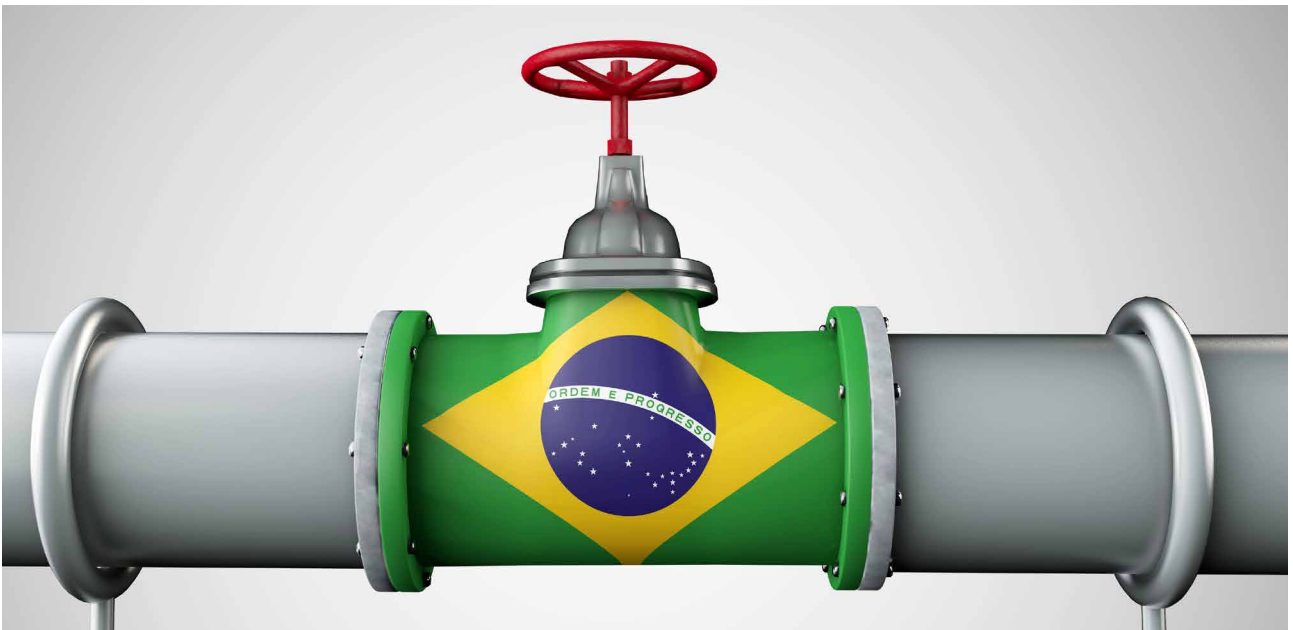


Garantias financeiras: evoluções regulatórias para assegurar o efetivo descomissionamento das instalações de produção de petróleo e gás natural no Brasil

Marcelo Vítor Martins de Meneses¹, Virginia Parente²
Recibido: 25/10/2024 y Aceptado: 04/2/2025

45



1.- Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, SP, Brasil
2.- Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo, SP, Brasil

mmeneses@usp.br
vparente@iee.usp.br



Resumo

Diante do cenário de incertezas quanto ao futuro da indústria do petróleo e da possibilidade de responsabilização internacional em caso de poluição oceânica, países produtores de petróleo, dentre eles o Brasil, têm promovido a atualização dos seus normativos sobre descomissionamento de plataformas offshore. Assim, por meio de revisão dos principais normativos internacionais e brasileiros relacionados ao descomissionamento offshore, este artigo busca analisar o arcabouço regulatório brasileiro sobre a temática. Adicionalmente, são discutidas as principais questões a serem abordadas no processo de revisão da regulação de garantia financeira para mitigar o risco de o contribuinte arcar com o custo das operações de descomissionamento. Os resultados da análise indicaram haver falta de transparência na disponibilização de informações à sociedade sobre as atividades de exploração e produção de petróleo. Além disso, constatou-se a necessidade de aumentar a participação do sistema financeiro no provimento de garantias para o descomissionamento. Por fim, verificou-se a necessidade de o órgão regulador estabelecer parâmetros claros para a definição de estimativas de custo do descomissionamento. As melhorias propostas neste artigo pretendem contribuir para que países como o Brasil avancem em direção a uma transição energética justa, na qual os custos da transição sejam adequadamente suportados pelos seus respectivos responsáveis.

Palavras-chave: descomissionamento de plataformas, garantias financeiras, indústria de petróleo e gás natural, transição energética, regulação.

47

Abstract

In the face of uncertainty regarding the future of the oil industry and the possibility of international liability in the event of ocean pollution, oil-producing countries, including Brazil, have been updating their regulations on the decommissioning of offshore platforms. Thus, by reviewing the main international and Brazilian regulations related to offshore decommissioning, this article seeks to analyze the Brazilian regulatory framework on the subject. Additionally, the main issues to be addressed in the process of reviewing the financial guarantee regulation to mitigate the risk of the taxpayer bearing the cost of decommissioning operations are discussed. The results of the analysis indicated a lack of transparency in the provision of information to society about oil exploration and production activities. In addition, it was found that there is a need to increase the participation of the financial system in the provision of guarantees for decommissioning. Finally, it was found that the regulatory body needs to establish clear parameters for defining decommissioning cost estimates. The improvements proposed in this article aim to help countries like Brazil move towards a fair energy transition in which the transition costs are adequately borne by those responsible for them.

KEYWORDS: platform decommissioning, financial guarantees, oil and natural gas industry, energy transition, regulation.

1. INTRODUÇÃO

De acordo com relatórios setoriais publicados no início da década de 2020, o mundo possui mais de 7.500 instalações offshore destinadas à produção de petróleo e gás natural, distribuídas entre mais de 50 países (Loia et al., 2022). Grande parte dessas estruturas, entretanto, estão alcançando a fase final de seu ciclo de vida, sendo estimado que aproximadamente 3.000 plataformas serão descomissionadas entre os anos de 2021 e 2030, ao custo total de 100 bilhões de dólares (Lockman et al., 2023). Estima-se que o Brasil se tornará um dos principais países em termos de volume de investimento em descomissionamento, com um total de investimentos pós-2025 que deve exceder 180 bilhões de reais. Essas estimativas superam as previsões de investimentos para o Reino Unido (119 bilhões de reais) e para os Estados Unidos, de 55,25 bilhões de reais, para o mesmo período (FGV Energia, 2021).

