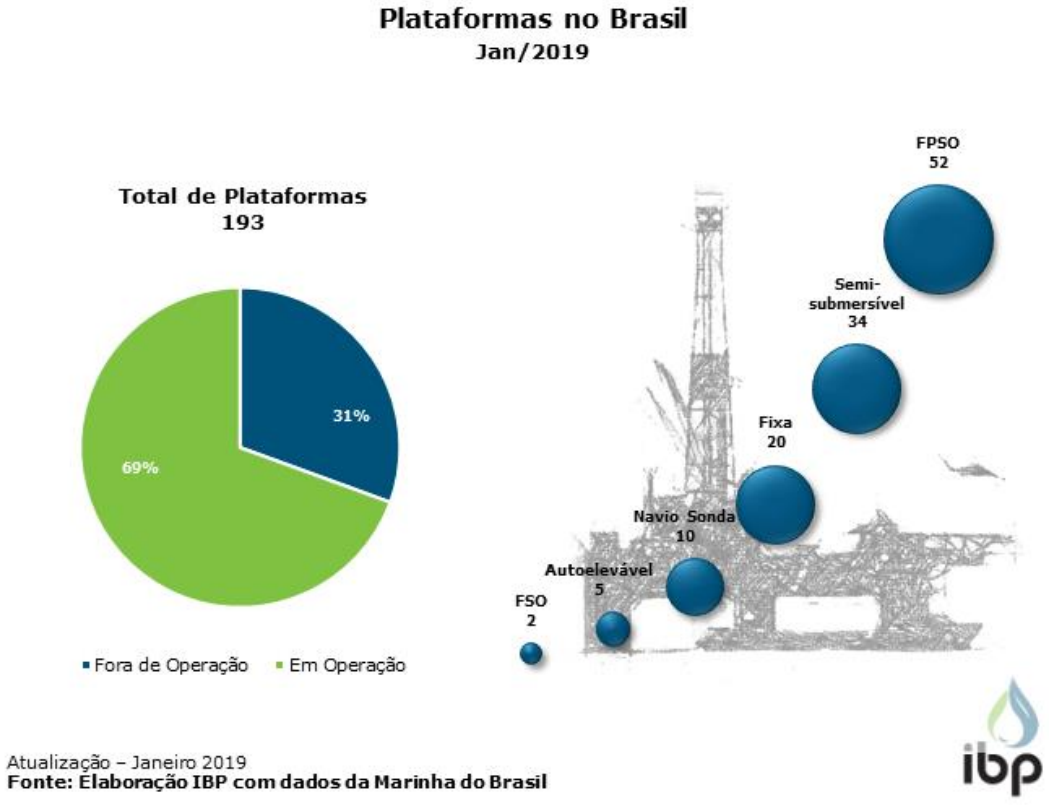


Figura 6 - Quantidade total de instalações *offshore* em operação no Brasil por tipo.

Fonte: IBP, 2019.

Dados recentes da ANP (2018) mostram que 41% das instalações operando no Brasil possuem uma idade maior ou igual a 25 anos, enquanto aquelas que se encontram na faixa de

15 a 25 anos contribuem com um total de 15%. Complementarmente, esses dados mostram que das instalações mais antigas, as bacias de Campos e Sergipe e Alagoas se destacam por possuírem um representativo quantitativo, conforme pode ser observada na Figura 7.

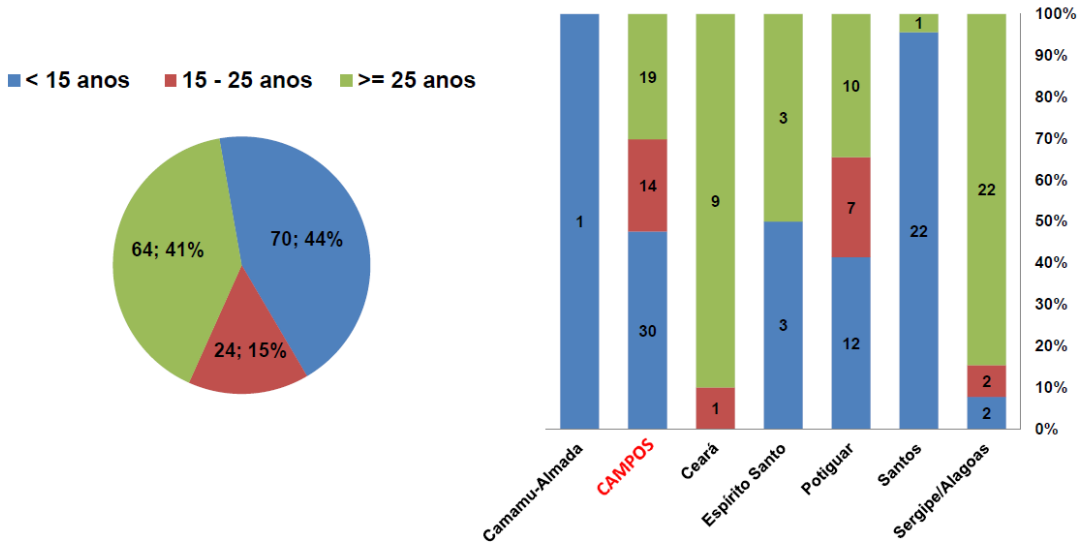


Figura 7 - Quantidade de estruturas *offshore*, frente a idade de operação.

Fonte: ANP (2018)

De acordo com ANP (2019b), foram aprovados 5 Programas de Desativação de Instalações (PDI) desse total, 2 campos pertencem a bacia de Campos (Roncador e Marlim Sul) e os outros 3 são da Bacia do Espírito Santo (Cação). Paralelamente existem ainda 6 PDI com status em análise, sendo 5 deles da bacia de Campos e o outro da bacia de Sergipe.

IBP e UFRJ (2017), afirmam que o cenário brasileiro para o descomissionamento representa um grande desafio tecnológico e consequentemente econômico, uma vez que possuí maior complexidade ao se comparar com outras regiões do mundo. Este fato pode ser evidenciado por que no Brasil cerca de 17% das plataformas encontra-se em águas profundas e 25% encontra-se em águas ultraprofundas, de modo que para se produzir óleo e gás nessas condições se faz necessário o uso de sistemas *subsea* cada vez maiores e mais complexos. Além do mais, os campos de óleo e gás em águas profundas e ultraprofundas no litoral brasileiro possuem significativamente maiores quantidades de dutos (IBP e UFRJ, 2017).

2.5 REGULAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO NO MUNDO

2.5.1 Conferência de Genebra – 1958

A Conferência das Nações Unidas sobre as Leis dos Mares que ocorreu em Genebra no ano de 1958, foi o marco inicial para a regulamentação das atividades de descomissionamento no mundo. Ressalta-se, que naquele período o conceito de descomissionamento não era fundamentado desta forma, o termo que mais se assemelhava ao assunto era o abandono de estruturas. Esta convenção adicionalmente especifica quais são as obrigações dos Estados no que tange às suas responsabilidades e deveres na plataforma continental (HAMZAH, 2003).

No que concerne as ações de descomissionamento, a conferência de Genebra instituiu em seu artigo quinto que "qualquer instalação que é abandonada ou está em desuso deverá ser completamente removida". Não sendo feita qualquer distinção ao método de disposição das estruturas removidas (TECHERA e CHANDLER, 2015).

2.5.2 Conferência das Nações Unidas sobre a Lei dos Mares (UNCLOS) – 1982

A UNCLOS (*United Nations Convention on the Law of the Sea*), é um tratado internacional relativamente abrangente sobre a governança dos oceanos, aborda a maioria dos aspectos legais dos oceanos e seus usos. Inclui-se navegação, direitos de sobrevoo, exploração de recursos naturais e conservação do ambiente marinho (TECHERA e CHANDLER, 2015).

De acordo com Hamzah (2003), fatores como disponibilidade de tecnologia capaz de realizar a remoção de estruturas *offshore* e os altos custos associados com essas atividades foram decisivos para o desencadeamento da flexibilização do artigo 5º da Conferência de Genebra, de modo que essa nova realidade regulatória fosse aceitável para as indústrias petrolíferas e os estados responsáveis.

Sendo assim, em substituição ao artigo 5º da Conferência de Genebra, o artigo 60 da UNCLOS determina que qualquer instalação ou estrutura abandonada ou em desuso deverá ser removida, visando a segurança da navegação, proteção das atividades pesqueiras e do meio ambiente marinho e o quadro regulatório internacional bem estabelecidos e aceitos pela a organização internacional competente. Entretanto, para as estruturas que forem aptas a serem abandonadas, deverão ser amplamente divulgadas as profundidades, posições e dimensões dessas estruturas e instalações (UNITED NATIONS, 1994).

2.5.3 A Organização Marítima Internacional (IMO) – 1989

A IMO (*Internacional Maritime Organization*) é uma agência especializada das Nações Unidas, cujo trabalho gira em torno da definição de padrões de segurança, proteção e desempenho ambiental do transporte marítimo internacional (IMO, 2019). Em 1989 criou uma série de *guidelines* para a remoção de instalações e estruturas *offshore* na plataforma continental e zona econômica exclusiva. As diretrizes presentes nesses *guidelines* que merecem um maior destaque são: (IMO, 1989; OSMUNDSEN e TVETERAS, 2003; TECHERA e CHANDLER, 2015).

i. Estruturas abandonadas com menos de 75 metros de lâmina de água e pesando menos de 4000 toneladas no ar (excluindo-se o convés), deverão ser totalmente removidos;
ii. Todas as estruturas em desuso instaladas no fundo do mar a partir de 1º de janeiro de 1998, situadas em menos de 100 m de água e pesando menos de 4.000 toneladas, devem ser totalmente removidas;
iii. A remoção das instalações *offshore* não poderão causar nenhum dano significativo no ambiente marinho e para os casos nos quais as estruturas fiquem no estado de abandono, detalhes da posição e das dimensões de cada componente deverão ser informados às autoridades pertinentes;
iv. As estruturas que forem instaladas nas plataformas continentais e zonas econômicas exclusivas após 1º de janeiro de 1998 deverão ser projetadas de modo que sejam asseguradas a possibilidade de remoção total, caso contrário está proibida a instalação.

2.6 REGULAÇÃO DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

O descomissionamento e abandono de sistemas *offshore* existentes no cenário brasileiro, é de certa forma imatura frente ao cenário internacional. Regulações pertinentes a essas atividades, ainda estão ou em desenvolvimento ou estão em processos de revisão para que possam atender da melhor maneira possível as novas demandas e expectativas geradas por essa nova indústria dentro do setor de óleo e gás (IBP, 2017; MIMMI et al., 2017). De acordo com Ramos (2018), os marcos regulatórios brasileiros são baseados nas experiências internacionais, onde são determinadas de forma análoga diretrizes no que tange os requisitos mínimos necessários para o desmantelamento e disposição final das instalações e equipamentos *offshore*.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais e Renováveis (IBAMA) e a Marinha do Brasil, representando a união, detêm a responsabilidade de forma compartilhada para fiscalizar e regulamentar as atividades da indústria de óleo e gás (RAMOS, 2018).

2.6.1 Resoluções da ANP

No que concerne as atividades de descomissionamento *offshore*, a ANP possuí 4 resoluções e 1 portaria, a saber: i) Portaria ANP 25 de 2002; ii) Resolução ANP N° 27 de 2006; iii) Resolução ANP N° 25 de 2014; iv) Resolução ANP Nº 17 de 2015 e v) Resolução ANP Nº 41 de 2015.

A Portaria ANP Nº 25/2002 elenca os procedimentos a serem realizados quando uma operadora resolver abandonar seus poços de petróleo e/ou gás natural, de modo que os fluidos presentes nessas formações não migrem entre si (através do poço, espaço anular ou entre o poço e revestimento) e também não migrem até a superfície do terreno ou do leito marinho, desta forma assegurando-se o isolamento necessário das zonas de petróleo e gás.

Complementarmente, esta portaria em seus artigos 4º e 5º determinam que durante a exploração e desenvolvimento do campo, há possibilidade de abandono do poço seguindo as preconizações presentes neste regulamento e mediante a notificação escrita ao órgão, enquanto na fase de produção, o abandono só poderá ser realizado mediante a uma autorização escrita da ANP.

A resolução ANP Nº 27/2006 estabelece as medidas que devem ser adotadas na desativação de instalações e especifica as condições mínimas para a devolução de áreas de concessão na fase de produção, de modo que haja uma harmonização entre a ANP com os requisitos dos órgãos ambientais, considerando-se padrões legais brasileiros, diretrizes e práticas internacionalmente aceitas.

O item 4 refere-se à desativação de instalações de produção, que poderá ser feita parcialmente ou poderá considerar todo o sistema de produção. Para as instalações que são retiradas temporariamente de operação e suas áreas entornas, deverão ser mantidas em condições de segurança e devem apresentar riscos mínimos à saúde e ao meio ambiente. Adicionalmente, este item também informa que toda retirada definitiva de operação de quaisquer instalações deve ser previamente comunicada à ANP via PAT (Programa Anual de Trabalho e Orçamento).

O item 6 trata da desativação de instalações marítimas, cuja relevância para este trabalho é fundamental, desta forma optou-se por citá-la de forma integral, conforme pode ser observado a seguir:

> 6.1 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, observadas as seguintes condições:
>
> a) O Abandono de Poços marítimos deve atender à regulamentação específica da ANP, sem prejuízo de outras determinações expedidas por outros órgãos competentes;
>
> b) 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;
>
> c) Qualquer modificação que seja feita em Instalações de Produção ou partes de Instalações de Produção desativadas e não removidas deverá ser comunicada à Autoridade Marítima com antecedência de 180 dias;
>
> d) As Instalações de Produção pesando até 4.000 toneladas no ar, excluídos o convés e a superestrutura, deverão ser retiradas totalmente em lâmina d'água até 80 metros, devendo ser cortadas a 20 metros abaixo do fundo em áreas sujeitas a processos erosivos. Na ausência de processos erosivos, as instalações poderão ser cortadas ao nível do fundo;
>
> e) Toda e qualquer Instalação de Produção cuja remoção for tecnicamente desaconselhada deverá ser cortada abaixo de uma profundidade de 55 metros;
>
> f) Qualquer Instalação de Produção ou parte de Instalação de Produção deixada acima da superfície do mar deverá ser mantida adequadamente de forma a prevenir falha estrutural;
>
> g) Após a retirada das Instalações de Produção ou partes de Instalações de Produção, o fundo marinho deve ser limpo de toda e qualquer sucata, em lâminas d'água inferiores a 80 metros;
>
> h) 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 ao qual couber o controle ambiental da área.
>
> 6.2 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.
>
> (BRASIL, p.5, 2006)

Além disto, esta resolução em seu item 7 determina que deverá ser apresentado à ANP um Programa de Desativação de Instalações, nos quais os procedimentos de remoção das estruturas *offshore* a serem executados deverão ser descritos e seguir o modelo disponibilizado no Anexo I desta resolução. A saber: Justificar tecnicamente a escolha do método de remoção ou a não remoção, descrição das operações de limpeza e descarte de substâncias perigosas e definir as atividades de recuperação dos impactos ambientais ocasionados pelas atividades de desativação na região de operação.

A resolução ANP Nº 25 de 2014 designa as diretrizes a serem empregadas para a desativação de instalações que obrigatoriamente deverá ser realizada anteriormente a devolução de áreas na fase de exploração, estabelecendo também o conteúdo do Plano de Devolução de Áreas. A ênfase desta resolução são os procedimentos e obrigações que a beneficiada deve cumprir no processo de devolução de áreas (em sua totalidade ou não) à ANP.

A resolução ANP Nº 17 de 2015 resolve os regulamentos técnicos de desenvolvimento de campos de grande e pequenas produções e consta como item obrigatório nos planos de desenvolvimento de campos com grande produção sem e com histórico de explotação, em seu item 19 a desativação de instalações. Sendo necessário definir: (i) A descrição da desativação das instalações; (ii) Os critérios de projeto adotados; (iii) Previsão de custo; (iv) Definição dos critérios para o aprovisionamento de recursos necessários à desativação das instalações.

Finalmente, a resolução ANP Nº 41 de 2015 estabelece os procedimentos para a gestão de segurança operacional dos sistemas submarinos, a proteção da vida humana e do meio ambiente, tal como a integridade das estruturas são os objetivos dessa norma.

2.6.2 Resoluções do CONAMA

No que tange a regulação ambiental, as atividades de descomissionamento em sistemas offshore ficam submetidas às exigências estabelecidas pela Resolução CONAMA 23/94.

A Resolução CONAMA 23/94, define critérios para o licenciamento ambiental das atividades relacionadas à exploração de óleo e gás. Essas atividades são classificadas em: a) perfuração de poços; b) produção de pesquisa sobre viabilidade econômica e c) produção para fins comerciais. Por fim, determina que os Órgãos Estaduais de Meio Ambiente em conjunto com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais (IBAMA) no exercício de suas atribuições deverão expedir as Licenças Prévias para Perfuração (LPper), Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro), Licença de Instalação (LI) e a Licença de Operação (LO) (BRASIL, 1994).

2.6.3 Norma CNEN NN 3.01

O Conselho Nacional de Energia Nuclear (CNEN) é uma autarquia federal vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), que tem como uma de suas funções “estabelecer normas e regulamentos em radioproteção sendo responsável também por regular, licenciar e fiscalizar a produção e o uso da energia nuclear no Brasil” (BRASIL, [s.d.]).

A Norma CNEN NN 3.01, visa estabelecer os requisitos básicos de proteção radiológica das pessoas em relação à exposição à radiação ionizante, e no contexto das atividades de descomissionamento de estruturas *offshore*, esta norma se aplica a aquelas estruturas que estejam contaminadas com os Materiais Radioativos de Ocorrência Natural (NORM, do inglês, *Naturally Occuring Radioactive Materials*). Determina que para Indivíduos Ocupacionalmente Expostos (IOE) a dose efetiva tendo como referencial o corpo inteiro é de 20 mSv/ano, enquanto para indivíduo do público essa dose não pode ultrapassar 1 mSv/ano (BRASIL, 2014a).

A Associação Internacional de Produtores de Óleo e Gás (IOGP) define NORM como sendo: " Radionuclídeos de ocorrência natural que estão presentes em concentrações variadas na crosta terrestre e podem ser concentrados e melhorados nos processos associados à produção de óleo e gás" (IAOGP, 2008). Segundo ALNabhani, Khan e Yang (2016), a concentração e o aprimoramento do NORM é conhecido como TENORM (*Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials*) – Materiais Radioativos de Ocorrência Natural Tecnologicamente Aprimorados, onde os níveis de concentração do material radioativo são aprimorados pela intervenção humana ou em práticas industriais associadas as atividades típicas setor de óleo e gás.

Jesus (2013) e ALNabhani, Khan e Yang (2016), esclarecem que a grande maioria dos radioisótopos encontrados no NORM são compostos pelos Urânio-238, Urânio-235 e Tório-232, sendo emitidos radiações alfa, beta e gama em seus processos de decaimento. Adicionalmente, os autores ainda mencionam que a origem do TENORM associado a indústria de óleo e gás é decorrente das atividades de exploração (sensoriamento remoto, mapeamento e uso de explosivos pela técnica de sensoriamento remoto), perfuração, produção (agravadas pela técnica de Recuperação Melhorada de Petróleo (EOR)).

No que concerne as atividades de descomissionamento, a presença de NORM está essencialmente relacionado com a característica da formação geológica do campo, onde se aquele campo possuir uma formação rochosa que tenha em sua composição a presença de materiais radiológicos, então é possível afirmar que há grande possibilidade que nos dutos, equipamentos de processo e conectores que venham a ser descomissionados, estejam contaminados com TENORM (DECOM NORTH SEA, 2018). Os resíduos gerados nas atividades descritas acima, podem ser classificados em 4 categorias, a saber: borras e incrustações, cascalhos contaminados, lamas de perfuração e água de produção (ALNABHANI; KHAN e YANG, 2016; JESUS, 2013). A Figura 8 ilustra uma seção de duto com a presença de incrustações contendo TENORM.

Os impactos à saúde do trabalhador e do público em geral em decorrência a exposição de TENORM, podem ser encontrados em ALNabhani, Khan e Yang (2016). Em síntese os autores informam que a exposição demasiada a esse agente pode levar ao organismo humano pode levar a leucemia, câncer no fígado, estômago, esôfago, ossos, tireoide e cérebro, além disso pode ainda danificar de forma irreversível o sistema nervoso e levar a anomalias genéticas e esterilidade. De acordo com os mesmos autores, as vias de penetração desse agente no organismo humano que devem ser o centro de preocupação são: a via respiratória, suspenção de TENORM nas partículas de poeira e ingestão, comidas e bebidas contaminadas com esse agente.

No Brasil, notadamente são encontrados a presença de NORM para os campos presentes no estado do Espírito Santo. As borras e incrustações para esses campos são constituídos pela composição entre Sulfato de Bário ($BaSO_4$) e os isótopos de Rádio (Ra-226 e Ra-228). Neste cenário, a radioatividade desses isótopos em sua forma natural, não representam um problema, por serem caracterizados pelas suas baixas atividades específicas, ou seja, resultando em baixos níveis de taxa de dosagem. Entretanto, para alguns casos a presença de TENORM pode exigir medidas de controle mais robustas (JESUS, 2013).

Figura 8 - Exemplo de incrustação de TENORM em uma seção de duto.

Fonte: Lince (2016)

2.6.4 Norma Regulamentadora Nº 37 (NR-37), da Secretaria do Trabalho/ Ministério da Economia

A NR-37 de 20 de dezembro de 2018, regulariza a segurança e saúde em plataformas de petróleo e dispõe os requisitos mínimos para a operação, em seu item 37.6 (comissionamento, ampliação, modificação, manutenção, reparo, descomissionamento e desmonte) é elencado uma série de exigências, a saber:

> 37.6.1.1 Nos serviços de comissionamento, ampliação, modificação, manutenção, reparo, descomissionamento ou desmontes realizados durante as operações simultâneas a bordo da plataforma, devem ser:
>
> a) elaboradas as análises de riscos;
>
> b) implementadas, previamente, as recomendações das análises de riscos;
>
> c) emitidas as respectivas permissões de trabalho e permissões de entrada em espaços confinados, quando couber;
>
> d) acompanhados periodicamente por profissional de segurança do trabalho, na razão de 2 operações simultâneas para cada profissional. [...]
>
> 37.6.3 A operadora da instalação deve protocolizar comunicado de descomissionamento da plataforma na SRTb, em até 30 (trinta) dias antes do encerramento das suas operações.
>
> 37.6.4 Para os trabalhadores embarcados, próprios ou terceirizados, durante as fases de comissionamento, ampliação, modificação, manutenção, reparo, descomissionamento ou desmonte, devem ser assegurados às condições de vivência, conforme os requisitos estabelecidos nesta NR.
>
> 37.6.4.1 Em situação emergencial, cujas condições de vivência não sejam plenamente atendidas segundo o item 37.14 desta NR, a operadora da instalação deve assegurar:
>
> a) o direito de recusa aos trabalhadores envolvidos nas ações de resposta, sem a necessidade de justificativa;
>
> b) a aplicação do item 3.4 da NR-03 (Embargo e Interdição), na existência de condições de risco grave e iminente a bordo;
>
> c) o desembarque dos trabalhadores envolvidos nas ações de resposta, durante o seu período de descanso; d) o atendimento ao prescrito no subitem 37.14.4.5 desta NR para as áreas de vivência.

(BRASIL, 2018)

2.7 PROCESSOS DE DESCOMISSIONAMENTO DE ESTRUTURAS SUBMARINO

Diversos autores propõem distintos métodos de descomissionamento. Dentre eles, Fowler et al. (2014) mapearam treze alternativas de descomissionamento que variam entre remoção total da estrutura e posterior desmantelamento em terra até abandono no leito marinho sem maiores intervenções. Entretanto, dentre tamanha variabilidade das opções de descomissionamento, qual delas é a mais apropriada? Apesar de ser um questionamento a priori

simples, projetos de descomissionamento estão sujeitos a opinião de distintos grupos de *stakeholders*, dentre eles o governo, órgãos reguladores, sociedade em geral e aos próprios interesses das operadoras do setor de óleo e gás. Logo, a decisão de qual é o método alternativo é o mais adequado irá depender de aspectos técnico, socioeconômicos, ambientais, de saúde e segurança dos trabalhadores e da sociedade como um todo e principalmente de aspectos políticos (SOARES et al., 2018).

Porém, por se tratar de um projeto multidisciplinar a alternativa de descomissionamento pode apresentar várias respostas como solução ótima, e isso é devido principalmente aos interesses individuais de cada *stakeholder* envolvido no processo decisório. Ressalta-se que determinar uma solução que atenda a todos os grupos de partes interessadas não é uma tarefa trivial, sendo comumente adotada em projetos de descomissionamento uma abordagem híbrida entre as alternativas de abandono e remoção total das estruturas e/ou instalações (RAMOS, 2018).

A figura 9, ilustra as opções de descomissionamento mapeadas no trabalho de Fowler et al. (2014). Vale destacar que para fins de análises metodológicas, este trabalho apenas considera as principais alternativas preconizadas no relatório "*Decommissioning of Pipelines in the North Sea Region*" da Oil and Gas UK (2013).

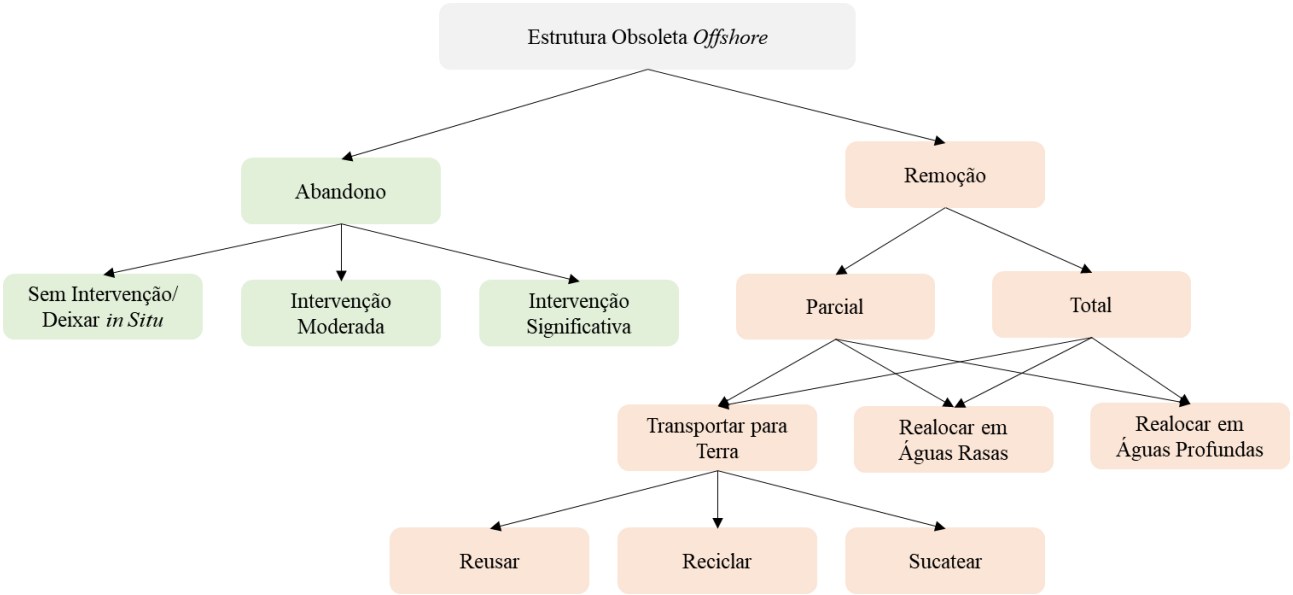


Figura 9 - Opções de descomissionamento para estruturas *offshore* obsoletas.

Fonte: Adaptado de Fowler et al. (2014).

