

Oportunidade no Setor de Óleo & Gás:

aplicação de política de conteúdo local na etapa de descomissionamento de instalações *offshore* no Brasil

Diogo Figueiredo Barcellos

Orientador: Prof. Me. Leonardo Lopes Garcia

Coletânea de Pós-Graduação

Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação (CDR)

Volume 1



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

MINISTROS

Bruno Dantas (Presidente)

Vital do Rêgo Filho (Vice-Presidente)

Walton Alencar Rodrigues

Benjamin Zymler

Augusto Nardes

Aroldo Cedraz

Vital do Rêgo

Jorge Oliveira

Antônio Anastasia

MINISTROS-SUBSTITUTOS

Augusto Sherman Cavalcanti

Marcos Bemquerer Costa

Weder de Oliveira

MINISTÉRIO PÚBLICO JUNTO AO TCU

Cristina Machado da Costa e Silva (Procuradora-Geral)

Lucas Furtado (Subprocurador-Geral)

Paulo Soares Bugarin (Subprocurador-Geral)

Marinus Eduardo de Vries Marsico (Procurador)

Júlio Marcelo de Oliveira (Procurador)

Sérgio Ricardo Costa Caribé (Procurador)

Rodrigo Medeiros de Lima (Procurador)



DIRETOR-GERAL

Adriano Cesar Ferreira Amorim

**DIRETORA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS,
PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS**

Flávia Lacerda Franco Melo Oliveira

**CHEFE DO DEPARTAMENTO
DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISAS**

Clémens Soares dos Santos

CONSELHO ACADÊMICO

Maria Camila Ávila Dourado

Tiago Alves de Gouveia Lins e Dutra

Marcelo da Silva Sousa

Rafael Silveira e Silva

Pedro Paulo de Moraes

COORDENADOR ACADÊMICO

Leonardo Lopes Garcia

COORDENADORES PEDAGÓGICOS

Flávio Sposto Pompêo

Georges Marcel de Azeredo Silva

Marta Eliane Silveira da Costa Bissacot

COORDENADORA EXECUTIVA

Maria das Graças da Silva Duarte de Abreu

PROJETO GRÁFICO E CAPA

Núcleo de Comunicação – NCOM/ISC

Oportunidade no setor de Óleo & Gás: aplicação de política de conteúdo local na etapa de descomissionamento de instalações *offshore* no Brasil

Diogo Figueiredo Barcellos

Monografia de conclusão de curso submetida ao Instituto Serzedello Corrêa do Tribunal de Contas da União como requisito parcial para a obtenção do grau de especialista Controle da Desestatização e da Regulação.

Orientador(a):

Prof. Me. Leonardo Lopes Garcia

Banca examinadora:

Prof. PhD. Bruno Eustáquio Ferreira
Castro de Carvalho

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BARCELLOS, Diogo Figueiredo. **Oportunidade no Setor de Óleo & Gás: aplicação de política de conteúdo local na etapa de descomissionamento de instalações *offshore* no Brasil.** 2022. Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) – Instituto Serzedello Corrêa, Escola Superior do Tribunal de Contas da União, Brasília DF.

CESSÃO DE DIREITOS

NOME DO(A) AUTOR(A): Diogo Figueiredo Barcellos

TÍTULO: Oportunidade no Setor de Óleo & Gás: aplicação de política de conteúdo local na etapa de descomissionamento de instalações *offshore* de petróleo e gás natural no Brasil.

GRAU/ANO: Especialista/2022

É concedida ao Instituto Serzedello Corrêa (ISC) permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso somente para propósitos acadêmicos e científicos. Do mesmo modo, o ISC tem permissão para divulgar este documento em biblioteca virtual, em formato que permita o acesso via redes de comunicação e a reprodução de cópias, desde que protegida a integridade do conteúdo dessas cópias e proibido o acesso a partes isoladas desse conteúdo. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste documento pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

Nome: Diogo Figueiredo Barcellos

e-mail: figueiredob@tcu.gov.br

FICHA CATALOGRÁFICA

Barcellos, Diogo Figueiredo.

Oportunidade no setor de óleo & gás : aplicação de política de conteúdo local na etapa de descomissionamento de instalações offshore no Brasil / Diogo Figueiredo Barcellos. – Brasília : Tribunal de Contas da União, Instituto Serzedello Corrêa, 2022.

91 f. – (Coletânea de Pós-Graduação. Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação; v. 1)

Orientador: Leonardo Lopes Garcia.

Monografia (Especialização em Controle da Desestatização e da Regulação) – Instituto Serzedello Corrêa, 2022.

1. Petróleo - produção - exploração. 2. Gás natural - produção - exploração. 3. Descomissionamento. 4. Conteúdo local. 5. Plataforma marítima. I. Título. II. Série.

Oportunidade no Setor de Óleo & Gás: aplicação de política de conteúdo local na etapa de descomissionamento de instalações *offshore* no Brasil

Diogo Figueiredo Barcellos

Trabalho de conclusão do curso de pós-graduação *lato sensu* em Controle da Desestatização e da Regulação realizado pelo Instituto Serzedello Corrêa como requisito para a obtenção do título de especialista em Controle da Desestatização e da Regulação.

Brasília, 13 de fevereiro de 2023.

Banca Examinadora:

Prof. Me. Leonardo Lopes Garcia
Orientador
Tribunal de Contas da União

Prof. PhD. Bruno Eustáquio Ferreira Castro de Carvalho
Avaliador
Ministério da Gestão

Dedico esse trabalho a todos os meus colegas auditores que seguem na incessante proteção ao patrimônio público.

Agradecimentos

Aos meus pais, pelas lições de vida e pelas oportunidades de estudo que me deram, sempre acreditando na minha evolução. À minha irmã, por ouvir minhas lamúrias e preocupações com a realização deste trabalho.

À minha noiva, por me escutar quando eu precisava, por me apoiar e me incentivar a estudar e desenvolver este trabalho, mesmo quando eu não tinha ânimo em fazê-lo.

Ao meu chefe e demais amigos da AudPetróleo, pela compreensão, ajuda e disponibilidade para trocar ideia. Ao meu orientador, pela paciência em cada entrega e pelas conversas e dedicação até a conclusão deste trabalho.

Resumo

O descomissionamento é a etapa derradeira de um projeto de exploração e produção de petróleo e gás natural, compreendendo a etapa de desativação das instalações. No Brasil essa atividade ainda é recente, cuja demanda tende a aumentar nos próximos anos que, portanto, criará oportunidade para empresas brasileiras atuarem nessa atividade. A definição de uma política de conteúdo local (PCL) tem como princípio justamente fomentar indústrias nascentes. Assim, o presente trabalho objetiva verificar a aplicabilidade da política de conteúdo local vigente para essa etapa de descomissionamento como forma de fomento à indústria brasileira de óleo e gás natural. Para tanto, utiliza-se da pesquisa documental e revisão bibliográfica, a partir de publicações acadêmicas, dados de órgãos públicos, relatórios, matérias e apresentações realizadas por especialistas, além da legislação brasileira aplicável e normas, publicações, melhores práticas e *benchmarks* internacionais. Ao final, percebeu-se que a PCL vigente não é interessante para aplicação no descomissionamento, mas existem outros tipos de conteúdo local e mesmo alternativas capazes de estimular a indústria brasileira, sendo necessários estudos ou pesquisas aplicadas ao tema para otimizar a oportunidade que se apresenta.

Palavras-chave: descomissionamento; desativação de instalações; conteúdo local; petróleo e gás; indústria local.

Abstract

Decommissioning is the final stage of an oil and natural gas exploration and production project, comprising the decommissioning stage of the facilities. In Brazil this activity is still recent, whose demand tends to increase in the coming years which will create opportunities for Brazilian companies to work in this activity. The definition of a local content policy (LCP) has as its principle precisely to encourage promising industries. Thus, the present work aims to verify the applicability of the current local content policy for this decommissioning stage as a way of promoting Brazilian oil and natural gas industry. For this purpose, documentary research and bibliographical review are used, based on academic publications, data from public bodies, reports, papers and presentations made by experts. Additionally, to the applicable Brazilian legislation and rules, publications, best practices references and international benchmarks are used. In the end, it was noticed that the current LCP is not interesting for application in decommissioning, but there are other types of local content and even alternatives able of stimulating Brazilian industry, requiring studies or applied researches to boost the E&P's opportunities.

Keywords: decommissioning; installations removals; local content; oil and gas; local industry.

Lista de figuras

Figura 1 - Ciclo de vida de um projeto de óleo e gás	22
Figura 2 - Descomissionamento Esso Austrália	24
Figura 3 - Tipos de plataformas.....	25
Figura 4 - Alternativas de Descomissionamento de Plataformas Fixas.....	28
Figura 5 - Alternativas de Descomissionamento	29
Figura 6 - Matriz de Normas de Descomissionamento.....	33
Figura 7 - Distribuição mundial da maioria das estruturas de O&G.....	35
Figura 8 - Quantidade (em toneladas) de <i>topsides</i> a serem descomissionados no Mar do Norte por país (2021-2030)	35
Figura 9 - Previsão de descomissionamento por país.....	37
Figura 10 - Previsão de Investimento em Descomissionamento para a Plataforma Continental do Reino Unido	37
Figura 11 - Quantidade de plataformas por idade	38
Figura 12 - Investimento por ano (R\$).....	38
Figura 13 - Investimento por atividade (R\$)	39
Figura 14 - Tipos de conteúdo local e para quem	42
Figura 15 - Produção de petróleo (boe) por operadora em milhões (MM)	46
Figura 16 - Cadeia de fornecimento do setor de O&G	47
Figura 17 - Percentuais mínimos exigidos de CL para as Rodadas 5 e 6.....	53
Figura 18 - Histórico das médias dos compromissos de CL em blocos marítimos....	55
Figura 19 - Compromissos de CL na 14ª Rodada.....	55
Figura 20 - Acontecimentos relacionados ao CL no Brasil.....	57
Figura 21 - Ciclo de vida estimado de um projeto de O&G	67

Lista de quadros

Quadro 1 - Tipos de PCL	43
Quadro 2 - Percentuais mínimos de CL da Rodada 7	54
Quadro 3 - Exemplos de CL mínimo com etapa de descomissionamento	66
Quadro 4 - Projetos Iniciados de P,D&I relacionados ao descomissionamento	76

Lista de gráficos

Gráfico 1 - CL médio nas licitações sob Regime de Partilha (Rodadas 1 a 6)56

Lista de abreviaturas e siglas

ABESPetro	Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Petróleo
ABPIP	Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo
AIP	<i>Australian Industry Participation</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BSEE	<i>Bureau of Safety and Environmental Enforcement</i>
CL	Conteúdo Local
CNEN	Comissão Nacional de Energia Nuclear
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CODA	<i>Centre of Decommissioning Australia</i>
E&P	Exploração e Produção
EJD	Estudo de Justificativa de Descomissionamento
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FPSO	<i>Floating Production Storage Offloading</i>
Ibama	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IMO	<i>International Maritime Organization</i>
IPIECA	<i>International Petroleum Industry Environmental Conservation Association</i>
MME	Ministério de Minas e Energia
NORM	<i>Naturally Occurring Radioactive Materials</i>
NORMAN	Norma da Autoridade Marítima
O&G	Óleo e Gás
OGUK	<i>Oil and Gas United Kingdom</i>

OSO	<i>Offshore Supplies Office</i>
PCL	Política de Conteúdo Local
PDI	Programa de Descomissionamento de Instalações
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
P, D&I	Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
RDI	Relatório de Descomissionamento de Instalações
TCU	Tribunal de Contas da União
UEP	Unidade Estacionária de Produção
UNCLOS	<i>United States Convention on the Law of the Sea</i>
UNCTAD	<i>United Nations Conference on Trade and Development</i>

Sumário

1.	Introdução	16
2.	Especificação da Pesquisa.....	18
2.1.	Problema e justificativa.....	18
2.2.	Objetivos.....	20
2.2.1.	Objetivo geral.....	20
2.2.2.	Objetivos específicos	20
2.3.	Metodologia	20
3.	Descomissionamento de Instalações de Petróleo e Gás Natural	22
3.1.	Processo de Descomissionamento	23
3.1.1.	Instalações.....	24
3.1.2.	Alternativas	26
3.2.	Regulação das atividades de descomissionamento	29
3.2.1.	Regulação no Brasil.....	31
3.3.	Previsões de Descomissionamento e Investimentos.....	34
4.	Conteúdo local.....	40
4.1.	Os tipos e instrumentos de conteúdo local	41
4.2.	Os agentes econômicos envolvidos na PCL	45
4.2.1.	Operadores	46
4.2.2.	Fornecedores	46
4.2.3.	Estado	47
4.2.4.	Outros atores	48
4.3.	Evolução do conteúdo local no Brasil.....	49
4.3.1.	Evolução do CL nas rodadas de licitação.....	52
4.3.2.	As críticas à PCL e suas mudanças recentes	57
4.4.	Experiências de CL no mundo.....	59
4.4.1.	Reino Unido	60
4.4.2.	Noruega	60
4.4.3.	Austrália	62
4.4.4.	Indonésia.....	62
4.4.5.	Angola	63
5.	O conteúdo local no descomissionamento.....	64
5.1.	Aplicação do conteúdo local vigente	65
5.2.	Alternativas ao CL vigente.....	69
5.2.1.	Percentuais mínimos de CL acordados no PDI.....	69
5.2.2.	Outros tipos de CL	72
5.2.3.	Alternativas sem o uso de CL.....	75
5.3.	Experiências internacionais	78
6.	Considerações Finais.....	80
7.	Referências	83

1. Introdução

A indústria brasileira no setor de Óleo e Gás (O&G) é bem sedimentada, tendo passado por diversas etapas ao longo de sua existência. Desde sua criação em 1953 até o fim de seu monopólio em 1997, a Petrobras se encarregava da pesquisa, lavra, refino e transporte de petróleo e seus derivados, sendo, portanto, a responsável pelas demandas e desenvolvimento dessa indústria de alto potencial.

A quebra do monopólio, especialmente após a promulgação da Lei 9.478/1999, tinha como objetivo reduzir a dependência de importações, com o aumento nas atividades no país, em decorrência da entrada de novos operadores ou da formação de parcerias, trazendo maiores receitas para o Estado brasileiro (D'ALMEIDA, 2015a). Assim, surgiram novas oportunidades para a indústria local com a possibilidade de investimentos de empresas estrangeiras em solo brasileiro.

A evolução das atividades de exploração e produção (E&P) no Brasil, especialmente no mar, demandaram quantidade considerável de instalações e equipamentos, cuja tecnologia associada progrediu com o tempo. As plataformas fixas, utilizadas em águas rasas, têm dado espaço às plataformas flutuantes para exploração de bacias marítimas mais afastadas da costa. De 2011 a 2020, a produção de petróleo em mar saltou de 2 milhões de barris por dia para 2,9 milhões, incremento de quase 50% em 10 anos (ANP, 2021a).

Como o petróleo é um recurso não renovável, os projetos de E&P, assim como as instalações associadas, possuem um prazo de validade. No momento em que a companhia exploradora não mais produz petróleo de forma rentável, a etapa produtiva é cessada. Por força de tratados internacionais e normas nacionais, o operador tem a obrigatoriedade de desativar, remover, desinstalar e retornar a área explorada ao que antes era. Todo esse processo recebe o nome de descomissionamento, e se apresenta com a etapa final do ciclo de vida de um projeto de O&G.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) projetava, em agosto de 2022, investimentos de R\$ 51,28 bilhões no descomissionamento até 2026 (ANP, 2020a). Este valor, em geral despendido pelas companhias de O&G, pode ser revertido em proveito do Estado brasileiro. Um destes proveitos é justamente o fortalecimento de fornecedores e companhias locais para atender às atividades de descomissionamento.

Sob a ótica do Estado brasileiro, deixar ao sabor do mercado a oferta e demanda por serviços e equipamentos voltados para essa atividade pode excluir a participação de empresas brasileiras ou deixar de aproveitá-las diante da existência de empresas estrangeiras que, por se deparar com essa atividade há mais tempo, já possuem expertise no processo de descomissionamento.

No âmbito do setor de O&G, o fortalecimento da cadeia de fornecedores contou com a implementação de política de conteúdo local (PCL), solução, diga-se, controversa, especialmente pela forma como operacionalizada.

A PCL foi introduzida em 1999 juntamente com a abertura dos leilões de campos de O&G. Desde a Primeira Rodada sob o Regime de Concessão (1999) houve a tentativa de se estimular o compromisso de companhias internacionais de O&G com a utilização de mão de obra e a aquisição de bens e serviços provenientes do Brasil.

Apesar das mudanças nos instrumentos para sua operacionalização no decorrer dos leilões seguintes e das críticas a essa política, não se pode negar seu impacto na criação de uma rede de fornecedores capaz de suprir a demanda tanto da Petrobras quanto de *majors* internacionais.

Unir a oportunidade trazida com a etapa de descomissionamento a uma política de conteúdo local é certamente inovadora no Brasil, mas cabe iniciar as discussões para que o *timing* não seja perdido. Afinal, só no Brasil, existem 30 projetos cujo descomissionamento foi aprovado, somando milhares de km de dutos e toneladas de equipamentos, sem contar novos projetos de E&P ainda a serem implementados e que, futuramente, serão descomissionados.

2. Especificação da Pesquisa

2.1. Problema e justificativa

A atividade de exploração e produção de petróleo e gás é uma das mais relevantes para a economia do Brasil. Desde a década de 1970, o país tem visto sua produção de petróleo em mar evoluir anualmente, com a instalação de plataformas fixas em águas rasas de até 100 metros, até a atual produção em campos do Pré-Sal, cujas profundidades atingem mais de 2000 metros.

A produção de petróleo em 2021 foi de, aproximadamente, 2,9 milhões de barris/dia, com previsão de incremento contínuo até 2029, cuja previsão é de 5,4 milhões de barris/dia, chegando à 2032 com previsão de 4,9 milhões de barris/dia, quando poderia atingir produção de 5,3 milhões de barris/dia (BRASIL, 2022).

Tal patamar é possível em decorrência da atividade de 64 plataformas marítimas, quase 500 poços e milhares de equipamentos e quilômetros de dutos (ANP, 2021a). Ocorre que tais equipamentos, como parte de um projeto de investimento, devem ser adequadamente removidos e desativados ao final da vida útil do campo.

O descomissionamento está associado ao processo de remoção, disposição, reciclagem ou reuso de instalações e equipamentos de um campo de petróleo e gás (BOURBON, 2020). No Brasil, a Resolução ANP 817, de 24 de abril de 2020, estabeleceu que o descomissionamento de instalações de petróleo e gás representa “o conjunto 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” (BRASIL, 2020).

Essas atividades relacionadas ao descomissionamento demandam gastos em momento no qual a empresa operadora do campo não mais tem interesse em seu ativo, justamente por não produzir mais receitas. No Brasil, essa experiência com descomissionamento de plataformas e equipamentos em campos marítimos é recente, com o debate se iniciando desde 2016.

No país, mais de 30% das plataformas possuem mais de 25 anos, enquanto outros 20% encontram-se entre 15 e 25 anos, já existindo 77 Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs) protocolados junto à ANP para que sejam

realizadas as atividades de descomissionamento (DELGADO e MICHALOWSKI, 2021). A previsão, entre 2022 e 2026, é de mais de R\$ 50 bilhões em investimentos nas atividades de descomissionamento.

Tendo em vista os valores envolvidos, vislumbra-se o surgimento de uma indústria de descomissionamento no país. Esse aspecto foi ressaltado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) em publicação sobre o tema, destacando a necessidade de se fomentar o crescimento de uma indústria do descomissionamento, a partir de estratégias para seu desenvolvimento e da cadeia de fornecedores para atender a demanda desta etapa, além de investimentos em portos e estaleiros, e da adequação da regulação de modo a possibilitar o desmantelamento em solo nacional (FGV ENERGIA, 2022a).

O fomento a essa indústria poderia ser feito com a introdução de norma regulatória que estabelecesse uma política de conteúdo local para a etapa de descomissionamento. Dentre diferentes pontos colocados como desafios ao processo de descomissionamento, Madi (2018) cita os impactos relacionados à cadeia logística, de suprimentos e de serviços, bem como a ausência de norma específica, à exemplo de uma política de conteúdo local para projetos de descomissionamento.

É sobre essa lacuna que se debruça o presente trabalho, o qual procura avaliar a aplicabilidade de uma política de conteúdo local, nos termos vigentes, para a etapa de descomissionamento de instalações ou campos marítimos de petróleo e gás natural.

O trabalho se justifica pela contemporaneidade do descomissionamento no Brasil, pela importância de se fomentar a indústria nacional, e pelas implicações futuras de uma política de conteúdo local específica para essa etapa.

De maneira geral, o presente trabalho se propõe a debater sobre a factibilidade de uma norma de conteúdo local vigente para a etapa de descomissionamento, o que pode interessar a indústria local de diferentes estados além do próprio órgão regulador e da União, como possível maneira de estimular a indústria brasileira.

Não se almeja, porém, cravar a melhor opção para fomento da indústria de descomissionamento no Brasil, o que depende dos objetivos governamentais prevaletentes e de uma adequada análise de impacto regulatório, envolvendo debate e participação social, mas será possível expandir o leque de opções regulatórias do Estado, e dar melhor direcionamento à questão.

2.2. Objetivos

2.2.1. Objetivo geral

O objetivo deste trabalho é verificar a aplicabilidade da política de conteúdo local vigente para a etapa de descomissionamento de instalações ou campos marítimos de petróleo e gás no Brasil como alternativa para estímulo à indústria local, o que pode contribuir com formuladores de políticas públicas e órgãos reguladores no debate quanto à melhor forma de desenvolver a indústria brasileira do descomissionamento.

2.2.2. Objetivos específicos

- Caracterizar a etapa de descomissionamento de petróleo e gás *offshore*, seus principais *benchmarks*, e a regulação aplicável;
- Examinar a política de conteúdo local vigente no Brasil e em outros países;
- Verificar a aplicação de conteúdo local vigente para a etapa de descomissionamento; e
- Apontar possíveis alternativas para fomento da indústria local na etapa de descomissionamento.

2.3. Metodologia

A partir do objetivo geral e específicos, pretende-se verificar a seguinte hipótese: a introdução de uma norma de conteúdo local, no modelo atual, para a etapa de descomissionamento é capaz de fomentar a indústria local.

Para tanto, como proposto por Creswell (2010), a abordagem da pesquisa será qualitativa, sendo exploratória e aplicada, uma vez que, diante de questão concreta acerca da oportunidade de fomento da indústria nacional, procura desenvolver tema inovador ao combinar a etapa de descomissionamento *offshore* de petróleo e gás natural no Brasil com a introdução de política de conteúdo local.

A metodologia de pesquisa a ser utilizada é a pesquisa documental e revisão bibliográfica, tendo em vista tratar tanto de fontes primárias de dados quanto

secundárias, de maneira a produzir novos conhecimentos acerca do tema, a partir de publicações acadêmicas, dados de órgãos públicos, relatórios, matérias e apresentações realizadas por especialistas da indústria de O&G (SÁ-SILVA, ALMEIDA e GUINDANI, 2009).

