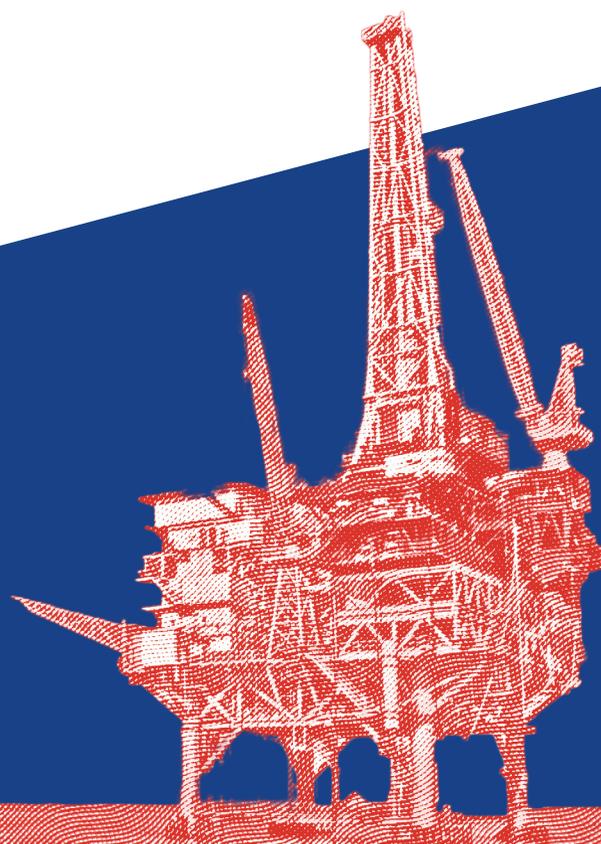


Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural *offshore*

Sumário Executivo





REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO

MINISTROS

Ministra Ana Arraes, **Presidente**
Ministro Bruno Dantas, **Vice-presidente**
Ministro Walton Alencar Rodrigues
Ministro Benjamin Zymler
Ministro Augusto Nardes
Ministro Aroldo Cedraz
Ministro Raimundo Carreiro
Ministro Vital do Rêgo
Ministro Jorge Oliveira

MINISTROS-SUBSTITUTOS

Ministro Augusto Sherman
Ministro Marcos Bemquerer
Ministro André Luis de Carvalho
Ministro Weder de Oliveira

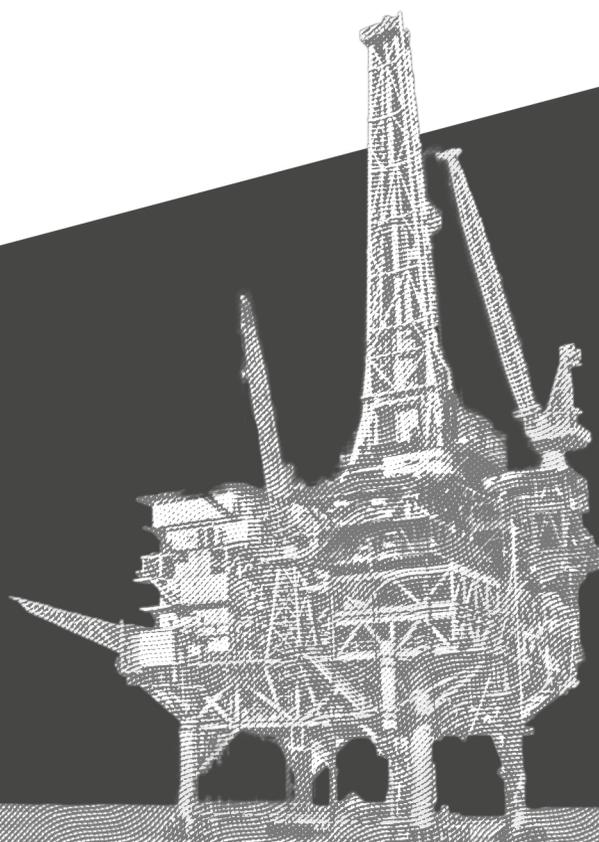
MINISTÉRIO PÚBLICO JUNTO AO TCU

Cristina Machado da Costa e Silva, **Procuradora-Geral**
Lucas Rocha Furtado, **Subprocurador-Geral**
Paulo Soares Bugarin, **Subprocuradora-Geral**
Marinus Eduardo de Vries Marsico, **Procurador**
Júlio Marcelo de Oliveira, **Procurador**
Sergio Ricardo Costa Caribé, **Procurador**
Rodrigo Medeiros de Lima, **Procurador**

Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural *offshore*

Sumário Executivo

Brasília, 2021



© Copyright 2021, Tribunal de Contas de União

<www.tcu.gov.br>

Permite-se a reprodução desta publicação,
em parte ou no todo, sem alteração do conteúdo,
desde que citada a fonte e sem fins comerciais.

Brasil. Tribunal de Contas da União.

Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore / Tribunal de Contas da União; Relator Ministro Walton Alencar Rodrigues. – Brasília: TCU, Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetroleo), 2021.

21 p. : il. – (Sumário Executivo)

Conteúdo relacionado ao Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário, proferido no TC 039.462/2019-6 sob relatoria do ministro Walton Alencar Rodrigues.