Não obstante a fase descomissionamento ainda não ter sido experimentada por muitos países produtores de petróleo, uma vez que tais atividades são normalmente executadas em campos maduros, não se pode dizer que essa é uma etapa totalmente desconhecida pela indústria. Como todo recurso mineral esgotável, ainda durante a elaboração dos planos de desenvolvimento, é possível estimar quando os custos de produção tornarão maiores que a receita advinda da produção e, conseqüentemente, quando um projeto será descomissionado (Kaiser, 2019). Em razão disso, as plataformas offshore de petróleo são projetadas para ter uma vida útil equivalente ao período de produção esperado do campo onde serão instaladas (FGV Energia, 2022).

Ocorre que, em adição aos fatores técnicos que inevitavelmente conduzem ao descomissionamento, a crescente exigência de descarbonização da economia poderá acarretar o encerramento das atividades de produção de petróleo muito antes do planejado (Lockman et al., 2023). Ambientalistas e pesquisadores têm afirmado que, para alcançar as metas estabelecidas pelo Acordo de Paris e limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C acima

dos níveis pré-industriais, é necessário impor restrições à produção de combustíveis fósseis. Assim, sugerem que os países produtores de petróleo sejam obrigados a renunciar à exploração de até 60% de suas reservas (Welsby et al., 2021). Outras medidas mais concretas, entretanto, já estão sendo adotadas por países industrializados, a exemplo da proibição da venda de carros com motor de combustão interna, o que permite projetar uma redução drástica na demanda futura de combustíveis fósseis (Panetta, 2022).

Nesse cenário de incertezas quanto ao futuro da indústria do petróleo, portanto, a preocupação quanto à capacidade das petrolíferas honrarem com seus compromissos de fim de vida contratual passou a ser um tema recorrente nas agendas governamentais. Tal apreensão decorre, principalmente, do fato de grande parte dos países produtores de petróleo serem signatários de tratados internacionais que os obrigam a não causar poluição oceânica. Assim, nos termos desses tratados, caso as companhias petrolíferas não detenham recursos financeiros para desativar as instalações de produção, os países que as autorizaram poderão ser condenados a assumir os elevados custos das atividades de descomissionamento (Paterson, 2010).

Para mitigar esse risco financeiro, então, países produtores passaram a buscar medidas mais efetivas para evitar que o custo do descomissionamento venha a ser suportado por seus cidadãos pagadores de impostos, um problema conhecido no mundo econômico como externalidades (Dernbach, 1998; Mackie & Fogleman, 2016). Dentre as principais medidas para garantir a internalização dessas externalidades referentes às atividades de descomissionamento, a exigência da contratação de garantias financeiras para assegurar o descomissionamento das instalações de produção tem se mostrado uma ferramenta com potencial para evitar que danos socioeconômicos e ambientais se materializem (Parente et al., 2006). Essa foi exatamente a opção adotada pela Brasil, que recentemente promoveu atualizações

em seu arcabouço regulatório, de modo a tornar mais rígidas e claras as obrigações relacionadas às atividades de descomissionamento a serem executadas ao fim do contrato (Braga & Pinto, 2022).

Tendo sido superada, então, a etapa inicial de atualização normativa, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) realizou em 2023 o primeiro ciclo completo de cobrança de garantias financeiras, o que torna possível analisar o processo para identificar oportunidades de aprimoramento dessa política pública. Assim, com o objetivo de situar a atualização da regulamentação brasileira dentro de um esforço global de construção de mecanismos para proteger os cidadãos de países produtores de petróleo quanto ao risco financeiro associado às atividades de descomissionamento, este artigo, por meio de uma revisão histórica, busca apresentar os principais tratados internacionais relacionados ao descomissionamento offshore.

Adicionalmente, analisando as informações publicadas pela ANP sobre o descomissionamento, serão feitos apontamentos iniciais sobre oportunidades de evolução do atual arcabouço regulatório, visando permitir que as garantias financeiras cumpram efetivamente sua função. O diagnóstico alcançado indica que o órgão regulador deve ampliar a transparência das informações prestadas à sociedade sobre as atividades de descomissionamento, além de estabelecer parâmetros claros que permitam a elaboração de estimativas confiáveis do custo dessas atividades. Além disso, foi constatada a necessidade de aumentar a participação do sistema financeiro no provimento dos recursos que garantam a execução do descomissionamento, reduzindo as possibilidades de autogarantias.

Além desta breve introdução, o presente artigo contempla mais cinco seções. Na seção dois são apresentados os principais tratados e convenções internacionais relacionados à temática do descomissionamento offshore. A seção três é dedicada a analisar a influência das normativas internacionais sobre a construção do arcabouço legal e regulatório brasileiro. Por sua vez, na seção quatro é realizada uma breve análise do

primeiro ciclo de apresentação de garantias, que se iniciou em 2023. Em seguida, na seção cinco, são debatidos os principais aspectos que devem ser considerados para aumentar a efetividade da política pública em análise. Finalmente, as considerações finais apresentam os principais pontos discutidos neste artigo, com destaque para a indicação dos caminhos que a regulação brasileira deverá seguir para assegurar uma transição energética justa no país.

2. EVOLUÇÃO DOS TRATADOS E CONVENÇÕES INTERNACIONAIS DE DESCOMISSIONAMENTO

Buscando proteger o meio ambiente, as rotas oceânicas para navegação, as atividades comerciais como a pesca e os outros usos das águas marítimas, os tratados e convenções internacionais que governam importantes aspectos da indústria offshore de petróleo evoluíram consideravelmente no último século (Fam et al., 2018). Dentre os tratados internacionais elaborados nos últimos 60 anos relacionados à temática do descomissionamento offshore, três normativos merecem uma apreciação mais

detalhada: a Convenção sobre a Plataforma Continental, a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar e as Diretrizes emitidas pela Organização Marítima Internacional (Martin, 2003).

