



CADERNOS

FGV ENERGIA

JANEIRO 2021 | ANO 8 | Nº 11 | ISSN 2358-5277

DESCOMISSIONAMENTO *OFFSHORE* NO BRASIL

OPORTUNIDADES, DESAFIOS & SOLUÇÕES



**DIRETOR**

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

EQUIPE TÉCNICA*Organização*

Fernanda Delgado – FGV Energia

Raphael Moura - ANP

Mariana França - ANP

*Autores***ANP**

Karen Alves de Souza

Livia Cartolano da Silva

Luciene Ferreira Pedrosa

Ludmyla Carolina Mariano Barbosa

Nilce Olivier Costa

Tabita Yaling Cheng Loureiro

Tiago Machado de Souza Jacques

UFRJ - COPPE

Giselle Távora

Jean-David Caprace

Luisa Nogueira

Marcelo Igor Lourenço de Souza

PETROBRAS

Eduardo Nicolosi

Eduardo Stein

SHELL**EQUIPE SHELL***Coordenação*

George Oliva

ABESPETRO**FGV ENERGIA**

Fernanda Delgado

Gabriela Roman Michalowski (UDESC)

ESTALEIRO ATLANTICO SUL

Carlos Inácio

Nicole Mattar Haddad Terpins

Mauricio Almeida (SIGMA CONSULTORIA)

CNEN

Claudia Vaillant Alves Cunha

Flávia Schenato

Nerbe José Ruperti Júnior

ABPIP

Anabal Santos Jr

Clarissa Thomson (PETRORIO)

Mauro Destri (PERENCO)

Nathan Biddle (PREMIER OIL)

EQUIPE DE PRODUÇÃO*Coordenação Operacional*

Simone Corrêa Lecques de Magalhães

Execução

Thatiane Araciro

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha



ESCRITÓRIO

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

PRIMEIRO PRESIDENTE FUNDADOR

Luiz Simões Lopes

PRESIDENTE

Carlos Ivan Simonsen Leal

VICE-PRESIDENTES

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



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

DIRETOR

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

ASSESSORIA ESTRATÉGICA

Fernanda Delgado

SUPERINTENDÊNCIA COMERCIAL

Simone C. Lecques de Magalhães

SUPERINTENDÊNCIA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

Felipe Gonçalves

EQUIPE DE PESQUISA

Coordenação Geral

Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella

Coordenação de Pesquisa do Setor Elétrico

Luiz Roberto Bezerra

Coordenação de Pesquisa de O&G

Magda Chambriard

Pesquisadores

Acacio Barreto Neto

Adriana Ribeiro Gouvêa

Angélica dos Santos

Ana Costa Marques Machado

Flávia Porto

Gláucia Fernandes

João Teles

Kárys Prado

Marina de Abreu Azevedo

Melissa Prado

Paulo César Fernandes da Cunha

Rodrigo Lima

PRODUÇÃO

Coordenação

Simone C. Lecques de Magalhães

Execução

Thatiane Araciro

Diagramação

Bruno Masello e Carlos Quintanilha

Este caderno expressa a opiniões dos autores não representando necessariamente a opinião institucional da FGV, bem como das empresas participantes.

PetroRio

PetroRio

Sumário

1

INTRODUÇÃO

2

CONTEXTUALIZAÇÃO

3

AVALIAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE
DESCOMISSONAMENTO E A RESOLUÇÃO ANP 817/2020

4

ESTUDO DE CASO

5

ANALISANDO A CADEIA DE FORNECEDORES (1)

6

ANALISANDO A CADEIA DE FORNECEDORES (2)

7

MANUSEIO DE MATERIAIS RADIOATIVOS

8

A VISÃO DOS OPERADORES DE CAMPOS MADUROS

9

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apresentação

A FGV Energia, no âmbito das suas atividades de pesquisa, tem os **Cadernos FGV Energia** como uma de suas principais ferramentas de investigação dos entraves e oportunidades para segmentos específicos do setor energético. Este caderno apresenta um aprofundado diagnóstico sobre a atividade de descomissionamento no Brasil, por meio do levantamento das perspectivas de diferentes atores e tem por finalidade abordar oportunidades, desafios e soluções, assim como esclarecer a sociedade sobre as possibilidades que se descortinam com essa atividade no país.

Deste modo, o caderno **Descomissionamento Offshore no Brasil – Oportunidades, Desafios & Soluções** apresenta o resultado de pesquisas realizadas pela FGV Energia, em conjunto com a Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – ANP, e entidades relacionadas com esta empreitada no país, convidadas a contribuir para a discussão. São elas: a COPPE da UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, UFRJ, a Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo, ABESPETRO, a PETROBRAS, a SHELL, a Comissão Nacional de Energia Nuclear, CNEN, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo ABPIP e o Estaleiro Atlantico Sul, a Premier Oil, a Perenco e a PetroRio. Como todo trabalho resultante da contribuição de vários atores, esta coletânea contém imperfeições, sobreposições de assuntos e ideias, e até, algumas contradições. Convém ao leitor ler cada capítulo como se fosse um universo separado, guardando a individualidade do autor em epígrafe. Convém acrescentar também que cada capítulo, reflete o

posicionamento de seus autores de forma independente, e as informações contidas são de inteira responsabilidade destes.

De uma forma geral, esse trabalho busca:

- i. Criar um arcabouço estruturado sobre descomissionamento no Brasil no que concerne desafios, oportunidades e soluções;
- ii. Fornecer uma visão geral da escala e natureza do mercado de desativação nos próximos anos, destacando as oportunidades e desafios da cadeia de fornecimento de bens e serviços;
- iii. Sensibilizar os tomadores de decisão sobre a importância do conhecimento consolidado e organizado sobre normas, procedimentos e jurisdição sobre a matéria no país.

A FGV Energia entende que a disseminação do conhecimento e o planejamento de longo prazo são imperativos para o progresso Técnico-Científico, para os ganhos de competitividade e, por conseguinte, o desenvolvimento econômico e o bem-estar social. Nesse sentido, espera-se que esse estudo seja uma relevante contribuição não só para o desenvolvimento do setor petrolífero, mas também para o aprimoramento da Administração Pública e de suas ferramentas de estímulo à economia.

Esse é o nosso ofício.

Boa leitura.



1

CAPÍTULO

Fernanda Delgado – FGV Energia
Gabriela Roman Michalowski – UDESC

Introdução

Por descomissionamento de sistemas de produção *offshore*, entende-se a destinação segura das estruturas de exploração e produção de plataformas de petróleo após o término de sua fase produtiva. O descomissionamento de instalações inservíveis de petróleo e gás constitui dever relacionado ao final da vida útil de um campo e, conseqüentemente, de suas instalações de produção.

Isso ocorre quando o campo passa a ser antieconômico para o operador, fazendo-se necessária a desativação, descontaminação e remoção dos equipamentos cabíveis (RUIVO, MOROOKA, 2001). Assim, o procedimento de descomissionamento de plataformas de petróleo concretiza o desenvolvimento sustentável à luz dos princípios da equidade intergeracional, acesso equitativo aos recursos naturais, prevenção e função socioambiental da propriedade.

Na idealização de um projeto *offshore*, geralmente o ciclo de vida projetado para a produção é, em média, de 20 a 25 anos. Esse período

coincide com o da instalação responsável por essa produção. Após o fim do ciclo de vida das plataformas, elas podem ser descartadas, recuperadas ou passar por um processo de extensão de sua vida útil. Esse processo é uma tentativa de evitar a interrupção da produção de um campo.

Um total de 7053 estruturas foram instaladas no Golfo do México e 5048 estruturas foram descomissionadas até 2017, deixando um inventário ativo (ou “permanente”) de $7053 - 5048 = 2005$ estruturas por volta de 2017. Já no Mar do Norte, também

em 2016, havia 1.357 plataformas operando nessa área, sendo que, até o ano relatado, 157 já tinham sido descomissionadas. Estima-se que entre 2017 e 2025 outras 206 unidades sejam desativadas (OIL & GAS UK, 2017).

As previsões para essas regiões são elevadas muito em razão da idade média das instalações restantes. No Mar do Norte essa idade é superior a 20 anos, sendo 26 anos para as plataformas do Reino Unido e 24 anos para as plataformas norueguesas (ALMEIDA et al., 2017; p.11). O Brasil também se insere nesse cenário de sistemas de produção em campos maduros. Segundo a ANP (2021), em janeiro de 2021, 33% das unidades de produção *offshore* existentes estava em operação há mais de 25 anos e 20% das unidades de produção tinham entre 15 e 25 anos.

Em uma prévia da publicação World Energy Outlook de 2018, a *International Energy Association* (IEA) elaborou uma previsão média de projetos de descomissionamento na América do Sul e no mundo para as próximas décadas. As Américas Central e do Sul contam com sete projetos até 2030 e outros nove entre 2030-2040. Essa estimativa representa 6-7% da demanda global de descomissionamento.

Outro desafio recente e peculiar ao Brasil,

segundo a IEA (2019), consiste em que 34% dos sistemas de produção brasileiros encontram-se em águas profundas¹ e ultraprofundas, o que aumenta consideravelmente a dificuldade e o custo dessa atividade. Em comparação, no Mar do Norte, a maior parte da plataforma continental europeia tem profundidade de 90 metros. Já os projetos de descomissionamento do Golfo do México encontram-se em profundidades inferiores a 122 metros.

Apesar da crescente preocupação mundial com o descomissionamento e do crescimento observado da legislação em torno desse tema, em parte devido à pressão da opinião pública e dos movimentos ambientais, o correspondente marco regulatório, mesmo em países desenvolvidos, está longe de ser completo, homogêneo e satisfatório. Portanto, é amplo o debate sobre o desenvolvimento nacional sustentável em operações de descomissionamento de plataformas de petróleo.

A maioria dos regulamentos de descomissionamento, especialmente os do Reino Unido, Noruega e Estados Unidos, estabelecem multas e obstáculos para o acesso ao financiamento como punição para empresas que não seguem procedimentos seguros relativos ao abandono ou causam externalidades negativas aos locais explorados (MENDES et al., 2014).

1. De acordo com a ANP, águas rasas são áreas com lâmina d'água, em geral, inferior a 300 m e águas profundas são áreas com lâmina d'água, em geral, entre 300 m e 1.500 m.

TABELA 1: TIPOS DE PLATAFORMAS E CARACTERÍSTICAS

	Fixa	Auto-elevável (jack-up)	Semissubmersível	FPSO	TLWP
Como é	Estrutura rígida	Estrutura móvel com mecanismo de ascensão e descida das pernas	Estrutura flutuante, ancorada ou mantida estável através de um sistema de posicionamento dinâmico	Estrutura flutuante, ancorada ou mantida estável através de um sistema de posicionamento dinâmico	Estrutura flutuante, ancorada no fundo do mar
Lâmina d'água	Até 300 metros	Até 150 metros	Mais de 2000 metros	Mais de 2000 metros	Até 1500 metros
Atividade de perfuração/ produção	Sim/Sim	Sim/Não	Sim/Sim. Podem ser de um único tipo	Não/Sim	Sim (manutenção de poços)/ Sim
Vantagens	Instalação simples e controle de poços na superfície	Facilidade para mudar de localização e controle de poços na superfície	Especialmente projetada para movimentar-se pouco.	Competência de operação a longas distâncias da costa devido a capacidade de armazenamento	Controle de poços na superfície
Exemplos	Garoupa	P-59	P-51	Cidade Angra dos Reis	P-61

Fonte: PETROBRAS, 2018.

Há, de outro lado, algumas alternativas interessantes ao tradicional mecanismo regulatório de comando e controle, como regulações que sugerem a criação de fundos de contribuição compulsória para todas as empresas envolvidas em atividades de E&P, visando, por exemplo, cobrir casos de falência ou evitar que a assunção da atividade por novo concessionário implique a transferência de responsabilidade ao novo operador ou ao governo (PARENTE *et al.*, 2006). Isso seria mais eficiente e estimularia o desenvolvimento da atividade econômica.

Conforme é sabido, grande parte das instalações brasileiras de E&P situa-se *offshore*. A Tabela 1 apresenta essas estruturas *offshore* encontradas no Brasil, classificadas por estrutura, lâmina d'água em que são instaladas, atividades e vantagens oferecidas. De acordo com a Petrobras (2018) são seis os principais sistemas de exploração e/ou produção:

Além dos sistemas de produção denominados *topside*, existe ainda todo o sistema *subsea*, isto é, o conjunto de equipamentos localizados

no solo marinho ou ao longo da lâmina d'água, como *manifolds*, *templates*, *risers*, árvores de natal e cabos de ancoragem². Os oleodutos possibilitam a transferência de fluidos de produção entre plataformas ou unidades de processamento no mar e distribuição em terra. Além disso, podem ser utilizados para escoamento da água produzida nos poços (RUIVO e MOROOKA, 2001).

O sistema *subsea*³ também requer atividades de descomissionamento, muitas vezes mais complexas que a porção do *topside*⁴. Todavia, as opções de remoção e disposição de tubulações e cabos não têm regulamentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para a tomada de decisão.

Segundo Ruivo e Morooka (2001), as técnicas que podem ser utilizadas em descomissionamento de plataformas são a remoção completa (instalação reversa) com disposição em terra ou no fundo do oceano, remoção parcial, tombamento no local (primeiramente tem a remoção do *topside* e posteriormente o tombamento de toda estrutura) ou deixar a estrutura no local para utilização alternativa.

As unidades estacionárias de produção do tipo FPSO e semissubmersível apresentam fácil desmobilização por se tratar de unidades flutuantes móveis. Assim, suas principais dificul-

dades operacionais quanto ao descomissionamento são em relação aos sistemas submarinos.

No descomissionamento de sistemas *subsea*, as técnicas de remoção mais comuns são: por bobina reversa (no qual o duto é içado do fundo do mar, sendo enrolado ao carretel localizado na embarcação), por *S-lay* e *J-Lay* (no qual o duto é içado do fundo do mar, cortado em seções e armazenado), corte e elevação e abandono sem ou com intervenção (como deposição de rochas, entrincheiramento/enterramento de seções, remoção de seções dos dutos, módulos de *manifolds* e separadores).

Diferentemente da maioria das outras atividades produtivas, em projetos de E&P o período de investimento ocorre nos primeiros anos de implementação dele, seguidos imediatamente por anos de recuperação por meio de fluxos de caixa positivos. Todavia, os projetos de E&P *offshore* apresentam posteriormente um período adicional, e inevitável, de fluxo de caixa negativo, que se refere às despesas com o descomissionamento das unidades no final do ciclo de vida delas.

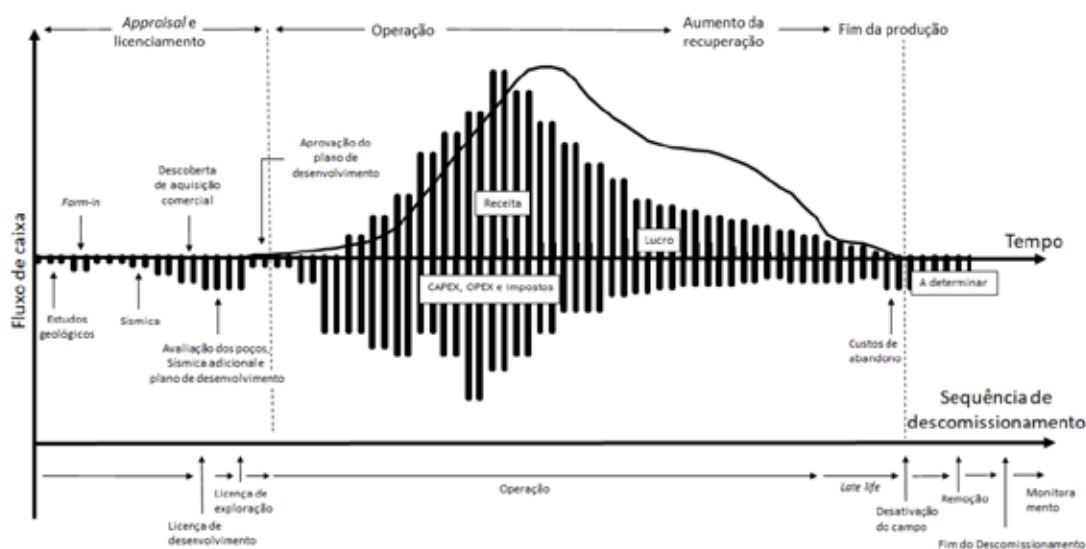
Vale mencionar que uma etapa anterior a do descomissionamento trata da tentativa de incremento da produção decadente através de técnicas de aumento do fator de recuperação dos campos. Essas técnicas permitem uma sobrevivência aos campos e um alento para o caixa da empresa.

2. Esses equipamentos são descritos no capítulo 3 deste trabalho.

3. Idem.

4. Idem.

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



Fonte: Adaptado de Suslick et al. (2009).

As despesas ocorrem precisamente quando as entradas de capital já não são positivas há algum tempo. Na Figura 2, observa-se que o fluxo de caixa de uma empresa começa negativo, devido à necessidade de implementação de estudos geológicos, aquisição de sísmica, *farm-in*⁵ e avaliação dos poços. Posteriormente, a entrada do CAPEX do projeto e os subsequentes OPEX e pagamentos de impostos alternam-se com as entradas relativas a receita gerada pelos ativos. Por fim, tem-se os custos de abandono e monitoramento do campo (SUSLICK et al., 2009). No segundo eixo horizontal da Figura 3.1 observam-se as atividades vinculadas ao descomissionamento sequenciadas ao longo do tempo. Dessa forma, a lógica das atividades pode ser corre-

lacionada com as etapas do projeto total, de forma que o ônus no fluxo de caixa já seja algo conhecido desde o começo do projeto. No caso brasileiro, os maiores entraves têm sido aqueles relacionados à questão econômica, especialmente na previsão dos custos relativos à atividade. Atualmente, esses prognósticos já foram incorporados aos novos modelos de contratação, mas estavam ausentes nos campos mais antigos, justamente aqueles cuja fase de descomissionamento se aproxima. A falta de previsibilidade na operação do descomissionamento leva a uma menor atratividade da atividade econômica de produção em campos maduros e, por conseguinte, a um menor crescimento econômico.

5. Eventualmente, quando uma empresa adquire áreas que pertenciam a outro operador, o processo de aquisição das mesmas é chamado de *farm-in*.

Soma-se a esse problema a questão ambiental, ligada majoritariamente às questões relativas ao desequilíbrio ambiental pela introdução de espécies estrangeiras que ameaçam as espécies nativas, como o coral-sol e o NORM⁶, e o fato de a questão física da produção estar concentrada em águas profundas. A esse respeito, merece ser mencionado que, embora a maioria das instalações que serão descomissionadas em curto prazo no Brasil seja em águas rasas, é necessário refletir sobre os próximos passos.

À luz dos princípios da prevenção e precaução, pode-se vir a experimentar uma possível falta de conhecimento técnico sobre descomissionamento, uma vez que a atividade é relativamente inédita aqui. Uma dúvida que permeia o mercado reside na falta de infraestrutura dos estaleiros brasileiros atenderem a essa demanda que tenciona se mostrar inconstante e relativamente pequena.

Existe ainda um grau de dificuldade de se determinar o momento certo para se iniciar a atividade e, portanto, para se definir que esta é a ação estratégica correta para a empresa de E&P naquele momento – pois há sempre, ao menos em tese, uma possibilidade latente de se buscar postergar a vida útil do campo. Nesse sentido, constata-se no país a ausência de uma clara metodologia disponível para se determinar o fim da vida útil das estruturas *offshore*.

A partir da experiência inglesa, existem grupos de estudo investigando os critérios e subcritérios pertinentes ao cenário de descomissionamento também no Brasil, e se nota uma tendência à adoção da análise multicritério. A utilização dessa metodologia permite que a avaliação para o descomissionamento se ajuste a diferentes contextos (como águas rasas ou profundas, distâncias maiores ou menores da costa, tipos de sistema de produção), uma vez que os critérios e os pesos podem ser ajustados a essas diferentes realidades.

Ademais, mostra-se fundamental que os reguladores garantam que a produção não gerará danos ambientais como resultado de autorizações de descomissionamento mal gerenciadas. Segundo Teixeira (2013), uma solução para essa questão passaria pela alteração nas Leis nº 9.478/97 e 12.351/10 para, entre outros elementos, incluir previsões expressas de descomissionamento, bem como pela publicação de uma resolução do CONAMA sobre o licenciamento dessa atividade.

Embora os riscos ambientais envolvidos sejam um problema típico em praticamente todos os países produtores de petróleo, dilemas interessantes surgem de uma análise de E&P *offshore* em economias emergentes, como o Brasil. O fato de que este país detém o recorde de operação em águas profundas, dificulta e encarece processos

6. NORM: Material Radioativo de Ocorrência Natural.

complexos de descomissionamento em razão da maior complexidade técnica. O Brasil possui mais de 122 instalações em produção *offshore* (ANP, 2018) em uma ampla faixa de profundidades, o que demanda o desenvolvimento de tecnologia e recursos humanos no planejamento do Estado como agente regulador da atividade econômica.

Merece reflexão a desativação e destinação segura de plataformas descomissionadas no Brasil. Quando houver a oportunidade de reutilização do *topside*, existe uma série de alternativas para o uso dessas estruturas. Elas podem, por exemplo, ser realocadas para outros campos de produção, geralmente após um completo serviço de extensão de vida, adaptação, revitalização e atualização. Há, ainda, a opção de se utilizar essas instalações para outros fins que não os relativos à produção de hidrocarbonetos, como a criação de recifes artificiais, geração de energia eólica *offshore* (COSTA, 2018) e uso para desenvolvimento de pesquisas e uso militar.

Observa-se, no Brasil, a ausência de uma normatização coordenada em rede e mais detalhada sobre essa complexa operação, em razão da pouca experiência de amplos projetos de descomissionamento, o que pode gerar insegurança jurídica aos agentes econômicos.

Além disso, verificou-se que campos mais antigos podem não ter sido acompanhados da estrutura-

ção de mecanismos financeiros que permitam o custeio do descomissionamento integral.

Valer-se de exemplo internacional, como as *Guidance Notes* elaboradas pelo DECC⁷ no Reino Unido, seria uma sugestão útil para os reguladores. Um documento desse tipo acelera o processo de verificação e esclarece as atribuições de cada um dos envolvidos e facilita a gestão do tema pelas operadoras, uma vez que elas podem se orientar e, assim, reduzir a insegurança jurídica e econômica sobre o processo. Além de tornar o processo mais simples, a adoção de um guia comum permite a criação de um banco de dados para as empresas e o governo, contribuindo para o aprendizado e uma maior experiência na tomada de decisão.

Outro aspecto que merece destaque é a verificação macroeconômica da inserção de uma indústria em torno da atividade no país, dado que a demanda para um horizonte considerável de tempo se mostra pequena. Os propagados impactos socioeconômicos decorrentes da mesma, tais como catalisação da indústria de estaleiros e geração de empregos, podem se revelar de pequena escala, sendo esses ainda setorizados pelas regiões onde a atividade é proeminente.

No planejamento de investimentos das petrolíferas que atuam no país está o investimento na

7. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760560/Decom_Guidance_Notes_November_2018.pdf



revitalização de campos maduros, com foco principal no aumento de seu fator de recuperação e na melhoria da eficiência do processo produtivo. Com esse elemento acontecendo via transferência de operação ou mesmo cessão de frações da mesma a operadores mais experientes na atividade de revitalização. Essa é uma medida que fomenta o mercado e deve ser estimulada, mas cujo sucesso depende de uma maior segurança jurídica em termos das responsabilidades do adquirente pelo descomissionamento quando este não foi contratualmente endereçado e não teve seus custos considerados ao longo da vida da produção do campo.

Dessa forma, investimentos direcionados ao esclarecimento e à melhoria do processo decisório contribuem para diminuir o ônus de se optar pelo descomissionamento em si. Para esse fim, a articulação entre os órgãos competentes (tais como IBAMA, ICMBio, ANP, Marinha) assim como com os órgãos fiscalizadores e supervisores (como Ministério Público e Tribunal de Contas da União) mostra-se fundamental a que se construa uma solução que seja capaz de levar o país a uma trajetória meritória no trato do tema do descomissionamento.

Nesse esteio, esta publicação visa contribuir para o debate nacional sobre o arrasamento dessas instalações e está dividida nos seguintes capítulos. Após esta introdução, no Capítulo 2 a ANP se dedica a contextualizar o tema, trazendo o novo instrumento regulatório para o debate. No Capítulo 3 a COPPE discorre

sobre a ferramenta de análise multicritério e sua funcionalidade no processo decisório. O Capítulo 4 brinda o leitor com os estudos de caso reais de empresas que já efetivaram operações de descomissionamento, Petrobras e Shell, trazendo importantes considerações sobre lições aprendidas, oportunidades e desafios para a cadeia de fornecimento nacional. Na sequência, a ABESPETRO revisa a capacidade da cadeia de fornecedores nacional, destacando suas potencialidades e gargalos para atender a este novo nicho de mercado. O Capítulo 6 o Estaleiro Atlântico Sul traz o caso real de como se preparam para atender a essa indústria e está pronto para as oportunidades do mercado nacional. Na sequência, a CNEN, fala sobre a legislação e a estrutura regulatória aplicável a rejeitos radioativos das atividades de descomissionamento. E finalmente, no último capítulo, a ABPIP, juntamente com seus consorciados Perenco, PetroRio e Premier Oil congregam a visão do pequeno operador independente, responsável por inúmeras operações de revitalização que vem acontecendo em campos de diversas bacias conseguindo estender a vida útil dos ativos e, assim, postergando as atividades de descomissionamento. Para esses atores, e para toda a indústria de uma forma geral, o descomissionamento é uma questão estratégica, visto que será fator crítico de sucesso na tomada de decisões da empresa e poderá criar vantagens competitivas para aquisição de uma nova oportunidade de investimentos no atual cenário do mercado brasileiro.

Investimentos direcionados ao esclarecimento e à melhoria do processo decisório contribuem para diminuir o ônus de se optar pelo descomissionamento em si. A articulação entre os órgãos competentes (tais como IBAMA, ICMBio, ANP, Marinha) assim como com os órgãos fiscalizadores e supervisores (como Ministério Público e Tribunal de Contas da União) mostra-se fundamental a que se construa uma solução que seja capaz de levar o país a uma trajetória meritória no trato do tema do descomissionamento.

2

CAPÍTULO

Karen Alves de Souza – ANP

Luciene Ferreira Pedrosa – ANP

Ludmyla Carolina Mariano Barbosa – ANP

Nilce Olivier Costa – ANP

Tabita Yaling Cheng Loureiro – ANP

Tiago Machado de Souza Jacques – ANP

Contextualização

2.1 NOVO INSTRUMENTO REGULATÓRIO SOBRE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES NO BRASIL

A recente Resolução ANP nº 817/2020⁸, publicada em abril de 2020, estabelece o Regulamento Técnico de Descomissionamento de Instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural no Brasil, além de disciplinar o descomissionamento na cessão de contratos, a inclusão de área terrestre sob contrato na fase de produção em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes na fase de exploração e a devolução de área na fase de produção.

Trata-se de um instrumento regulatório que visa fomentar o ambiente negocial do setor e se adequar aos padrões técnicos internacionalmente reconhecidos para o descomissionamento de instalações de exploração e produção, contribuindo assim para o desenvolvimento de atividades seguras, que considerem os aspectos ambientais, e ao mesmo tempo atraia um maior investimento para o País.