2.7.1 Abandono

Segundo a OGUK (2013), o abandono é uma técnica utilizada quando os dutos ou estruturas não podem ser facilmente separáveis ou quando os dutos que se encontram adequadamente enterrados e entrincheirados. É prevista também a possibilidade de abandono caso os dutos que não estejam nessas condições, mas apresentem ao longo do tempo a possibilidade de se enterrarem naturalmente em uma distância segura. Por fim, caso a remoção total ou parcial apresente riscos intoleráveis a operação e ao meio ambiente, o abandono deve ser escolhido (OGUK, 2013).

No relatório intitulado "*Brent Field Pipelines Decommissioning Technical Document*" confeccionado pela Shell (2017), onde é apresentado o programa de descomissionamento do sistema de dutos para o campo de Brent na região do Reino Unido, é apresentado dentre as alternativas avaliadas dos processos de descomissionamento, a opção de deposição de rochas visando o soterramento das extremidades expostas dos dutos, como uma alternativa aos processos de entrincheiramento e enterramento, sendo considerado também como um método de abandono.

Finalmente, a fase subsequente ao abandono das estruturas submarinas é o monitoramento periódico das condições ambientais que essas instalações estão submetidas. Normas e leis internacionais e nacionais exigem que está medida seja efetuada, estando principalmente relacionada com os efeitos de variação das correntes marinhas associados ao desprendimento de materiais pela ação do tempo (SOARES et al., 2018). Desta forma, o monitoramento visa evitar impactos ambientais e garantir a segurança de outras atividades marítimas detectando de forma precoce a exposição de seções de estruturas abandonadas com a ação do tempo (SOARES et al., 2018).

2.7.1.1 Abandono com Intervenção Mínima

Esta alternativa dentre os processos de abandono pode ser considerada a mais simples, necessitando apenas ser submetido ao processo de limpeza de dutos e/ou estruturas com posterior preenchimento de água do mar, devido as extremidades estarem abertas para o oceano. Sendo aplicada aos dutos que durante o período de operação foi entrincheirado e/ou enterrado e que o seu atual status é de soterramento ao longo de sua extensão. A intervenção mínima também pode ser aplicado em dutos expostos, porém que seja prevista a possibilidade de enterramento natural (OGUK, 2013; SOARES et al., 2018).

2.7.1.2 Abandono com Intervenção Moderada

Nos cenários onde os dutos se encontram localizados entre trincheiras e outras estruturas submarinas ou dutos que passaram por um processo de erosão. A abordagem pelos quais eles devem ser submetidos para se tornarem aptos ao abandono, consiste nos procedimentos de limpeza descritos acima e na utilização de métodos de remoção das partes expostas ou soterramento de algumas seções que apresentem riscos a outros usuários do mar (OGUK, 2013). Para isso, as seções podem ser removidas por corte com posterior içamento até a superfície por embarcações equipadas com as ferramentas necessárias. Uma outra alternativa é a utilização das técnicas de entrincheiramento ou deposição de rochas para proteger os seguimentos de dutos expostos e desta maneira prevenindo o risco de contato com essa estrutura (OGUK, 2013).

2.7.1.3 Abandono com Intervenção Significativa

Este processo de abandono é indicado, segundo a *Oil and Gas* UK (2013), para dutos cujas secções se apresentem desentrincheiradas e que foram instalados no leito marinho, usualmente o método preferível é o de abandono. Para este cenário, se faz necessário a remoção das interligações (por corte e elevação) seguido pelo entrincheiramento das seções abaixo do nível do leito marinho.

Além disso, é importante destacar que para os cenários brasileiros de abandono de dutos, as características e métodos apresentados pela *Oil and Gas* UK (2013), devem ser metodicamente adaptados, uma vez que as características de produção e do layout *subsea*, podem não ser favoráveis ao entrincheiramento e enterramento dos dutos, além de não serem uma prática recorrente no país. Desta forma, a avaliação por métodos comparativos através de ferramentas de tomada de decisão levando-se em consideração aspectos de viabilidade técnica, ambientais, socioeconômicas e de segurança operacional são imperativos (RAMOS, 2018).

A Figura 10 mostra o processo de abandono de dutos, destaca-se para este cenário a possibilidade de realizar a desconexão de duto sejam necessário a intervenção de mergulhadores para executar o corte e plug das extremidades ou ligações. Entretanto, caso seja evidenciado um risco inaceitável a saúde e segurança do mergulhador, essa atividade pode ser realizada ainda remotamente via ROV.

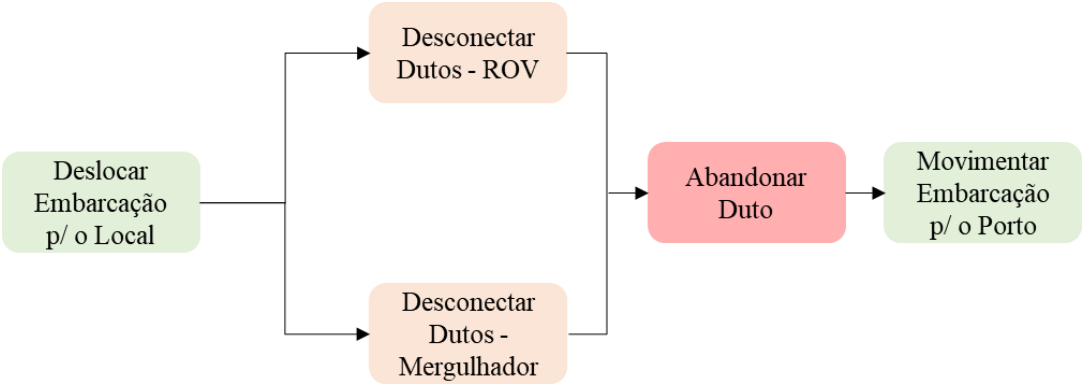


Figura 10 - Processo de descomissionamento para a alternativa de abandono.

Fonte: Adaptado de Soares et al. (2018).

2.7.1.4 Entrincheiramento (ENT)

O entrincheiramento visa assegurar a proteção de dutos em operação ou abandonados frente a possíveis cenários danosos (ex.: contato com âncoras, outras embarcações, redes de pesca de arrasto) e reduzir riscos ao meio ambiente por corrosão e desgaste gerados por fatores hidrodinâmicos das ondas, marés e correntezas. Os 3 principais métodos de entrincheiramento e enterramento de dutos são: a) Dragagem; b) Jateamento; c) Arador (BISSO MARINE, 2016).

O método de dragagem corta mecanicamente ou escava uma trincheira que posteriormente poderá ser preenchida com um duto ou não. O jateamento utiliza como ferramenta um trenó de jateamento (*jet sleds*) assessorado por um ROV, onde utiliza-se jatos de água e de ar em alta pressão para criar uma trincheira em solos arenosos. A operação desta ferramenta acontece pelo encaixe do trenó sobre um duto previamente encostado no leito marinho e na medida em que os jatos de água cortam o solo, o duto é entrincheirado pela ação da gravidade (BISSO MARINE, 2016). Por fim, a técnica do arador consiste em mover mecanicamente o solo do leito marinho, formando uma trincheira num formato em V. Este método causa um deslocamento limitado de sedimentos no fundo do mar, o que resulta em uma baixa perturbação do leito marinho, bem como uma baixa geração de sedimentos (RAMBOLL, 2008).

As Figuras 11, 12 e 13 mostram as ferramentas de dragagem, jateamento e arador típicas para a proteção de dutos expostos.

Figura 11 - Ferramenta de dragagem de 4".

Fonte: We Subsea (s.d.).

Figura 12 - Ferramenta de jateamento sob altas pressões.

Fonte: Sea Tools (s.d.).

Figura 13 - Ferramenta de arado.

Fonte: IHC Insight (s.d.)

A Figura 14, ilustra o processo de abandono via entrincheiramento, é possível observar que as atividades principais são bastante semelhantes as atividades do processo de abandono sem intervenção.

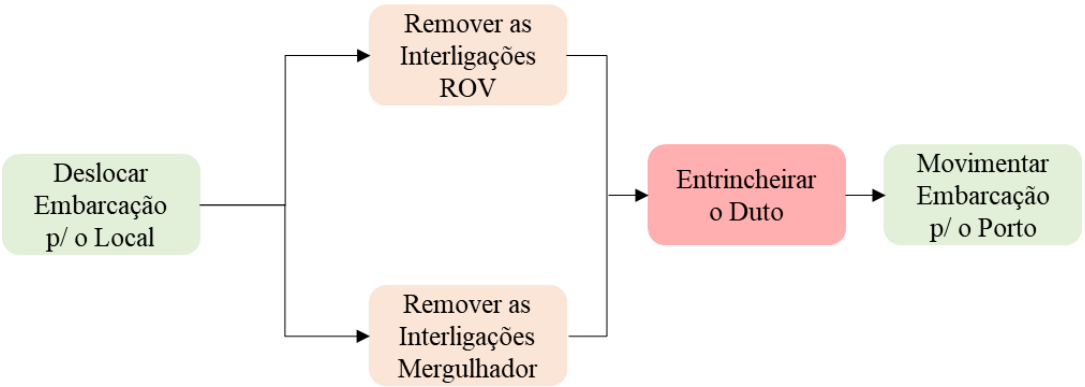


Figura 14 - Processo de descomissionamento para a alternativa de entrincheiramento.

Fonte: Adaptado de Soares et al. (2018).

2.7.1.5 Deposição de Rochas (DR)

Ao contrário dos processos de abandono descritos anteriormente, o processo de deposição de rochas é razoavelmente mais complexo e se inicia com o carregamento de rochas no porto, onde o navio ficará atracado enquanto duas correias transportadoras, transferem a carga de rochas ao navio. O navio especializado para este tipo de operação é nominado *Fall Pipe* (FPV) e são usualmente projetados para receberem cerca de 9500t de rochas. Após o FPV estiver devidamente carregado, ele deixa o porto em sentido ao local de operação, ao chegar no destino a etapa predecessora ao início da operação de deposição de rochas é a operação de *pre-survey*, que tem como objetivo determinar o perfil do leito marinho, a rota do duto a ser soterrado e a atual condição de entrincheiramento do duto (HOU et al., 2015; JIN-LOU; YI-FEI e ZHAO, 2011).

Concluído a etapa do *pre-survey* se inicia a operação de deposição de rochas, onde a retroescavadeira presente no deck da embarcação agarra as rochas armazenadas e as posiciona na correia de alimentação da estreia de transporte, que direciona a rocha para o reservatório central e a posteriori para o tubo de queda. Desta forma, as rochas vão sendo depostas em cima do duto a medida em que a embarcação se movimenta pela rota. A operação é concluída quando todo o duto exposto é protegido pelas n camadas de rochas necessárias para cobri-lo (HOU et al., 2015; JIN-LOU; YI-FEI e ZHAO, 2011).

A Figura 15 esquematiza um FPV. A Figura 16 ilustra o processo de abandono por deposição de rochas.

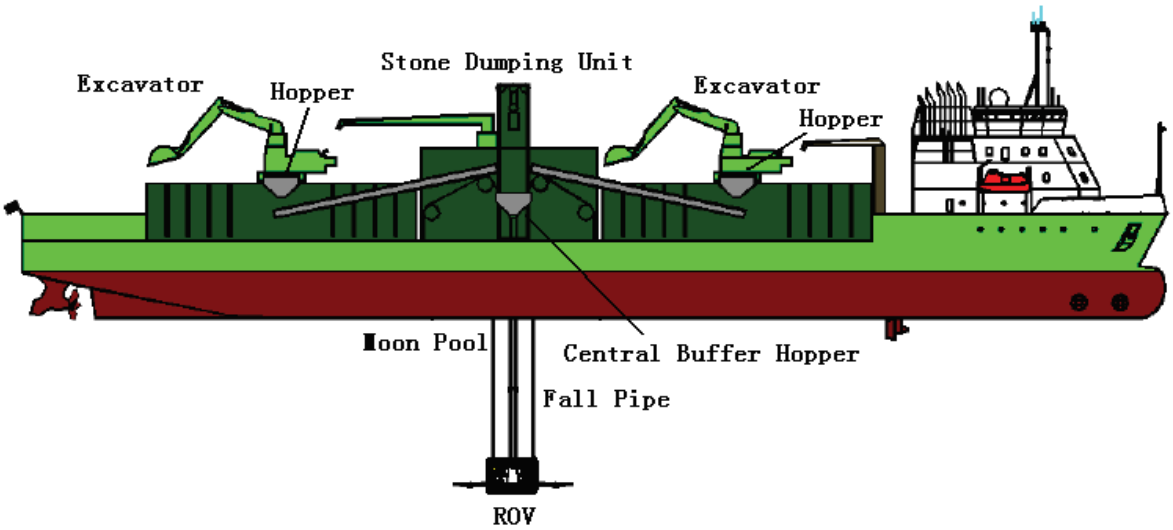


Figura 15 – Representação do navio *fall pipe*.

Fonte: Hou et al. (2015).

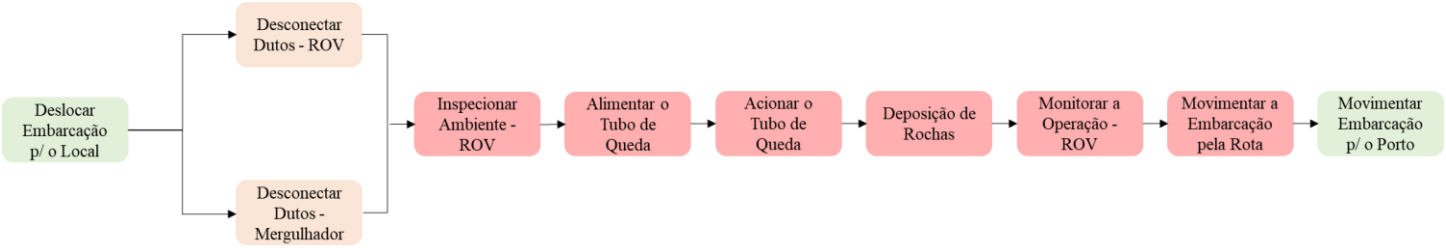


Figura 16 - Diagrama de bloco para o processo de abandono por deposição de rochas.

Fonte: Adaptado de Soares et al. (2018), Hou et al. (2015) e Zhao, Cheng e Li (2011).

2.7.2 Remoção Total

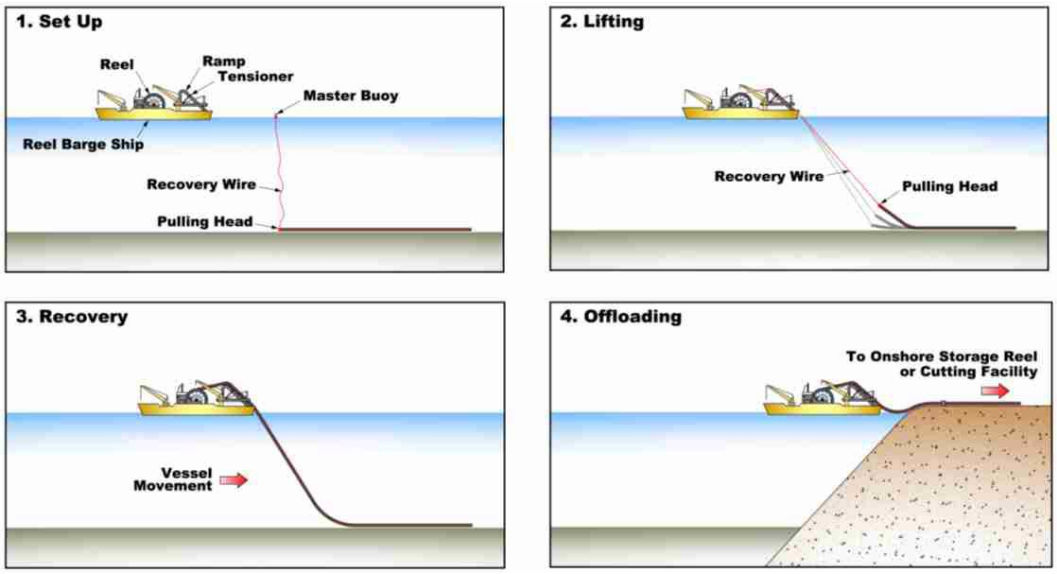
A remoção de estruturas submarinas, dutos rígidos e flexíveis, umbilicais, *risers* caso não estejam entrincheirados ou soterrados podem ser sem maiores problemas submetidos aos seguintes processos de remoção e recuperação dessas estruturas.

2.7.2.1 Bobinamento Reverso (BR)

Esta alternativa de remoção se aplica a dutos rígidos ou flexíveis com diâmetros inferiores a 16” e que não possuam revestimento de concreto. Este método é considerado de forma genérica como sendo o método inverso a instalação de dutos por bobinamento. De acordo com o *Guideline* “*Decommissioning of Pipelines in the North Sea Region*” da OGUK (2013), o método de instalação de dutos rígidos por bobinamento, consiste na propriedade de deformação plástica das paredes do duto que durante o processo de instalação seja assegurado que permanecerá estável no leito marinho. Sendo assim, a operação inversa conta com a atuação de uma embarcação especializada, onde os dutos serão içados e enrolados nos carretéis dispostos ao redor do convés, e a medida em que a embarcação se movimenta pela rota, os dutos vão sendo recolhidos e armazenados. Ressalta-se que o espaço disponível no deck da embarcação tal como o seu tamanho são fatores limitantes para o volume final de dutos recolhidos, ou seja, a capacidade de recolhimento de dutos é função do espaço/tamanho disponível da embarcação especializada (OGUK, 2013).

Algumas observações devem ser destacadas ao se realizar o bobinamento reverso de dutos rígidos, devido aos inúmeros ciclos de deformação plástica na parede do duto durante os processos de instalação e descomissionamento por bobinamento a integridade do duto pode está comprometida desta forma, impossibilita-o a ser reutilizado em outros campos. Entretanto, para dutos flexíveis, cuja estruturas são produzidas de materiais poliméricos os efeitos da deformação plástica decorrente aos processos de bobinamento podem permitir a reutilização desses dutos em outros projetos (OGUK, 2013).

A Figura 17 ilustra o processo de recuperação de dutos pelo método de bobinamento reverso. A Figura 18 mostra o diagrama de blocos elencando as principais atividades correlatas do processo de descomissionamento via bobina reversa.



Fonte: BP (2011).

Figura 17 - Recuperação de dutos pelo processo de bobinamento reverso.

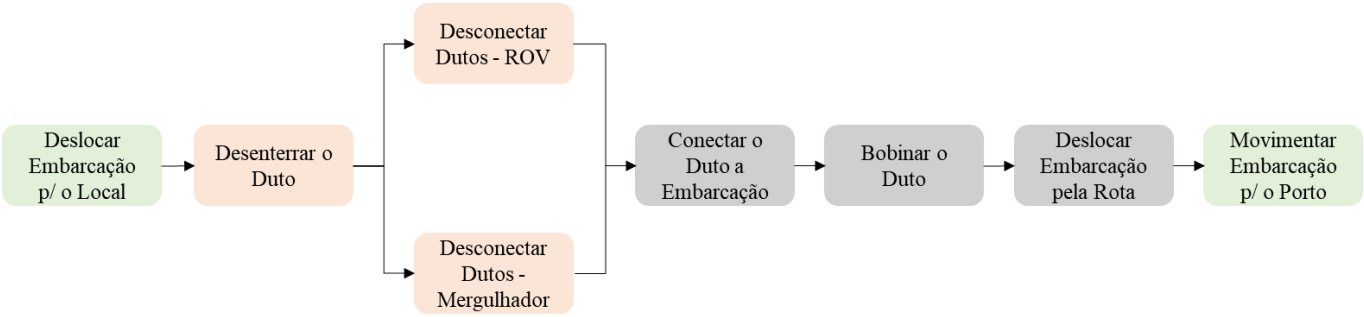


Figura 18 - Diagrama de blocos para o processo de descomissionamento bobinamento reverso.

Fonte: Adaptado de DOT (2004), BP (2011), OGUK (2013), Shell (2017) e Soares et al. (2018).

2.7.2.2 Remoção por S-Lay e J-Lay Reversos

De forma análoga ao processo descrito anteriormente, as alternativas de recuperação de dutos por lay reversos (S-Lay e J-Lay), são uma operação reversa do método que originalmente previa somente a instalação de dutos. Segundo a OGUK (2013), o método S-Lay é aplicável para dutos rígidos e protegidos com revestimento de concreto, cujo diâmetro seja superior a 16’’.

A operação para estes métodos são descritos em DOT (2004), BP (2011) e em OGUK (2013), onde uma cabeça de tração é instalada na extremidade do duto para viabilizar a conexão entre a embarcação e o duto. A embarcação então, se desloca pela rota e o duto será puxado em pontos definidos pela equipe de engenharia e planejamento sendo cortados em seções e

armazenado no deck ou ainda, podem ser enviados a um navio de armazenamento dedicado que os transportarão para uma base *onshore*. As Figuras 19 e 20 esquematizam respectivamente os processos de descomissionamento de dutos via as operações de J-lay reverso e S-lay reverso.

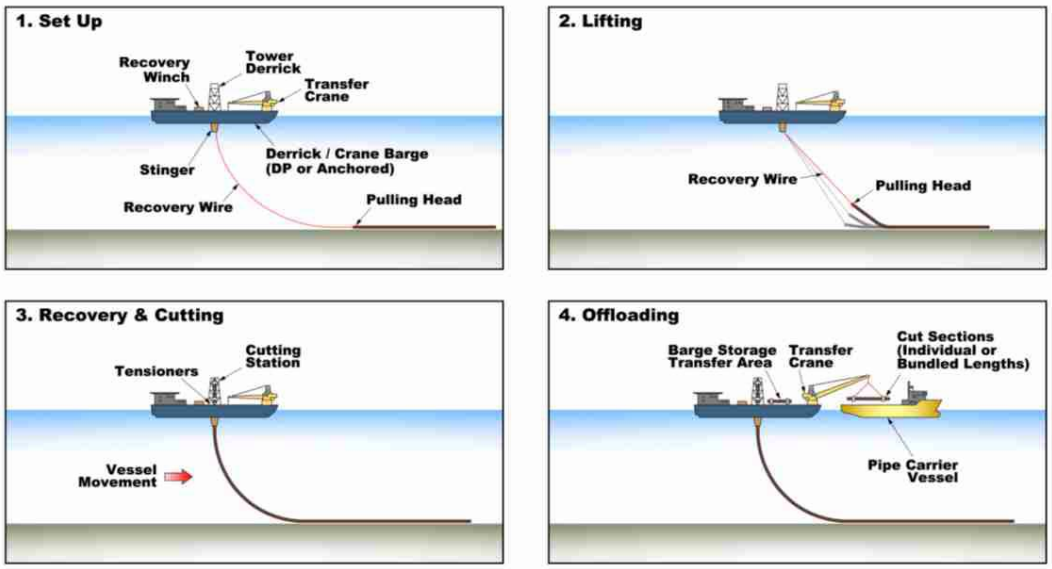


Figura 19 - Processo de descomissionamento de dutos pelo método J-Lay.

Fonte: BP (2011).

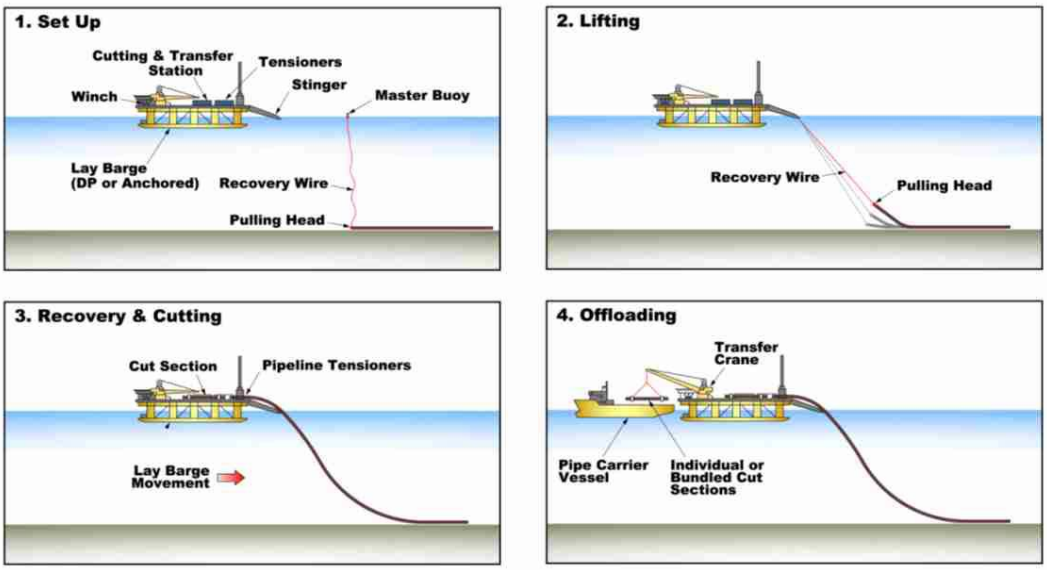


Figura 20 - Processo de descomissionamento de dutos pelo método S-Lay.

Fonte: BP (2011).

2.7.2.3 Remoção por Corte e Elevação (CE)

Esta técnica de descomissionamento pode ser aplicada tanto para dutos quanto para as estruturas *subsea* em geral, não limitando-se em fatores como tamanho de diâmetro do duto, revestimentos de concreto ou material de construção (OGUK, 2013). A estrutura ou duto é cortada no leito marinho em seções pré-definidas por mergulhadores ou por ROV e são elevadas com o auxílio de guindaste presente na embarcação até a superfície (BP, 2011; OGUK, 2013). Vivet (2011), destaca o uso de *baskets* como acessório de içamento de seções de dutos cortados, onde o *basket* fica apoiado no leito marinho à espera da seção ser posicionada em sua superfície para então ser elevada até a embarcação. Uma das vantagens do método de corte e elevação descrita em OGUK (2013) é a flexibilidade de embarcações que podem ser utilizadas para a recuperação das estruturas a serem descomissionadas. Em contra partida, o mesmo documento alerta para o risco demasiado que esta alternativa pode gerar aos trabalhadores envolvidos em suas atividades, notadamente os mergulhadores.

Kaiser e Byrd (2005) realizam uma revisão sobre as técnicas de corte mais utilizadas no setor de óleo e gás com ênfase nas atividades de descomissionamento, nesse estudo os autores dividem as técnicas de corte não explosivos em quatro grupo, sendo eles: a) Mecânicos; b) Abrasivos; c) Corte por fio de diamante; d) Método *Oxy-arc*.

As ferramentas de corte mecânicas são acionadas hidraulicamente e usualmente são confeccionadas com lâminas de tungstênio e com a ponta feita de carbono, sendo característico a presença de três lâminas de corte. A ferramenta de corte mecânica é geralmente utilizada para cortar estruturas *topside*, porém aplicações em estruturas submarinas em águas rasas também são reportadas (KAISER e BYRD, 2005).

O método por corte abrasivo consiste em um mecanismo que injeta materiais como areia, brita ou talha em um jato de água sob alta pressão que atravessa um orifício adiamantado que direciona o jato para realizar a operação de corte. Esse método pode ser aplicado para o corte de estruturas mais robustas como os *topsides* e também pode cortar de forma eficaz e rápida dutos submarinos (KAISER e BYRD, 2005).

A técnica de corte por fio de diamante, utiliza um sistema de corte de fio adiamantado incorporado a um mecanismo de motosserra. Esse sistema pode ser configurado de modo que possibilite o corte para qualquer tipo de estrutura, independente das dimensões, material de construção e profundidade (caso esteja fixado a uma base de suporte) (KAISER e BYRD, 2005).

Finalmente, o método oxy-arc pode ser executando tanto em ambientes submersos quanto a ambientes superficiais sem grandes diferenciações. Em ambientes submarinos a ferramenta pode ser utilizada por mergulhadores ou atuada por ROV, para a execução da técnica, um jato externo de oxigênio e ar comprimido são necessários para manter a água afastada da fronteira da estrutura que está sendo cortada, resultando em um aumento considerável do calor gerado pela ferramenta que utiliza gás hidrogênio e calor para oxidar ou derreter o material a ser seccionado. Destaca-se que este método dentre os apresentados é o que possuí o maior potencial de causar danos a segurança dos mergulhadores (KAISER e BYRD, 2005).