2.1. A Convenção sobre a Plataforma Continental - Convenção de Genebra (1958)

50

A Convenção sobre a Plataforma Continental, também conhecida como Convenção de Genebra, foi o primeiro tratado internacional relacionado ao abandono ou desuso de instalações marítimas. Essa convenção estabeleceu a noção e os limites da plataforma continental e os direitos e deveres do Estado costeiro relativos à exploração de recursos naturais em uma área além do mar territorial (Anderson et al., 2020).

Os principais objetivos deste normativo foram a proteção das rotas marítimas essenciais à navegação internacional e à atividade pesqueira, bem como a conservação dos recursos vivos do mar e a defesa da investigação científica. Nesse sentido, a convenção determinava que o Estado costeiro deveria manter a segurança em torno das instalações da plataforma continental necessárias para explorar os recursos naturais com o objetivo de proteger as rotas marítimas. Adicionalmente, qualquer instalação abandonada ou fora de uso localizada na plataforma continental deveria ser totalmente removida (International Law Commission, 1958).

Cabe mencionar, entretanto, que as atividades de produção de petróleo offshore ainda eram muito incipientes quando da elaboração deste normativo, sendo confinadas quase que

exclusivamente a águas rasas (Hammerson & Antonas, 2016). Nesse sentido, a total remoção das instalações abandonadas ou fora de uso era uma determinação plausível de ser seguida. Entretanto, com a instalação de plataformas em águas profundas, tornou-se claro que o cumprimento do dispositivo poderia não mais ser factível. Por esse motivo, os países mais avançados na tecnologia de produção em águas profundas passaram a propor uma interpretação alternativa para a convenção, na qual apenas as instalações que pudessem causar alguma interferência injustificável na navegação, pesca ou conservação dos recursos vivos deveriam ser removidas (Paterson, 2010).

2.2. A Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (1982)

Considerando que a indústria do petróleo evoluiu desde a Convenção de Genebra, os países produtores de petróleo membros da Organização das Nações Unidas (ONU) procuraram estabelecer um normativo menos rígido em relação ao descomissionamento. Desse esforço, emergiu a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar de 1982, que estabeleceu uma nova ordem jurídica para os mares e oceanos, tendo como principais objetivos promover a comunicação internacional, manter o uso pacífico do oceano, o uso eficiente e a conservação dos recursos naturais, bem como a proteção do ambiente marinho (United Nations General Assembly, 1982).

No que diz respeito ao descomissionamento, essa convenção era nitidamente mais permissiva do que a Convenção de Genebra, uma vez que permitia a remoção apenas parcial de instalações offshore fora de uso. Nos termos dessa nova convenção, qualquer instalação ou estrutura fora de uso deveria ser removida. Contudo, no caso de instalações ou estruturas não totalmente removidas, a sua posição, profundidade

e dimensões deveriam ser devidamente publicadas (Martin, 2003). Assim, embora não seja explicitamente afirmado que as instalações offshore pudessem ser parcialmente removidas, o documento aprovado abre espaço para esta interpretação (Fam et al., 2018).

Outra importante mudança inserida no texto dessa convenção é a indicação de que a remoção de instalações e estruturas offshore abandonadas deveria ser conduzida de acordo com padrões internacionais de aceitação geral relativos ao desmantelamento publicados por uma organização internacional competente. Assim, mais uma vez por meio de um esforço de interpretação textual, à Organização Marítima Internacional (OMI) foi concedida a autoridade de desenvolver novos padrões e diretrizes de descomissionamento em harmonia com o estágio de desenvolvimento da indústria offshore de petróleo (Anderson et al., 2020).

51

2.3. As Diretrizes e Normas da Organização Marítima Internacional (OMI) para a Remoção de Instalações e Estruturas Offshore na Plataforma Continental e na Zona Econômica Exclusiva

Diferentemente das convenções apresentadas anteriormente, as diretrizes da Organização Marítima Internacional não são vinculativas, sendo apenas um guia que apresenta recomendações aos países membros da OMI sobre um assunto específico relacionado ao transporte marítimo (Braga & Pinto, 2022). Entretanto, para aqueles países que promulgaram a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar de 1982, visto que tal regulamento menciona que devem ser observadas as normas publicadas por uma organização internacional competente, as diretrizes da OMI tornaram-se de natureza vinculativa (Fam et al., 2018).

Assim, as diretrizes produzidas por esta organização, e aprovadas na Assembleia da OMI em 1989, estabeleceram que as instalações

ou estruturas abandonadas ou fora de uso localizadas na plataforma continental ou na zona econômica exclusiva deveriam ser removidas, a menos que a sua não remoção ou remoção parcial fosse coerente com os padrões estipulados pelas diretrizes da OMI. Essas diretrizes, por sua vez, estabelecem que a decisão de permitir que uma instalação, estrutura ou partes dela permaneçam no fundo do mar deve basear-se numa avaliação caso a caso pelo Estado costeiro com jurisdição sobre a instalação ou estrutura. Dentre os assuntos que devem ser considerados na análise de cada caso, destacam-se “os custos, a viabilidade técnica e os riscos de lesões ao pessoal associados à remoção da instalação ou estrutura” (International Maritime Organization, 1989, p. 2).

3. A RECEPÇÃO DAS CONVENÇÕES INTERNACIONAIS PELO ORDENAMENTO JURÍDICO E REGULATÓRIO BRASILEIRO

A Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, celebrada em 1982, recebeu a assinatura de 159 Estados-membros, dentre eles o Brasil. Entretanto, antes de ser recebida pelo ordenamento jurídico brasileiro, foi necessário a adequação do direito interno ao tratado, o que ocorreu apenas com a Lei 8.617, de 4 de janeiro de 1993, que estabeleceu o regramento brasileiro sobre o mar territorial e a zona econômica exclusiva. Finalmente, por meio do Decreto 1.530, de 22 de junho de 1995, foi declarada a entrada em vigor da Convenção no Brasil, a partir de 16 de novembro de 1994 (Fiorati, 1997).