O descomissionamento é a última etapa do ciclo de vida de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural. É um projeto de engenharia, consolidado no Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) e constituído por um conjunto

8. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>.

de atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento de poços, à remoção de instalações, à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e à recuperação ambiental da área. A resolução citada, que estabelece os procedimentos para elaboração e avaliação dos projetos de descomissionamento, foi elaborada conjuntamente pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e Marinha do Brasil (MB) com o objetivo de englobar em um único instrumento as disposições para o descomissionamento de instalações, proporcionando maior segurança jurídica, simplificação regulatória e celeridade do processo. A elaboração conjunta da norma, uma resolução da ANP, permitiu a harmonização dos aspectos procedimentais na análise dos programas de descomissionamento de instalações pelas três instituições, no exercício de suas competências legais específicas.

À ANP cabe avaliar a conveniência do descomissionamento proposto, a situação dos reservatórios quanto à recuperação dos recursos e o escopo do projeto, isto é, o inventário das instalações que serão desativadas. A atribuição legal do IBAMA é garantir que as alternativas de descomissionamento propostas são as de menor impacto ambiental e que medidas de mitigação desse impacto estão contempladas no projeto. A Marinha do Brasil fiscaliza os aspectos navais para retirada segura das unidades flutuantes e o adequado mapeamento e sinalização de equipamentos porventura deixados no local e que, portanto, poderão interferir com outros usos do espaço marinho.

O novo instrumento regulatório também está focado na criação de um mercado de bens e serviços para a atividade que se inicia no País e, além disso, condiciona a execução das atividades, no que for pertinente, aos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas (ODS), estipulando que o contratado deverá dispor de um sistema de gestão de responsabilidade social e sustentabilidade aderente às melhorias práticas da indústria do petróleo. Isto reforça a importância do tema para a sociedade e para a indústria, fazendo com que seja inserido no planejamento estratégico de ambos os segmentos, contribuindo assim para que as empresas deixem um legado para a sociedade após a exploração e a produção de petróleo e gás natural.

A responsabilidade social vem se tornando, em muitos casos, um referencial de excelência no mundo dos negócios a partir da perspectiva de um desenvolvimento sustentável que resulte da harmonia entre as dimensões econômica, social e ambiental.

2.2 CENÁRIO GERAL DO DESCOMISSIONAMENTO NO BRASIL

Uma das prioridades da ANP é estender a vida útil dos campos produtores de petróleo e gás natural, tendo em vista que o fator de recuperação brasileiro, atualmente em 21%, é significativamente inferior à média global, de 35%. Sendo assim, é fundamental estimular o redesenvolvimento dos campos produtores e ampliar as reservas brasileiras, absorvendo a expertise de

empresas especializadas em maximizar a recuperação e fomentar toda esta cadeia de negócios, gerando investimentos locais, renda, arrecadação e empregos.

Com o objetivo de garantir a atração de investimento no setor de óleo e gás no Brasil, a ANP vem implementando a Oferta Permanente de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais, modalidade que consiste na oferta contínua das áreas. A cada inclusão de blocos e áreas em estudo, a ANP divulga aqueles que já obtiveram as diretrizes ambientais e que poderão ser ofertados. Para cada conjunto a ser incluído no edital, a ANP realiza uma audiência pública.

As oportunidades nessa modalidade de concessão estão nos blocos e áreas localizados em diferentes ambientes exploratórios, o que permite a participação de empresas de diferentes portes.

A atratividade na Oferta Permanente está na:

- Oferta contínua de blocos e áreas com acumulações marginais;
- Inscrição única, tendo taxa de participação com valor reduzido;
- Taxa de acesso ao pacote de dados técnicos opcional e por setor;
- Redução da garantia financeira para o Programa Exploratório Mínimo;
- Redução do bônus de assinatura para bacias maduras;
- Redução do patrimônio líquido mínimo para não operadores;
- Royalties distintos para áreas de novas fronteiras e bacias maduras.

Cabe ressaltar que o primeiro e segundo ciclo da Oferta Permanente foram considerados um sucesso, sendo que no primeiro ciclo foram arrematados 33 blocos distribuídos na bacia marítima de Sergipe-Alagoas, e nas bacias terrestres do Parnaíba, Potiguar e Recôncavo, totalizando uma área de 16.730,43 km². Já no segundo ciclo foram arrematados 17 blocos localizados nas bacias de Amazonas, Campos, Espírito Santo, Paraná, Potiguar e Tucano, totalizando uma área de 19.818,09 km². Ademais, foram arrematadas 13 áreas com acumulações marginais nos dois ciclos. Para mais informações sobre a Oferta Permanente, consulte a página: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente>.

Em 28 de dezembro de 2020 o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 10/2020, que institui o Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (PROMAR).

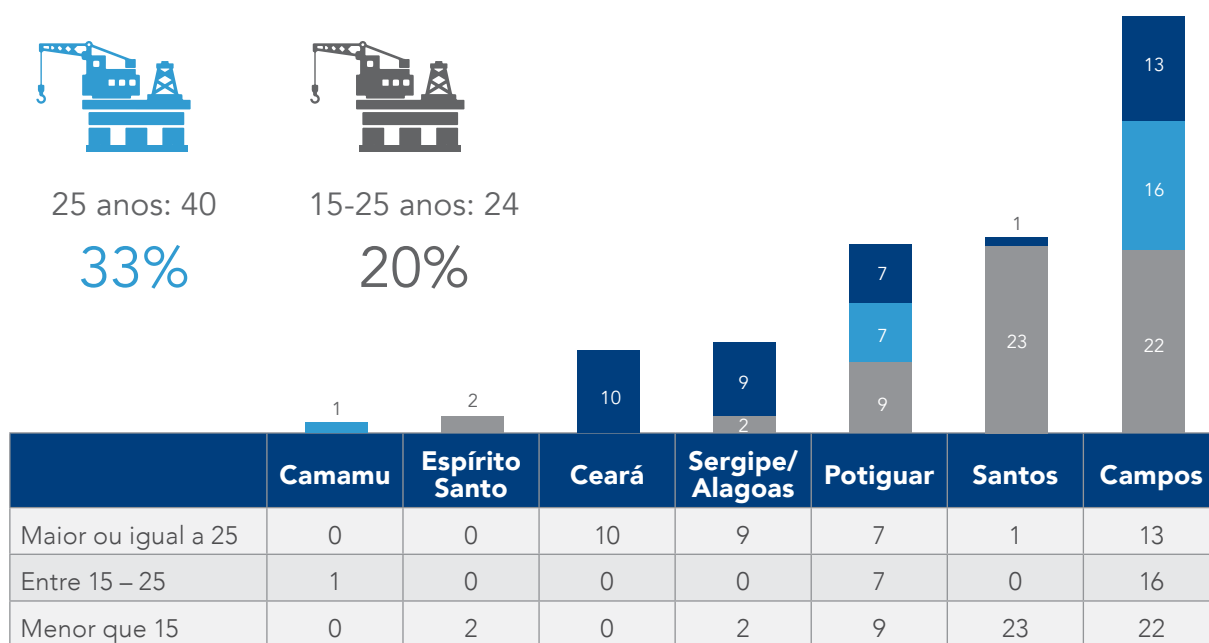
O programa tem como alvo a proposição de medidas para a criação de condições para a revitalização dos campos maduros de petróleo e gás natural localizados em mar, com o objetivo de extensão da sua vida útil, aumento do fator de recuperação, continuidade no pagamento das participações governamentais, geração de empregos e manutenção da indústria de bens e serviços locais. Além disso, irá propor medidas para a criação de melhores condições de aproveitamento econômico de acumulações de petróleo e gás natural em mar, consideradas como de economicidade marginal.

De janeiro de 2010 até hoje foram apresentados à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) 97 Planos de Avaliação de Descoberta em bacias marítimas. Destes, 73 já foram concluídos resultando em 28 Declarações de Comercialidade e 45 devoluções integrais de área, ou seja, mais de 60% das descobertas avaliadas foram consideradas não econômicas nas condições de contorno oferecidas pelo país. Com relação aos campos em produção, os mesmos fatores podem provocar o seu abandono prematuro, caso não haja mais condições de comercialidade, ou então projetos adicionais de desenvolvimento, como a perfuração de novos poços e instalação de novas unidades de produção.

A resolução CNPE ora publicada tem o potencial de permitir a identificação dos principais pontos de melhoria legal e regulatória, visando a atração de investimentos para estas oportunidades de menor expressividade, mas que, em conjunto, podem trazer importantes resultados em termos de aumento na produção, arrecadação de participações governamentais, movimentação na indústria de fornecedores de bens e serviços, emprego e renda.

Por outro lado, conforme demonstrado na figura 3, existem atualmente 40 plataformas com mais de 25 anos, representando 33% de todas as plataformas em operação no País, sendo a maioria na bacia de Campos (13), seguida pelas bacias de Ceará (10), Sergipe-Alagoas (9) e Potiguar (7).

FIGURA 3: IDADE DAS PLATAFORMAS BRASILEIRAS.



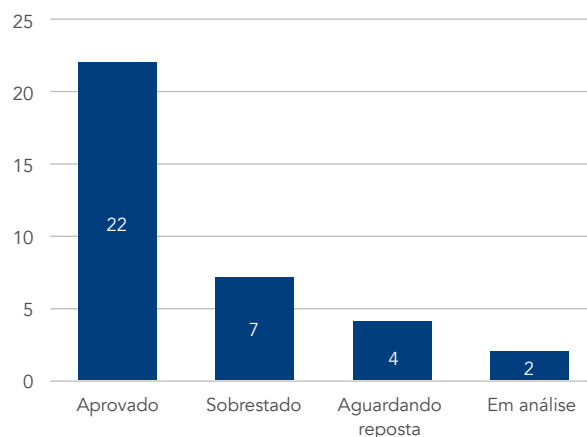
Fonte: ANP – DSO – janeiro de 2021.

Portanto, pode-se observar que no cenário brasileiro as plataformas e campos em fim de vida útil caminham para a fase de desativação, o que propiciará um novo nicho de negócio, o desmantelamento destas instalações, podendo a indústria siderúrgica reciclar e reutilizar os materiais destas instalações, adotando o modelo de economia circular.

A ANP dará publicidade aos Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs) apresentados à Agência pelos contratados, com antecedência de pelo menos cinco anos antes do encerramento da produção para os campos *offshore* e dois anos para os campos *onshore*. Espera-se que a maior previsibilidade possibilite o planejamento do mercado para a oferta dos serviços associados.

Conforme o Painel Dinâmico de Descomissionamento da ANP (<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/painel-dinamico-de-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>), existem 77 PDIs protocolados na ANP (Figura 2). Em relação ao ambiente *offshore*, 35 PDIs foram protocolados, estando desses 22 aprovados, 7 sobrestados (com a análise interrompida a espera de algum evento), 4 aguardando resposta e 2 em análise. Estes campos com PDIs *offshore* protocolados, situam-se nas bacias de Campos, Santos, Potiguar, Recôncavo, Camamu, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas. O painel é público e pode ser consultado a qualquer tempo, apresentando o status, em tempo real, do descomissionamento no Brasil.

FIGURA 4: PROGRAMA DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES *OFFSHORE*.



Fonte: ANP (Painel Dinâmico de Descomissionamento - Consultado em 09/11/2020).

Cabe ressaltar que 15 plataformas faziam parte do escopo destes 22 PDIs aprovados, sendo que destas, nove plataformas ainda serão descomissionadas, conforme tabela 2.

TABELA 2: PLATAFORMAS QUE AINDA NÃO FORAM DESCOMISSIONADAS.

PDI	Campo	Bacia	Principais Instalações
Cação	Cação	Espírito Santo	PCA-01, PCA-02, PCA-03
FPSO Piranema Spirit	Piranema	Sergipe-Alagoas	FPSO Piranema Spirit
P-15	Piraúna	Campos	P-15
P-07	Bicudo, Pampo e Enchova Oeste	Campos	P-07
P-12	Linguado, Badejo, Trilha, Bicudo e Enchova Oeste	Campos	P-12
P-32	Marlim	Campos	P-32
FPSO Fluminense (Conceitual)	Bijupirá e Salema	Campos	FPSO Fluminense

Fonte: ANP - Painel Dinâmico de Descomissionamento - Consultado em 09/11/2020


2.3 OPORTUNIDADES NO BRASIL

De acordo com informações apresentadas pelos operadores ao regulador, estima-se que, no período de 2020 a 2025, sejam entregues 51 PDIs, com previsão de descomissionamento de 31 plataformas fixas e 20 flutuantes, além de diversos equipamentos, números estes ainda

sujeitos às incertezas relacionadas à extensão de vida útil das instalações.

As figuras 5 e 6 apresentam as oportunidades relacionadas nos PDIs aprovados recentemente, cujas instalações deverão ser descomissionadas.

FIGURA 5: OPORTUNIDADES NOS PROGRAMA DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES OFFSHORE APROVADOS.



Instalação	PCA-01, PCA-02, PCA-03 LDA: 19 m Campo de Cação	FPSO Piranema Spirit LDA: 1.090 m Campo de Piranema	FPSO Fluminense LDA: 705 m Campos de Bijupirá e Salema
Peso da Plataforma	1.800 t	26.523 t	52.301 t
Poços	13	11	22
Dutos (Rígidos)	27 km	–	21 km
Dutos (Flexíveis)	–	75 km	43,4 km

Fonte: ANP (PDIs).

FIGURA 6: OPORTUNIDADES NOS PROGRAMAS DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES OFFSHORE APROVADOS.



Instalação	P-07 LDA: 200 m Campo de Bicudo	P-12 LDA: 100 m Campos de Linguado, Badejo e Trilha	P-15 LDA: 240 m Campo de Piraúna	P-32 LDA: 160 m Campo de Viola
Peso da Plataforma	10.240 t	11.801 t	13.155 t	137.086 t
Poços	47	41	28	–
Dutos (Rígidos)	12,6 km	–	9,5 km	2,9 km
Dutos (Flexíveis)	187,4 km	209,9 km	181,1 km	–

Fonte: ANP (PDIs).

Como disposto na tabela 3, há previsão de abandono e arrasamento de 694 poços de desenvolvimento e produção entre os anos de 2021 e 2025.

De acordo com o que se observa também no Painel Dinâmico de Descomissionamento, espera-se que entre 2021 e 2025, o investimento

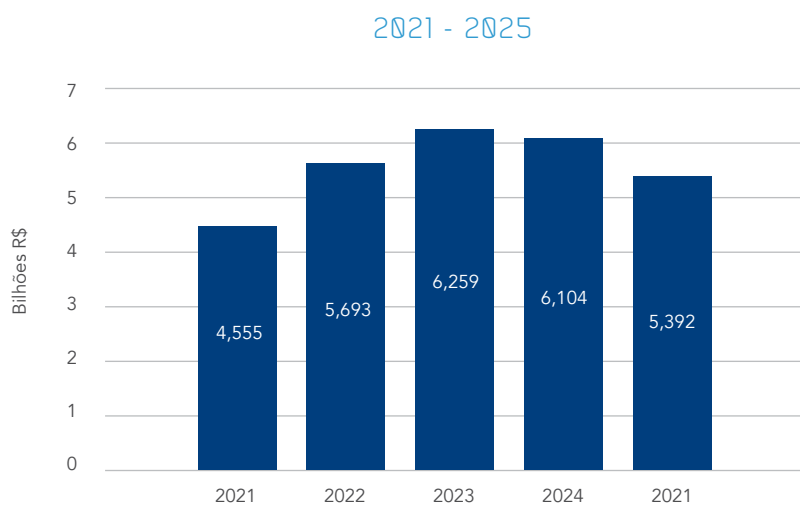
total em descomissionamento chegue a R\$ 28 bilhões (Figura 5). Conforme mostrado na tabela 3, R\$ 18,69 bilhões corresponderão à atividade de abandono e arrasamento de poços, R\$ 8,92 bilhões à retirada de equipamentos, R\$ 290,06 milhões de reais à recuperação de áreas e R\$ 106,93 milhões a outras atividades.

TABELA 3: PREVISÃO DE ABANDONO E ARRASAMENTO DE POÇOS (2021 –2025)

	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Quantidade	102	132	135	168	157	694

Fonte: ANP (SIGEP – Programa Anual de Trabalho [PAT 2021])

FIGURA 7: INVESTIMENTOS PREVISTOS PARA O DESCOMISSIONAMENTO.



Fonte: ANP-SIGEP-Programa Anual de Trabalho-PAT 2021.

TABELA 4: PREVISÃO DE INVESTIMENTOS PARA DESCOMISSIONAMENTO (2021-2025).

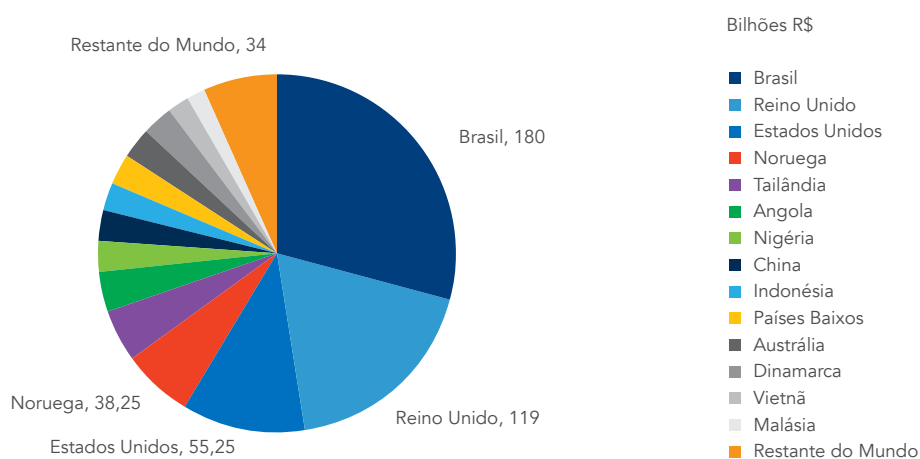
Atividade	Investimentos totais (em bilhões de reais)					
	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Arrasamento e abandono de Poços	2,87	3,29	3,70	4,82	4,00	18,69
Retirada de Equipamentos	1,64	2,29	2,49	1,18	1,31	8,92
Recuperação de áreas	0,03	0,03	0,06	0,09	0,08	0,29
Outros	0,01	0,08	0,01	0,00	0,00	0,10
Desativação do campo	4,55	5,69	6,26	6,10	5,39	28,00

Fonte: ANP (SIGEP – Programa Anual de Trabalho - PAT 2021)

Conforme figura 8, estima-se que o Brasil será um dos líderes do mundo em volume de investimento em descomissionamento (Figura 8). Esses números corroboram com os valores apresentados no PAT 2021, onde então se observa que

o investimento total em descomissionamento para o período pós 2025 poderá ultrapassar **180 bilhões de reais** (tabela 5), considerada a grande quantidade de instalações que serão descomissionadas nos próximos anos.

FIGURA 8: PREVISÃO DE INVESTIMENTO GLOBAL EM DESCOMISSIONAMENTO.



Fonte: adaptação das informações consultadas do oilandgasuk.co.uk/wp-content/uploads/2019/09/OGUK-Decommissioning-Call-for-Evidence-Response.pdf. Considerou-se taxa de câmbio de R\$ 5,00/US\$.

TABELA 5: PREVISÃO DE INVESTIMENTOS TOTAIS PARA DESCOMISSIONAMENTO (APÓS 2025).

Atividade	Investimentos Totais (em bilhões de Reais)
Arrasamento e Abandono de Poços	115,96
Retirada de Equipamentos	56,02
Recuperação de Áreas	6,82
Outros	0,93
TOTAL	179,73

Cabe informar que as informações do Painel Dinâmico de Descomissionamento são extraídas diretamente dos Programas Anuais de Trabalho e Orçamento (PATs), que são apresentados pelo contratado com o conjunto de atividades a serem realizadas no decorrer de um ano civil. Os quantitativos físicos, o cronograma previsto para o descomissionamento do campo e o total de investimentos são detalhados por etapa, como arrasamento e abandono de poços, retirada de equipamentos, recuperação de áreas, entre outros.

Muitas oportunidades serão geradas diante das informações disponibilizadas pelo órgão regulador brasileiro, principalmente quanto à previsibilidade de atividades como a remoção de estruturas e equipamentos, a reciclagem e o descarte de materiais e o abandono e arrasamento de poços, o que permitirá ao mercado de serviços se preparar para atender a essa nova demanda.

É uma oportunidade para o setor de serviços, que poderá ser complementada pelo desenvolvimento de facilidades para o desmonte

de unidades, reciclagem e aproveitamento de dutos, equipamentos e materiais.

Considerando ser o descomissionamento um tema estratégico para o país, o governo deverá fomentar toda a cadeia de inovações tecnológicas, pesquisa e desenvolvimento, bem como novas redes de *stakeholders*, o que poderá proporcionar uma diminuição dos custos associados aos projetos.

Além do mais, será uma grande oportunidade para colaborar com questões sociais, uma vez que há expectativa de que as empresas integrem os ODS aos seus negócios, incorporando-os aos seus sistemas, políticas e processos corporativos.

As ações socialmente responsáveis excedem o cumprimento da lei, contribuindo para a gestão das relações comunitárias e para o desenvolvimento sustentável e, conseqüentemente, impactando de forma positiva os negócios de uma empresa por meio de um melhor relacionamento com as partes envolvidas e valorização da imagem institucional.

2.4 DESAFIOS

Atualmente, o descomissionamento de instalações *offshore* pode ser considerado um grande desafio para a indústria de produção de petróleo e gás natural no Brasil, por se tratar de um tema complexo que envolve desafios legais (convergência entre os interesses do governo e da indústria), ambientais (incrustação de coral-sol e descarte de materiais radioativos de ocorrência natural - NORM) e econômicos (custos das atividades e garantias financeiras).

A necessidade da ampliação da capacitação técnica e do desenvolvimento da cadeia de serviços com soluções específicas para o descomissionamento são questões bastante relevantes.

O grande número de sistemas de produção que passarão por processos de descomissionamento, sejam eles parciais para adequação ao redensolvimento dos campos, com ou sem cessão de direitos, ou totais para término da produção, irá representar um grande desafio para a capacidade de análise do regulador. Ao mesmo tempo, caberá à mesma equipe a articulação com as demais autoridades competentes para adequação e fiscalização da execução das atividades.

Fora do âmbito de sua atribuição finalística, cabe ainda ao regulador setorial o incentivo à criação

do mercado de bens e serviços no País, de forma a maximizar o ganho social com a atividade, provendo informação qualificada aos interessados e às demais entidades da Administração.

Também é importante mencionar o compromisso com a elaboração de normativos que estabeleçam regras claras e transparentes que visem à extensão da vida útil, a maximização da produção e a inibição do descomissionamento prematuro, além da garantia de que a execução das atividades de descomissionamento seja feita de forma segura, minimizando os riscos às pessoas, ao meio ambiente e aos demais afetados.

Para o governo brasileiro, um grande desafio é gerar indicadores de impactos socioeconômicos positivos para o País, quanto à criação de empregos, à atratividade do negócio e à sustentabilidade ambiental e fazer com que as empresas comprometidas com o desenvolvimento sustentável possam melhor avaliar, medir e demonstrar às partes interessadas suas práticas de responsabilidade social.

Por fim, fomentar um ambiente regulatório previsível e sustentável para atrair novos investimentos e acelerar o desenvolvimento do país deve ser uma prioridade do Estado. Proporcionar ações estruturantes e de equilíbrio entre as questões de governança, sociais e econômicas será a chave para atrair novos negócios.

3

CAPÍTULO

Giselle Távora – COPPE

Jean-David Caprace – COPPE

Luisa Nogueira – COPPE

Marcelo Igor Lourenço de Souza – COPPE

Avaliação das Alternativas de Descomissionamento e a Resolução ANP 817/2020

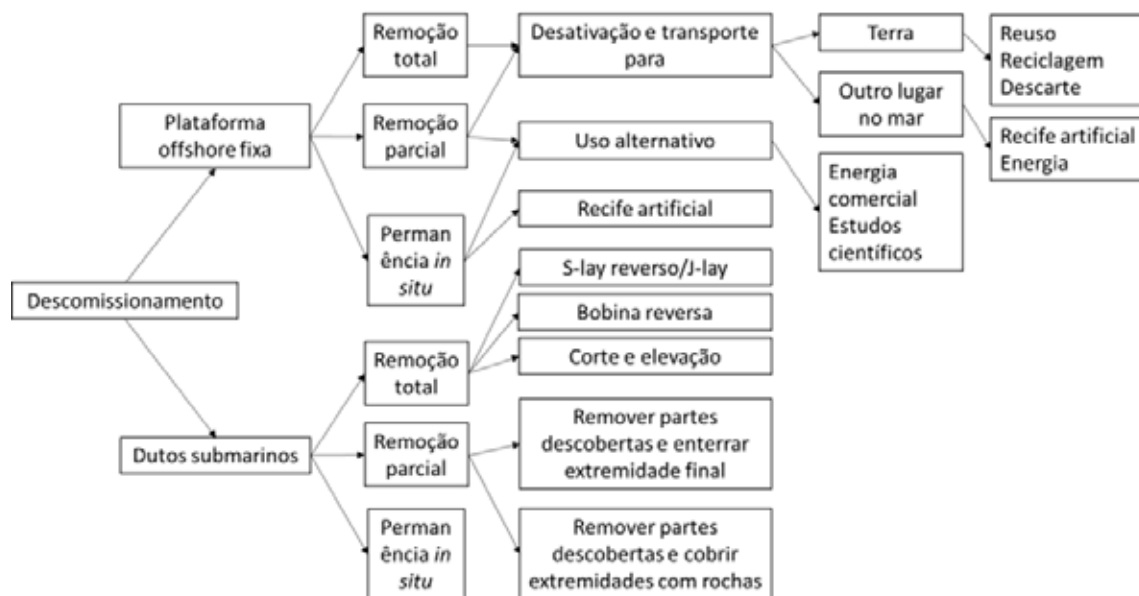
Quando falamos em descomissionamento, nos remetemos à desativação e posterior destinação de instalações, estruturas e equipamentos que serviram a um fim durante sua vida produtiva. No setor de O&G, o descomissionamento ganhou espaço conforme os campos de petróleo e conseqüentemente suas instalações de produção começaram a atingir o fim de sua vida produtiva.

Focando em sistemas de produção *offshore*, podemos mencionar três grandes grupos que serão objeto de processos de descomissionamento: poços, sistemas submarinos e unidades de produção. No caso dos sistemas submarinos, eles são compostos por dutos de exportação⁹, linhas de produção¹⁰, linhas de injeção¹¹

e equipamentos como *manifolds*¹², PLEMs¹³ e PLETs¹⁴. Existem diversas alternativas de descomissionamento aplicáveis, a depender da estrutura a ser descomissionada, conforme figura abaixo. De modo geral, essas alternativas seguem dois possíveis caminhos, remoção ou permanência *in situ*.

9. Dutos utilizados para exportação da produção de óleo e gás do campo para a costa.
10. Linhas flexíveis ou rígidas responsáveis pelo escoamento da produção de um campo.
11. Linhas flexíveis ou rígidas responsáveis pelo escoamento de fluidos de injeção em um campo.
12. Equipamento composto por tubulações ou válvulas projetado para controlar, distribuir e monitorar o fluxo de fluido, normalmente.
13. Equipamento responsável por receber dutos de produção e interligá-los a outros dutos, separando-os em rotas distintas.
14. Equipamento que possibilita a interligação submarina entre dutos rígidos e dutos flexíveis ou entre um duto e um equipamento submarino.