A Figura 21 ilustra o procedimento de corte e elevação de materiais descomissionados e a Figura 22 apresenta o diagrama de blocos das atividades presente na alternativa de corte e elevação.

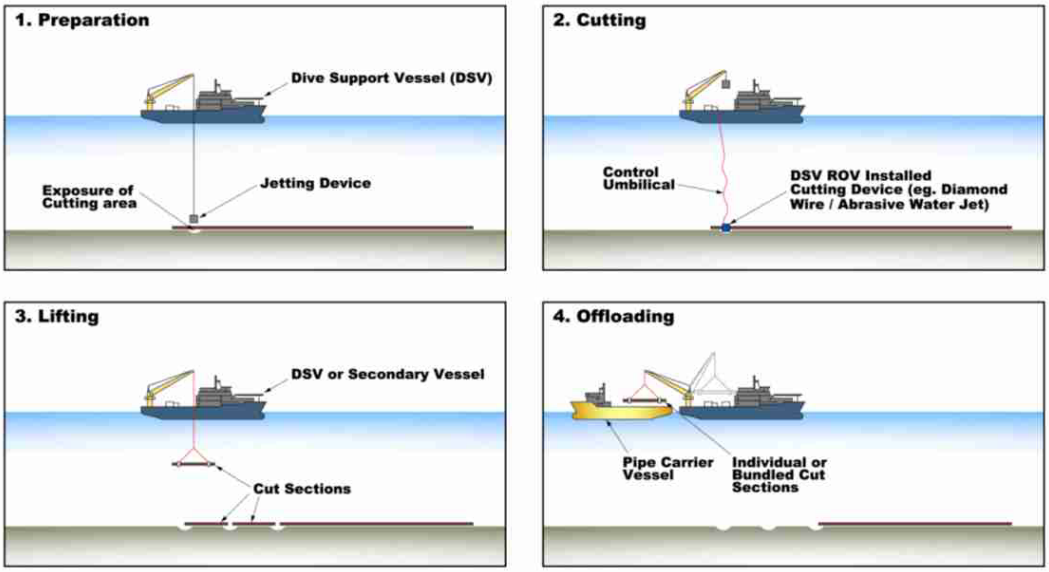


Figura 21 - Processo de descomissionamento de dutos pelo método de corte e elevação.

Fonte: BP (2011).

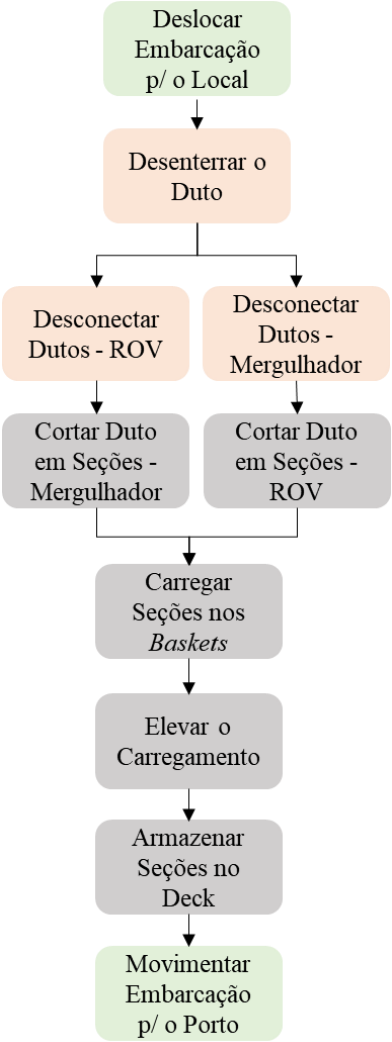


Figura 22 - Diagrama de blocos para o processo de descomissionamento da alternativa de corte e elevação.

Fonte: Adaptado de Vivet (2011), BP (2011), OGUK (2013), Philip et al. (2014), Shell (2017) e Soares et al. (2018).

2.7.3 Remoção Parcial

As atividades correlacionadas as alternativas de processos de descomissionamento da opção de remoção parcial são as mesmas das apresentadas acima, todavia o que as difere são os volumes de materiais descomissionados, onde a remoção parcial irá apresentar um volume relativamente menor do que a opção de remoção total (DOT, 2004).

3 SEGURANÇA E RISCO OPERACIONAL NO DESCOMISSIONAMENTO

O Healthy Safety Executive (HSE, 2001), afirma que o caminho para um descomissionamento, desmantelamento e disposição final de estruturas *offshore* de maneira segura é composto pela avaliação apropriada dos riscos intrínsecos a cada atividade e na observação nos sistemas de trabalho seguros. E ainda destaca que os riscos relacionados com as operações de construção e manutenção em ambientes *onshore* ou *offshore* são analogamente semelhantes às atividades de descomissionamento.

3.1 AVALIAÇÃO DE RISCOS

Risco pode ser definido como o produto entre a probabilidade de um evento indesejado acontecer pela severidade das consequências desse mesmo evento, ou seja, o risco é a mensuração do efeito potencial do perigo. Domínguez et al. (2019) destacam a diferenciação entre risco e perigo, onde perigo pode ser definido como a fonte do dano (diversos agentes químicos, físicos, biológicos associados ao processo de trabalho), enquanto que o risco é a exposição a esses agentes.

A etapa de avaliação dos riscos proporciona aos gestores de uma organização e a grande diretoria uma compreensão global dos riscos que estão diretamente associados nos processos de obtenção das metas objetivadas, assim como a adequação e a eficácia dos controles dos riscos identificados. A avaliação de riscos também auxilia os gestores na tomada de decisão sobre qual é a abordagem que melhor soluciona os riscos identificados (ABNT, 2012). A Figura 23 mostra a relação entre as fases de uma avaliação de riscos e sua contribuição para uma correta gestão de risco organizacional.

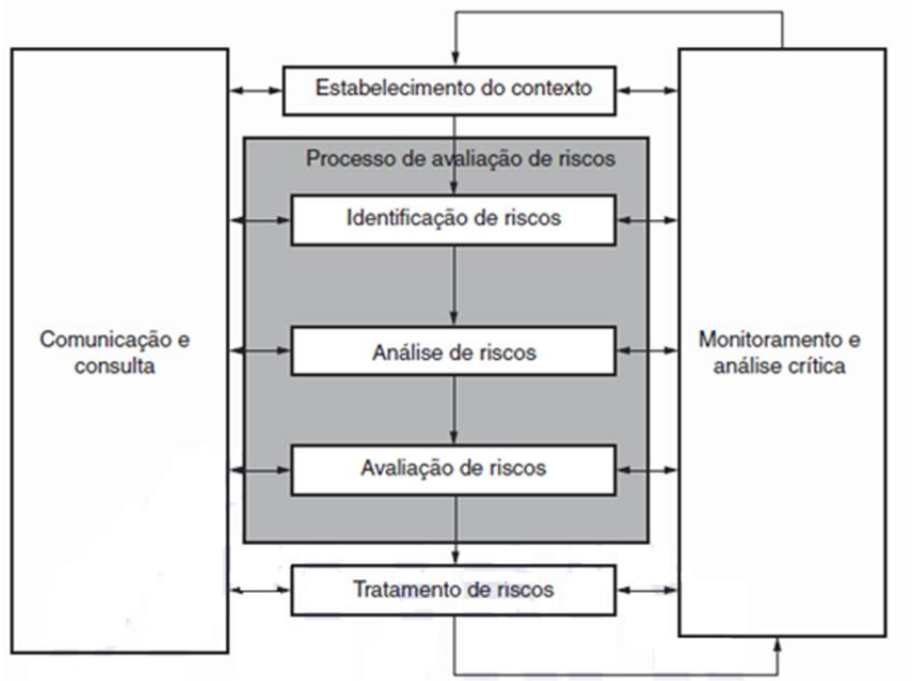


Figura 23 - Contribuição do processo de avaliação de risco frente ao processo de gestão de risco.

Fonte: ABNT (2012).

3.1.1 Identificação dos Riscos

De acordo com a ABNT/ISO 31010 (2012), a identificação de riscos é "o processo de encontrar, reconhecer e registrar os riscos". O principal objetivo desta fase em uma avaliação de riscos é identificar os agentes vetores dos riscos presentes em determinado processo ou sistema organizacional que possam impactar negativamente as metas estabelecidas (ABNT, 2012).

3.1.2 Análise de Risco

A análise de risco dispõe o nível de risco de determinado processo, instalação ou sistema de gestão, através da determinação das consequências de um evento indesejado frente a probabilidade desse evento ocorrer. Ela ainda considera a ausência, a presença e a eficiência de qualquer medida de controle existente (ABNT, 2012).

Nas metodologias de análise de risco, as técnicas de avaliação são classificadas em três categorias principais, a saber: (DOMÍNGUEZ et al., 2019; HSE, 2006; OGLE; COX, 2019).

i. Qualitativa – Baseiam-se em processos analíticos de estimativa e no julgamento do avaliador da área de segurança;

ii. Híbridas (semi-quantitativa ou semi-qualitativa) – A avaliação é realizada a partir de intervalos de parâmetros como frequência e severidade dos acidentes;

iii. Quantitativas – O risco pode ser mensurado puramente a partir de dados estatísticos de acidentes reais registrados no ambiente de trabalho em avaliação.

Para que as análises de risco sejam realizadas, existem um séries de ferramentas que podem ser utilizadas. A seguir serão listadas as principais ferramentas utilizadas para tais análises. Ressalta-se que a ferramenta matriz de risco não será aborda neste item, uma vez que uma revisão da literatura com aplicação e metodologia é feita no próximo capítulo.

3.1.2.1 Análises Qualitativas

i. *What-if Analysis* – Identifica os perigos e desvios em processos produtivos ou em sistemas de gestão, podendo ser aplicada nas fases iniciais de implementação de projetos ou em modificações na planta, setor ou procedimento. É considerada uma ferramenta flexível para a avaliação de riscos, detendo a capacidade de priorizar ações de melhoria de gestão, manutenção de riscos e investimentos (DNV/GL, 2019).

ii. *Hazard and Operability Studies* (HAZOP) – É uma metodologia que visa identificar os perigos de um sistema de engenharia, a partir de documentos como fluxogramas de processos e diagramas de tubulação e instrumentação. Sendo baseada em um procedimento de perguntas estruturadas e sistemáticas através do uso apropriado de palavras guias aplicados a pontos críticos do sistema em estudo (FUENTES-BARGUES et al., 2016).

3.1.2.2 Análises Híbridas

i. *Fault Tree Analysis* (FTA) – É um método dedutivo, iniciando-se a partir de um possível cenário acidental e gradativamente busca o evento que desencadeou o acidente, levando-se em consideração as causas diretas e indiretas. Uma árvore de falhas é estabelecida progressivamente de cima para baixo de acordo com a sequência dos eventos (LUO; WU e DUAN, 2018).

ii. *Failure Mode and Effect Analysis* (FMEA) – Esta análise visa identificar os potenciais modos de falha de um processo, sistema ou empreendimento e estabelece ações corretivas para evitar a sua ocorrência. É considerada uma análise proativa de causa raiz aplicada na fase inicial de implementação de

projetos. Todos os modos de falha identificados são avaliados com base em três fatores de risco: a chance de ocorrer cada modo de falha, a gravidade de seu efeito e a chance de que esse modo de falha seja detectado (DAĞSUYU et al., 2016).

3.1.2.3 Análises Quantitativas

i. *Quantitative Risk Analysis* (QRA) – É um método que identifica onde as operações, o projeto de engenharia ou o sistema de gestão podem ser modificados visando reduzir ou eliminar o risco. A complexidade de uma QRA é função dos objetos de estudos e da disponibilidade das informações pertinentes (CCPS, 2000).

3.1.2.4 Matriz de Riscos

Haddad e Morgado (2008) desenvolveram uma metodologia de avaliação de riscos, chamada de Matriz de Riscos (MR), onde é apresentada uma visão global dos riscos ocupacionais de uma organização. A MR é desenvolvida pelo uso de uma matriz de risco ou através de relatórios e mapeamento dos riscos, destacando-se os riscos relevantes em uma classificação de ordem crítica (HADDAD e MORGADO, 2008).

A Matriz de Riscos relaciona os diversos perigos/agentes que atuam em uma planta industrial e também considera a exposição dos trabalhadores aos agentes/perigos físicos, químicos, biológicos, ergonômicos e de acidentes presentes nos diversos setores de um sistema produtivo (HADDAD; MORGADO e DESOUZA, 2008).

Haddad, Morgado e de Souza (2008) apresenta dois estudos de caso de aplicação da Matriz de Riscos: uma planta industrial de produtos saneantes e uma empresa de precisão mecânica.

A Figura 24 apresenta os elementos que compõe a matriz de riscos, onde S_1,S_2, S_3, S_y, são os respectivos setores de uma fábrica, $M_{1,1}$, $M_{2,2}$, ...$M_{y,1}$ são os números dos trabalhadores ou homem-hora trabalhada vinculados àquele setor da fábrica, H_a, Hb,...., Hx são os perigos ou agentes que os trabalhadores estão expostos em cada setor, Ny,x é a classificação de cada agente ou perigo em cada setor – Matriz de Severidade [Ny,x], onde o grau de severidade N é dado pela Tabela 1, com quatro classes de severidade, que avalia o grau de severidade das consequências à exposição aos perigos, atribuindo a seguinte classificação: N = 0, quando o agente ou perigo não se verifica no setor; N = 1, quando a severidade é fraca, N = 3, quando a

severidade é média; N= 5, quando a severidade é moderada a forte ou N = 9, quando a severidade é forte (HADDAD; MORGADO e DESOUZA, 2008).

Setor	Nº de empregados	H_a	H_b	. . .	H_n	f_s
S_1	$M_{1,1}$	$N_{1,2}$	$N_{1,3}$	...	$N_{1,x}$	F_{s1}
S_2	$M_{2,1}$	$N_{2,2}$	$N_{2,3}$	...	$N_{2,x}$	F_{s2}
S_3	$M_{3,1}$	$N_{3,2}$	$N_{3,3}$	...	$N_{3,x}$	F_{s3}
...	...	...	...	...	...	...
S_y	$M_{y,1}$	$N_{y,2}$	$N_{y,3}$	...	$N_{y,x}$	F_{sy}
F_h		F_{h2}	F_{h3}	...	F_{hx}	
H_n:	*Perigo n*					

Figura 24 - Matriz de Risco.

Fonte: Adaptado de Haddad, Morgado e de Souza (2008).

Tabela 1 - Grau de severidade dos agentes.

Grau de Severidade	Descrição
N=0	Nenhum perigo ou agente foi encontrado durante a avaliação
N=1	Não há exposição ao perigo ou agente significativo
N=3	Baixa exposição dos trabalhadores ao perigo ou agente
N=5	Exposição moderada dos trabalhadores ao perigo ou agente
N=9	Alta exposição dos trabalhadores ao perigo ou agente

Fonte: Adaptado de Haddad, Morgado e de Souza (2008).

Os riscos acumulados por agente/perigo com a contribuição de todos os setores: fHj é dado pela Equação (1), sendo o somatório do produto dos números de funcionários de cada setor $M_{y,1}$ pelo grau de severidade do agente/perigo em cada setor. Os riscos associados acumulados em cada setor, fSi, considerando todas as contribuições de agentes/perigos no setor S_y, é dado pela Equação (2), onde o risco acumulado em cada setor é o somatório do produto do grau de severidade do agente/perigo pelo número de empregados do setor (estimativa de exposição aos agentes/perigos).

A seguir são dadas as expressões matemáticas para *f*Hj e *f*Si:

$$fHj = \sum_{i=1}^{i=y} Mi,1 * Ni,j, para\ 2 \leq j \leq x \quad (1)$$

$$fSi = \sum_{j=2}^{j=x} Mi,1 * Ni,j, para\ 1 \leq i \leq y \quad (2)$$

Na Figura 25, são apresentados exemplos de aplicação da Matriz de Riscos, visando identificar as prioridades de controle de riscos na indústria, quais os setores e agentes/perigos principais que possuem a maior concentração de unidades de risco associado. A matriz de risco indica que o agente ergonômico (perigo) obteve o maior FH (equivalente a 63,86%), sendo que os trabalhadores que estão mais expostos a esse perigo, são os trabalhadores do setor S2 (FS equivalente a 50,42%) (HADDAD; MORGADO e DESOUZA, 2008).

Sector	Nr of employees	Physical	Chemical	Ergonomics	FS	%
S1	10	0	0	3	30	25.21
S2	5	3	0	9	60	50.42
S3	2	9	0	0	18	15.13
S4	1	1	9	1	11	9.24
FH		34	9	76	119	100
%		28.58	7.56	63.86	100	

Figura 25 - Matriz de Risco Fase 1

Fonte: Adaptado de Haddad, Morgado e de Souza (2008).

Após a implementação de programas de mitigação dos riscos ergonômicos acarretou um novo cenário de risco para a planta, e se reclassificou os riscos ergonômicos resultantes, considerando que todos os setores passaram a grau de severidade igual a 1, conforme apresenta a Figura 26. Então, novo cenário de exposição aos agentes/perigos, o percentual total de riscos é recalculado pelas Equações (1) e (2), e se verifica que FH=FS totais foram reduzidos de 119 unidades de risco para 49, devido aos programas e projetos executados entre a fase 1 e 2 (HADDAD; MORGADO e DESOUZA, 2008).

Sector	Nr of employees	Physical	Chemical	Ergonomics	FS	%
S1	10	0	0	1	10	20.41
S2	5	1	0	1	10	20.41
S3	2	9	0	0	18	36.73
S4	1	1	9	1	11	22.45
FH		24	9	16	49	100
%		48.98	18.37	32.65	100	

Figura 26 - Matriz de risco (fase 2).

Fonte: Adaptado de Haddad, Morgado e de Souza (2008).

Utilizando abordagem análoga a Haddad, Morgado e de Souza (2008), se desenvolverá uma Matriz de Riscos para os processos de descomissionamento, para cada processo alternativo se elaborará uma matriz que correlacione as atividades do processo alternativo de descomissionamento com os perigos/agentes possíveis, que os trabalhadores, ou outras pessoas *offshore* ou *onshore*, possam estar expostos.

As colunas de perigo/agentes que serão consideradas na Matriz de Riscos são os subcritérios identificados pela literatura, que é resultado da análise crítica realizada no item a seguir. A MR prioriza os riscos através de dados probabilísticos de ocorrência e da severidade das consequências. As priorizações determinam as classes de severidade dos resultados.

3.2 SUBCRITÉRIOS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

No artigo de Fowler et al. (2014), fez-se uma análise multicritério (MA) visando a tomada de decisão de descomissionamento que permita a identificação das alternativas que apresentem o melhor desempenho nos diversos critérios de seleção (ambientais, econômicos, saúde e segurança e sociais). Para dar suporte e validade a metodologia utilizada pelos autores, foi realizada um método participativo onde houve a presença de especialistas técnicos e grupos de partes interessadas (*stakeholders*). Nesse trabalho foram propostos 14 subcritérios da dimensão de meio ambiente, 7 subcritérios financeiros, 5 subcritérios de saúde e segurança, a saber: perigos da navegação; perigos para pesca; risco de colisões entre embarcações; exposição aos cascalhos contaminados com os fluidos de perfuração; exposição aos materiais de construção tóxicos e 5 subcritérios adicionais que foram as reivindicações dos *stakeholders*.

Na implementação da abordagem de decisão cada especialista foi ranqueando os critérios em ordem de importância para a tomada de decisão, e classificou as alternativas de descomissionamento em ordem de desempenho para cada critério. Os especialistas deveriam ranquear os critérios da disciplina ambiental numa faixa variando de 1 até 12, sendo 1 a melhor classificação. Para validar seus subcritérios os autores os submeteram ao estudo de caso da Plataforma Grace que fica localizada no sul da Califórnia (FOWLER et al., 2014).

As alternativas de descomissionamento abordadas no artigo foram: Deixar no local; Derrubar no local; Deixar as estruturas de topo e submarinas no local; Remoção parcial, transporte para terra e reuso; Remoção parcial, transporte para a terra e reciclagem; Remoção parcial, transporte para a terra e sucatear; Remoção parcial, e realocar para águas rasas; Remoção parcial e realocar para águas profundas; Remoção completa, transporte para a terra e reuso; Remoção completa, transporte para a terra e reciclagem; Remoção completa, transporte para a terra e sucatear; Remoção completa e realocar em águas rasas, Remoção completa e realocar em águas profundas (FOWLER et al., 2014).

Os autores somente avaliaram no final os subcritérios da dimensão ambiental, selecionando as seguintes melhores alternativas: a melhor opção de descomissionamento foi deixar no local, sem nenhuma intervenção e as piores foram as alternativas de remoção parcial, transportar para a terra e sucatear e a remoção completa com realocação para águas profundas. A proposta inicial de Fowler et al. (2014) era realizar uma abordagem multicritério envolvendo as diversas dimensões supracitadas e ele apenas o faz para a dimensão ambiental, não abordando os critérios de saúde e segurança proposto por eles na metodologia inicial do trabalho, entretanto é possível observar o direcionamento do caminho tomado para a definição dos subcritérios de segurança e risco operacional, presente neste trabalho.

Diferentemente do trabalho de Fowler (2014), que realizou um estudo contemplando todas as estruturas de um sistema offshore (*topside* e *downside*), os artigos de Burke e Stokes (2015), Manouchehri (2017) e Sexe (2004), tem como escopo de suas pesquisas identificar quais são as melhores alternativas de descomissionamento para os *pipelines*, *flowlines* e *trunklines*.

De acordo com Manouchehri (2017), as principais opções de descomissionamento de dutos são: deixar no lugar com poucas correções, deixar no lugar com muitas correções e remover completamente reestabelecendo o leito marinho e levar para terra para reuso ou sucateiamento. Utiliza-se como metodologia a de avaliação comparativa, e como critérios aspectos ambientas, saúde e segurança, técnico, econômico e social. Sendo que o único

subcritério mencionado nesse trabalho é o risco para os trabalhadores offshore, onde esse é avaliado através de impactos em uma escala de 0 a 4, sendo zero a que causa menos danos aos trabalhadores e quatro a catastrófica onde se é considerado quando há a presença de morte relacionada a atividade laboral.

Enquanto no trabalho de Burke e Stokes (2015), também foi desenvolvida uma metodologia de análise comparativa, porém, utilizando a metodologia da AHP (Método de Análise Hierárquica), visando a melhor tomada de decisão possível para os processos de descomissionamento de pipelines. Os critérios utilizados nesse trabalho foram os mesmos de Manouchehri (2017), porém os subcritérios de segurança sugeridos pelos autores foram: risco para os trabalhadores, risco para outros usuários do mar e risco para aqueles que estão em terra.

A avaliação dos subcritérios é feita a partir de pontuações que podem variar na faixa entre 1 a 10, onde o 1 corresponde a um muito baixo alinhamento e mau desempenho e 10 representa um alinhamento muito alto com os subcritérios. As opções de descomissionamento utilizadas nesse artigo foram: deixar no lugar, remover os pipelines e deposição de rochas. Foram obtidos os resultados nessa análise que para remover as linhas de tubulação em seções entre 50m a 200m de coluna de água, a melhor opção era de deixar no lugar, seguido por remoção da linha e por último a deposição de rochas (BURKE et al., 2015).

Para os subcritérios de segurança que obteve a maior comparação de pares foi o risco para outros usuários do mar com 60%, enquanto 25% foi dado ao risco para os trabalhadores e 15% para o risco daqueles que estão em terra. Para o critério de segurança, a opção de descomissionamento que mais pontuou de acordo com os autores foi o deixar no lugar, deposição de rochas e remoção da linha vieram em seguida (BURKE et al., 2015).

3.2.1 Significado dos Subcritérios

Nesta seção irão ser dispostos os subcritérios mais relevantes encontrados na literatura, juntamente com seus significados. A Tabela 2 apresenta uma correlação entre os subcritérios mapeados nos artigos considerados mais relevantes nos estudos de segurança operacional. O subcritério risco para os trabalhadores *offshore* foi o que apresentou maior relevância dentre os autores, pois ele é citado em 4 publicações estudadas, seguidos pelos subcritérios de risco para outros usuários do mar, riscos para o público *onshore* e potencial de perda de vida que apareceram em 2 publicações estudadas.

i. Perigos na Navegação - Perigos e riscos associados a movimentação das embarcações offshore no que tange as atividades de descomissionamento de estruturas submarinas;
ii. Perigos nas Atividades de Pesca - Perigos e riscos associados as embarcações de pesca e atividades pesqueiras;
iii. Risco de Colisões entre Embarcações - Probabilidade do evento colisão entre as embarcações transientes na localidade das atividades de descomissionamento ocorrer;
iv. Exposição a Materiais Tóxicos - Exposição dos trabalhadores e/ou público em geral aos materiais tóxicos decorrentes das atividades de descomissionamento;
v. Risco para Trabalhadores *Offshore* - Riscos que os trabalhadores offshore estão expostos no desenvolver de suas atividades;
vi. Risco para Outros Usuários do Mar - Risco que terceiros estão expostos, resultante das atividades de descomissionamento;
vii. Risco para o Público *Onshore* - Riscos associado a população nos trajetos onde irão se desenvolver as atividades de recebimento, transporte e disposição final dos resíduos gerados nos processos de descomissionamento (nas opções de remoção total e remoção parcial das estruturas);
viii. Potencial de Perda de Vida (PLL) - É definido como o número médio previsto de mortes a longo prazo causadas por acidentes relacionados com as atividades pertinentes e suas consequências para os trabalhadores e público em geral, sendo expressa em base anual;
ix. Risco para as Atividades de Mergulho - Riscos que os mergulhadores estão expostos ao desenvolver suas atividades laborais;
x. Movimentação de Equipamentos - Riscos de acidentes que os trabalhadores estão expostos relacionados com a movimentação dos equipamentos necessárias para a realização das atividades pertinentes;
xi. Queda de Alturas - Queda de objetos e/ou trabalhadores ao se realizar as atividades laborais;
xii. Exposição a NORM - Exposição dos trabalhadores (*offshore* e *onshore*), usuários do mar e público *onshore* a materiais radioativos de ocorrência natural que podem estar presentes nas estruturas a serem descomissionadas;

Tabela 2 - Correlação entre as publicações e subcritérios de SRO.

Subcritérios	Autores				
	Fowler et al.	Soheil Manouchehri	Burke e Stokes	Linzi et al.	DOT
Perigos na Navegação	X				
Perigos para as Atividades de Pesca	X				
Risco de Colisão entre Embarcações	X				
Exposição aos Cascalhos Contaminados	X				
Exposição aos Materiais Tóxicos					
Risco para os Trabalhadores *Offshore*		X	X		X
Risco para Outros Usuários do Mar			X		
Risco para o Público *Onshore*			X		
Risco para as Atividades de Mergulho					X
Movimentação de Equipamentos					X
Queda de Alturas					X
Exposição ao NORM					X
Potencial de Perda de Vida (PLL)				X	

Fonte: Autor (2019).

4 METODOLOGIA

A metodologia presente nesta dissertação consiste na aplicação de dois métodos de avaliação e priorização de riscos operacionais, baseados nos riscos intrínsecos aos processos de descomissionamento de sistemas submarinos, e por fim, compará-los e julgar qual das duas metodologias é a mais promissora para tais avaliações. A primeira metodologia é a aplicação de matrizes de riscos, enquanto a segunda é a utilização do método de análise hierárquica (AHP). Para atingir tais objetivos fez-se uso de pesquisa bibliográfica, levantamento de documentos técnicos utilizados na indústria e entrevistas estruturadas (baseado no método da AHP). Este trabalho foi desenvolvido nas seguintes etapas, a saber:

i. Contextualização, identificação e mapeamento das alternativas de descomissionamento *subsea* e suas atividades;
ii. Levantamento bibliográfico dos subcritérios relacionados com o critério de segurança e risco operacional disponível tanto na literatura quanto em relatórios técnicos;
iii. Priorização dos riscos através do uso de Matrizes de Riscos, levando-se em consideração a regulamentação do cenário da indústria *offshore* brasileira;
iv. Consulta a especialistas da área de segurança do trabalho para a priorização dos riscos operacionais via ferramenta AHP.