Assim, a partir dessa data, perante o direito internacional, o Brasil passou a ser passível de responsabilização no caso de descumprimento das normas referentes ao abandono ou desuso de instalações marítimas, incluindo as de produção de petróleo. Por esse motivo, desde os primeiros contratos de exploração e produção firmados entre a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e as empresas petrolíferas, existe a determinação explícita de que as empresas contratadas são obrigadas a executar as atividades de desativação e abandono.

Por evolução regulatória, esse conjunto de atividades passou a ser denominado descomissionamento, e consiste nas atividades associadas à interrupção definitiva da operação das instalações, ao abandono permanente e arrasamento dos poços, além da correta destinação dos materiais retirados. Adicionalmente, é na fase de descomissionamento que devem ser realizadas as ações necessárias para a recuperação ambiental da área de produção, bem como tomadas as medidas para a garantir as condições de segurança para a navegação marítima (Braga & Pinto, 2022).

Entretanto, as atividades de descomissionamento são normalmente realizadas ao final do contrato, isto é, após o fim da vida útil produtiva de um campo.

Assim, caso determinada petrolífera não tenha reservado os recursos financeiros necessários para executar as complexas e dispendiosas atividades de descomissionamento, e venha a se tornar insolvente, o governo do Brasil (e em última instância, o pagador de impostos) pode ser obrigado a custear as ações de descomissionamento em decorrência da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar.

Desta forma, para mitigar tal risco financeiro, os contratos de exploração e de produção de petróleo utilizados no Brasil também estabelecem obrigações quanto à contratação de garantias de descomissionamento por parte das petrolíferas. Ocorre que, pela ausência de previsão para o início dos projetos de descomissionamento, a regulação do tema foi, de certa forma, postergada pela ANP. Contudo, a ausência uma resolução específica que estabelecesse normas claras sobre as formas de apresentação das garantias de descomissionamento criava um ambiente de insegurança jurídica e de incertezas para os contratos de concessão (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis [ANP], 2019).

O status quo, contudo, começou a ser alterado no início da década de 2010, em decorrência da proximidade do fim dos contratos assinados em 1995 entre a ANP e a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Entretanto, a discussão sobre descomissionamento no Brasil, de fato, ganhou consistência a partir da divulgação do plano de desinvestimento da Petrobras em 2015, que previa a cessão de campos de produção “maduros”, isto é, campos que já ultrapassaram seu pico de produção. Em decorrência desse processo de cessão, os fatores de risco associados à indústria petrolífera no país sofreriam alterações, visto que entre as principais interessadas nos ativos disponibilizados pela Petrobras estavam pequenas e médias empresas, muitas dessas sem experiência prévia no setor do petróleo (Chambriard, 2021).

Assim, após várias rodadas de discussão sobre o tema das garantias financeiras para descomissionamento com órgãos de representação das empresas petrolíferas, de instituições financeiras e de outras entidades com interesse no assunto, em 27 de setembro de 2021, foi publicada a Resolução ANP nº 854/21. Tal resolução tomou como referência as mais modernas normativas internacionais sobre o assunto, estabelecendo os procedimentos

relacionados às garantias de descomissionamento no Brasil. Entretanto, para permitir que todas as instituições financeiras e o próprio setor do petróleo se adaptassem às inovações trazidas pela nova regulação, a Resolução ANP nº 854/21 passou a ter plena efetividade apenas em 02 de outubro de 2023¹, passando a ser aplicável a todos os contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

4. A APLICAÇÃO DO NOVO ARCABOUÇO REGULATÓRIO - PRIMEIROS CICLOS

Em abril de 2023, a ANP publicou em seu sítio eletrônico o primeiro “Painel Dinâmico de Garantias Financeiras de Descomissionamento”, no qual constavam todos os campos de petróleo ou gás natural em fase de desenvolvimento ou de produção no Brasil. Conforme disponível no referido painel, em 2023, um total de 396 campos estavam obrigados a apresentar garantia financeira em alguma das modalidades permitidas pela Resolução ANP nº 854/21, quais sejam: carta de crédito, seguro garantia, garantia corporativa, penhor de petróleo e gás natural, fundo de provisionamento ou um termo com atributo de título executivo extrajudicial por meio do qual a própria empresa assegura os recursos financeiros para o descomissionamento (ANP, 2023).

O valor total das garantias a serem apresentadas em 2023 foi de R\$ 82,7 bilhões, o que representa 37% do custo total do descomissionamento brasileiro, que era estimado em 2023 no montante de R\$ 224 bilhões. Em relação às obrigações de apresentação de garantia, os valores variavam de ínfimos R\$ 50,20 (campo Piranema Sul, em devolução na bacia Sergipe) até substanciais R\$ 8,8 bilhões (campo Albacora, em produção na

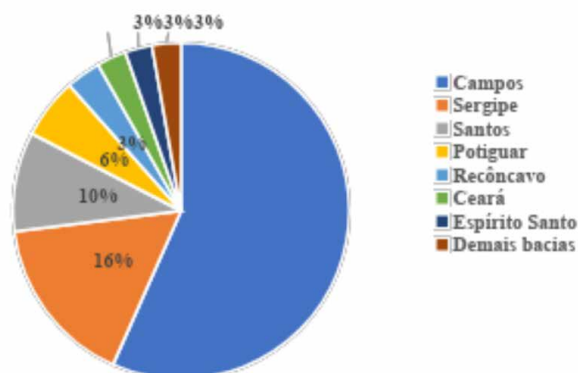
bacia Campos). Por sua vez, no que se refere à localização, a bacia de Campos foi aquela com o maior valor a ser garantido em 2023, no montante de R\$ 46,8 bilhões², o que representa cerca de 60% do total de garantias do ano, conforme ilustrado na Figura 1.