FIGURA 9 - ALTERNATIVAS DE DESCOMISSONAMENTO



Fonte: Adaptado de MARTINS et al, 2019

De acordo com a resolução ANP nº 817/2020, quaisquer instalações deverão ser removidas da área sob concessão sendo as alternativas de remoção parcial ou permanência *in situ* permitidas em caráter de exceção, uma vez atendidos os requisitos aplicáveis e devidamente justificadas. A tomada de decisão por alternativa diferente da remoção deve ser justificada e embasada em análise comparativa considerando minimamente cinco critérios: técnico, ambiental, social, segurança e econômico. Ainda de acordo com a resolução, os critérios mencionados devem avaliar os seguintes aspectos:

- **técnico:** avaliação da viabilidade e da complexidade técnica das alternativas considerando as características das instalações e as tecnologias existentes;

- **ambiental:** avaliação dos riscos e dos impactos ambientais das alternativas nos ambientes marinho, terrestre e atmosférico;
- **social:** avaliação dos impactos das alternativas às comunidades e aos demais usuários do mar e da perspectiva de variação dos postos de trabalho;
- **de segurança:** avaliação dos riscos das alternativas aos trabalhadores dos ambientes marítimo e terrestre, aos demais usuários do mar e a terceiros;
- **econômico:** estimativa dos custos dos projetos das alternativas.

Estes cinco critérios de avaliação são comumente utilizados pela indústria na tomada de decisão em projetos de descomissionamento, a exemplo de relatórios de programas submetidos para

campos do Mar do Norte. Cabe enfatizar que não basta a análise de um único critério em separado para justificar alternativas de remoção parcial ou permanência *in situ*. É preciso haver uma avaliação em conjunto, holística, para que indiquem a alternativa mais indicada para determinado cenário de descomissionamento. Neste contexto, a aplicação de uma metodologia de análise multicritério (MCDA) mostra-se como uma opção robusta para aplicação no processo de tomada de decisão.

3.1 ANÁLISE DE DECISÃO MULTICRITÉRIO - MCDA

Mas o que é a Análise de Decisão Multicritério? MCDA - *Multi Criteria Decision Analysis*, é uma subdisciplina da pesquisa operacional que avalia explicitamente vários critérios conflitantes na tomada de decisões. Ao comprar um carro, o custo, o conforto, a segurança e a economia de combustível podem ser alguns dos principais critérios que consideramos - é incomum que o carro mais barato seja o mais confortável e o mais seguro. Os critérios são conflitantes o que resulte em uma situação de trade-off.

O MCDA preocupa-se com a estruturação e solução de problemas de decisão e planejamento envolvendo vários critérios. O objetivo é apoiar os tomadores de decisão que enfrentam tais problemas. Normalmente, não existe uma solução ótima única para tais problemas e é necessário usar as preferências do tomador de decisão para diferenciar as soluções. Para solucionar esse problema, certas técnicas MCDA utilizam um conjunto de ferramentas objetivando fornecer uma ordenação geral de alternativas, da mais preferida à menos

indicada. A dificuldade do problema origina-se da presença de mais de um critério. Não existe mais uma solução ótima única para um problema de MCDA que pode ser obtido sem incorporar informações de preferência.

As técnicas MCDA foram desenvolvidas para fornecer alternativas de análise para problemas complexos, os quais são geralmente caracterizados por alguma combinação de objetivos monetários e não monetários. Em geral, divide-se o problema em partes gerenciáveis para permitir que dados e julgamentos sejam fornecidos de forma coerente aos tomadores de decisão.

A metodologia MCDA pode ser utilizada retrospectivamente, para avaliar itens para os quais os recursos já foram alocados, ou prospectivamente, para apoiar decisões futuras, como é o caso de sua aplicação em projetos de descomissionamento.

Muitos projetos no Mar do Norte adotam uma forma mais simples de análise, considerada por diversas agências reguladoras e pela ANP como um método apropriado para elencar as melhores opções de descomissionamento. A avaliação comparativa (AC) apresenta a vantagem de ser simples, por ser um método predominantemente qualitativo. Entretanto, no contexto brasileiro onde a complexidade dos arranjos de produção e as dimensões ambiental e social são de grande relevância, uma análise MCDA pode oferecer a rastreabilidade e profundidade de análise necessária ao bom entendimento entre tomadores de decisão.

Para descomissionamento, a aplicação do processo MCDA pode ser dividida nas seguintes fases:

FIGURA 10 - FASES DE APLICAÇÃO DO PROCESSO MCDA PARA DESCOMISSIONAMENTO.

FASE PRELIMINAR	Estudo da literatura e escolha do método multicritério
FASE 1	Estabelecendo o contexto de decisão
FASE 2	Identificando as alternativas para a decisão
FASE 3	Estabelecendo os critérios e objetivos para a decisão
FASE 4	Analisando o desempenho das alternativas para cada critério
FASE 5	Analisando os pesos dos critérios
FASE 6	Analisando os resultados
FASE 7	Analisando a sensibilidade dos resultados

Fonte: adaptado de BRANS, 2002.

O resultado da avaliação comparativa, no contexto do descomissionamento, deve demonstrar e justificar a existência de razões significativas para uma alternativa ser preferível à outras. Cabe ressaltar que os métodos de decisão multicritério não visam encontrar uma solução que seja uma verdade única e sim apoiar o processo decisório indicando a alternativa preferível.

Com estudo inicial da literatura disponível e conhecendo-se o contexto de decisão, é possível determinar qual abordagem MCDA será adotada, os objetivos iniciais que serão perseguidos e que direcionarão os seguintes estágios na formulação do processo de tomada de decisão.

O primeiro passo na fase de identificação das alternativas é excluir alternativas irrealistas da

análise, documentando-se devidamente os motivos de exclusão. Por exemplo, uma alternativa pode ser excluída por provocar impactos ambientais ou sociais muito elevados ou por impossibilidade técnica de execução. Ao final desta primeira análise, espera-se a geração de uma lista de alternativas de descomissionamento viáveis, que possam ser consideradas sem restrições.

As fases relacionadas ao estabelecimento dos critérios definem os atributos (critérios e subcritérios) que devem guiar o processo decisório. Critérios são os atributos segundo os quais se devem julgar cada alternativa viável. Por meio dos critérios e subcritérios, claramente descritos e definidos e com métricas apropriadas de avaliação, é possível avaliar uma alternativa frente a outra. Seguindo a resolução ANP nº 817/2020, uma análise MCDA

para um cenário de descomissionamento no Brasil deve minimamente avaliar os cinco critérios apresentados anteriormente e conter subcritérios que avaliem de forma mais detalhada os aspectos relevantes à cada critério.

Um projeto compartilhado de pesquisa (JIP) desenvolvido no Brasil pela DNV-GL¹⁵. O projeto contou com a participação de operadoras de petróleo e prestadores de serviços. Para o critério de segurança, o JIP aponta subcritérios relacionados aos trabalhadores no mar e em terra e ao público afetado pelas atividades de descomissionamento. No critério social, há subcritérios que buscam identificar impactos na geração de empregos e na pesca, entre outros impactos sociais. No critério ambiental, são apontados subcritérios relacionados a geração de resíduos, emissões de gases de efeito estufa, disseminação de espécies invasoras, entre outros. A viabilidade técnica e econômica de cada alternativa de descomissionamento também é considerada, em acordo com a experiência internacional e com a resolução ANP 817/2020.

Neste processo de definição dos subcritérios, é possível e desejável, a inclusão de partes interessadas visando garantir que pontos de vista diferentes sejam capturados, bem como o entendimento das partes interessadas do porquê determinados fatores que consideram importantes podem não ser significativos no contexto de uma decisão específica. No entanto, é importante que os subcrité-

rios sejam revisados caso a caso para garantir que se adequem à situação avaliada. Além disso, os subcritérios podem mudar ao longo do tempo à medida que o contexto da decisão evolui ou caso surjam novas alternativas viáveis de descomissionamento, por exemplo.

A experiência internacional mostra que a melhor forma de dirimir conflitos é utilizar o MCDA integrado em um processo de engajamento de partes interessadas, onde o processo de escuta deve ser implementado antes da conclusão do estudo. Essa é a forma mais apropriada de garantir que a alternativa selecionada reflita os anseios e expectativas da sociedade.

Uma etapa considerada crucial é a definição dos pesos dos critérios, pois ela irá considerar a percepção do tomador de decisão enquanto a contribuição de cada critério no resultado do MCDA. Estes pesos podem ser definidos de diversas formas: pesos igualmente distribuídos pelos critérios, pesos igualmente distribuídos pelos subcritérios, aplicação de métodos onde a percepção de especialistas e partes interessadas é considerada, aplicação do método AHP e outros. Essas diversas formas de distribuição de pesos devem ser incorporadas à avaliação MCDA demonstrando como a ordenação das alternativas é influenciada pelo peso atribuído a cada critério. Ao invés de fornecer ao tomador de decisões uma única alternativa, o método MCDA

15. DNV-GL, em conjunto com empresas do setor de óleo e gás, desenvolveu um *guideline* no âmbito de um JIP (*Joint Industry Project*) propondo uma metodologia de análise comparativa baseada nos cinco critérios: técnico, ambiental, social, segurança e econômico.

deve fornecer um panorama geral do desempenho das alternativas em função dos pesos e identificar quais aspectos da análise foram mais significativos. É com esse panorama que se espera apoiar a tomada de decisão.

A rastreabilidade, imparcialidade e credibilidade das informações usadas nos estudos de MCDA são pontos cruciais para garantir seu uso como ferramenta na busca de soluções amplamente aceitas. É com o objetivo de buscar esses aspectos que frequentemente observa-se a participação de grupos de revisão independente (GRIs) atuando juntamente com as empresas na realização dos estudos. O GRI tem por objetivo zelar pela completude e qualidade dos estudos realizados, sugerir diferentes alternativas ou realização de investigações adicionais, promover o engajamento de partes interessadas, entre outros.

Um exemplo de uso do MCDA no descomissionamento é o campo de produção de óleo *Osprey*, operado pela empresa *FairField Betula Limited*, localizado no Mar do Norte a uma lâmina d'água de 159 m e cuja produção cessou em 2015. Em seu programa de descomissionamento, um processo de análise comparativa foi utilizado para auxiliar na tomada de decisão a respeito da infraestrutura submarina. Para desenvolvimento dessa análise, as estruturas foram

agrupadas, por similaridade, em diferentes grupos. Todas as alternativas de descomissionamento possíveis foram identificadas, avaliadas, classificadas e selecionadas para levar adiante apenas as alternativas efetivamente viáveis para cada grupo. Três grupos passaram por todo o processo de avaliação: *bundles*, *risers* flexíveis e umbilicais, umbilicais entrincheirados e com deposição de rochas¹⁶. Para os outros grupos, a decisão foi tomada no estágio de identificação e triagem das alternativas onde considerou-se que não havia dúvidas, portanto, optando-se por não realizar uma análise completa e adotar a remoção total como alternativa escolhida.

Esse processo de análise multicritério utilizou os cinco critérios de avaliação já mencionados, ponderados para equilibrar e representar as visões das principais partes interessadas associadas.

Uma consultoria independente foi contratada para facilitar o processo de avaliação das alternativas. A equipe de avaliação foi composta por especialistas da própria operadora e especialistas da indústria, inclusive em regulamentação do setor de O&G. A avaliação foi realizada com base na técnica multicritério AHP (*Analytical Hierarchy Process*).

Para cada critério avaliado, a equipe analisou a importância relativa de cada alternativa em rela-

16. Bundles: conjunto de linhas de produção, injeção e controle isolados em uma única estrutura, minimizando a transferência de calor e evitando deposição de hidratos e parafina.

Risers flexíveis: trechos dinâmicos de linhas flexíveis (produção ou injeção) que conectam o leito marinho à UEP (unidade estacionária de produção).

Risers umbilicais: trechos dinâmicos de linhas de controle/injeção que conectam o leito marinho à UEP. Umbilicais entrincheirados e com deposição de rochas: linhas de controle/injeção instaladas em trincheiras no leito marinho ou recobertas por deposição de rochas.

ção às outras, tanto de forma quantitativa quanto qualitativa. Este julgamento permitiu ponderações numéricas a serem derivadas para os vários critérios concorrentes, se tratando de uma etapa padrão em MCDA. Depois que todas as alternativas foram avaliadas e comparadas, a classificação das alternativas foi concluída para permitir que a equipe de avaliação, incluindo as principais partes interessadas externas, pudessem selecionar a alternativa de descomissionamento preferida para cada agrupamento avaliado.

Podemos citar o exemplo do grupo composto por *risers* de dutos flexíveis e umbilicais de controle instalados em tubos-J. Duas alternativas foram incluídas na análise. Uma considerando a remoção total dos dutos e umbilicais e a segunda considerando a permanência *in-situ* dos trechos de *riser* instalados dentro do tubo-J. A decisão, após a análise, foi pela segunda alternativa, condicionada a uma reanálise quando do descomissionamento da plataforma¹⁷.

Dada a relevância do tema e o cenário de descomissionamento no Brasil para os próximos anos, existe uma vasta gama de estudos e projetos que podem ser desenvolvidos, tratando desde o aprimoramento de técnicas MCDA até análise logística, integridade estrutural, tecnologias para remoção segura de espécies invasoras, tecnologias de baixo custo para remoção de estruturas, recifes artificiais e oportunidades para reaproveitamento das estruturas, entre outras.

No que tange especificamente aos processos de tomada de decisão, a melhoria contínua de metodologias de aplicação de técnicas MCDA para suporte e embasamento de programas de descomissionamento futuros mostra-se como um campo promissor. Além disso, análises de resistência residual para verificação de integridade estrutural dada a grande incerteza associada às estruturas mais antigas é outra área onde há oportunidade de pesquisa e desenvolvimento.

Outra oportunidade pode ser encontrada na avaliação dos aspectos logísticos, uma vez que a cadeia de suprimentos tem importância significativa na análise das alternativas de descomissionamento, onde técnicas de inteligência artificial poderiam ser aplicadas.

Em relação aos aspectos ambientais, grandes desafios são encontrados como o impacto do NORM no ecossistema marinho e da dispersão de sedimentos nas operações de descomissionamento nos invertebrados marinhos e, portanto, pesquisas nessa área são relevantes para o setor.

Pode-se concluir que as oportunidades e os desafios são inúmeros evidenciando a importância de haver uma cooperação cada vez mais expressiva entre a indústria de O&G e a academia para que juntos possam desenvolver projetos resultando em inovação e avanços no que tange não só ao descomissionamento, mas ao desenvolvimento do setor como um todo.

17. Maiores informações e detalhamento deste estudo de caso podem ser encontrados no documento Osprey Field Subsea Infrastructure Comparative Assessment – disponível em <http://www.fairfield-energy.com/assets/documents/FFL-DUN-OSP-HSE-01-RPT-00001-Osprey-Field-Subsea-Infrastructure-Comparative-Assessment.pdf>.

4

CAPÍTULO

Eduardo Nicolosi – Petrobras

Eduardo Stein – Petrobras

Equipe Shell coordenada por **George Oliva** – Shell

Estudo de caso

4.1 EXPERIÊNCIA E DESAFIOS DA INDÚSTRIA BRASILEIRA

A quantidade de projetos de descomissionamento de sistemas *offshore* no cenário brasileiro é pequena quando comparada a outras regiões que se destacam pela produção *offshore*, como o Golfo do México e o Mar do Norte. Segundo informações que constam no Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da ANP, vários Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) associados a instalações marítimas já foram encaminhados à agência, sendo que 22 possuem o status de “aprovado”,

e parte destes já foram executados. Seguem alguns exemplos de plataformas no Brasil que já foram descomissionadas e alguns projetos em andamento:

- **Plataformas já retiradas da locação:** P-27, P-34, FPSO Brasil, FPSO Marlim Sul e FPSO Cidade de Rio das Ostras, todas associadas a projetos de descomissionamento da Petrobras;
- **Exemplos de projetos de descomissionamento em andamento:** P-07, P-12, P-15, P-32, e plataformas fixas de Cação (PCA-1, PCA-2 e PCA-3), da Petrobras, e FPSO Fluminense, da Shell Brasil.

18. <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>

FIGURA 11: PROJETOS DE DESCOMISSIONAMENTO EM ANDAMENTO NA BACIA DE CAMPOS



(P-07: LDA = 200 m; P-12: LDA = 100 m; P-15: LDA = 242 m; P-32: LDA = 160m).

Contudo, as particularidades da indústria de óleo e gás nacional, principalmente na Bacia de Campos, fazem com que os projetos de descomissionamento no Brasil apresentem vários desafios técnicos, como por exemplo: (i) grande variação de lâmina d'água (LDA) em que se encontram os sistemas submarinos, indo de águas rasas até ultra-profundas; (ii) uso extensivo de dutos flexíveis e umbilicais submarinos, cujos comprimentos totais podem ultrapassar 300 km em um único projeto; (iii) grande quantidade de poços submarinos; (iv) existência de sistemas de produção, especialmente as linhas e equipamentos submarinos, instalados há muitos anos, alguns ainda na década de 80; (v) infraestrutura logística local em fase de adaptação para a realização de operações de descomissionamento; (vi) pouca disponibilidade regional de

embarcações especializadas (ex.: *heavy lift support vessel*); (vi) grande variedade de cenários ambientais, incluindo áreas com presença de bancos de algas calcárias e corais de águas profundas; e (vii) ocorrência de coral-sol, espécie classificada como exótica invasora.

4.2 PRINCIPAIS FASES DE UM PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO

Devido à complexidade, diversidade de alternativas possíveis e necessidade de garantir o atendimento aos mais rigorosos padrões de segurança e de responsabilidade socioambiental, os projetos de descomissionamento são planejados a partir de uma avaliação de alternativas conceituais que

são detalhadas até a definição da melhor forma de execução, com base em avaliações ambientais, de risco, técnicas, econômicas, sociais e de logística, sendo sempre aprovados previamente pelos órgãos competentes antes do início das operações.

A avaliação conceitual tem como objetivo detalhar o escopo do projeto de descomissionamento, gerar um cronograma inicial, realizar o planejamento das etapas e fases seguintes, realizando inspeções para levantar as condições das estruturas e fazer a caracterização ambiental, analisando as diferentes alternativas de descomissionamento das instalações (ex.: destinações da plataforma e sistema submarino) considerando os aspectos técnicos, econômicos e socioambientais. Por fim, é definida a alternativa mais indicada para submissão do "Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) Conceitual" aos órgãos reguladores/licenciadores.

Nessa etapa de avaliação conceitual de alternativas de descomissionamento é comum se ter diferentes níveis de maturidade de informações e análises para planejamento e avaliação de alternativas de descomissionamento para cada uma das principais áreas do projeto: instalações de superfície, poços e sistema submarino. A implicação disto é que, para a mitigação de riscos e ganho de escala, o descomissionamento de plataformas, sistemas submarinos e poços possuem cronologias próprias específicas e, conseqüentemente, o ideal é que o escopo de projetos de descomissionamento seja dividido nessas três áreas, garantindo, obviamente, o correto tratamento das interfaces entre elas.

Para o detalhamento da alternativa selecionada, são realizadas as análises técnicas aprofundadas e gerados os procedimentos executivos, bem como elaboradas as análises de riscos e avaliação de impactos ambientais. Essa fase de detalhamento do projeto, na qual também se insere a geração do orçamento e cronograma executivos, culmina na apresentação do "PDI Executivo" aos órgãos.

Uma vez finalizada a etapa de planejamento, e com o processo de aprovação do PDI finalizado, o projeto segue para a execução, a qual envolve, para o caso de desativação de plataformas flutuantes: (i) a parada definitiva da produção; (ii) preparação do sistema de produção para o descomissionamento (ex.: limpeza dos dutos e equipamentos submarinos e condicionamento da planta de processamento); (iii) desancoragem e saída da plataforma da locação, para reaproveitamento em outro projeto, venda ou desmantelamento; (iv) descomissionamento dos poços; e (v) destinação final do sistema submarino (dutos e equipamentos).

Na etapa de execução do projeto de descomissionamento, os mais rigorosos padrões de segurança e de responsabilidade socioambiental são seguidos, incluindo a destinação adequada das instalações, resíduos e rejeitos, de acordo com as regulamentações aplicáveis. Ressalta-se que a capacidade da indústria local, notadamente para reciclagem das grandes estruturas, ainda está em desenvolvimento e pode não estar disponível ou não atender a todos os padrões da indústria.

Ao final da execução, tem início o plano de monitoramento pós-descomissionamento

(PMPD) e é analisada a performance de realização do projeto, bem como identificadas e registradas as lições aprendidas, as quais serão aplicadas em futuros projetos. O projeto se encerra com o encaminhamento do Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) aos órgãos reguladores/licenciadores.

4.3 DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS FLUTUANTES

Após anos de operação, quando não há mais viabilidade para continuidade da produção, os sistemas de produção são descomissionados. Os poços são devidamente desativados e tamponados para garantir o isolamento dos reservatórios e os dutos e equipamentos submarinos são adequadamente limpos, permitindo, dessa forma, a desconexão e destinação adequada das plataformas.

As plataformas flutuantes, principalmente FPSO's (*Floating Production Storage and Offloading*) e SS's (plataformas semissubmersíveis) no caso do cenário brasileiro, são instalações cuja etapa de saída da locação é pouco complexa, se comparada a plataformas fixas, uma vez que, por serem embarcações, são inerentemente desconectáveis e móveis. A própria filosofia de projeto destas unidades faz com que sua remoção e eventual reutilização sejam realizadas de forma simples, pois podem ser reconvertidas e adaptadas para produção em uma nova área.

Considerando que as operações de descomissionamento de plataformas flutuantes visam desconectar as unidades do restante do sistema de produção e removê-las da sua locação, as atividades de desativação podem ser divididas em quatro etapas: (i) realização de inspeções e avaliações técnicas; (ii) parada da produção e preparação da planta de processo; (iii) desconexão dos *risers* (após limpeza dos dutos) e das linhas de ancoragem; e (iv) destinação final, que consiste no reboque para uma nova locação (temporária ou definitiva).

Durante a primeira etapa são realizadas inspeções e avaliações para levantamento de informações necessárias à criação dos procedimentos de desativação e para obtenção de autorizações para o descomissionamento. Neste momento é que são avaliadas as condições de navegabilidade da unidade, realizadas as análises das condições de integridade e diagnosticado o estado operacional de equipamentos e sistemas que serão utilizados para limpeza, desconexão e reboque. De posse destas informações é possível elaborar um plano de parada, limpeza, preparação e desconexão da unidade. Nesta fase inicial também é importante realizar medições radiométricas para averiguar a presença de NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials*) na planta de processo e tanques, para que sejam planejadas a remoção e gerenciamento de rejeitos, conforme procedimentos operacionais já existentes e aplicados ao longo da fase de produção. Também é nessa primeira etapa em que se detecta a presença de espécies exóticas invasoras no casco das platafor-

mas, como por exemplo o coral-sol (*Tubastraea* spp.), importante fator para se definir a estratégia de destinação final das unidades.

Após a parada de produção, realiza-se a limpeza dos dutos submarinos que conectam os poços à plataforma, que consiste na execução de operações rotineiras na fase de produção e, portanto, que têm seus riscos bem mapeados e conhecidos. Em seguida são executadas as limpezas da planta de processo (drenagem, ventilação, purga e lavagem de vasos, equipamentos e linhas) e dos tanques de carga para enquadramento aos requisitos normativos, removendo hidrocarbonetos e outras substâncias (inclusive o NORM) e isolando os sistemas para impedir contaminação. Também é realizado o desembarque de produtos químicos (lubrificantes, inibidores de corrosão, desemulsificantes etc.).

Com os tanques e planta limpos, são realizados, se necessário, reforços e ajustes estruturais para a navegação da embarcação. Ainda antes da desconexão e em paralelo com as atividades de limpeza e parada, se necessário também se realiza a preparação de sistemas que ainda serão utilizados na sequência da desativação, como guinchos de *pull out* dos *risers*, guinchos de ancoragem e acessórios de reboque.

A fase de desconexão consiste, resumidamente, na realização das operações de *pull out* dos *risers* (dutos e umbilicais) e de desancoragem da unidade. Estas atividades requerem a programação de embarcações especializadas,

como PLSV's (*Pipe Laying Support Vessels*) e AHTS's (*Anchor Handling Tug Supply Vessels*), e, portanto, necessitam de planejamento antecipado. Antes da desconexão completa do sistema de ancoragem, algumas ações complementares podem ser requeridas, caso a unidade seja rebocada desabitada, como a instalação de acessos de emergência e luzes de sinalização marítima, as quais devem estar previstas no plano de descomissionamento da unidade. Todos os requisitos de segurança e integridade das plataformas são atendidos até o final do descomissionamento, garantindo a manutenção do certificado de classe da embarcação e a viabilidade de reutilização ou destinação a outros usos.

Por fim, a unidade será rebocada para seu destino, aqui no Brasil ou no exterior, para reaproveitamento em outro projeto, podendo requerer uma parada temporária em um estaleiro para a realização de atividades finais de limpeza e obras de adequação, ou para o desmantelamento em estaleiro. Para executar essas atividades, os estaleiros devem seguir estritamente todas as legislações e regulamentos, nacionais e internacionais, garantido total atendimento às boas práticas de segurança e sustentabilidade, ou seja, redução de impactos/riscos ambientais e com responsabilidade social. Destaca-se que a destinação da plataforma pode ser executada pelo próprio operador ou por terceiros, já que a venda da unidade, que é possível de ser realizada inclusive na própria locação, é uma alternativa que visa o melhor aproveitamento das embarcações, quando não há compatibilidade de reaproveitamento pelo proprietário inicial.

4.4 DESCOMISSIONAMENTO DE PLATAFORMAS FIXAS

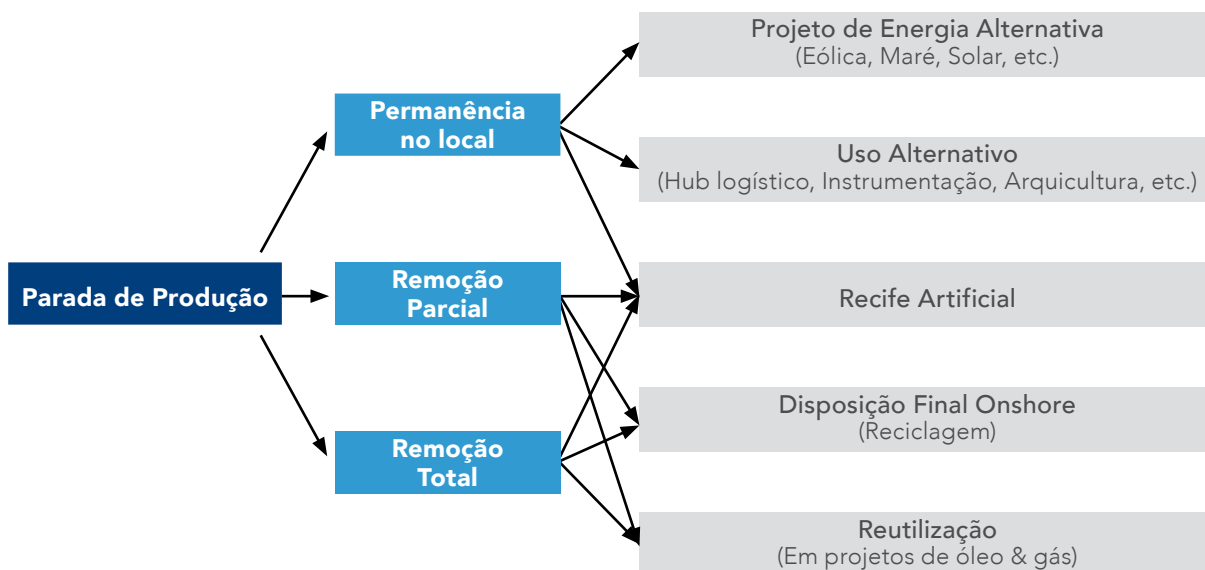
As plataformas fixas, especialmente as jaquetas, são o tipo mais comum de plataforma de produção *offshore* de óleo e gás no mundo. A maior parte destas estruturas é de pequeno a médio porte, muitas com massas inferior

res a 4000 toneladas, e estão localizadas em águas rasas. Porém, independentemente das dimensões e peso, o projeto de descomissionamento dessas estruturas apresenta uma quantidade maior de alternativas a serem avaliadas, especialmente quanto à destinação final, se comparado às plataformas flutuantes.