Também se buscará por normas afetas ao tema no arcabouço jurídico brasileiro. Ademais, de forma a explorar mais o assunto e traçar comparativo, serão visitadas normas, publicações, melhores práticas e *benchmarks* internacionais.

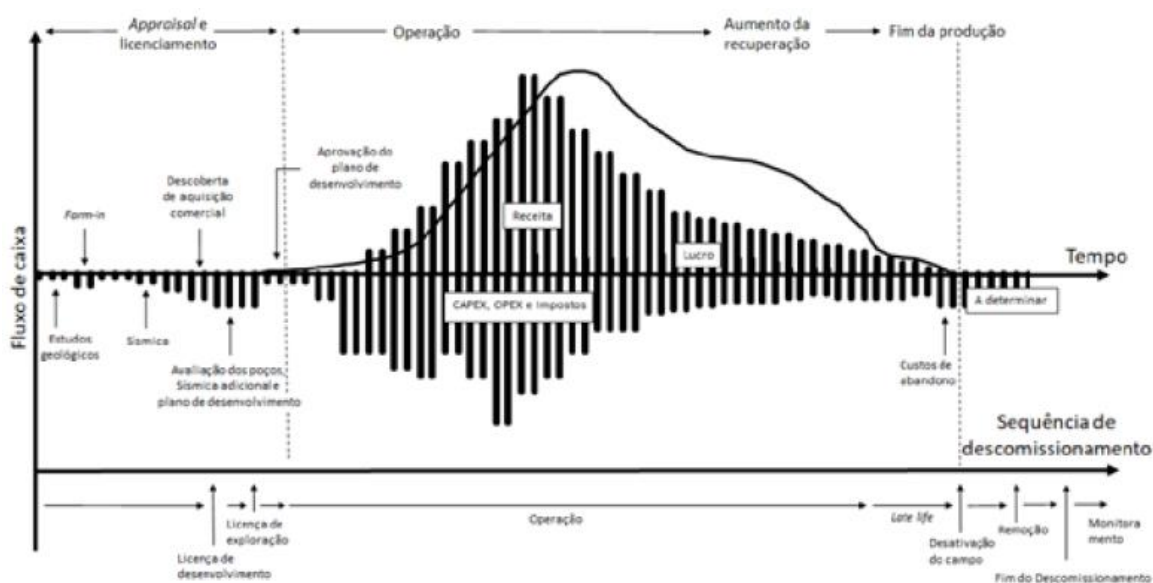
3. Descomissionamento de Instalações de Petróleo e Gás Natural

O descomissionamento está associado ao processo de remoção, disposição, reciclagem ou reuso de instalações e equipamentos de um campo de petróleo e gás natural (BOURBON, 2020). Também pode ser entendido como a destinação segura de estruturas de exploração e produção posteriormente ao final de sua etapa produtiva (DELGADO e MICHALOWSKI, 2021).

No Brasil, a Resolução ANP 817, de 24 de abril de 2020, estabeleceu que o descomissionamento de instalações de petróleo e gás representa “o conjunto 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” (BRASIL, 2020).

Como a própria definição de descomissionamento sugere, esta etapa ocorre ao fim da vida útil de um projeto de E&P de petróleo e gás natural (Figura 1).

Figura 1 - Ciclo de vida de um projeto de óleo e gás



Fonte: DELGADO e MICHALOWSKI (2021, p.13) .

Conforme Lima e Gomes (2021), a etapa se inicia quando há perda de eficiência econômica do reservatório, seja pela idade avançada dos equipamentos, queda do fator de produção ou superação da receita pelos custos, em caso de declínio dos preços do petróleo, a partir da perda de eficiência.

Em suma, quando a atividade de E&P deixa de ser atrativa economicamente à operadora do campo de petróleo e gás natural em função de variáveis de mercado ou quando as estruturas ou instalações do campo ultrapassaram sua vida útil, então dá-se início ao descomissionamento.

Assim, essa etapa final está prevista em todo projeto de E&P de petróleo e gás, seja *onshore* ou *offshore*. Enquanto o primeiro se relaciona à desativação de equipamentos localizados em terra, o segundo refere-se ao processo de remoção de instalações no mar, como plataformas, equipamentos *subsea*, oleodutos, entre outros (FGV ENERGIA, 2022b).

3.1. Processo de Descomissionamento

Segundo FGV Energia (2022b), o processo de descomissionamento *offshore* abrange, em suma, cinco etapas:

- 1ª. Desenvolvimento, avaliação e seleção de opções e planejamento e gerenciamento do projeto;
- 2ª. Encerramento da produção de óleo e gás, e abandono de poços;
- 3ª. Remoção da estrutura *offshore*;
- 4ª. Disposição final ou reciclagem dos equipamentos removidos; e
- 5ª. Limpeza e monitoramento submarino do ambiente.

Essas etapas são amplamente observadas no planejamento de empresas operadoras de campos de petróleo. Um exemplo do processo de descomissionamento está apresentado na Figura 2, com as etapas previstas pela empresa Esso na desativação de um campo de produção na Austrália.

Figura 2 - Descomissionamento Esso Austrália

DESCOMISSIONAMENTO



Fonte: EXXONMOBIL (2021, p. 13, traduzido)

Neste exemplo da Figura 2, o descomissionamento se inicia com o cessamento da produção, com atividades de abandono de poços e preparação para a desativação da plataforma, incluindo a remoção de alguns dutos. Na *Stasis Mode*, verifica-se o cumprimento de regras de segurança de modo que as instalações e dutos estejam em ordem para o devido descomissionamento. Essa etapa demarca o início das atividades de remoção das estruturas (*topside*, dutos, e equipamentos *subsea*) a partir da contratação de empresas especializadas. A última etapa abarca a completção do descomissionamento e o monitoramento pós-descomissionamento, com a devolução dos títulos de petróleo (*Petroleum Titles* – espécie de licença para E&P) ao órgão competente australiano (EXXONMOBIL, 2021).

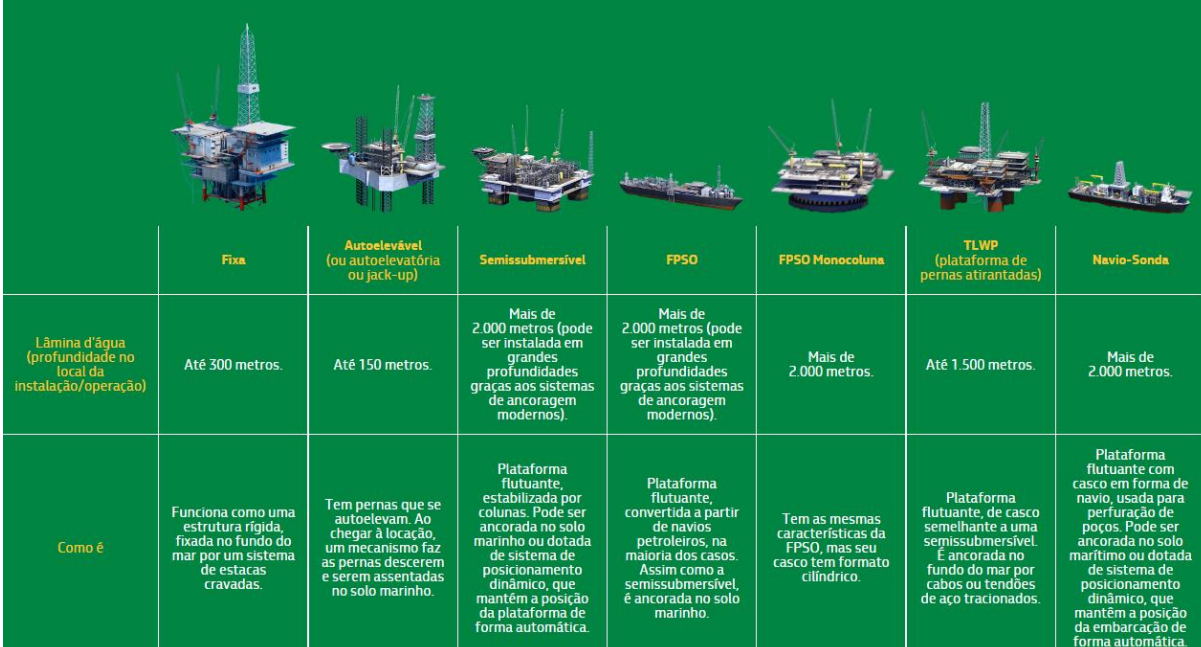
3.1.1. Instalações

Em geral, as instalações a serem objeto de descomissionamento *offshore* são: plataformas ou unidades estacionárias de produção (UEPs), poços, *topsides*, estruturas submarinas e dutos rígidos e flexíveis (MADI, 2018).

As UEPs podem ser segmentadas em plataformas fixas ou flutuantes. Aquelas têm estrutura rígida e fixada ao fundo do mar em menor profundidade (em geral, até 300 metros), enquanto estas mais se assemelham a embarcações, instaladas por

sistema de ancoragem, e para profundidades que podem ultrapassar os 2000 metros (MADI, 2018).

Figura 3 - Tipos de plataformas



	Fixa	Autoelevável (ou autoelevatória ou jack-up)	Semissubmersível	FPSO	FPSO Monocoluna	TLWP (plataforma de pernas atrintadas)	Navio-Sonda
Lâmina d'água (profundidade no local da instalação/operação)	Até 300 metros.	Até 150 metros.	Mais de 2.000 metros (pode ser instalada em grandes profundidades graças aos sistemas de ancoragem modernos).	Mais de 2.000 metros (pode ser instalada em grandes profundidades graças aos sistemas de ancoragem modernos).	Mais de 2.000 metros.	Até 1.500 metros.	Mais de 2.000 metros.
Como é	Funciona como uma estrutura rígida, fixada no fundo do mar por um sistema de estacas cravadas.	Tem pernas que se autoelevam. Ao chegar à locação, um mecanismo faz as pernas descerem e serem assentadas no solo marinho.	Plataforma flutuante, estabilizada por colunas. Pode ser ancorada no solo marinho ou dotada de sistema de posicionamento dinâmico, que mantém a posição da plataforma de forma automática.	Plataforma flutuante, convertida a partir de navios petroleiros, na maioria dos casos. Assim como a semissubmersível, é ancorada no solo marinho.	Tem as mesmas características da FPSO, mas seu casco tem formato cilíndrico.	Plataforma flutuante, de casco semelhante a uma semissubmersível. É ancorada no fundo do mar por cabos ou tendões de aço tracionados.	Plataforma flutuante com casco em forma de navio, usada para perfuração de poços. Pode ser ancorada no solo marítimo ou dotada de sistema de posicionamento dinâmico, que mantém a posição da embarcação de forma automática.

Fonte: Petrobras (2022).

Os poços são perfurados ao longo de toda etapa de exploração e produção, justamente por isso, existem normas e *expertise* mais sedimentadas. Os poços devem ser devidamente abandonados, com o estabelecimento de conjuntos solidários de barreiras de solo, garantindo o devido isolamento de reservatórios de óleo e gás natural para evitar qualquer tipo de migração para o leito marinho (IBP, 2017). Essa etapa de tamponamento e abandono dos poços é feita preliminarmente no caso de descomissionamento de plataformas fixas, e pode ser a etapa final ao tratar-se de plataforma flutuante (MADI, 2018).

Os *topsides* representam o convés da plataforma, local em que inclui sistemas de ancoragem e estabilidade, módulos de geração de energia, unidade de processamento de produção, acomodações de pessoal, e outros equipamentos (RUIVO, 2001).

Por fim, as estruturas submarinas compreendem conjunto de equipamentos e sistemas (coleta, ancoragem, comando), situados no leito marinho ou ao longo da lâmina d'água. E os dutos rígidos e flexíveis referem-se aos gasodutos, oleodutos e linhas de fluxo, além de outros equipamentos associados a estes (MADI, 2018).

Segundo o *Decomissioning Insight 2021*, elaborado pelo OGUK (*Oil and Gas United Kingdom*), para o mar norte, a proporção de gastos com o descomissionamento tende a ser de 50% para poços, 12% para preparação e remoção dos *topsides*, 7% para remoção e disposição das subestruturas, e 9% para instalações submarinas (OGUK, 2021).

3.1.2. Alternativas

As especificidades das instalações ditam as alternativas de descomissionamento e as respectivas atividades a serem realizadas de modo a completar todas as etapas anteriores.

A estratégia de descomissionamento depende, em geral, do tipo de plataforma a ser removida. Segundo Delgado e Michalowski (2021), as plataformas flutuantes, como a FPSO ou a Semissubmersível, possuem mobilização mais fácil, sendo tranquilamente rebocadas ou navegadas ao local de destino. Já a parte das estruturas submarinas apresenta maior complexidade no descomissionamento.

Para as plataformas fixas, a complexidade recai justamente sobre sua remoção, devido a estrutura rígida fixada no fundo do mar, denominadas jaquetas.

De modo geral, existem as seguintes alternativas de descomissionamento de plataformas fixas: (i) remoção completa; (ii) remoção parcial; (iii) tombamento no local; e (iv) utilização alternativa (RUIVO, 2001).

O nome de cada alternativa geral de descomissionamento é intuitiva. Assim, a remoção completa envolve a retirada de todas as instalações do campo. Segundo FGV Energia (2022b), o processo perpassa pelas etapas de corte da instalação, içamento, carregamento e sua disposição, sendo possível restaurar o ambiente a condições próximas das anteriores à colocação das instalações. Entretanto, essa opção envolve maiores custos e possíveis danos ao ambiente marinho que se estabeleceu em torno da plataforma.

A remoção parcial (*topping*) remete a retirada de parte da plataforma e dos equipamentos. Em geral, envolve o corte mecânico da estrutura, devendo haver a desobstrução de coluna d'água, de modo a permitir a navegação segura. A profundidade exata do corte depende da exigência legal de cada local, mas a legislação internacional exige espaço mínimo entre a estrutura remanescente e a superfície da água de 55 metros para profundidades acima de 75 metros (MADI,

2018). Este método pode ser realizado removendo a parte cortada da plataforma para disposição em terra ou deixando-a no leito marinho (BOURBON, 2020).

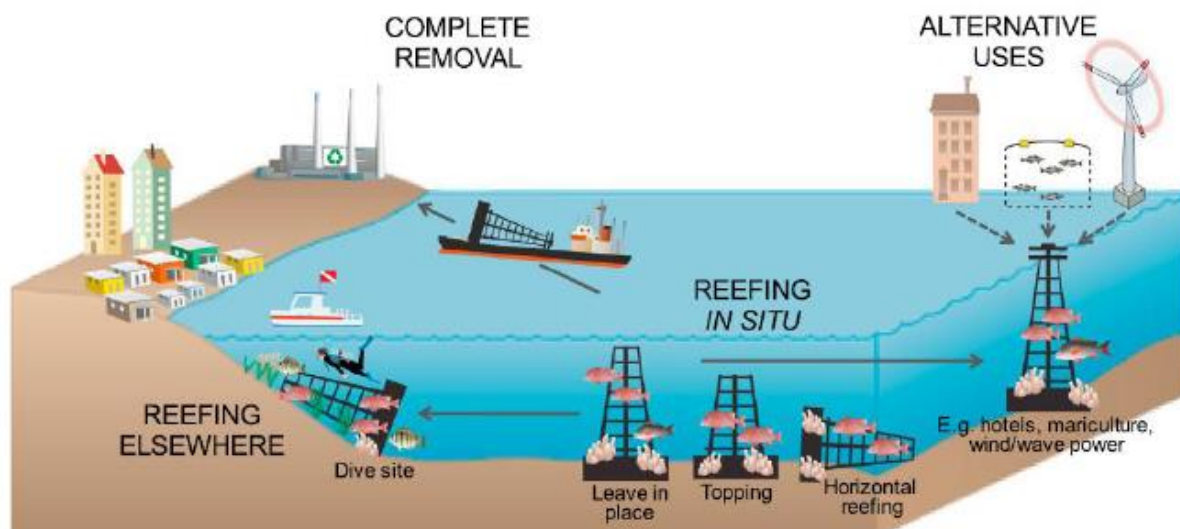
A FGV Energia (2022b) destaca que a remoção parcial é capaz de trazer benefícios econômicos e de segurança para as companhias operadoras, especialmente em campos situados distantes da costa.

O tombamento no local é similar à remoção completa quanto à retirada total da estrutura, mas, ao invés de transportá-la para a terra, é disposta no local. Primeiramente, removem-se os *topsides*, os quais podem ser reutilizados, abandonados no leito marinho ou afundados junto com a subestrutura, e, em sequência, faz-se o tombamento da subestrutura no local. Para tanto, deve existir coluna d'água livre para não interferência em atividades como pesca e navegação (SILVA e MAINER, 2008, apud MARTINS, 2015). Essa é uma das hipóteses de *reefing* (criação de recifes artificiais).

Similarmente, existe ainda a alternativa de rebocar e colocar (*tow-and-place*) a plataforma em outro local, de forma a criar novo habitat marítimo, hipótese também de *reefing* (IBP, 2017).

A utilização alternativa propõe a mudança no propósito da estrutura após o fim da produção de óleo e gás, incluindo atividades turísticas, de recreação, *reefing*, pesca, e utilização alternativa de geração de energia (p.e. turbinas eólicas), além de captura e armazenagem de carbono ou mesmo centro de pesquisa (SOMMER et al., 2019). No caso do uso alternativo, deve-se proporcionar a devida segurança aos usuários do local e das atividades de navegação e pesca, razão pela qual a responsabilidade pela manutenção das estruturas deve ser bem determinada (MARTINS, 2015).

Além destas alternativas, Bourbon (2020) cita (i) a permanência *in situ*, que é deixar a plataforma no local após cessar a produção e retiradas as demais estruturas, dutos, equipamentos; e (ii) o monitoramento, que consiste também em deixar a plataforma *in situ*, e monitorar periodicamente os materiais e as estruturas associadas.

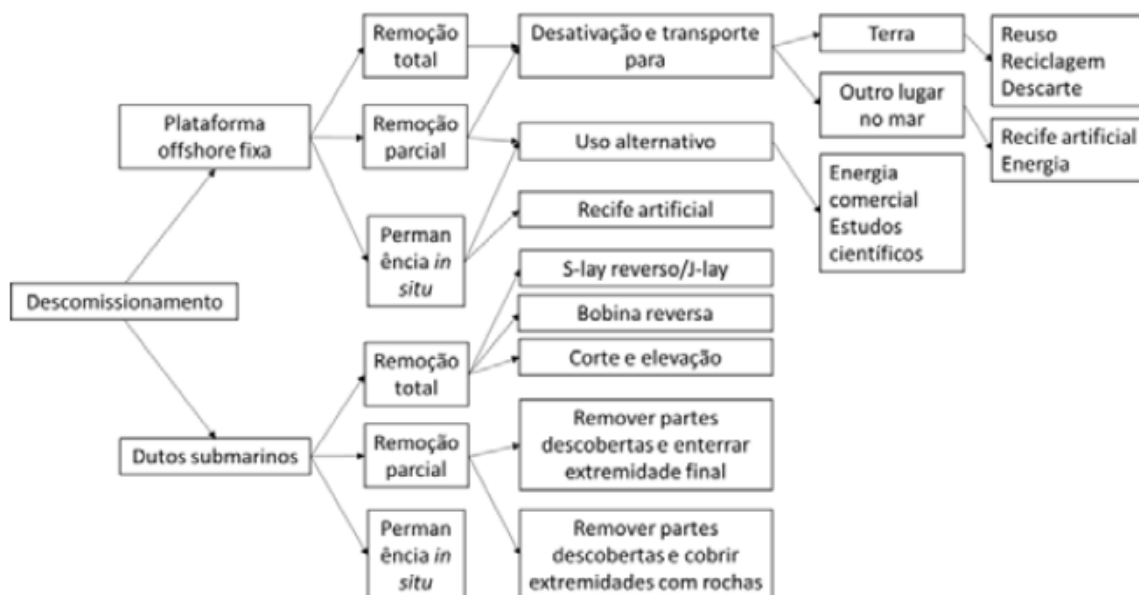
Figura 4 - Alternativas de Descomissionamento de Plataformas Fixas

Fonte: Sommer et al (2019, p. 975).

Consoante ao descomissionamento de estruturas submarinas, complexidade presente no caso das plataformas flutuantes, existem também alternativas para tanto.

As estruturas submarinas, como *manifolds*, *risers*, árvores de natal molhadas, etc. podem ser removidas completamente, a partir de tecnologias de corte e içamento, com o uso de embarcações específicas, especialmente para águas rasas ou de média profundidade. Em profundidade maior (acima do limite para uso de mergulhadores), se utiliza, em geral, equipamentos de uso remoto, com a solução variando entre a remoção completa e o abandono no local a depender do caso (BORGES, 2018).

Já Delgado e Michalowski (2021) destacam as técnicas de remoção mais comuns quanto aos sistemas de dutos submarinos: (i) bobina reversa (duto é içado do leito marinho, sendo enrolado em grande carretel acoplado à embarcação); (ii) *S-lay* e *J-lay* (duto é içado, cortado em partes e armazenado); (iii) corte e elevação (cortar em seções curtas, que são elevadas para embarcação para transporte); e (iv) abandono sem ou com intervenção (cobrir com rochas, enterrar ou remover seções).

Figura 5 - Alternativas de Descomissionamento

Fonte: TÁVORA et al. (2021, p. 32).

Verifica-se, então, a existência de uma variedade de métodos alternativos para o descomissionamento das instalações de um campo de petróleo e gás natural, cuja solução final será, em suma, a remoção completa, a remoção parcial ou a permanência *in situ*.

Todas essas alternativas da etapa de descomissionamento não podem ser realizadas a mera vontade da empresa operadora do campo em final de vida útil. Existem regulamentos internacionais e nacionais que balizam a atividade.

3.2. Regulação das atividades de descomissionamento

O arcabouço regulatório do descomissionamento, em geral, se concentra nas regulações domésticas de cada nação, elaboradas com base em convenções internacionais. A primeira delas seria a Convenção das Nações Unidas sobre a Plataforma Continental (ou *Geneva Convention*), criada em 1958, regulando, dentre outros, áreas seguras, interferência com navegação, proteção do bioma marinho. Ainda, definiu, em seu art. 5º, o requisito de que qualquer instalação sem uso ou abandonada fosse completamente removida (BOURBON, 2020).

Com o avanço a maiores profundidades, houve significativo aumento da complexidade em se retirar totalmente as instalações, existindo necessidade de se rever alguns pontos da antiga Convenção de Genebra de 1958.

A proteção ao ambiente marinho em consequência da exploração *offshore* de petróleo e gás natural continuou sendo a principal preocupação de organismos internacionais, razão pela qual elaborou-se a *London Dumping Convention* em 1972. Suas normas auxiliaram na regulamentação de atividades de E&P, especialmente quanto ao descarte de instalações *offshore*. Houve atualização da Convenção de Londres em 1996, de modo a definir descarte como “qualquer forma de abandono no local de plataformas ou outras estruturas feitas pelo homem no oceano, com o propósito deliberado de disposição”, englobando, dessa forma, a etapa de descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural *offshore* (RUIVO, 2001).