1. Petróleo – exploração - regulação. 2. Gás natural – exploração - regulação. 3. Plataforma marítima. 4. Descomissionamento. I. Petrobrás. II. Título. III. Série.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Ministro Ruben Rosa

Apresentação

Este Sumário Executivo trata da fiscalização conduzida por este Tribunal relativa ao arcabouço jurídico relacionado ao descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore* (TC 039.462/2019-6) a qual resultou no **Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário**.

Inserida no final do ciclo de exploração e produção de petróleo e gás natural, a etapa de descomissionamento tem ganhado relevância nos fóruns e eventos do setor nos últimos anos em decorrência da proximidade do fim da vida útil de campos ou instalações que tiveram a produção iniciada décadas atrás. Essa etapa derradeira, antes distante, se avizinha para diversos campos e plataformas datados da década de 80 e 90. Os riscos já intrínsecos às atividades de descomissionamento se somam ao elevado dispêndio a ser incorrido pelas companhias operadoras em projetos não mais rentáveis.

O relatório de auditoria operacional aqui sintetizado introduz um panorama sobre a atividade de descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore*, com foco em riscos e amparo no arcabouço regulatório existente e na conduta dos principais atores públicos que atuam no processo, bem como dos operadores dos campos.

Alexandre Carlos Leite de Figueiredo
Secretário da SeinfraPetróleo

Sumário

○	Introdução	5
○	Contexto	6
○	Legislação Aplicável	13
○	Achados de Auditoria	16
○	Conclusão	20

Introdução

O trabalho teve como objetivo central verificar (i) se o arcabouço jurídico-regulatório relativo ao processo de descomissionamento de instalações de petróleo e gás em ambiente marítimo (*offshore*) confere segurança jurídica às partes e (ii) se trata adequadamente os riscos inerentes às atividades.

A partir dessa abordagem e com fundamento em leis, resoluções do CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) e da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), outros normativos infralegais, boas práticas regulatórias, práticas internacionais e estudo de caso (processo de descomissionamento do FPSO Cidade do Rio de Janeiro), foram constatados e relatados quatro achados de auditoria:

- i. insegurança jurídica relativa às análises ambientais que subsidiam a autorização do processo de descomissionamento;
- ii. falha de governança no Ibama (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais) no processo de descomissionamento;
- iii. fragilidades de coordenação interinstitucional; e
- iv. medidas de mitigação insuficientes contra o risco de bioinvasão por coral-sol na costa brasileira.

Em decorrência da auditoria, foi prolatado o Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário, de relatoria do Exmo. Ministro Walton Alencar Rodrigues, contendo, de forma resumida, além de ciência, as seguintes recomendações ao **Ibama**:

- incorporar a utilização de ferramentas de análise que permitam a avaliação de alternativas de descomissionamento em um contexto de múltiplas variáveis; e
- apresentar ao TCU, em 90 dias, um plano de estruturação da área responsável pelas análises de projetos de descomissionamento de instalações para garantir a contendo a análise dos processos relativos ao estoque de unidades de produção a serem desativadas nos próximos anos.

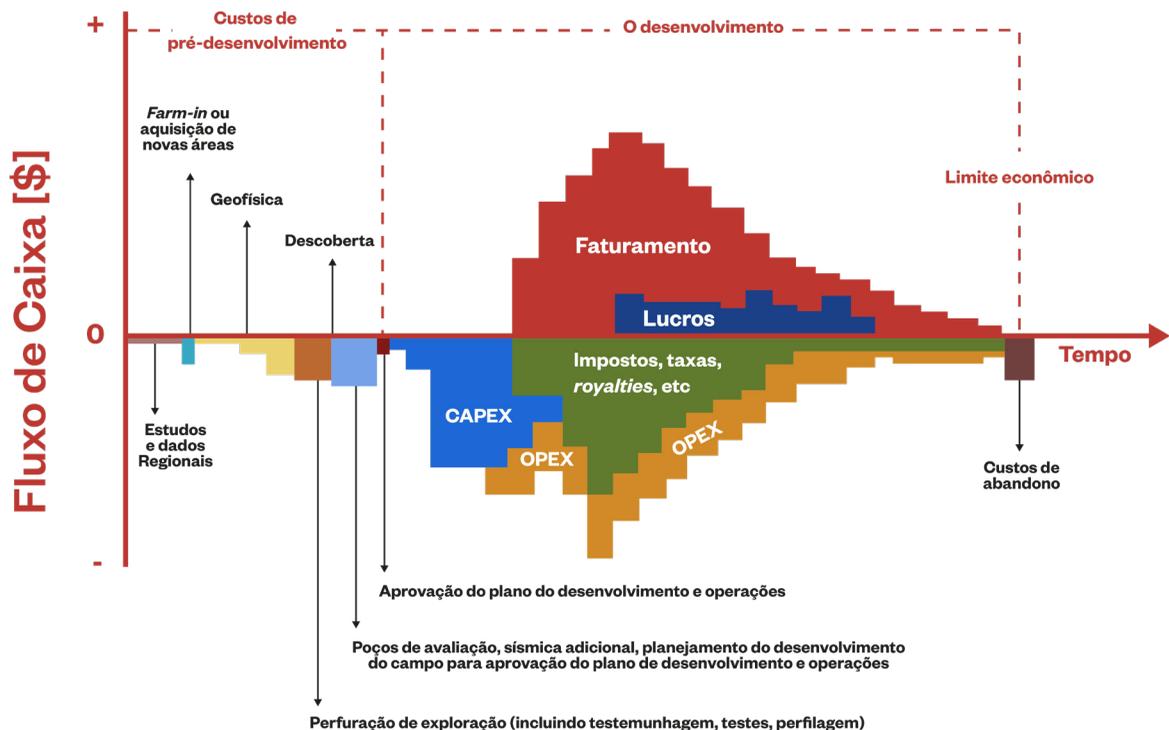
Ainda, ordenou a esta SeinfraPetróleo monitorar as recomendações, bem como a execução de matriz de competências a ser elaborada pela ANP e as ações realizadas no âmbito do Programa Coral-Sol.