BOX 1

No Mar do Norte, a Shell utilizou uma tecnologia inovadora para descomissionar parte das plataformas Delta, Bravo e Alpha, no campo de Brent, em LDA de 140 m. Os *topsides* foram removidos com segurança e sucesso em uma única operação de içamento. Quando o descomissionamento foi realizado, em 2017, a remoção do topside de Delta Brent foi considerada a maior operação de içamento single lift do mundo: 24.200 toneladas. Destaca-se que mais de 97% dos *topsides* de Delta e Bravo foram reciclados.

FIGURA 12: SUGESTÃO DE FIGURA PARA REPRESENTAR AS ALTERNATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO DE JAQUETAS MUNDIALMENTE ANALISADAS/CONSIDERADAS.



A estrutura analítica de projeto (EAP) para o descomissionamento de uma plataforma fixa também é bastante diferente daquela empregada em uma unidade flutuante, principalmente em virtude da existência de poços de completação seca, os quais não permitem a desvinculação total entre as atividades de descomissionamento dos poços e de desativação/destinação da plataforma. Neste caso, os escopos podem ser gerenciados de forma separada, mas as operações de descomissionamento dos poços precederão a sequência de atividades de destinação final da plataforma.

Usualmente, os projetos de descomissionamento de plataformas fixas podem ser segmentados, de forma simplificada, nas seguintes categorias/etapas, sendo que várias delas também estão presentes no descomissionamento de plataformas flutuantes: (i) gerenciamento do projeto, com a elaboração do plano de descomissionamento, obtenção de licenças e engajamento de partes interessadas; (ii) descomissionamento dos poços de completação seca e, caso existam, também dos poços de completação molhada; (iii) "making safe", que consiste na remoção de hidrocarbonetos e materiais perigosos; (iv) etapa de preparação, que envolve, por exemplo, a instalação de reforços estruturais, remoção de equipamentos e a divisão de módulos; (v) remoção do topside e subestruturas, que normalmente demanda o emprego de embar-

cações especiais (*heavy lift*); (vi) disposição final do topside e subestruturas; e por fim, (vii) monitoramento ambiental da área. Destaca-se que há múltiplas opções para as etapas (v) e (vi), para as quais o emprego de metodologias multicritério de avaliação comparativa tem sido utilizado mundialmente para auxiliar na tomada de decisão quanto às melhores alternativas a serem adotadas, as quais variarão para cada projeto.

Um "modelo de contratação" (e de gerenciamento de projeto) muito comum no descomissionamento de plataformas fixas é o EPRD (Engenharia, Preparação, Remoção e Disposição). Neste caso, o operador conta com o apoio de empresa(s) especializada(s) e com experiência na área de descomissionamento para, por exemplo: (i) realizar o planejamento das atividades; (ii) elaborar os estudos e avaliações de alternativas de destinação final; (iii) elaborar os projetos de engenharia e procedimentos executivos; (iv) executar a fase de preparação, incluindo todas as atividades necessárias para tornar a plataforma pronta para o descomissionamento; (v) realizar as tarefas de remoção, incluindo o corte dos condutores e elementos estruturais, bem como a remoção dos decks e da jaqueta; (vi) transporte para base/estaleiro na costa; e por fim, (vii) a destinação adequada dos resíduos, buscando maximizar o reaproveitamento e reciclagem.

4.5 DESCOMISSIONAMENTO DE POÇOS

As operações de descomissionamento de poços, comumente referenciadas na indústria pelo termo técnico “abandono de poços”, referem-se às atividades de desativação e tamponamento permanente que garantem a segurança dos poços, bloqueando fluxo de fluidos dos reservatórios. Usualmente, essas operações costumam se concentrar no final da vida econômica de um campo, mas também podem ocorrer ao longo da sua vida produtiva, por questões estratégicas do operador ou como solução para corrigir falhas nos poços. Sabendo que todo poço de petróleo precisará ser desativado e tamponado em algum momento, espera-se um aumento gradativo do número de descomissionamentos de poços no Brasil nos próximos anos.

Trata-se de uma atividade corriqueira e com amplo conhecimento pela indústria, mas que ainda apresenta potencial para grandes evoluções técnicas para ganho na realização das operações em larga escala e no desenvolvimento de novas tecnologias. Nesse sentido, tem se reforçado o investimento em pesquisa e desenvolvimento (P&D) nessa área, buscando continuamente reduzir riscos operacionais / ambientais e custos das atividades. São exemplos de tecnologias com grande potencial: descomissionamento de poços sem o uso de BOP (*Blowout Preventer*) de Perfuração e utilização de “embarcações de intervenção leve” (*Light Well Intervention Vessel* – LWIV) para a desativação temporária que precede a operação de cimentação (abandono permanente) ou para o descomissionamento por

completo se este for do tipo *through tubing*.

O abandono *through tubing* é realizado sem a remoção integral da coluna, permitindo que a operação de cimentação seja realizada com o poço ainda equipado. Nesse cenário, a operação se torna de 20% a 50% mais rápida e, adicionalmente, exclui etapas que podem adicionar riscos e escopos inesperados à operação como um todo. A utilização desse método de abandono pode aumentar através do desenvolvimento de um amplo leque de soluções técnicas combinadas, incluindo o uso de embarcações dedicadas, de ferramentas especiais e de métodos alternativos de verificação dos elementos que formam o conjunto solidário de barreiras (CSB) do poço.

A redução na duração das operações de descomissionamento de poços também tem sido alcançada por meio de formas alternativas de gestão da carteira de abandono, com uma visão integrada do portfólio na qual as operações ocorrem por *clusters*, agrupando poços próximos e com características semelhantes, de forma a otimizar a logística. Adicionalmente, a otimização também pode ocorrer através do emprego de modelos específicos de contratação de serviços e da aplicação de embarcações / recursos customizados para o descomissionamento.

4.6 DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMAS SUBMARINOS

O projeto de descomissionamento de um sistema submarino inicia-se pela etapa de compilação dos

dados do inventário, que consiste na análise de todas as informações técnicas dos componentes que serão descomissionados (dutos, umbilicais e equipamentos) e das características ambientais da região onde se encontra o sistema submarino. Essa etapa envolve, por exemplo: (i) avaliação das características dos componentes; (ii) levantamento do histórico operacional e de integridade; (iii) caracterização geológica/geomorfológica da região; (iv) realização de inspeções específicas, quando necessárias, para identificação da situação das estruturas (ex.: presença de cruzamentos e existência de trechos enterrados) e caracterização ambiental; (v) identificação de recursos logísticos viáveis (ex.: embarcações e bases); e (vi) mapeamento de áreas de pesca e de proteção ambiental na região.

A elaboração do inventário do sistema submarino é essencial para identificar e avaliar as alternativas de descomissionamento de linhas e equipamentos submarinos, analisando não apenas a questão da destinação final das estruturas (remoção total/parcial ou permanência definitiva *in situ*), mas também as possibilidades de executar as operações de diferentes formas. Para auxiliar nisso, a indústria *offshore* mundial tem utilizado metodologias multicritério, as quais devem considerar os aspectos ambientais, sociais, técnicos, de segurança, econômicos e de sustentabilidade.

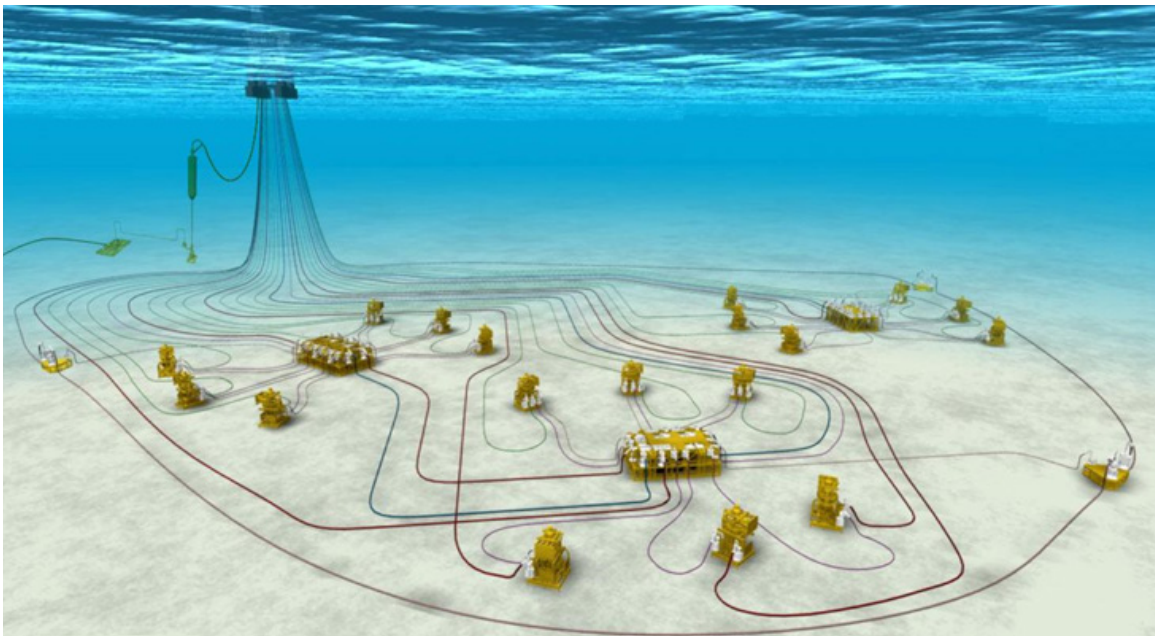
Em relação ao *pull out* dos *risers*, as seguintes alternativas devem ser avaliadas: (i) recolhimento imediato do riser e do trecho *flowline* (recolhi-

mento integral da linha, por exemplo, para reaproveitamento); (ii) recolhimento imediato do riser e permanência do trecho *flowline* no leito marinho (recolhimento parcial da linha); (iii) deposição do riser no leito marinho, o qual pode ser temporário ou definitivo. A opção mais indicada pode ser diferente para cada linha conectada à plataforma e deverá ser definida, passando pela análise e aprovação dos órgãos reguladores/licenciadores, considerando fatores como, por exemplo: (i) o recurso disponível/empregado (ex.: PLSV ou AHTS); (ii) a faciologia de fundo (ex.: existência / ausência de rota de deposição do riser sem interferência com ambiente sensível, como bancos de corais); (iii) os aspectos técnicos (ex.: presença de cruzamentos na região do touchdown point (TDP) e/ou zona de tensão do riser); e (iv) a presença de coral-sol no riser, considerando que a deposição no leito marinho pode ser uma forma de promover a morte das colônias desta espécie, devido à baixa temperatura próxima ao fundo.

Estudos realizados por Batista et al. (2017)¹⁹ indicam que o coral-sol (*Tubastrea coccínea*) não sobrevive a temperaturas inferiores a 12,5°C, morrendo em até 48h nessa condição. A morte de colônias de coral-sol já foi comprovada em inspeções de linhas submarinas (*risers*), em que a espécie estava incrustada, as quais foram temporariamente depositadas no leito marinho, em região de baixa temperatura.

19. Batista, D.; Gonçalves, J. E. A.; Messano, H. F.; Altwater, L.; Candella, R.; Elias, L. M. C.; Messano, L. V. R.; Apolinário, M.; Coutinho, R. Distribution of the invasive Orange cup coral *Tubastrea coccínea* Lesson, 1982 in the upwelling area in the South Atlantic Ocean fifteen years after its first record. *Aquatic Invasions* (2017). Volume 12, Issue 1: 23-32.

FIGURA 13: EXEMPLO DE SISTEMA SUBMARINO DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS COMPOSTO POR LINHAS (DUTOS E UMBILICAIS / TRECHOS RISER E *FLOWLINE*) E EQUIPAMENTOS SUBMARINOS (MANIFOLDS E ÁRVORES DE NATAL MOLHADAS).



Por fim, a última etapa do descomissionamento de sistemas submarinos é a execução das operações, posteriormente à limpeza adequada dos dutos. Esse momento de execução deve considerar fatores como: (i) sinergia com outros projetos; (ii) interferências com instalações em produção (ex.: cruzamento entre linhas a serem descomissionadas e linhas interligadas a plataformas em operação); (iii) capacidade da infraestrutura logística; (iv) possibilidade de reutilização de componentes em outros projetos, caso esses tenham características, integridade estrutural e vida útil remanescente compatíveis com a nova aplicação.

A prática mundial aponta para a execução das atividades de descomissionamento de sistemas submarinos em períodos que comumente ultrapassam cinco anos e que a saída da plataforma da locação ocorre antes das operações de destinação

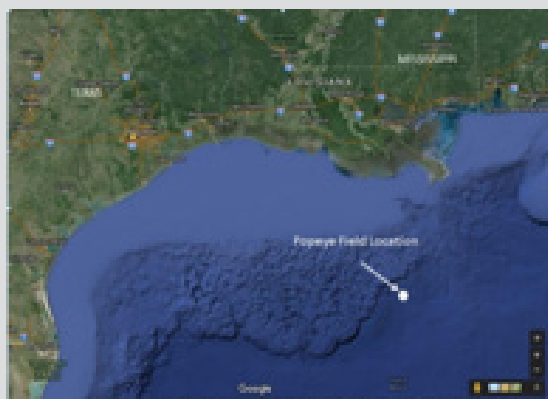
final das linhas e equipamentos submarinos, motivada por aspectos de segurança, de otimização logística e redução de custos, sem a geração de impactos ambientais adicionais decorrentes dessa separação de escopo.

4.7 EXEMPLOS DE PROJETOS DE DESCOMISSIONAMENTO

Para ilustrar os pontos descritos nos itens anteriores e indicar melhores práticas e lições aprendidas, cinco projetos de descomissionamento, no exterior e no Brasil, são apresentados nas próximas páginas: (1) Campo de Popeye, (2) Campo de *Curlew*, (3) Campo de Cação, (4) Campo de Piranema e (5) trecho rígido do gasoduto de exportação do FPSO Cidade do Rio de Janeiro

Descomissionamento *In Situ*: Popeye (Golfo do México)

Operador	Shell <i>Offshore</i> Inc.
Profundidade	620 metros
Escopo	Sistema submarino, incluindo os seguintes equipamentos: 01 Manifold 02 UTA (Umbilical Termination Assembly) 04 PLETS (Pipeline End Terminations) 04 Árvores de Natal



Descrição do Campo

O Campo de Popeye está localizado no bloco Green Canyon 116, Golfo do México (GOM) a cerca de 225 km da costa de Nova Orleans, Louisiana (EUA).

Em maio de 2015, a Shell *Offshore*, operadora do campo, submeteu ao BSEE (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement*), agência reguladora da região do Golfo do México, a solicitação para o descomissionamento do Campo de Popeye sem remoção da infraestrutura associada ao sistema submarino. A agência reguladora aprovou a permanência definitiva *in situ* de *flowlines* e umbilicais, porém requereu da Shell informações adicionais para justificar a não remoção do restante das estruturas (PLETs, *manifolds* e outros equipamentos). Especificamente, o regulador solicitou que a Shell apresentasse uma avaliação do risco da remoção desses equipamentos *versus* o descomissionamento *in situ*.

Execução do Descomissionamento

Em resposta à solicitação do BSEE, o time da Shell elaborou uma Análise Comparativa - CA (*Comparative Assessment*) das duas alternativas de descomissionamento do sistema submarino – remoção total e permanência *in situ*, baseada em três critérios principais: segurança, meio ambiente e uso futuro da área.

A CA identificou que a remoção dos equipamentos envolveria diversas atividades como (i) o içamento das estruturas instaladas no fundo do mar, (ii) a navegação e operação simultânea de embarcações no campo, (iii) o transporte por helicóptero da força de trabalho entre a base em terra e a locação e (iv) o transporte terrestre e destinação final adequada dos equipamentos de grande porte, que poderiam resultar em centenas de horas de exposição dos trabalhadores ao risco de acidentes.

Como parte da análise, a pegada de carbono das operações de remoção total dos equipamentos foi modelada. Os estudos apontaram que a retirada dos equipamentos demandaria a queima de mais de 378 m³ de diesel, resultando em relevante emissão de poluentes atmosféricos (valores em ton/ano: 0,5 SO_x; 29,1 NO_x; 0,9 VOC; 6,3 CO). As estimativas de emissões foram consideradas conservadoras, já que não foram incluídas as emissões e queimas derivadas do transporte da força de trabalho ou do transporte terrestre dos equipamentos até o local de destinação final. Ainda, durante as inspeções visuais com ROV (*Remotely Operated Vehicle*), registrou-se um ecossistema marinho bem desenvolvido, associado aos equipamentos, que inclui invertebrados, peixes e o icônico coral de águas profundas *Lophelia pertusa*. A CA enfatizou a dupla oportunidade, com a não remoção dos equipamentos, de manter intacto esse ecossistema e desenvolver pesquisas sobre como os equipamentos submarinos poderiam contribuir para enriquecer a biodiversidade marinha local.

Com relação ao uso futuro da área pela comunidade pesqueira, os estudos e levantamentos realizados demonstraram que a área do Campo de Popeye não era usada pela frota pesqueira local, essencialmente camaroneira e concentrada a norte e a leste do campo. Com isso, a Análise Comparativa demonstrou que a opção descomissionamento *in situ* dos equipamentos após limpeza teria impacto mínimo no uso futuro da área.

Lição Aprendida

Após a apresentação da Análise Comparativa e de todas as evidências, estudos e levantamentos que a sustentaram, o descomissionamento sem remoção dos equipamentos submarinos do Campo de Popeye foi autorizado pelo BSEE em junho de 2016. Mais do que estreitar o relacionamento com o regulador, o projeto contribuiu para a Shell entender as implicações das alternativas de descomissionamento de sistemas submarinos em águas profundas no Golfo do México.

Seleção de Estaleiro: FPSO de *Curlew* (Reino Unido)

Operador	Shell UK
Profundidade	93 metros
Escopo	Unidade de produção e armazenamento flutuante (FPSO) e 03 subsea tiebacks



Descrição do Campo

O campo produtor de óleo e gás de *Curlew* localizava-se na porção Central do Mar do Norte, na plataforma continental do Reino Unido (UK), a aproximadamente 210 km a leste da costa do condado de *Aberdeen*, Escócia, e a 55 km a oeste da fronteira UK/Noruega. O sistema produtor consistia em uma unidade do tipo FPSO, com tieback para três sistemas submarinos, conectados pelo gasoduto de *Fulmar* à unidade de *St Fergus*, em terra.

O FPSO de *Curlew* foi originalmente construído na Dinamarca em 1983, como navio tanque. Em 1997 foi convertido em FPSO, para apoiar a produção, armazenamento, processamento e exportação de fluidos originários dos poços produtores. O *deck* principal media 236 m de comprimento e 40 m de largura. O *turret* era localizado na popa do FPSO, incluindo a torre de *flaring*.

O FPSO de *Curlew* operou por cerca de 20 anos, até que foi declarado o encerramento da produção do campo - CoP (*Cessation of Production*) em 31 de março de 2019. Em junho do mesmo ano, o FPSO foi desconectado do campo e rebocado para um estaleiro em Dundee, Nordeste da Escócia, para limpeza, antes do envio ao estaleiro onde seria feito o desmantelamento e a reciclagem. O principal objetivo e compromisso da Shell UK era assegurar que a reciclagem do FPSO de *Curlew* fosse segura, ambientalmente responsável e efetiva economicamente.

Execução do Descomissionamento

Nos projetos de Descomissionamento, a Shell se compromete a desativar, desmontar e reciclar suas instalações de produção *offshore* em total aderência à legislação e aos mais altos padrões nacionais e internacionais da indústria de óleo e gás. A Shell trabalha com empresas terceirizadas, especializadas em suas áreas de atuação, para supervisionar e executar todo o processo. A Shell ainda realiza, como parte do processo de seleção do estaleiro para desmantelamento de plataformas, auditorias

de HSSE (Saúde, Segurança e Meio Ambiente) a fim de verificar a aderência aos padrões e legislação pertinente.

No mínimo, qualquer estaleiro a ser selecionado tem que apresentar:

- Políticas que garantam a segurança dos trabalhadores e a proteção da saúde humana e do meio ambiente;
- Programas provedores de informações apropriadas e treinamento dos trabalhadores para uma operação segura e ambientalmente correta;
- Planos e preparação para resposta às emergências;
- Monitoramento de desempenho e sistemas manutenção de registros;
- Sistemas para reportar descartes, emissões, incidentes e acidentes que venham a causar danos ou com potencial para causar danos à segurança dos trabalhadores, saúde humana e ao meio ambiente;
- Sistemas para reportar doenças ocupacionais, acidentes, lesões e outros efeitos adversos na saúde e segurança dos trabalhadores.

Um passo inicial importante do planejamento da Shell para o descomissionamento de *Curlew*, enquanto o FPSO ainda estava na locação e produzindo, foi estabelecer um acordo com o BEIS (*Department for Business, Energy & Industrial Strategy* - agência reguladora do Reino Unido) sobre uma estratégia que permitisse a rápida desconexão e remoção do FPSO do campo, independente da aprovação final do plano de descomissionamento, no caso de alguma emergência ou problema técnico cuja solução fosse inviável economicamente, o que causaria uma antecipação do encerramento da produção (CoP). O objetivo desse acordo era reduzir a exposição a riscos de segurança e os custos associados a uma permanência prolongada do FPSO na locação, após o encerramento da produção.

Lição Aprendida

Na estratégia original, os requerimentos locais exigiam que o FPSO fosse limpo antes de ser exportado para a reciclagem na Turquia. Entretanto, não foi possível obter uma avaliação acurada da totalidade do escopo da limpeza a ser executada enquanto o FPSO de *Curlew* ainda estava em fase de produção.

Progressos significativos foram feitos em Dundee, na remoção dos resíduos de hidrocarbonetos da embarcação. Porém, com o andamento dos trabalhos no estaleiro, ficou claro que o escopo de remoção dos Materiais Radioativos de Ocorrência Natural (NORM) excedia a capacidade local. A remoção residual do NORM do FPSO, sem seccioná-lo, não havia sido executada anteriormente no Reino Unido e mostrou que seria um processo complexo.

Assim, em julho de 2020 a Shell mudou os planos e transportou o FPSO para outro estaleiro, na Noruega, que atendeu a todos os requisitos definidos pela empresa, incluindo a limpeza do NORM residual e o gerenciamento dos resíduos, onde a embarcação pôde ser desmantelada, limpa e reciclada com segurança, respeito ao meio ambiente e de forma economicamente eficaz.

Descomissionamento de Plataformas Fixas no Brasil: Cação (Litoral do Espírito Santo)

Operador	Petrobras
Profundidade	19 metros
Escopo	Três plataformas fixas (PCA-1, PCA-2 e PCA-3) 57 km de dutos rígidos 13 poços de completação seca



Descrição do Campo

O campo de Cação localiza-se no litoral do Estado do Espírito Santo, a cerca de 47 km a sudeste da cidade de São Mateus-ES e a 7 km da linha da costa, em profundidade de aproximadamente 19 metros. A produção foi iniciada em 1978 e encerrada em 2010, com uma produção acumulada de 20,57 milhões de boe.

O sistema de produção é constituído por três unidades fixas integradas, interligadas por passarelas, e por 13 poços de completação seca e 57 km de dutos rígidos, com trechos submarinos e terrestres.

Execução do Descomissionamento

O Projeto de Descomissionamento de Cação pode ser dividido nas seguintes etapas: (i) o preparo das instalações para o descomissionamento, com a limpeza com água dos equipamentos da planta de processo e dos dutos de transferência submarinos visando a remoção dos hidrocarbonetos; (ii) a retirada das tubulações submarinas que interferiam na aproximação da sonda responsável por executar o

descomissionamento dos poços; (iii) o tamponamento dos treze poços; (iv) a desativação permanente dos três dutos rígidos de transferência; (v) a desmontagem dos conveses; e (vi) o corte, remoção e disposição final das estruturas de conveses e jaquetas.

Até o momento os equipamentos da planta de processo foram limpos e todos os 13 poços já foram desativados e tamponados permanentemente. Os dutos de transferência foram devidamente limpos e condicionados para atendimento à legislação ambiental e serão mantidos no local.

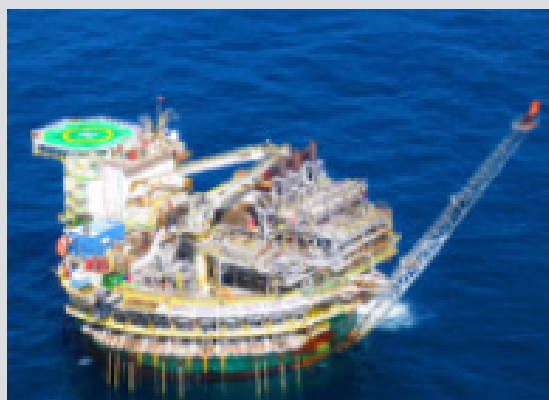
As próximas etapas do projeto são a desmontagem dos conveses de PCA-1-2-3, com a remoção de equipamentos e tubulações, a retirada dos condutores dos 13 poços, a retirada dos conveses e jaquetas e, por fim, a disposição final em terra para reciclagem das estruturas. Essas etapas serão realizadas através de um modelo de contrato do tipo EPRD (Engenharia, Preparação, Remoção e Disposição), comumente adotado em projetos de descomissionamento de plataformas fixas.

Lição Aprendida

A principal lição aprendida nesse projeto foi a redução de aproximadamente 50% na duração, em relação ao que havia sido considerando no início do projeto, na etapa de tamponamento permanente dos 13 poços de completação seca. Isso foi conseguido por meio do planejamento das operações considerando a execução em fases e trabalho seriado, permitindo otimizar o uso dos recursos e obter ganhos significativos com a curva de aprendizado. Essa boa prática deve ser replicada em futuros projetos, sempre que possível, permitindo a aceleração da conclusão das operações, menor consumo de recursos críticos e redução de custos.

Separação de Escopo – Plataforma, Poços e Sistema Submarino: FPSO Piranema (Litoral de Sergipe)

Operador	Petrobras
Profundidade	1090 metros
Escopo	FPSO (unidade afretada), 124 km de linhas flexíveis e 11 poços de completação molhada



Descrição do Campo

O Campo de Piranema está localizado a aproximadamente 20 km da costa sergipana, em lâmina d'água (LDA) variando de 1.000 a 2.100 m, na Bacia de Sergipe-Alagoas. A produção de petróleo no campo começou em outubro de 2007, a partir do início da operação do FPSO Piranema, única unidade de produção a operar no Campo de Piranema. Posteriormente, entre 2010 e 2013, ocorreu o desenvolvimento complementar do campo. Ao longo de 2016, a Petrobras avaliou alternativas para o campo, tanto para implementação de projetos complementares quanto na tentativa de desinvestimento para novos operadores, mas nenhuma se viabilizou, conduzindo para a parada definitiva de produção em abril/2020.