Em 1982, surge a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (*United States Convention on the Law of the Sea – UNCLOS*), a qual flexibiliza a remoção completa. Segundo a FGV Energia (2022a), a experiência da indústria do Reino Unido levou à alteração no posicionamento internacional, permitindo, em certos casos, que as instalações *offshore* sejam deixadas no local ou removidas parcialmente.

Segundo RUIVO (2001), a Convenção da UNCLOS consolidou normas e princípios sobre proteção ambiental, conferindo capítulo inteiro acerca do tema. Apesar de sua importância, a UNCLOS trazia mais diretrizes do que regras a serem seguidas por seus membros.

... a *LOS Convention [Law of the Sea Convention]* proporciona, na verdade, um relevante sistema para um futuro desenvolvimento legal, e não um conjunto de obrigações operacionais. Consequentemente há ainda a necessidade de um desenvolvimento suplementar a este sistema, a fim de se obter uma completa regulamentação das atividades *offshore* de exploração, de produção e, principalmente, de descomissionamento. Tanto a composição destas leis suplementares, bem como a maneira na qual serão aplicadas ainda são objeto de estudo das organizações internacionais (RUIVO, 2001).

Em 1989, a Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization – IMO*) publicou a Resolução A.672 (16), dispondo sobre “Diretrizes e Padrões para a Remoção de Instalações e Estruturas Offshore na Plataforma Continental e na Zona Econômica Exclusiva”.

A Resolução A.672 (16) definiu como caso geral a retirada das instalações ou estruturas em plataformas continentais ou zonas econômicas exclusivas, excepcionando a remoção parcial ou permanência *in situ*. Os itens 3.1 e 3.2 mencionam que instalações ou estruturas pesando menos de 4000 toneladas e com profundidade menor que 75 metros (ou menor que 100 metros se instaladas a partir de 01/01/1998), devem ser removidas. Todavia, o item 3.5 ressalva que “onde a

remoção total não for tecnicamente possível ou envolva custos extremos, ou um risco inaceitável a pessoas ou ao ambiente marinho, a autoridade costeira pode determinar que não seja inteiramente removida” (IMO, 1989).

No caso de remoção parcial, deve-se manter uma coluna d’água livre de, pelo menos, 55 metros para segurança da navegação. Ainda, seu item 3.13 dispõe que a partir de 01/01/1998, nenhuma estrutura ou instalação *offshore* deveria ser colocada sem que seu design ou construção permitisse sua remoção total (IMO, 1998).

No âmbito internacional, a UNCLOS, de 1982, e a Resolução A.672 (16) da IMO são os principais marcos e balizadores das atividades de descomissionamento, especialmente dos países signatários da IMO, como o Brasil.

3.2.1. Regulação no Brasil

No Brasil, até 2020, vigorava a Resolução ANP 27/2006, que tratava de regulamento técnico para procedimentos de desativação de instalações (BRASIL, 2006). O regramento, no entanto, mostrou-se ultrapassado com o início dos pedidos de descomissionamento protocolados na ANP.

Além da ANP, a Marinha do Brasil e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) se debruçam sobre o antes denominado projeto de desativação de instalação para avaliar, consoante a expertise de cada órgão, a aprovação ou não do projeto. Ou seja, a fiscalização e regulamentação das atividades de descomissionamento *offshore* divide-se entre as instituições: ANP, Marinha e Ibama, conforme as competências legais de cada (STEENHAGEN, 2020).

A Resolução ANP 817, de 24 de abril de 2020, dispôs sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural (BRASIL, 2020). Além de especificar conceitos, modernizou e simplificou procedimentos.

O início se dá com o envio do Estudo de Justificativa de Descomissionamento (EJD) juntamente com o Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI), com antecedência de cinco anos no caso das instalações marítimas, que abarcam poços, linhas, equipamentos e unidades de produção. O PDI deve ser entregue tanto para a etapa de exploração quanto de produção (BRASIL, 2020).

Conforme dispõe a Resolução, a ANP possui prazo de 18 meses para decidir sobre o PDI. Ademais, 180 dias após a execução do PDI, o contratado deve submeter

um Relatório de Descomissionamento das Instalações (RDI) ao órgão regulador, com descrição das atividades realizadas, custos incorridos e cronograma por instalação (BRASIL, 2020).

Em anexo à Resolução, foram incluídos Roteiros para elaboração do EJD, do PDI e do RDI, além de regulamento técnico de descomissionamento. O regulamento abre espaço para a remoção parcial e permanência *in situ*:

3. DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES MARÍTIMAS

3.1 Quaisquer instalações deverão ser removidas da área sob contrato.

3.1.1 O alijamento de instalações no mar não será permitido.

3.1.2 A remoção parcial ou permanência definitiva *in situ* de instalações marítimas poderão ser admitidas

3.1.2 A remoção parcial ou a permanência definitiva *in situ* de instalações poderão ser admitidas em caráter de exceção, desde que atendidos os requisitos normativos aplicáveis e devidamente justificada.

3.2 As propostas apresentadas para o descomissionamento de instalações marítimas deverão ser claras e devidamente fundamentadas, considerando a comparação de alternativas de descomissionamento, cujas análises devem adotar, no mínimo, os critérios técnico, ambiental, social, de segurança e econômico.




3.3 As instalações parcialmente removidas ou que permanecerem *in situ* não deverão causar interferências injustificadas à navegação, ao ambiente marinho e aos demais usuários do mar (BRASIL, 2020).

Tais regras, entretanto, não prescrevem detalhes da metodologia a ser empregada pelos operadores nos casos de exceção, dispondo apenas que pode ser realizada remoção parcial ou permanência *in situ*, desde que devidamente justificadas, conforme critérios técnico, social, econômico, ambiental e de segurança (STEENHAGEM, 2020).

Em complemento, a ANP passou a publicar em seu sítio eletrônico os PDIs apresentados pelos operadores, além de informações estruturadas sobre a quantidade de PDIs apresentados e respectiva situação (se aprovados ou reprovados).

A ANP também publicou matriz de normas sobre descomissionamento quanto às atribuições de cada órgão na aprovação dos projetos de descomissionamento intentados pelas empresas operadoras.

Figura 6 - Matriz de Normas de Descomissionamento

Ator principal: ANP		Ator principal: IBAMA		Ator principal: MARINHA	
 <p>Atores secundários:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) - Superintendência de Exploração (SEP) - Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) - Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM/ANP) 		 <p>Atores secundários:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diretoria de Licenciamento Ambiental - Coordenação-Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros - Coordenação de Licenciamento Ambiental de Produção de Petróleo e Gás Offshore 		 <p>Atores secundários:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Departamento de Pesquisas e Obras em Vias Navegáveis - Diretoria de Portos e Costas – DPC 	
REFERÊNCIAS NORMATIVAS DE DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES:					
<p>Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP: Dever de regulação, análise e aprovação dos Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) e Relatórios de Descomissionamento de Instalações (RDI) e fiscalização das atividades.</p> <p>Atribuição das unidades organizacionais da ANP:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP): análise e aprovação dos Estudos de Justificativas para o Descomissionamento (EJD), avaliação do término da produção dos campos e acumulações marginais (Fase de Produção), enquadramento dos campos e acumulações marginais na Oferta Permanente e rescisão contratual. - Superintendência de Exploração (SEP): análise e aprovação dos PDIs de instalações de TLD e RDIs dos blocos exploratórios (Fase de Exploração) e rescisão contratual. Avaliação do abandono permanentes de poços exploratórios e recuperação da áreas dos blocos exploratórios. - Superintendência de Participações Governamentais (SPG): avaliação da cobrança das participações governamentais dos blocos e campos contratados e avaliação do abatimento das Participações Especiais (PE). - Superintendência de Promoção de Licitações (SPL) : licitação de áreas devolvidas à ANP e assinatura dos contratos. - Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM): análise e aprovação dos PDIs e RDIs dos campos e acumulações marginais. Avaliação dos sistemas de gerenciamento de riscos durante o descomissionamento, bem como dos regulamentos acessórios (Resoluções ANP n.º 43/2007 - SG50, 41/2015 - SG55 e 46/2016 - SGIP). 					
Resolução ANP Nº 43/2007	Regime de Segurança Operacional para as Instalações de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural - SGIP	CONAMA Nº 23/1994	Licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural	NORMAM-07/DPC	Normas da autoridade marítima para atividades de inspeção naval
Resolução ANP Nº 46/2016	Regime de Segurança Operacional para Integridade de Poços de Petróleo e Gás - SGIP	CONAMA Nº 237/1997	Dispõe sobre conceitos, sujeição, e procedimento para obtenção de Licenciamento Ambiental, e dá outras providências	NORMAM-08/DPC	Normas da autoridade marítima para tráfego e permanência de embarcações em águas jurisdicionais brasileiras
Resolução ANP Nº 41/2015	Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos - SGSS	Portaria MMA Nº 422/2011	Dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.	NORMAM-11/DPC	Normas da autoridade marítima para obras, dragagens, pesquisa e lavra de minerais sob, sobre e às margens das águas jurisdicionais brasileiras
Regulamento Técnico ANP Nº 2/2011	Regulamento Técnico de Dutos Terrestres para Movimentação de Petróleo, Derivados e Gás Natural - RTDT				

Fonte: ANP (2022a).

A Marinha se apoia nas NORMANs (Normas da Autoridade Marítima) com foco nas atividades de inspeção de embarcação, posicionamento de plataformas e controle de navegação. Já o Ibama se embasa nos procedimentos de concessão de licenças ambientais para exploração e produção de petróleo e gás natural, com foco nos impactos ambientais da atividade. Todavia, nenhuma destas entidades possui, até o momento, normativo tratando diretamente de questões específicas dos processos de descomissionamento.

Pontua-se que não se incluiu as normas afetas à Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), as quais refletem o tratamento de rejeitos radioativos, e tratamento e transporte destes materiais. De forma breve, existem equipamentos de produção de petróleo que, ao longo da vida útil, acumulam resíduos radioativos (NORM – *Naturally Occurring Radioactive Materials*), os quais possuem níveis de radioatividade que impedem a disposição em qualquer lugar, devendo ser adequadamente tratados.

Além da matriz de normas, a ANP desenvolveu uma matriz de competências quanto à aprovação dos PDIs, destacando as atividades e a participação de cada um dos três órgãos no processo (ANP, 2022b).

Segundo Steenhagen (2020), embora a publicação da Resolução ANP 817/2020 tenha significado evolução, o sistema regulatório ainda se mostra disperso entre órgãos distintos, vinculados a diferentes pastas ministeriais, o que se traduz em diversas normas fragmentadas, com processos de decisão distintos, bem como prazos e tramitação. A Figura 6 demonstra essa dispersão de normas.

Logo, ainda há lacunas na regulação brasileira afeta ao descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore*, mas houve clara evolução com a Resolução ANP 817/2020. Inclusive, recentemente, foi emanada a Resolução nº 854, de 27 de setembro de 2021, que trata das garantias de descomissionamento. Tal aspecto é relevante diante da necessidade de existirem recursos para realização do descomissionamento, de modo a não onerar o Estado em caso de falência ou cessão de direitos por parte da operadora inicial do campo *offshore* desenvolvido.

Como adendo, menciona-se que a avaliação por critérios, conforme entabula o item 3.3 da do Anexo da Resolução ANP 817/2020, deve buscar a melhor alternativa para o descomissionamento de determinada instalação. A utilização de análise multicritério tem sido estudada para uso na definição das alternativas de descomissionamento, desdobrando os cinco critérios principais (técnico, social, econômico, ambiental e de segurança) em subcritérios a serem ponderados conforme cada caso.

3.3. Previsões de Descomissionamento e Investimentos

O descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural *offshore*, ainda que atividade recente no Brasil, é prática mais consolidada em outros países, cujos projetos de E&P se iniciaram décadas antes, como Reino Unido, Noruega e Estados Unidos, especialmente em águas rasas (IBP, 2017). A Figura 7 apresenta mapa global de distribuição majoritária de estruturas de petróleo e gás natural:

Figura 7 - Distribuição mundial da maioria das estruturas de O&G

Fonte: Sommer et al. (2019, p. 975, traduzido).

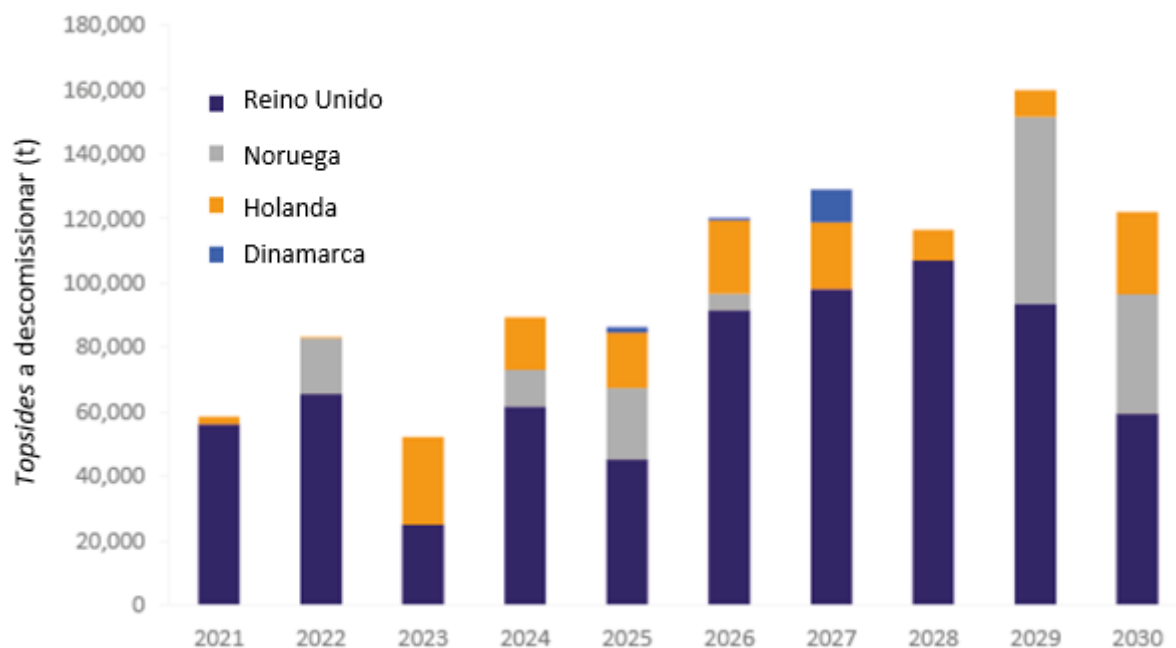
Os Estados Unidos é o país que concentra o maior número de projetos de descomissionamento, sendo a região do Golfo do México a que centraliza a maior parte dos investimentos no descomissionamento de estruturas (IBP, 2017). A Figura 7 ajuda a ilustrar essa situação.

O BSEE (*Bureau of Safety and Environmental Enforcement*), órgão regulador americano para proteção dos recursos marítimos, aponta que existem, aproximadamente, 1885 plataformas de produção ativa na Plataforma Continental Marítima, no Golfo do México, sendo que mais de 60% de tais estruturas tem mais 25 anos (BSEE, 2022).

Outra região que tem avançado nas atividades de descomissionamento é o Mar do Norte, especialmente o Reino Unido. Estima-se o descomissionamento de, ao menos, 60% das plataformas localizadas no Mar do Norte entre 2016 e 2030 (SEPA, 2019).

A Figura 8 a seguir aponta a evolução do descomissionamento na região do Mar do Norte, à exemplo da quantidade de *topsides*:

Figura 8 - Quantidade (em toneladas) de *topsides* a serem descomissionados no Mar do Norte por país (2021-2030)



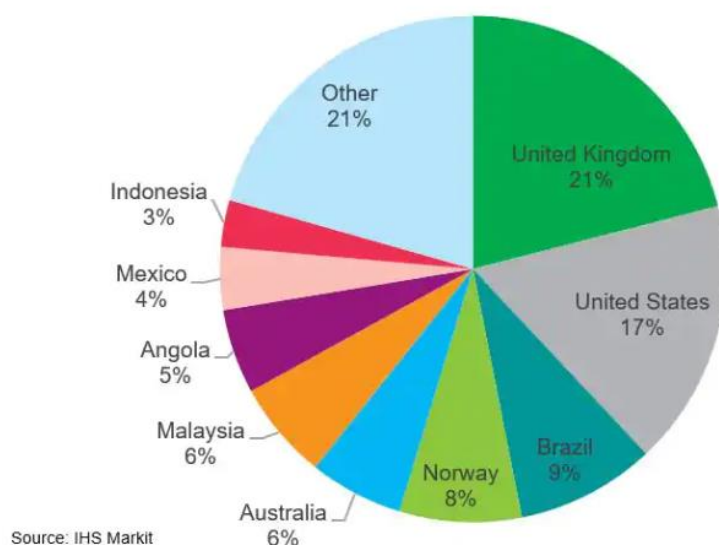
Fonte: OGUK (2021, p. 23, traduzido)

O relatório do OGUK indica a necessidade de remoção de mais de 3.000 km de dutos a serem descomissionados até 2030, além de milhares de toneladas de infraestruturas submarinas (OGUK, 2021).

A retirada dessa quantidade de material tem como destino o território do Reino Unido, para reuso, reciclagem ou disposição final. A estimativa, segundo o OGUK (2021), é de que mais de 1 milhão de toneladas de instalações associadas às plataformas serão levadas ao continente para desmantelamento ao longo da próxima década. Nesse ponto, as toneladas de material podem ser reutilizadas para fins industriais, seja em óleo e gás ou outras, introduzindo e desenvolvendo uma indústria de desmantelamento.

A IHS Markit, atual S&P Global, também detalhou a previsão de descomissionamento por país de 2021 até 2030, sendo o Brasil o terceiro em termos percentuais (Figura 9).

Figura 9 - Previsão de descomissionamento por país

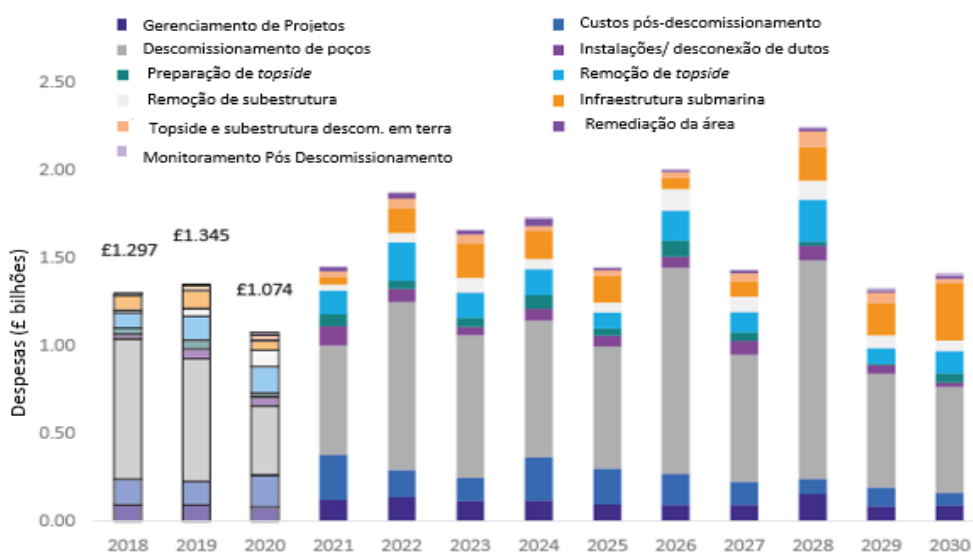


Fonte: ULLEVIK (2021).

Com relação a previsão de investimentos, a IHS Markit prevê que os gastos globais com o descomissionamento offshore possam chegar a US\$ 100 bilhões, entre 2021 e 2030, aumento de 200% se comparado aos dez anos anteriores (ULLEVIK, 2021).

A previsão bilionária também se encontra inserida nas previsões do OGUK (2021), tendo sido despendidos mais de 3,5 bilhões de libras (Figura 10).

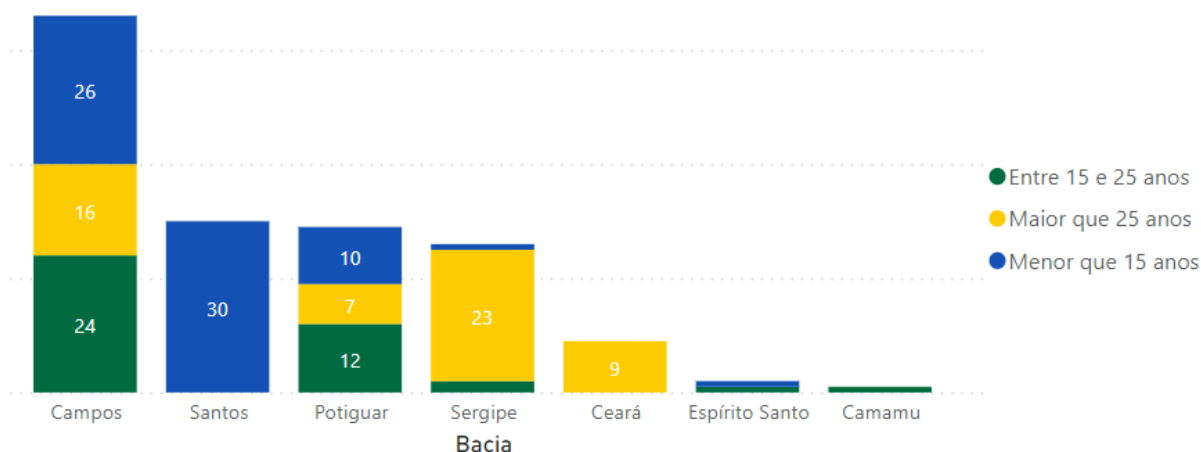
Figura 10 - Previsão de Investimento em Descomissionamento para a Plataforma Continental do Reino Unido



Fonte: OGUK (2021, p.10, traduzido).

No Brasil, a ANP divulga dados dinâmicos acerca do descomissionamento e dos PDIs em análise pela entidade. Segundo o órgão regulador, conforme Figura 11, a maioria das plataformas em produção possuem mais de 15 anos.

Figura 11 - Quantidade de plataformas por idade

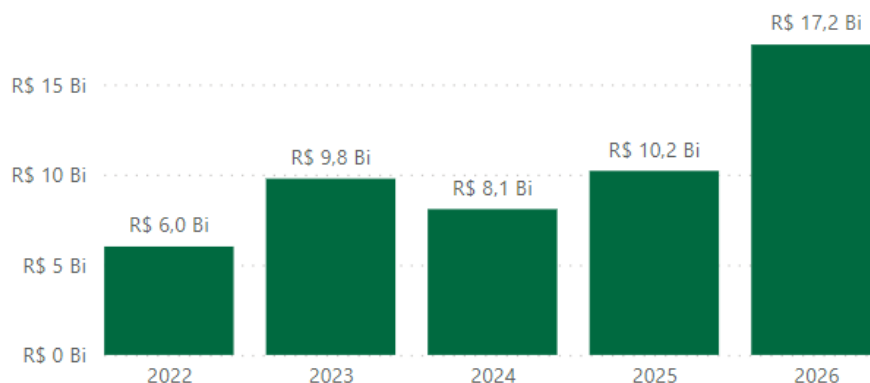


Fonte: ANP (2020b).