53

1.- De acordo com a Resolução ANP nº 854/21, em sua primeira versão, as contratadas deveriam apresentar à ANP, até 30 de junho de 2023, garantias financeiras de descomissionamento conforme o valor publicado no sítio eletrônico da ANP. Contudo, com a publicação da Resolução ANP 925/2023, a data limite foi postergada para 02 de outubro de 2023.

2.- Material divulgado no “Workshop de Apresentação de Garantias da ANP”, em 2023, indicou um custo total de descomissionamento no Brasil na ordem de R\$ 224 bilhões naquele ano. Esse valor foi atualizado pela ANP em 2024 para R\$ 288 bilhões. Esses valores são próximos de estudos realizados por consultoria privadas, como a Aurum Tank, que estimou, em 2024, investimentos em descomissionamento no Brasil da ordem de R\$ 306 bilhões nos próximos 30 anos (<https://aurumenergia.com.br/desmontagem-de-plataformas-pode-movimentar-r-306-bi/>).

Figura 1 Valor das garantias financeiras de 2023 por bacia, em percentual



Fonte: Elaboração própria a partir de dados publicados no Painel Dinâmico de Garantias Financeiras de Descomissionamento - ANP (2023).

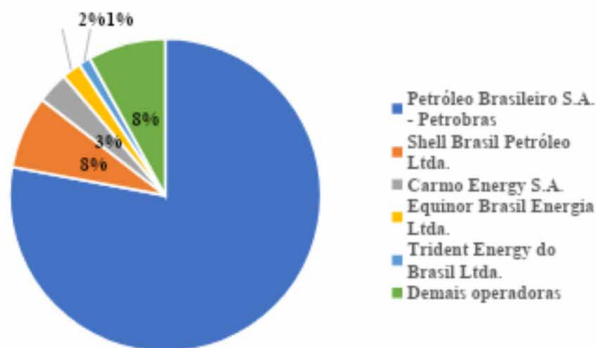
54

A representatividade da bacia do Campos no custo do descomissionamento brasileiro não chega a surpreender. Tal bacia teve produção iniciada em 1977, abrigando os primeiros grandes campos e poços produtores do offshore brasileiro, sendo ainda hoje a bacia com o maior número de campos em produção entre todas as bacias brasileiras. Contudo, a área tem apresentado uma queda progressiva de produção na última década, sendo que muitos dos campos dessa bacia estão sendo desmobilizados ou devolvidos. Assim, devido a proximidade do fim de contrato para muito desses campos, a ANP exige um valor proporcionalmente alto em garantia de descomissionamento para esses campos.

Por seu turno, em relação à responsabilidade de apresentar tais garantias, a Resolução ANP nº 854/21 determina que é obrigação da operadora do contrato apresentá-las, ainda que

seja facultada às consorciadas apresentarem garantias individualmente. Por esse motivo, o Painel Dinâmico de Garantias Financeiras de Descomissionamento relaciona o valor a ser oferecido em garantias para determinado campo com a operadora do referido contrato de exploração e produção. Conforme a informação disponibilizada no painel, a Petrobras foi a operadora com o maior valor a ser apresentado, R\$ 64,4 bilhões (cerca de 80% do valor total em 2023). Além dela, outras quatro operadoras apresentam valores igual ou superiores a um bilhão de reais: Shell, R\$ 6,2 bilhões; Carmo Energy, R\$ 2,7 bilhões; Equinor, R\$ 1,6 bilhões; e Trident Energy, R\$ 1,0 bilhão. Juntas as cinco empresas representaram 92% do valor a ser garantido em 2023, conforme apresentado na Figura 2.

Figura 2 Valor das garantias financeiras de 2023 por operador, em percentual

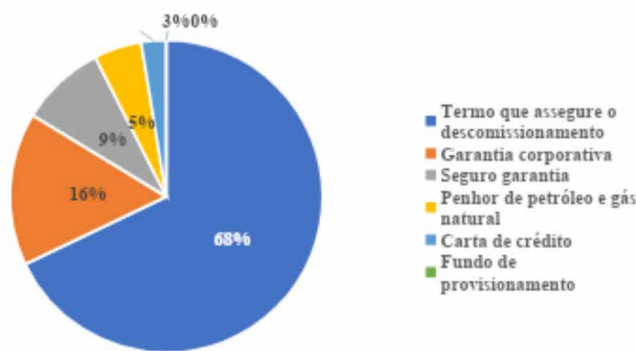


Fonte: Elaboração própria a partir de dados publicados no Painel Dinâmico de Garantias Financeiras de Descomissionamento - ANP (2023).

Até o momento, ainda não foi publicado pela ANP nenhum relatório oficial que detalhe os valores recebidos pelas diferentes modalidades de garantia previstas na resolução. Contudo, Barbosa et al. (2024) apresentam a primeira análise dos resultados da regulação brasileira de garantias de descomissionamento. Conforme o diagnóstico elaborado pelos autores, em 2023, a modalidade termo que assegure o descomissionamento pela própria contratada correspondeu a 67,9% do montante recebido, tendo sido utilizada por duas empresas. A segunda modalidade com maior representação foi a garantia corporativa, correspondendo a 15,8% do valor recebido, tendo sido a modalidade escolhida por quatro empresas. Outra modalidade amplamente

utilizada foi o seguro garantia, que foi a opção de 28 petrolíferas. As apólices de seguro garantia foram emitidas por nove seguradoras diferentes, totalizando 8,8% do valor assegurado. Também popular, as cartas de crédito foram a escolha de 23 empresas, que por meio de sete bancos garantiram 2,6% do total do ano. Completam o quadro, o penhor de petróleo e gás natural (4,9%) e o fundo de provisionamento (inferior a 0,1%), conforme demonstrado na Figura 3.

Figura 3 Distribuição das garantias de descomissionamento recebidas em 2023 por modalidade, em percentual



Fonte: Barbosa et al. (2024).