Execução do Descomissionamento

O projeto de execução do descomissionamento do campo de Piranema foi aprovado pelos órgãos reguladores / licenciadores em 2019.

O projeto contempla as seguintes etapas: (i) Fechamento dos poços e parada de produção da plataforma; (ii) Limpeza das linhas e equipamentos submarinos; (iii) Desconexão das linhas submarinas nas Árvores de Natal Molhadas (ANM); (iv) *Pull out* e deposição temporária dos *risers* no leito marinho; (v) Despressurização, drenagem, limpeza e inertização de equipamentos e tubulações da planta de processamento de óleo e gás da plataforma; (vi) Limpeza dos tanques de carga da plataforma; (vii)

Remoção e transporte de produtos químicos a bordo da plataforma; (viii) Desconexão do sistema de ancoragem e destinação da plataforma; (ix) Recolhimento dos 124 km linhas submarinas (dutos flexíveis e umbilicais eletro-hidráulicos); e (x) Abandono permanente de 11 poços.

No momento, encontra-se em andamento as operações de limpeza e preparação da plataforma e limpeza das linhas submarinas para permitir as futuras operações de desconexão em conformidade com os requisitos da legislação ambiental. O recolhimento total das linhas flexíveis será realizado após a desancoragem e destinação final da plataforma (unidade afretada), que é de responsabilidade da proprietária do FPSO.

Lição Aprendida

A separação da execução do escopo de descomissionamento (plataforma, poços e sistema submarino) implica em redução de custos e riscos operacionais / ambientais. Nesse sentido, foram priorizadas as operações associadas ao condicionamento da planta de processamento / tanques da plataforma e limpeza dos sistemas submarinos para permitir a desconexão e desmobilização da plataforma o mais rápido possível, sem prejuízos para as operações de desativação e tamponamento permanente de poços e descomissionamento do sistema submarino, a serem realizadas posteriormente.

Os *risers* serão depositados no leito marinho, sem causar impactos ambientais, viabilizando maior agilidade na saída da plataforma. Para isso foi realizado imageamento com ROV para caracterização ambiental visando, principalmente, avaliar a ocorrência de ambientes sensíveis nas áreas de deposição dos *risers*. Após a inspeção, não foram encontrados bancos de corais e/ou ocorrência de corais formadores vivos ou mortos. Como a temperatura da água próxima ao leito marinho na locação do FPSO Piranema é de aproximadamente 4°C, devido à grande profundidade, a deposição dos *risers* no fundo garante a morte das colônias de coral-sol presentes nas linhas.

Com a unidade já desmobilizada, as operações de tamponamento dos poços irão continuar sem interferências com a presença do FPSO. Da mesma forma, a destinação do sistema submarino (*risers* e *flowlines*) não é afetada pela desmobilização da plataforma.

Por fim, como principal lição aprendida, tem-se que a separação de escopos para a execução das atividades viabiliza modelos contratuais de serviços segmentados e permite gerir melhor todos os riscos do projeto.

Descomissionamento de Duto Rígido: FPSO Cidade do Rio de Janeiro (Bacia de Campos)

Operador	Petrobras
Profundidade	Entre 241 e 545 metros
Escopo	Descomissionamento do trecho rígido do gasoduto de exportação do FPSO Cidade do Rio de Janeiro



Descrição do Campo

O FPRJ (FPSO Cidade do Rio de Janeiro), que já foi descomissionado, operou no Campo de Espadarte, na Bacia de Campos. Dentre os itens do escopo do Projeto de Descomissionamento do sistema de produção do FPRJ está o gasoduto de exportação, o qual era responsável por escoar o gás do FPSO para a plataforma P-15, localizada no Campo de Piraúna. O gasoduto possui um trecho de duto rígido com comprimento de 9.425 m, diâmetro nominal de 8", espessura de 0,5" e ocorrência de inúmeros pontos nos quais o duto se encontra parcialmente/totalmente enterrado, decorrente da movimentação natural de sedimentos no fundo.

Avaliação de Alternativas de Descomissionamento

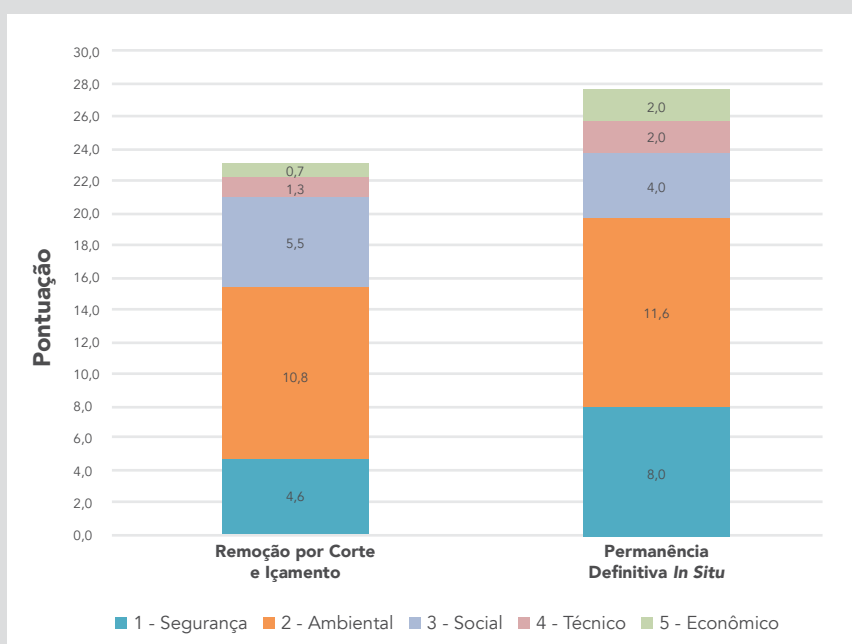
Devido à complexidade e riscos para os trabalhadores e meio ambiente associados ao recolhimento de dutos rígidos, foi realizada uma avaliação comparativa, baseada em metodologia multicritério, das alternativas de descomissionamento do trecho rígido do gasoduto de exportação do FPRJ.

As análises tiveram como referência o documento de "Diretrizes para Avaliação Comparativa Baseada em Risco de Opções para Descomissionamento de Instalações Submarinas no Brasil", cuja primeira versão foi publicada em setembro de 2018 como resultado de um JIP (*Joint Industry Project*) coordenado pela DNV-GL e que contou com a participação de empresas da área de óleo e gás (operadoras e prestadoras de serviço).

Foram avaliadas duas alternativas de descomissionamento do duto rígido: remoção total (método de corte e içamento) e permanência definitiva *in situ* (após limpeza). A avaliação comparativa foi executada com base em análise qualitativa de riscos / impactos e os desempenhos (prós e contras) das duas alternativas foram medidos em cinco critérios de decisão: segurança, ambiental, social, técnico e econômico. Para facilitar a avaliação, reduzir a subjetividade e aumentar a rastreabilidade dos resultados, os critérios foram subdivididos em 16 subcritérios, compostos por um total de 71 fatores de análise, os quais foram analisados e avaliados em um workshop que contou com a participação de especialistas de diversas áreas (engenharia submarina, segurança operacional, meio ambiente e socioeconomia).

Conforme mostrado na figura na página seguinte, a alternativa de permanência definitiva *in situ* do duto rígido obteve melhor desempenho nos critérios "segurança", "técnico" e "econômico", bem como no "ambiental". Particularmente nos critérios "segurança" e "econômico", a vantagem dessa alternativa foi significativamente maior devido aos elevados riscos para os trabalhadores (grande quantidade de içamentos, múltiplas atividades de manuseio de materiais no convés da embarcação e longa duração das atividades) e alto custo associados à opção de remoção total da estrutura. Logo, como resultado da avaliação comparativa, a permanência definitiva *in situ* mostrou-se como sendo a alternativa de descomissionamento mais indicada para o trecho rígido do gasoduto de exportação do FPRJ.

O Projeto de Descomissionamento do FPSO Cidade do Rio de Janeiro, contendo a avaliação comparativa das alternativas de descomissionamento do trecho rígido do gasoduto, foi apresentado ao órgão ambiental, que autorizou a permanência definitiva *in situ* da estrutura.



Lição Aprendida

A metodologia de avaliação comparativa de alternativas de descomissionamento utilizada permitiu realizar uma clara diferenciação entre as duas “opções de destinação” (remoção ou permanência *in situ*) do duto rígido, uma vez que o procedimento de pontuação adotado (atribuição de escores aos riscos / impactos) possibilitou comparar diretamente o desempenho das alternativas em cada critério.

A “comparação de alternativas de descomissionamento” realizada caso a caso, e baseada em análise multicritério, conforme previsto na Resolução ANP nº 817/2020, permite que operadores e órgãos reguladores / licenciadores identifiquem claramente os prós e contras de cada alternativa de descomissionamento (não se limitando a comparar “remoção” com “não remoção”), identificando aquela mais indicada. Desta forma, a avaliação comparativa de alternativas de descomissionamento vem se mostrando como uma ferramenta de tomada de decisão indispensável em projetos de descomissionamento de sistemas submarinos.

4.8 PRINCIPAIS DESAFIOS E PROPOSTAS DE SOLUÇÕES

O grande desafio para operadores, prestadores de serviço e órgãos reguladores/licenciadores é lidar com a necessidade de tratar cada projeto de acordo com suas particularidades e demanda de soluções técnicas customizadas, ao mesmo tempo que se busca otimização dos processos de planejamento, avaliação e execução com adoção de soluções padronizadas, que aumentem a previsibilidade, sinergia e ganho de escala nos projetos de descomissionamento.

Para superar esse desafio, várias soluções devem ser colocadas em prática, como por exemplo:

- Colaboração entre os principais *players* da indústria, através de parcerias que permitam dividir conhecimento, equipamentos e soluções de sucesso.
- Prestadores de serviço com a capacidade técnica apropriada, focados em segurança, com *mindset* colaborativo e processos eficientes em custo-benefício para as atividades de descomissionamento.
- Investimento em P&D, visando desenvolver soluções técnicas inovadoras / disruptivas, bem como ampliar o conhecimento científico sobre os impactos e riscos ambientais associados às diferentes alternativas de descomissionamento.
- Realização de eventos técnicos para trocas de experiências e discussões sobre o planejamento e execução de projetos de descomissionamento de sistemas de produção *offshore*.
- Desenvolvimento de guias, com participação da indústria, meio acadêmico/científico e órgãos reguladores/licenciadores, com indicação de melhores práticas e diretrizes para o planejamento e execução de projetos de descomissionamento de sistemas de produção *offshore*, permitindo identificação de abrangência de soluções já aplicadas para projetos novos, agilizando o planejamento e aprovação das propostas além de aumentar a previsibilidade para a cadeia de serviços.
- Disponibilização de modelos de contratação e recursos especializados para serviços integrados de descomissionamento.
- Agregação de escopos de diferentes projetos visando otimizar logística e obter ganho de escala, com conseqüente redução de custos.
- Definição de requisitos para navegação e acostamento de plataformas incrustadas com coral-sol na costa brasileira e preparação dos estaleiros para receber plataformas flutuantes com coral-sol e realizar atividades relacionadas a descomissionamento das unidades, minimizando impactos/riscos ambientais e garantindo

19. Batista, D.; Gonçalves, J. E. A.; Messano, H. F.; Altwater, L.; Candella, R.; Elias, L. M. C.; Messano, L. V. R.; Apolinário, M.; Coutinho, R. Distribution of the invasive Orange cup coral *Tubastrea coccinea* Lesson, 1982 in the upwelling area in the South Atlantic Ocean fifteen years after its first record. *Aquatic Invasions* (2017). Volume 12, Issue 1: 23-32.

o mais alto padrão mundial de sustentabilidade.

- Busca contínua por soluções de descomissionamento sustentáveis, ao longo de toda a cadeia, totalmente alinhadas com os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas, com destaque para os seguintes objetivos:

- Objetivo 9 - Indústria, Inovação e Infraestrutura: Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação;
- Objetivo 13 - Ação Contra a Mudança Global do Clima: Adotar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos;
- Objetivo 14 - Vida na Água: Conservar e usar de forma sustentável os oceanos, mares e os recursos marinhos para o desenvolvimento sustentável.

- Devido aos diferentes níveis de maturidade, particularidades dos desafios e existência de cronologias específicas das principais disciplinas (plataformas, poços e sistema submarino) ao longo de um projeto de descomissionamento, é fundamental que o escopo seja dividido, tanto para aprovação pelos órgãos reguladores/licenciadores quanto para execução das operações de forma independente. Isso resulta em antecipação e facilidade de planejamento, otimização logística e de recursos críticos (ex.: previsibilidade para contratação de embarcações), redução de custos e aumento da segurança operacional. Destaca-se que essa separação de escopo, com subdivisão do projeto de descomissionamento em três grandes áreas independentes (destinação da plataforma, descomissionamento de poços e destinação do sistema submarino), não acarreta riscos operacionais e impactos ambientais adicionais.

FIGURA 14: ESCOPO TÍPICO DE UM PROJETO DE DESCOMISSIONAMENTO DE SISTEMA DE PRODUÇÃO *OFFSHORE* DE ÓLEO E GÁS, DIVIDIDO NAS TRÊS GRANDES DISCIPLINAS/ÁREAS: PLATAFORMA, SISTEMA SUBMARINO E POÇOS.





5

CAPÍTULO

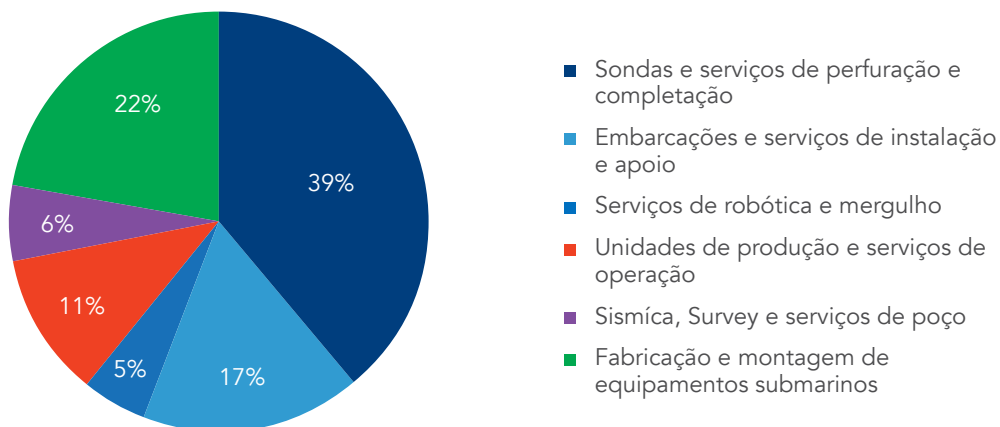
Analizando a Cadeia de Fornecedores

ABESPetro revisa a capacidade da cadeia de fornecedores nacional, destacando suas potencialidades e gargalos para atender a este novo nicho de mercado.

A ABESPetro (Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo) é uma associação civil sem fins econômicos que representa o 1o elo da cadeia de fornecedores do mercado de Óleo & Gás especializados em bens e serviços de Exploração e Produção. Tem o papel de promover a defesa dos interesses gerais e legítimos das Empresas Associadas perante o poder público vinculado às esferas Federal, Estadual e Municipal, agências e/ou órgãos reguladores e demais entidades da Administração Pública

direta ou indireta, bem como a outras entidades de classe e a indústria em geral. Atualmente, são 49 empresas associadas a ABESPetro que atuam nos segmentos de sondas e serviços de perfuração e completação; de unidades de produção e serviços de operação; de embarcações e serviços de instalação e apoio; de sísmica, survey e serviços de poço; de serviços de robótica e mergulho; e de fabricação e montagem de equipamentos submarinos. A figura 15 representa o percentual de cada segmento entre as empresas associadas.

FIGURA 15: SEGMENTOS REPRESENTADOS PELA ABESPETRO.



Fonte: pesquisa interna com associados da ABESPETRO

5.1 O MERCADO DE DESCOMISSIONAMENTO E SUA OPORTUNIDADES

Até o momento, o Brasil possui 57 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs) aprovados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), sendo 35 *onshore* e 22 *offshore*, destes, 20 são da Petrobras. A Bacia de Campos concentra a maior parte dos PDIs aprovados, 11 programas, seguida pela Bacia de Santos, com 5.

A ANP prevê que, entre 2021 e 2025, o mercado brasileiro deverá investir mais de R\$31 bilhões em descomissionamento, deste montante, R\$6 bilhões correspondem ao valor anunciado pela Petrobras para suas instalações até 2024. As principais responsáveis pela captação destes recursos são as atividades de Abandono e Arrasamento de Poços, com expectativas de investimento

em torno de R\$ 21 bilhões, e a Retirada de Equipamentos, com R\$ 9 bilhões.

A Wood Mackenzie estima que, entre 2019 e 2028, sejam gastos US\$ 85 bilhões com descomissionamento globalmente. O Brasil representa o terceiro maior mercado, atrás apenas do Reino Unido e Estados Unidos e corresponde a 11% dos gastos globais.

As atividades atreladas ao descomissionamento podem gerar serviços que vão da remoção de estruturas *topside* e de instalações submarinas a abandono de poços, remoção, logística operacional, até a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos e recuperação ambiental.

Diante deste cenário, o mercado de descomissionamento pode gerar muitas oportunidades

de negócios às associadas da ABESPetro que atuam no segmento de Plataformas e Sondas, FPSOs, Serviços, Fabricação de Equipamentos, Embarcações, Construção Submarina e Mergulho.

Buscando compreender as expectativas das associadas em relação a este novo mercado e visando encontrar formas de estimular a cooperação entre os diferentes segmentos da indústria, a ABESPetro conduziu, entre suas associadas, uma pesquisa de *benchmark* relacionada a descomissionamento.

Os resultados mostram que grande parte das empresas associadas está positiva em relação às possibilidades do novo mercado de descomissionamento. Na pesquisa realizada, 63% das associadas que responderam enxergam esse mercado como um gatilho para o crescimento de seus negócios; 31% estão atentas à geração de empregos e 6% acham que a inovação e a tecnologia devem ser estimuladas com o desenvolvimento do setor no país.

5.2 CADEIA DE FORNECEDORES, BENS E SERVIÇOS

Os projetos de descomissionamento são, de maneira geral, constituídos das etapas de Planejamento; Tamponamento e Abandono de Poços; Preparação e *Making Safe*; Remoção do *Topside* e Subestruturas; Infraestrutura *Subsea*; Remediação do Local; Destinação dos Resíduos, Reuso ou Reciclagem; e Monitoramento.

Do ponto de vista da cadeia de suprimentos, algumas destas etapas apresentam elementos críticos. Estes elementos recebem essa denominação por serem demandados também em outras indústrias, por terem carências registradas no passado ou esperadas no futuro e não serem facilmente substituíveis e/ou por apresentarem desafios na capacidade de crescimento. Essa criticidade tem impacto direto na entrega de um projeto de descomissionamento.

A etapa de abandono de poços apresenta elevada criticidade, uma vez que as plataformas e sondas utilizadas para esta finalidade são também requeridas por outras atividades de E&P e não podem ser substituídas por outros processos. Além disso, estas infraestruturas são móveis e atendem a uma demanda global, estando sujeitas a uma maior volatilidade do preço.

Já na etapa de Remoção de *Topside* e Subestruturas, o elemento crítico são os navios de remoção, cujo preço elevado e a disponibilidade impactam substancialmente nos custos gerais do projeto. São necessários navios com capacidades de içamento bastante elevadas, que não são exclusividade do mercado de descomissionamento.

Outros pontos que merecem destaque dizem respeito a logística e gestão de resíduos. A legislação e a capacidade instalada para tratar materiais radioativos; poucos *players* especializados (frota de embarcações especializadas é restrita) também foram mencionados no levantamento.

As habilidades operacionais e a engenharia podem ser consideradas elementos críticos que atravessam todos os aspectos do processo de descomissionamento. O desenvolvimento destas capacidades representa um desafio significativo, uma vez que não exige apenas investimento em um recurso físico, mas um processo colaborativo entre operadoras, cadeia de bens e serviços, universidades e governo.

Entre as associadas consultadas, muitas afirmam ter *know how*, tecnologia e *expertise* desenvolvidas através de serviços realizados em outros países em atividades de descomissionamento, além de fortes parcerias que facilitam a aquisição de equipamentos que podem ser usados nas diversas etapas do processo.

Levando em conta o seu *core business*, essas empresas consideram ter a capacidade para prestar um ou mais serviços, que podem estar relacionados a poços, desmontagem de plataformas, serviços de *subsea*, desmontagem de estruturas *offshore*, tratamento e disposição da sucata das instalações, por exemplo.

O fato de a ABESPetro ser composta de associadas de diferentes segmentos da indústria de óleo e gás, favorece eventuais parcerias para complementar escopos específicos. Os projetos de descomissionamento possuem alta complexidade e requerem esforços multisetoriais, por isso

a sinergia entre empresas é fundamental para uma entrega eficiente e com custo reduzido.

As empresas estão se preparando ao mesmo tempo em que buscam mais informações e tentam entender o ambiente de negócios. A ABESPetro está atenta às exigências para o avanço desse mercado e atua em conjunto com suas associadas e os órgãos de governo para fazer com que a atividade de descomissionamento se torne um ótimo ambiente de negócios no Brasil.

Em relação à capacidade da mão de obra para este mercado, o desafio mais significativo envolve a necessidade de uma melhor e mais segura precificação dos serviços visando às concorrências públicas, considerando os enormes desafios técnicos que o descomissionamento impõe.

As empresas estão analisando com muita cautela a escolha do modelo e formação de mão de obra a ser utilizada, nacional ou estrangeira, trabalhando para buscar o ponto de equilíbrio entre serem competitivos e a geração de emprego local frente às enormes dificuldades e implicações regulatórias existentes.

Com base no relatório da ARUP, *Decommissioning in the North Sea - Review of Decommissioning Capacity*²⁰, as etapas que possuem elementos críticos em seu escopo foram analisadas em mais detalhes.

20. ARUP. Decommissioning in the North Sea - Review of Decommissioning Capacity. [S. l.], n. 1, p. 1–5, 2014.

5.2.1 TAMPONAMENTO E ABANDONO DE POÇOS

O objetivo da etapa de Tamponamento e Abandono de Poços é garantir a integridade do poço, mantendo-o em condições seguras, além de evitar que haja fluxo de fluidos, pelo poço ou pelo anular, para o leito marinho e evitar a contaminação de aquíferos.

Esta etapa é responsável por 46% dos custos totais dos projetos de descomissionamento²¹, sendo assim, investimentos em pesquisa, inovação e tecnologias são ainda mais necessários de modo a reduzir os dispêndios.

Entre as habilidades técnicas que são requisitadas neste estágio do projeto, tem-se: gestão de projetos, engenharia, gestão de resíduos, suporte as operações, serviços especializados em inspeção e intervenção de poços, por exemplo.

Já entre os equipamentos que geralmente se fazem necessários estão: materiais de abandono como cimento e borracha de silicone, sondas, navios de intervenção, embarcações de transporte, entre outros.

O abandono de poços pode ser realizado através da utilização de unidades móveis de perfuração como os navios-sonda, de plataformas fixas e unidades leves de intervenção. Cada uma das opções possui suas vantagens e desvantagens

e a escolha deve ser feita de forma criteriosa, levando em consideração aspectos como as condições do poço, tipo de completação e os custos de cada opção.

Para águas profundas e ambientes mais agressivos, Navios-sonda e plataformas semissubmersíveis são as opções mais adequadas. Já as plataformas auto elevatórias (jack-up), podem ser uma alternativa mais barata para lâminas da água menores e ambientes menos severos. Estima-se que o tempo de operação das plataformas fixas de perfuração seja o dobro do tempo necessário com a utilização de unidades móveis.

Já os navios leves de intervenções são utilizados em operações em que não seja necessária a utilização de risers e não possui a capacidade de remoção de estruturas muito pesadas, não sendo indicados para lâminas da água muito profundas. Apesar de não serem adequados a todos os procedimentos, estes navios podem realizar algumas operações, que além de serem mais baratos, diminuem o tempo de uso de uma sonda, que ficará disponível para realizar perfurações.

Independentemente do tipo, as unidades utilizadas para realizar as operações de tamponamento e abandono de poços são os elementos críticos desta etapa do projeto. Isto ocorre devido ao compartilhamento desses equipamentos com outros segmentos da indústria de óleo e gás, principalmente a perfuração.

21. OIL & GAS UK. Decommissioning Insight 2019. [s.l: s.n.].

Analisando o panorama de atividades *offshore* disponibilizado pela ANP, Tabela 6, é possível observar o período de maior criticidade será entre 2021 e 2022, uma vez que as atividades de abandono de poços estão em crescimento,

mas as atividades de perfuração ainda apresentam perspectivas elevadas. Vale ressaltar que os números apresentados no quadro não incluem os dados de exploração, apenas as previsões de perfuração para produção.

TABELA 6: PANORAMA DE ATIVIDADES DE PRODUÇÃO 2019-2023.

Atividades	2019	2020	2021	2022	2023
Unidades Estacionárias de Produção	4	2	3	3	2
Completação	78	67	74	73	20
Desativação do Campo - Arrasamento e Abandono de poços	27	46	51	56	71
Elevação Artificial	20	23	27	9	11
Perfuração	69	72	74	59	10

Fonte: ANP²²

Analisando a capacidade da cadeia de suprimentos do Mar do Norte de amparar as atividades referentes ao abandono de poço, atribui-se uma classificação baixa/média. Apesar dos serviços de poços serem considerados bastante maduros, habilidades específicas para tampamento e abandono de poços não são consideradas fortes.

As alternativas que não necessitam de uma sonda, seja ela fixa ou móvel, como os navios leves de intervenção podem ser mais opções significativamente econômicas. Com investimentos nessas tecnologias, mais poços podem ser abandonados utilizando-as e diminuindo o custo do projeto.

Os investimentos em equipamentos, tecnologias e serviços para esta etapa também foram classificados como baixo/médio, devido as incertezas associadas ao momento em que acontecerão os descomissionamento, bem como as quantidades de instalações que serão submetidas a este processo.

A análise de todas as variáveis, capacidade, demanda e investimentos, resultou na classificação vermelha, uma vez que o estágio de tampamento e abandono de poços pode resultar em limitações na cadeia de suprimentos envolvida nesta etapa. Esta análise pode ser considerada como uma base para avaliar a cadeia de suprimentos no Brasil, uma vez que as tecnologias utilizadas são compartilhadas por um mercado global.

22. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/previsao-de-producao-e-atividades>. Acessado em 22/12/2020.

5.2.2 REMOÇÃO DE TOPSIDES E SUBESTRUTURAS

Nesta etapa, ocorre a retirada do *topside*, seus módulos e subestruturas, assim como o transporte e destinação *onshore*. Esta atividade é responsável por aproximadamente 20% dos custos totais dos projetos de descomissionamento.