4.1 ANÁLISE CRÍTICA DOS SUBCRITÉRIOS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

Os subcritérios adotados nos diversos estudos, apresentados no item 4.2 do capítulo 4 não apresentaram uma abordagem estruturada e nem baseada nos fundamentos da Engenharia de Segurança, por tratarem os subcritérios de segurança sem considerar os riscos envolvidos nas diversas atividades que compõe os processos alternativos de descomissionamento.

Alguns estudos apresentados no Capítulo 3 separam subcritérios em ambiente *offshore* e *onshore*, porém o lugar onde ocorre a atividade não são perigos ou agentes para serem considerados um subcritério. Um processo alternativo de remoção parcial ou integral de elementos de descomissionamento possuem atividades *offshore* e *onshore*, e os perigos/agentes são intrínsecos à atividade/processo ou substância.

Os subcritérios “Perigos na Navegação” e “Risco de Colisões entre Embarcações” podem ser considerados os mesmos e, portanto, poderiam ser identificados pelo subcritério “Perigos de Navegação”. No entanto, esse subcritério pertence a categoria Acidentes (TSA), e

pode ser representado pela taxa de riscos da atividade de navegação que compõe o processo alternativo de descomissionamento. Outro subcritério considerado na literatura, que também deve ser classificado como Acidente é “Queda de Altura”

Os Perigos nas Atividades de Pesca e Risco para Outros Usuários do Mar também são semelhantes e pode-se classificar como “Impactos aos Usuários do Mar” (IUM). Este subcritério deve compor a avaliação, porque alguma atividade poderá ser classificada com grau de severidade distinto.

Outros agentes insalubres “Exposição a Materiais Radioativos de Ocorrência Natural” (NORM) e “Exposição à Materiais Tóxicos” (ESP) serão considerados como subcritérios de Segurança e Risco Operacional. Também será avaliado o subcritério “Trabalho sob Condições Hiperbáricas” (TH) por se tratar de um perigo relevante a segurança dos mergulhadores envolvidos nas diversas atividades de descomissionamento submarino.

Na literatura e em relatórios técnicos do setor de óleo e gás é comum encontrar o indicador de potencial de perda de vida (PLL, do inglês, *Potential Life Loss*) para mensurar a probabilidade de acidentes fatais, conforme pode ser vista na equação 3 (EKINS; VANNER e FIREBRACE, 2006; ROUSE; HAYES e WILDING, 2018; SHELL, 2017). Entretanto ao se fazer essa correlação, subestimam-se as frequências de eventos que causaram lesões incapacitantes permanentes, e lesões de incapacidade temporária de até 15 dias ou mais de afastamento.

$$PLL = \sum_{i=1}^{N} fi\ x\ Ci \qquad (3)$$

Onde:

PLL – Potencial de Perda de Vida;

N – Número total de cenários acidentais identificados;

fi – É a frequência média de ocorrência do cenário i;

C*i* – É o número de fatalidades resultantes da ocorrência do cenário

No entanto, o grau de severidade da lesão independe da exposição, ou seja, da probabilidade de ocorrer um acidente. A proporção da severidade de um acidente é uma situação circunstancial, dependendo de diversos fatores mitigatórios e ambientais, em outras palavras, independente da severidade de um acidente, ele deve ser contabilizado na avaliação

de risco. Portanto, propõe-se a seguinte correlação de taxa de risco de acidente (ou acidentes - TSA):

$$TSA = 12x(OBIT + INPerm) + 3\ x\ \mathrm{INT} + 15\mathrm{d}\ + INT - 15d \qquad (4)$$

Onde:

TSA: taxa de severidade de acidentes;

OBIT: número de acidente que levaram a óbitos;

INPerm: número de acidentes incapacitantes permanentes;

INT+15: número de incapacidade temporária acima de 15 dias;

INT-15: número de incapacidade temporária de até 15 dias.

Considera-se que acidentes que resultem em óbitos (OBIT) ou em incapacidade permanente (INPerm) possuam o peso 12, doze vez mais severo que um acidente com incapacidade temporária de afastamento menor que 15 dias, e acidentes que possuem incapacidade temporária maior do que 15 dias são considerados três vezes mais severos que os acidentes com incapacidade temporária de até 15 dias, o qual foi atribuído peso igual a 1.

Essa correlação é fundamentada no conceito da pirâmide de Bird, desenvolvida por Frank Bird Jr., cujo estudo envolveu acompanhar 1750000 trabalhadores em 3 bilhões de homem hora trabalhada. Onde foi possível obter as seguintes proporções 1:10:30:600, ou seja, em 600 incidentes (ou quase acidentes) que resultam em danos as instalações, ocorreram 30 acidentes com danos às instalações e 10 com lesões leves e 1 com lesão séria (com afastamento) ou incapacitante (LOBATO, 2016). A figura 27 ilustra um exemplo de aplicação da pirâmide de Bird.

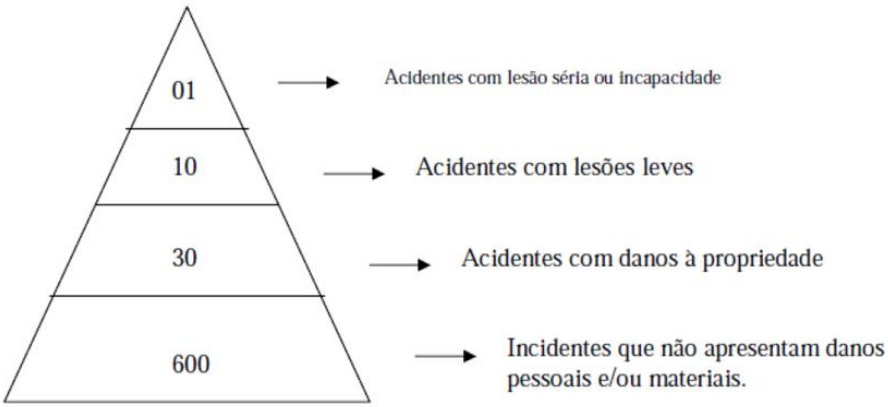


Figura 27 - Pirâmide de Bird (desvios).

Fonte: Muniz (2011).

Os dados de frequência de acidentes que resultaram em óbitos e em incapacidade permanente ou temporária estão disponibilizados no site do INSS (Instituto Nacional do Seguro Social), e estratificados por atividade, segundo o CNAE – Cadastro Nacional de Atividade Econômica (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2017).

Portanto, a equação (4) se refere a Taxa de Severidade dos Acidentes ocorridos numa determinada atividade econômica ponderada pelas três classes de severidade dos acidentes. E esse valor de taxa de severidade deverá se transformar em escala qualitativa 9, 3, 1 e zero como os outros subcritérios.

A Taxa de Frequência de Acidentes (TFA) é obtida dividindo a quantidade de acidentes registrados num ano por atividade econômica pelo número de homens-hora trabalhada por atividade econômica por ano. Esta taxa avalia a frequência de acidentes, referentes a real exposição dos trabalhadores de uma atividade econômica, uma atividade pode registrar muitos acidentes num ano, mas o número de homem-hora trabalhada pode ser bem maior que outra atividade econômica onde ocorreu menor número de acidentes.

A Taxa de Frequência (TFA) mede o número de acidentes, ocorridos para cada 1.000.000 de homens-horas trabalhadas, podendo ser escrito como:

$$TFA = \frac{Número\ total\ de\ acidentes\ do\ trabalho}{HHT} * 1.000.000 \qquad (5)$$

Onde: HHT representa o número total de homens-horas trabalhadas no ano, sendo calculado pelo somatório das horas de trabalho de cada pessoa exposta ao risco de se acidentar, aproximado pelo produto entre o número de trabalhadores, jornada de trabalho diária, e número de dias trabalhados no período em estudo.

Então, a Taxa de Risco (TRA) por atividade econômica será dada pelo produto da Taxa de Frequência e a Taxa de Severidade (TSA), Equação (6).

$$TRA = TFA\ X\ TSA \tag{6}$$

Essa Taxa de Risco de Acidente (TRA) poderá estimar a exposição dos trabalhadores aos diversos tipos de perigos e agentes.

A obtenção de dados estatísticos relacionados com a atividade econômica pertinente, podem ser encontrados no site do Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) no documento intitulado de Anuário Estatístico de Acidentes do Trabalho, neste documento são apresentadas as quantidades de acidentes de trabalho, por situação do registro e motivo, de acordo com a CNAE (Classificação Nacional de Atividades Econômicas) (MINISTÉRIO DA FAZENDA, 2017).

Por sua vez, a obtenção de dados estatísticos referentes ao número de homem-hora trabalhada no ano para um determinado setor econômico, foi a priori pensado utilizar-se as informações disponibilizadas pelo Confederação Nacional da Indústria (CNI), entretanto, esses dados estão relacionados ao número de horas trabalhadas na produção de determinado artefato, e desta forma não contemplam outros segmentos industriais, por exemplo, o setor *offshore* (extração mineral) (CNI, 2019). Desta forma, adotou-se os dados das atividades análogas disponibilizados pela Organização Mundial do Trabalho (OIT), porque apresentam uma maior relevância no contexto, uma vez que, são discriminados os dados sobre horas de trabalho semanais para distintas atividades econômicas (OIT, 2019).

Além disto, o fator Número de Trabalhadores Expostos (NTE) também é considerado para a composição da Matriz de Riscos. Este fator correlaciona o número de trabalhadores necessários para a execução de determinada atividade na alternativa de processo estudada. Neste trabalho são apenas avaliados a exposição humana direta ou indireta, ou seja, caso a atividade específica necessite de um trabalhador presente no ambiente de execução da tarefa (ex.: desconexão por mergulhadores) será contabilizado na Matriz de Riscos o valor numérico

1, caso o trabalhador não esteja executando suas atividades no ambiente onde elas ocorrem (ex.: desconexão por ROV), o valor zero será computado na Matriz de Risco.

Logo, a Matriz de Riscos, para avaliar preliminarmente os riscos associados ao critério de Segurança Operacional, relacionados às atividades que compõe o processo alternativo de descomissionamento, está dada pela Tabela 3.

Tabela 3 - Matriz de risco para o processo alternativo de descomissionamento.

MATRIZ DE RISCO									
	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					
Atividades do Processo Alternativo de DECC	Horas de Excecução da Atividade (H)	Exposição (TFA)	Número de Trabalhadores Expostos (NTE)	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho Sob Condições Hiperbárica	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	TRA
Atividade 1	H_1	TFA_1	NTE_1	$N_{1,1}$	$N_{1,2}$	$N_{1,3}$	$N_{1,4}$	$N_{1,5}$	$\Sigma n_{i1,j1}$
Atividade 2	H_2	TFA_2	NTE_2	$N_{2,1}$	$N_{2,2}$	$N_{2,3}$	$N_{2,4}$	$N_{2,5}$	$\Sigma n_{i2,j2}$
Atividade 3	H_3	TFA_3	NTE_3	$N_{3,1}$	$N_{3,2}$	$N_{3,3}$	$N_{3,4}$	$N_{3,5}$	$\Sigma n_{i3,j3}$
. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .	. . .
Atividade n	H_n	TFA_n	NTE_n	$N_{n,1}$	$N_{n,2}$	$N_{n,3}$	$N_{n,4}$	$N_{n,5}$	$\Sigma n_{i,j}$
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				FH_1	FH_2	FH_3	FH_4	FH_5	FH_{total}
%				$\%_1$	$\%_2$	$\%_3$	$\%_4$	$\%_5$	$\%_{Total}$

Fonte: Autor (2019)

A classe de risco FH para cada subcritério será dado pela equação:

$$FHj = \sum_{i=1}^{i=y} Hi,j * TFAi,1 * NTEi,j * Ni,j, para\ 2 \leq j \leq x \qquad (7)$$

Onde: $N_{i,j}$ é dado pela Tabela 1 (com os valores das escalas).

4.2 ANÁLISE MULTICRITÉRIO DE APOIO PARA À TOMADA DE DECISÃO

O método de análise multicritério de apoio à tomada de decisão (*Multi-Criteria Decision Aid* – MCDA), foi desenvolvido para auxiliar aos tomadores de decisão a priorizarem decisões na resolução de problemas complexos, onde são envolvidos um número diverso de alternativas e parâmetros (ABASTANTE et al., 2019; KERKVLIET e POLATIDIS, 2016). Segundo Fowler et al. (2014), esses métodos fornecem uma estrutura de análise sólida e objetiva para comparar o desempenho de várias alternativa frente aos critérios de seleção. E ainda afirmam que a metodologia MCDA é particularmente benéfica para a tomada de decisão no que tange o gerenciamento ambiental, uma vez que incorpora os objetivos de várias partes interessadas e consegue trabalhar com um vasto conjunto de dados (FOWLER et al., 2014).

Diversos estudos utilizam a metodologia MCDA em diferentes áreas de atuação, como por exemplo, engenharia, políticas públicas, saúde, gestão empresarial e economia, e com diversas publicações nos últimos 20 anos, podendo ser abordados do ponto de vista conceitual ou prático (MARTTUNEN; LIENERT e BELTON, 2017). Donais et al. (2019) propõem a utilização do MCDA para identificar a priorização das ruas que devem ser reprojetadas de uma maneira mais sustentável na cidade do Quebec, Canadá, de acordo com a opinião de especialistas de diferentes campos e movimentos populares.

No estudo de Ighravwe e Oke (2019), utiliza-se a metodologia de decisão multicritério para avaliar qual é a estratégia mais adequada para a manutenção de prédios públicos, utilizando critérios de sustentabilidade (social, econômico e ambiental) em conjunto o com critério técnico, e esses critérios são posteriormente avaliados por especialistas da área. Mojtahedi, Mousavi e Makui (2010), utilizam a técnica de decisão multicritério para identificar e avaliar riscos na fase de elaboração de um projeto em uma refinaria de gás, sendo estabelecidos critérios quantitativos e qualitativos para o julgamento de especialistas.

Marttunem, Lienert e Belton (2017), organizaram um *review article*, onde foram identificados e analisados 333 artigos publicados entre os anos de 2000 até 2015, selecionando-se 68 artigos relacionados com a metodologia MCDA em combinação com abordagem de estruturação de problemas. Sete métodos MCDA foram estudados por esses autores, sendo eles: TOPSIS (*Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution*), PROMETHEE (*Preference Ranking Organisation Method for Enrichment Evaluation*), MAVT (*Multi-Attribute Value Theory/Analysis*), MAUT (*Multi-Attribute Utility Theory/Analysis*), ELECTRE (*Elimination and Choice Expressing Reality*), ANP (*Analytic Network Process*) e AHP (*Analytic Hierarchy Process*).

Por apresentar uma metodologia simples, ser um dos métodos MCDA mais utilizados na indústria e possuir um grande volume de artigos científicos publicados, a ferramenta de análise multicritério escolhida no presente trabalho é a metodologia AHP (VELASQUEZ e HESTER, 2013). Na próxima seção será descrita a metodologia AHP.

4.2.1 Análise hierárquica (AHP)

O método de análise hierárquica (Analytic Hierarch Process – AHP) foi desenvolvido por Thomas L. Saaty, em 1977 como a “teoria de priorização hierárquicas”, e desde então vem se transformando em uma metodologia atraente e consolidada para classificar, selecionar,

avaliar uma infinidade de alternativas de decisão com critérios frequentemente multidimensionais e subjetivos (NA et al., 2017; SAATY, 1977).

O método é estruturado de maneira hierárquica, ou seja, o objetivo global é definido no topo da hierarquia e as alternativas, os objetos da decisão, são colocadas na parte inferior da hierarquia. Os critérios e subcritérios sobre os quais as alternativas precisam ser avaliadas estão posicionadas entre o objetivo e as alternativas (ABASTANTE et al., 2019). Segundo NA et al. (2017), o AHP prova-se ser altamente flexível, uma vez que permite que um tomador de decisão estruture a hierarquia de decisão conforme a sua necessidade. A Figura 28, ilustra um exemplo genérico da estruturação dessas hierarquias.

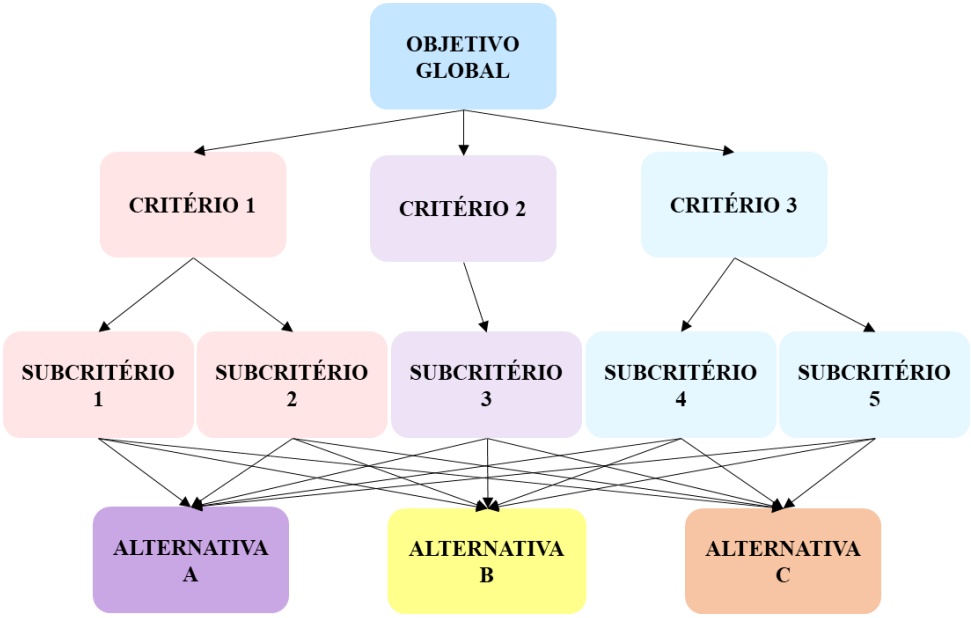


Figura 28 - Estrutura de decisão hierárquica

Fonte: Autor, baseado a partir de SAATY (2008)

De acordo com Santos et al. (2019), a utilização da ferramenta AHP visando a tomada de decisão está associada na teoria da medida relativa, onde critérios serão priorizados através de uma matriz quadrada (matriz de decisão), cujos elementos poderão ser comparados par a par, que são baseados em tabelas padronizadas de números absolutos, nomeada de escala de Saaty, nas quais seus elementos representam a classificação das prioridades atribuídas pela opinião dos especialistas consultados. Adicionalmente, a comparação é baseada nas respostas obtidas para uma série de perguntas que geralmente têm a seguinte forma geral: “Qual a importância do critério 1 em relação ao critério 2?” (ORNELAS, 2014; SAATY T.L., 2008).

A seguir é representado a matriz de decisão, onde o número da linha i e na coluna j dá a importância do subcritério SC_i em relação à SC_j, ou seja, o elemento a_{ij} indica o julgamento quantificado do par de subcritérios (SC_i,SC_j). O elemento a_{ij}, será igual a 1 (a_{ij}=1), se i for igual a j, ou seja, o subcritério avaliado recebe a mesma avaliação numérica quando for comparado entre si, correspondendo assim ao valor numérico 1. Logo, a diagonal principal da matriz de decisão, sempre corresponderá ao valor 1 (SAATY T.L., 2008; SAATY, 1977). Por definição o elemento a_{ji} é o inverso do elemento a_{ij}, em outras palavras, se o subcritério X é 5 vezes mais importante do que o subcritério Y, então o subcritério Y corresponde a 1/5 da importância de X, caracterizando a reciprocidade entre os elementos dessa matriz (FRANÇA, 2014).

Ademais, a escala fundamental de Saaty é ilustrada na Tabela 4, onde são atribuídos valores que variam entre 1 a 9, isto é, a importância relativa de um subcritério em relação ao outro no intervalo entre 1 e 9.

$$A = \begin{bmatrix} 1 & a_{1,2} & \cdots & a_{1,n} \\ 1/a_{1,2} & 1 & \cdots & a_{2,n} \\ \vdots & \vdots & 1 & \vdots \\ 1/a_{1,n} & \cdots & \cdots & 1 \end{bmatrix} \tag{7}$$

Tabela 4 - Escala de relativa importância de Saaty.

Avaliação Numérica	Definição	Explicação	Recíproco
1	**Igualmente preferido**	**Duas atividades contribuem igualmente para o objetivo**	**1**
2	Igual a moderado		1/2
3	**Moderadamente preferido**	**O jugamento favorece ligeiramente uma atividade a outra**	**1/3**
4	Moderado a forte		1/4
5	**Fortemente preferido**	**O julgamento favorece fortemente uma atividade a outra**	**1/5**
6	Forte a muito forte		1/6
7	**Muito fortemente preferido**	**Uma atividade é favorecida muito fortemente em detrimento de outra**	**1/7**
8	Muito forte a extremo		1/8
9	**Extremamente preferido**	**A atividade atividade favorecida em detrimento de outra é da mais alta ordem possível de afirmação**	**1/9**

Fonte: Traduzido e adaptado de Saaty (2008).

Em diversos estudos são utilizados os números ímpares da escala relativa de Saaty, pois desta maneira é possível assegurar razoavelmente a distinção entre os subcritérios avaliados numericamente (ISHIZAKA e LABIB, 2011; ORNELAS, 2014; RUSSO e CAMANHO, 2015; SAATY T.L., 2008). Segundo Saaty (1980), a avaliação por números pares só é aconselhável caso houver a necessidade de negociação entre os tomadores de decisão e quando o consenso

natural entre eles não for garantido, resultando na determinação de um ponto médio como solução negociada (*compromise*).

A próxima etapa para o desenvolvimento do método de análise hierárquica, é a normalização da matriz de comparação, que é realizado através da divisão entre cada elemento da matriz pelo somatório da respectiva coluna, resultando em uma nova matriz (N). Ademais, a determinação da contribuição de cada subcritério nos riscos totais intrínsecos a cada processo de descomissionamento – vetor de prioridade (Eingen), pode ser obtido através do cálculo do autovetor da matriz normalizada (N), e de forma aproximada pela média aritmética dos valores de cada subcritério (ORNELAS, 2014; SAATY T.L., 2008; SAATY e VARGAS, 2005).

$$N = \begin{bmatrix} 1 & n_{1,2} & \cdots & n_{1,n} \\ 1/n_{1,2} & 1 & \cdots & n_{2,n} \\ \vdots & \vdots & 1 & \vdots \\ 1/n_{1,n} & \cdots & \cdots & 1 \end{bmatrix} \tag{8}$$

$$P = [p_{i,j}], \text{ onde } p_{i,j} = a_{i,j} / \sum_{k=1}^{n} a_{i,j} \text{ , para } 1 \leq i \leq n \text{ e } 1 \leq j \leq n \tag{9}$$

O autovalor máximo (λ) ou número principal de Eigen, é definido como o maior autovalor da matriz de comparação normalizada (N) (LAI, 2019), e pode ser obtido pelo somatório do produto de cada elemento do vetor de prioridade e pela soma dos elementos da respectiva coluna da matriz de comparação dos subcritérios (matriz A) (ORNELAS, 2014).

Os seres humanos ao fazer julgamentos têm maior probabilidade de serem essencialmente inconsistentes devido a subjetividade e experiências que cada ser leva consigo, e geralmente apresentam certa dificuldade para estimar precisamente parâmetros, mesmo ao se adotar uma escala conhecida, em especial quando lidam com assuntos intangíveis. Desta forma, a metodologia AHP permite até um certo nível a inconsistência entre as comparações paritárias em uma matriz de julgamento (ABASTANTE et al., 2019; RAHARJO e ENDAH, 2006). Essa inconsistência de acordo com Saaty (2003) é dado em função da razão de consistência (CR, do inglês, *Consistency Ratio*) e deve ser exclusivamente ≤ 10%. A CR é calculada nas etapas, a saber:

i. Determinação do Índice de Consistência (IC), pela seguinte relação:

$$IC = {}^{\lambda_{máx} - n}/_{n-1} \quad (10)$$

Onde, n é a ordem da matriz de comparações paritárias (matriz A) e,

$\lambda_{máx}$ é o autovalor máximo.

ii. E por fim, a Razão de Consistência (CR) é calculada pela fórmula:

$$CR = {}^{IC}/_{RI} \quad (11)$$

Onde, RI é o Índice de Consistência Aleatória, ou Índice Randômico e pode ser determinado pela tabela a seguir, esse valor é fixo e tem como base o número de subcritérios avaliados.

Tabela 5 - Tabela de Índices de Consistências Aleatórias (RI)

N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
RI	0	0	0.58	0.9	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

Fonte: Saaty (2005).

Ademais, se o valor da CR for maior que 0,1, os tomadores de decisão deverão reavaliar suas comparações paritárias até obterem a coerência imposta pelo método (ISHIZAKA e LABIB, 2011; SAATY, 2005).

Finalmente, o último estágio da metodologia AHP é a realização da análise de sensibilidade, onde os resultados dos vetores de priorização dos subcritérios são superficialmente modificados, almejando-se observar o impacto nos resultados. Como os modelos de decisão complexos podem ser inerentemente instáveis, ele permite a geração de diferentes cenários, resultando em outras classificações e avaliações adicionais podem ser necessárias para chegar a um novo consenso (ISHIZAKA e LABIB, 2011).

Em grupos muito grandes de tomadores de decisão, geralmente chegar a um consenso não é uma tarefa trivial, desta forma, pode-se ser adotada a média geométrica das avaliações paritárias individuais, visando obter um julgamento unificado deste grupo e assim, aplica-se a metodologia AHP conforme descrito acima (ISHIZAKA e LABIB, 2011; ORNELAS, 2014; SAATY e VARGAS, 2005).

4.3 ESTUDO DE CASO

Para efeito de aplicação dos dois métodos analíticos foi selecionado o estudo de caso do descomissionamento do Campo de Cação, devido a sua relevância (um dos primeiros projetos de descomissionamento de grandes volumes de estruturas para o cenário brasileiro) e principalmente por ser uma fonte rica em dados para o desenvolvimento deste trabalho.

- **Descomissionamento dos Espargidores de Gás da Plataforma PCA-01 no Campo de Cação**

O sistema de produção de óleo e gás do Campo de Cação é composta por três unidades fixas de produção integradas (PCA-01, PCA-02 e PCA-03) e, se localizam no litoral do Estado do Espírito Santo a 7 km da costa, com 19 metros de profundidade. O sistema a ser descomissionado compreende um duto rígido composto de dois trechos que saem de PCA-01 e estendem-se pelo leito marinho. A Figura 29 mostra a planta das plataformas de Cação, onde são destacados os dois trechos a serem descomissionados. Um trecho é constituído por um oleoduto de 10’’, que atualmente está abandonada e, se encontra rompida em um ponto junto a PCA-01 a 18 m de profundidade. Esse trecho tem 200 m de comprimento a partir do ponto de rompimento (PETROBRAS, 2018).

O segundo trecho é composto por um duto de 6’’ que está conectado à plataforma para operar como espargidor de gás, cuja função era de liberar o gás excedente da produção quando o sistema se encontrava em operação (PCA-01 não possui um sistema de *flare*) visando desta forma, a segurança operacional. O comprimento total desse trecho está em torno de 110 m da lâmina d’água a partir de PCA-01 (PETROBRAS, 2018).

Além disto, o método de descomissionamento escolhido pela operadora foi a remoção total do duto, uma vez que, futuramente a Petrobras tem a intenção de descomissionar os poços em PCA-01, PCA-02 e PCA-03 e, esses dutos impedem a aproximação da sonda P-59. Esta instalação é classificada como auto elevatória e os dutos supracitados influenciam no assentamento de suas pernas, e consequentemente de seu posicionamento (PETROBRAS, 2018).

As ferramentas previamente selecionadas para a execução de tais atividades descritos no documento “Plataformas de Cação (PCA-1,2,3), Bacia do Espírito Santo – Projeto de Desativação Consolidado” da Petrobras (2018), são: a) Ferramenta de corte com disco de 1050mm; b) Base magnética para o reposicionamento do duto no leito marinho; c) Conjunto para recolhimento de duto (patola, manilha e lingada).