Contexto

O ciclo de vida útil econômica de um campo de petróleo, de forma bastante resumida, inicia-se com os gastos exploratórios, quando se investiga a viabilidade comercial do bloco adquirido. Caso se declare a comercialidade do campo, e após a aprovação do plano de desenvolvimento (PD), iniciam-se os gastos com investimento para produção do campo, necessários para a produção do óleo e/ou gás (poços, plataformas, sistemas de produção etc.). Esse investimento é responsável por viabilizar a extração e produção do campo, proporcionando a obtenção das receitas. Destas, depois de deduzidas as parcelas do governo e os gastos do operador – seja em investimentos (*Capital expenditure - Capex*) ou operacionais (*Operational expenditure - Opex*) –, derivam os lucros.

Encerrado o desenvolvimento da produção, há um custo significativo ao final do fluxo de caixa relativo ao abandono ou descomissionamento do campo. Tal custo é materialmente elevado e surge quando a unidade ou módulo de produção de petróleo não é mais capaz de produzir receitas que justifiquem a sua atividade, tendo encerrado a sua vida útil. A Figura 1 ilustra um fluxo de caixa padrão de um projeto de produção de petróleo:

Figura 1 – Ciclo de Vida de um Projeto de exploração e produção de petróleo



Fonte: http://www.pmis.org.br/enews/edicao1303/artigo_02.asp (adaptado)

Portanto, o descomissionamento refere-se à etapa final do ciclo de exploração e produção dos campos de petróleo e gás natural, devendo o operador

- i. desativar e, a depender do projeto que venha a ser aprovado pelas autoridades competentes,
- ii. remover as instalações,
- iii. promover o abandono temporário ou permanente dos poços,
- iv. dar adequado destino aos resíduos e aos rejeitos gerados e adotar medidas para a melhor recuperação do meio ambiente.

Esse processo de descomissionamento, quando em ambiente marítimo – foco do trabalho de fiscalização realizado –, se divide em três grandes grupos de atividades: a) plataforma, b) equipamentos submarinos e c) poços.

Em relação às plataformas utilizadas para a produção dos campos marítimos, há que se destacar que, em se tratando da complexidade relativa ao processo de descomissionamento, elas podem ser divididas em, basicamente, dois grupos: móveis e fixas.

Figura 2 – Plataformas fixa (Mexilhão) e móvel (FPSO Cidade de Paraty)



Fonte: Petrobras (disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>)

Plataformas móveis

Quando se torna inútil à produção, as plataformas móveis (em geral, do tipo FPSO – *Floating, Production, Storage and Offloading*) podem ser transportadas para qualquer local que a navegação permita, bastando desconectar os dutos relativos ao processo de produção e as amarras, além da verificação de condições de integridade que permitam a navegação, uma vez que a estrutura deve ter passado extenso período sujeita às condições severas da operação.

Contudo, nesse processo há complexidades técnicas inerentes ao dismantelamento e a própria liberação da unidade, como remoção de módulos e descontaminação, por exemplo. Com isso, no que se refere ao descomissionamento de plataformas móveis, a preocupação principal dos órgãos reguladores repousa sobre os **riscos ambientais decorrentes principalmente do processo de desconexão e abandono ou remoção das ancoragens** (estacas e amarras), além dos **riscos à segu-**

rança no processo de desmantelamento e limpeza da unidade, para possibilitar a retirada da locação em segurança.

Há também preocupações em relação **a riscos ambientais para a fauna e flora que povoam o perímetro de locação da plataforma a ser descomissionada**, bem como na extensão do seu trajeto até o destino, em decorrência da possível presença e consequente disseminação de espécies exóticas.

Plataformas fixas

Já no que se refere às plataformas fixas, embora apresentem menor risco relacionado à segurança do processo de desmantelamento, por ser uma estrutura fixa e normalmente localizadas mais próximas da costa, em campos de menores profundidades, apresentam **problemas mais complexos** em seu processo de remoção e destinação da estrutura.

Primeiro, porque para se retirar a estrutura são necessários equipamentos de grande porte para içamento e transporte, muitas vezes indisponíveis, necessitando **a subdivisão em partes**.