Tendo em vista que a Resolução ANP nº 854/21 determina que o valor das garantias financeiras deve ser atualizado anualmente, em abril de 2024, a ANP publicou o segundo Painel Dinâmico de Garantias Financeiras de Descomissionamento (ANP, 2024). Nesse segundo ano de regulação, houve um acréscimo do valor a ser assegurado, que passou a ser de R\$ 92,6 bilhões, uma elevação de 12% em relação ao ano anterior. Por sua vez, esse valor passou a corresponder a apenas 32% do custo total do descomissionamento brasileiro, estimado em R\$ 288 bilhões em 2024. A bacia de Campos permaneceu correspondendo a cerca de 60% do valor a ser garantido, bem

como a Petrobras se manteve como a operadora responsável por apresentar cerca de 80% do valor das garantias.

Tabela 1 – Comparativo entre os valores de garantias de descomissionamento dos anos 2023 e 2024

Descrição	Ano		Variação percentual
	2023	2024	
Custo estimado do descomissionamento no Brasil	R\$ 224 bi	R\$ 288 bi	29%
Valor a ser apresentado em garantias financeiras	R\$ 82,7 bi	R\$ 92,6 bi	12%
Percentual do custo de descomissionamento assegurado por garantias financeiras	37%	32%	-14%
Participação da bacia de Campos no valor a ser garantido	57%	56%	-2%
Participação da Petrobras no valor a ser garantido	78%	80%	3%

Fonte: elaboração própria a partir de dados publicados no Painel Dinâmico de Garantias Financeiras de Descomissionamento - ANP (2023) e ANP (2024).

56

Válido mencionar, contudo, que dos 401 campos listados no Painel Dinâmico de Garantias Financeiras de Descomissionamento de 2024, 158 campos (39%) apresentam valores de aporte de garantia de descomissionamento inferiores em 2024 quando comparados com o ano de 2023, totalizando uma redução de R\$ 9,2 bilhões. A constatação da redução do valor a ser garantido em 2024 para alguns campos, em um primeiro momento, levanta questionamentos quanto à adequação da metodologia de cálculo do valor a ser garantido anualmente definido na Resolução ANP nº 854/21. O método, chamado Modelo de Aporte Progressivo (MAP), prevê

o aumento gradual do valor garantido a cada ano, visando alcançar 100% do custo total do descomissionamento ao final do contrato de exploração. Entretanto, no caso de elevações no valor das reservas provadas e prováveis (2P), de extensões de prazo do contrato, ou mesmo de reduções do custo estimado das atividades de descomissionamento, o valor a ser garantido pode diminuir, ao invés de aumentar, de um ano para o outro.

5. DISCUSSÃO SOBRE APRIMORAMENTOS DO ARCABOUÇO REGULATÓRIO BRASILEIRO VIGENTE EM 2024

Conforme mencionado nas seções anteriores, grande parte dos países produtores de petróleo são signatários de tratados e convenções internacionais que os obrigam a não causar poluição oceânica. Sendo assim, tais países são passíveis de responsabilização no caso do descumprimento dessa obrigação (Braga & Pinto, 2022). Nesse contexto, diversos países, a exemplo dos Estados Unidos e do Reino Unido,

estabeleceram normas nacionais para mitigar o risco de as empresas falharem em cumprir com suas obrigações de fim de vida contratual, deixando para os governos locais (e em última instância seus cidadãos) a conta das atividades de descomissionamento (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2018; Bureau of Ocean Energy Management, 2024).

Fica claro, portanto, que o cidadão é o destinatário final das políticas de garantias de descomissionamento. Entretanto, no caso brasileiro, embora a ANP tenha publicado a Resolução ANP nº 854/21 e dado um passo a mais ao disponibilizar no Painel Dinâmico de Garantias de Descomissionamento informações básicas sobre as garantias, percebe-se que informações importantes não estão sendo compartilhadas com a sociedade. Dentre tais informações, cabe destacar o custo total de descomissionamento de cada campo, o que corresponde exatamente ao risco financeiro suportado pela população em cada projeto no caso do inadimplemento do operador em relação às suas obrigações contratuais. Portanto, aumentando a transparência em relação aos dados do setor de petróleo, a ANP possibilitará que os cidadãos participem ativamente dos fóruns de discussão sobre a política de descomissionamento, evitando que essas arenas de debate sejam monopolizadas pelas empresas petrolíferas e suas entidades representativas.

Ainda no campo da transparência, ficou constatado que o Painel Dinâmico de Garantias de Descomissionamento apresenta a informação das obrigações de garantia conectada apenas aos operadores dos contratos. Contudo, considerando que a própria Resolução ANP nº 854/21 determina que em caso de consórcios todas as contratadas serão solidariamente responsáveis pela solvabilidade das garantias financeiras, é fundamental que a sociedade tenha acesso ao montante de garantias financeiras a ser ofertado por cada consorciada, não apenas pelo operador. Essa informação poderia ser útil, por exemplo, para fomentar estudos acadêmicos sobre a definição do risco financeiro máximo tolerável para cada perfil de petrolífera, bem como para a elaboração de indicadores de qualidade financeira que poderiam ser utilizados nos processos de aquisição de campos maduros, ou mesmo pelas instituições financeiras na hora da contratação das garantias.

Por sua vez, cabe reflexão mais profunda sobre a real efetividade da própria política de garantias financeira quando verificado que cerca de 90% do valor recebido pela ANP corresponde a garantias

em que a própria indústria do petróleo assegura os recursos financeiros para o cumprimento das obrigações de descomissionamento. Malone e Winslow (2018), ao analisarem as recentes falências no setor de mineração dos Estados Unidos, verificam que as garantias fornecidas pelas próprias empresas (autogarantias) não funciona mais como um mecanismo eficaz de garantia financeira, devendo os governos exigirem garantia financeira mais rigorosas. No setor petrolífero, como já mencionado, verificamos os mesmos riscos de falência de empresas, visto que a crescente exigência de descarbonização da economia ameaça o futuro da indústria do petróleo, podendo limitar a capacidade de as petrolíferas concretizarem os lucros planejados para os atuais projetos de produção.