Entre as habilidades demandadas neste estágio do descomissionamento estão: transporte, arquitetura naval, engenharia especializada em *topsides* e subestruturas e operações *offshore*. Equipamentos como navios de remoção, barcas de transporte e navios de apoio, são os mais solicitados.

O cenário *offshore* brasileiro é composto em sua maioria por FPSOs, plataformas fixas do tipo jaqueta e plataformas semissubmersíveis (SS). Entre as plataformas já descomissionadas, 5 são do tipo FPSO e 1 semissubmersível e entre as que já possuem o PDI aprovado são 3 FPSOs, 3 SSs e 3 fixas. As estimativas de peso e quantidade de material destas estruturas não foram divulgadas.

As plataformas fixas de Jaquetas, são constituídas de estruturas de aço treliçadas suportadas no assoalho marinho, chamadas de jaquetas, e um *topside* colocado sob o topo. São mais adequadas e comuns em lâminas da água baixas, inferiores a 450 metros. Do ponto de vista do descomissionamento, estas plataformas oferecem um desafio extra, uma vez que necessitam de embarcações para a retirada do *topside* e para a remoção total ou parcial da jaqueta.

As FPSOs são geralmente navios petroleiros convertidos, enquanto as Semissubmersíveis são estabilizadas por colunas, ambas podem ser ancoradas ou possuírem posicionamento dinâmico. Devido a suas estruturas, podem ser utilizadas em águas profundas e ultra profundas. Por serem baseadas em embarcações e seus conceitos, sendo assim, flutuantes, podem ser facilmente deslocadas. Comparativamente, os descomissionamentos desses tipos de instalações são mais baratos e fáceis de realizar.

Os métodos e as embarcações a serem utilizados para realizar a remoção dessas estruturas dependem de fatores como o tipo da instalação e a sua localização, além da disponibilidade no mercado. Navios com capacidade elevada de içamento podem ser utilizados para remoção dos *topsides* e subestruturas através de abordagens como içamento único ou múltiplo, ou ainda "*small pieces*".

A abordagem de içamento único, em inglês *single lift*, exige estruturas que sejam capazes de levantar todo o *topside*. Dependendo do peso e tamanho desta estrutura, existem poucas embarcações capazes de realizar o procedimento. Já o içamento múltiplo, em inglês *multiple lift*, e a técnica chamada de *small pieces*, proporcionam maior flexibilidade na escolha da embarcação.

As jaquetas de aço são, frequentemente, removidas em sua totalidade, uma vez que o corte da estrutura em pedaços para posterior remoção pode oferecer riscos a segurança e apresentar custos mais elevados. Por outro lado, a perma-

nência *in situ* de parte da jaqueta pode ser uma alternativa quando a sua remoção total não for viável seja por motivos técnicos, econômicos ou de segurança.

A criticidade da etapa de remoção decorre dos navios utilizados, os quais possuem poucas unidades e estas atendem a uma demanda global, não apenas da indústria de óleo e gás. Outro fator é o alto custo dessas embarcações.

A capacidade da cadeia de suprimentos de dar o apoio necessário para as atividades de remoção no Mar do Norte foi classificada como baixa/média, pois ainda não há muitas experiências relacionadas a estruturas com peso elevado. Esta classificação também foi atribuída ao *status* de investimentos, assim como no abandono de poços, as incertezas associadas são as responsáveis por travar os investimentos. As pressões e/ou sinergias de outras indústrias obtiveram classificação média, devido a demanda global compartilhada.

O resultado da análise completa foi a classificação laranja, devido ao potencial moderado da atividade de ocasionar gargalos na cadeia de suprimentos, levando em consideração os aspectos levantados acima.

5.2.3 REUTILIZAÇÃO E RECICLAGEM DOS TOPSIDES E SUBESTRUTURAS

O projeto de descomissionamento deve objetivar ao máximo a reutilização e a reciclagem dos materiais. Apesar de os investimentos nesta etapa repre-

sentarem apenas 2% do total, este estágio possui um grande potencial de estimulação da cadeia de suprimentos local. Há uma grande expectativa de que esta atividade ajude a movimentar os estaleiros nacionais que se encontram com atividades reduzidas devidos as crises recentes no setor.

A primeira opção é sempre a reutilização dos *topsides* e subestruturas em projetos subsequentes. Essa reutilização viabiliza inclusive projetos de bacias marginais que não seriam possíveis se fosse necessária a construção de uma plataforma nova, além de poderem ser utilizadas para a realização de testes de longa duração (TLD). Quando esta não é possível, a reciclagem dos materiais deve ser priorizada.

Esta etapa necessita de habilidades técnicas como a caracterização e gestão de resíduos, desmantelamento das estruturas e gestão e eliminação de materiais perigosos. Se faz necessário também equipamentos de corte e manuseio, grandes espaços em cais e estaleiros e instalações de logística e reciclagem de metais.

A escolha do local que irá receber as estruturas descomissionadas depende de parâmetros relacionados à capacidade de processamento, pegada ambiental, capacidade de manuseio de materiais, capacidade de levantamento, resistência do cais, calado, processamento de resíduos, por exemplo.

O tamanho das instalações e método de remoção utilizado na etapa anterior também têm influência. Para instalações muito grandes ou

abordagens de único/ múltiplos içamentos, os requisitos funcionais são significativamente mais onerosos e há instalações menos viáveis na cadeia de abastecimento atual.

Os portos, cais e estaleiros são considerados elementos críticos desta etapa devido principalmente à carência de locais com experiência em descomissionamento e adequados às exigências regulatórias, especialmente as relacionadas a gestão de resíduos. Em se tratando de FPSOs, no Brasil há também problemas referentes a falta de dique secos capazes de suportar essas embarcações.

No que diz respeito a resíduos no descomissionamento, o Brasil possui dois grandes desafios: a presença de corais exógenos, especialmente o Coral sol, e o acúmulo de materiais radioativos de ocorrência natural (NORMs) nas estruturas removidas.

O coral-sol é uma espécie invasora, presente em grande parte da costa brasileira, que se alastra de forma muito fácil e rápida, competindo por nutrientes e prejudicando o desenvolvimento de espécies nativas. Esforços conjuntos entre órgãos reguladores e centros de pesquisa, estudam o que pode ser feito para lidar com os corais exógenos presentes em grande parte de nossas embarcações e estruturas.

Já os NORMs, presentes em pequenas quantidades no óleo produzido, acumulam-se nas estruturas durante a vida produtiva do campo, aumentando o seu potencial radioativo. Essas

acumulações ocorrem principalmente nos *risers* de produção, bem como nos tanques de armazenagem e plantas de produção. Esses materiais apresentam tempo de vida de 16.000 anos, necessitando de destinação e armazenamento adequados. Até o momento, o Brasil não tem nenhuma regulação para destinação de resíduos radioativos, somente armazenagem do mesmo até decaimento, até que se proponha outra solução. O órgão que regula resíduos radioativos é a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

Nesse sentido, é necessário que os portos e estaleiros nacionais adequem suas estruturas, principalmente fornecendo soluções para o coral-sol e o NORMs, de modo a obter as certificações necessárias para aproveitar as oportunidades provenientes deste mercado. E para que isto ocorra, é fundamental que se tenha incentivos do governo e dos órgãos regulatórios.

A capacidade da cadeia de suprimentos de atender estas demandas foi classificada como média, pois apesar das dificuldades encontradas em relação a grandes estruturas, o desempenho relativo a estruturas menores é bastante satisfatório. As pressões e/ou sinergias foram consideradas altas, devido a utilização dos portos e estaleiros por diversas outras atividades, como a indústria naval, renováveis *offshore* e construção de plataformas. Tendo em conta os investimentos realizados nas melhorias em portos e estaleiros, atribui-se a classificação alta. O status geral atribuído a esta etapa foi o verde, uma vez que o potencial de provocar gargalos na cadeia de suprimentos é baixo.

A análise dos elos da cadeia de suprimentos envolvidos no abandono de poços e na remoção de *topsides* para os descomissionamentos do Mar do Norte pode facilmente embasar as análises para cadeia brasileira. No entanto, a etapa de reutilização e reciclagem possui um número maior de particularidades, por este motivo, é necessário cautela ao estender as análises da cadeia do Mar do Norte para a realidade Brasileira.

5.2.4 PESSOAS

É indiscutível o potencial de geração de empregos do mercado de descomissionamento. Somente no Espírito Santo, a expectativa é de que 2 mil empregos, diretos e indiretos, sejam gerados em função das atividades relacionadas ao descomissionamento onshore e *offshore* nos próximos anos²³. Já no estado do Rio de Janeiro os números são ainda mais expressivos, 50 mil postos de trabalhos oriundos do descomissionamentos de 21 plataformas *offshore*²⁴.

A mão de obra qualificada é necessária em todas as etapas dos projetos de descomissionamento e pode ser considerado um elemento crítico presente em todas elas. Por ser um mercado nascente, é comum que haja escassez de trabalhadores com experiência na área, e uma alternativa para esta questão é buscar habilidades análogas dentro da própria indústria de óleo e gás e nas demais indústrias e adaptá-las às novas necessidades.

A capacidade da mão de obra disponível no Mar do Norte de fornecer o apoio necessário para o desenvolvimento do descomissionamento foi classificada como média, devido ao mercado estar em seus estágios iniciais e ainda não possuir mão de obra experiente. A classificação obtida para as pressões e/ou sinergias de outras indústrias foi baixa/média, uma vez que o mercado de descomissionamento é visto como menos atraente em relação ao E&P. Os investimentos em mão de obra foram avaliados como médio/altos, reconhecendo os esforços feitos para alavancar o potencial deste recurso. A análise geral resultou na classificação laranja, devido ao potencial moderado da atividade de provocar um gargalo na cadeia de bens e serviços.

Entretanto, vale ressaltar que assim como na reutilização e reciclagem, existem muitos fatores que diferenciam a cadeia de suprimentos brasileira da do Mar do Norte, sendo assim, uma análise focada da cadeia brasileira torna-se necessária.

5.3 GARGALOS E DESAFIOS DA INDÚSTRIA BRASILEIRA

A atividade de descomissionamento no Brasil é promissora. Todavia, por ser um mercado que no Brasil caminha seus primeiros passos, possui alguns gargalos bastante evidentes. A necessidade de investimentos é um deles. A capacidade das pequenas empresas que atuam no

23. <https://clickpetroleoegas.com.br/2-mil-empregos-serao-criados-no-espírito-santo-decorrentes-de-desativacoes-de-campos-de-petroleo-e-descomissionamento-de-plataformas/>. Acessado em 24/12/2020.

24. <https://clickpetroleoegas.com.br/50-mil-empregos-serao-gerados-no-rio-de-janeiro-com-o-descomissionamento-de-21-plataformas-na-bacia-de-campos/>. Acessado em 24/12/2020.

setor atualmente não suporta tal mercado em crescimento, enquanto as de grande porte têm hesitado em investir nesse setor.

Outro ponto crítico é a tecnologia dedicada à atividade disponível, que hoje, de certa forma, é limitada.

A dependência de engenharia externa é elemento crítico na redução da competitividade e da eficácia das empresas locais atuando nesse setor. Para as empresas, o arcabouço regulatório deveria ser estimulador de rápido desenvolvimento de engenharia local de descomissionamento.

A avaliação dos impactos ambientais deve ser integrada e considerar os diversos ambientes e ecossistemas afetados, bem como os resultados das avaliações ambientais de todo o processo de descomissionamento, inclusive os impactos sobre emissões atmosféricas de gases de efeito estufa (GEE) de cada alternativa, impactos sobre os resíduos gerados e seu devido tratamento, por exemplo. Esses impactos devem ser considera-

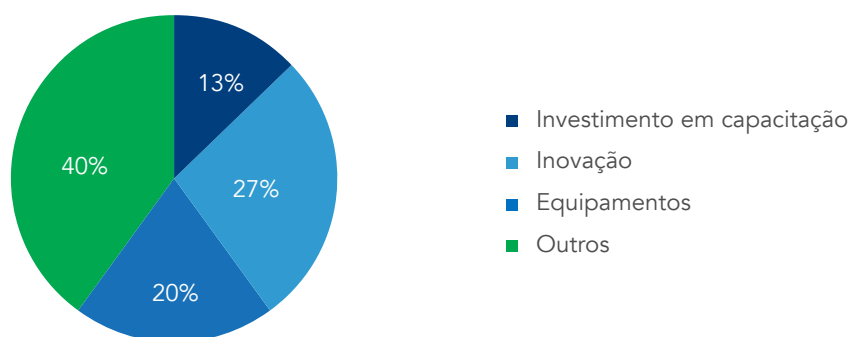
dos assim como os custos econômicos e sociais para cada alternativa de descomissionamento.

5.4 O QUE TEM SIDO FEITO?

Tendo em vista os grandes desafios reservados e os elementos críticos desse novo mercado, as empresas associadas têm buscado preparar-se para enfrentá-los e aproveitar as oportunidades oferecidas. A busca e a criação de serviços que têm por base a inovação respondem por 27% do interesse geral das empresas entrevistadas, enquanto 20% apontam investir na aquisição de equipamentos e 13% na capacitação de seus profissionais.

Outros 40% dedicam-se a tarefas diversas, que consideram contribuir para o melhor desempenho no mercado, tais como o monitoramento de potenciais licitações e análise de sinergia com demais fornecedores potenciais; avaliação de novos equipamentos para a atividade de descomissionamento; e busca de tecnologia e estruturação de departamento específico. Estes percentuais são ilustrados na Figura 6.2.

FIGURA 16: INVESTIMENTOS REALIZADOS PELAS ASSOCIADAS.



Fonte: pesquisa interna com associados da ABESPETRO

5.5 VANTAGENS COMPETITIVAS DO BRASIL

É preciso destacar também os pontos fortes do Brasil no que tange à sua competitividade no contexto desse mercado. Durante todo o processo de descomissionamento, são necessárias embarcações e equipamentos para realizar monitoramento das atividades, como ROV's e embarcações de apoio para realizar troca de turma, transporte de rancho, remoção de resíduos das embarcações, entre outras.

O Brasil possui hoje uma grande capacidade de oferta de *drillships*, semissubmersíveis, embarcações de *workover*, *offshore construction vessels* (OCV e OSV), embarcações com capacidade de pescaria e içamento, PLSV's, *well stimulation vessels*, além de balsas guindaste com alta capacidade de içamento, balsas com espaço de convés para levar as partes do topside para onshore e embarcações *heavy-lift*, que podem ser direcionadas para operações como abandono de poço, remoção de flexíveis e de estruturas *subsea* e remoção de *topside* e das jaquetas.

Para atender as demandas, são necessários estaleiros e cais, área de armazenagem para as estruturas metálicas, umbilicais e produtos contaminados com resíduos radioativos, capacidade de içamento dos terminais, resistência de solo e serviços de metalmecânica.

Portos como os do Rio de Janeiro, Açu, Vitória, Enseada, Atlântico Sul além de outros diversos estaleiros espalhados pelo Brasil, conseguem

receber essa demanda. Porém, eles apresentam pontos positivos e negativos, o que pode, em alguns casos, tornar necessário o investimento em estruturas de modo que os fornecedores sejam mais bem qualificados, abrindo espaço para a criação de um novo nicho de mercado da cadeia com geração de mais empregos e serviços.

5.6 E O QUE É PRECISO PARA MERCADO AVANÇAR?

O elevado número de unidades que operam em campos maduros e em produção em reservatórios em depleção precisará ser descomissionado em breve, o que comprova a necessidade de desenvolver esse mercado no Brasil. Contudo, devido às circunstâncias atuais do preço do barril do petróleo e, mais recentemente, do Covid-19, as empresas privadas têm hesitado em investir em novos negócios e/ou recursos adicionais, o que impacta diretamente.

A pesquisa realizada pela ABESPetro identificou que 54% dos entrevistados consideram que existe necessidade de avançar, trabalhando no aprimoramento das legislações que regem o mercado, incluindo a ambiental.

Segundo a maioria, é necessário que as condições legais colocadas para os projetos de descomissionamento não sejam um inibidor da atividade por parte dos operadores. Eles alegam que existem muitas regulamentações e dificuldades para cumprir as legislações. E ainda há indefinições, o que potencialmente motiva as

empresas a destinar unidades e equipamentos descomissionados ao exterior. Além disso, há os riscos na demora de liberação por órgãos ambientais para início dos trabalhos em razão de entraves na legislação ambiental.

Com uma legislação mais clara, célere e factível será possível destravar uma série de investimentos relacionados ao descomissionamento e incentivar o desenvolvimento dessa indústria ainda incipiente no país, que estimula a tecnologia, PD&I, além de gerar emprego e renda.

Outros 5% entendem que aspectos relativos ao arcabouço institucional também podem ser melhorados a fim de imprimir novas dinâmicas e contribuir para o desenvolvimento desse negócio nas empresas.

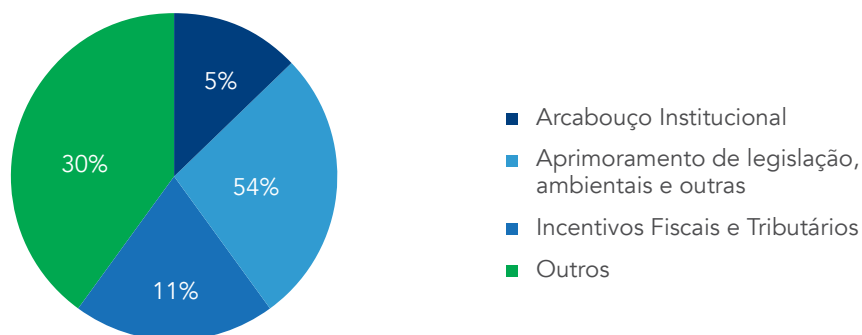
Ausência de incentivos fiscais e tributários para alavancar a atividade é um fator de grande complexidade para 11% das organizações. Na opinião desse grupo, trata-se de uma indústria

nascente no Brasil e, por esse motivo, necessita da adoção de instrumentos institucionais de caráter técnico, ambiental, fiscal e outros que, ao mesmo tempo em que protejam o ambiente marítimo e terrestre, sejam também indutores de criação de conhecimento e capacitação local para descomissionamento. Ou seja, é preciso que os instrumentos sejam indutores de desenvolvimento de engenharia nacional de descomissionamento.

A figura 17 apresenta as necessidades apontadas pelas empresas para o avanço do mercado de descomissionamento no Brasil.

Outros fator fundamental para o avanço do mercado de descomissionamento é a constância na aprovação dos PDIs, que gera maior previsibilidade e confiabilidade para que as empresas possam enxergar oportunidades de longo prazo, gerar investimentos e para que a cadeia de fornecedores de bens e serviços especializados encontre estabilidade e cresça de forma sustentável.

FIGURA 17: NECESSIDADES DE MELHORIAS APONTADAS PELAS ASSOCIADAS



Fonte: pesquisa interna com associados da ABESPETRO



6

CAPÍTULO

Nicole Mattar Haddad Terpins – Estaleiro Atlântico Sul²⁵

Mauricio Almeida –Sigma Consultoria²⁶

Carlos Inácio – Estaleiro Atlântico Sul

Analisando a Cadeia de Fornecedores

Nos últimos cinco anos o Brasil verificou a necessidade de desmantelar diversas unidades marítimas do tipo plataformas de produção de óleo e gás, sendo está atividade ainda embrionária no país.

Entende-se por desmantelamento de uma unidade produtiva a execução da engenharia reversa, que é a desmontagem da unidade na sequência inversa da sua construção.

Os requisitos internacionais necessários para o desenvolvimento das empresas que tem interesse nesta atividade são:

- Alta capacidade de içamento;
- Calado (profundidade) em seu cais e canal de acesso;
- Um dique seco com grandes dimensões;
- Possuir doutrina ambiental implantada segundo as convenções internacionais;
- Possuir as licenças e certificações ambientais nacionais e internacionais;

25. Estaleiro Atlântico Sul | Home (estaleiroatlanticosul.com.br)

26. www.sigmaconsultoriarj.com.br - Consultoria, perícia e assistência técnica judicial nos segmentos Marítimos e Ambiental e nas indústrias Naval, Óleo & Gás e Nuclear.

- Ter capacidade técnica e estrutura necessária para remoção e destinação do coral-sol;
- Dispor de local adequado e tecnologia para tratamento do NORM²⁷.

O principal propósito e motivação da direção do EAS é criar uma alternativa no Brasil para a realização das atividades de desmantelamento de acordo com os requisitos nacionais e internacionais, e atendimento desse mercado em acensão.

Recentemente, uma gama enorme de unidades de produção de petróleo tiveram suas atividades interrompidas e estão iniciando os processos de descomissionamento e seu consequente desmantelamento. Este mercado está estimado em 26 bilhões de Reais (ANP, 2020).

Dessa forma, este estudo de caso tem como objetivo demonstrar como o Estaleiro Atlântico Sul S.A ("EAS") está se preparando e adequando os seus procedimentos dentro do Regulamento (UE) N° 1257/2013 do Conselho do Parlamento Europeu de 20 de novembro de 2013 relativo à reciclagem de navios. Neste contexto, concluiu o seu Manual de Reciclagem de Unidades Marítimas, incorporando todos os procedimentos operacionais, de segurança do trabalho, meio ambiente e saúde, em conformidade com os melhores padrões e normas aplicáveis.

O principal propósito e motivação da direção do EAS é criar uma alternativa no Brasil para a realização das atividades de desmantelamento de acordo com os requisitos nacionais e internacionais, e atendimento desse mercado em acensão.

Ressaltamos que para o estudo de caso consideramos o desmantelamento de um FPSO de 52.000 toneladas. Importante, por fim, enfatizar, que o presente trabalho foi focado na abordagem dos principais processos envolvidos em um projeto de desmantelamento, sem, entretanto, ser exaustivo, não compreendendo um descritivo detalhado de todas as atividades, além das possíveis variações em função do peso e tipo de ativo.

6.1 A SOLUÇÃO

Objetivando atingir os níveis de excelência, o EAS conduziu vários estudos, especialmente voltados ao endereçamento das seguintes questões:

- Avaliação das suas instalações em IPOJUCA, PE para esta atividade
- Descontaminação e tratamento do NORM
- Remoção e destinação do CORAL SOL
- Destinação final dos resíduos
- Adequação à regulação segundo o Regulamento (UE) N° 1257/2013 do Conselho do Parlamento Europeu e a Convenção de Hong Kong.

27. NORM – Materiais presentes no processo de extração de petróleo. NORM é a sigla para Naturally Occurring Radioactive Materials ou, em português, materiais radioativos de ocorrência natural.

6.2 INTRODUÇÃO AO EAS

O EAS é um Estaleiro²⁸ com capacidade instalada de processamento de 100.000 toneladas de aço/ano, área total: 1.620.000 m². Entre as atuais estruturas da planta, se destaca o galpão principal (com 130 mil metros quadrados e extensão de um quilômetro), o dique seco (com 400 metros de extensão, 73 metros de largura e 12 metros de profundidade) e um cais de acabamento (com 730 metros de extensão). Essas características permitem ao EAS produzir um amplo portfólio de navios com até 500 mil toneladas de porte bruto (TPB). Focado

em embarcações de grande porte em geral para a indústria de petróleo e gás, como construção, reparos, desmantelamento e reciclagem.

O EAS se diferencia também pela sua capacidade de içamento, o que contribui muito para a redução do prazo para a conclusão de processos de reciclagem. Detentor de dois guindastes pórticos tipo Goliath²⁹, com capacidade de içamento de 1.500 toneladas cada um, e quatro guindastes ZPMC³⁰ próprios para 35 toneladas e 50 toneladas, o EAS possui hoje a maior capacidade de içamento do Brasil.

FIGURA 18: FOTO AÉREA DO ESTALEIRO.



Fonte: EAS.

28. O layout de estaleiros de 4ª geração incorporou os princípios da tecnologia, caracterizada por grande flexibilidade de planejamento. A produção é sincronizada para minimizar o estoque intermediário e demandas de transporte.

29. Guindastes de pórtico apresentam pernas verticais nas rodas que se movem ao longo de pistas fixas, geralmente ao nível do chão. São altamente eficientes na movimentação de cargas pesadas em altas velocidades e são usados em grande parte ao ar livre.

30. Marca chinesa de guindastes rolantes.

6.3 FASE 1: PREPARAÇÃO PARA O DESMANTELAMENTO

Nesta Fase será feito o planejamento das atividades a serem desenvolvidas, a confecção do manual de reciclagem da unidade em questão (SRP - Ship Recycling Plan) segundo as diretrizes da Convenção de Hong Kong e do Regulamento da União Europeia n1257 de 2013, e a criação do Balanced Score Card do projeto, necessário ao acompanhamento do desenvolvimento do projeto ao longo de sua execução.

Com o FPSO já dentro do dique, serão realizadas as seguintes atividades:

A descontaminação do NORM será realizada por empresa especializada neste tipo de trabalho detentora de todas as licenças, certificações e autorizações necessárias e obrigatórias (CNEN, IRD, IBAMA, ANP, MTE) para a realização destas atividades de alto risco e complexidade que é a identificação e remoção integral da unidade marítima. Após o serviço de descontaminação, o material contaminado recolhido será carregado nos caminhões especializados, que transportarão para uma área de tratamento dentro das instalações do EAS especificamente preparada e licenciada para manuseio

e estocagem do NORM (Unidade de Tratamento e Armazenamento de material radioativo).

A remoção do coral-sol³³ será feita pelo EAS com a consultoria e acompanhamento da empresa especializada em soluções ambientais, tendo como base na licença ambiental já obtida no órgão Estadual de Pernambuco CPRH. O coral-sol removido da embarcação será embalado adequadamente e transportado para a Central de Descarte de Materiais do EAS, para destinação segundo as normas ambientais.

Deverá também ser realizada a identificação inspeção, separação, embalagem dos materiais perigosos HMI - *Hazardous Material Inventory*³⁴ para armazenamento na área designada do EAS para esta categoria de periculosidade de material.

Durante as atividades acima, a equipe do departamento de engenharia reversa desenvolverá o planejamento dos cortes da Fase 2 e da Fase 3, e os assessorios de apoio para os cortes serão fabricados.

Nestas fases o estaleiro atuará com duas áreas para carregamento de equipamentos por caminhões especializados de acordo com sua pericu-

31. Convenção de Hong Kong – Documento que padronizou o processo de reciclagem com foco na segurança, incorporando requisitos e certificações que atentam para todo o ciclo de vida do navio.

32. Regulamento (UE) No 1257/2013 do Conselho do Parlamento Europeu de 20 de novembro de 2013 relativo à reciclagem de navios e que alterou o Regulamento (CE) no 1013/2006 e a Diretiva 2009/16/CE.