Até agosto de 2022, existiam 97 processos para análise de PDIs na ANP. Destes, 76 já foram aprovados, enquanto 11 foram sobrestados, 6 recebidos e 4 encerrados. Considerando apenas projetos em mar, a quantidade reduz para 41, com 30 aprovados.

Em termos de investimentos anual na atividade, a ANP projeta R\$ 51,28 bilhões no descomissionamento até 2026, sendo R\$ 42 bilhões para projetos *offshore* distribuídos conforme Figura 12.

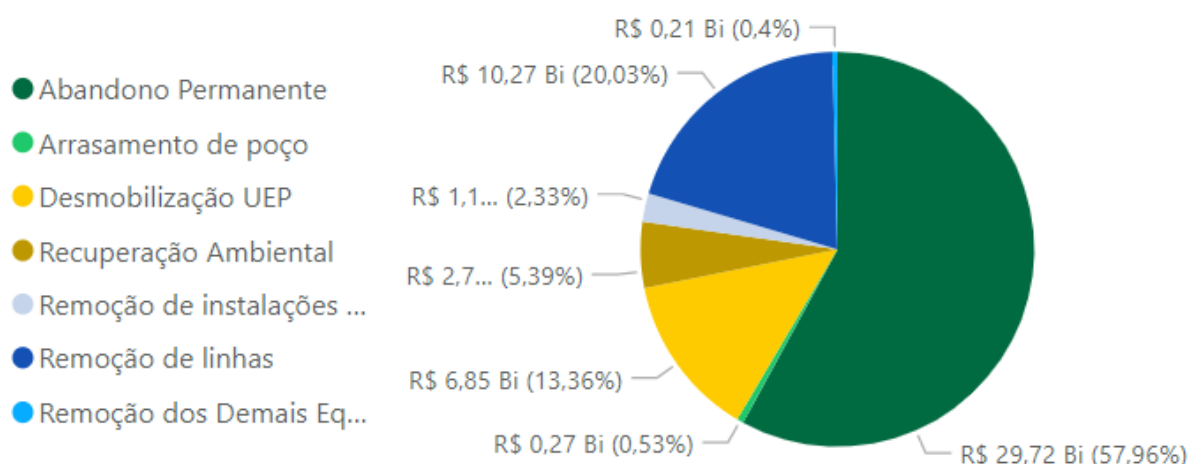
Figura 12 - Investimento por ano (R\$)



Fonte: ANP (2020b).

De forma similar ao que ocorre no Mar do Norte, a maioria dos gastos refere-se ao abandono permanente de poços, com quase 60%.

Figura 13 - Investimento por atividade (R\$)



Fonte: ANP (2020b).

Os números apresentados permitem dar dimensão da quantidade dos processos de descomissionamento que se avizinham, bem como os investimentos necessários para dar cabo dessa atividade. O atendimento a essa demanda passa também pela capacidade da indústria de fornecer os insumos necessários para realização dos processos de descomissionamento.

Conforme citam Nicolosi, Stein e Oliva (2021), dentre os desafios técnicos do descomissionamento no Brasil, tem-se a infraestrutura logística local ainda em adaptação para operações de descomissionamento e a baixa disponibilidade regional de embarcações especializadas. Dessa forma, tais desafios podem se tornar uma oportunidade para a indústria local.

4. Conteúdo local

Uma das formas de estímulo à indústria em países desenvolvidos e em desenvolvimento observada ao longo de décadas foi a utilização de conteúdo local, seja na forma de regulação ou como política pública, mas sempre no intuito de almejar o desenvolvimento e o avanço da indústria local, incrementando a renda do país.

O conteúdo local pode ser entendido como a parte relacionada a bens ou serviços ou mão-de-obra abastecidas por fornecedores locais em cada elo da cadeia de determinada indústria. Segundo Tordo et al. (2013), as políticas de conteúdo local (PCL) se preocupam tanto com o crescimento imediato do conteúdo local como com ações que tendem a elevá-lo no longo prazo, privilegiando a sustentabilidade do setor. Ainda, o conteúdo local não se resume à demanda por bens e serviços, incluindo empregos criados e a provisão de infraestrutura pelas empresas, como rodovias ou mesmo escolas e hospitais.

No caso do setor de O&G, as PCL permitem a criação de elos na cadeia produtiva que estimulam o desenvolvimento local, associados a demanda gerada pela indústria de O&G de fornecedores diretos (*backward links*) e aos produtos da indústria de O&G responsáveis por abastecer a indústria petroquímica e de refino (*forward links*) (TORDO et al., 2013).

Para a *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association* - IPIECA (2016), o conteúdo local (CL) poderia ser entendido como a utilização de insumos locais por projetos ou negócios ao longo de sua cadeia de valor, o que pode incluir o emprego de mão de obra local, produtos e serviços provenientes de companhias locais, desenvolvimento de infraestrutura no país, o desenvolvimento de tecnologias ou capacidades de negócios, ou mesmo parcerias com entidades locais.

Assim, o conteúdo local busca criar valor no país em que se desenvolve o projeto ou o negócio, a partir da definição de políticas que estabeleçam requisitos para essa criação de valor, em termos de emprego, renda, bens e serviços, tecnologias, etc.

No setor de óleo e gás, em geral, as PCL tendem a encorajar a participação e o desenvolvimento de postos de trabalho, bens e serviços, tecnologia e capital. Os objetivos e diretrizes de tais políticas são, por vezes, definidos de forma geral ou em

normas específicas ou mesmo planos econômicos, sendo posteriormente detalhados em legislação primária ou secundária, como também em contratos, licenças ou acordos de concessão (TORDO et al., 2013).

Os requisitos de conteúdo local são compromissos assumidos por empresas ou investidores estrangeiros para a aquisição de um limite mínimo de bens e serviços locais. Em geral, são acompanhados com incentivos aos investimentos de modo a atrair capital estrangeiro (UNCTAD, 2014).

Em perspectiva brasileira, a PCL consistiria na exigência de que empresas de certo setor produtivo adquirissem insumos ou bens e serviços no mercado doméstico, constituindo parte dos critérios de definição em processos licitatórios referentes à concessão de exploração de petróleo e gás natural. Em geral, a justificativa do Estado para essa intervenção seria o atingimento de objetivos maiores, como construção de segmentos relevantes em termos de defesa nacional ou fortalecimento da política econômica (PIQUET, HASENCLEVER e SHIMODA, 2016).

Esse tipo de política comporta diferentes formas de instrumentalização, a depender dos objetivos que se almejam e especificidades de cada país. Estudo do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) em parceria com o Grupo de Estudos Econômicos da Universidade Federal do RJ (GEE/UFRJ) trouxe experiências internacionais com PCL, em que o foco da política variava, com algumas almejando desenvolver fornecedores locais de serviços e equipamento, e outras a capacitação de trabalhadores do setor ou mesmo o próprio desenvolvimento da infraestrutura local (IBP, 2016).

De modo a instrumentalizar a PCL, um dos requisitos adotados tem sido o estabelecimento de um percentual mínimo de valor adicionado em insumos domésticos (OCDE, 2019). Este, como será visto, tem sido o modelo adotado no Brasil.

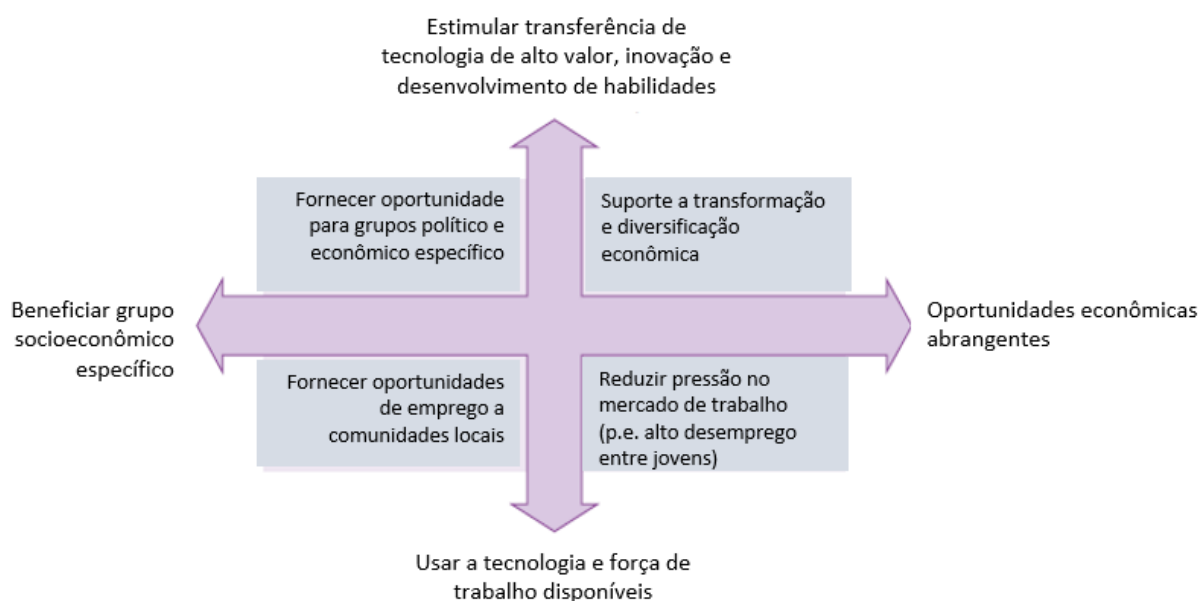
4.1. Os tipos e instrumentos de conteúdo local

Não há uma forma de se introduzir uma PCL. O foco da política, os objetivos e as expectativas do Estado e demais agentes são responsáveis por delinear o emprego do CL.

A segunda edição do guia para a indústria de O&G referente ao conteúdo local da IPIECA (2016) trabalha a ideia de *shared value*, que se traduziria como a definição

de estratégia de negócio de modo a atingir tanto a competitividade de projetos quanto a estabilidade e o desenvolvimento econômico de comunidades locais e do país em que o projeto é desenvolvido. Para estimular o *shared value* e entender a melhor forma de conteúdo local, o país necessita entender qual o foco e o tipo de PCL que se almeja implementar, o que se resume na Figura 14:

Figura 14 - Tipos de conteúdo local e para quem



Fonte: IPIECA (2016, p. 12, traduzido).

O eixo na horizontal seria os beneficiários do CL, grupos socioeconômicos específicos a serem beneficiados (lado esquerdo) ou oportunidade econômica de modo abrangente (lado direito). Por sua vez, o eixo vertical indicaria o tipo de conteúdo local esperado, baseado na força de trabalho e outros insumos disponíveis (eixo de baixo) ou na expectativa de incentivo ao desenvolvimento de habilidades e competitividade internacional (eixo de cima) (IPIECA, 2016). Os objetivos a serem alcançados com a PCL e maturidade da indústria local levariam a PCL para um ou outro quadrante.

Por essa razão, um dos aspectos imprescindíveis da PCL é delimitar o que seria o termo “local”. Afinal, pode se tratar de bens ou serviços produzidos no país ou produzidos por companhias cujos proprietários sejam daquela nacionalidade, ou insumos estrangeiros que utilizem mão-de-obra nacional. A definição do que seria um bem local é fundamental ao estabelecer a PCL.

A Confederação Nacional da Indústria (CNI) destaca que a caracterização do CL de um bem ou serviço pode ser o fornecedor direto do bem ou serviço (seja

produzido no país ou produzido no país com insumos ou mão-de-obra com percentual mínimo proveniente do próprio país) ou o valor agregado, considerando toda a cadeia produtiva dos bens e serviços utilizados pela indústria de petróleo e gás (CNI, 2017).

Tordo et al. (2013), a partir da experiência coletada em diferentes países, diferencia três tipos de PCL com base no objetivo: recrutamento e treinamento de mão-de-obra; fornecimento de bens e serviços; e desenvolvimento de competitividade, capacidade e sustentabilidade da indústria local. Estas são desdobradas conforme o Quadro 1:

Quadro 1 - Tipos de PCL

Objetivo	Instrumento
Recrutamento e Treinamento de mão-de-obra	Maximizar mão-de-obra nacional sem metas obrigatórias
	Metas mandatórias em relação ao total de mão-de-obra utilizada no empreendimento
	Metas com base em categorias de emprego diferentes
	Restrição de certos cargos apenas a mão-de-obra nacional
Fornecimento de bens e serviços	Preferência a bens e serviço locais, desde que competitivos
	Margem de preferência a fornecedores locais
	Metas indicativas para contratação de bens e serviços locais, sem aplicação de sanções no caso de descumprimento
	Metas indicativas para contratação de bens e serviços locais, com aplicação de sanções no caso de descumprimento

	Vantagens para uso do Conteúdo local nos processos de licitação
Desenvolvimento da cadeia doméstica	Requisitos regulatórios para desenvolvimento de fornecedores domésticos, à exemplo de parcerias e transferência de tecnologia
	Incentivo ao desenvolvimento de fornecedores domésticos

Fonte: elaboração própria com base em Tordo et al. (2013)

Diante das classificações apontadas, o Brasil possuiria instrumentos relacionados ao fornecimento de bens e serviços, atrelado a metas indicativas com aplicação de sanção e vantagens do uso do CL em processos de licitação.

Nessa linha, segundo a CNI (2017), as PCL podem assumir a forma de diretrizes (não compulsórias) e de normas compulsórias:

- Diretrizes de preferência por produto e serviço local, sem caráter compulsório e, algumas vezes, com a ressalva de que só se aplica se o produto ou serviço local for competitivo com o produto ou serviço importado.
- Metas indicativas de compra de produtos ou serviços locais, sem previsão de sanções no caso de não cumprimento das metas.
- Margem de preferência – exigência de compra de produto ou serviço local, desde que seu preço não exceda o do similar importado por um percentual superior à margem de preferência estabelecida por documento legal ou no contrato de outorga da exploração da reserva.
- Exigência de compra de produto ou serviço local
- Meta de conteúdo local, estabelecida em texto legal ou no edital de licitação da outorga de exploração da reserva, com previsão de sanções no caso de não cumprimento da meta.
- Meta de conteúdo local, definida no processo de licitação da outorga de exploração da reserva, com previsão de sanções no caso de não cumprimento da meta compromissada pelo licitante. (CNI, 2017, p. 41 a 46).

O modelo adotado no Brasil se assemelha mais aos últimos. Conforme ressalva feita pela CNI, há possibilidade neste modelo de se definir metas mínimas em edital, por conjunto de compras ou classe de produtos (CNI, 2017).

Portanto, a assertividade da PCL é outro ponto importante. A política pode tanto definir o cumprimento compulsório de metas de conteúdo local, com aplicação de

penalidades no caso de não atender o compromisso, quanto criar incentivos para aqueles que incluam certo percentual de CL nos seus empreendimentos de O&G.

A CNI (2012) destacou que os operadores argumentam em prol de política que estimule o desenvolvimento tecnológico e a capacidade produtiva dos fornecedores nacionais, com metas indicativas, e não obrigatórias, de CL. A fixação de índices em edital para a fase de desenvolvimento não seria realista tendo em vista que os operadores não conheceriam a qualidade das reservas, nem os equipamentos e materiais a serem empregados.

Interessante registrar que, conforme Tordo et al. (2013) identificou a partir de experiência observada em países exploradores de petróleo e gás natural, a assertividade da PCL, com metas mandatórias, pode ser mais fácil de ser implementada em países cujo setor de petróleo é bem estabelecido, há claro entendimento sobre a demanda futura de serviços, e existe capacidade e habilidades básicas necessárias à atividade no país. Por outro lado, países na fronteira da exploração, em que as empresas são pequenas, a demanda futura por serviços é difícil e existem consideráveis *gaps* de capacidade na indústria, pode ser melhor adotar uma PCL com foco em incentivos. Em particular, nestes países o Governo deve procurar centrar em aprimorar as habilidades locais, o conhecimento do negócio, tecnologia, desenvolvimento do mercado, captura e distribuição de renda de forma a criar condições para o surgimento de empresas domésticas.

Todavia, as PCL aparentam ter um benefício máximo, de modo que ações do tipo comando e controle tem o risco de trazerem efeitos prejudiciais na economia do país. Esse tipo de política deve ser utilizado com alto nível de precaução dado o risco de se extrapolar o nível social ótimo (TORDO et al., 2013).

4.2. Os agentes econômicos envolvidos na PCL

Segundo a CNI (2012), a PCL envolve os seguintes agentes diretos: (i) concessionárias ou operadores; (ii) os fornecedores de bens e serviços; e (iii) o Estado, formulador de política e no papel de regulador.

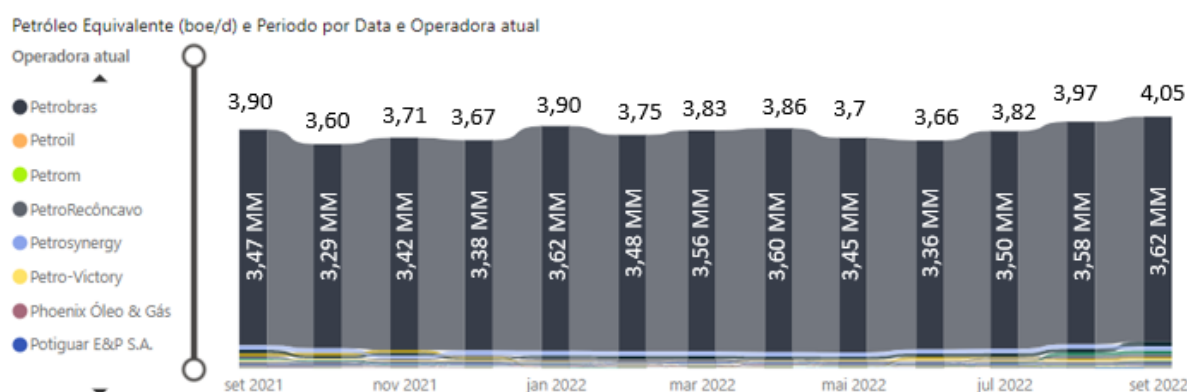
4.2.1. Operadores

Abarcam as grandes empresas de petróleo e gás vencedoras, individualmente ou em consórcio, da licitação para exploração e produção de determinado bloco. A Lei 12.351/2010 define operador como “o responsável pela condução e execução, direta ou indireta, de todas as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações de exploração e produção” (BRASIL, 2010).

As companhias operadoras são o elo central da cadeia de E&P, responsáveis por conduzir o projeto que viabiliza a exploração e desenvolvimento dos campos de petróleo e gás natural. Em suma, a demanda da indústria fornecedora do setor de O&G depende da execução dos projetos realizados pelas operadoras.

No Brasil, conforme dados da ANP de agosto de 2022, a Petrobras é a principal operadora dos campos em desenvolvimento, possuindo 58 blocos em mar sob contrato como operadora, de um total de 132, e responsável pela quase totalidade da produção atual de petróleo e gás natural (Figura 15).

Figura 15 - Produção de petróleo (boe) por operadora em milhões (MM)



Fonte: ANP (2020c, adaptado).

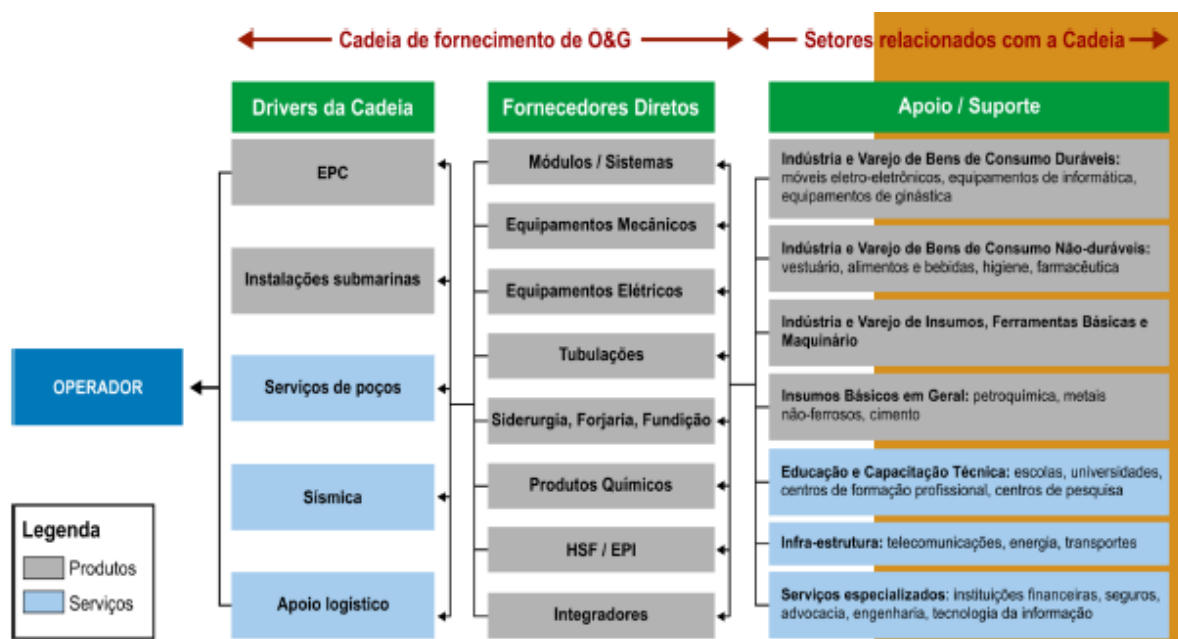
Desde sua concepção, a estatal brasileira é a grande responsável por fomentar a indústria de petróleo e gás nacional. Inclusive, as políticas iniciais para desenvolver uma cadeia de fornecedores foi promovida pela Petrobras (IBP, 2016).

4.2.2. Fornecedores

Segundo Santos e Avellar (2017), a cadeia de fornecedores da indústria de O&G pode ser considerada extensa, a partir da existência de empresas de variados segmentos industriais, os quais se inter relacionam com outros setores da economia.

Essa cadeia abarca as empresas que circundam as atividades do operador e fornecem os bens e serviços a serem empregados nos projetos de O&G. A Figura 16 ilustra a cadeia de fornecimento do setor de O&G.

Figura 16 - Cadeia de fornecimento do setor de O&G



Fonte: ONIP (2021).

A Figura 16 dá uma dimensão dos fornecedores demandados diretamente pelos operadores, assim como atividades de suporte, as quais atrelam-se a outras indústrias.

Observa-se, ainda, que os fornecedores se associam mais a oferta de bens e serviços, especialmente quanto às fases de exploração e produção. Nesse ponto, ambas destoam da etapa de descomissionamento, mais voltada à demanda por serviços do que por bens, o que será explorado adiante.

4.2.3. Estado

Ator fundamental da PCL é o próprio Estado, responsável por delinear a política, seus objetivos e metas. Além do controle e aferição do cumprimento da PCL. O Ministério de Minas e Energia (MME), o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) têm papéis importantes como representantes do Estado no desenvolvimento da PCL.