Segundo, por ser um elemento fixado no leito marinho, normalmente mais comum em águas rasas, a sua remoção causa também **impacto ambiental ao bioma** que porventura tenha se instalado em suas estruturas ao longo do extenso período de sua operação.

Em alguns casos, há a necessidade de utilização de explosivos ou mesmo a dragagem de áreas, relativas à base das estruturas, o que também causa impactos ambientais significativos e carecem de ser sopesados no momento da definição do melhor projeto para o descomissionamento. A Figura 3 ilustra um caso de remoção de parte de plataforma fixa, com destaque para a magnitude dos equipamentos envolvidos, que impactam necessariamente na complexidade, custos e riscos do processo:

Figura 3 – Retirada de instalações de plataforma fixa

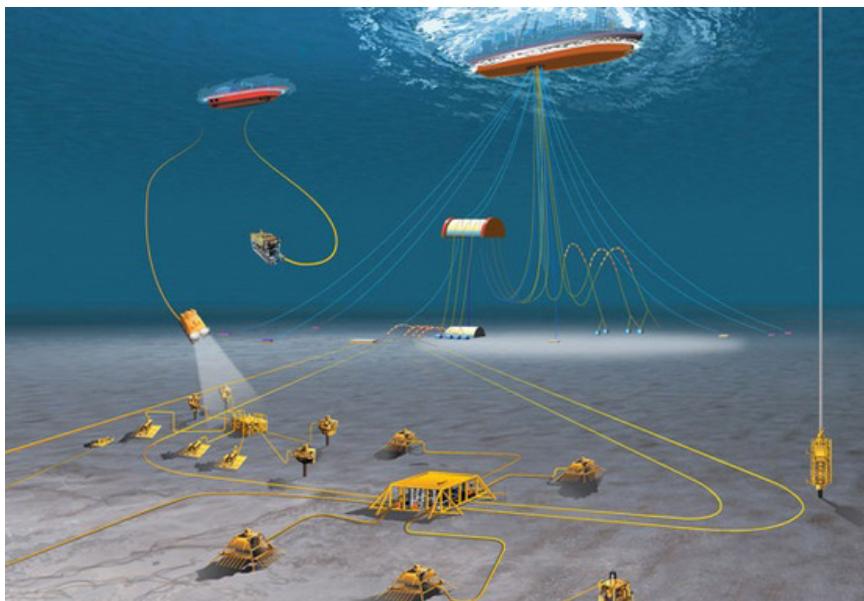


Fonte: Petrobras (disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/VI-SOMA/Descomissionamento-Shell.pdf>).

Equipamentos Submarinos

No tocante aos **equipamentos submarinos** (inclusive dutos), destaca-se ser o ponto, atualmente, de **maiores incertezas e divergências técnicas** em relação ao projeto de descomissionamento, porque não há no mundo grande número de experiências em descomissionamento de equipamentos submarinos com as características e volume que se verá no Brasil nos próximos anos. Trata-se de complexidade e quantidade em ordem de grandeza bastante superior se comparadas ao que já foi realizado no Mar do Norte ou no Golfo do México (os dois principais *benchmarks* mundiais).

Figura 4 - Linhas e equipamentos submarinos



Fonte: Apresentação DNV GL (disponível em: <http://www.anp.gov.br/palestra/3127-workshop-sobre-desativacao-de-instalacoes-maritimas>)

A Figura 4 representa um esquema ilustrativo acerca das estruturas que se situam no leito do oceano em profundidades que já ultrapassam os 2.000m. O modelo é ilustrativo pois, no mundo real, os dutos muitas vezes estão sobrepostos, atravessam fendas oceânicas, cadeias montanhosas submarinas, envoltos por rochas ou outras estruturas, inclusive presença de corais, suas características físicas relacionadas à integridade não podem ser garantidas (anos expostos a condições severas de operação), etc.