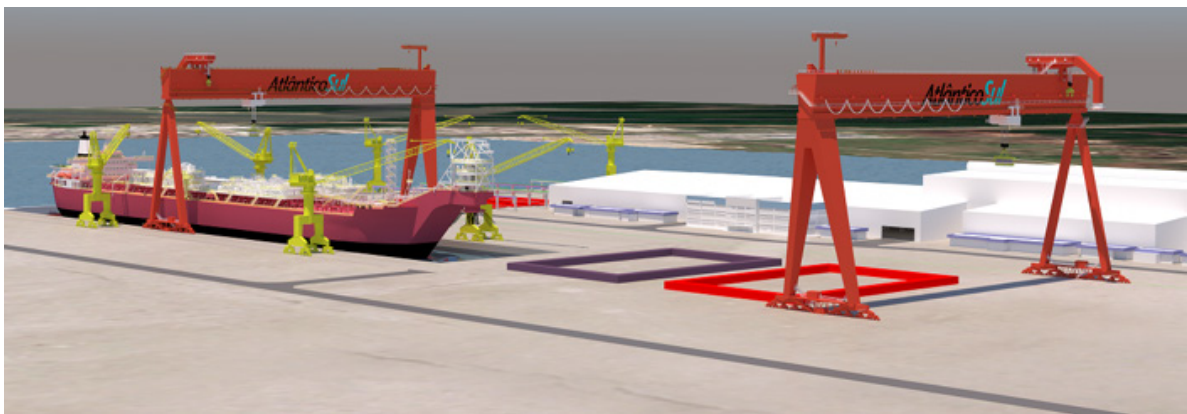
33. O coral-sol (*Tubastraea* spp.) é um invasor marinho que está ameaçando a biodiversidade da zona costeira brasileira. Foi introduzido no Brasil no final da década de 80, através de plataformas de petróleo/gás e invadiu costões rochosos ao longo de 900 km do litoral.

34. HMI – *Hazardous Material Inventory* que são dividido em duas classes (I e II)

losidade, que serão definidas conforme Figura 19:
Material contaminados por NORM (caixa roxa),³⁵

Material classificado por HMI (caixa vermelha)³⁶
A embarcação estará localizada dentro do dique.

FIGURA 19: SIMULAÇÃO DO NAVIO DENTRO DO DIQUE DO EAS.



Fonte: EAS.

6.4 FASE 2: RETIRADA DOS EQUIPAMENTOS ACIMA DO CONVÉS PRINCIPAL

Os itens como Módulos, Superestrutura, *Flare*, *Pipe Rack*, *Helideck* entre outros serão removidos em duas etapas desconexão/desmontagem do FPSO e armazenamento temporário, movimentação e segregação.

O material desmontado será destinado a área de armazenamento temporário, área verde (Figura 22), lateral ao dique seco, usada para movimentar

grandes equipamentos e blocos desmontados do navio, e segregar o material potencialmente perigoso do não perigoso.

Segregação de material potencialmente perigoso e não perigoso serão armazenados nas áreas azuis (área de corte não perigosas) ou vermelhas (perigosas).

Os veículos pesados de transporte que o EAS dispõe, serão utilizados para retirar os materiais da área verde em direção às áreas designadas.

35. Área roxa - definida para disposição dos caminhões que transportarão as embalagens de NORM retiradas do navio. Esta área é classificada como segregada e de frequência de profissionais controlada.

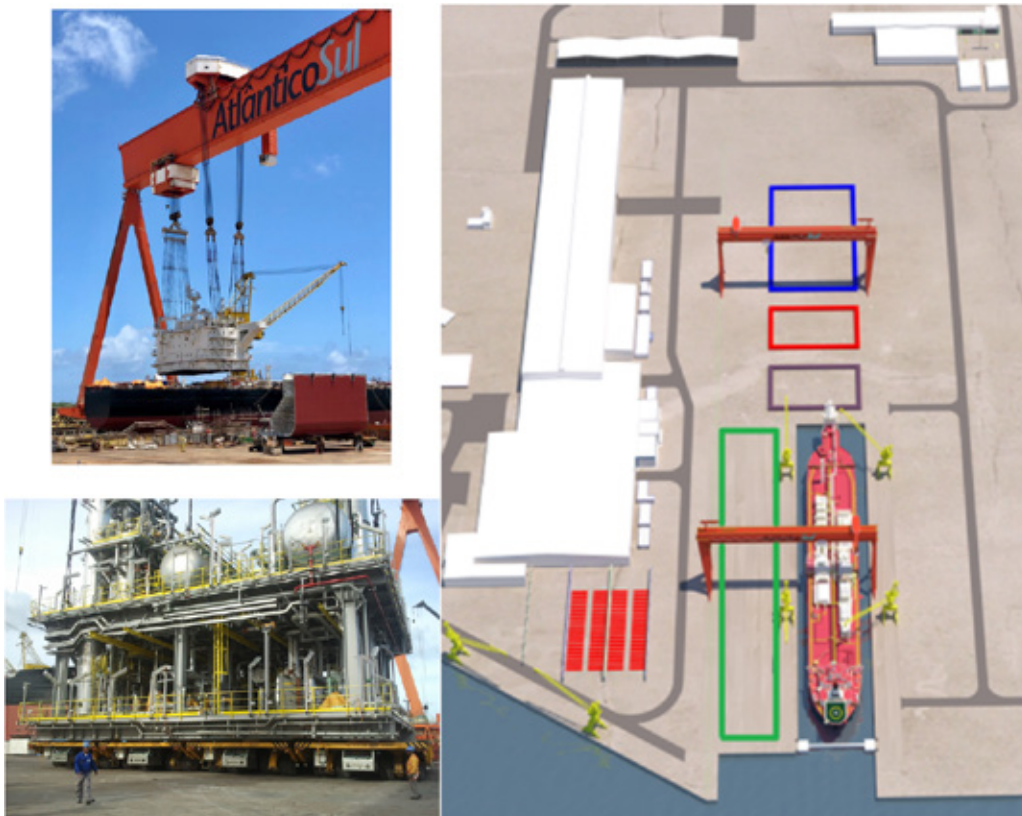
36. Área vermelha - definida para o carregamento de caminhões do material retirado da unidade

Os materiais extraídos das embarcações receberão tratamento especial de acordo com a IMO, Agência Brasileira de Assuntos Nucleares (CNEN), Classe e demais regulamentações internacionais aplicáveis.

Módulos e superestrutura serão transportados da área verde para azul, previamente prepa-

rados com os suportes projetados pela engenharia reversa. Após armazenamento nas áreas designadas, os materiais serão devidamente limpos e descontaminados. O aço será então separado dos outros tipos de material (polímeros, isolamento, itens de E&I, fiação, alumínio, entre outros).

FIGURAS 20, 21 E 22: SIMULAÇÃO DE MOVIMENTAÇÃO DE UMA SUPERESTRUTURA DENTRO DO DIQUE, MOVIMENTAÇÃO DE UM MÓDULO NA ÁREA VERDE LATERAL AO DIQUE E UMA VISTA DE CIMA DO DIQUE COM AS ÁREAS VERDE ROXA, VERMELHA E AZUL.



Fonte: EAS.

6.5 FASE 3: REMOÇÃO DOS MOTORES PRINCIPAIS E AUXILIARES, LINHA DE EIXO, HÉLICE, LEME E O CASCO CORTADO EM BLOCOS

Normalmente, o navio é cortado do convés até o fundo duplo em blocos de acordo com a capacidade interna de içamento e transporte pesado do estaleiro para seu desmantelamento.

Todos os blocos serão similarmente colocados na área verde e imediatamente após serão levados para a oficina de aço do estaleiro para o corte nas dimensões adequadas, para destinação que será em área previamente definida para destinação da siderúrgica

O plano de corte estabelecido pela engenharia do EAS levará em consideração as diretrizes de uma classificadora de unidades marítimas. Os procedimentos de corte deverão garantir que:

- A estabilidade, inclinação e compensação da embarcação serão mantidas.
- Os blocos não se movam quando soltos, devido às forças deslocadas e à acumulação progressiva da tensão durante o corte.
- Nenhum bloco de corte primário será largado ou deixado diretamente na área

verde e conseqüentemente nenhum corte secundário será realizado nesta área.

- Todo sistema de corte será diariamente inspecionado garantindo a segurança.
- Os procedimentos estão sujeitos a melhoria contínua com base nas lições aprendidas.

6.6 FASE 4: CONCLUSÃO DOS TRABALHOS

Nas fases 2 e 3 todo material (HMI) tais como amianto, metais pesados, baterias, líquidos de combate a incêndio, solventes serão segregados e armazenados temporariamente em áreas separadas no item 16 do desenho acima, até o descarte definitivo. Da mesma forma o material do tipo NORM recolhido será tratado dentro do galpão mostrado no item seis da figura acima.

Durante todo o processo das fases, desde a assinatura do contrato de desmantelamento de uma unidade marítima até o recebimento do último certificado de descarte de resíduos, teremos uma equipe preparando um data-book com toda documentação de inspeções, filmagens, fotos e certificados da documentação de destinação ambiental feita para que seja entregue ao cliente e disponibilizado para órgãos fiscalizadores.

FIGURA 23: FOTO AÉREA DO ESTALEIRO COM AS EDIFICAÇÕES E ÁREAS ENVOLVIDAS NA OPERAÇÃO DE DESMANTELAMENTO DE UMA UNIDADE MARÍTIMA.



Fonte: EAS.

De acordo com o interesse do cliente, o EAS poderá se responsabilizar pela destinação e venda dos resíduos, tendo desenvolvido

parceria com importantes siderúrgicas, interessadas em adquirir os materiais.



7

CAPÍTULO

Claudia Vaillant Alves Cunha – CNEN

Flávia Schenato – CNEN

Nerbe José Ruperti Júnior – CNEN

Manuseio de materiais radioativos

7.1 LEGISLAÇÃO & ESTRUTURA REGULATÓRIA APLICÁVEL A REJEITOS RADIOATIVOS

O governo brasileiro, através da CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear, no exercício das competências que lhe são atribuídas (Leis nº 4.118/1962, nº 6189/1974 e nº 7781/1989), é responsável pelo destino final dos rejeitos radioativos produzidos no país. Portanto, a CNEN é responsável pela concepção, construção e operação de instalações de deposição de rejeitos radioativos, tal como previsto na Lei Federal 10.308, de 2001 [1].

A Lei 10.308 estabelece requisitos gerais para o

destino dos rejeitos radioativos e as regras para a escolha do local, construção, operação, licenciamento, financiamento, responsabilidade civil e garantias relacionadas com o armazenamento e deposição de rejeitos radioativos. A CNEN é responsável pela concessão de licenças às instalações de armazenamento e deposição de rejeitos, no que se refere aos aspectos referentes ao transporte, manuseio e tratamento, bem como à segurança e proteção radiológica, sem excluir as licenças ambientais aplicáveis e outros requisitos legais.

A Lei Federal proíbe o depósito de rejeitos de quaisquer naturezas nas ilhas oceânicas, na plataforma continental e nas águas territoriais

brasileiras, bem como a importação de rejeitos radioativos. Os tipos de depósitos de rejeitos radioativos previstos em lei são os depósitos iniciais, intermediários e finais, cujos critérios e procedimentos legais para a instalação e operação são estabelecidos em normas da CNEN.

A fim de cumprir a legislação federal, a Norma CNEN-NN-8.02 (2014) [2] estabelece critérios gerais e requisitos básicos de segurança e de proteção radiológica para o licenciamento de instalações de armazenamento e deposição de rejeitos de Baixo e Médio Nível de Radiação (RBMN). O processo de licenciamento das instalações de rejeitos radioativos é um processo “passo a passo”, ao envolver licenças administrativas para a Aprovação do Local e Autorizações para Construção, Operação, Descomissionamento e Encerramento (requerida somente para depósitos finais). Cada ato está condicionado ao atendimento de requisitos específicos apresentados no Relatório do Local (RL), Relatório Preliminar de Análise de Segurança (RPAS), Relatório Final de Análise de Segurança (RFAS) e Relatório Final de Análise de Encerramento do Local (RFAEL).

Os requisitos para o licenciamento, estabeleci-

dos na CNEN-NN-8.02, aplicam-se às instalações de rejeitos no país, definidas em lei:

- 1. Depósito inicial:** destinado ao armazenamento de rejeitos radioativos, cujo titular da instalação geradora de rejeito é a entidade jurídica responsável pela construção, administração e operação do depósito, com licença concedida pela CNEN.
- 2. Depósito intermediário:** destinado a receber e, eventualmente, acondicionar rejeitos radioativo, com vistas à remoção para o depósito final, em observância aos critérios de aceitação estabelecidos na Norma CNEN-NN-6.09. A CNEN é a entidade jurídica responsável pela administração e operação destes depósitos, através dos seus institutos de pesquisa e tecnologia nuclear.
- 3. Depósito final:** destinado à deposição final de Rejeitos de Baixo e Médio Nível de Radiação.

A norma CNEN-NN-8.02 aplica-se somente ao licenciamento de instalações de rejeitos de Baixo e Médio Níveis de Radiação (Classe 2), de acordo com a classificação adotada no país (Tabela 7), em que leva em conta o nível e a natureza da radiação e a meia-vida dos radio-núclídeos.

TABELA 7. CLASSIFICAÇÃO, CARACTERÍSTICAS E MÉTODOS DE DEPOSIÇÃO DE REJEITOS RADIOATIVOS.

CLASSE	CARACTERÍSTICAS	MÉTODOS DE DISPENSA OU DEPOSIÇÃO
0. Rejeito Isento	Rejeitos contendo radionuclídeos com valores de atividade ou de concentração de atividade, em massa ou volume, inferiores ou iguais aos respectivos níveis de dispensa. [1]	Sem restrição
1. Rejeitos de Meia-vida Muito Curta	Rejeitos com meia-vida ≤ 100 dias, com níveis de atividade ou de concentração de atividade superiores aos respectivos níveis de dispensa. [1]	Armazenados para decaimento e posterior dispensa
2. Rejeitos de Baixo e Médio Níveis de Radiação	Rejeitos com meia-vida superior à dos rejeitos da Classe 1. Níveis de atividade ou de concentração de atividade superiores aos níveis de dispensa e com potência térmica inferior a 2 kW/m ³ .	
2.1. Meia-vida Curta	Emissores beta/gama com meia-vida ≤ 30 anos e com concentrações de radionuclídeos emissores alfa de meia-vida longa < 3700 kBq/kg, acondicionados em volumes individuais e com valor médio de 370 kBq/kg para o conjunto de volumes.	Depósitos próximos à superfície
2.2. e 2.3 Contendo Radionuclídeos Naturais	Rejeitos provenientes da exploração de petróleo e de matérias primas minerais, naturais ou industrializadas, respectivamente, contendo radionuclídeos das séries do U e do Th em concentrações de atividade ou atividades acima dos níveis de dispensa. [1]	Depósitos próximos à superfície ou em profundidade definida pela Análise de Segurança
2.4. Meia-vida Longa	Rejeitos não enquadrados nas Classes 2.2 e 2.3, com concentrações de radionuclídeos emissores alfa de meia-vida longa superiores ao estabelecido em 2.1.	Depósitos Geológicos
3. Rejeito de Alto Nível de Radiação	Potência Térmica superior a 2kW/m ³ e concentração de radionuclídeos emissores alfa superiores as estabelecidas para os rejeitos de meia-vida curta.	Depósitos Geológicos

1 Norma CNEN-NN-8.01 "Gerência de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Níveis de Radiação".

Os rejeitos NORM, ou seja, materiais que contém radionuclídeos de origem natural das séries de decaimento do urânio e do tório são enquadrados nas Classes 2.2 e 2.3 provenientes, respectivamente, das indústrias de E&P de petróleo e gás e das indústrias de mineração e/ou beneficiamento de minérios.

Para todas as classes de rejeitos de Baixo e Médio Níveis de Radiação (Classes 2.1 a 2.4), a regulação nacional apresenta disposições e requisitos específicos para o processo de licenciamento, incluindo o período de construção, operação e o programa de descomissionamento, aplicáveis aos depósitos *iniciais* e *intermediários*, cuja finalidade são o armazenamento e o gerenciamento seguro dos rejeitos por um tempo determinado. Especificamente, para as Classes 2.2 e 2.3, esses requisitos são aplicáveis desde que estes rejeitos estejam acondicionados em embalagens (Art. 2º; §3º). Já em relação à deposição, em longo prazo, a Norma CNEN NN 8.02 não estabelece requisitos específicos para o licenciamento de depósitos *finais*, destinados às Classes 2.2 e 2.3.

Para as classes 2.2 e 2.3, a norma prevê a deposição próxima à superfície (*near surface disposal*) ou em profundidades definida pela análise de segurança (cf. Tabela 9.1), mas não estão estabelecidos os ritos para o licenciamento de *depósitos finais*. Em geral, as características dessas classes de rejeitos envolvem aspectos que podem exigir a deposição em maiores profundidades do que aquelas previstas para instalações próximas à superfície, relacionados, principalmente, a presença de radionuclídeos de meia-vida longa e/ou níveis de concentração de atividade elevados.

Portanto, diferentes tipos de rejeitos NORM podem requerer diferentes opções para deposição. Dependendo das características radiológicas dos rejeitos NORM, como por exemplo, as incrustações com relativa elevada concentração de atividade de Ra-226 e Ra-228, deposições em maiores profundidades têm sido consideradas como uma alternativa, cujas vantagens e desvantagens intrínsecas, quanto aos aspectos de segurança e viabilidade técnica e econômica, devem ser considerados, para fins de licenciamento. [3, 4, 5, 6, 7].

A gestão de NORM e as alternativas para sua deposição segura, em longo prazo, são complexas e envolvem vários aspectos a serem considerados, como o estabelecimento de regulação específica e requisitos de segurança e de proteção radiológica que devem orientar a construção, operação e encerramento dos depósitos, a contenção dos rejeitos de NORM por longos períodos, o seu controle institucional, a monitoração permanente e os usos futuros restritos do local, após o encerramento, entre outros.

7.2. CRITÉRIOS DE ISENÇÃO E DISPENSA DE REJEITOS RADIOATIVOS

Os conceitos de isenção e dispensa de controle regulatório adotados no País estão na norma CNEN-NN-3.01 [8] e são os mesmos preconizados internacionalmente [9, 10]. Isenção é o ato regulatório que isenta uma prática ou uma fonte associada a uma prática de posterior controle regulatório, sob o ponto de vista de proteção radiológica, enquanto dispensa é a retirada do controle regulatório de materiais ou objetos radioativos associa-

dos a uma prática autorizada, o que permite que estes materiais ou objetos sejam removidos do sítio sem restrições adicionais.

Como princípio geral para a isenção ou para a dispensa de controle regulatório de uma fonte de radiação, considera-se que os riscos associados à radiação são irrelevantes (suficientemente baixos de forma a estarem relacionados a danos radiológicos irrelevantes) de forma a não necessitar o cumprimento de requisitos de proteção radiológica. A probabilidade de cenários que levem ao não atendimento a este princípio geral deve ser irrelevante. Outro critério seria atendido quando o controle ou continuidade do controle regulatório da fonte não acrescenta nenhum benefício adicional, no qual nenhuma medida razoável para o controle regulatório iria ter um resultado significativo em termos de redução das doses individuais ou de riscos à saúde.

De forma a considerar cenários de baixa probabilidade, um critério adicional pode ser adotado, no qual a dose efetiva esperada, a ser recebida por qualquer indivíduo do público para estes cenários de baixa probabilidade, não exceda 1 mSv em um ano.

No Brasil, materiais radioativos estarão isentos da aplicação de requisitos de proteção radiológica quando a atividade total de um dado radionuclídeo (artificial ou natural) presente a qualquer momento ou a concentração de atividade usada não exceda os níveis de isenção apresentados no Anexo VI da Norma CNEN-NN-8.01 [11], tanto para moderadas (abaixo de uma tonelada) como para grandes quantidades de materiais (acima de uma tonelada).

Desta forma, para a dispensa de grandes quantidades de materiais contendo radionuclídeos naturais, a partir de uma determinada prática (situação planejada), como é o caso dos rejeitos NORM oriundos da indústria de petróleo e gás, os limites de concentração de atividade devem estar abaixo de 10 Bq/g para K-40 e 1 Bq/g para cada radionuclídeo da cadeia de decaimento radioativo da série do urânio e do tório, de forma a satisfazer o critério, em todas as situações razoáveis, de que a dose efetiva esperada a ser recebida por qualquer indivíduo do público não exceda 1 mSv em um ano.

7.3 OPERAÇÕES DE DESCOMISSIONAMENTO DE UNIDADES *OFFSHORE*

Para o descomissionamento de unidades *offshore* devem ser observados aspectos relacionados, principalmente, à proteção radiológica dos trabalhadores, indivíduos do público e do meio ambiente, bem como, o gerenciamento dos rejeitos NORM, gerados durante a operação, tais como, equipamentos, tubos, borras oleosas/arenosas contaminadas, EPIs contaminados, dentre outros, que deve abranger todas as ações até sua destinação final.

A CNEN/DRS/DIREJ acompanhou em 2011 uma operação de descomissionamento de FPSO, executada no Estaleiro Mauá /RJ.

Antecipadamente foram apresentados e analisados pela CNEN/DRS/DIREJ dois documentos: um Plano de SMS para o Estaleiro Mauá e um Plano de Transporte para todos os materiais NORM gerados.

Além desses, foi apresentado um projeto para a obtenção de autorização de descomissionamento, onde foram descritos todos os procedimentos que seriam executados, incluindo monitoramentos de radiação, uso de EPIs necessários, procedimentos de corte, plano de armazenagem de NORM, cuidados com o meio ambiente e cuidados com a saúde.

A CNEN/DRS/DIREJ, além de ter analisado e emitido pareceres técnicos para os documentos supracitados, fiscalizou a execução “in loco” da operação de descomissionamento, de modo a verificar a operação quanto aos aspectos relacionados à proteção radiológica, gerenciamento de rejeitos e plano de transporte.

Desta forma, dois planos devem ser elaborados pelos operadores e encaminhados para avaliação e aprovação da CNEN para operações de descomissionamento:

- Plano de Radioproteção
- Plano de Gerência de Rejeitos

Os requisitos mínimos para o Plano de Radioproteção são:

1. Elaboração de planejamento ALARA para toda a operação do descomissionamento que possa envolver exposição à radiação ionizante;
2. Identificação da Unidade *offshore* e de seu Titular (operadora);
3. Função, classificação, descrição das áreas do descomissionamento, apresentando delimitação clara das áreas supervisionadas, controladas e livres e, se necessário, locais reservados à monitoração e descontaminação individuais;
4. Descrição da equipe e equipamentos do Serviço de Radioproteção;
5. Função e qualificação dos IOEs (Indivíduos Ocupacionalmente Expostos);
6. Procedimento descrito que envolva a monitoração individual, das áreas e do meio ambiente durante as operações;
7. Estimativa de taxas de dose durante as atividades envolvidas na limpeza dos tanques e equipamentos, bem como durante o entamboramento dos materiais radioativos NORM a serem armazenados até sua destinação final;
8. Descrição do serviço e controle médico dos IOEs, incluindo planejamento médico em caso de acidentes;
9. Programa de treinamento dos IOEs e demais trabalhadores envolvidos nas atividades;
10. Descrição dos tipos de acidentes admissíveis e ações a serem implementadas, incluindo “modus operandi”, instrumentação e dispositivos necessários para delimitação e sinalização da área de emergência;
11. Planejamento de interferência em emergências até o restabelecimento da normalidade;
12. Instruções de radioproteção e segurança fornecidas, por escrito, aos trabalhadores.

Os requisitos mínimos para o Plano de Gerência de Rejeitos são:

1. Deverá ser assegurada a minimização do volume de rejeitos radioativos gerados durante a operação;
2. Os rejeitos radioativos devem ser segregados de quaisquer outros materiais;
3. A segregação dos rejeitos deve ser realizada no mesmo local em que foram gerados ou em ambiente apropriado, levando em conta as seguintes características, conforme aplicável:
 - a) estado físico (sólidos, líquidos ou gasosos),
 - b) compactáveis ou não compactáveis,
 - c) orgânicos e inorgânicos,
 - d) outras características perigosas (explosividade, combustibilidade, inflamabilidade, corrosividade e toxicidade química);
4. Após a segregação, os rejeitos devem ser acondicionados em embalagens que atendam aos requisitos constantes da Norma CNEN-NN-8.01. As embalagens destinadas à segregação, à coleta, ao transporte e ao armazenamento de rejeitos devem portar o símbolo internacional da presença de radiação, fixado de forma clara e visível;
5. As embalagens para armazenamento devem ter suas condições de integridade asseguradas;
6. As embalagens destinadas ao transporte não devem apresentar contaminação superficial externa em níveis superiores aos especificados em Norma CNEN-NN-8.01 (ANEXO V);
7. Os volumes/embalados contendo rejeitos radioativos devem possuir vedação adequada

para evitar derramamento do seu conteúdo (incluindo vedação de tubos, equipamentos e tambores);

8. Os volumes de rejeitos devem portar o símbolo indicativo de presença de radiação e devem apresentar fichas de identificação, afixadas externamente, informando:
 9. dados sobre conteúdo, conforme especificado na Norma CNEN-NN-8.01 (ANEXO IV),
 10. concentração de atividade (Bq/g) dos principais radionuclídeos presentes no rejeito,
 11. O local de armazenamento de rejeitos deve ser informado no planejamento do descomissionamento;
 12. Documentar todo o processo de descomissionamento e inventário de rejeitos radioativos gerados, procedência e destino;

O transporte externo de rejeitos radioativos deve ser realizado em conformidade com a Norma de Transporte de Materiais Radioativos (CNEN NN 5.01), bem como, com as demais normas e regulamentos de transporte vigentes.

DESAFIOS NO GERENCIAMENTO DE NORM DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

O gerenciamento de resíduos NORM deve contemplar uma estratégia “do berço ao túmulo”, ou seja, deve considerar todas as etapas desde a sua geração até a sua deposição como rejeito radioativo, caso a sua dispensa de controle regulatório não seja possível.

Deposição é a última etapa da gerência de rejeitos radioativos, quando o rejeito não pode ser dispensado do controle regulatório, e implica na sua contenção em um depósito final, sem a intenção de recuperá-lo e, preferencialmente, sem a necessidade de manutenção e vigilância do depósito em longo prazo. O isolamento do rejeito da biosfera deve ser garantido através do uso de barreiras de engenharia, da ação das barreiras naturais no retardamento da migração dos radionuclídeos na geosfera e de uma criteriosa seleção de local para a construção do depósito final.

A deposição em profundidade é uma alternativa à deposição em superfície ou próxima à superfície, estas últimas indicadas para rejeitos radioativos com uma baixa concentração de atividade. Algumas opções de deposição em profundidade de NORM da indústria de petróleo e gás são: em minas desativadas, em cavernas de sal, através de injeção e faturamento hidráulico em formações rochosas ou por meio de encapsulamento e deposição em poços. Cada opção possui as suas vantagens e desvantagens intrínsecas quanto aos aspectos de segurança e viabilidade econômica. A segurança radiológica do sistema de deposição deverá ser demonstrada em um Relatório de Análise de Segurança da instalação, que deverá

ser submetido ao órgão regulador nuclear no processo de licenciamento.

O Brasil ainda não possui uma solução final para os rejeitos gerados pela indústria de petróleo e gás e este é um dos principais problemas encontrados no gerenciamento desta classe de rejeitos no país. Atualmente empresas do setor estão optando pela exportação do seu rejeito NORM, o que só pode ser realizado para países que permitam a sua importação para deposição em instalações licenciadas para este fim. No caso da exportação, deve ser atendida tanto a legislação no país de origem quanto a do país de destino.

Depósitos iniciais são concebidos para durar de alguns anos a até algumas décadas e são opções para o armazenamento seguro de rejeitos entre o seu armazenamento temporário na instalação geradora e a sua destinação final. Como o Brasil ainda não possui um depósito final para NORM de petróleo e como as instalações marítimas possuem uma capacidade reduzida de armazenamento é importante que os operadores destas instalações licenciem os seus depósitos iniciais no continente, devendo iniciar o processo de licenciamento assim que for identificada a presença de resíduos com NORM associado.