O MME é o ministério supervisor quanto a assuntos relacionados à mineração, energia elétrica e petróleo, gás natural e biocombustíveis. Há secretarias específicas para cada um desses temas. A Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis tem a incumbência de propor diretrizes para licitações das áreas destinadas à exploração e produção de petróleo e gás natural”, “coordenar e promover programas de incentivos e ações para atrair investimentos e negócios para o setor”, “propor diretrizes a serem observadas pela ANP para elaboração das minutas dos editais e dos contratos de partilha de produção”, entre outros (MME, 2021).

Já o CNPE tem atuação mais direta, traçando, por meio de Resoluções, as diretrizes a serem seguidas quanto aos percentuais de CL em cada rodada de licitação, de modo a fazer cumprir suas atribuições, definidas na Lei 9.478/1997, de definir política de desenvolvimento econômico da indústria de O&G e de sua cadeia de suprimentos e induzir o aumento dos índices mínimos de CL.

A ANP é a responsável por promover a regulação do setor. É a responsável por firmar os contratos com as licitantes vencedoras das licitações de blocos exploratórios. Cabe à agência reguladora monitorar e fiscalizar o cumprimento dos compromissos de CL, o que é feito por meio de sistema de certificação no qual entidades certificadoras, responsáveis por atestar o cumprimento dos índices de CL pactuados, são credenciadas junto à ANP. Esse sistema veio a surgir apenas após a 7ª Rodada.

4.2.4. Outros atores

As associações ou organizações da indústria de petróleo e gás natural tanto representativa dos fornecedores da cadeia de bens e serviços quanto das grandes empresas de óleo e gás natural merecem destaque pela defesa dos interesses e da segurança jurídica no setor.

Essas organizações procuram atuar em prol de um ambiente favorável a seus membros, participando ativamente em conjunto com o Estado na elaboração de normas e regras de conteúdo local. A extensa produção de estudos que ajudam a embasar o presente trabalho exemplificam a participação ativa destas entidades no setor de O&G.

Além destas, menciona-se as empresas certificadoras especializadas em certificar o percentual de CL empregado no projeto de modo que a ANP possa atestar

o cumprimento dos percentuais mínimos exigidos no edital e firmados no contrato de concessão ou partilha de produção.

O papel de todos esses atores elencados fica mais evidente com a evolução histórica do CL no Brasil, implementado na 1ª Rodada de Concessão de Blocos Exploratórios em 1999.

4.3. Evolução do conteúdo local no Brasil

Historicamente, o Brasil sempre se utilizou de políticas para fomento da indústria nacional. Políticas de desenvolvimento industrial e de substituições de importação almejavam alavancar econômica e socialmente o país.

A introdução do conteúdo local visava, em seu princípio, estimular a aquisição de bens e serviços locais. Nessa trilha, as políticas de conteúdo local deveriam se inserir em política industrial para o setor de óleo e gás, de maneira a capturar as oportunidades de um segmento relevante para a economia do país (FIEB, 2015).

Piquet, Hasenclever e Shimoda (2016) destacaram que, desde 1999, órgãos do Governo Federal em conjunto com entidades representativas do setor de O&G tem definido uma PCL com o objetivo de “regular as oportunidades entre as empresas locais e as estrangeiras”, em virtude da desigualdade de condições concorrenciais entre empresas multinacionais e locais.

Especificamente quanto ao setor de petróleo e gás natural, este emergiu quase que concomitantemente com a criação da Petrobras em 1953. Nos anos que se seguiram ao surgimento da empresa, houve contínuos investimentos na busca por novas tecnologias e fornecedores que permitissem a exploração e produção de petróleo em águas mais profundas. Foram sucessivos esforços para desenvolver tecnologias de modo a ultrapassar os desafios geológicos da indústria petrolífera brasileira (IBP, 2016).

No Brasil, conforme Ferreira Júnior, Jesus Júnior e Sarti (2017), a Lei 9.478/1997 propiciou o marco regulatório para a definição de metas de conteúdo local, com o fim do monopólio estatal no setor de petróleo e gás natural. Antes, a própria Petrobras, por intermédio de sua política de compras, garantia a participação da indústria brasileira no fornecimento de insumos para as atividades de E&P. Tem-se, então, o fim do monopólio estatal como marco para se desenvolver uma política de conteúdo local no país.

A PCL foi introduzida desde o primeiro contrato de concessão com as companhias que se sagraram vencedores das licitações, de modo a captar parte do investimento que seria realizado por tais companhias nas áreas licitadas. Para tanto, optou-se por inserir o conteúdo local como um dos critérios de pontuação na disputa pelas áreas leiloadas sob o modelo de concessão (FIEB, 2015).

Assim, segundo D'Almeida (2015b), desde 1999, o CL também foi utilizado como critério para definir o vencedor de licitações de blocos exploratórios, servindo de proteção a fornecedores de bens e serviços nacionais, com estímulo à aquisição no mercado local, como processo de substituição de importações.

Apesar de tentativas iniciais de promoção de conteúdo local para compra de equipamentos para a indústria do petróleo e gás ocorrerem em 1999, somente em 2003 passou a vigorar um conjunto de políticas mais extensas para viabilizar o conteúdo local (VITTO, 2016).

Portanto, a PCL no setor de petróleo e gás natural pode ser considerada formalmente introduzida com a Resolução CNPE 08/2003. O art. 1º estabeleceu como política nacional, a expansão da produção de petróleo e gás natural para atingir e manter a autossuficiência do país e a intensificação da atividade exploratória, com o objetivo de incrementar os volumes de reservas do país (BRASIL, 2003). O art. 2º, por sua vez, demandou que a ANP observasse, na implementação da referida política, a seguinte diretriz:

I – fixar percentual mínimo de conteúdo local para fornecimento de bens e serviços utilizados na exploração e produção de petróleo e gás natural, ajustando-os permanentemente a evolução da capacidade de produção da indústria nacional e aos seus limites tecnológicos (BRASIL, 2003).

Ainda, em 2003, o Governo Federal criou o PROMINP (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural) no intuito de impulsionar a indústria em bases competitivas e sustentáveis quanto a preço, qualidade e prazo de entrega (IBP, 2016). Para tanto, o PROMINP realizou diagnóstico competitivo para identificar as capacidades dos fornecedores locais à época (TORDO et al., 2013).

Segundo D'Almeida (2015b), o PROMINP destacou-se na parte de capacitação de mão de obra, com quase 100 mil profissionais concluindo cursos gratuitos de qualificação em dezessete estados.

A definição mais recente do CL no Brasil adveio com a introdução da Lei 12.351/2010, a qual instituiu o regime de partilha de produção. Em seu art. 2º, VIII, o conteúdo local é definido como “a proporção entre o valor de bens produzidos e dos

serviços prestados no País para execução do contrato e o valor total de bens utilizados e dos serviços prestados para essa finalidade” (BRASIL, 2010). Esta denominação de CL é objetiva, deixando assente que se trata de percentual de compra de bens e serviços de fornecedores nacionais por parte das companhias de petróleo e gás natural.

Ademais, a Lei 12.351/2010 introduziu na Lei do Petróleo (Lei 9.478/1997), como novas atribuições do CNPE, propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas para:

IX - definir a estratégia e a política de desenvolvimento econômico e tecnológico da indústria de petróleo, de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, bem como da sua cadeia de suprimento;

X - induzir o incremento dos índices mínimos de conteúdo local de bens e serviços, a serem observados em licitações e contratos de concessão e de partilha de produção, observado o disposto no inciso IX. (BRASIL, 2010).

Passou a existir, portanto, a preocupação com o aumento dos percentuais mínimos de CL no que tange à aquisição de bens e serviços, como parte de estratégia para desenvolvimento da indústria petrolífera e de sua cadeia de fornecedores.

Além destes, a ANP tem regulado a PCL por intermédio de Resoluções, operacionalizando a política a partir da definição do processo de certificação e de credenciamento das certificadoras (IBP, 2016). Nessa trilha, citam-se as seguintes normas:

- Resolução ANP nº 36/2007 – Regulamenta a certificação de Conteúdo Local (revogada pela Resolução ANP nº 19/2013 que regula atualmente o tema);
- Resolução ANP nº 37/2007 – Regulamenta o cadastramento e credenciamento de entidades para Certificação de CL (revogada pela Resolução ANP nº 25/2016, também revogada pela atual Resolução nº ANP 869/2022);
- Resolução nº 38/2007 – Regulamenta a auditoria nas empresas de Certificação de CL (revogada pela Resolução ANP nº 25/2016, também revogada pela atual Resolução nº ANP 869/2022);
- Resolução nº 39/2007 – Regulamenta os Relatórios de CL (revogada pela Resolução ANP nº 27/2016, também revogada pela atual Resolução nº ANP 871/2022); e
- Resolução ANP nº 726/2018 – Regulamenta os critérios para isenção de cumprimento do CL e as regras gerais de ajuste do percentual de CL.

Por fim, o percentual de CL é estabelecido nos editais de leilão, sendo implementados conforme as regras apostas nos contratos de concessão e partilha de produção de cada rodada de licitação.

4.3.1. Evolução do CL nas rodadas de licitação

Ao todo, de 1999 até 2022, foram realizadas 17 rodadas de concessão de blocos exploratórios, o contrato de Cessão Onerosa e 6 rodadas de partilha de produção. Em todos os regimes (partilha, concessão e cessão onerosa), o CL estava presente, ainda que não houvesse exigência do percentual mínimo de CL.

Entre 1999 e 2002, foram realizadas as Rodadas 1 a 4, em que não houve disposição no edital exigindo oferta mínima de CL, mas houve limitação das ofertas em 50% para a etapa de exploração e 70% na etapa de desenvolvimento. Ademais, as ofertas de CL serviam como critério de julgamento das propostas, de modo que maior percentual aumentava a nota final da licitante, limitadas a 3% para a etapa de exploração e até 12% para a de desenvolvimento. O Bônus de Assinatura correspondia aos 85% restantes para qualificação da proposta vencedora (BRASIL, 1999; BRASIL, 2000; BRASIL, 2001; BRASIL 2002).

A partir da 2ª Rodada de Concessão, o contrato passou a prever cláusula expressa de preferência a fornecedores brasileiros quando suas ofertas apresentarem condições mais favoráveis ou equivalentes de preço, prazo e qualidade em comparação com fornecedores não brasileiros.

Em 2003 e 2004, nas Rodadas 5 e 6, foi introduzida a obrigatoriedade de oferta de percentual mínimo de CL, diferenciando conforme a Qualificação Operacional Requerida para o Bloco, que, por sua vez, traduzia-se basicamente na aptidão para operar em terra, águas rasas ou águas profundas (Figura 17).

Figura 17 - Percentuais mínimos exigidos de CL para as Rodadas 5 e 6

Qualificação Operacional Requerida para o Bloco	Fase de Exploração ¹ (Fator E)	Etapa de Desenvolvimento ¹ (Fator D)
A	30%	30%
B	50%	60%
C	70%	70%

Nota:

1. Exclusivamente para os Blocos localizados em mar, os gastos efetuados em operações de aquisição de dados geofísicos serão excluídos do cálculo para fins de aferição do cumprimento do percentual mínimo obrigatório de conteúdo local na Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento.

Fonte: BRASIL (2003, p. 11).

Os compromissos de CL tiveram seu peso majorado na nota final, com peso, para blocos marítimos, de 15% para a etapa de exploração e de 25% para a etapa de desenvolvimento. Ainda, segundo o Edital da 5ª Rodada, replicado para o da 6ª, além dos percentuais mínimos obrigatórios para cada etapa, certas atividades poderiam ter percentuais adicionais específicos, ofertados de forma espontânea pelas companhias quando da apresentação das ofertas a serem consideradas para determinação da oferta vencedora (BRASIL, 2003).

Em 2005, para as Rodadas 7 e 8, a ANP precisou aprimorar os mecanismos para estabelecimento do CL, estipulando, além de percentual mínimo, um percentual máximo. A não definição de um percentual máximo impactou nos resultados dos leilões das Rodadas 5 e 6, com ofertas de CL que chegaram a 86% na etapa de exploração e 89% na de desenvolvimento, o que seria irreal face à capacidade industrial brasileira da época (CNI, 2012).

Segundo FIEB (2015), a Rodada 7 marcou um divisor de águas na PCL, consolidando a regra de percentual mínimo e com o aprimoramento de procedimentos. Manteve-se a divisão por localização, e, conseqüentemente, por nível técnico exigido das companhias: terra, águas rasas até 100 metros, águas rasas de 100 a 400 metros, e águas profundas (acima de 400 metros de profundidade). Todavia, três mudanças relevantes ocorreram: (i) definição de um limite máximo, criando-se assim uma faixa de exigência de CL, conforme observado no Quadro 2; (ii) exigência de um CL mínimo para itens e subitens, conforme planilhas anexas ao contrato de concessão; e (iii) criação de uma cartilha de CL.

Quadro 2 - Percentuais mínimos de CL da Rodada 7

Localização do Bloco	Fase de Exploração		Etapa de Desenvolvimento	
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
Águas Profundas P* > 400m	37	55	55	65
Águas Rasas 100m < P* < 400m	37	55	55	65
Águas Rasas P* < 100m	51	60	63	70
Terra	70	80	77	85

P*: Profundidade

Fonte: BRASIL (2005, p. 15)

A partir da Rodada 7, o CL passou a ter um peso total de 20% na nota final da empresa licitante, sendo 5% na fase de exploração e 15% na etapa de desenvolvimento, com a qualificação do CL representando o somatório da multiplicação dos percentuais mínimos ofertados para itens e subitens pelos respectivos pesos (BRASIL, 2005).

Ou seja, além do mínimo global, as licitantes também deveriam cumprir com níveis mínimos de CL para equipamentos e serviços específicos, definidos de antemão pelo Governo, e discriminados em tabela anexa ao contrato de concessão (FIEB, 2015).

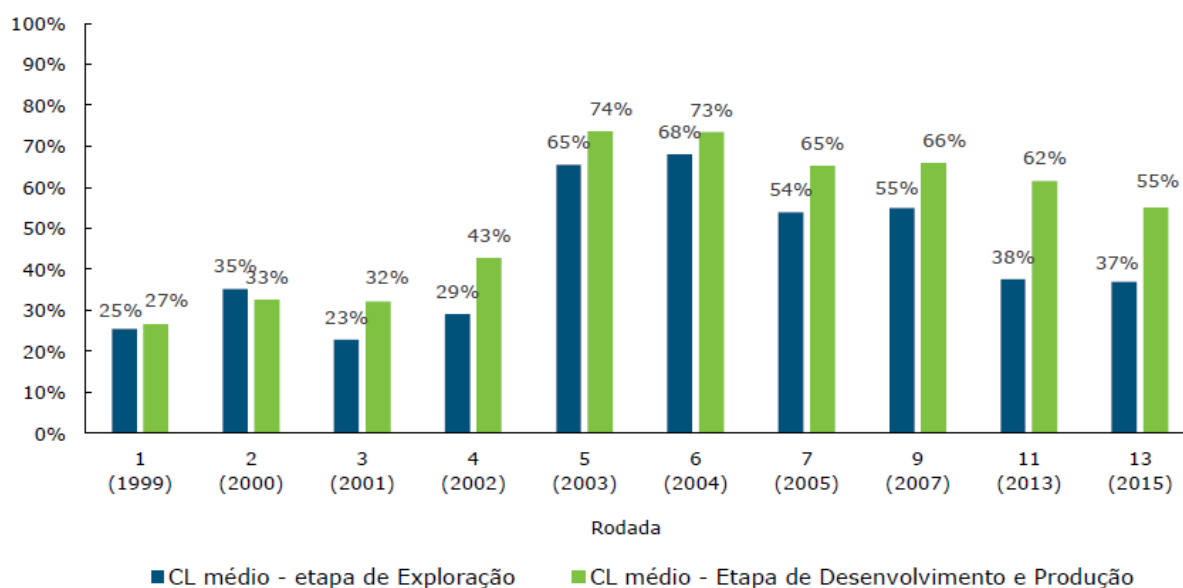
Já a introdução da cartilha de CL teve como objetivo estabelecer as regras para aferição do cumprimento do CL. A ANP definiu procedimentos e regras para que a cartilha integrasse o arcabouço regulatório do órgão a partir da 7ª Rodada. As Resoluções ANP 36 a 39/2007 surgem com esse intuito de certificar o cumprimento do CL (FIEB, 2015).

Tais regras se mantiveram até a 12ª Rodada de Concessão, para o contrato da Cessão Onerosa e para o 1º Contrato de Partilha. Com a ressalva de que, no leilão sob o regime de partilha de produção, os índices de CL foram fixados de forma prévia, não sendo parte da oferta do processo licitatório (BRASIL, 2016).

Com a introdução da Resolução 19/2013, que modificou a Resolução 36/2007, houve mudanças na aferição do CL. Contudo, os percentuais mínimos e máximos de CL permaneceram os mesmos (Quadro 2), assim como o peso de 20% para a nota final da empresa licitante.

A Figura 18 traz a média dos compromissos de conteúdo local em cada rodada em blocos marítimos até a 13ª Rodada de Concessão. Observa-se o aumento expressivo a partir da 5ª Rodada, reflexo da introdução de um percentual mínimo de CL. Ainda, o percentual diminuiu da 7ª Rodada em diante em virtude da estipulação de valor máximo para o CL.

Figura 18 - Histórico das médias dos compromissos de CL em blocos marítimos



Fonte: IBP (2016, p. 30).

Novas alterações de grande repercussão vieram a partir da 14ª Rodada, marcando uma mudança na PCL, especialmente após a Resolução ANP 726/2018.

Figura 19 - Compromissos de CL na 14ª Rodada

Localização da área	Fase de Exploração	Etapa de Desenvolvimento da Produção	
Blocos em Terra	50%	50%	
Blocos em Mar	18%	Construção de Poço	25%
		Sistema de Coleta e Escoamento	40%
		Unidade Estacionária de Produção	25%

Fonte: (BRASIL, 2017, p. 16).

A partir da 14ª Rodada, os percentuais de CL passaram a não ser mais utilizados como critério para qualificação da nota das empresas licitantes. Ademais,

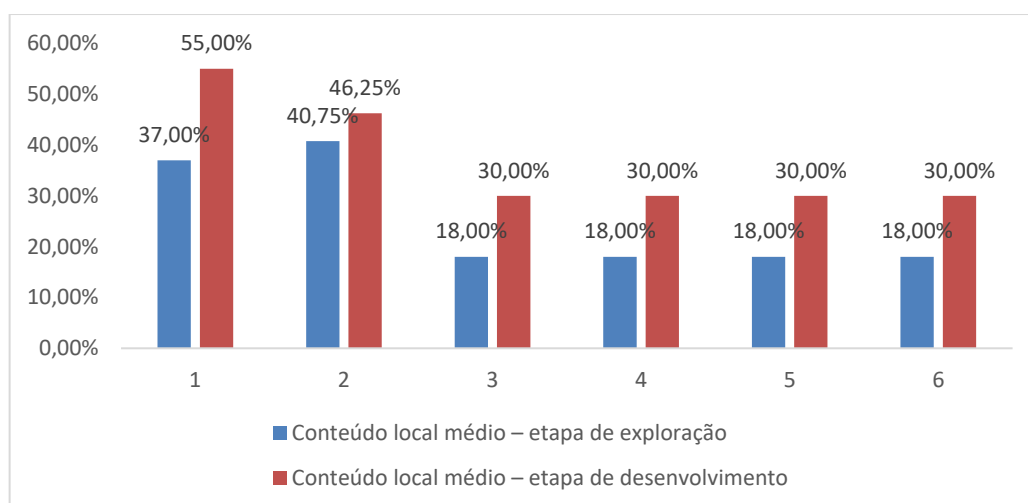
os percentuais mínimos foram definidos conforme a Figura 19, passando a existir um mínimo global para a fase de exploração e por macrogrupo para a etapa de desenvolvimento (Poços, Sistemas e UEP).

As mudanças ocorridas em 2017 e 2018 foram resposta a críticas promovidas por diferentes atores do processo. Inclusive, o Tribunal de Contas da União (TCU) pontuou uma série de achados que culminou na prolação de recomendações e determinações à ANP para aprimorar a PCL vigente. A dificuldade do cumprimento dos percentuais exigidos transparecia nos pedidos de *waivers* (pedidos de isenção de CL) encaminhados à agência reguladora, bem como na aplicação de multas por descumprimento ao CL pelas empresas operadoras de campos de petróleo e gás natural *offshore* (BRASIL, 2016).

As últimas rodadas simplificaram os percentuais de CL, e, a partir de 2018, houve a possibilidade de ajustes nestes percentuais, a partir da assinatura de Termos de Ajuste de Conduta firmados entre os operadores de blocos exploratórios e a ANP.

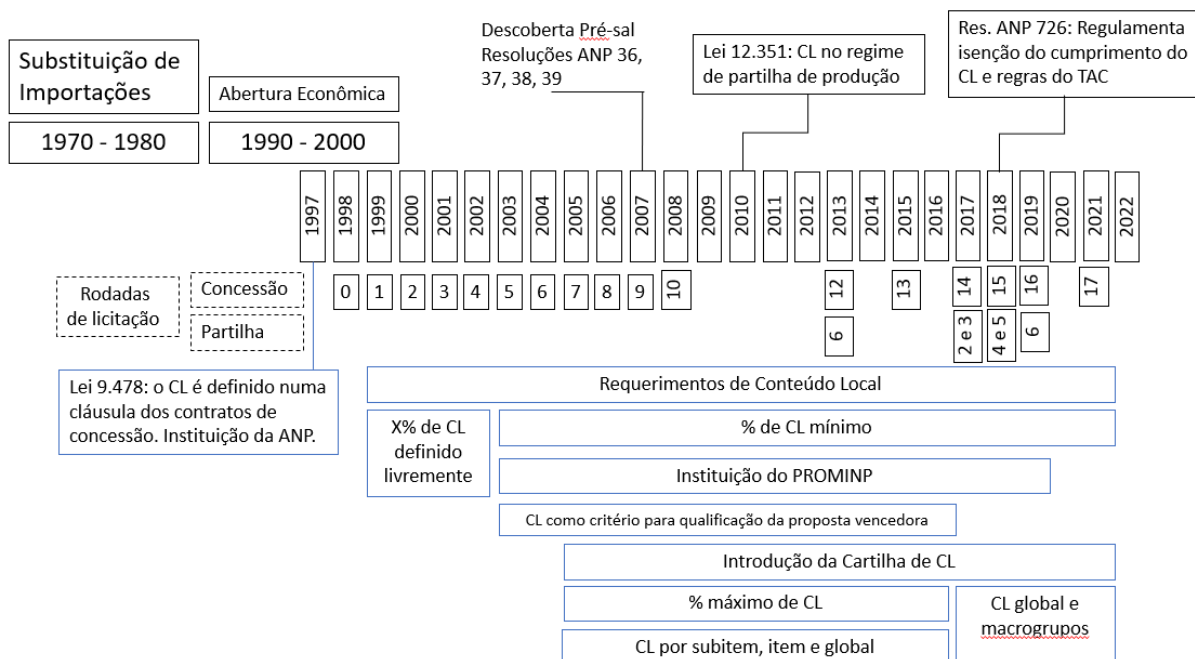
Em adendo, menciona-se que, no modelo de partilha, o CL nunca foi critério de julgamento de ofertas para consagração do licitante vencedor. Os percentuais de CL são fixados previamente em edital. A média de CL ofertada para essas áreas do Pré-Sal (logo apenas campos em mar) pode ser observada no Gráfico 1:

Gráfico 1 - CL médio nas licitações sob Regime de Partilha (Rodadas 1 a 6)



Fonte: ANP (2020d)

A Figura 20 a seguir expõe o resumo do histórico da PCL, incluindo marcos legais e mudanças ocorridas em cada Rodada de Licitação.