Poços

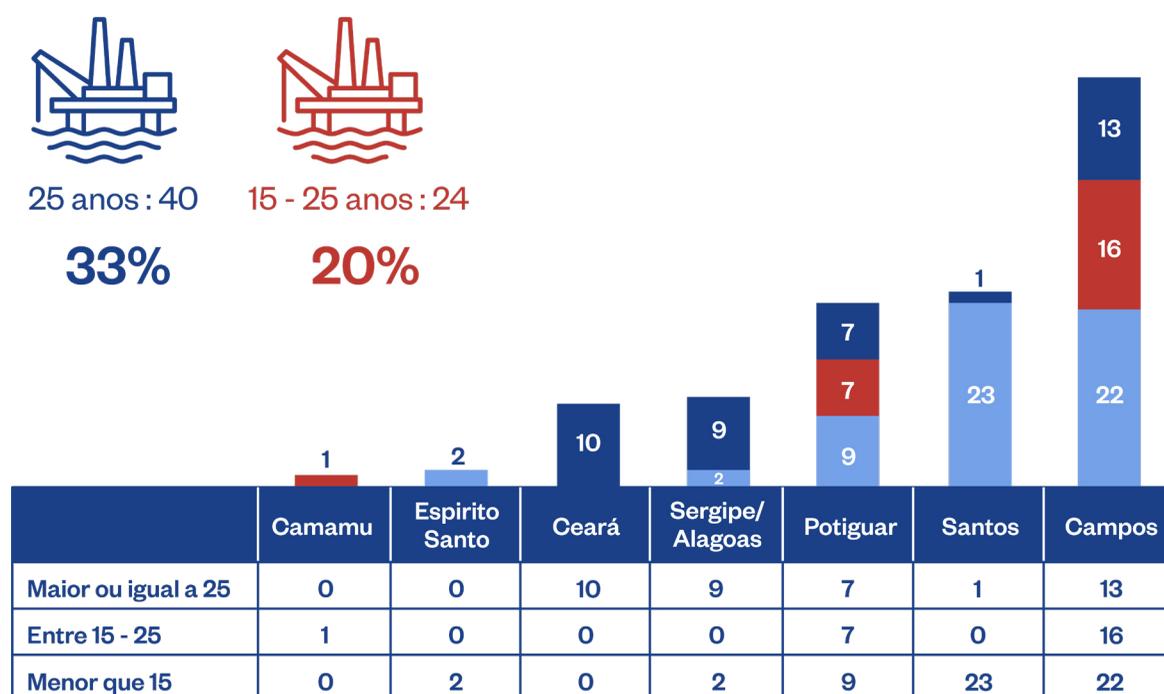
Finalmente, com relação aos **poços**, à exceção do fato de os trabalhos serem realizados de forma remota, em ambiente submarino, os procedimentos se **assemelham aos realizados em poços terrestres**, ou seja, não há muita diferença entre o que se observa para os poços terrestres, cuja tecnologia e conhecimento já se encontram amplamente difundidos na indústria do petróleo em todo o mundo. Trata-se, dessa forma, de atividade rotineira, realizada não só no momento final da vida útil do campo ou do módulo de exploração, mas de forma concomitante ao desenvolvimento da produção, à medida que o operador altera suas estratégias de desenvolvimento, ajustando a configuração da produção.

Descomissionamento e regulação hoje

Diferentemente do abandono de poços, **o arcabouço regulatório relacionado ao descomissionamento de plataformas e de sistemas submarinos ainda não possui uma regulação sólida ou um caderno de boas práticas**, até mesmo pelo ineditismo do tema que só recentemente veio a se tornar objeto de expressivo debate entre operadores e entidades governamentais em todo o mundo.

O debate tem ganhado relevância justamente pelo envelhecimento das instalações de petróleo e gás *offshore* no país. A Figura 5, a seguir, sinaliza, a partir da análise da idade das estruturas que se encontram hoje em operação, o volume de unidades e sistemas que devem passar por processo de descomissionamento nos próximos anos:

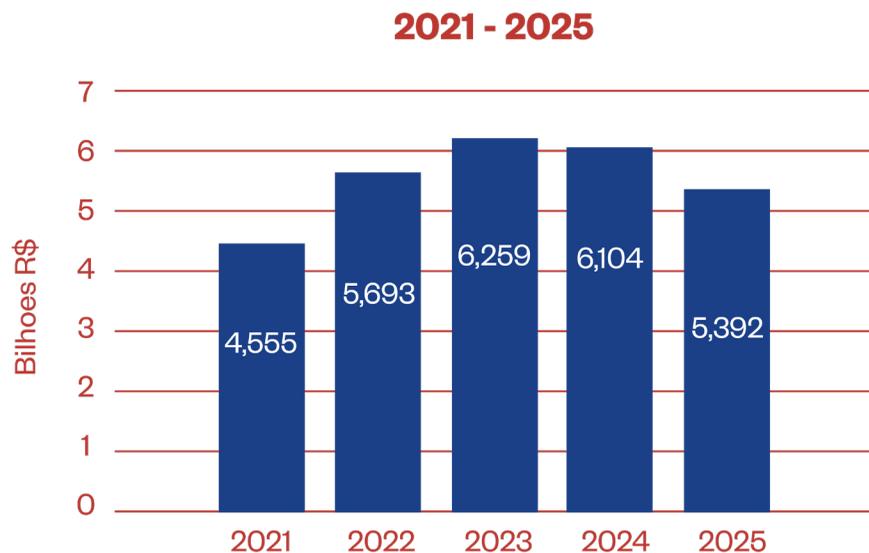
Figura 5 - Faixa de idade das plataformas no Brasil por bacia



Fonte: Caderno de Descomissionamento ANP/FGV, p. 22 (disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/cadernodedescomissionamento.pdf>) (adaptado)

Com relação aos investimentos necessários, projeção mais recente voltada para o setor, estima, para o horizonte de 2021 a 2025, investimento acumulado **de mais de R\$ 28 bilhões**:

Figura 6 – Projeção de investimentos para a atividade de descomissionamento



Fonte: Caderno de Descomissionamento ANP/FGV, p. 26 (disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/cadernodedescomissionamento.pdf>)

Objeto da fiscalização

A quantidade de plataformas a serem descomissionadas, as atividades atreladas ao processo de descomissionamento e o nível de investimentos previstos dão ideia da complexidade envolta neste segmento que vem ganhando relevo nas discussões relacionadas ao setor de petróleo e gás natural. Nesse contexto é que foi realizada a auditoria operacional, a qual tratou de investigar o arcabouço regulatório da atividade de descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore* e se haveria segurança jurídica às partes atuantes no setor, com tratamento adequado dos riscos inerentes às atividades.