Para fins avaliativos, consideram-se que esses dutos já tenham sido devidamente limpos e pré-condicionados para o descomissionamento, conforme a legislação vigente. Nesse sistema há presença de NORM, porém a radiação encontra-se abaixo do limite de doses anuais normatizados pela CNEN.

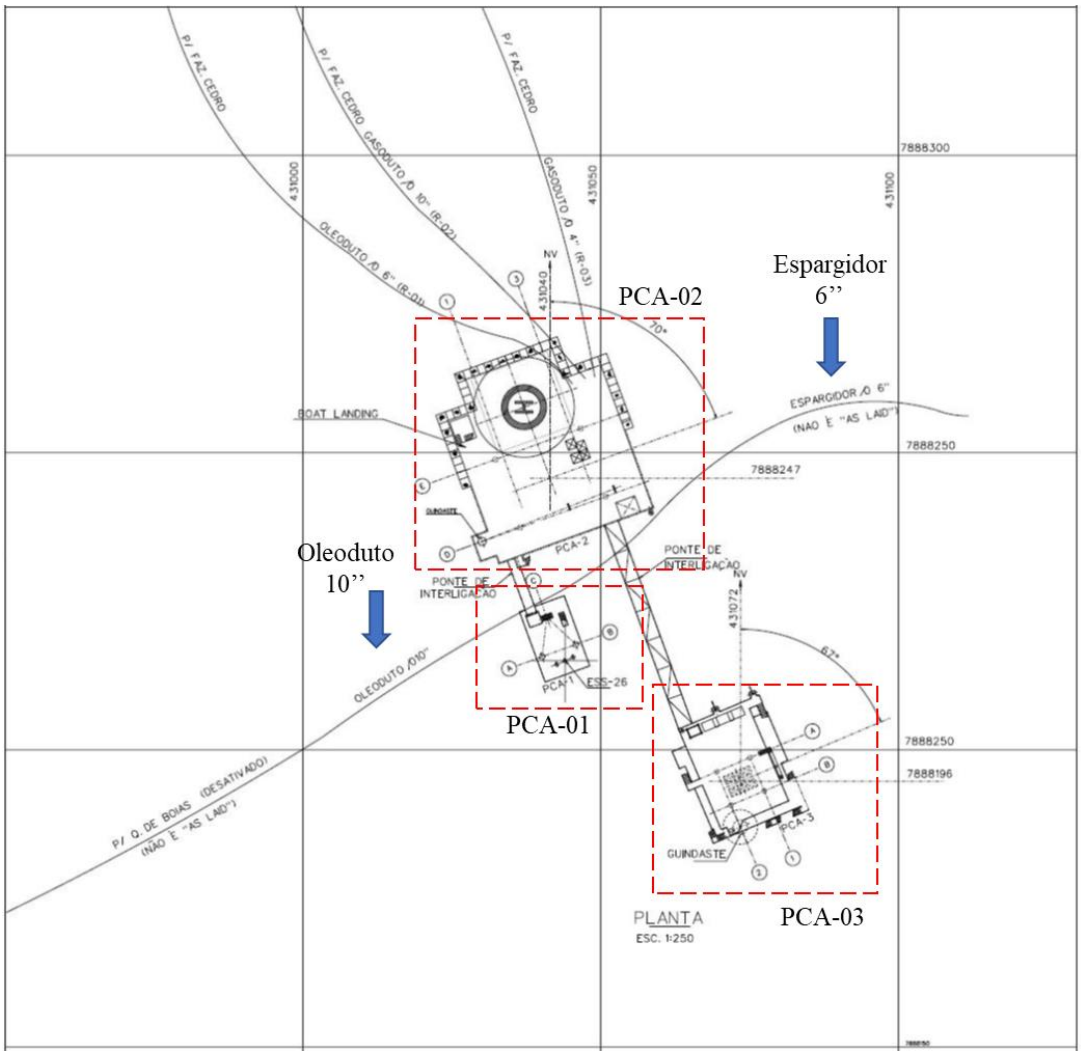


Figura 29 - Disposição das tubulações a passíveis de descomissionamento.

Fonte: Petrobras (2018).

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos na avaliação de riscos utilizando os dois métodos descritos no capítulo anterior, considerando-se o estudo de caso proposto.

Este capítulo está estruturado da seguinte maneira, a saber:

i. Resultados para o método da matriz de risco;
ii. Resultados para o método de análise hierárquica;
iii. Comparação dos métodos.

5.1 RESULTADOS PARA O MÉTODO DA MATRIZ DE RISCOS

Para implementar a metodologia da matriz de risco proposta por este trabalho, se faz necessário a obtenção de dados de entrada, tais como, delimitação das atividades correspondentes a cada processo de descomissionamento avaliado com seus respectivos CNAE e o tempo gasto para sua realização. Ressalta-se que o código CNAE é um importante balizador para esta análise, pois é com ele que será possível obter os dados estatístico de acidentes do trabalho no Brasil através do documento intitulado Anuário Estatístico de Acidentes do Trabalho (AEAT), disponível no site da Receita Federal.

Neste documento estão disponibilizadas informações como: número de acidentes do trabalho totais em determinado período, tal como o número de acidentes que geraram morte, incapacidade permanente, afastamento superior e inferior a 15 dias por CNAE. Visando a obtenção de dados estatísticos mais sólidos e correspondentes com a realidade do setor de óleo e gás, foi feita um breve levantamento das empresas do setor que em suas filiais mundiais já participaram ou detêm a tecnologia e capital intelectual necessário para desenvolverem projetos de descomissionamento. A Tabela 6 resume as informações levantadas.

Tabela 6 - Breve levantamento dos possíveis prestadores de serviço para projetos de descomissionamento.

ATIVIDADE - ALUGUEL NAVIO		**PRESTADORA DE SERVIÇO**		
Sigla	**Nomenclatura**	**Empresa**	**CNAE**	**Atividade Primária**
HLV	Heavy Lifting Vessel	Subsea 7	9106	Atividade de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural
FFPV	Flexible FallPipe Vessel	Boskalis do Brasil Dragagem e Servicos Maritimos Ltda.	42910	Obras portuárias, marítimas e fluviais
MSV	Multi Support Vessel	Technip FMC	71120	Serviços de Engenharia
ATIVIDADE - MERGULHO		SISTAC - Sistamas de Acesso S.A.	3317101	Manutenção e reparação de embarcações e estruturas flutuantes
ATIVIDADE - ROV				

Fonte: Autor (2019).

Para a determinação da Taxa de Severidade dos Acidentes (TSA), foi consultado o documento AEAT com o ano de referência 2017, pois é a última edição publicada pelo Ministério da Fazenda. Geralmente esse anuário é publicado entre os meses de agosto e setembro com os dados compilados do ano anterior.

Outro dado de entrada necessário para o desenvolvimento da análise é o Tempo de Execução das Atividades (HHT) em base anual. Para estimar esse parâmetro, a priori foi necessário consultar o banco de dados estatísticos da OIT (2019), onde estavam disponibilizado os HHT em base semanal para os diversos setores da economia. A conversão entre a base semanal para anual foi feita considerando que em um ano possui cinquenta e duas semanas. As Tabelas 7a e 7b relacionam as consolidações desses dados.

Ressalva-se, que os setores das atividades econômicas selecionados são adaptações para o caso do descomissionamento. Onde, atividades análogas (ou o mais próximo possível do contexto) foram extraídos do banco de dados da OIT e considerados para a aplicação na metodologia da matriz de riscos proposta. Apesar dessa clara limitação dos dados para as atividades de descomissionamento de estruturas submarinas, não invalida as análises feitas tão pouco a metodologia utilizada. A medida em que as atividades de descomissionamento forem sendo executadas no cenário brasileiro, mais robustos serão os dados para a aplicação dessa metodologia.

Tabela 7a - Horas de execução de atividades (HEA) por atividade alternativa de processo de descomissionamento.

Processo	Atividade da Alternativa de Processo	Atividade Econômica	HEA (por setor da indústria/ano)
Abandono sem Intervenção (ASI)	Deslocar embarcação para o local	Transporte e armazenamento	2184
	Desconectar dutos - Mergulhador	Construção	1976
	Desconectar dutos - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Abandonar o duto	Construção	1976
	Movimentar embarcação para o porto	Transporte e armazenamento	2184
Entrincheiramento (ENT)	Deslocar embarcação para o local	Transporte e armazenamento	2184
	Remover as interligações - Mergulhador	Construção	1976
	Remover as interligações - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Entrincheirar o duto	Mineração	2184
	Movimentar embarcação para o porto	Transporte e armazenamento	2184
Deposição de Rochas (DR)	Deslocar a embarcação para o local (*fallpipe*)	Transporte e armazenamento	2184
	Desconectar dutos - Mergulhador	Construção	1976
	Desconectar dutos - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Inspecionar ambiente - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Alimentar o tubo de queda	Mineração	2184
	Acionar o tubo de queda	Mineração	2184
	Deposição de rochas	Mineração	2184
	Monitorar a operação - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Movimentar embarcação pela rota	Transporte e armazenamento	2184
	Movimentar embarcação para o porto	Transporte e armazenamento	2184

Fonte: Autor (2019), com dados extraídos da OIT (2019).

Tabela 7b – Horas de execução de atividade (HEA) por atividade alternativa de processo de descomissionamento

Processo	Atividade da Alternativa de Processo	Atividade Econômica	HEA (por setor da indústria/ano)
Bobinamento Reverso (BR)	Deslocar a embarcação para o local	Transporte e armazenamento	2184
	Desenterrar o duto	Construção	1976
	Desconectar o duto - Mergulhador	Construção	1976
	Desconectar o duto - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Conectar o duto na embarcação	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Bobinar o duto	Transporte e armazenamento	2184
	Deslocar a embarcação pela rota	Transporte e armazenamento	2184
	Movimentar embarcação para o porto	Transporte e armazenamento	2184
Corte e Elevação (CE)	Deslocar a embarcação para o local	Transporte e armazenamento	2184
	Desenterrar o duto	Construção	1976
	Desconectar o duto - Mergulhador	Construção	1976
	Desconectar o duto - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Cortar o duto nas seções pré-definidas - Mergulhador	Construção	1976
	Cortar o duto nas seções pré-definidas - ROV	Atividades técnicas, científicas e profissionais	1976
	Carregar as seções nos *baskets*	Construção	1976
	Elevar o carregamento	Construção	1976
	Armazenar as seções no deck	Transporte e armazenamento	2184
	Movimentar embarcação para o porto	Transporte e armazenamento	2184

Fonte: Autor (2019), com dados extraídos da OIT (2019).

Finalmente, o último dado de entrada necessário para a composição da matriz de risco é o número de acidentes totais por CNAE, da atividade correlata do processo de descomissionamento em análise no ano de referência, disponível no documento AEAT. Com esta informação é possível determinar a Taxa de Frequência de Acidentes (TFA) ou Exposição, conforme descrito pela equação 4.

A figura 30 ilustra a matriz de riscos para o caso base do processo de Abandono sem Intervenção e Entrincheiramento com o suporte de mergulhador. As demais matrizes de riscos para os processos avaliados, encontram-se nos Apêndices A, B, C e D.

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho Sob Condições Hiperbárica	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar embarcação para o local	2184	2.00E+05	1	0	0	0	3	5	1.60E+06
Desconectar dutos - Mergulhador	1976	4.40E+04	1	3	9	9	1	1	1.01E+06
Abandonar o duto/Entrincheirar	1976	2.21E+05	0	0	0	0	9	5	0
Movimentar embarcação para o porto	2184	2.00E+05	1	1	1	0	3	5	2.00E+06
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**3.32E+05**	**5.96E+05**	**3.96E+05**	**3.23E+06**	**2.04E+06**	**6.59E+06**
%				**5.03%**	**9.04%**	**6.01%**	**48.96%**	**30.95%**	**100.00%**

Figura 30 - Matriz de riscos para os processos de abandono sem intervenção e entrincheiramento.

Fonte: Autor (2019).

Com esses resultados foi possível gerar os Diagramas de Pareto que serão ilustrados a seguir. A Figura 31 apresenta o Diagrama de Pareto para o processo de descomissionamento de Abandono sem Intervenção/Entrincheiramento (ASI/ENT), com utilização de mergulhador (A) e ROV (B), para as atividades de desconexão submarinas.

O objetivo dos gráficos de Pareto são de classificar os subcritérios que apresentam os maiores riscos para os trabalhadores envolvidos nas atividades para o processo alternativo. Desta forma, o Diagrama de Pareto prioriza os riscos com maior probabilidade de se encontrarem inseridos dentro da faixa de 80% do percentual acumulado, ilustrado pela linha pontilhada em preto, descritos no eixo vertical secundário a direita do diagrama. O valor de 80% da classe de risco acumulada rebatida até a curva e refletida até o eixo horizontal delimita duas seções: a esquerda do ponto definido pelas coordenadas do valor da classe de risco em 80% encontram-se os riscos que deverão ser priorizados.

Os valores do eixo vertical secundário a direita do gráfico (curva azul marinho) correspondem aos percentuais acumulados de cada risco perante o total das intensidades de cada subcritério (classe de risco).

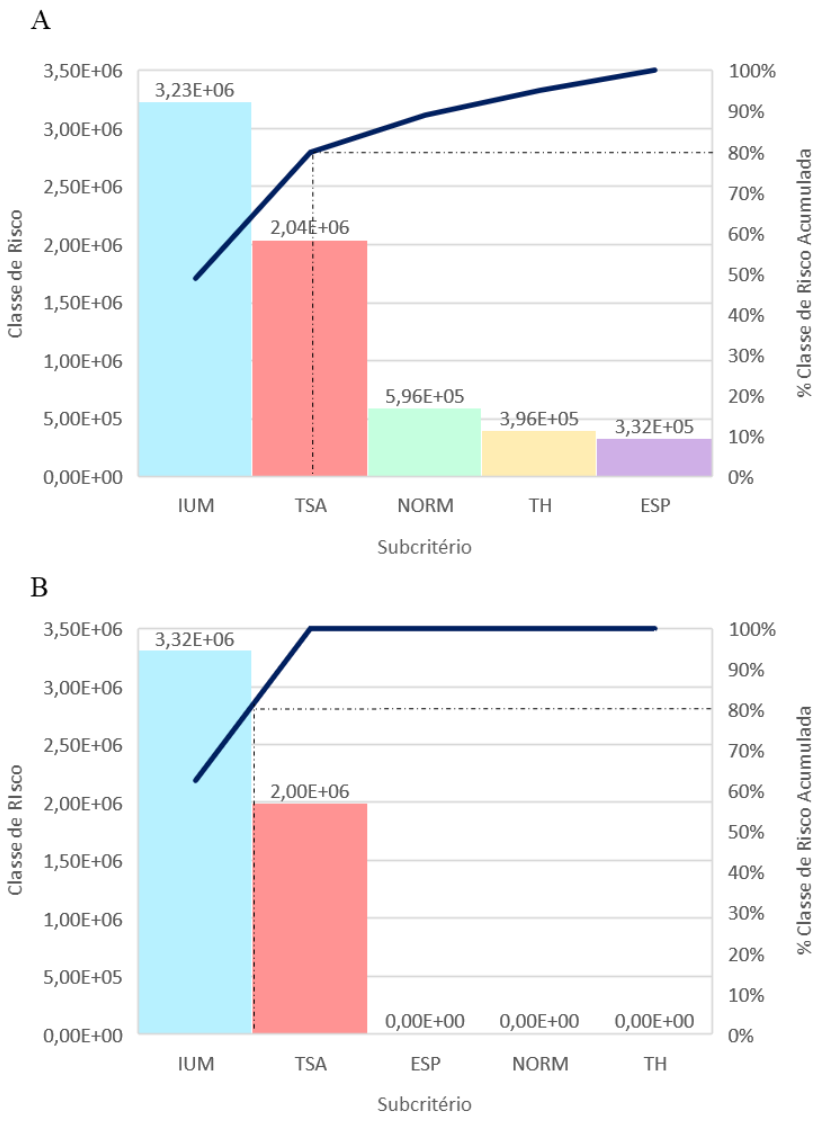


Figura 31 - Diagrama de Pareto para o processo de Abandono sem Intervenção/ Entrincheiramento, com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B).

Fonte: Autor (2019).

É possível observar que os subcritérios que devem ser priorizados em um plano de ação, visando sua mitigação ou eliminação são os IUM e TSA para a opção de utilização de mergulhador no processo ASI/ENT, caso seja escolhida a opção de utilização de ROV o subcritério que deverá ser priorizado é o IUM.

Os Diagramas de Pareto que compõem a Figura 32, mostram a priorização dos subcritérios avaliados no processo de Deposição de Rochas (DR). Para esta alternativa, os riscos a serem priorizados são o IUM, NORM e TH para as atividades relacionadas com a utilização

de mergulhadores (A). Por outro lado, o risco a ser priorizado quando se é optado pela utilização de ROV (B), é o IUM.

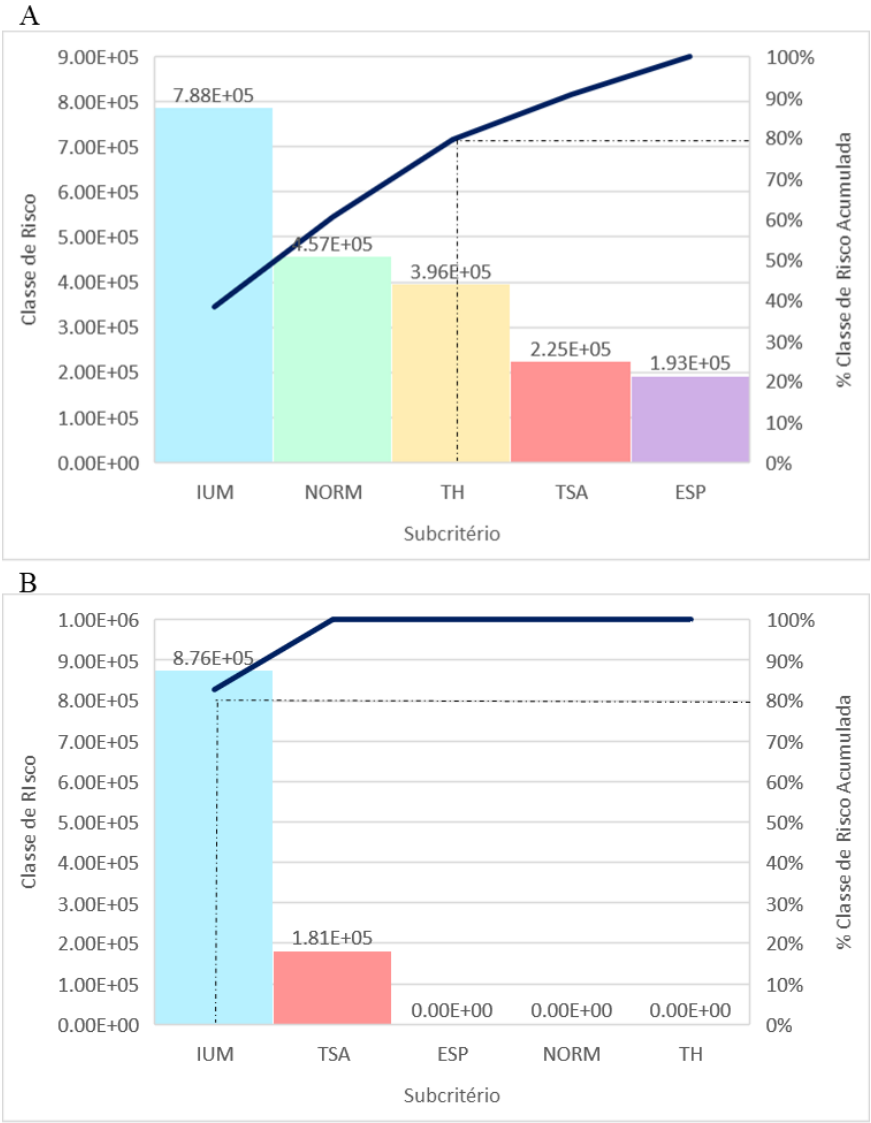


Figura 32 - Diagrama de Pareto para o processo de Deposição de Rochas com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B).

Fonte: Autor (2019).

Além disso, ressalta-se que nas alternativas acima para as opções (B), os subcritérios ESP, NORM e TH tiveram suas classes de risco nulas, pois na única atividade que um ser humano poderia estar diretamente exposto a esse perigo (opção A), foi alterada e passou a ser realizada por um ROV, desta forma, elimina-se o risco por alteração da forma de execução da atividade.

As Figuras 33 e 34 ilustram os Diagramas de Pareto para as alternativas de Bobinamento Reverso (BR) e Corte e Elevação (CE), as atividades com a utilização de mergulhador estão descritas em (A) e via ROV em (B).

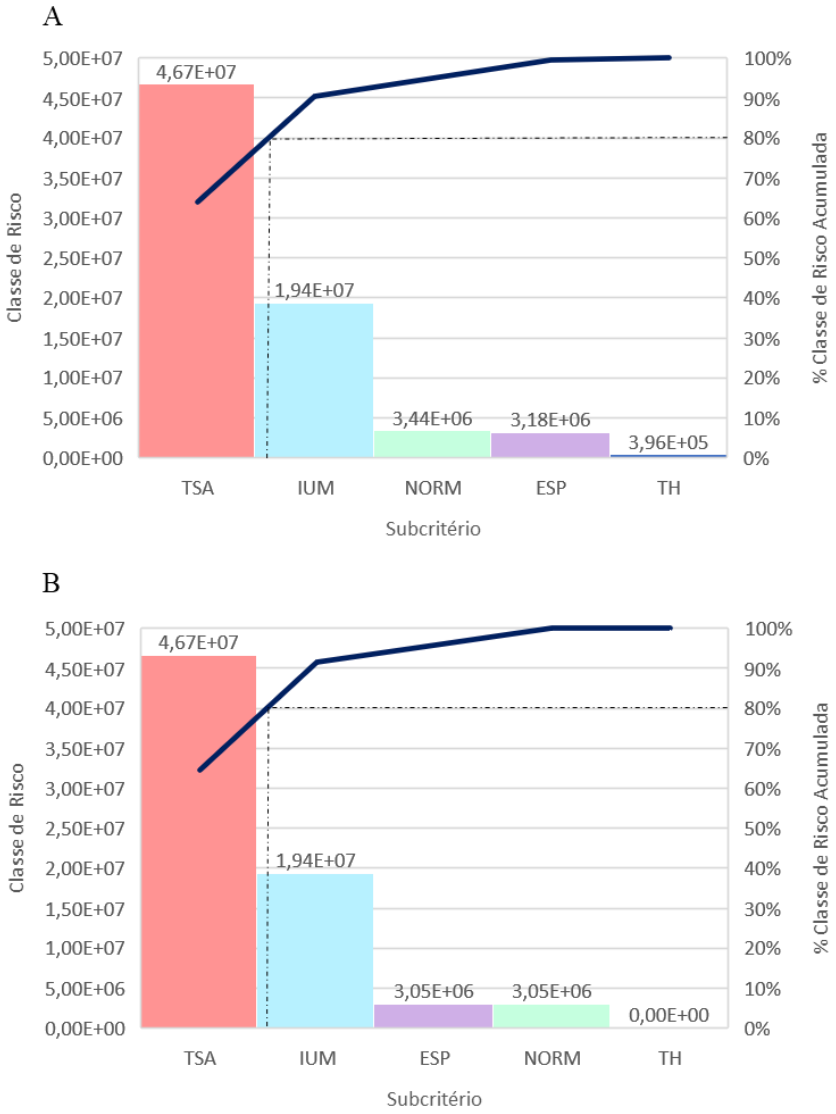


Figura 33 - Diagrama de Pareto para o processo de Bobinamento Reverso com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B).

Fonte: Autor (2019).

Os resultados mostram que indiferentemente para as alternativas BR (A) e (B), TSA e IUM são os riscos que deverão ser priorizados visando um melhor desempenho do subcritério de segurança operacional.

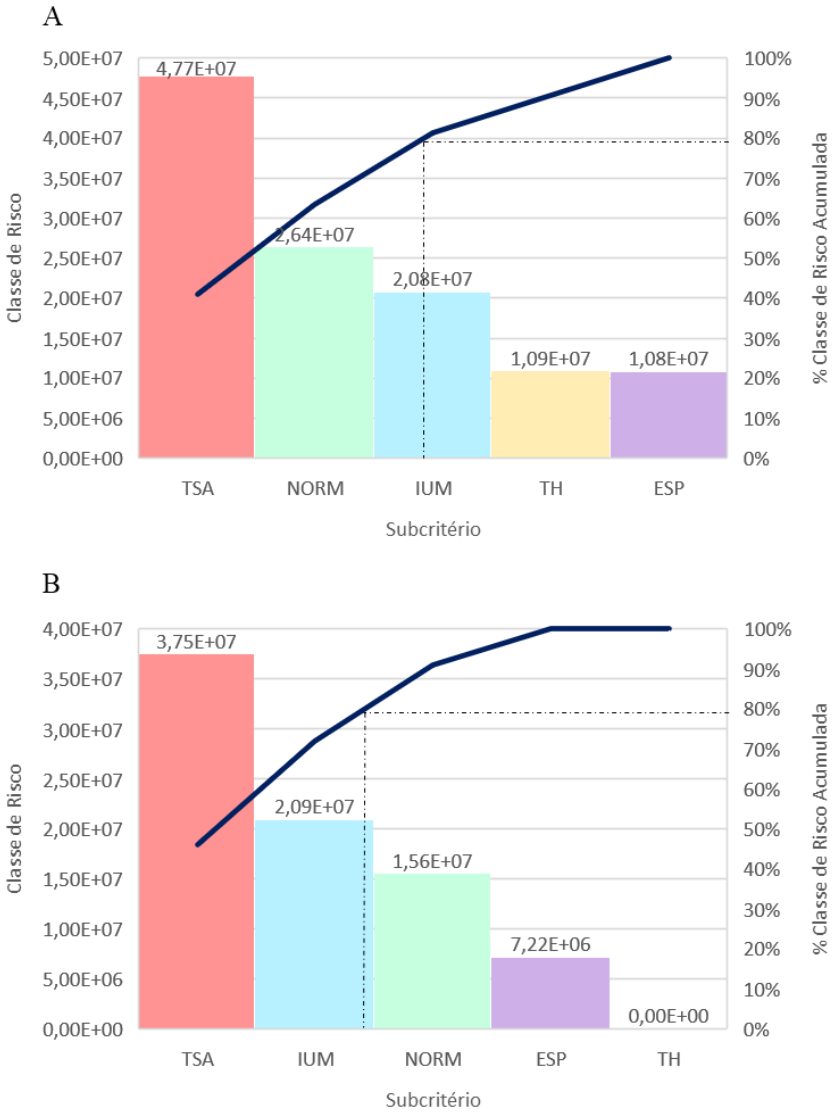


Figura 34 - Diagrama de Pareto para o processo de Corte e Elevação com a utilização de mergulhador (A) e de ROV (B).

Fonte: Autor (2019).

Em CE (A) os subcritérios que deverão ser priorizados são respectivamente: TSA; NORM e IUM. Por fim, em CE (B) os subcritérios a serem priorizados, seguindo a lógica de Pareto são: TSA e IUM.

Objetivando-se determinar qual das alternativas estudadas apresentam a melhor performance frente a segurança operacional, foi realizado o somatório entre as classes de riscos

dos subcritérios avaliados para cada alternativa estudada e, deste modo, foi possível gerar as Figuras 35 e 36.

A melhor alternativa de descomissionamento obtida foi a de deposição de rochas (DR) via ROV (figura 36) com 0,66% de priorização dos riscos, ou seja, para esta alternativa a classe de risco das diversas atividades que compõe o processo foram as que apresentaram as menores relevâncias. A alternativa de deposição de rochas utilizando mergulhador (figura 35) apresenta a segunda melhor performance frente as alternativas de descomissionamento.