Figura 20 - Acontecimentos relacionados ao CL no Brasil

Fonte: adaptado de IBP (2016, p. 27)

O histórico do conteúdo local permite demonstrar que em mais de uma década, as exigências e os procedimentos para aferição do CL sofreram mudanças constantes. A mais recente ocorreu após a 13ª Rodada, quando o CL passou a não ser mais critério para aferir a proposta vencedora, além da diminuição do percentual mínimo exigido e da retirada de mínimos específicos para itens e subitens. Essas mudanças foram consequência de críticas à PCL então vigente até aquela rodada.

4.3.2. As críticas à PCL e suas mudanças recentes

Desde sua concepção, os percentuais estipulados de CL tinham claro intento de fomentar o mercado interno de fornecimento de serviços do setor de petróleo e gás natural, e, assim, colher os benefícios econômicos e sociais indiretos, como renda e geração de emprego. D'Almeida (2015b) menciona dados da ANP que estimavam investimentos, entre 2013 e 2023, de US\$ 500 bilhões para o setor de petróleo no Brasil, sendo mais da metade das encomendas demandadas da indústria nacional.

Com a PCL, entre 1999 e 2015, teria havido um incremento de 156,6%, indo de 42,3 mil para 108,6 mil trabalhadores, acima da taxa de 65,4% da indústria de transformação. No mesmo período, o valor bruto da produção industrial aumentou de R\$ 22,6 bilhões para R\$ 63,3 bilhões (a preços de 2015), percentual de 180,8%

também acima do crescimento real de toda a indústria de transformação (85,4%). A competitividade dos fornecedores de máquinas e equipamentos para a indústria de O&G aumentou no comércio exterior, com aprimoramento de sofisticação tecnológica (FIESP, 2017).

Apesar dos avanços que a indústria de O&G teve com a implementação da PCL, havia desconfiança em relação ao formato da política, especialmente após a introdução da exigência de cumprimento de CL por item e subitem, a partir da 7ª Rodada. Não faltaram críticas ao instrumento de conteúdo local definido, e a existência de custos da política que poderiam estar sendo ignorados.

D'Almeida (2015b) já ponderava que *stakeholders* do setor consideravam que a indústria do país não seria capaz de fornecer percentuais altos de itens necessários a cumprir com o CL, levando a baixa qualidade, aumento de preços e atraso nos prazos de entrega. Também mencionou a existência de custos de controle, com certificação do CL, auditorias e prestação de contas, os quais seriam complexos a ponto de onerar as empresas de petróleo e gás, especialmente as de menor capacidade; e a aplicação das multas que poderiam chegar a patamares milionários, com a possibilidade de cumular quanto ao cumprimento do CL global, de itens e subitens.

Em termos de custos e benefícios, ao considerar os impactos potenciais da PCL, como sobrecusto e atraso nas entregas, eventual projeto de E&P se tornaria menos atrativo, exigindo maior remuneração para ser viável, de maneira que compromissos elevados de CL reduzem a atratividade de projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Todavia, haveria maior estímulo à economia nacional pelos benefícios relacionados à geração de emprego e renda (IBP, 2016).

Existiria um ponto ótimo na relação entre CL e atratividade de investimentos, em razão do custo de oportunidade entre maior CL e menor atratividade, indicando que “maior volume investimentos pode mais que compensar maiores níveis de conteúdo local” (IBP, 2016).

Para além da questão da menor atratividade dos leilões pelos maiores índices de CL, também houve críticas quanto ao efetivo estímulo da competitividade pela PCL, especialmente em termos de competitividade internacional.

Em 2016, auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União explicitou falhas na política de CL então vigente. O Acórdão nº 3.072/2016-TCU-Plenário trouxe uma

série de determinações e recomendações à ANP e ao Ministério de Minas e Energia (MME) no intuito de aprimorar a PCL (BRASIL, 2016).

De forma resumida, os achados apontaram que: (i) a PCL não integrava política industrial mais ampla, com diretrizes de priorização de setores específicos; (ii) não havia prazo para vigência da PCL, criando reserva de mercado pela demanda garantida aos fornecedores; (iii) a metodologia para definição dos percentuais mínimos de CL era frágil, baseada apenas em reuniões entre a pasta ministerial e associações e representantes da indústria, sem estudos que pudessem apontar a capacidade real dos fornecedores locais para atendimento da demanda das operadoras de O&G; (iv) os percentuais de CL permaneceram inalterados durante um longo período, sem mudança entre 2005 e 2013; e (v) o nível de detalhamento para itens e subitens era elevado, o que limitava a opção dos concessionários na aquisição de produtos, e levava a situações em que mesmo com os compromissos nos itens atendidos poderia haver aplicação de multa por descumprimento do CL global (BRASIL, 2016).

Esses apontamentos culminaram na conclusão de que a PCL não estimulava a competitividade da indústria local, especialmente em relação ao comércio externo, estabelecendo verdadeira reserva de mercado.

Portanto, a PCL deveria integrar política industrial mais ampla, com foco constante na competitividade, de modo a manter e desenvolver a indústria nacional no longo prazo. Para tanto, haveria necessidade de se tratar temas integrados para que a PCL surtisse o devido efeito, sem onerar investimentos. Temas incluíam tecnologia, financiamento, recursos humanos, carga tributária, etc (FIEB, 2015).

As mudanças ocorridas a partir da 13ª Rodada refletem um pouco os problemas identificados no formato da PCL até então, especialmente quanto ao uso de percentuais mínimos de CL, de forma global, por item e por subitem, sob pena de sanção no caso de descumprimento.

Muitas das críticas e das sugestões apontadas decorrem da observação de experiências internacionais similares com CL. Diferentes tipos de políticas de conteúdo local existem em países desenvolvidos e subdesenvolvidos, o que permite identificar boas práticas e tentar adaptá-las ao contexto nacional.

4.4. Experiências de CL no mundo

O conteúdo local não é política exclusiva do Brasil, sendo implementado por países desenvolvidos e em desenvolvimento em diferentes formas.

4.4.1. Reino Unido

Segundo estudo da *United Nations Conference on Trade and Development* – UNCTAD (2014), o Reino Unido adotou medidas de conteúdo local para desenvolvimento dos blocos exploratórios do Mar do Norte, como assistência direta a fornecedores locais, licenciamento discricionário dos fornecedores e leilões de compras realizados por empresas petrolíferas. Essas medidas teriam elevado o conteúdo local do Reino Unido no Mar do Norte de 30%, em 1973, para 82%, em 1986.

Ainda, o governo do Reino Unido criou uma agência dedicada ao assunto (*the Offshore Supplies Office* - OSO) para aumentar a competitividade da indústria, desenvolver iniciativas em P&D e orientar em *joint ventures* com operadores conhecidos da indústria, de forma a garantir que o foco dos requisitos de CL seria na criação de alto valor adicionado (UNCTAD, 2014).

A OSO fiscalizava os cumprimentos das regras acordadas com operadores para conferir justa oportunidade a fornecedores locais em projetos de E&P. Tinha como objetivo assegurar “a máxima participação de fabricantes e empresas de serviços britânicas” (FIEB, 2015).

Mesmo que essas políticas tenham tido sucesso em seus primórdios, após a década de 80, o conteúdo local não figurou como requisito para as licitações nem havia aplicação de sanções para empresas que não investissem no desenvolvimento de fornecedores locais (TORDO et al., 2013). Em 1992, as práticas de CL desenvolvidas até aquele momento foram descontinuadas, diante da mudança do cenário global, com a descoberta de novos polos de exploração e produção (FIEB, 2015).

Ressalva-se que, de acordo com a UNCTAD (2014), a indústria de base do Reino Unido já era bem desenvolvida e possuía uma mão de obra altamente qualificada, com experiência e tecnologia na construção de navios e em engenharia.

4.4.2. Noruega

Outro exemplo muito citado de aplicação de CL é a Noruega. As primeiras descobertas de O&G foram em 1969, mas a exploração das reservas ficou por conta de empresas estrangeiras, afinal, apesar da expertise em construção naval, a Noruega não possuía parque industrial avançado como o Reino Unido. Diante do potencial das reservas e do sucesso na exploração até aquele momento, a Noruega passou a investir em políticas com mecanismos explícitos de incentivo à indústria local de O&G (FIEB, 2015).

Conforme Tordo et al. (2013), o governo norueguês tinha reservas quanto a deixar para o mercado privado o desenvolvimento da indústria de O&G, com possível descontrolado da economia, razão pela qual as políticas públicas voltaram-se para o desenvolvimento de capacidade doméstica e controle do ritmo de desenvolvimento. O ritmo de exploração mais lento das reservas foi justamente para permitir o desenvolvimento da cadeia de fornecimento local.

Assim, ao invés de apostar apenas em requisitos de conteúdo local, o foco da Noruega foi desenvolver ativamente sua indústria doméstica, por intermédio de várias iniciativas, especialmente com auxílio da empresa estatal do país (*Statoil*), criada em 1971, utilizando-se da indústria de base para suprir a nova indústria de petróleo nascente (UNCTAD, 2014). Além da *Statoil*, o governo implementou condições de licenciamento dos blocos exploratórios que exigiam suporte ao desenvolvimento de fornecedores do país, bem como transferência de tecnologia de empresas estrangeiras para companhias locais (TORDO et al, 2013).

FIEB (2015) menciona ainda decreto assinado em 1972 pelo Rei da Noruega, contendo artigo que garantia preferência para aquisição de bens e serviços locais, desde que competitivos em termos de qualidade e preço. A preferência foi revogada em 1994, após acordo com a União Europeia, vindo a criar o Fundo Soberano em 1996, de modo a instituir uma espécie de poupança a ser utilizada quando a E&P no país não for mais viável.

Em suma, as políticas de CL adotadas nas décadas de 70 a 90 concentraram-se na transferência de tecnologia através de *joint ventures* entre a Statoil e empresas multinacionais de O&G, no incentivo a pesquisa e desenvolvimento, e em requisitos que dessem uma chance justa para que fornecedores locais pudessem participar dos processos de licitação (UNCTAD, 2014; TORDO et al., 2013).

A Associação Brasileira das Empresas de Serviço de Petróleo (ABESPetro), em seu caderno anual (2022), cita a Noruega como bom exemplo de práticas de CL,

tendo investido em políticas industriais que incentivaram a diversificação e a cooperação com companhias internacionais para desenvolvimento de fornecedores locais (ABESPETRO, 2022).

4.4.3. Austrália

Segundo Tordo et al. (2013), a PCL da Austrália foi desenhada para promover o desenvolvimento sustentável da indústria local, com foco em incentivos ao invés de obrigações compulsórias. Um dos mais significativos seria a isenção de imposto de importação a empresas de O&G em equipamentos comprovadamente não disponíveis naquele país, desde que executem plano específico de participação da indústria australiana (*Australian Industry Participation – AIP*).

O próprio governo australiano destaca que a AIP apresenta requisitos para assegurar que seja conferida à indústria australiana condições iguais, justas e razoáveis para competir com fornecedores internacionais em projetos de investimento promovido por empresas multinacionais (DISR, s.d.).

Assim, a PCL da Austrália seria de incentivo, no intuito de maximizar o uso de mão de obra local, inclusive há posições restritas apenas à mão de obra australiana, desde que haja pessoal qualificado. Ademais, há preferência a bens e serviços de fornecedores australianos, só se competitivos, com metas sugeridas para contratação de bens e serviços locais, mas sem qualquer aplicação de sanções (TORDO et al., 2013).

A CNI (2017) trouxe medidas de incentivos conferidas pelo governo australiano para incentivo ao CL. Destas, destaca-se medida, implementada em 2013, com intuito de maximizar a oportunidade da participação de fornecedores australianos em certames no país, que exigiu a apresentação do plano de AIP com indicação de uso de conteúdo local para qualquer projeto avaliado em \$ 500 milhões ou mais e projetos com gastos de \$ 2 bilhões ou mais, o que serve para qualquer setor da economia.

4.4.4. Indonésia

Na Indonésia, o foco do CL foi a expansão de mão de obra local no setor e na propriedade de empresas locais. Neste último ponto, há margem de preferência com base no nível de CL, sendo conferido uma margem preferencial adicional para

companhia cuja propriedade majoritária seja de cidadão indonésio (com mais de 50% das ações). Para a mão de obra, há metas definidas para uso de mão de obra com base em nível de habilidade e fase de desenvolvimento do projeto (TORDO et al., 2013).

Com relação aos bens e serviços, há margem de preferência para fornecedores domésticos baseada na normalização dos preços na licitação a partir das ofertas de CL das companhias participantes da licitação. Ainda, há definição de índices mínimos de CL nas licitações, com penalidade em caso de descumprimento, além de vantagens ao licitante que ofertar CL incluindo investimentos em pequenas empresas locais por meio de parcerias (apenas para o fornecimento de bens). Há benefício extra para as companhias que investirem diretamente no desenvolvimento da indústria de fornecimento local, conferindo até 15% extra na pontuação referente ao CL nas licitações para concessão de blocos exploratórios (TORDO et al., 2013).

4.4.5. Angola

Na Angola, as regras de CL podem ser consideradas mais estritas quanto ao direito de preferência a companhias locais. Conforme Tordo et al. (2013), há metas mandatárias para uso de mão de obra angolana no total da força de trabalho, quando necessário mais de cinco trabalhadores, a companhia exploradora deve empregar, pelo menos, 70% de mão de obra angolana. Há ainda metas por nível de trabalho, e posições restritas apenas a angolanos, excepcionada no caso de inexistir mão de obra local qualificada para o cargo.

Em termos de bens e serviços, há direito de preferência em licitações para companhias nacionais, constituídas e com administração central na Angola, além de possuir, ao menos, 51% do capital social na propriedade de cidadãos angolanos (CNI, 2017).

Também são impostas preferências a bens e serviços provenientes de fornecedores angolanos, e restrições a bens e serviços específicos, os quais companhias estrangeiras só podem participar de licitações se formarem parceria com empresas angolanas. E a companhia nacional de petróleo e gás da Angola (Sonangol) é a grande responsável pelo desenvolvimento do CL, conferindo subsídios, tratamento preferencial a fornecedores nacionais em seus contratos e redução de taxas incidentes sobre a produção industrial e petróleo (TORDO et al., 2013).

5. O conteúdo local no descomissionamento

O presente capítulo busca averiguar se a política de conteúdo local se mostraria adequado para fomentar o mercado de bens e serviços da indústria do descomissionamento no país.

A introdução de requisitos de conteúdo local especificamente para o descomissionamento é novidade em publicações no meio acadêmico e exígua em termos de experiência internacional. Todavia, a discussão merece emergir diante dos investimentos pretendidos nessa etapa e da oportunidade para fortalecer a indústria nacional.

Não parece haver dúvidas de que o descomissionamento trata-se de etapa diferente da produção, apesar de ocorrer ao término desta última. A ABESPetro considera o descomissionamento como etapa independente que ocorre apenas ao cessar da produção ou esgotamento da reserva de O&G de determinado campo (ABESPetro, 2022).

Ainda, o processo de descomissionamento não deixa dúvida quanto a se tratar de etapa distinta, sendo obrigatório o envio pelo operador do campo de Programa de Descomissionamento de Instalações a ser aprovado pela ANP. Os potenciais impactos das operações de desativação de instalações de petróleo e gás natural *offshore* justificam a independência dessa etapa.

Segundo a IPIECA (2016), há oportunidades de conteúdo local no descomissionamento, mas seriam limitadas especialmente no *offshore* devido à alta complexidade e tecnologia exigidas nas atividades. Como um exemplo de oportunidade de conteúdo local, cita a etapa de recuperação do local após o encerramento do projeto.

Diferente das etapas de exploração e produção, quando há também uma demanda por bens, no descomissionamento há predominância da prestação de serviços, com eventual necessidade de equipamentos associados ou embarcações específicas.

5.1. Aplicação do conteúdo local vigente

A política de conteúdo local vigente no país para o setor de O&G, mesmo com as últimas mudanças promovidas em 2017, trata-se de política independente, instrumentalizada por metas indicativas para contratação de bens e serviços locais, com aplicação de sanções no caso de descumprimento. Especificamente, trata-se da definição, em edital, de percentuais mínimos compulsórios para aquisição de bens e serviços locais pelas licitantes vencedoras de blocos exploratórios, como também observado em países como Angola e Indonésia.

Dito isso, a PCL atual se caracteriza pela assertividade (penalidades em caso de descumprimento do CL acordado), o que exige o estabelecimento de aparato estatal de forma a aferir o acerto das metas e a necessidade de eventual sanção.

De modo a alcançar o objetivo deste trabalho e verificar a possibilidade de se inserir CL para a etapa de descomissionamento, propõem-se uma primeira hipótese de como fazê-lo para, assim, investigar sua plausibilidade.

Importante repisar que a aferição de CL se refere à proporção do valor de bens produzidos e dos serviços prestados no Brasil para execução de determinado contrato em relação ao valor total de bens e serviços empregados para realização do objeto contratual.

A utilização de PCL mais assertiva se adequa ao cenário brasileiro. Considerando perspectiva abrangente do setor de O&G no Brasil, cuja indústria já está bem estabelecida, existindo previsão de descomissionamento, o que tende a surgir demanda por serviços associados. Além disso, há capacidades básicas desenvolvidas no setor. Essas três condições permitem a implementação de uma PCL do tipo assertiva, utilizando-se de metas obrigatórias.

Adentrando na hipótese com base na PCL vigente, o percentual mínimo exigido de CL para a fase de exploração e etapa de desenvolvimento são definidos em edital prévio à rodada de concessão ou de partilha de produção.

Atualmente, a fase de exploração em mar possui conteúdo local global mínimo (18% desde a 14ª Rodada de Concessão) e a etapa de desenvolvimento subdivide o compromisso de CL em macrogrupos (Construção de Poço – 25%, Sistema de Coleta e Escoamento da Produção – 40%, e Unidade Estacionária de Produção – 25%).

A primeira hipótese aventada seria a inclusão de percentuais para a etapa de descomissionamento, de forma global ou também por macrogrupos, à exemplo do Quadro 3:

Quadro 3 - Exemplos de CL mínimo com etapa de descomissionamento

Localização da área	Fase de Exploração	Etapa de Desenvolvimento da Produção		Etapa de Descomissionamento
Blocos em Mar	18%	Construção de Poços	25%	XX%
		Sistema de Coleta e Escoamento	40%	
		Unidade Estacionária de Produção	25%	

Localização da área	Fase de Exploração	Etapa de Desenvolvimento da Produção		Etapa de Descomissionamento	
Blocos em Mar	18%	Construção de Poços	25%	Abandono de Poços	X%
		Sistema de Coleta e Escoamento	40%	Desmobilização da UEP	X%
		Unidade Estacionária de Produção	25%	Remoção de linhas e equipamentos subsea	X%

Fonte: elaboração própria, com base no modelo de quadro de CL da 14ª Rodada de concessão.

Portanto, o edital já traria as obrigações mínimas atinentes ao CL a ser aferido nas atividades de desativação de instalação ou campo de petróleo e gás natural, a serem acordadas na firma do contrato. Os serviços considerados locais, a certificação do cumprimento e a aplicação de penalidade em caso de descumprimento funcionariam da mesma forma que as etapas anteriores.

Essa hipótese necessitaria, por óbvio, da alteração de regramentos da ANP para que fosse implementada. Como exemplo, menciona-se a Resolução ANP 19/2013, que estabeleceu os critérios e procedimentos para execução das atividades de Certificação de CL. Este instrumento define expressamente que a certificação abrange itens adquiridos e utilizados pelos contratados na fase de exploração ou etapa de desenvolvimento da produção (BRASIL, 2013).

Afora as questões regulamentares, a introdução do CL no edital para o descomissionamento esbarra em características típicas dessa etapa: (i) temporalidade; (ii) obrigação de descomissionar; e (iii) cessão de direitos exploratórios.

Com relação à temporalidade, o descomissionamento ocorre anos ou décadas após o início da exploração do campo. A Figura 11 destacou que existem plataformas com mais de 25 anos de operação. Assim, o tempo transcorrido entre o acerto contratual, que confere os direitos de exploração e produção ao vencedor da licitação, e as atividades de descomissionamento é muito extenso.

Nesse ponto, o Acórdão 3.072/2016-TCU-Plenário fez menção ao período de oito anos em que rodadas de leilões de petróleo mantiveram inalterados os percentuais de CL exigidos, sem considerar eventuais mudanças tecnológicas e inovações que ocorreram no período. Em ponto similar, o referido acórdão ponderou que a realidade da oferta durante o leilão pode variar com o decorrer do tempo, de modo que “somente no momento de execução dos projetos é que o concessionário tem mais informações sobre as características do campo a ser explorado e define detalhadamente os bens e serviços a serem adquiridos” (BRASIL, 2016).

A Figura 21 a seguir ilustra o tempo médio das etapas de exploração, produção e descomissionamento:

Figura 21 - Ciclo de vida estimado de um projeto de O&G



Fonte: adaptado de IPIECA (2016, p. 17, traduzido)

Considerando-se o período mínimo indicado na Figura 21, então levaria, pelo menos, treze anos até o início do descomissionamento. Pela média, mais de trinta

anos separariam a assinatura do contrato de concessão ou partilha e a etapa de descomissionamento. Considerando a crítica desenvolvida pelo Acórdão 3.072/2016-TCU-Plenário, por certo que com o avançar do tempo novas soluções, inovações e técnicas podem surgir e o cenário do setor de O&G pode mudar drasticamente.

O panorama da indústria de O&G, a tecnologia utilizada e os fornecedores existentes já pode ter se modificado, e muito, depois de uma década, o que dirá de duas ou três. Tal situação implica em falta de previsibilidade, até mesmo para a própria indústria, dos serviços e equipamentos a serem demandados. Portanto, estabelecer conteúdo local mínimo para o descomissionamento no edital da licitação não parece plausível.

Os outros dois pontos se complementam. Com relação à cessão de direitos exploratórios, se traduz em mecanismo que permite a transferência de titularidade de um campo de uma empresa para outra. Uma das questões ainda debatidas refere-se a quem recairia o ônus de descomissionar. Em princípio, a empresa cessionária teria a responsabilidade por descomissionar posteriormente o campo, o que deve ser precificado na transferência dos direitos do campo. Esse debate é relevante, mas foge ao tema do presente trabalho. O que se deve compreender é que a cessão desses direitos permite a continuidade da produção de um campo por outra empresa.