BOX 3**Coral-Sol**

O coral-sol é o nome genérico de espécies de coral do gênero *Tubastraea*, duas das quais foram introduzidas no mar territorial brasileiro. São espécies de ampla distribuição nas regiões tropicais e equatoriais dos oceanos Índico e Pacífico.

Essas espécies são deslocadas do seu habitat natural através de águas de lastros ou organismos incrustados em cascos de navios e outras embarcações, como navios sondas e plataformas que se deslocam entre diferentes regiões do mundo e ancoram na costa brasileira. Acredita-se que essas espécies exóticas se estabeleceram primeiramente na Baía de Campos.

O coral-sol se reproduz sexuada ou assexuadamente de maneira muito eficiente e suas larvas se fixam com grande rapidez. A reprodução assexuada ocorre antes de dois meses, e os indivíduos atingem o estágio adulto em pouco mais de um ano. O impacto do coral-sol deriva justamente da agressividade da espécie, a qual concorre com as espécies nativas, tomando seu lugar nos ecossistemas.

Tanto no Brasil quanto em outras regiões afetadas pela bioinvasão do coral-sol, estudos vêm observando os impactos potenciais e efetivos da sua introdução nas populações e comunidades nativas marinhas, incluindo alteração de habitats, predação, deslocamento de espécies nativas, alteração na cadeia alimentar e aumento da capacidade de sobrevivência de novas espécies invasoras. (ICMBio, 2018 e CROOKS, 2002)

Neste contexto, a escolha da técnica a ser adotada para o manejo do coral sol é desafiadora. Esta decisão deve ser realizada considerando diversos fatores, como: espécies presentes, estágio de colonização, localização da incrustação, se a estrutura é natural ou artificial, sensibilidade ambiental da região, eficácia do método de limpeza, riscos envolvidos com a ausência de manejo, os riscos do próprio manejo, riscos à salvaguarda da vida humana, interesse público e coletivo, aspectos técnico/operacionais, disponibilidade de recursos, novas tecnologias, custos e viabilidade de implementação, dentre outros. (ICMBIO, 2018)

As técnicas utilizadas para remoção do coral sol em plataformas e embarcações, durante o descomissionamento, são: o jateamento com água nas superfícies contaminadas; a raspagem dos organismos; a exposição dos vetores ao ar (morte por dessecação); a sua imersão em dique com salinidade contrária à necessária dos organismos (morte por choque osmótico); e envelopamento das estruturas (morte por anoxia e inanção). (ICMBio 2018 apud IPIECA/OGP, 2010).

Entretanto, estudos apontam que ainda existem lacunas no conhecimento sobre eficácia dos métodos para controle e eliminação de bioinvasores (COUTINHO, 2019). Além disso, no âmbito operacional, dependendo da técnica escolhida, podem surgir dificuldades relacionadas à infraestrutura logística necessária. Esses fatos, por sua vez, podem não só elevar os custos para remoção do coral-sol, mas também do descomissionamento como um todo.



8

CAPÍTULO

Anabal Santos Jr – ABPIP

Clarissa Thomson – PetroRio

Mauro Destri – Perenco

Nathan Biddle – Premier Oil

A visão dos operadores de campos maduros

Somos uma instituição que há mais de uma década representa os produtores independentes, tendo sempre atuado para o desenvolvimento da indústria de P&G no segmento *onshore* no Brasil e, mais recentemente, incorporado os campos maduros no ambiente *offshore*. Também temos liderado e

congregado esforços de diversas outras instituições que ao longo dos anos se juntaram a esta causa. Esta atuação histórica permitiu que o mercado reconheça a ABPIP como a associação que melhor representa a visão empresarial dos operadores independentes da indústria de E&P brasileira³⁷.

37. A ABPIP tem em quadro de associados empresas operadoras (sócios efetivos), empresas interessadas em serem operadoras no mercado nacional (sócios aspirantes) e fornecedores (sócios fornecedores), o que lhe permite ter uma ampla visão do setor. Dentro da sua missão e com esta visão, atua visando a criação sustentável de um mercado com múltiplos agentes e gerador de riquezas para o país. Conheça mais sobre a ABPIP em www.abpip.org.br

8.1 INTRODUÇÃO

Durante vários anos, desde a publicação da resolução da ANP nº 27/2006³⁸, a decisão estratégica sobre descomissionar ou não um sistema produtivo *offshore* obedecia a critérios como o fim da capacidade produtiva economicamente viável, o tempo de vida útil da instalação marítima versus sua condição de integridade ou o enquadramento de casos de acidentes naturais, por exemplo.

Com os processos de desinvestimento de campos maduros e marginais da Petrobras nos ambientes *offshore* e onshore, somados à publicação da nova Resolução ANP nº 817/2020³⁹, o descomissionamento no Brasil tornou-se um processo que demanda uma abordagem bem mais ampla.

A análise de projetos de descomissionamento de estruturas e sistemas submarinos baseia-se principalmente na capacidade produtiva do campo e de suas instalações, na possibilidade da cessão da concessão para empresas independentes com competência para revitalizá-los e na forma com a qual o arcabouço regulatório brasileiro contribui para que a revitalização destes ativos maduros seja atrativa e capaz de capturar novos investimentos.

A revitalização que vem acontecendo em campos de diversas bacias espalhadas pelo país, hoje já operados por empresas independentes, conseguiu estender a vida útil desses ativos e, portanto, postergou seu descomissionamento, que certamente teria que ser realizado, em sua maioria, até o ano de 2025⁴⁰, caso não tivessem sido comprados por estas operadoras.

Mas certamente, em algum momento, o descomissionamento terá que ocorrer e as exigências regulatórias e os critérios do planejamento que as operadoras precisam assumir são tão importantes e complexos quanto as escolhas que fazem para o desenvolvimento dos próprios projetos de E&P.

Assim, o descomissionamento é uma questão estratégica, visto que será fator crítico de sucesso na tomada de decisões da empresa e poderá criar vantagens competitivas para aquisição de uma nova oportunidade de investimentos no atual cenário do mercado brasileiro.

Desta forma, o descomissionamento deve ser encarado com a visão muito mais aprofundada do que apenas como um desafio ambiental, técnico e de custo. Devem ser travadas discussões mais amplas do que as realizadas até o momento, girando em torno da capacidade da

38. <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-27-2006?origin=instituicao&q=27/2006>

39. <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-817-2020-dispoe-sobre-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural-a-inclusao-de-area-terrestre-sob-contrato-em-processo-de-licitacao-a-alienacao-e-a-reversao-de-bens-o-cumprimento-de-obrigacoes-remanescentes-a-devolucao-de-areae-da-outras-providencias?origin=instituicao>

40. Prazo final dos campos adquiridos pela Petrobras na "rodada zero" da ANP em 1997.

cadeia local de fornecimento de bens e serviços, incentivos regulatórios, redução de tributos, segurança operacional e problemas sociais.

Para trazer previsibilidade das exigências e requerimentos que permitam o devido planejamento, nos últimos quatro anos o tema descomissionamento tem sido objeto de constantes debates entre os *stakeholders* da indústria de petróleo e gás nos principais mercados produtores no mundo, incluindo o Brasil.

A expectativa no Brasil é que seja possível evoluir para a implementação de ações cada vez mais ágeis e flexíveis visando a otimização das atividades do descomissionamento, consequentemente passando pelo aprimoramento regulatório, pela evolução do mercado e da cadeia de suprimentos.

No Brasil, a ANP recebeu algo em torno de 75 PDI's (Programa de Descomissionamento de Instalações)⁴¹ *onshore* e *offshore* das bacias sedimentares brasileiras, sendo que, 54 destes estão aprovados. Além disso, atualmente está se iniciando no país um ciclo de descomissionamento com aproximadamente uma dezena de unidades instaladas nas Bacias de Campos, Espírito Santo e Sergipe/Alagoas, entre outras.

A Agência estima para o período de 2020-2024 um gasto com descomissionamento na ordem de R\$ 26 bilhões⁴², embora perceba-se na indústria um movimento para redução destes custos. Esta geração de riquezas com descomissionamento irá movimentar o mercado no curto prazo (já a partir de 2021), sendo que uma parte dos serviços já está disponível no país. Outra parte, ainda que existam recursos materiais, precisa ser efetivamente desenvolvida, vez que a ampliação da cadeia de fornecimento de bens e serviços de descomissionamento no Brasil, segundo a ANP, será papel também de outras áreas da Administração Pública, em especial dos governos estaduais, em criar condições para esse mercado. É também papel da indústria propor alternativas de desenvolvimento local da atividade.

8.2 CONTEXTUALIZAÇÃO REGULATÓRIA

Dentro da perspectiva regulatória, não há dúvidas de que os maiores esforços devem ser orientados para a continuidade das operações dos campos maduros, visando a atração de novos investimentos de modo a garantir a maximização da extração dos recursos, tendo em vista os baixos índices do fator de recuperação (FR) nos reservatórios petrolíferos do Brasil.⁴³

41. Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI): documento apresentado pelo contratado cujo conteúdo deve incorporar as informações, os projetos e os estudos necessários ao planejamento e à execução do descomissionamento de instalações; significa o mesmo que PDI executivo. <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>

42. <http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/descomissionamento/ssm.pdf>

43. O FR médio brasileiro é de 21% enquanto a media mundial é de 35%. http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/2018/n9/Nota_Tecnica-004-Regulamentacao_do_incentivo_de_reducao_de_royalties_sobre_a_producao_incremental_em_Campos_Maduros.pdf

Reguladores e operadores devem trabalhar juntos para garantir que os projetos de extensão da vida útil do campo sejam implementados e que sejam economicamente viáveis, além de seguros, para fornecer os retornos esperados sobre o capital investido. Existem meios pelos quais a extensão da vida do campo pode ser estimulada e, com isso, adiar o descomissionamento da infraestrutura. Podem ser citados a redução de royalties para campos maduros, a adequação de regulamentações e exigências que agravam o custo regulatório (custos de transação) e até mesmo estímulos como a utilização de fundos de PD&I (da própria ANP ou de outros órgãos de fomento) para implementação de recuperação secundária e terciária, bem como novas tecnologias de produção ou operações.

O incentivo à continuidade da produção certamente impulsionará a geração de novas oportunidades de criação de empregos, recolhimento de royalties e participações governamentais e aumentará a renda em diversos municípios das regiões produtoras. Ou seja, todo petróleo e gás que puder ser produzido, deverá ser produzido e o Estado deve ser um facilitador desse processo, estabelecendo uma regulamentação simples, clara e objetiva que catalise o apetite dos operadores a injetarem novos investimentos que possam estender os horizontes de produção de nossos campos maduros por mais três ou quatro décadas.

E no que concerne ao descomissionamento dos campos passíveis de *farm-out*, deve-se encontrar um triplo equilíbrio entre os interesses do operador que vende, do operador que compra e do regulador para permitir que, entre outras ques-

tões, as garantias financeiras necessárias para o descomissionamento futuro não onerem excessivamente a empresa compradora com compromissos que resultem em um projeto antieconômico.

As discussões regulatórias nacionais iniciaram-se com o processo de revisão da Resolução ANP nº 27/2006, que deu origem à nova Resolução ANP nº 817/2020, marcada por um longo debate técnico entre a ANP, IBAMA e Marinha do Brasil juntamente com o mercado, acerca das melhores práticas internacionais, com foco nas operações técnicas de projeto, preparação e execução do descomissionamento de instalações e equipamentos.

Esta integração e um ambiente colaborativo permitiram a construção de importantes aspectos técnicos para o regimento das ações de descomissionamento. O mercado espera continuar atuando em ampla parceria técnica nesse ambiente de colaboração e integração dessas autoridades durante as análises dos programas de descomissionamento e no aprimoramento contínuo do regimento.

A antecipação do processo de aprovação dos planos de descomissionamento para cinco anos antes da sua efetivação e a utilização de ferramentas multicritérios para efeitos de tomada de decisão sobre a retirada/permanência de equipamentos no campo trouxeram maior previsibilidade e segurança jurídica para o mercado. Porém, a decisão da ANP de incluir as áreas a serem devolvidas em Oferta Permanente antes propriamente da execução do programa de descomissionamento cria incertezas e potenciais

passivos que ampliam o risco para os operadores. Para completar, a complexidade das regras estabelecidas para a alienação e reversão de bens certamente amplia a insegurança jurídica do processo. Vale observar que a questão regulamentada sobre a reversão e alienação de bens em específico foi mal recebida pelo mercado à luz das poucas oportunidades de debater o assunto com a ANP, tal como foi feito com os requisitos técnicos da nova regulamentação.

8.3 DESAFIOS E OPORTUNIDADES NA CADEIA DE VALOR

À medida que os ativos atingem o final de suas vidas úteis, os gastos das operadoras tendem a aumentar substancialmente e se tornam cada vez mais tecnicamente complexas as atividades necessárias para cessar a produção, remover com segurança a infraestrutura submarina e de superfície e garantir que os poços sejam permanentemente abandonados, sempre atendendo aos critérios da Resolução ANP nº 817/2020.

Se um operador está considerando a compra ou transferência de um ativo, precisa entender seus passivos de desativação e onde está exposto à escalada de custos, além de quais oportunidades pode vislumbrar desde o momento da compra tanto para evitar tal escalada quanto para poder impulsionar inovações tecnológicas.

Uma avaliação preliminar do mercado também indica a existência de diversos *gaps* na cadeia de fornecimento, que poderão representar obstáculos e riscos às atividades de descomissionamento,

sobretudo em um cenário de reaquecimento da indústria. São gargalos importantes em planejamento e gestão de projeto, tais como a disponibilidade de sondas, de embarcações *heavy-lift* para remoção de linhas *subsea*, de serviços de reciclagem e tratamento de resíduos e a delimitação de áreas licenciadas para acondicionamento e desmonte de equipamentos.

Outro fator crítico é que, ao contrário do planejamento de desenvolvimento no setor de P&G, a atividade de descomissionamento ainda não é orientada por um cronograma claro e, portanto, as previsões nem sempre correspondem à realidade. Isso causa frustração, em particular para a cadeia de fornecedores de bens e serviços, na qual as empresas que desejam investir procuram clareza sobre o escopo, prazo e custo, principalmente para que possam justificar os gastos visando atender ao setor. Na verdade, sem essa clareza, a capacidade de crescimento do setor de descomissionamento poderá ser prejudicada.

Será necessário desenvolver novas tecnologias, novos arranjos de engenharia e de negócios com estabelecimento de parcerias, novas redes de inter-relacionamentos e sistemas de gestão apropriados, capazes de reduzir substancialmente preços, riscos e tempo de execução das operações de abandono e remoção dos sistemas de produção. Certamente, a implementação de parcerias com a integração de processos será determinante para a geração de ganhos de escala e de qualidade que darão robustez às atividades, permitindo assim a consolidação de diversos núcleos locais de excelência em descomissionamento.

Nesse cenário de descomissionamento, especial atenção deve ser dada às instalações hibernadas, uma vez que as estruturas em ambiente *offshore* se degradam em velocidade acelerada, isso devido à sua exposição ao ambiente marinho altamente inóspito, o que acarretará problemas adicionais na execução de um PDI.

8.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O Brasil avançou significativamente com as regulamentações e implementação de projetos de desativação nos últimos anos, mas muitos outros progressos são necessários. Com essas mudanças adicionais, o foco adequado deve ser colocado não apenas na redução de riscos e passivos para o país, mas em como estimular efetivamente futuros investimentos no Brasil por toda a indústria de petróleo e gás.

É essencial focar nesses três vetores: i) extensão da vida dos campos produtores, ii) criação de condições para atração de novos investidores e operadores para o Brasil e iii) criação de benefícios fiscais em contrapartida de futuros investimentos pós-descomissionamento.

Embora a maior parte da atenção da indústria no país se concentre nos desafios de descomissionamento quanto aos cronogramas críveis, problemas ambientais e os desafios da cadeia de suprimentos local, em verdade o descomissionamento é um desafio estratégico dos operadores de campos maduros no *offshore* e *onshore* brasileiro. Por eles devem ser dispensados cuidados e esforços de gestão e clareza com relação à sua

tomada de decisão. Devem ser considerados seus portfólios de projetos e questões operacionais e de extensão de vida útil de seus ativos.

Por fim, existe espaço para melhorias regulatórias ainda não endereçadas para otimização deste cenário de descomissionamento para campos maduros, tais como:

- Redução de garantias financeiras de abandono como contrapartida de aporte de novos investimentos, visando aumento de fator de recuperação e aumento da vida útil do campo.
- Possibilidade, no caso de campos maduros adquirido por empresa independente através do programa de desinvestimentos da Petrobras, de revisão do valor de abandono proposto pelo operador anterior para constituição de garantias de abandono, considerando a tendência de eficiência na estrutura de custos dos operadores independentes.
- Com relação à parte ambiental, é necessário aprofundar estudos quanto à possibilidade de tombamento de equipamentos no fundo do mar como alternativa ambientalmente sustentável, visando à redução dos custos de descomissionamento.

Nesse sentido, a ABPIP pretende contribuir por meio de ampla discussão para aprimoramento da regulação que aumente a vida útil produtiva dos campos maduros, bem como através do compartilhamento de contratação de soluções para demandas comuns entre operadoras para reduzir os custos de produção dos campos e, da mesma forma, os custos decorrentes do descomissionamento.

9

CAPÍTULO

Considerações finais

Diante do exposto ao longo da Cartilha *Descomissionamento Offshore no Brasil - Oportunidades, Desafios & Soluções*, pode-se observar oportunidades econômicas e sociais decorrentes das atividades do Descomissionamento, bem como os desafios e soluções que possibilitam novos negócios de investimentos no Brasil.

Merece reflexão a desativação e destinação segura de plataformas descomissionadas no Brasil. Quando houver a oportunidade de reutilização do *topside*, existe uma série de alternativas para o uso dessas estruturas.

A revisão do marco regulatório para as atividades de descomissionamento de instalações de E&P no Brasil foi implementada não apenas como uma regra a ser seguida, mas como importante operacionalização de uma promissora atividade econômica, proporcionando a aplicação das

melhores práticas internacionais e conferindo segurança jurídica ao processo. Ainda que a normatização coordenada em rede e mais detalhada seja de complexa operação, em razão da pouca experiência de amplos projetos de descomissionamento, o que pode gerar insegurança jurídica aos agentes econômicos, ela está implementada e em funcionamento no país.

Ademais, a intenção do novo instrumento foi o de fomentar práticas de desenvolvimento sustentável, visando o equilíbrio entre as dimen-

sões econômica, social e ambiental da atividade, para contribuir de forma estratégica para o ambiente de negócios.

A previsibilidade, dimensionamento e natureza do mercado de descomissionamento apresentadas neste trabalho consolidam as principais oportunidades e desafios para os pequenos, médios e grandes operadores, bem como para a cadeia de fornecimento de bens e serviços, sob diferentes óticas.

Tais iniciativas procuram dar transparência ao atual cenário de descomissionamento, bem como para proporcionar uma maior atratividade da atividade econômica no país. Todas as informações constantes desse trabalho visam contribuir para um planejamento mais realista, que resulte na estruturação de uma indústria de descomissionamento robusta, em todos os setores da cadeia. Os dados aqui presentes ainda fornecem subsídios para decisões de investimento em projetos no país, o que pode resultar na ampliação do emprego e renda.

Os projetos de descomissionamento são complexos e envolvem muitos atores, sendo necessário alcançar maior sinergia entre empre-

sas e *stakeholders*, para potencializar ganhos de eficiência e redução de custos.

Sugere-se ainda o compartilhamento, pelos operadores, de conhecimentos e soluções, de forma a produzir projetos cada vez mais eficientes e seguros, além de favorecer a adoção de novas tecnologias, a pesquisa e a inovação.

Do ponto de vista de recursos disponíveis para financiamento e das políticas de investimento em pesquisa, desenvolvimento e inovação no setor, caberá maiores discussões, para identificar oportunidades e reduzir gargalos específicos, promovendo o desenvolvimento tecnológico e científico para superar desafios e garantir o investimento necessário ao cumprimento de contratos existentes.

Como pode ser observado ao longo dessa Cartilha, as empresas estão se preparando, ao mesmo tempo em que buscam maiores informações e tentam entender o ambiente de negócios. Importante atentar às exigências para o avanço seguro e sustentável desse mercado, em conjunto com suas associadas e os órgãos de governo, para fazer com que o descomissionamento promova um ótimo ambiente de negócios no Brasil.

Dentre os desafios citados pelo mercado de serviços, em relação à capacidade da mão de obra, encontra-se a necessidade de reduzir incertezas associadas à precificação dos serviços.

Diante do potencial de investimento e fomento da indústria local, é fundamental que o mercado esteja preparado e capacitado para fornecer os serviços necessários à implementação dos Programas de Descomissionamento de Instalações.

Os portos, cais e estaleiros são consideradas infraestruturas críticas desta etapa, devido à carência de locais com conhecimento e experiência em descomissionamento, e adequados às exigências regulatórias, especialmente as relacionadas à gestão de resíduos.

Cabe destacar a necessidade de estabelecimento de regras e diretrizes claras para transferência das unidades, desde sua locação até terminais e estaleiros nacionais, atentando-se à presença de coral sol nos cascos e de NORM. Além disso, foi identificada a necessidade de aprimoramentos na legislação e na regulamentação tributária e aduaneira, para simplificação dos procedimentos de extinção do regime apli-

cável na importação temporária das instalações que, após descomissionadas, serão desmanteladas no país, bem como para desoneração da tributação dos ativos importados destinados ao projeto em questão.

Desta forma, o descomissionamento deve ser abordado em seus aspectos mais amplos, para além de seus desafios ambientais, técnicos e econômicos. Estes aspectos estão relacionados à capacidade da cadeia local de fornecimento de bens e serviços, aos incentivos regulatórios, à redução de tributos, à segurança operacional e aos seus impactos sociais e ambientais.

Atender à regulação, desde o projeto até o fim da vida útil das instalações, assim como planejar para um ambiente de negócios lucrativo e eficiente é responsabilidade da indústria.

A articulação entre os órgãos competentes e o mercado, por sua vez, é fundamental para a busca de soluções que sejam capazes de levar o país ao êxito que se espera com o tema descomissionamento. Fomentar um ambiente regulatório previsível e moderno, para atrair novos investimentos e acelerar o desenvolvimento sustentável do país, deve ser uma prioridade do Estado.

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICAS:

[1] CROOKS, J.A. Characterizing Ecosystem-Level Consequences of Biological Invasions: The Role of Ecosystem Engineers. *Oikos*, v.97, p. 153–166, 2002

[2] COUTINHO, L.A. 2019. **Mapeamento e Avaliação Preliminar da Duração das Principais Etapas do Processo de Descomissionamento de um FPSO**. Trabalho de Conclusão de Curso. Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2019

[3] LEI FEDERAL nº10.308 de 2001. Dispõe sobre a seleção de locais, a construção, o licenciamento, a operação, a fiscalização, os custos, a indenização, a responsabilidade civil e as garantias referentes aos depósitos de rejeitos radioativos, e dá outras providências.

[4] Norma CNEN-NN-8.02 "Licenciamento de depósitos de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio nível de radiação". Abril 2014 – Resolução CNEN 167/14.

[5] SMITH, K.P. *An Overview of Naturally Occuring Radioactive Materials (NORM) in Petroleum Industry*. ANL/EISA-7, Argonne, Illinois, Argonne National Laboratory (1992).

[6] SMITH, K.P., WILLIAMS, G.P; BLUNT, D.L. AND ARNISHET, J.J. *Radiological Dose Assessment of NORM Disposal in Class II Injection Wells*. ANL/EA CR, Argonne, Illinois, Argonne National Laboratory, 1997.

- [7] VEIL, J.A., K.P. SMITH, D. TOMASKO, D. ELCOCK, D.L. BLUNT and G.P. W. *Disposal of NORM-Contaminated Oil Field Wastes in Salt Caverns* prepared for U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, Argonne National Laboratory, Argonne, IL, August, 1998.
- [8] IAEA Safety Reports Series n° 40. *Radiation Protection and Management of Radioactive Waste in the Oil and Gas Industry*. International Atomic Energy Agency, 2010.
- [9] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. *Bulletin on Management of Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM) in Oil and Gas Production*, API Bulletin E2, Second Edition, April, 2006.
- [10] Norma CNEN-NN-3.01 "Diretrizes Básicas de Proteção Radiológica". Janeiro de 2005.
- [11] IAEA Safety Standards Series No. GSR Part 3 - Radiation Protection and Safety of Radiation Sources: International Basic Safety Standards. International Atomic Energy Agency, Vienna, 2014.
- [12] IAEA Safety Standards Series No. RS-G-1.7. Application of the Concepts of Exclusion, Exemption and Clearance. IAEA, Vienna, 2004.
- [13] Norma CNEN-NN-8.01 "Gerência de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio nível de radiação". Abril 2014 – Resolução CNEN 167/14.

Mantenedores

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

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






Enel Green Power, por um mundo mais verde.

Presente em 
16 países

Gerando 
38,1 TWh
de energia anualmente

Mais de 
740 plantas

Evitando a emissão de 
22 milhões
de toneladas de CO₂

-  energia eólica
-  energia solar
-  energia hidroelétrica
-  energia geotérmica
-  energia de biomassa

enel

Green Power



*Usina Hidrelétrica de Funil
Resende - RJ*

Transparência & sustentabilidade

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

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



Ministério de
Minas e Energia



NA NATUREZA, NADA SE PERDE. TUDO SE TRANSFORMA.

ITAIPU GERA MAIS DO QUE A ENERGIA LIMPA QUE VEM DAS ÁGUAS DO RIO PARANÁ. Desenvolve também várias iniciativas na área de energias renováveis, como a utilização do biometano obtido a partir dos dejetos de animais e de resíduos orgânicos das propriedades rurais da região. Com isso, combate as emissões de gases do efeito estufa, protege a natureza ao evitar que dejetos cheguem aos rios e proporciona uma alternativa de renda aos produtores locais, além de desenvolver a tecnologia dos veículos movidos com esse biocombustível. Hoje, Itaipu já conta com 36 deles e, em breve, ampliará ainda mais a sua frota a biometano. Resultado da economia já comprovada e fator de geração de renda e desenvolvimento sustentável, para todo o seu território de atuação.



Para saber mais, acesse www.cibiogas.org



TECNOLOGIA INTELIGENTE PEDE TALENTOS GENIAIS

Veja como a Inteligência Aplicada muda a maneira como
pessoas e empresas trabalham em [accenture.com.br](https://www.accenture.com.br)

NEW APPLIED NOW



Ipiranga

JET OIL

OT Clean

WIFI

M

KAVANTAGENS

ampm

7000
REDE

CONNECTOR

84

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

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

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel

Pesquisadores e técnicos altamente qualificados

Moderno complexo laboratorial para pesquisa experimental, ensaios e serviços tecnológicos

Papel estratégico no desenvolvimento da indústria nacional

Soluções tecnológicas amplamente utilizadas pelo setor elétrico brasileiro

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

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

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

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



Eletrobras
Cepel

A pesquisa que constrói o futuro



NOSSA ENERGIA ESTÁ COM VOCÊS!

A Eletronuclear segue fornecendo a energia que o Brasil precisa!

Durante a pandemia, continuamos trabalhando atentos aos protocolos de prevenção ao novo coronavírus para que outros serviços essenciais também possam continuar.

Saiba mais:     eletronuclear.gov.br

 **Eletronuclear**

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

 **PÁTRIA AMADA
BRASIL**
GOVERNO FEDERAL

Mantenedores

Ouro



Prata



Apoio



Patrocínio

PetroRio