Para melhor avaliar os possíveis riscos, foi selecionado como estudo de caso o descomissionamento do FPSO Cidade do Rio de Janeiro (Figura 7), no intuito de verificar como se davam as tratativas entre operador e entidades governamentais, os documentos apresentados, o tempo de apresentação do Programa de Descomissionamento, o tempo de aprovação, as atividades desenvolvidas e planejadas, bem como quaisquer outros pontos que se afigurassem relevantes.

Figura 7 – FPSO Cidade do Rio de Janeiro



Fonte: <http://sinaval.org.br/2019/08/rachaduras-no-fps0-cidade-do-rio-de-janeiro/>

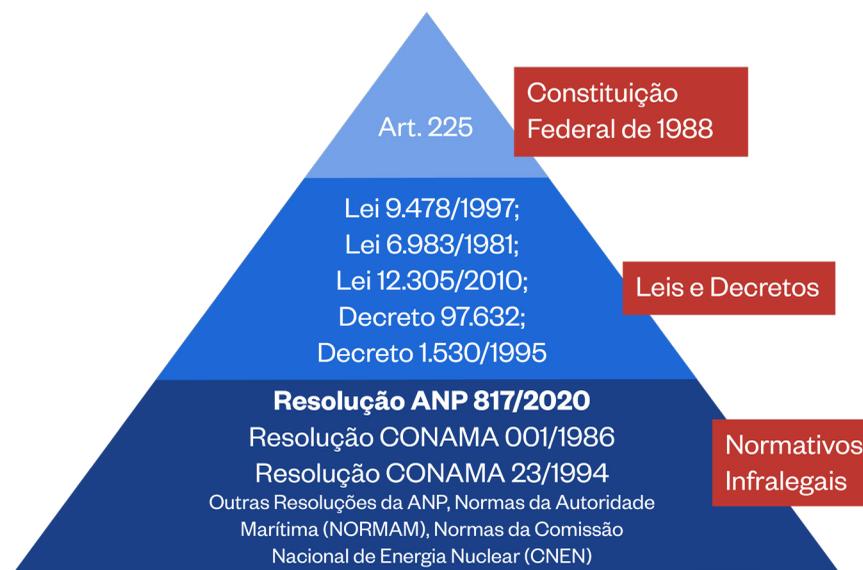
Dentre as estratégias traçadas pela equipe para se aprofundar nos detalhes do processo de descomissionamento, decidiu-se utilizar um caso concreto para análise, o qual serviu de referência prática para os trabalhos desenvolvidos. Escolheu-se, dessa forma, a caso do FPSO Rio de Janeiro como estudo de caso. A escolha pelo FPSO Cidade do Rio de Janeiro não foi sem motivo. Durante o curso do descomissionamento da referida unidade de produção (que teve origem em junho de 2018), ocorreram incidentes com a plataforma. Houve um primeiro vazamento ocorrido em janeiro de 2019 em um dos tanques, tendo derramado um volume de 4,9 mil litros de óleo. E outro incidente em agosto de 2019. À época, a Petrobras noticiou que foram descobertas trincas no casco da plataforma, as quais resultaram no vazamento de 1,2 mil litros de óleo residual.

Além do vazamento, o risco de afundamento da plataforma era real, de modo que se mudou a solução de descomissionamento previamente autorizada, visando conferir total agilidade na retirada da embarcação da sua locação, levando-a imediatamente para estaleiro na costa brasileira, diferentemente do que havia sido autorizado mediante o processo de descomissionamento.

Legislação Aplicável

O arcabouço jurídico envolto ao descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore* perpassa diferentes leis e regulamentos. Apesar da importância do tema do ponto de vista econômico, social e ambiental, **não se observou, no plano nacional, uma legislação específica, clara e organizada sobre o tema**, principalmente do ponto de vista ambiental. Somente a Resolução 27/2006 da ANP tratava diretamente a questão da desativação das instalações, tendo sido substituída pela Resolução ANP 817/2020, a qual trouxe avanços na regulação. De forma resumida, as seguintes leis e normativos tem implicações nas atividades de descomissionamento, conforme a Figura 8:

Figura 8 – Legislação aplicável ao descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural

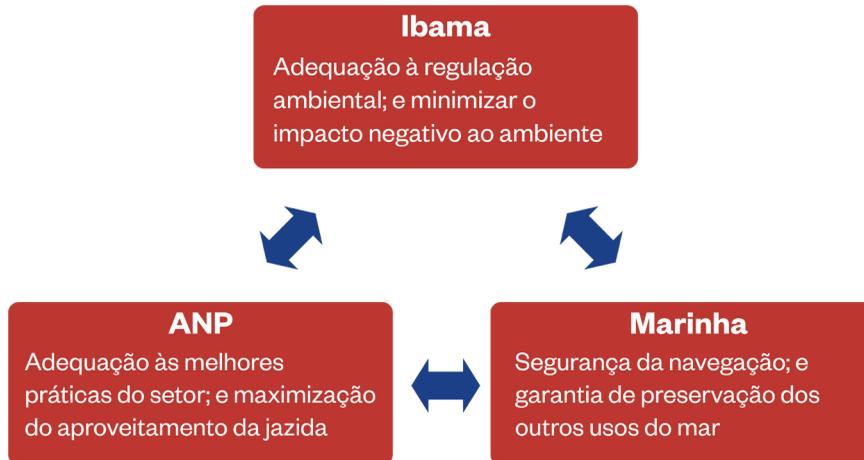


Fonte: elaboração própria

Esse arcabouço jurídico esparso também orienta a atuação dos três órgãos envolvidos no âmbito do processo de descomissionamento: **ANP, Ibama e Marinha**. Os três devem aprovar as soluções de descomissionamento e abandono propostas pelos operadores de cada campo, nos limites das atribuições de cada um. De forma bastante sintética: o Ibama analisa a solução de descomissionamento e abandono do ponto de vista do meio ambiente; a ANP sob o aspecto técnico das soluções propostas (adequação às melhores práticas da indústria), inclusive no que diz respeito ao melhor aproveitamento da jazida; e a Marinha observa se as questões afetas à segurança da navegação e outros usos do mar estão garantidas.

Essas análises, contudo, não são estanques, as exigências de um ou outro órgão envolvido pode influenciar nas soluções apresentadas e demandar alterações nos projetos e análises, conforme esquema seguinte:

Figura 9 - Modelo esquemático das atribuições dos entes envolvidos na análise do projeto de descomissionamento



Fonte: elaboração própria.

Também merece menção como ator nesse processo a Comissão Nacional de Energia Nuclear (**CNEN**), que atualmente possui papel acessório, pois sua atuação é restrita ao fator radiológico, o qual ocorre em pequenas quantidades. Contudo, com o ganho de escala no volume de material a ser descomissionado, oriundo de eventual decisão de se remover quantidades elevadas de dutos instalados no leito marinho, pode se tornar um ator relevante no sistema. Atualmente, a CNEN não participa da aprovação ou rejeição da solução de descomissionamento apresentada, sua atuação ocorre depois de definida a solução, para a adequação e tratamento dos resíduos e rejeitos radiológicos cuja concentração atinja ou ultrapasse os limites estabelecidos nos normativos para que se passe a demandar controle daquele material.

Resolução ANP 817/2020

A Resolução ANP 817/2020 merece capítulo à parte, pois, em elaboração durante o período da auditoria e aprovada em abril de 2020, projeta-se como **importante marco normativo, modernizando as exigências regulatórias sobre descomissionamento, tentando, por consequência, inserir maior segurança jurídica ao processo.**

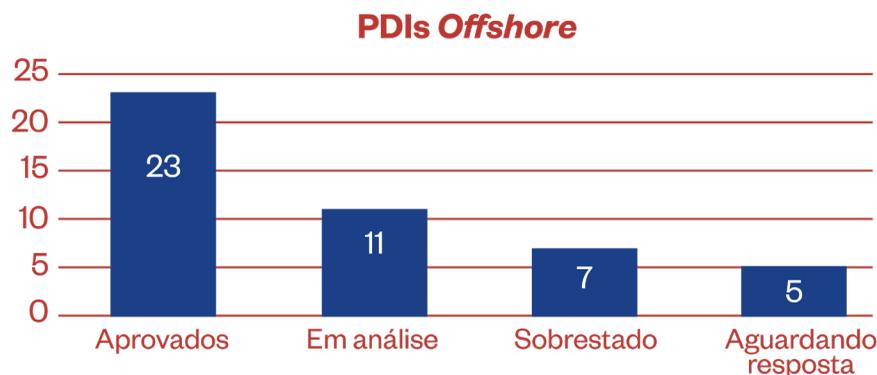
No referido normativo, a ANP procurou deixar assente que a prioridade daquelas normas regulatórias é a extensão da vida útil dos campos, adiando-se ao máximo a fase de descomissionamento, no intuito de se aumentar o fator de recuperação das jazidas de petróleo e gás, o que proporciona maior geração de valor das jazidas brasileiras.

Chegado, todavia, o momento do descomissionamento, a auditoria entendeu que a Resolução trouxe dois importantes avanços, os quais tendem a mitigar riscos identificados:

- uniformização e maior antecipação do plano de desativação entregue aos entes estatais envolvidos no processo (ANP, Ibama e Marinha); e
- previsão da análise de múltiplos critérios para definição da melhor solução de descomissionamento.

Quanto à uniformização do plano de desativação a ser entregue, que passou a ser denominado Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI), no tocante às instalações marítimas, ele passou a ser exigido cinco anos antes da data prevista para o término da produção ou da operação de determinada instalação. Até maio de 2021, haviam sido protocolados 46 PDIs junto à ANP relativos a instalações marítimas, dos quais metade consta como aprovado:

Figura 10 – Situação dos PDIs já protocolados na ANP



Fonte: Painel Dinâmico de Descomissionamento – ANP (consultado em 19/5/2021)

Quanto à previsão de possibilidade de análises de múltiplos critérios para definição da melhor solução de descomissionamento em cada caso, especialmente para as instalações submarinas, tal previsão se alinha aos mais modernos regramentos e práticas internacionais e conferem maior robustez e clareza acerca das opções possíveis de descomissionamento e seus respectivos riscos e malefícios, levando a uma alternativa “preferida” em cada caso. A escolha leva em consideração critérios técnicos, ambientais, sociais, de segurança e econômicos.