Nessa linha, ao estabelecer um percentual de CL obrigatório, com possibilidade de aplicação de multa em caso de não cumprimento, a operadora do campo pode ficar “amarrada” à obrigação de descomissionar e inviabilizar qualquer cessão de direitos.

Explica-se. Ainda que os fornecedores de serviços locais fossem competitivos em termos de qualidade, preço e tempo, poderia haver redução da vida útil do campo. Isso porque, mesmo em declínio e pouco viável economicamente a grandes empresas de petróleo e gás natural, há campos maduros que interessam a empresas especializadas, de menor porte, aptas a revitalizá-los, e mantê-los em produção. Os menores custos destas empresas permitem adiar o término da produção.

O aumento do fator de recuperação (razão entre volume recuperado e original de um reservatório) por intermédio da extensão da vida útil da instalação ou do campo, com conseqüente adiamento do descomissionamento, permite manter o funcionamento do campo juntamente com os benefícios dele advindos, como a manutenção de emprego e da renda no local em que se encontra o projeto bem como o contínuo pagamento de *royalties* e outros tributos.

Inclusive, a Resolução ANP 817/2020 exige que o Estudo de Justificativas para o Descomissionamento (EJD) demonstre que o contratado buscou soluções para estender a vida útil da instalação e para aumento do fator de recuperação (BRASIL, 2020).

Dito isso, a utilização de percentuais mínimos obrigatórios de CL definidos em edital tenderia a inibir eventuais cessões de direito, dado que ou a concessionária ficará vinculada ao descomissionamento daquele campo (obrigação de descomissionar) ou haverá um custo extra no momento da cessão para nova empresa (o cumprimento do CL seria precificado e incluído na transação do direito exploratório).

Em resumo, as presentes críticas apontam que a definição de percentuais mínimos de CL para a etapa de descomissionamento no edital ou no contrato de concessão ou partilha, pelas regras atuais, não se mostra aplicável. Todavia, não cabe descartar alternativas de CL.

5.2. Alternativas ao CL vigente

A PCL vigente esbarra em características próprias da etapa de descomissionamento, especialmente quanto à questão temporal. Nesse sentido, cabe explorar alternativas para estímulo ao desenvolvimento da indústria local para suprir as atividades de descomissionamento. Primeiramente, se intenta expurgar a questão da temporalidade do descomissionamento, alterando o instrumento de fixação dos percentuais. Em seguida, busca-se alternativas quanto ao tipo de CL utilizado, e, por fim, alternativas ao emprego do próprio CL.

5.2.1. Percentuais mínimos de CL acordados no PDI

Similar a hipótese anterior, a mudança aqui seria no momento de definição dos percentuais mínimos de CL para o descomissionamento, de forma a reduzir o efeito da temporalidade, entrave citado anteriormente.

Os contratos de concessão ou partilha de produção já possuíam previsão de que o contratado apresentasse um programa de desativação, explicitando as ações para o descomissionamento das instalações. Após a Resolução ANP 817/2020, o programa passou a denominar-se de Programa de Descomissionamento de

Instalações (PDI). Suscita-se, então, a inclusão de requisitos mínimos de CL quando no processo de aprovação do PDI.

Conforme a Resolução ANP 817/2020, o PDI é “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” (BRASIL, 2020).

Antes do PDI, o contratado deve apresentar o PDI conceitual, no mínimo, cinco anos antes do processo de descomissionamento. O PDI conceitual abarca as etapas de planejamento do descomissionamento, com caracterização e avaliação das alternativas de descomissionamento. Com seis meses antecedendo o início previsto para as atividades, o contrato apresenta o PDI executivo, que detalha projeto contendo as atividades de descomissionamento a realizar de acordo com cada alternativa selecionada. A ANP precisa aprovar ambos os tipos PDI para continuidade do processo de desativação (BRASIL, 2020).

Em ambos os casos, no momento da elaboração do PDI, o operador teria previsão das atividades necessárias para descomissionar as instalações de petróleo e gás natural, o que permitiria também prever os serviços, bens e equipamentos a serem demandados.

Sabendo-se os serviços e bens a serem utilizados nas atividades de descomissionamento, torna-se possível definir um percentual de conteúdo local mais aderente à realidade, o que seria acordado no PDI.

Como pelas regras atuais o CL não serve como critério de julgamento da proposta vencedora, então não haveria prejuízo à isonomia do certame. A inclusão nos atuais processos de descomissionamento teria que ser bem acordada com as empresas de O&G, mas para processos a serem leiloados, os licitantes já estariam cientes quanto à necessidade de incorporar um CL no PDI.

Questão que emerge seria a escolha do instrumento para definir o referido percentual mínimo.

Como a Resolução 817/2020 regula o tema, esta poderia ser alterada para inclusão do percentual mínimo de CL passível de sanção em caso de descumprimento. Assim, o percentual mínimo seria incluído pela operadora do campo no PDI, e aprovado pela ANP. Essa hipótese, entretanto, implicaria no engessamento dos percentuais mínimos de CL para a etapa de descomissionamento,

desconsiderando especificidades de cada projeto de descomissionamento, afinal, a depender da solução escolhida, a demanda por serviços se modifica.

Em contraponto, as resoluções da ANP não são tão inflexíveis, sendo possível editar um novo normativo com ajustes nos percentuais de forma periódica, adequando-se a tecnologia e expertise existentes. Além disso, os percentuais poderiam ser definidos em macrogrupos, conforme a atividade a realizar (tamponamento de poços, desmobilização da UEP, etc.) ou mesmo conforme a profundidade do campo. As atividades e soluções de descomissionamento variam em campos de água rasa (plataformas fixas), profunda e ultra profundas (plataformas flutuantes - FPSOs).

Uma segunda opção seria consignar, em instrumento próprio da agência, um CL mínimo para cada PDI analisado. Como, primeiramente, apresenta-se um PDI conceitual, prevendo já certas atividades, a ANP teria condições de firmar com o operador o compromisso de CL para aquela etapa, o que poderia vir descrito no PDI executivo. Ou seja, a partir do PDI conceitual a ANP poderia definir os percentuais mínimos de CL a serem firmados na apresentação do PDI executivo.

Definindo o instrumento por meio do qual os percentuais seriam estabelecidos no momento de apresentação do PDI, especialmente um que se adeque caso a caso ou por grupos, diminui-se o risco associado à temporalidade e tal hipótese seria apta a dar uma maior previsão as demandas de descomissionamento, com cronograma mais bem detalhado para o mercado, aspecto apontado como entrave ao setor.

Com relação às críticas relacionadas a cessão de direitos e a obrigação de descomissionar expostas no subtópico anterior, a presente hipótese não consegue expurgá-las, dado que, como o cumprimento dos requisitos mínimos de CL nesta etapa seria compulsório, então também terminaria por onerar mais a atividade de E&P. Nada obstante, a presente hipótese propõe-se a diminuí-las, especialmente no caso em que os percentuais se adequem a cada caso, dado que a empresa responsável pelo descomissionamento conseguirá dimensionar melhor a estratégia de uso do conteúdo local nesta etapa, se adequando à realidade do mercado.

Logo, diferente do CL vigente, a presente hipótese apresenta-se, com as devidas alterações legais, mais plausível de ser aplicada, adequando-se à realidade do descomissionamento quando da realização desta etapa.

De todo modo, estudos mais aprofundados seriam necessários para desenvolver a alternativa aqui aventada a ponto de dar a certeza de que seria a melhor

opção para se aplicar ao descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural no Brasil.

Uma análise de custo-benefício também seria relevante de modo a verificar se os benefícios gerados com a introdução de CL no descomissionamento superariam os custos de transação. Sem contar as críticas existentes ao CL no país, o qual, para muitos, criou uma reserva de mercado e, a longo prazo, não trouxe a competição esperada a nível internacional de fornecedores brasileiros e estrangeiros.

Além desta hipótese, outras alternativas se mostram igualmente ou mais interessantes na promoção do estímulo à indústria local.

5.2.2. Outros tipos de CL

Como parte de uma política industrial, ou ao menos deveria ser, a PCL é apenas uma das formas de se estimular a indústria local do descomissionamento, existindo diferentes instrumentos para se regular o tema. Além da PCL baseada nas regras vigentes, há outros tipos de PCL ou de instrumentos de CL, menos voltados a roupagem de política pública de fomento, e mais associados à regulação, fugindo da ideia de comando e controle. Estes tipos são explorados na sequência.

Antes, porém, indica-se que as experiências internacionais de CL para o descomissionamento coletadas e expostas ao fim deste tópico se voltam para o mapeamento e desenvolvimento de capacidades da indústria local, de modo a entender se estão aptas a lidar com a possível demanda das atividades de descomissionamento.

Em relação a este aspecto, a ABESPetro indica existir certa expertise nestas atividades, mas é clara em pontuar que a engenharia e a mão de obra qualificada podem ser elementos críticos no processo de descomissionamento. Ademais, pontua existir tecnologia limitada disponível para a atividade, além da falta de investimentos, especialmente diante da incerteza quanto à estabilidade da demanda (ABESPETRO, 2021). A ABPIP também pontuou o risco quanto a lacunas na cadeia de fornecedores (SANTOS JR. et al., 2021).

Nesse sentido, a implementação de uma PCL cujo foco fosse o desenvolvimento e treinamento de mão de obra se mostra um caminho interessante para evoluir nesse ganho de capacidade. Contudo, definir um percentual obrigatório de mão de obra local a ser utilizado na etapa de descomissionamento, nos moldes

como feito no setor de O&G em Angola, se mostra desafiador diante do ineditismo das atividades de descomissionamento em águas brasileiras e da falta de mão de obra qualificada.

Por outro lado, o estabelecimento de cooperação com companhias internacionais, como feito no setor de O&G pela Noruega, aparece como uma alternativa para o desenvolvimento de fornecedores locais. Além disso, a manutenção de uma margem de preferência na demanda por bens e serviços para a etapa de descomissionamento, desde que competitivos, é factível de ser adotada. Essa demanda por serviços pode resultar indiretamente no aumento de capacidade da mão de obra local.

Outro exemplo a ser aproveitado é o caso da Austrália, cujo país buscou estimular o desenvolvimento sustentável da indústria local de O&G, a partir da concessão de incentivos como a isenção de impostos. Conforme o Quadro 1 (tópico 4.1), uma boa prática seria definir requisitos regulatórios que fomentassem parcerias e transferência de tecnologia nas atividades de descomissionamento.

Constata-se que a troca de conhecimento e tecnologia entre fornecedores locais e companhias de O&G com experiência no descomissionamento surge como um caminho viável para evoluir a indústria de descomissionamento no país. Inclusive, a ABPIP destaca a importância de se desenvolver novas tecnologias e arranjos de engenharia, para redução de riscos, preço e tempo nas atividades de descomissionamento, o que tende a ser alcançado com a implementação de parcerias (SANTOS JR. et al., 2021).

Suscita-se que esse tipo de PCL, em geral, está mais associado a instrumentos de incentivos ao invés de percentuais obrigatórios de demanda por emprego ou bem e serviços que se não atendidos geram aplicação de sanção.

Como exposto anteriormente, o Brasil até poderia lançar mão de uma PLC mais assertiva, tendo em vista que países com uma indústria de O&G mais sedimentada, com previsão de demanda clara e capacidade existente teriam melhores condições de calibrar as metas compulsórias mínimas de CL. E o Brasil possui todas essas condições no caso do setor de O&G.

No caso específico da etapa de descomissionamento, apesar da indústria do O&G forte e da previsão de descomissionamento ser certa, sua magnitude e as exatas atividades não estão totalmente transparentes, e existem lacunas nas capacidades requeridas para determinadas atividades do descomissionamento.

Entende-se, assim, que o país teria condições tanto para adotar PCL mais assertiva quanto de estímulo. No caso desta última, identificado os *gaps* em atividades do descomissionamento, a concessão de incentivos, como a isenção de carga tributária, para operadores que demandem força de trabalho local ou serviços de empresas brasileiras para emprego nas atividades de descomissionamento pode ser capaz de estimular a indústria brasileira. Ou mesmo estender tais concessões a empresas privadas estrangeiras que prestem serviços de descomissionamento no Brasil desde que o façam em parceria com fornecedores locais também é outra opção.

Por outro lado, tanto a concessão de incentivos quanto metas mandatórias passíveis de sanção demandam um custo de controle, de modo a, no primeiro, comprovar o direito ao incentivo e, no segundo, fiscalizar o cumprimento das metas.

Um meio termo se apresenta como alternativa. Ainda que não se defina qualquer incentivo a ser conferido pelo Estado brasileiro, a apresentação de metas indicativas ou voluntárias, sem aplicação de sanções pode trazer benefícios à indústria local. As empresas que operam campos de petróleo e gás natural *offshore* têm consciência do papel que exercem na sociedade em que seus campos estão instalados, de maneira que a existência de metas indicativas de CL serviria para estas empresas cumprirem com sua função social.

A mudança de estratégia de metas de CL compulsórias para o estabelecimento de metas indicativas tem a capacidade de desenvolver a indústria do descomissionamento sem criar uma reserva de mercado, especialmente se houver foco naquelas capacidades e atividades que se apresentam como desafio atualmente, à exemplo da remoção de *topside* e gerenciamento de resíduos e rejeitos. Ademais, não haveria a necessidade de aparato complexo para fiscalizar se os operadores estão seguindo tais metas, tendo em vista que estes teriam o interesse em comprová-las.

Nessa linha, aproveita-se a ideia de utilizar o PDI como instrumento para se firmar o compromisso de CL, permitindo que o próprio operador indique um percentual de CL no PDI conceitual, ciente da existência de metas voluntárias indicadas previamente. Assim, a análise do PDI conceitual englobaria a validação dos percentuais. Esse modelo regulatório seria mais dinâmico e adequado à realidade e especificidade de cada campo.

Conforme observado nas experiências de CL, nações como Inglaterra e Noruega lançaram mão de incentivos para desenvolver suas indústrias de O&G.

Mesmo que em menor escala, o Brasil seria capaz de consolidar uma indústria do descomissionamento, principalmente diante da quantidade de processos do gênero que se avizinham não só em águas nacionais, mas internacionais também.

Independentemente da PCL que se suscita adotar, imperioso que seja precedida de uma adequada avaliação de custo-benefício ou de análise de impacto regulatório, seja acompanhada de instrumentos sancionatórios ou de concessão de incentivos, de modo a evitar a criação de reserva de mercado, e buscar induzir maior competitividade de fornecedores locais frente a fornecedores internacionais.

5.2.3. Alternativas sem o uso de CL

Aprofundando ainda mais o debate, para além do conteúdo local, outra opção interessante para regulação dos incentivos à indústria do descomissionamento seria por intermédio dos investimentos em P,D&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação).

Conforme a ANP, as cláusulas de P,D&I são estipuladas nos contratos de concessão, de modo que os concessionários devem realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento no valor de 1% da receita bruta dos campos que pagam participação especial. Esse valor também é de 1% nos contratos de partilha de produção. Tais valores são investidos em projetos de P,D&I cuja execução pode ser da própria operadora, empresas brasileiras ou instituições credenciadas no Brasil (ANP, 2020a).

A ANP que regula as cláusulas de PD&I por meio de resoluções, tendo elaborado Regulamento Técnico ANP 3/2015, do qual destaca-se:

A realização das despesas qualificadas como P,D&I deve ter por finalidade a promoção do desenvolvimento científico e tecnológico no setor de Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis, em outras fontes de Energia Renováveis, na Transição Energética, na descarbonização e na Indústria Petroquímica de Primeira e Segunda Geração, visando fomentar o desenvolvimento da indústria nacional, a busca de soluções tecnológicas e a ampliação do conteúdo local de bens e serviços.

(...)

As despesas qualificadas como P,D&I são aquelas relacionadas com atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação realizadas na forma de projeto ou programa executado no País (ANP, 2015).

Segundo dados da ANP, até dezembro de 2022, existiam mais de 3000 projetos iniciados de P,D&I, com base nas disposições do Regulamento Técnico ANP 3/2015. Estes projetos representam investimentos de R\$ 12,67 bilhões (ANP, 2021c).

Dentre os projetos iniciados, identificou-se vários para tentar otimizar a atividade de abandono de poços, rotineira ao longo da produção e que representa mais de 50% dos custos de descomissionamento. A quantidade de projetos afetos especificamente ao descomissionamento é menor, mas ainda assim foi possível identificar treze projetos, abaixo sumarizados no Quadro 4.

Quadro 4 - Projetos Iniciados de P,D&I relacionados ao descomissionamento

Número do Projeto	Tema do Título	Proponente	Data de início	Prazo
20389-3	Metodologia Multicritério	PETROBRAS	11/12/2017	49
20437-0	Metodologia para Avaliação Comparativa Baseada em Risco de Alternativas	REPSOL SINOPEC	30/01/2018	12
20587-2	Remediação e Descomissionamento de Áreas Recuperadas.	PETROBRAS	04/05/2018	58
20605-2	Apoio à Decisão em Projetos De Descomissionamento	PETROBRAS	26/12/2017	48
20872-8	Remediação de Áreas Contaminadas e de Descomissionamento de Áreas Recuperadas	PETROBRAS	17/10/2018	48
20918-9	Remoção De Estruturas Submarinas	PETROBRAS	19/09/2018	51
21044-3	Metodologia Para Avaliação Comparativa Baseada em Risco de Alternativas	EQUINOR BRASIL SHELL BRASIL	11/12/2018	12
21232-4	Fechamento de Poços na Etapa de Descomissionamento (DECOM-NESS)	REPSOL SINOPEC	26/03/2019	24
21378-5	Abandono de Poços	SHELL BRASIL	18/07/2019	36
21462-7	Detecção de Norm em Sistemas Submarinos	PETROBRAS	22/08/2019	24
21634-1	Descomissionamento de Estruturas e Equipamentos Submarinos	PETROBRAS	28/11/2019	36
22283-6	Remediação	PETROBRAS	01/02/2021	23

22326-3	Descomissionamento de Linhas Submarinas	PETROBRAS	01/02/2021	12
---------	-----------------------------------------	-----------	------------	----

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2021b)

Observa-se que a Petrobras é responsável por nove dos treze projetos de P,D&I, afinal é quem deverá, em princípio, descomissionar a grande maioria das plataformas no país.

Ademais, destes treze projetos que mencionam diretamente o descomissionamento, dois também se referem a pesquisas para a etapa de abandono de poços. Por sua vez, quatro envolvem o desenvolvimento de metodologia multicritério para alternativas de descomissionamento, três projetos para modelagem de descomissionamento de estruturas, equipamentos e linhas submarinas, e três projetos relacionados a tecnologias e protocolos para remediação de áreas contaminadas e o decorrente processo de descomissionamento destas áreas impactadas. Apenas um projeto trata de pesquisa para detecção de Norm em sistemas submarinos.

Tais projetos ilustram que existe preocupação em se aprimorar o desenvolvimento das tecnologias e conhecimentos relacionados ao processo de descomissionamento. Ocorre que nenhum deles se associa ao desenvolvimento da cadeia de fornecedores.

Conforme visto na Noruega, os investimentos em pesquisa podem ser feitos através de parcerias com fornecedores, na tentativa de construir de forma conjunta novas tecnologias associadas às atividades de descomissionamento. A definição de exigência para que parte do percentual de 1%, mesmo pequena, seja aplicada no desenvolvimento da cadeia de fornecedores do descomissionamento poderia ser outro caminho para avançar no tema e oportunizar o descomissionamento. Nessa linha, poderia ser estipulada, por exemplo, orientação do Conselho Nacional de Política Energética para aplicação de recursos de P,D&I para o descomissionamento.

Portanto, há espaço para estímulo à indústria do descomissionamento sem a utilização de uma PCL, a partir de instrumento já existente, com as devidas alterações legais.

Antes de trazer as considerações finais, apresenta-se dois exemplos de experiências internacionais alinhadas com o estímulo à indústria do descomissionamento.

5.3. Experiências internacionais

Não existem muitos exemplos de países que buscaram adotar conteúdo local ou similar para o descomissionamento de projetos de petróleo e gás natural. Entretanto, há certas iniciativas nesse sentido.

Como primeiro *case*, cita-se o Reino Unido. De olho na transição energética, o Reino Unido estabeleceu uma força tarefa denominada de *Decomissioning and Repurposing Taskforce* (DaRT) de forma a ajudar a indústria a reduzir os custos do descomissionamento e auxiliar o governo a alcançar as metas do *net zero* (compromisso de redução de emissões). Um dos propósitos elencados pela força tarefa foi o desenvolvimento da cadeia de fornecimento: “*Support growth of competitive decommissioning market and supply chain, to maximize UK benefits including export potential*”. (NSTA, s.d.).

O conteúdo local no descomissionamento teria sido acordado por intermédio do *North Sea Transition Deal*, de março de 2021, o qual definiu metas voluntárias de conteúdo local para fornecedores do Reino Unido a serem atingidas até 2030 tanto para projetos relacionados a novas energias como para o descomissionamento no setor de O&G.

Segundo o acordo, o setor realizará mapeamento das capacidades da cadeia de fornecedores para compreender de que forma as empresas do Reino Unido podem fornecer de forma realista para projetos de transição energética e de descomissionamento, tanto em competição nacional quanto internacional. A partir do conhecimento existente, o setor se comprometerá, de forma voluntária, a metas de proporção de conteúdo local de, ao menos, 50% (OGUK, 2021).

A segunda experiência internacional ocorre na Austrália. Há previsão de que o descomissionamento no país possa envolver gastos acima dos US\$ 50 bilhões, com metade dos trabalhos tendo início ainda nesta década. Com objetivo de aprimorar o descomissionamento no país, reduzir custos, e maximizar o conteúdo local, o órgão nacional de energia da Austrália criou o CODA (*Centre of Decommissioning Australia*).

O CODA é um centro independente que auxilia no desenvolvimento de soluções inovadoras, tecnológicas e colaborativas para enfrentar os desafios do descomissionamento no país, sendo formado por órgão responsável pelos recursos naturais australianos (*National Energy Resources Australia – NERA*) em colaboração

com empresas do setor: Chevron Australia, ExxonMobil, BHP, Santos, Vermillion Oil and Gas Australia e Woodside:

CODA is dedicated to driving innovation and efficiency of activities and creating long-term local Jobs from decommissioning, recycling or repurposing, while also supporting decarbonisation of late-life offshore oil and gas assets (NERA, s.d.)

O CODA desenvolve estudos voltados para três objetivos: entender as oportunidades de descarte local e reciclagem, trazer aprendizado acerca do descomissionamento global e desenvolver uma trilha de inovação e tecnologia no descomissionamento. Com relação a este último ponto, um dos objetivos é justamente “identificar capacidades locais e as oportunidades de desenvolver inovação, tecnologia ou outras soluções dentro do país e considerar as oportunidades da Austrália exportar estes produtos e serviços para a região” (CODA, 2021).

A Austrália busca entender, primeiramente, as capacidades de sua indústria local de lidar com as demandas do descomissionamento para identificar as capacidades a serem desenvolvidas, com base na tecnologia e inovação.