Assim, é altamente recomendado o compartilhamento dos riscos inerentes à atividade petrolífera com outros setores da economia, principalmente o setor financeiro. Nesse sentido, Parente et al. (2006) defende que a constituição de fundos de provisionamento dedicados, que acompanhem o projeto offshore ao longo de sua vida útil, seria a opção mais adequada para diminuir os riscos da produção em campos de economicidade marginal, permitindo que as atividades de descomissionamento deixem de ser encaradas apenas como o “fim de vida” de um ativo energético, mas também como uma parte fundamental da economia circular e do desenvolvimento sustentável.

No que se refere à redução do valor do aporte de alguns campos em 2024 quando comparado com o ano de 2023, percebe-se que o contratado detém uma grande discricionariedade na definição as atividades de descomissionamento que efetivamente serão executadas ao fim do contrato. Tal discricionariedade permite que as petrolíferas adotem metodologias diferentes de abandono, o que inevitavelmente acarreta diferentes custos a serem contabilizados (Barbosa et al., 2022). Nesse sentido, cabe ao regulador aprimorar as resoluções que determinam quais instalações deverão ser removidas, bem como definir claramente o método de descomissionamento a ser empregado na elaboração das estimativas de custo de descomissionamento.

Ainda no tocante aos custos, a falta de experiência dos operadores na execução de atividades de descomissionamento tem tornado as estimativas de custos extremamente voláteis. Campos operados por empresas de porte similar, em profundidades de lâmina d'água equivalentes e com produções semelhantes podem apresentar estimativas de custos diferentes devido ao nível de risco que cada empresa está disposta a assumir, especialmente em relação aos riscos de lesões ao pessoal designado para a remoção das instalações ou estruturas. Além disso, ainda há uma carência de estudos para determinar se as novas petrolíferas, que começaram a atuar na indústria após o processo de desinvestimento da Petrobras, realmente apresentam custos inferiores de descomissionamento ou se, na verdade, tais estimativas estão subdimensionadas.

Por fim, pode-se afirmar que há baixos incentivos para que as empresas apresentem os custos de descomissionamento de forma acurada. Devido à forma que o Modelo de Aporte Progressivo foi estabelecido, quanto maior o custo estimado,

maior será o valor da garantia a ser apresentada anualmente. Por consequência, maiores serão os gastos das petrolíferas com a aquisição de instrumentos de garantia financeira. Portanto, em um típico dilema do principal-agente, em condições de informação assimétrica e incompleta, as contratadas têm o incentivo de apresentar custos estimados na extremidade inferior do espectro de possibilidades, objetivando reduzir seus custos operacionais (Mackie & Velenturf, 2021). Para mitigar essa questão, a ANP deve robustecer seu corpo técnico, permitindo a criação de bases de conhecimento independentes da confiabilidade das informações prestadas pelo contratado.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Conforme visto, a crescente urgência da ação climática em linha com o Acordo de Paris, juntamente com a adoção de fontes de energia renováveis e tecnologias energeticamente eficientes podem afetar significativamente o futuro da indústria do petróleo. Nesse contexto, devido a existência de tratados que restringem a poluição oceânica, governos ao redor do mundo têm sido compelidos a atualizar seus regulamentos sobre o descomissionamento de plataformas offshore para garantir que os custos dessa atividade sejam internalizados pela indústria petrolífera e, indiretamente, pelos consumidores de combustíveis fósseis, não sendo socializados com a população geral de forma indiscriminada.

Por sua vez, o governo do Brasil, país com um dos maiores investimentos projetados em descomissionamento para as próximas décadas, não se eximiu de sua responsabilidade social, e tornou mais rígidas e claras as obrigações

relacionadas às garantias do descomissionamento por meio da publicação da Resolução ANP nº 854/21. Contudo, após completado o primeiro ciclo de apresentação de garantias, foi possível analisar os principais aspectos em que o arcabouço regulatório brasileiro vigente poderia evoluir para garantir que as petrolíferas assegurem os recursos para descomissionar as infraestruturas de produção de petróleo a contento.

Dentre as principais conclusões da análise, destacou-se a necessidade de a ANP aperfeiçoar a transparência das informações prestadas à sociedade sobre as atividades da indústria do petróleo atuante no país. A divulgação de informações, tais como o valor estimado do descomissionamento e a participação de cada petrolífera nos contratos de produção, permitirá que os cidadãos, como parte interessada nas políticas públicas do setor, tenham o conhecimento necessário que os habilite a

participar, como stakeholders, dos fóruns de discussão sobre as evoluções nas regulações sobre descomissionamento.

Verificou-se, também, a necessidade de aumentar o envolvimento do setor financeiro no provimento de recursos para assegurar o suporte econômico das atividades de descomissionamento, como forma de reduzir o risco de as petrolíferas falharem em cumprir com suas obrigações contratuais em um cenário de rápida substituição da produção petrolífera por fontes renováveis de energia. Além disso, foi constatado ser imprescindível reduzir a discricionariedade dos contratados em relação à definição do custo do descomissionamento, por meio do estabelecimento de uma metodologia padrão e do enriquecimento das bases de dados da ANP.

Em síntese, os formuladores de políticas públicas no setor de petróleo e gás natural devem ser estimulados a ajustar os regulamentos vigentes para responder ao complexo cenário dos combustíveis fósseis, antecipando-se para proteger os cidadãos dos custos do descomissionamento das infraestruturas de produção offshore. Nesse sentido, a implementação das melhorias regulatórias propostas neste artigo contribuirá para que países como o Brasil avancem em direção a uma transição energética mais justa, na qual os custos da transição sejam adequadamente suportados pelos seus respectivos responsáveis.