Para o processo de abandono sem intervenção (ASI) tanto para a utilização de mergulhadores quanto para ROV, apresentam-se com o mesmo valor percentual de priorização de riscos. Dessa forma, é possível afirmar que para esta alternativa a utilização de mergulhador para a execução das atividades de desconexão de dutos indefere daquelas realizadas remotamente.

As alternativas do processo de remoção (BR e CE) destacam-se como as alternativas que devem ser priorizadas. Corte e elevação (CE) é a campeã para os dois modos de execução das atividades avaliadas, correspondendo a 58,87% e 50,82% de priorização dos riscos para a utilização de mergulhador e ROV respectivamente.

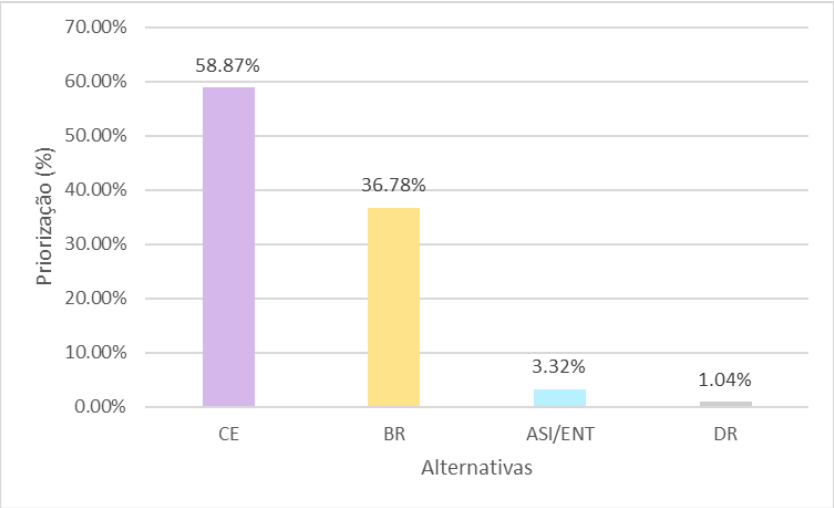


Figura 35 - Performance das alternativas dos processos de descomissionamento (utilizando mergulhador), baseado no critério de segurança operacional para o método de matriz de risco.

Fonte: Autor (2019).

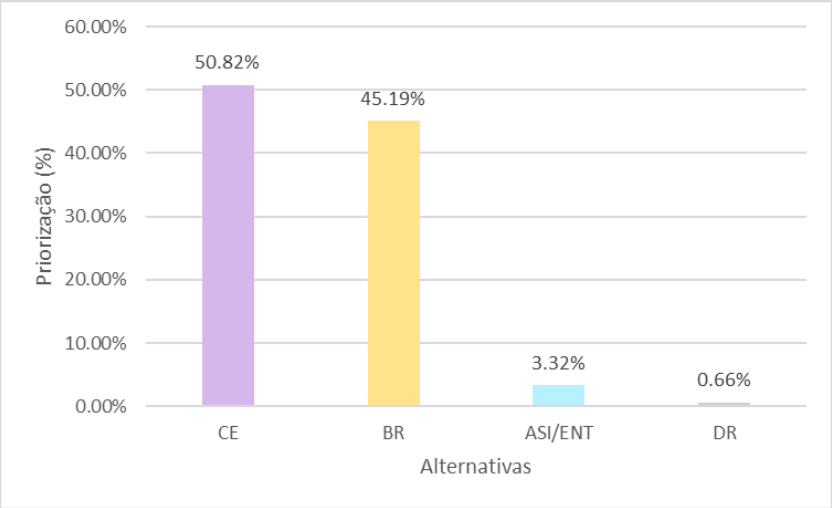


Figura 36 - Performance das alternativas dos processos de descomissionamento (utilizando ROV), baseado no critério de segurança e risco operacional para o método da matriz de riscos.

Fonte: Autor (2019).

5.2 RESULTADOS PARA O MÉTODO AHP

5.2.1 Entrevista Semiestruturada

Para o estudo de análise hierárquica, foi a consulta com 8 especialistas da área de segurança e/ou do setor de óleo e gás. A entrevista semiestruturada foi baseada no trabalho de Ornelas (2014) e o questionário estará disposto no apêndice E.

A avaliação paritária entre os subcritérios estabelecidos pelos especialistas foi enviada pela plataforma *survey monkey*, onde eles tiveram a sua disposição o estudo de caso apresentado no início deste capítulo. O perfil de cada especialista consultado está disposto a seguir:

i. Graduação em Engenharia Civil com especialização em Engenharia de Segurança no Trabalho, com experiência de 3 anos na área de SMS;
ii. Graduação em Engenharia de Produção com mestrado em Engenharia Naval e Oceânica e doutorado em andamento em Engenharia Oceânica, possuindo menos de 5 anos de experiência no setor de óleo e gás;
iii. Graduação em Engenharia de Petróleo, com menos de 5 anos de experiência no setor de óleo e gás;
iv. Graduação em Engenharia Ambiental, com especialização em Engenharia de Segurança no Trabalho, com experiência de 4 anos na área de SMS e menos de 5 no setor de óleo e gás;

v. Graduação em Engenharia de Produção, com especialização em Engenharia de Segurança no Trabalho, atua na área de SMS, com consultorias e possuí menos de 5 anos de experiência no setor de óleo e gás;
vi. Graduação em Engenharia de Petróleo, com especialização em Engenharia de Segurança no Trabalho, atuando na área de SMS e possuindo menos de 5 anos de experiência no setor;
vii. Graduação em Engenharia de Petróleo, possuindo menos de 5 anos de experiência no setor de óleo e gás;
viii. Graduação em Engenharia Ambiental, especialista em Engenharia de Segurança no Trabalho, atua na área de SMS e não possui experiência no setor de óleo e gás;

5.2.2 Matrizes Comparativas

Visando consolidar todas as respostas obtidas pelos especialistas, foi realizado a média geométrica entre os pesos atribuídos a cada subcritério na fase de comparações paritárias, conforme descrito na metodologia e preconizado por Saaty e Vargas (2005). As matrizes comparativas dos subcritérios com as respostas individualizadas para cada especialista, se encontra no apêndice H.

A Figura 37 mostra a matriz de comparação entre os subcritérios do critério de segurança operacional, ela deve ser lida como o subcritério de cada linha está relacionado com o subcritério de cada coluna seguindo a ordem da esquerda para a direita. Os valores atribuídos em cada célula são os pesos de preferência dados por cada especialista ao responder a seguinte pergunta genérica: “Qual é a ordem de importância entre o subcritério A se comparado ao subcritério B?”, e essa resposta obrigatoriamente estará presente na escala: 1, 3, 5, 7 e 9.

MATRIZ DE COMPARAÇÃO					
	ESP	**NORM**	**TH**	**IUM**	**TSA**
ESP	1	1 1/4	4/7	3 2/3	2/5
NORM	4/5	1	2/3	3	1/5
TH	1 5/7	1 1/2	1	4 3/5	3/5
IUM	1/4	1/3	2/9	1	1/7
TSA	2 1/2	5	1 2/3	6 7/8	1

Figura 37 - Matriz de comparação compilada entre os subcritérios de segurança operacional.

Fonte: Autor (2019).

Em seguida, são avaliados todos os subcritérios propostos à luz das alternativas de processos de descomissionamento. Nesse novo arranjo deve-se ler "a alternativa da linha apresenta maior risco para o subcritério avaliado n ou 1/n vezes a mais que a alternativa da coluna".

A Figura 38 dispõe a avaliação do subcritério "Exposição a Substâncias Perigosas" (ESP) frente as alternativas dos processos de descomissionamento. Note que para este caso, a alternativa de Corte e Elevação (CE) apresenta um maior impacto à luz do subcritério ESP.

MATRIZ DE COMPARAÇÃO				
ESP	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	1	2/5	1/3	1/6
ENT	2 2/5	1	3/8	1/5
BR	3 1/9	2 2/3	1	1/2
CET	6 1/9	4 5/6	2	1

Figura 38 - Matriz de comparação entre o subcritério Exposição a Substâncias Perigosas (ESP) frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

A mesma interpretação pode ser dada para as próximas matrizes de comparação paritária, onde na Figura 39 é exibida a matriz de comparação para o subcritério "NORM" a luz das alternativas de processos de descomissionamento, observa-se que para este caso a alternativa que possuí um maior impacto no subcritério é a CE. As Figuras 40, 41 e 42 mostram respectivamente os resultados da matriz de comparação para os subcritérios "Trabalho sob Condições Hiperbáricas" (TH), "Impactos para outros Usuários do Mar" (IUM) e "Acidentes" (TSA) frente as diversas alternativas de descomissionamento. Ressalta-se que para os

subcritérios TH e TSA a alternativa que mais sofreu os impactos desses subcritérios foi a CE, enquanto para a alternativa de Abandono sem Intervenção/ Entrincheiramento (ASI/ ENT) o subcritério mais impactante foi o IUM.

MATRIZ DE COMPARAÇÃO				
NORM	**ASI**	**ENT/DR**	**BR**	**CET**
ASI	1	4/5	1/4	1/6
ENT/DR	1 1/4	1	1/3	1/5
BR	4	3 1/3	1	2/3
CET	5 4/5	5	1 5/9	1

Figura 39 - Matriz de comparação entre o subcritério NORM frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

MATRIZ DE COMPARAÇÃO				
TH	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	1	4/5	6/7	1/3
ENT	1 1/4	1	1	1/4
BR	1 1/6	1	1	1/3
CET	2 4/5	4	3 1/4	1

Figura 40 - Matriz de comparação entre o subcritério Trabalho sob Condições Hiperbáricas (TH) frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

MATRIZ DE COMPARAÇÃO				
IUM	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	1	1	2 6/7	2 6/7
ENT	1	1	4 2/3	5 1/6
BR	1/3	2/9	1	1
CET	1/3	1/5	1	1

Figura 41 - Matriz de comparação entre o subcritério Impacto a outros Usuários do Mar (IUM) frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

MATRIZ DE COMPARAÇÃO				
TSA	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	1	2/5	1/4	1/7
ENT	2 2/5	1	1/3	1/5
BR	4 1/7	3	1	3/8
CET	7 2/9	5 1/6	2 2/3	1

Figura 42 - Matriz de comparação entre o subcritério Acidentes (TSA) frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

5.2.3 Normalização das Matrizes

A normalização das matrizes de comparações paritárias é o próximo passo da metodologia AHP, a principal função dessa matriz é normalizar os subcritérios, ou seja, objetiva-se igualar todos os critérios a uma mesma base (unidade), desta forma cada valor da matriz é dividido pelo somatório de sua respectiva coluna (SAATY, 1990). Adicionalmente, os elementos da matriz normalizadas detém um papel fundamental para o cálculo da prioridade relativa dos subcritérios a luz das alternativas de processos, conforme será visto na próxima seção. A Figura 43 apresenta a matriz comparativa normalizada entre os subcritérios do critério segurança e risco operacional.

MATRIZ COMPARATIVA NORMALIZADA					
	ESP	**NORM**	**TH**	**IUM**	**TSA**
ESP	0.157984	0.137576	0.140622	0.19221	0.168335
NORM	0.12682	0.110438	0.163776	0.156688	0.085397
TH	0.271538	0.162982	0.241696	0.239442	0.257239
IUM	0.042929	0.036813	0.052721	0.052229	0.062045
TSA	0.400729	0.552191	0.401185	0.359431	0.426984

Figura 43 - Matriz de comparação normalizada entre os subcritérios de segurança e risco operacional.

Fonte: Autor (2019).

As Figuras 44, 45, 46, 47 e 48, ilustram respectivamente os resultados para as matrizes normalizas dos subcritérios ESP, NORM, TH, IUM e TSA a luz das alternativas de processos de descomissionamento para os estudos de casos propostos.

MATRIZ COMPARATIVA NORMALIZADA				
ESP	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	0.079187	0.046598	0.088548	0.086705
ENT	0.190701	0.112219	0.103297	0.109686
BR	0.246396	0.299318	0.275522	0.273972
CET	0.483716	0.541865	0.532633	0.529637

Figura 44 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério ESP frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

MATRIZ COMPARATIVA NORMALIZADA				
NORM	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	0.082435	0.078677	0.079189	0.085496
ENT/DR	0.102692	0.09801	0.097142	0.097813
BR	0.336003	0.325659	0.322774	0.320039
CET	0.47887	0.497653	0.500895	0.496652

Figura 45 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério NORM frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

MATRIZ COMPARATIVA NORMALIZADA				
TH	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	0.160757	0.11751	0.141545	0.186256
ENT	0.202313	0.147887	0.157827	0.132731
BR	0.188075	0.155169	0.165598	0.160962
CET	0.448856	0.579434	0.53503	0.520051

Figura 46 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério TH frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

MATRIZ COMPARATIVA NORMALIZADA				
IUM	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	0.370229	0.415271	0.299801	0.284789
ENT	0.370229	0.415271	0.490029	0.515564
BR	0.129771	0.089053	0.105085	0.099823
CET	0.129771	0.080404	0.105085	0.099823

Figura 47 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério IUM frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

MATRIZ COMPARATIVA NORMALIZADA				
TSA	**ASI**	**ENT**	**BR**	**CET**
ASI	0.067664	0.043553	0.056793	0.081089
ENT	0.16295	0.104886	0.079705	0.11343
BR	0.280534	0.309851	0.235462	0.219641
CET	0.488851	0.541711	0.62804	0.585841

Figura 48 - Matriz de comparação normalizadas entre o subcritério TSA frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

5.2.4 Determinação do Vetor de Prioridade

A etapa que sucede a normalização das matrizes de comparações paritárias, é a determinação do vetor de prioridade, ou do inglês, *eingenvector*. A função do vetor de prioridade é identificar a ordem de importância de cada subcritério, norteado pela opinião dada dos especialistas (SAATY T.L., 2008; SAATY, 1977).

A Figura 49, ilustra os resultados obtidos do vetor prioridade na comparação entre os subcritérios de segurança e risco operacional. Note que o subcritério na visão dos especialistas que deve ser priorizado (EingenSCRIT) é o TSA, ou seja, medidas de controle devem ser propostas, a fim de eliminar ou minimizar o possível impacto que esse subcritério possa gerar. Por outro lado, a alternativa que demostrou ser a maior preocupação dos especialistas a luz de cada subcritério é o processo de Corte e Elevação, sendo identificado como prioritário para os subcritérios “NORM”, “TH” e “TSA”. Entretanto, os processos de Abandono sem Intervenção/ Entrincheiramento e Deposição de Rochas apresentaram uma maior prioridade no que tange a segurança e os riscos operacionais para o subcritério de “Impacto a outros Usuários do Mar”.

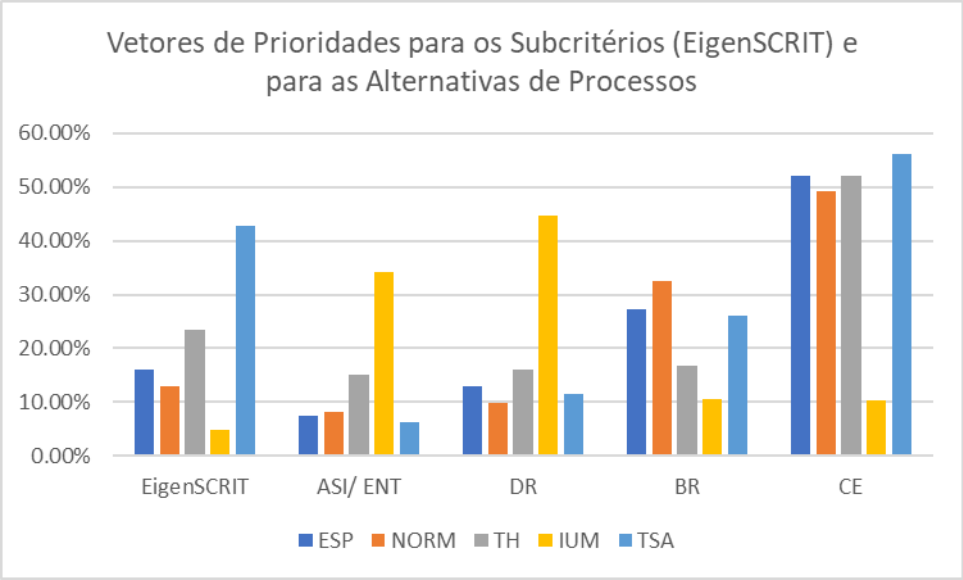


Figura 49 - Determinação dos vetores de prioridades para os subcritérios (EigenSCRIT) e para as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

5.2.5 Determinação da Razão de Consistência (CR)

A avaliação da razão de consistência, visa quantificar a consistência dos julgamentos realizados pelos especialistas consultados e assim determinar se a opinião fornecida está consistente em relação as grandes amostras de juízos aleatórios. Para determinar o CR, é necessário calcular os seguintes fatores:

a) Cálculo do Autovalor ($\lambda_{máx.}$)

A determinação do autovalor máximo é feita pelo produto escalar do autovetor pelo vetor somatório das colunas. A tabela 8 ilustra os resultados obtidos para os autovalores das matrizes de comparação paritárias, onde SC *vs* SC significa a avaliação feita entre os subcritérios, “ESP”, “NORM”, “TH”, “IUM” e “TSA” *vs* ALT significam as avaliações feitas entre os subcritérios propostos frente às alternativas de processos avaliadas.

b) Cálculo do Índice de Consistência (IC) e Cálculo da Razão de Consistência (CR)

A Tabela 8, dispõe os resultados obtidos para os índices de consistência para as decisões tomadas pelos especialistas. Ressalta-se que para uma decisão ser consistente segundo Saaty (1990), o valor de CR obrigatoriamente deve ser inferior ou igual a 10%.

Para a avaliação feita pode ser observado que todos as decisões tomadas pelos especialistas foram consistentes.

Tabela 8 – Valores dos parâmetros para a determinação da razão de consistência.

	λ máx.[1]	**n[2]**	**CI**	**RI[3]**	**CR**
SC *vs* SC	5.091	5	0.022	1.12	2.04%
ESP *vs* ALT	4.078	4	0.026	0.9	2.93%
NORM *vs* ALT	4.001	4	0.0004	0.9	0.05%
TH *vs* ALT	4.038	4	0.012	0.9	1.42%
IUM *vs* ALT	4.051	4	0.017	0.9	1.89%
TSA *vs* ALT	4.086	4	0.028	0.9	3.22%

1 - Autovalor
2 - Número de subcritérios avaliados
3 - Índice de consistência aleatória

Fonte: Autor (2019).

Finalmente, a determinação da priorização global entre as alternativas avaliadas deve ser feita a partir do produto escalar entre o vetor de priorização dos subcritérios e do vetor de priorização das alternativas frente a cada subcritério. A Figura 50 ilustra a priorização entre as alternativas dos processos de descomissionamento, isto significa que a alternativa que apresentou um maior percentual de importância é aquela que possuí o maior risco associado ao processo de descomissionamento. Neste caso, o processo que detêm o maior risco a segurança nas operações de descomissionamento na visão dos especialistas consultados é a alternativa de Corte e Elevação, apresentando 37,81% da necessidade de priorização. Outra alternativa que merece atenção é a de Bobinamento Reverso, com 19,64%. As opções de abandono foram as que obtiveram menor grau de risco, com 6,77% e 9,04% para os processos de Abandono sem Intervenção/Entrincheiramento e Deposição de Rochas respectivamente.

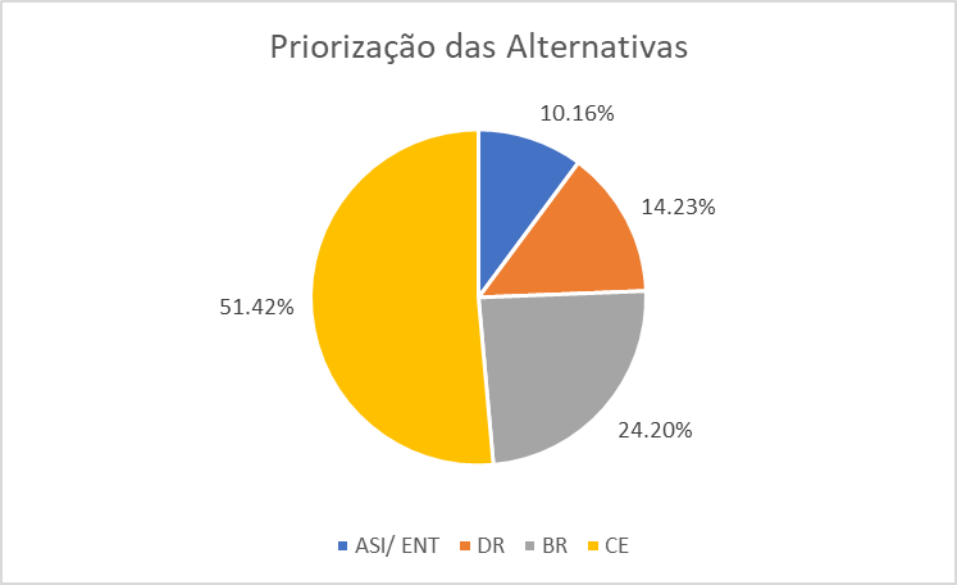


Figura 50 - Priorização das alternativas dos processos de descomissionamento avaliadas.

Fonte: Autor (2019).

5.2.6 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade para o método AHP, tem como objetivo definir a variação do peso atribuído a determinado subcritério, cuja alteração ocasionará alguma mudança na priorização da alternativa que outrora era a mais impactada, e com isso, tornar-se-á mais vantajosa em detrimento das outras. Complementarmente, Ishizaka e Labib (2011) afirmam que caso a priorização não apresente mudança frente a variação dos pesos dos subcritérios, então o resultado é classificado como robusto, porém se houver quaisquer alteração do resultado, será dito que o sistema é sensível.

Desta forma, a análise de sensibilidade foi realizada para os 5 subcritérios avaliados através da variação dos pesos atribuídos em uma escala de 0 a 100%, variando-se de 5 em 5%. Adicionalmente foram observadas mudanças significativas na priorização das alternativas de descomissionamento apenas para o subcritério “Impactos para Outros Usuários do Mar” e uma singela mudança ocorreu para o subcritério “Trabalho sob Condições Hiperbáricas”.

O subcritério “Exposição a Substâncias Perigosas” (ESP), figura 51, a reta em vinho na vertical mostra o peso atual do subcritério ESP, aproximadamente 15,93%, sendo que para o peso a este valor, a alternativa que sofre o maior impacto é a Corte e Elevação (CET), desta forma, o subcritério não apresentou qualquer mudança na priorização dos riscos intrínsecos às alternativas avaliadas, ou seja, independentemente do peso atribuído ao subcritério ESP, a

alternativa de Corte e Elevação (CET), será aquela que apresentará um maior impacto e com isso deverá ser priorizada.

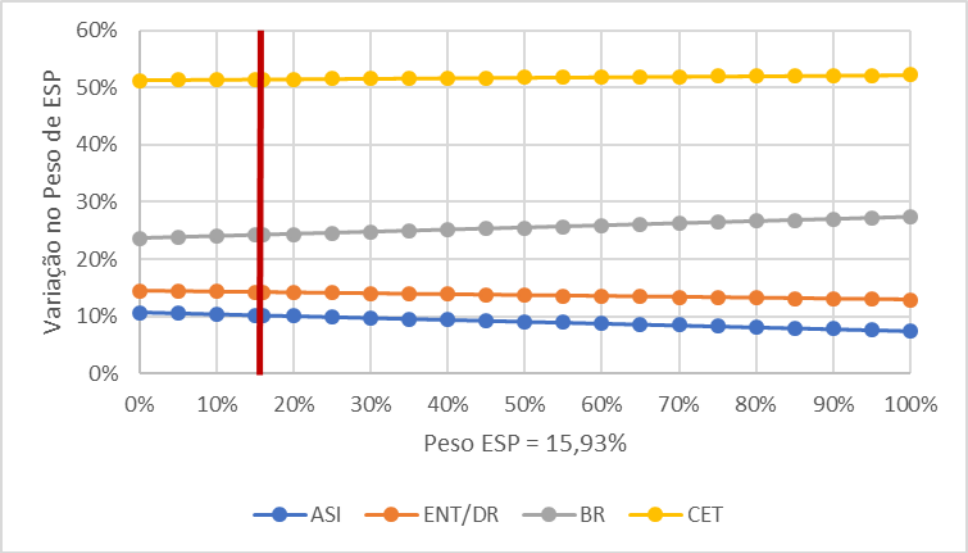


Figura 51 - Análise de sensibilidade para o subcritério ESP, frente aos processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

De maneira semelhante, o subcritério NORM, figura 52, também apresenta inflexão frente as mudanças em seu peso, onde o peso atual da análise AHP está fixado em 12,86% (reta em vinho) e a alternativa de processo que tem o maior desempenho também é a CET, sendo assim, deverá ser priorizada.

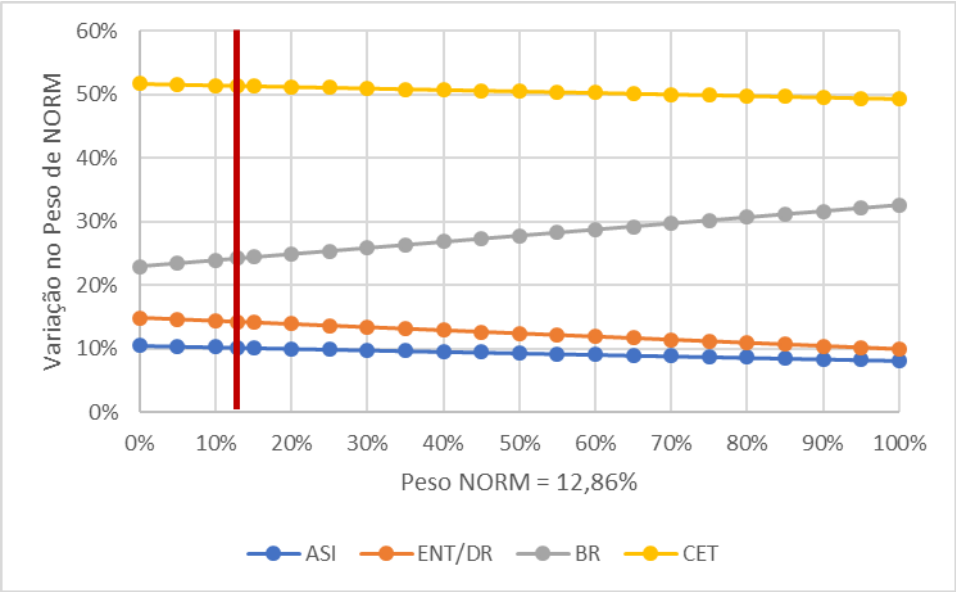


Figura 52 - Análise de sensibilidade para o subcritério NORM, frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

O subcritério “Trabalho sob Condições Hiperbáricas” (TH), figura 53, ilustra que para qualquer variação no peso deste subcritério a alternativa de processo de descomissionamento que deverá ser priorizada é a CET, porém vale ressaltar que em seu peso definido pela avaliação AHP (23,46%, reta em vinho), a alternativa Bobinamento Reverso (BR) ganha das alternativas de Abandono sem Intervenção (ASI) e Entrincheiramento/Deposição de Rochas (ENT/DR), entretanto quando esse valor é alterado para cerca de 95% (reta em verde) é possível observar a mudança de comportamento entre o subcritério e as 3 alternativas de processos, onde em 100% (resultado da análise AHP), as alternativas se encontram relativamente empatadas, ou seja para este subcritério (TH) na visão dos especialistas os 3 processos (BR, ASI e ENT/BR) apresentam o mesmo nível de risco operacional.