Apesar da baixa amostra, em ambos os casos há iniciativas promovidas por Estados, em parceria com a indústria de óleo e gás, para tentar trazer incentivos à demanda de bens e serviços locais e desenvolver a indústria do descomissionamento nestas nações. Ou seja, o conteúdo local ou o fomento à indústria nacional na etapa de descomissionamento é uma realidade em países que observam seus projetos em óleo e gás em contínua desaceleração.

6. Considerações Finais

O presente trabalho buscou verificar a aplicabilidade da política de conteúdo local vigente para a etapa de descomissionamento de instalações ou campos marítimos de petróleo e gás no Brasil como forma de estimular a indústria local.

Para tanto, necessitou-se caracterizar a etapa de descomissionamento. A partir de estudos e pesquisas acadêmicas, verificou-se que o descomissionamento compreende a etapa final do ciclo de vida de um projeto de óleo gás natural, quando o campo não possui mais retorno econômico para a companhia exploradora ou as instalações já atingiram sua vida útil. Essa etapa abrange atividades de limpeza dos cascos, remoção de *topside*, retirada de equipamentos e instalações, remoção de plataformas, e gestão de resíduos e rejeitos, sendo essencialmente associada à prestação de serviços.

Ademais, observou-se como se apresenta a regulação das atividades de descomissionamento em nível internacional e no Brasil, cuja Resolução-ANP 817/2020 sedimentou-se como principal marco que regula o referido processo. Também se constatou o panorama dos projetos de descomissionamento no mundo e no Brasil, o qual demonstra a quantidade crescente destes projetos e dos investimentos necessários para a etapa.

A partir da compreensão do que é o descomissionamento e da oportunidade que surge com a demanda de projetos, desenvolveu-se a caracterização da política de conteúdo local vigente no país, sua evolução, operacionalização e críticas feitas a ela. No Brasil, desde a primeira rodada de licitação em 1999, percentuais de CL foram adotados, com o enrijecimento das regras com a sequência de leilões, criando-se uma reserva de mercado. Em 2017, houve importante mudança passando o CL a não ser mais detalhado a nível de item e subitem e não integrar critério para aferir a proposta vencedora. Ainda assim, o CL brasileiro no setor de O&G continua baseado na definição de percentuais mínimos de aquisição de bens e serviços a serem obrigatoriamente atendidos pelos operadores. Esse é o CL vigente, o qual se buscou verificar aplicável ao descomissionamento.

Para além da experiência brasileira, investigou-se experiências de PCLs adotadas em outros países, as quais variam conforme o foco da PCL (mão de obra, bens e serviços, e desenvolvimento da cadeia de fornecedores) a partir de

instrumentos como definição de metas mandatórias de aquisição de bens e serviços, obrigação de percentual mínimo de uso de mão de obra local, metas indicativas com oferta de incentivos, estabelecimento de parcerias, etc. Assim, é possível averiguar a existência de tipos diferentes de CL.

Compreendendo estes dois temas, buscou-se sua junção a partir da utilização do CL vigente para a etapa de descomissionamento de instalações *offshore* de petróleo e gás natural.

A distância temporal entre a definição de percentuais mínimos de CL no edital de licitação, como nas etapas de E&P, e a execução das atividades de descomissionamento mostra-se como o grande empecilho para utilização da PCL vigente. Essa crítica associada a entraves quanto a potenciais cessões de direitos e a obrigação de descomissionar torna pouco plausível a inserção de um percentual mínimo obrigatório de CL para esta etapa final.

Como alternativa ao CL vigente, suscitou-se a aplicação do CL apenas quando da apresentação do Programa de Descomissionamento de Instalações, documento obrigatório a ser entregue pelo operador à ANP anos, e não décadas, antes de descomissionar. Neste momento, se teria melhor previsão das atividades a serem demandadas, previsão esta que se mostra, conforme apontado pela ABESPetro e pela ABPIP, como importantes na consolidação de um mercado fornecedor de serviços para o descomissionamento. A alteração do momento em que são definidos os percentuais, com as devidas alterações regulatórias, tornaria factível estabelecer um CL ainda que baseado na assertividade da política.

Também se apontou outras opções de uso do CL com potenciais de estimular a indústria do descomissionamento, tendo como foco, por exemplo, o desenvolvimento da *expertise* e conhecimento da mão de obra local, e saindo da ideia de comando e controle, para instrumentos de incentivo aos operadores que se utilizem de serviços locais no descomissionamento. O estabelecimento de metas voluntárias de CL em cooperação com operadores e grandes companhias de O&G, como parte da função social destas companhias, seria capaz de trazer estímulos à indústria local sem necessidade de rigoroso aparato estatal.

Nessa linha, ainda que exíguas, até pelo ineditismo do tema, experiências internacionais em Austrália e Reino Unido demonstram que outros tipos de PCL podem se adequar melhor ao descomissionamento, seguindo PCL não assertiva, com

foco na cooperação para desenvolvimento tecnológico e em metas percentuais voluntárias de aquisição de fornecedores locais.

Ao fim, incluiu-se alternativa sem o uso do CL para estímulo dessa indústria a partir do uso da cláusula de P,D&I, definindo percentual ou incentivo extra às empresas de E&P que invistam na parceria com fornecedores para o descomissionamento.

Não obstante, faltam maiores evidências para assegurar qual o melhor caminho a trilhar no fomento à indústria do descomissionamento, razão pela qual propõe-se aprofundar nos estudos sobre o tema e verificar as variadas opções. Afinal, esse tipo de política deve vir precedida de um devido estudo de impacto regulatório ou uma análise custo-benefício em virtude dos custos estatais e para as empresas que uma política desse porte teria, na tentativa de evitar erros cometidos na PCL aplicável nas etapas de E&P.

Iniciar os debates nesse sentido torna-se importante, de modo a evitar que o país deixe escapar oportunidade de fortalecer sua indústria nacional, e capturar parte da renda bilionária a ser gerada com as atividades de descomissionamento no mundo.

7. Referências

ABESPETRO. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS DE PETRÓLEO. **Caderno 2022**. Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://abespetro.org.br/wp-content/uploads/2022/08/Caderno-ABESPetro-2022.pdf>. Acesso em 9 dez. 2022.

ABESPETRO. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE SERVIÇOS DE PETRÓLEO. Capítulo 5 - Analisando a Cadeia de Fornecedores. In: Descomissionamento offshore no Brasil: Oportunidades, Desafios e Soluções. **Cadernos FGV Energia**, v. ANO 8, n. 11, 2021, p. 62-75.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BICOMBUSTÍVEIS. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021**. Rio de Janeiro, 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2021/anuario-2021.pdf>. Acesso em 19 jul. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Matriz de Normas de Descomissionamento e Desmantelamento**, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/di/matriz-de-normas-de-descomissionamento-e-desmantelamento.pdf>. Acessado em 9 ago. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Matriz de Competência para os Processos de Descomissionamento de Instalações de Produção Marítimas**, 2022b. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/di/matriz_final_publicacao.pdf. Acessado em 9 ago. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Projetos de PD&I apresentas por empresas petrolíferas sob o Regulamento Técnico 3/2015** (Excel), 2021b. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/arquivos/arquivos-pdi/projetos-rt-3-2015.csv>. Acessado em 15 dez. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Regulamento Técnico ANP Nº 3/2015**, 2015. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-pd-i/rt/atual-regulamento-03_2015_2022.pdf. Acesso em 15 dez. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Site da ANP**, 2021c. Cláusula de PD&I: Painel Dinâmico de Projetos Iniciados – Regulamento Técnico ANP nº3/2015. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZTkxZGJlODEtMzQ4Yi00OGE1LTk3MGEtNWVlODdIMDIhOWlyliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acessado em 15 dez. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Site da ANP**, 2020a. Investimentos em P,D&I. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-pd-i>. Acessado em 15 dez. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Site da ANP**, 2020b. Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de Exploração e Produção. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjFIMWl0MDdtNWNiNC00OTZILWI3NGQtOGM3MjQwODhjMTMwliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acessado em 9 ago. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Site da ANP**, 2020c. Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNzVmNzI1MzQ4NTY1NC00ZGVhLTk5N2ltNzBkMDNhY2IxZTlxliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzIxMyJ9>. Acessado em 31 ago. 2022.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Site da ANP**, 2020d. Resultados das Rodadas de Licitação de Partilha de Produção. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/resultados/arquivos/resultados-partilha-producao.xlsx>. Acesso em 31 ago. 2022.

BORGES, Priscilla Rangel. **Análise Quantitativa e Qualitativa do Descomissionamento do Sistema Submarino de um Campo Petrolífero**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

BOURBON, Vitor José Campos. **Legal, Environmental, and Economic Challenges of Decommissioning of Offshore O&G Platforms**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo), University of Aberdeen, Aberdeen, 2020.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Edital de licitação para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: primeira rodada de licitação**. Rio de Janeiro, 1999. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas->

[concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/1a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/edital_pt.pdf](#). Acesso em 9 set. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Edital de licitação para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: segunda rodada de licitação**. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/2a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/edital.pdf>. Acesso em 9 set. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Edital de licitação para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: terceira rodada de licitação**. Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/3a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/edital.pdf>. Acesso em 9 set. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Edital de licitação para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: quarta rodada de licitação**. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/4a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/R4_Edital.pdf. Acesso em 9 set. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Edital de licitação para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: quinta rodada de licitação**. Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/5a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/edital_r5_reduzido.pdf. Acesso em 9 set. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Edital de licitações para a outorga dos contratos de concessão – Parte A – Disposições aplicáveis as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em blocos com risco exploratório: sétima rodada de licitação**. Rio de Janeiro, 2005. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/7a-rodada-licitacoes-blocos/edital>. Acesso em 9 set. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural. Resolução ANP nº 27, de 18 de outubro de 2006. **Diário Oficial da União**, Brasília, 19 out. 2006. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-27-2006?origin=instituicao&q=desativa%C3%A7%C3%A3o>>. Acesso em: 20 jul. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Edital de licitações – blocos exploratórios – outorga dos contratos de concessão para**

atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural: 14ª rodada de licitação. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/edital/edital.pdf>. Acesso em 9 set. 2022.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural. Resolução ANP nº 817, de 24 de abril de 2020. Dispõe sobre o descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural, a inclusão de área terrestre sob contrato em processo de licitação, a alienação e a reversão de bens, o cumprimento de obrigações remanescentes, a devolução de área e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 27 abr. 2020. Disponível em: <www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-817-de-24-de-abril-de-2020-254001378>. Acesso em: 20 jul. 2022.

BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 8, de 21 de julho de 2003.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2003/resolucao08.pdf>. Acesso em 20 jul. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032: Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural. Rio de Janeiro: 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PDE%202032_20set22.pdf. Acesso em 14 fev. 2023.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. **Acórdão nº 3072/2016.** Plenário. Relator: Ministro José Múcio Monteiro. Sessão de 30/11/2016. Disponível em: <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/#/redireciona/acordao-completo/%22ACORDAO-COMPLETO-2101076%22>. Acesso em 18 ago. 2022.

BSEE. Bureau of Safety and Environmental Enforcement. **Site do BSEE**, 2022. Decommissioning. Disponível em: <https://www.bsee.gov/what-we-do/decommissioning>. Acesso em: 11 jun. 2022.

CODA. CENTRE OF DECOMMISSIONING AUSTRALIA. **Decommissioning Innovation and Technology Roadmap: Executive Summary**, 2021. Disponível em: <https://www.decommissioning.org.au/wp-content/uploads/2022/10/A8799-CODA-Decommissioning-Innovation-and-Technology-Roadmap-EXEC-SUMMARY-4.pdf>. Acesso em 9 dez. 2022.

CNI. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Políticas de conteúdo local: experiências internacionais recentes.** Brasília, 2017. Disponível em: https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/7e/a9/7ea99d2b-f2ad-428f-

[af2b-2afa951e5df3/cni_politicas_de_conteudo_local_web.pdf](#). Acesso em xx set. 2022.

CNI. CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Política de conteúdo local na cadeia do petróleo e gás: uma visão sobre a evolução do instrumento e a percepção das empresas investidoras e produtoras de bens**. Brasília, 2012. Disponível em: https://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_13/2012/08/20/44/20120906112614214901e.pdf. Acesso em 9 set. 2022.

CRESWELL, John W. **Projeto de Pesquisa: métodos qualitativos, quantitativos e misto**. Tradução de Magda Lopes, 3ª edição, Porto Alegre: Artmed, 2010.

D'ALMEIDA, Albino Lopes. A indústria do petróleo no Brasil. *In:___*. (org.). **Indústria do Petróleo no Brasil e no Mundo: Formação, desenvolvimento e ambiência atual**. São Paulo: Blucher, 2015a, p. 137-157.

D'ALMEIDA, Albino Lopes. Temas adicionais relacionados à indústria do Petróleo. *In:___*. (org.). **Indústria do Petróleo no Brasil e no Mundo: Formação, desenvolvimento e ambiência atual**. São Paulo: Blucher, 2015b, p. 270-277.

DELGADO, Fernanda; MICHALOWSKI, Gabriel Roman. Capítulo 1 - Introdução. *In: Descomissionamento offshore no Brasil: Oportunidades, Desafios e Soluções. Cadernos FGV Energia*, v. ANO 8, n. 11, 2021, p. 9-17.

DISR. DEPARTMENT OF INDUSTRY, SCIENCE AND RESOURCES. AUSTRALIAN GOVERNMENT. **Site do DISR**, 2022. Disponível em: <https://www.industry.gov.au/major-projects-and-procurement/australian-industry-participation>. Acesso em 15 dez. 2022.

EXXONMOBIL. ESSO AUSTRALIA RESOURCES PTY LTD. **Decomissioning Report 2021: Leading the transition to a new future**. 2021. Disponível em: <https://www.aimpe.asn.au/files/Ess0-Australia-Decommissioning-Annual-Report-2021.pdf>. Acesso em 13 jul. 2022.

FGV ENERGIA. Aspectos Socioeconômicos por trás das atividades de descomissionamento: Lições aprendidas do outro lado do Atlântico. **Cadernos FGV Energia**, v. 9, n. 13, 2022a. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_descomissionamento_-_ase_2022_-_rev2_3.pdf. Acesso em 13 jul. 2022.

FGV ENERGIA. Aspectos Técnicos por trás das atividades de descomissionamento: lições aprendidas do outro lado do Atlântico. **Cadernos FGV Energia**, v. 9, n. 14, 2022b. Disponível em: https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_descomissionamento_-_ast_2022_4.pdf. Acesso em 13 jul. 2022.

FIEB. FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DA BAHIA. **A Política Brasileira de Conteúdo Local para o Setor de Petróleo e Gás: Análise e Sugestões de Aperfeiçoamento**, 2015. Disponível em: http://sinaval.org.br/wp-content/uploads/Relatorio_Final_COnteudo_local_FIEB-v05-02-2015.pdf. Acesso em 18 ago. 2022.

FIESP. FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO. **A Política de Conteúdo Local na Indústria de Petróleo e Gás Natural**. São Paulo, 2017. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2017/02/EstudoFiesp-conteudoLocal-15fev2017.pdf>. Acesso em 18 ago. 2022.

IBP. INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. **Custos e benefícios da atual política de conteúdo local custos e benefícios da atual política de conteúdo local**. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. Texto para Discussão, 2016. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/analises/custos-e-beneficios-da-atual-politica-de-conteudo-local/>. Acesso em 15 jul. 2022.

IBP. INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. **Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil Cooperação e Pesquisa IBP-UFRJ**. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. Texto para Discussão, 2017. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/10/TD-Regula%C3%A7%C3%A3o-do-Descomissionamento-site2.pdf>. Acesso em 15 jul. 2022.

IMO. INTERNATIONAL MARITIME ORGANIZATION. Assembly. **Resolution A.672(16), adopted on 19 October 1989**. Guidelines and standards for the removal of offshore installations and structures on the continental shelf and in the exclusive economic zone. Londo: IMO, Dec. 6, 1989. Disponível em: [https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/AssemblyDocuments/A.672\(16\).pdf](https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/AssemblyDocuments/A.672(16).pdf). Acesso em 5 ago. 2022.

IPIECA. INTERNATIONAL PETROLEUM INDUSTRY ENVIRONMENTAL CONSERVATION ASSOCIATION. **Local Content: A guidance document for the oil na gas industry, second edition**. Londres, 2016. Disponível em: <https://www.ipieca.org/resources/good-practice/local-content-a-guidance-document-for-the-oil-and-gas-industry-2nd-edition/>. Acesso em 8 ago. 2022

JESUS JÚNIOR, Leonardo Bispo; SARTI, Fernando; FERREIRA JÚNIOR, Hamilton Moura. Petrobras, política de conteúdo local e maximização de valor para o acionista: uma sugestão de interpretação. **Economia e Sociedade**, Campinas, v. 26 n. 2 (60), p. 369-400, ago. 2017.

LIMA, Yarli Queiroz; GOMES, Luiz Flávio Autran Monteiro. Identificação e valoração dos critérios de decisão em projetos de descomissionamento offshore. *Revista de Gestão e Projeto*, 12 (2), p. 9-27, 2021. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/352432164> Identificacao e valoracao dos criterios de decisao em projetos de descomissionamento offshore. Acesso em 13 ago. 2022.

MADI, Juliana Ferreira de Freitas. **Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore de Petróleo e Gás - critérios ambientais para avaliação de alternativas**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Ambiental) – Programa de Engenharia Ambiental, Escola Politécnica e Escola Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

MARTIS, Cecília Freitas. **O Descomissionamento de Estruturas de Produção Offshore no Brasil**. Monografia (Especialista em Engenharia de Campo SMS) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2015.

MENDES, Guilherme Marinho de Araújo; ALVES, Fabrício Germano. Reestruturação da política de conteúdo local na indústria do petróleo sob ótica constitucional do desenvolvimento nacional. **Revista Videre**, v. 11, n. 22, p. 107–125, 3 dez. 2019.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Site do MME**, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis>. Acessado em 31 ago. 2022.

NERA. NATURAL ENERGY RESOURCES AUSTRALIA. Site do NERA, s.d. Centre of Decommissioning Australia (CODA). Disponível em: <https://www.nera.org.au/centre-of-decommissioning-australia>. Acessado em 26 set. 2022.

NICOLOSI, Eduardo; STEIN, Eduardo; OLIVA, George. Capítulo 4 - Estudo de Caso. In: Descomissionamento offshore no Brasil: Oportunidades, Desafios e Soluções. **Cadernos FGV Energia**, v. ANO 8, n. 11, 2021, p. 38-61.

NSTA. NORTH SEA TRANSITION AUTHORITY. **Site da NSTA**, s.d. Decommissioning and Repurposing Taskforce. Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/about-us/north-sea-transition-forum-task-forces/decommissioning-and-repurposing-taskforce/>. Acesso em 26 set. 2022.

OCDE. ORGANIZAÇÃO PARA COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. **Local Content Requirements And Their Economic Effect On Shipbuilding: A Quantitative Assessment**. OECD Science, Technology, and Industry. Policy Papers, nº 69, 2019. Disponível em: https://www.oecd-ilibrary.org/science-and-technology/local-content-requirements-and-their-economic-effect-on-shipbuilding_90316781-en. Acesso em 10 ago. 2022.

OGUK. OIL AND GAS UNITED KINGDOM. **DECOMMISSIONING INSIGHT 2021**, 2021. Disponível em: <https://oilandgasuk.cld.bz/OGUK-Decom-Insight-Report-2021>. Acesso em 12 jul. 2022.

ONIP. ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO. **Workshop Conteúdo Local**, 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2021/arquivos/arquivos-workshop-de-conteudo-local/scl-onip-1.pdf>. Acesso em 9 dez. 2022.

PETROBRAS. PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. Site da Petrobras, 2022. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html#>. Acessado em 26 jul. 2022.

PIQUET, Rosélia Périssé da Silva; HASENCLEVER, Lia; SHIMODA, Eduardo. O desenvolvimento e a política de conteúdo local na indústria petrolífera: visões divergentes. **Revista de Tecnologia e Sociedade**, Curitiba, v. 12, n. 24, p. 1-26, abr. 2016.

RUIVO, Fabio Moraes. Descomissionamento de sistemas de produção offshore. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia do Petróleo), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2001.

SÁ-SILVA, Jackson Ronie; ALMEIDA, Cristóvão Domingos de; GUINDANI, Joel Felipe. Pesquisa documento: pistas teóricas e metodológicas. **Revista Brasileira de História & Ciências Sociais**. Ano I, Nº I, jul. 2009.

SANTOS, Ricardo José dos; AVELLAR, Ana Paula Macedo. Políticas de apoio à indústria de petróleo e gás no Brasil: um estudo das ações públicas para o desenvolvimento da cadeia de valor. **Economia e Sociedade**, Campinas, V. 26, n. 3 (61) p. 721-750, dez. 2017.

SANTOS JR., Anabal; THOMSON, Clarissa; DESTRI, Mauro; BIDDLE, Nathan. Capítulo 8 – A visão dos operadores de campos maduros. In: Descomissionamento offshore no Brasil: Oportunidades, Desafios e Soluções. **Cadernos FGV Energia**, v. ANO 8, n. 11, 2021, p. 95-101.

SEPA, Scottish Environment Protection Agency. **Oil and gas decommissioning sector plan**. [s.l: s.n.]. Disponível em: https://sectors.sepa.org.uk/media/1148/oil-gas-sector-plan-final-singlepage_-360916_sct0619469992.pdf. Acesso em 12 jul. 2022.

SOMMER, Brigitte, *et al.* Decommissioning of offshore oil and gas structures – Environmental opportunities and challenges. **Science of the Total Environment** 658 (2019) 973-981, Elsevier B.V., 25 mar. 2019.

TÁVORA, Giselle; CAPRACE, Jean-David; NOGUEIRA, Luisa; SOUZA, Marcelo Igor Lourenço de. Capítulo 3 - Avaliação das Alternativas de Descomissionamento e a Resolução ANP 817/2020. In: Descomissionamento offshore no Brasil: Oportunidades, Desafios e Soluções. **Cadernos FGV Energia**, v. ANO 8, n. 11, 2021, p. 31-37.

TORDO, Silvana; WARNER, Michael; MANZANO, Osmel E.; ANOUTI, Yahya. **Local Content Policies in the Oil and Gas Sector**. The World Bank, Washington D.C., 2013. Disponível em: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/15930/78994.pdf>. Acesso em 19 ago. 2022.

ULLEVIK, Christian de los Reyes. Are we entering a decade of offshore decommissioning? S&P Global, 2021. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/decade-of-offshore-decommissioning.html>. Acessado em 9 ago. 2022.

UNCTAD. UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT. **Local Content Requirements and The Green Economy**. Nações Unidas, Genebra, 2014. Disponível em: https://unctad.org/system/files/official-document/ditcted2013d7_en.pdf. Acesso em 19 ago. 2022.

VITTO, William Adrian Clavijo. **A política de conteúdo local para a indústria do petróleo e gás natural no brasil durante o período 2003-2014: uma análise qualitativa da sua evolução**. Dissertação (Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

Missão

Aprimorar a Administração Pública em benefício da sociedade por meio do controle externo

Visão

Ser referência na promoção de uma Administração Pública efetiva, ética, ágil e responsável