7. REFERÊNCIAS

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2019). Nota Técnica nº 64/2019/SDP. Processo Administrativo nº 48610.215088/2019-29.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2023). Valor a ser garantido em 2023. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/garantias-financeiras-de-descomissionamento>

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. (2024). Valor a ser garantido em 2024. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/garantias-financeiras-de-descomissionamento>

Anderson, O. L., Weaver, J. L., Dzienkowski, J. S., Lowe, J. S., Hall, K. B., Sourgens, F. G., Sullivan, H. W., & Foundation, R. M. M. L. (2020). *International Petroleum Law and Transactions*. Rocky Mountain Mineral Law Foundation. <https://books.google.com.br/books?id=dLw7zgEACAAJ>

Barbosa, L. C. M., Michalowski, G. R., ANA, J. F. S., Souza, K. A. de, Santos, M. F. O., & Vidal, P. da C. J. (2022). A importância das informações para o planejamento do descomissionamento de instalações de exploração e de produção de petróleo e gás natural no Brasil. *Rio Oil & Gas 2022: Technical Papers*, IBP, Rio de Janeiro, Brasil. <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2022.480>

Barbosa, S. A. C., Silva, M. C. C. da, Meneses, M. V. M. de, Pinto, J. E. de C., Saad, H. C., & Carneiro, M. P. C. (2024). *Garantias de Descomissionamento no Brasil: análise de resultados da regulação brasileira*. *Rio Oil & Gas 2024: Technical Papers*, IBP, Rio de Janeiro, Brasil. <https://doi.org/10.48072/2525-7579.roke.2024.3341>

Braga, L., & Pinto, H. (2022). The financial aspects of offshore decommissioning and Brazilian regulatory system in the light of the transnational legal order. *The Journal of World Energy Law & Business*, jwac021. <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwac021>

Bureau of Ocean Energy Management. (2024). *Risk Management and Financial Assurance for OCS Lease and Grant Obligations. Regulatory Impact Analysis*. <https://downloads.regulations.gov/BOEM-2023-0027-2172/content.pdf>

Chambriard, M. (2021). *Regulação: a inserção dos operadores independentes no setor de O&G*. *Brasil Energia, Opinião*, publicado em 05 de maio. <https://brasilenergia.com.br/petroleoegas/opinioao/regulacao-a-insercao-dos-operadores-independentes-no-setor-de-og>

Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2018). *Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations and Pipelines. Guidance Notes*. https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c00f3f3e5274a0fdaaaa0f7/Decom_Guidance_Notes_November_2018.pdf

Dernbach, J. C. (1998). Sustainable Development as a Framework for National Governance. 49 *Case W. Res. L. Rev.* 1, 59.

Fam, M. L., Konovessis, D., Ong, L. S., & Tan, H. K. (2018). A review of offshore decommissioning regulations in five countries – strengths and weaknesses. *Ocean Engineering*, 160, 244–263. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2018.04.001>

FGV Energia. (2022). Aspectos técnicos por trás das atividades de descomissionamento: Lições aprendidas do outro lado do Atlântico. *Cadernos FGV Energia*, Ano 9, nº 14. ISSN 2358-5277.

FGV Energia. (2021). Descomissionamento Offshore no Brasil: oportunidades, desafios & soluções. Cadernos FGV Energia, Ano 8, nº 11. ISSN 2358-5277.

Fiorati, J. J. (1997). A Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar de 1982 e os organismos internacionais por ela criados. Revista de Informação Legislativa, 133.

Hammerson, M., & Antonas, N. (2016). Oil and gas decommissioning: Law, policy, and comparative practice (2nd ed.). Globe Law and Business Limited.

International Law Commission. (1958). Convention on the Continental Shelf. United Nations, 499, 311. https://legal.un.org/ilc/texts/instruments/english/conventions/8_1_1958_continental_shelf.pdf

International Maritime Organization. (1989). Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone.

Kaiser, M.J. (2019). Decommissioning Forecasting and Operation Cost Estimation: Gulf of Mexico Well Trends, Structure Inventory, and Forecast Models. Cambridge, USA: Gulf Professional Publishing. ISBN: 978-0-12-818113.

Lockman, M., Brauch, M. D., Rodríguez, E. F. F., & Torres, J. L. G. (2023). Decommissioning Liability at the End of Offshore Oil and Gas: A Review of International Obligations, National Laws, and Contractual Approaches in Ten Jurisdictions. Sabin Center for Climate Change Law & Columbia Center on Sustainable Investment. https://scholarship.law.columbia.edu/sabin_climate_change/205

Loia, F., Capobianco, N., & Vona, R. (2022). Towards a resilient perspective for the future of offshore platforms: Insights from a data-driven approach. Transforming Government: People, Process and Policy, vol. 16, no. 2, pp. 218–230, January 1.

Mackie, C. & Velenturf, A. P. M. (2021). Trouble on the horizon: Securing the decommissioning of offshore renewable energy installations in UK waters. Energy Policy, Elsevier, Vol. 157(C). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112479>

Mackie, C., & Fogleman, V. (2016). Self-Insuring Environmental Liabilities: A Residual Risk-Bearer's Perspective. 16 J. Corp. L. Stud. 293, 296.

Malone, J., & Winslow, T. (2018). Financial assurance: Environmental protection as a cost of doing business. North Dakota Law Review, 93(1).

Martin, A. T. (2023). Decommissioning of International Petroleum Facilities evolving Standards and Key Issues. OGEL Energy Law Journal, nº 5. www.ogel.org/article.asp?key=765

Panetta, F. (2022). Greener and cheaper: Could the transition away from fossil fuels generate a divine coincidence? <https://www.ecb.europa.eu/press/key/date/2022/html/ecb.sp221116~c1d5160785.en.html>

Parente, V., Ferreira, D., Moutinho Dos Santos, E., & Luczynski, E. (2006). Offshore decommissioning issues: Deductibility and transferability. Energy Policy, 34(15), 1992–2001. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.02.008>

Paterson, J. (2010). Decommissioning of Offshore Oil and Gas Installations. In Oil and Gas Law: Current Practice and Emerging Trends (2nd ed., pp. 285–329). <https://doi.org/10.3366/edinburgh/9781845861018.003.0010>

United Nations General Assembly. (1982). Third United Nations Conference on the Law of the Sea. <https://digitallibrary.un.org/record/542895>

Welsby, D., Price, J., Pye, S., & Ekins, P. (2021). Unextractable fossil fuels in a 1.5 °C world. Nature, 597(7875), 230–234. <https://doi.org/10.1038/s41586-021-03821-8>