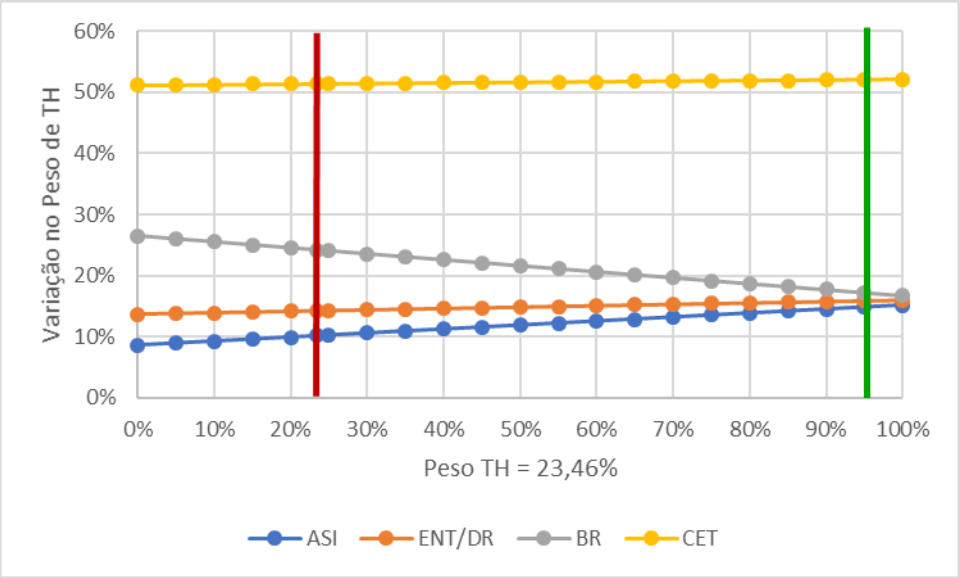


Figura 53 - Análise de sensibilidade para o subcritério TH, frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

Para o subcritério “Impactos a Outros Usuários do Mar” (IUM), quando o peso está fixado em 4,93%, a alternativa de processo que pode resultar em maiores impactos é a CET, entretanto, se este peso for aumentado para aproximadamente 55%, a alternativa ENT/DR, passa a ser a mais impactada por este subcritério, ou seja, esta alternativa deverá ser priorizada no que concerne os impactos a outros usuários do mar, conforme pode ser observado nas retas em vinho (peso do subcritério fixado pela análise AHP) e em verde (ponto aonde há a inversão das prioridades, segundo a opinião dos especialistas consultados), e ilustrado na figura 54.

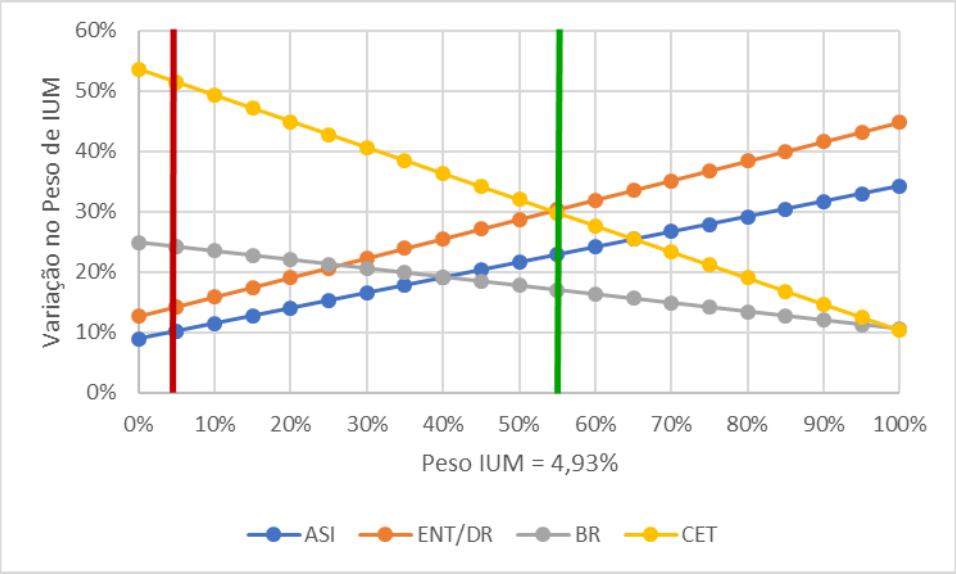


Figura 54 - Análise de sensibilidade para o subcritério IUM, frente as alternativas dos processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

Por fim, o subcritério "Acidentes" (TSA), apresenta um comportamento semelhante aos subcritérios NORM e TH, onde para quaisquer valores de pesos analisados, a alternativa campeã é a CE, em outras palavras, esta é a alternativa cujas atividades na visão dos especialistas, possuem uma maior possibilidade de resultar em um acidente, sendo assim os riscos de acidentes deverão ser priorizados em CE. A Figura 55 ilustra o cenário apresentado acima, note que o subcritério tem o peso fixado no vetor de priorização EigenSCRIT em 39,43% (reta em vinho).

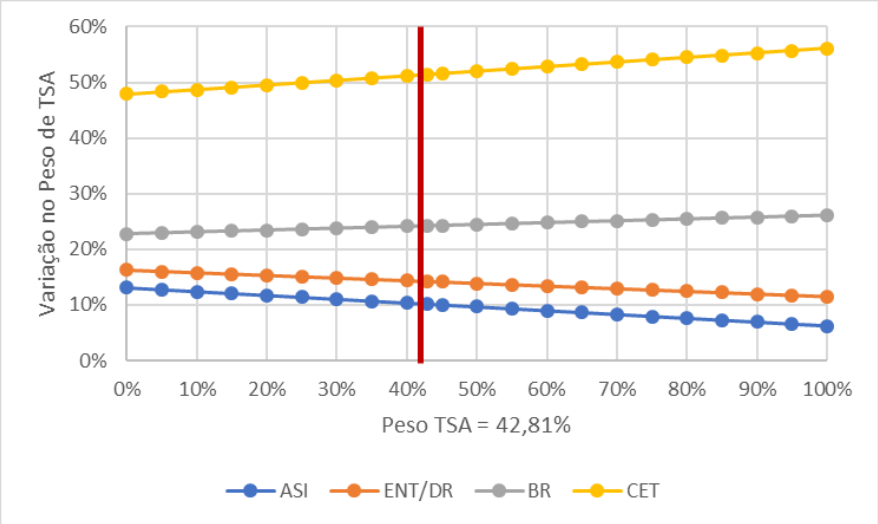


Figura 55 - Análise de sensibilidade para o subcritério TSA, frente as alternativas de processos de descomissionamento.

Fonte: Autor (2019).

Desta forma é possível chegar a duas conclusões: para os subcritérios ESP, NORM, TH e TSA nenhuma alteração é observada na priorização dos riscos frente às alternativas de processos de descomissionamento para o estudo de caso, sendo assim a análise pode ser classificada como robusta. Já para o subcritério IUM pode se observar a sensibilidade frente aos processos de CET e ENT/DR, onde há inversão de prioridade ao se alterar os pesos em relação a essas duas alternativas.

5.3 COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS

A análise dos resultados gerados a partir das duas metodologias, indicam que tanto na visão dos especialistas consultados, quanto para a aplicação da metodologia da matriz de riscos, o processo que pelo conjunto da obra se destaca por apresentar a maior chance de causar algum dano a saúde e segurança do trabalhador, ou seja, aquele que apresenta maior risco, é notadamente o processo de corte e elevação, apresentando 58,87% e 50,82% para a utilização de mergulhador e ROV na metodologia MR, e 51,42% de priorização dos riscos para o método AHP.

O processo de Bobinamento Reverso foi o segundo processo ranqueado por ambas metodologias, onde para o método de matriz de riscos foi obtido a priorização dos riscos de 36,78 e 45,19% (mergulhador e ROV) e para a metodologia AHP um total de 24,20%.

Para as alternativas de processos de Abandono sem Intervenção e Entrincheiramento (ASI/ENT) e Deposição de Rochas (DR), os resultados obtidos em ambas metodologias foram discrepantes. Na aplicação da matriz de riscos, a alternativa ASI/ENT apresentou 3,32% na priorização dos riscos, enquanto a DR obteve 1,04% e 0,66% (mergulhador e ROV, respectivamente), sendo considerado o processo mais seguro para este método. Por outro lado, a opção de processo de descomissionamento mais seguro na visão dos especialistas na aplicação da metodologia AHP foi o ASI/ENT detendo 6,77% de priorização dos riscos, seguido por 9,04% da alternativa DR.

A tabela 9 organiza os resultados obtidos na comparação entre as metodologias propostas, sintetizando as informações apresentadas nos parágrafos anteriores.

Tabela 9 - Comparação entre os métodos analíticos aplicados no estudo de caso.

Metodologia	**Alternativas de Descomissionamento do Duto 6'' e 10''**			
	Abando sem Intervenção/ Entrincheiramento	**Deposição de Rochas**	**Bobinamento Reverso**	**Corte e Elevação**
Matriz de Riscos (MR) - Mergulhador	3.32%	1.04%	36.78%	58.87%
Matriz de Riscos (MR) - ROV	3.32%	0.66%	45.19%	50.82%
Análise Hierárquica (AHP)	10.16%	14.23%	24.20%	51.42%

Fonte: Autor (2019).

No relatório "*An Assessment of Safety, Risks and Costs Associated with Subsea Pipeline Disposals*" produzido pelo Departamento de Transporte (DOT) dos Estados Unidos é afirmado que para as alternativas de abandono, em especial o processo de abandono sem intervenção e de entrincheiramento, os riscos são menores para a segurança dos trabalhadores do que as de remoção. Dentre as opções de remoção estudadas pelos autores, devem ser escolhidas aquelas de bobinamento reverso em detrimento daquelas de corte e içamento. Os autores ainda destacam que para as atividades de remoção devem ser priorizados a utilização de ROV objetivando-se a redução de riscos para os mergulhadores (DOT, 2004).

Logo, a escolha do melhor método de avaliação dos riscos para o descomissionamento de instalações *offshore* baseado nas informações disponíveis no relatório do DOT deverá ser a da metodologia de análise hierárquica, pois os seus resultados de priorização de riscos foram similares ao preconizado na avaliação dos diversos agentes/ perigos descritos neste documento. Entretanto, vale destacar que após a realização das primeiras atividades de descomissionamento para o cenário brasileiro, as experiências acumuladas em conjunto com os dados estatísticos de frequência de acidentes e a severidade obtidos caso a caso, será possível determinar de maneira quantitativa ou semi-qualitativa a priorização de riscos pela metodologia de matriz de riscos proposta neste trabalho.

Apesar da alternativa adotada pela operadora no estudo de caso ser a remoção total do espargidor de gás, composto pelas seções de 10'' e 6'', as análises realizadas visando o critério de segurança operacional demonstraram que para este cenário a melhor alternativa seria a de abandono. Para o método de matriz de risco a melhor alternativa de abandono é a de deposição de rochas e para a metodologia de análise hierárquica é a de abandono sem intervenção/ entrincheiramento. Todavia, como exposto no documento "Plataformas de Cação (PCA-1, 2, 3), Bacia do Espírito do Santo – Projeto de Desativação Consolidado" a remoção total dessas

estruturas se faz necessário para a aproximação e fixação da P-59 e assim dar continuidade as operações do projeto.

Assim, dentre as alternativas de remoção estudadas a que deve ser selecionada é a de bobinamento reverso (caso a instalação dos dutos tenha sido realizada por esta técnica ou se for comprovado que tal processo seja tecnicamente viável). Ressalta-se que essa escolha é inteiramente baseada no critério de segurança operacional, sendo necessário avaliar essa alternativa tecnicamente frente ao processo de corte e elevação.

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho analisa a segurança operacional através de duas metodologias de priorização de riscos no descomissionamento de sistemas submarinos. A primeira metodologia é a matriz de riscos onde os subcritérios de segurança operacional são avaliados a luz de fatores probabilísticos e de frequência de acidentes de trabalho. É um estudo de viabilidade baseado em riscos e subcritérios, uma abordagem inicial conceitual. A segunda metodologia é baseada na aplicação do método de análise hierárquica proposto por Saaty, para este caso os subcritérios foram avaliados por 8 especialistas de diferentes áreas e formações, notadamente com conhecimentos do setor de óleo e gás e/ou de saúde e segurança do trabalho, onde a priorização dos riscos operacionais foi realizada a partir das opiniões emitidas por tais especialistas, que traduz a experiência do setor e a percepção pública.

Nos resultados obtidos na matriz de riscos para as alternativas estudadas, conclui-se que os métodos de abandono são aqueles que menos apresentam riscos para saúde e segurança do trabalhador, que de certa maneira era o resultado esperado, pois o número de atividades correlatas a essas alternativas são consideravelmente inferiores aos processos de remoção e os riscos intrínsecos são menores. O processo de Deposição de Rochas foi o que obteve a menor classe de risco. Os resultados para as classes de riscos dos processos de remoção foram significativamente superiores aos de abandono. Para os processos de abandono, o subcritério que foi dominante na composição dos riscos foi o Impacto para outros Usuários do Mar (estando essencialmente relacionado com o legado deixado por essas estruturas à segurança de outros usuários do mar), enquanto para as alternativas de remoção o subcritério Acidentes foi o dominante. Os resultados dessa metodologia para a utilização de ROV em detrimento ao uso da mão-de-obra de mergulhadores, apontam para uma redução de até 20% na classe de riscos para as alternativas de abandono e 31% para as de remoção.

Os resultados obtidos através de consultas aos especialistas do setor e aplicados na metodologia AHP, mostram de forma semelhante as matrizes de riscos, que os processos de remoção apresentam mais riscos aos trabalhadores frente as alternativas de abandono. Para o método de análise hierárquica, os subcritérios que os especialistas demonstraram ter maior preocupação foram: IUM para as opções de abandono, TH para o processo CE e NORM para BR. Para este método, os resultados são um reflexo das experiências e visão de cada um dos consultados. Desta forma, uma limitação da aplicação dessa metodologia é a possibilidade de variações no resultado final, na medida em que outros especialistas forem consultados.

As divergências dos resultados obtidos pela aplicação das duas metodologias propostas podem ser explicadas pela qualidade dos dados estatísticos utilizados, uma vez que no documento AEAT os dados estatísticos são informados por setor industrial, discriminado por CNAE e não necessariamente pelas atividades alternativas dos processos de descomissionamento. Assim, a baixa confiabilidade desses dados impacta o resultado para a metodologia da matriz de riscos.

Propõe-se o desenvolvimento de trabalhos futuros nos seguintes temas:

1) Aplicação da Matriz de Riscos combinada com AHP incluindo critérios ambientais, sociais, econômicos e tecnológicos.
2) Aplicação da lógica *fuzzy* nos métodos avaliados, para um estudo da ponderação mais adequado ao modelo de tomada de decisão.

REFERÊNCIAS

ABASTANTE, Francesca et al. A new parsimonious AHP methodology: Assigning priorities to many objects by comparing pairwise few reference objects. **Expert Systems with Applications**, [s. l.], v. 127, p. 109–120, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2019.02.036>

ABNT. ISO 31010 - Gestão de riscos, técnicas para o processo de avaliação de riscos, 2012. p. 110.

AL NABHANI, Khalid; KHAN, Faisal; YANG, Ming. Technologically Enhanced Naturally Occurring Radioactive Materials in oil and gas production: A silent killer. **Process Safety and Environmental Protection**, [s. l.], v. 99, p. 237–247, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.psep.2015.09.014>

ALNABHANI, Khalid; KHAN, Faisal; YANG, Ming. Scenario-based risk assessment of TENORM waste disposal options in oil and gas industry. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, [s. l.], v. 40, p. 55–66, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jlp.2015.12.003>

ANP, Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **REGULAMENTO TÉCNICO DO SISTEMA DE GERENCIAMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL DE SISTEMAS SUBMARINOS (SGSS)**. [s.l], 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Fiscalizacao/Fiscalizacao_Seguraca_Operacional/Gerenciamento_Seguranca_Operacional_Sistemas_Submarinos/REGULAMENTO_TECNICO-SGSS.pdf>.

ANP, Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional de Sistemas Submarinos**. [s.l], 2015.

ANP, Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Descomissionamento de Instalações Marítimas : Perspectivas para o Brasil**. [s.l], 2018.

ANP, Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-04-boletim.pdf>.

ANP, Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Descomissionamento de Instalações**. 2019b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>. Acesso em: 15 abr. 2019.

BAI, Yong; BAI, Qiang. **Subsea Structural Engineering Handbook**. [s.l], 2010.

BARROS, J. C. et al. Fixed Platforms at Ageing Oil Fields - Feasibility Study for Reuse to Wind Farms. [s. l.], 2017.

BISPO, Felipe Jonathan da Silva. **Análise Ténico-Econômica De Um Sistema Submarino Subsea To Shore Associado Aos Campos Do Pré-Sal Análise Ténico-Econômica De Um Sistema Submarino Subsea To Shore Associado Aos Campos Do Pré-Sal**. 2016. [s. l.], 2016.

BISSO MARINE. **Pipeline Burial & Excavation Overview**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.bissomarine.com/wp-content/uploads/2015/08/BISSO-MARINE-PIPELINE-BURIAL-EXCAVATION-OVERVIEW.pdf>.

BP. **Don Field Decommissioning Programme**. Aberdeen. 2011. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/43396/don-dp.pdf>.

BRASIL. **Comissão Nacional de Energia Nuclear**. [s.d.]. Disponível em: <http://www.cnen.gov.br/quem-somos>. Acesso em: 10 abr. 2019.

BRASIL. RESOLUÇÃO CONAMA Nº 023, 1994. Seção 423, p. 1–12.

BRASIL. Norma CNEN NN 3.01 - Diretrizes Básicas de Proteção Radiológica, 2014a. p. 1–22.

BRASIL. NR-37 Segurança e Saúde em Plataformas de Petróleo, 2018. p. 68.

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo Gas Natural e Biocombustíveis. Portaria ANP Nº 25. [s. l.], 2002.

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo Gas Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP Nº 27Brasil, 2006.

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo Gas Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP N°25. [s. l.], 2014. b.

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo Gas Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP Nº17, 2015a.

BRASIL, Agência Nacional de Petróleo Gas Natural e Biocombustíveis. Resolução ANP N°41, 2015b.

BURDON, D. et al. Oil and gas infrastructure decommissioning in marine protected areas : System complexity , analysis and challenges. **Marine Pollution Bulletin**, [s. l.], v. 135, n. February, p. 739–758, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2018.07.077>

BURKE, Julie et al. Preparation for Cost Effective Decommissioning and Abandonment of Subsea Pipelines. **SPE Offshore Europe Conference and Exhibition**, [s. l.], p. 13, 2015.

CCPS, Center for Chemical Process Safety. **Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis**. New York: Engineers, Americam Institute of Chemical, 2000.

CNI, Confederação Nacional da Indústria. **Indicadores CNI**. 2019. Disponível em: <http://www6.sistemaindustria.org.br/gpc/externo/estatisticaAcessoSistemaExterno.faces>. Acesso em: 30 mar. 2019.

DAĞSUYU, Cansu et al. Classical and fuzzy FMEA risk analysis in a sterilization unit. **Computers and Industrial Engineering**, [s. l.], v. 101, p. 286–294, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cie.2016.09.015>

DECOM NORTH SEA. **Guidelines: Managing Offshore Decommissioning Waste**. [s.l], 2018.

DNV/GL. **What-if methodology**. 2019. Disponível em: <https://www.dnvgl.com.br/training/what-if-74170>. Acesso em: 11 jun. 2019.

DOMÍNGUEZ, Claudia Rivera et al. Analysis and evaluation of risks in underground mining using the decision matrix risk-assessment (DMRA) technique, in Guanajuato, Mexico. **Journal of Sustainable Mining**, [s. l.], v. 18, n. 1, p. 52–59, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jsm.2019.01.001>

DOS SANTOS, Paulo Henrique et al. The analytic hierarchy process supporting decision making for sustainable development: An overview of applications. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 212, p. 119–138, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.11.270>

DOT, Department of Transportation. **An Assessment of Safety, Risks and Costs Associated with Subsea Pipeline Disposals**. [s.l], 2004. Disponível em: <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program//480ae.pdf>.

EKINS, Paul; VANNER, Robin; FIREBRACE, James. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: A comparative assessment of different scenarios. **Journal of Environmental Management**, [s. l.], v. 79, n. 4, p. 420–438, 2006.

FABER, Michael H. et al. Risk Assessment of Decommissioning Options Using Bayesian Networks. **Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, [s. l.], v. 124, n. 4, p. 231, 2002. Disponível em: <http://offshoremechanics.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?articleid=1454700>

FOWLER, A. M. et al. A multi-criteria decision approach to decommissioning of offshore oil and gas infrastructure. **Ocean and Coastal Management**, [s. l.], v. 87, p. 20–29, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2013.10.019>

FRANÇA, Josué Eduardo Maia. **Alocação de Fatores Humanos no Gerenciamento de Riscos de Sistemas Complexos Offshore**. 2014. [s. l.], 2014.

FUENTES-BARGUES, José Luis et al. Risk assessment of a compound feed process based on HAZOP analysis and linguistic terms. **Journal of Loss Prevention in the Process Industries**, [s. l.], v. 44, p. 44–52, 2016.

HADDAD, A. N.; MORGADO, C. V.; DESOUZA, D. I. Health, safety and environmental management risk evaluation strategy: Hazard Matrix application case studies. **2008 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management**, [s. l.], p. 1314–1318, 2008. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4738083/>

HADDAD, Assed N.; MORGADO, Claudia V. Relevance Matrix Methodology Application Discussion focused upon Decision Weights as an Enhanced Prioritization Model. [s. l.], 2008.

HAMZAH, B. A. International rules on decommissioning of offshore installations: Some observations. **Marine Policy**, [s. l.], v. 27, n. 4, p. 339–348, 2003.

HENRION, Max; BERNSTEIN, Brock; SWAMY, Surya. A multi-attribute decision analysis for decommissioning offshore oil and gas platforms. **Integrated Environmental Assessment and Management**, [s. l.], v. 11, n. 4, p. 594–609, 2015.

HOU, J. et al. Fall pipe rock dumping technology for protection of subsea pipeline in Deepwater. **Proceedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference**, [s. l.], v. 2015- Janua, p. 1234–1241, 2015. Disponível em: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-84944678437&partnerID=40&md5=c4d738c4b2c566a45f2ca18790b0e57a>

HSE. Guidance on Risk Assessment for Offshore Installations. **HSE Information sheet**, [s. l.], n. 3, p. 7–31, 2006.

HSE, Health &. Safety Executive. **Decommissioning Topic Strategy HSE - Offshore Technology Report**. [s.l], 2001.

IAOGP. **Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) In The Oil & Gas Industry**. [s.l], 2008.

IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no BrasilCooperação e Pesquisa IBP - UFRJ**. [s.l], 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regulação-do-Descomissionamento-site2.pdf>.

IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis. **Número de plataformas no Brasil (Jan/2019)**. 2019. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/numero-de-plataformas-no-brasil-jan-2019/>. Acesso em: 20 fev. 2019.

IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis; UFRJ, Universidade Federal do Rio de Janeiro. **Gás do Pré-Sal: Oportunidades, desafios e perspectivas.** [s.l], 2017.

IGHRAVWE, Desmond Eseoghene; OKE, Sunday Ayoola. A multi-criteria decision-making framework for selecting a suitable maintenance strategy for public buildings using sustainability criteria. **Journal of Building Engineering**, [s. l.], v. 24, n. March, p. 100753, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.jobe.2019.100753>

IHC INSIGHT. **Pipeline Plough**. [s.d.]. Disponível em: <https://www.royalihc.com/en/products/offshore/subsea-equipment/pipeline-ploughs>. Acesso em: 12 jun. 2019.

IHS, Markit. **Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Anual Spending Rising to $13 Billion by 2040, IHS Markit Says.** [s.l], 2016. Disponível em: <http://news.ihsmarkit.com/press-release/energy-power-media/decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si>.

IMO, International Maritime Organization. **Introduction to IMO**. 2019. Disponível em: <http://www.imo.org/en/About/Pages/Default.aspx>. Acesso em: 20 maio. 2019.

ISHIZAKA, Alessio; LABIB, Ashraf. Review of the main developments in the analytic hierarchy process. **Expert Systems with Applications**, [s. l.], v. 38, n. 11, p. 14336–14345, 2011. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.eswa.2011.04.143>

ISO, International Standard. ISO 13703 - Petroleum and natural gas industries - Design and installation of piping systems on offshore production platforms. 2000.

JESUS, João Mário Fernandes. Monitoramento De Norm Na Produção Offshore De Óleo E Gás. In: IX LATIN AMERICAN IRPA REGIONAL CONGRESS ON RADIATION PROTECTION AND SAFETY 2013, [s.l], 2013.

JIN-LOU, Zhao; YI-FEI, Cheng; ZHAO, Li. Risk assessment of offshore engineering equipment projects - A case study of fall pipe vessel in China. **International Conference on Management Science and Engineering - Annual Conference Proceedings**, [s. l.], p. 994–1002, 2011.

KAISER, Mark J. Decommissioning forecast in the deepwater Gulf of Mexico, 2013-2033. **Marine Structures**, [s. l.], v. 41, p. 96–126, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marstruc.2014.12.006>

KAISER, Mark J.; BYRD, Robert C. The non-explosive removal market in the Gulf of Mexico. **Ocean & Coastal Management**, [s. l.], v. 48, p. 525–570, 2005.

KAISER, Mark J.; LIU, Mingming. Decommissioning cost estimation in the deepwater U.S. Gulf of Mexico - Fixed platformsand compliant towers. **Marine Structures**, [s. l.], v. 37, p. 1–32, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marstruc.2014.02.004>

KAISER, Mark J.; LIU, Mingming. A scenario-based deepwater decommissioning forecast in the U.S. Gulf of Mexico. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, [s. l.], v. 165, p. 913–945, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.073>

KAISER, Mark J.; NARRA, Siddhartha. A hybrid scenario-based decommissioning forecast for the shallow water U.S. Gulf of Mexico, 2018–2038. **Energy**, [s. l.], v. 163, p. 1150–1177, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.128>

KERKVLIET, Hans; POLATIDIS, Heracles. Offshore wind farms' decommissioning: a semi quantitative Multi-Criteria Decision Aid framework. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, [s. l.], v. 18, p. 69–79, 2016. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2016.09.008>

LAI, Chyh Ming. Integrating simplified swarm optimization with AHP for solving capacitated military logistic depot location problem. **Applied Soft Computing Journal**, [s. l.], v. 78, p. 1–12, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.02.016>

LAKHAL, Salem Y.; KHAN, M. I.; ISLAM, M. Rafiqul. An "Olympic" framework for a green decommissioning of an offshore oil platform. **Ocean and Coastal Management**, [s. l.], v. 52, n. 2, p. 113–123, 2009. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2008.10.007>

LINCE. **Guia Completo de Gestão NORM e TENORM**. [s.l], 2016.

LOBATO, Thiago Dorneles. Prevenção de acidentes de trabalho nas operações de armazenagem: o gerenciamento de riscos voltado ao fator humano da organização. [s. l.], 2016. Disponível em: <http://repositorio.uniceub.br/handle/235/7875>

LUO, Tongyuan; WU, Chao; DUAN, Lixiang. Fishbone diagram and risk matrix analysis method and its application in safety assessment of natural gas spherical tank. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 174, p. 296–304, 2018.

MACKENZIE, Wood. **US$32 billion of decommissioning worldwide over the next five years: is the industry ready?** [s.l], 2017.

MADI, Juliana Ferreira de Freitas. **Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore de Petróleo e Gás - Critérios Ambientais para Avaliação de Alternativas**. 2018. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2018.

MANOUCHEHRI, Soheil. SUBSEA PIPELINES AND FLOWLINES DECOMMISSIONING – WHAT WE SHOULD KNOW FOR A RATIONAL APPROACH. In: 36TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON OCEAN, OFFSHORE AND ARCTIC ENGINEERING 2017, [s.l], 2017

MARLEAU DONAIS, Francis et al. Assessing and ranking the potential of a street to be redesigned as a Complete Street: A multi-criteria decision aiding approach. **Transportation Research Part A: Policy and Practice**, [s. l.], v. 124, n. February, p. 1–19, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.tra.2019.02.006>

MARTTUNEN, Mika; LIENERT, Judit; BELTON, Valerie. Structuring problems for Multi-Criteria Decision Analysis in practice: A literature review of method combinations. **European Journal of Operational Research**, [s. l.], v. 263, n. 1, p. 1–17, 2017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2017.04.041>

MIMMI, F. et al. Baseline for Planning and Cost Estimation of Brazilian Decommissioning. **Offshore Technology Conference**, [s. l.], n. May, p. 1–4, 2017. Disponível em: <http://www.onepetro.org/doi/10.4043/27672-MS>

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Anuário Estatístico de Acidentes do Trabalho**. [s.l], 2017. Disponível em: <http://sa.previdencia.gov.br/site/2018/09/AEAT-2017.pdf>.

MOJTAHEDI, S. Mohammad H.; MOUSAVI, S. Meysam; MAKUI, Ahmad. Project risk identification and assessment simultaneously using multi-attribute group decision making technique. **Safety Science**, [s. l.], v. 48, n. 4, p. 499–507, 2010. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ssci.2009.12.016>

MORAIS, José Mauro De. **Petróleo em águas profundas : uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. [s.l], 2013.

MUNIZ, Tiago de Paula. **Gerenciamento De Riscos, Uma Ferramenta Básica De Segurança: Estudo Prático Em Uma Unidade Marítima De Exploração De Hidrocarbonetos**. 2011. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2011.

MYRHEIM, H.; HAUGEN, S.; STEMLAND, E. **Risk Analysis of Decommissioning Activities**. [s.l], 2005. Disponível em: <http://www.hse.gov.uk/research/misc/safetec.pdf>.

NA, K. L. et al. An expert knowledge based decommissioning alternative selection system for fixed oil and gas assets in the South China Sea. **Ocean Engineering**, [s. l.], v. 130, n. February 2016, p. 645–658, 2017.

NETO, José Benedito Ortiz; SHIMA, Walter Tadahiro. Trajetórias Tecnológicas no Segmento Offshore: Ambiente e Oportunidades. **R. Econ. Contemp.**, [s. l.], v. 12, p. 301–332, 2008.

OGLE, Russell A.; COX, Brenton L. Dust explosions—Risk assessment. **Methods in Chemical Process Safety**, [s. l.], p. 1–26, 2019. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2468651419300042>

OGUK. **Decommissioning of pipelines in the north sea region 2013**. [s.l], 2013. Disponível em: <http://oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2015/04/pipelines-pdf.pdf>.

OGUK. **Decommissioning Insight 2018 Oil and Gas UK - Decommissioning Insight**. [s.l], 2018. Disponível em: <https://oilandgasuk.cld.bz/Decommissioning-Insight-2018>.

OIT, Organização Mundial do Trabalho. **Base de dados da OIT**. 2019. Disponível em: <https://www.ilo.org/inform/online-information-resources/databases/lang--es/index.htm>. Acesso em: 30 abr. 2019.

ORNELAS, Danielle Lanchares. **Aperfeiçoamento do Processo de Fiscalização com Foco em Segurança e Meio Ambiente das Unidades de Produção Offshore no Brasil**. 2014. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2014.

PETROBRAS. **Conheça curiosidades sobre equipamentos de nossos sistemas submarinos**. 2015. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>. Acesso em: 29 abr. 2019.

PETROBRAS. **Plataforma de Cação (PCA-1, 2 e 3), Bacia do Espírito Santo - Projeto de Desativação Consolidado**. Rio de Janeiro (RJ), 2018.

PHILIP, Nishant Sasi et al. Decommissioning Process for Subsea Pipelines. **Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference**, [s. l.], p. 1–10, 2014. Disponível em: <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/171898-MS>

PRADO, Diego Diederichs. **Desmobilização de Dutos em Sistemas Marítimos de Produção de Petróleo - Umas Proposta de Método de Suporte ao Planejamento**. 2015. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2015.

RAHARJO, Hendry; ENDAH, Dini. Evaluating relationship of consistency ratio and number of alternatives on rank reversal in the AHP. **Quality Engineering**, [s. l.], v. 18, n. 1, p. 39–46, 2006.

RAMBOLL. **Offshore pipeline through the Baltic Sea**. Dinamarca, 2008.

RAMOS, Rafaela de Andrade. **Análise de Risco no Descomissionamento de Dutos Rígidos Submarinos**. 2018. Universidade Federal do Rio de Janeiro, [s. l.], 2018.

ROUSE, Sally; HAYES, Peter; WILDING, Thomas A. Commercial fisheries losses arising from interactions with offshore pipelines and other oil and gas infrastructure and activities. **ICES Journal of Marine Science**, [s. l.], v. 0, 2018.

RUIVO, Fábio M.; MOROOKA, Celso K. Decommissioning Offshore Oil and Gas Fields. **Annual Technical Conference and Exhibition**, [s. l.], p. 1–13, 2001.

RUSSO, Rosaria De F. S. M.; CAMANHO, Roberto. Criteria in AHP: A systematic review of literature. **Procedia Computer Science**, [s. l.], v. 55, n. Itqm, p. 1123–1132, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.procs.2015.07.081>

SAATY T.L. Decision making with the analytic hierarchy process. **International Journal of Services Sciences**, [s. l.], v. 1, n. 1, p. 83, 2008. Disponível em: <http://www.inderscience.com/link.php?id=17590>

SAATY, Thomas L. A Scaling Method for Priorities in Hierarchical Structures. **Journal of Mathematical Psychology**, [s. l.], v. 281, p. 234–281, 1977.

SAATY, Thomas L. **The Analytic Hierarchy Process**. New York: McGraw-Hill International, 1980.

SAATY, Thomas L. How to make a decision: The analytic hierarchy process. **European Journal of Operational Research**, [s. l.], v. 48, n. 1, p. 9–26, 1990.

SAATY, Thomas L. Decision-making with the AHP: Why is the principal eigenvector necessary. **European Journal of Operational Research**, [s. l.], v. 145, n. 1, p. 85–91, 2003.

SAATY, Thomas L. **Theory and Applications of the Analytic Network Process: Decision Making with Benefits, Opportunities, Costs, and Risks**. 3. ed. Pittsburgh: RWS Publications, 2005.

SAATY, THOMAS L.; VARGAS, LUIS G. the Possibility of Group Welfare Functions. **International Journal of Information Technology & Decision Making**, [s. l.], v. 04, n. 02, p. 167–176, 2005.

SEA TOOLS. **Subsea Trenching**. [s.d.]. Disponível em: <https://www.seatools.com/subsea-solutions/subsea-trenching/>. Acesso em: 12 jun. 2019.

SHELL, U. K. Limited. **Brent Field Pipelines Decommissioning Technical Document**. [s.l], 2017.

SOARES, Luisa Nogueira de Azeredo Coutinho et al. Mapeamento de Processos para a Opção de Abandono. In: CONEPETRO 2018. [s.l], 2018.

TECHERA, Erika J.; CHANDLER, John. Offshore installations, decommissioning and artificial reefs: Do current legal frameworks best serve the marine environment? **Marine Policy**, [s. l.], v. 59, p. 53–60, 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpol.2015.04.021>

TEIXEIRA, Beatriz Martins. **Aprimoramento da política pública ambiental da cadeia produtiva de óleo e gás offshore no Brasil: o descomissionamento das tecnologias de exploração**. 2013. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, UERJ, [s. l.], 2013.

UNITED NATIONS. **United Nations Convention on the Law of the Sea**United Nations Audiovisual Library International Law, , 1994. Disponível em:

<http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/unclos_e.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2019.

VELASQUEZ, Mark; HESTER, Patrick T. An Analysis of Multi-Criteria Decision Making Methods. **International Journal of Operations Research**, [s. l.], v. 10, n. 2, p. 56–66, 2013. Disponível em: <http://www.emeraldinsight.com/doi/10.1108/JCRE-09-2013-0024%0Ahttp://www.emeraldinsight.com/doi/10.1108/14636681211222410%0Ahttp://www.ectap.ro/theoretical-and-applied-economics-archive/%5Cnhttp://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=eoh&AN=1424>

VIVET, S. Frigg Decommissioning Offshore Work. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE 2011, Houston. Houston, 2011.

WE SUBSEA. **WeSubsea Titanium 4″ Diver Dredger**. [s.d.]. Disponível em: <https://wesubsea.no/dredging/hydraulic-diver-dredger/wesubsea-titanium-4-diver-dredger/>. Acesso em: 12 jun. 2019.

ZAWAWI, N. A. Wa. Abdullah; LIEW, M. S.; NA, K. L. Decommissioning of offshore platform: A sustainable framework. **CHUSER 2012 - 2012 IEEE Colloquium on Humanities, Science and Engineering Research**, [s. l.], n. Chuser, p. 26–31, 2012.

APÊNDICE A – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE ABANDONO SEM INTERVENÇÃO/ ENTRINCHEIRAMENTO

i. Mergulhador

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho Sob Condições Hiperbárica	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar embarcação para o local	2184	2.00E+05	1	0	0	0	3	5	1.60E+06
Desconectar dutos - Mergulhador	1976	4.40E+04	1	3	9	9	1	1	1.01E+06
Abandonar o duto/Entrincheirar	1976	2.21E+05	0	0	0	0	9	5	0
Movimentar embarcação para o porto	2184	2.00E+05	1	1	1	0	3	5	2.00E+06
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**3.32E+05**	**5.96E+05**	**3.96E+05**	**3.23E+06**	**2.04E+06**	**6.59E+06**
%				**5.03%**	**9.04%**	**6.01%**	**48.96%**	**30.95%**	**100.00%**

ii. ROV

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho Sob Condições Hiperbárica	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar embarcação para o local	2184	2.00E+05	1	0	0	0	3	5	1.60E+06
Desconectar dutos - ROV	1976	4.40E+04	0	0	0	0	3	1	0
Abandonar o duto/Entrincheirar	1976	2.21E+05	0	0	0	0	9	5	0
Movimentar embarcação para o porto	2184	2.00E+05	1	0	0	0	3	5	1.60E+06
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**0**	**0**	**0**	**3.32E+06**	**2.00E+06**	**5.31E+06**
%				**0.00%**	**0.00%**	**0.00%**	**62.42%**	**37.58%**	**100.00%**

APÊNDICE B – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE DEPOSIÇÃO DE ROCHAS

i) Mergulhador

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho em Condições Hiperbáricas	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar a embarcação para o local (fallpipe)	2184	3.02E+04	1	0	0	0	3	1	1.21E+05
Desconectar dutos - Mergulhador	1976	4.40E+04	1	3	9	9	1	1	1.01E+06
Inspecionar ambiente - ROV	1976	3.34E+04	0	0	0	0	3	1	0
Alimentar o tubo de queda	2184	3.02E+04	1	0	0	0	0	1	3.02E+04
Acionar o tubo de queda	2184	3.02E+04	1	0	0	0	0	1	3.02E+04
Deposição de rochas	2184	3.02E+04	1	0	0	0	3	1	1.21E+05
Monitorar a operação - ROV	1976	3.34E+04	0	0	0	0	3	1	0
Movimentar embarcação pela rota	2184	3.02E+04	1	1	1	0	9	1	3.63E+05
Movimentar embarcação para o porto	2184	3.02E+04	1	1	1	0	3	1	1.81E+05
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**1.93E+05**	**4.57E+05**	**3.96E+05**	**7.88E+05**	**2.25E+05**	**2.06E+06**
%				**9.35%**	**22.18%**	**19.24%**	**38.29%**	**10.94%**	**100.00%**

ii) ROV

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho em Condições Hiperbáricas	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar a embarcação para o local (fallpipe)	2184	3.02E+04	1	0	0	0	3	1	1.21E+05
Desconectar dutos - ROV	1976	4.40E+04	0	0	0	0	3	1	0
Inspecionar ambiente - ROV	1976	3.34E+04	0	0	0	0	3	1	0
Alimentar o tubo de queda	2184	3.02E+04	1	0	0	0	0	1	3.02E+04
Acionar o tubo de queda	2184	3.02E+04	1	0	0	0	0	1	3.02E+04
Deposição de rochas	2184	3.02E+04	1	0	0	0	3	1	1.21E+05
Monitorar a operação - ROV	1976	3.34E+04	0	0	0	0	3	1	0
Movimentar embarcação pela rota	2184	3.02E+04	1	0	0	0	9	1	3.02E+05
Movimentar embarcação para o porto	2184	3.02E+04	1	0	0	0	3	1	1.21E+05
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**0**	**0**	**0**	**8.76E+05**	**1.81E+05**	**1.06E+06**
%				**0.00%**	**0.00%**	**0.00%**	**82.86%**	**17.14%**	**100.00%**

APÊNDICE C – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE BOBINAMENTO REVERSO

i) Mergulhador

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho em Condições Hiperbáricas	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar a embarcação para o local	2184	1.02E+06	1	0	0	0	3	9	1.22E+07
Desenterrar o duto	1976	1.12E+06	0	0	0	0	1	9	0
Desconectar o duto - Mergulhador	1976	4.40E+04	1	3	9	9	0	1	9.69E+05
Conectar o duto na embarcação	1976	1.12E+06	1	0	0	0	0	9	1.01E+07
Bobinar o duto	2184	1.02E+06	1	1	1	0	3	9	1.42E+07
Deslocar a embarcação pela rota	2184	1.02E+06	1	1	1	0	9	9	2.03E+07
Movimentar embarcação para o porto	2184	1.02E+06	1	1	1	0	3	9	1.42E+07
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**3.18E+06**	**3.44E+06**	**3.96E+05**	**1.94E+07**	**4.67E+07**	**7.31E+07**
%				**4.35%**	**4.71%**	**0.54%**	**26.53%**	**63.87%**	**100%**

ii) ROV

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho em Condições Hiperbáricas	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar a embarcação para o local	2184	1.02E+06	1	0	0	0	3	9	1.22E+07
Desenterrar o duto	1976	1.12E+06	0	0	0	0	1	9	0
Desconectar o duto - ROV	1976	4.40E+04	0	0	0	0	0	1	0
Conectar o duto na embarcação	1976	1.12E+06	1	0	0	0	0	9	1.01E+07
Bobinar o duto	2184	1.02E+06	1	1	1	0	3	9	1.42E+07
Deslocar a embarcação pela rota	2184	1.02E+06	1	1	1	0	9	9	2.03E+07
Movimentar embarcação para o porto	2184	1.02E+06	1	1	1	0	3	9	1.42E+07
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**3.05E+06**	**3.05E+06**	**0**	**1.94E+07**	**4.67E+07**	**7.22E+07**
%				**4.22%**	**4.22%**	**0.00%**	**26.89%**	**64.67%**	**100%**

APÊNDICE D – MATRIZ DE RISCOS PARA O PROCESSO DE CORTE E ELEVAÇÃO

i) Mergulhador

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho em Condições Hiperbáricas	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar a embarcação para o local	2184	1.02E+06	1	0	0	0	3	9	1.22E+07
Desenterrar o duto	1976	1.12E+06	0	0	0	0	1	9	0
Desconectar o duto - Mergulhador	1976	4.40E+04	1	3	9	9	0	1	9.69E+05
Cortar o duto nas seções pré-definidas - Mergulhador	1976	4.40E+04	1	3	9	9	3	1	1.10E+06
Carregar as seções nos baskets	1976	1.12E+06	1	3	9	9	3	9	3.70E+07
Elevar o carregamento	1976	1.12E+06	1	1	3	0	9	9	2.47E+07
Armazenar as seções no deck	2184	1.02E+06	1	3	9	0	0	9	2.13E+07
Movimentar embarcação para o porto	2184	1.02E+06	1	3	3	0	3	9	1.83E+07
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**1.08E+07**	**2.64E+07**	**1.09E+07**	**2.08E+07**	**4.77E+07**	**1.17E+08**
%				**9.29%**	**22.66%**	**9.33%**	**17.84%**	**40.88%**	**100%**

ii) ROV

Atividades do Processo Alternativo de DECC	Probabilidade			Subcritérios de Segurança e Risco Operacional					TRA
	Horas de Execução da Atividade	Exposição (TFA)	Número de Pessoas Expostas	Materiais Tóxicos	NORM	Trabalho em Condições Hiperbáricas	Impactos aos Usuários do Mar	Acidentes (TSA)	
Deslocar a embarcação para o local	2184	1.02E+06	1	0	0	0	3	9	1.22E+07
Desenterrar o duto	1976	1.12E+06	0	0	0	0	1	9	0
Desconectar o duto - ROV	1976	4.40E+04	0	0	0	0	3	1	0
Cortar o duto nas seções pré-definidas - ROV	1976	4.40E+04	0	0	0	0	3	1	0
Carregar as seções nos baskets	1976	1.12E+06	0	0	0	0	3	9	0
Elevar o carregamento	1976	1.12E+06	1	1	3	0	9	9	2.47E+07
Armazenar as seções no deck	2184	1.02E+06	1	3	9	0	0	9	2.13E+07
Movimentar embarcação para o porto	2184	1.02E+06	1	3	3	0	3	9	1.83E+07
CLASSE DE RISCO DOS AGENTES				**7.22E+06**	**1.56E+07**	**0**	**2.09E+07**	**3.75E+07**	**8.12E+07**
%				**8.88%**	**19.15%**	**0.00%**	**25.79%**	**46.19%**	**100%**

APÊNDICE E – ENTREVISTA SUBMETIDA AOS ESPECIALISTAS

I. Apresentação geral

Me chamo Icaro Barboza Boa Morte, sou Engenheiro Químico e mestrando em Engenharia de Processos Químicos e Bioquímicos pela Escola de Química da UFRJ. Este questionário, faz parte da metodologia analítica da minha dissertação de mestrado.

Não se preocupe! Pode parecer longo e entediante, porém o tempo médio total para a realização da leitura deste documento e realização do questionário não passa de 18 minutos. E a sua opinião sobre o assunto irá contribuir de forma vital para o desenvolvimento do meu trabalho.

A metodologia proposta é a aplicação da ferramenta multicritério AHP (Análise Hierárquica de Processos), onde o especialista (você), preferencialmente atuante no setor de óleo e gás, irá classificar por ordem de preferência as opções dadas para cada caso avaliado.

Finalmente, gostaria de agradecer pela sua disponibilidade em responder o questionário sobre o presente estudo de caso. Esse questionário tem como objetivo priorizar os riscos intrínsecos presente nos processos de descomissionamento de sistemas subsea, através da avaliação dos subcritérios do eixo temático de segurança e risco operacional.

Para iniciarmos o questionário, vamos primeiramente saber um pouco mais sobre você e sua experiência profissional. Ressalta-se que todas as informações recebidas sobre você ou sua vida profissional não serão publicados na dissertação, essas informações só são suplementares para que no momento que eu for analisar as respostas recebidas possa entender e interpretar da melhor maneira possível, evitando assim erros e falhas.

1. No campo abaixo, por favor informe seu nome
2. Qual é a sua empresa?
3. Formação Acadêmica:
    a. Graduação
    b. Especialização
    c. Mestrado
    d. Doutorado
    e. Nível Técnico
    f. Outro (Especifique)

4. Qual é a sua graduação?
5. É especialista em Engenharia de Segurança ou é técnico de segurança?
    a. Sim
    b. Não
6. Qual é a sua experiência no setor de óleo e gás?
    a. Nenhuma
    b. Menos que 5 anos
    c. Entre 5 a 10 anos
    d. Entre 10 a 15 anos
    e. Maior que 15 anos

II. Comparação entre subcritérios

Neste primeiro momento iremos avaliar a priorização dos subcritérios do critério de Segurança e Risco Operacional entre si, comparando-os quanto a sua relevância em relação um ao outro no que diz respeito as condições descritas no estudo de caso.

7. Considerando os subcritérios "**Exposição a Substâncias Perigosas**" e "**NORM**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. "Exposição a Substâncias Perigosas" é mais impactante que "NORM"
    b. "NORM" é mais impactante que "Exposição a Substâncias Perigosas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
8. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
9. Considerando os subcritérios "**Exposição a Substâncias Perigosas**" e "**Trabalho sob Condições Hiperbáricas**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. "Exposição a Substâncias Perigosas" é mais impactante que "Trabalho sob Condições Hiperbáricas"

b. “Trabalho sob Condições Hiperbáricas” é mais impactante que “Exposição a Substâncias Perigosas”
c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

10. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
11. Considerando os subcritérios “**Exposição a Substâncias Perigosas**” e “**Impactos para Outros Usuários do Mar**”, qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. “Exposição a Substâncias Perigosas” é mais impactante que “Impactos para Outros Usuários do Mar”
    b. “Impactos para Outros Usuários do Mar” é mais impactante que “Exposição a Substâncias Perigosas”
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
12. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
13. Considerando os subcritérios “**Exposição a Substâncias Perigosas**” e “**Acidentes**”, qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. “Exposição a Substâncias Perigosas” é mais impactante que “Acidentes”
    b. “Acidentes” é mais impactante que “Exposição a Substâncias Perigosas”
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
14. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)

c. 5 (fortemente impactante)
d. 7 (muito fortemente impactante)
e. 9 (extremamente impactante)

15. Considerando os subcritérios "**NORM**" e "**Trabalho sob Condições Hiperbáricas**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. "NORM" é mais impactante que "Trabalho sob Condições Hiperbáricas"
    b. "Trabalho sob Condições Hiperbáricas" é mais impactante que "NORM"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
16. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
17. Considerando os subcritérios "**NORM**" e "**Impactos para Outros Usuários do Mar**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. "NORM" é mais impactante que "Impactos para Outros Usuários do Mar"
    b. "Impactos para Outros Usuários do Mar" é mais impactante que "NORM"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
18. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
19. Considerando os subcritérios "**NORM**" e "**Acidentes**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. "NORM" é mais impactante que "Acidentes"
    b. "Acidentes" é mais impactante que "NORM"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
20. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:

a. 1 (igualmente impactante)
b. 3 (moderadamente impactante)
c. 5 (fortemente impactante)
d. 7 (muito fortemente impactante)
e. 9 (extremamente impactante)

21. Considerando os subcritérios "**Trabalho sob Condições Hiperbáricas**" e "**Impactos para Outros Usuários do Mar**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. "Trabalho sob Condições Hiperbáricas" é mais impactante que "Impactos para Outros Usuários do Mar"
    b. "Impactos para Outros Usuários do Mar" é mais impactante que "Trabalho sob Condições Hiperbáricas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
22. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
23. Considerando os subcritérios "**Trabalho sob Condições Hiperbáricas**" e "**Acidentes**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?
    a. "Trabalho sob Condições Hiperbáricas" é mais impactante que "Acidentes"
    b. "Acidentes" é mais impactante que "Trabalho sob Condições Hiperbáricas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
24. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
25. Considerando os subcritérios "**Impactos para Outros Usuários do Mar**" e "**Acidentes**", qual é o mais relevante para avaliar o estudo de caso?

a. “Impactos para Outros Usuários do Mar” é mais impactante que “Acidentes”
b. “Acidentes” é mais impactante que “Impactos para Outros Usuários do Mar”
c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

26. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)

III. Comparação entre alternativas para o subcritério “Exposição a Substâncias Perigosas”

Neste momento vamos avaliar qual cenário (Abandono sem Intervenção; Entrincheiramento/ Deposição de Rochas; Bobinamento Reverso e Corte e Içamento) é mais impactante em relação a cada subcritério.

27. Considerando os cenários “**Abandono sem Intervenção**” e “**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**”, em qual o impacto acima é maior?
    a. Em “Abandono sem Intervenção” é mais impactante que em “Entrincheiramento/Deposição de Rochas”
    b. Em “Entrincheiramento/Deposição de Rochas” é mais impactante que em “Abandono sem Intervenção”
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
28. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
29. Considerando os cenários “**Abandono sem Intervenção**” e “**Bobinamento Reverso**”, em qual o impacto acima é maior?

a. Em “Abandono sem Intervenção” é mais impactante que em “Bobinamento Reverso”
b. Em “Bobinamento Reverso” é mais impactante que em “Abandono sem Intervenção”
c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

30. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
31. Considerando os cenários “**Abandono sem Intervenção**” e “**Corte e Elevação**”, em qual o impacto acima é maior?
    a. Em “Abandono sem Intervenção” é mais impactante que em “Corte e Elevação”
    b. Em “Corte e Elevação” é mais impactante que em “Abandono sem Intervenção”
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
32. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
33. Considerando os cenários “**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**” e “**Bobinamento Reverso**”, em qual o impacto acima é maior?
    a. Em “Entrincheiramento/Deposição de Rochas” é mais impactante que em “Bobinamento Reverso”
    b. Em “Bobinamento Reverso” é mais impactante que em “Entrincheiramento/Deposição de Rochas”
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

34. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
35. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
36. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
37. Considerando os cenários "**Bobinamento Reverso**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
38. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)

IV. Comparação entre alternativas para o subcritério "NORM"

Neste momento vamos avaliar qual cenário (Abandono sem Intervenção; Entrincheiramento/Deposição de Rochas; Bobinamento Reverso e Corte e Içamento) é mais impactante em relação a cada subcritério.

39. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    b. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
40. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
41. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
42. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)

43. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
44. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
45. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
46. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
47. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"

c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

48. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
49. Considerando os cenários "**Bobinamento Reverso**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
50. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)

V. Comparação entre alternativas para o subcritério "Trabalho sob Condições Hiperbáricas"

Neste momento vamos avaliar qual cenário (Abandono sem Intervenção; Entrincheiramento/Deposição de Rochas; Bobinamento Reverso e Corte e Içamento) é mais impactante em relação a cada subcritério.

51. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    b. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

52. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
53. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
54. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
55. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
56. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)

e. 9 (extremamente impactante)

57. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
58. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
59. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
60. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
61. Considerando os cenários "**Bobinamento Reverso**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

62. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)

VI. Comparação entre alternativas para o subcritério "Impactos para Outros Usuários do Mar"

Neste momento vamos avaliar qual cenário (Abandono sem Intervenção; Entrincheiramento/Deposição de Rochas; Bobinamento Reverso e Corte e Içamento) é mais impactante em relação a cada subcritério.

63. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    b. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
64. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
65. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

66. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
67. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
68. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
69. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
70. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)

e. 9 (extremamente impactante)

71. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
72. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
73. Considerando os cenários "**Bobinamento Reverso**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
74. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)

VII. Comparação entre alternativas para o subcritério "Acidentes"

Neste momento vamos avaliar qual cenário (Abandono sem Intervenção; Entrincheiramento/Deposição de Rochas; Bobinamento Reverso e Corte e Içamento) é mais impactante em relação a cada subcritério.

75. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    b. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
76. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
77. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
78. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
79. Considerando os cenários "**Abandono sem Intervenção**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Abandono sem Intervenção" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Abandono sem Intervenção"

c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)

80. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
81. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Bobinamento Reverso**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    b. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
82. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)
83. Considerando os cenários "**Entrincheiramento/Deposição de Rochas**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Entrincheiramento/Deposição de Rochas"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
84. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)

d. 7 (muito fortemente impactante)
e. 9 (extremamente impactante)

85. Considerando os cenários "**Bobinamento Reverso**" e "**Corte e Elevação**", em qual o impacto acima é maior?
    a. Em "Bobinamento Reverso" é mais impactante que em "Corte e Elevação"
    b. Em "Corte e Elevação" é mais impactante que em "Bobinamento Reverso"
    c. São igualmente impactantes (responder 1 no item abaixo)
86. Considerando o item dominante acima, avalie o quanto é preferível com relação ao outro:
    a. 1 (igualmente impactante)
    b. 3 (moderadamente impactante)
    c. 5 (fortemente impactante)
    d. 7 (muito fortemente impactante)
    e. 9 (extremamente impactante)

VIII. Considerações Finais

Chegamos ao final deste questionário, e gostaria sinceramente de te agradecer por ter disponibilizado o seu tempo, não apenas para respondê-lo, mas por ter contribuído de forma significativa a minha pesquisa. Muito Obrigado!

Gostaria também de ressaltar que as informações como o seu nome e empresa que trabalha, não serão divulgadas de nenhuma maneira em qualquer documento.

Para finalizar, deixarei o espaço abaixo para caso você tenha alguma sugestão, crítica ou comentário para fazer, este espaço é seu.