Em fecho, cabe registrar que, com a intenção de conferir maior transparência sobre o processo para eventuais interessados, a ANP passou a divulgar em seu sítio eletrônico informações atualizadas a respeito dos processos de descomissionamento¹.

¹ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>

Achados de auditoria

Conforme registrado, a auditoria operacional surgiu a partir da percepção da unidade técnica da existência de um desalinhamento de opiniões entre operadores e o órgão ambiental, que aumentava a percepção de riscos intrínsecos ao processo de descomissionamento de instalações de produção de óleo e gás *offshore*. Realizados os procedimentos de auditoria previstos, constatou-se a ocorrência de quatro achados, a seguir expostos.

1) Insegurança jurídica relativa às análises ambientais que subsidiam a autorização o processo de descomissionamento

Situação encontrada: Constatou-se que o longo período de produção da jazida de petróleo e gás natural assenta-se em **solução genérica de desativação das instalações**, composto por **informações pouco específicas sobre a estratégia de descomissionamento** das unidades de produção ao final da vida útil do campo. Essa solução genérica possibilita a obtenção do licenciamento ambiental necessário para o desenvolvimento do campo, mas por não passarem por atualização relevante até as vésperas de se iniciar o processo de descomissionamento, surgem importantes **divergências** entre operador e órgão ambiental – tardiamente –, decorrentes principalmente da ausência de regramento ambiental claro, especialmente quanto aos casos em que se permite o abandono de estruturas no leito marinho, o que tem conduzido os processos para uma situação de **insegurança jurídica, elevando os custos e potencializando os riscos intrínsecos ao processo.**

Dessa forma, considerou-se que **a falta de atualização do projeto de descomissionamento que atualmente culmina no debate tardio das soluções de desativação e abandono, agravado pelo fato de ausência de normativos específicos e claros sobre as exigências ambientais, não se alinha à legislação ambiental aplicável**, a qual prevê a necessidade de licenciamento prévio das atividades poluidoras, fundada em estudos de impacto ambiental, inclusive das atividades de recuperação da área degradada, bem como destoa das melhores práticas internacionais, as quais tem se consolidado no sentido de utilização de análise multicritério para a definição da solução preferível.

Encaminhamento do Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário:

9.1 recomendar ao Ibama, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, que incorpore a utilização de ferramentas de análise que permitam a avaliação de alternativas de descomissionamento em um contexto de múltiplas variáveis, à exemplo da análise comparativa multicritério, utilizada em projetos de descomissionamento do Reino Unido e do disposto no Decreto Presidencial 91/18 de Angola e, ainda, na recém publicada Resolução 817/2020 da ANP;

9.3 dar ciência ao Ibama, com fundamento no art. 9º da Resolução-TCU 315/2020, que a ausência de análises de impactos ambientais elaboradas especificamente para as soluções de descomissionamento de instalações de petróleo e gás offshore afrontam a legislação vigente, em especial o art. 10 da

Lei 6.938/1981, o Decreto 97.632/1989, e as Resoluções Conama 01/1986 e 23/1994; e

9.4 ordenar à SeinfraPetróleo que monitore os itens 9.1 e 9.2 deste acórdão, bem como a execução da matriz de competências elaborada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e as ações realizadas no âmbito do Plano Coral-Sol

2) Falha de governança no Ibama no processo de descomissionamento

Situação encontrada: Uma vez obtida a licença de operação, como visto no achado anterior, o projeto de desativação apresentado na origem do processo de produção não sofre atualização para melhor detalhar as soluções nele apresentadas até o final da vida útil do campo ou equipamento. Não há nenhuma exigência, ao menos na prática, do órgão ambiental nesse sentido, o que tem sido realizado é a inclusão, na própria licença de operação concedida, de condicionante em que se estipula o prazo para a apresentação de tal plano.

Assim, somente alguns meses antes da parada das unidades é que o processo contendo o plano definitivo de descomissionamento de equipamentos tem a sua entrada no órgão ambiental (prazo agora estendido para cinco anos com fundamento na novel resolução da ANP). O PDI é então encaminhado ao órgão ambiental e à ANP nos moldes e com o conteúdo exigidos pela agência reguladora (conforme Resolução ANP 27/2006 e agora pela Resolução ANP 817/2020).

No que se refere ao processo de aprovação ambiental do descomissionamento, o PDI é entregue pelos operadores diretamente à área técnica do Ibama, onde é analisado e, mediante um ofício da própria área técnica, informa-se ao operador acerca da aprovação ou não do programa. Eventuais discordâncias são comunicadas também diretamente ao operador, abrindo espaço para sua manifestação.

Ocorre que, caso a solução proposta no PDI seja consideravelmente diferente daquela que subsidiou a obtenção da licença, a qual passou por todo o processo burocrático de análise no órgão ambiental, **a decisão final sobre o descomissionamento deveria escalar ao presidente da autarquia, ao qual é incumbida a função de conceder as licenças ambientais**, por força da Portaria Ibama 4.396/2019, art. 132, inciso III, uma vez que alteraria substancialmente os contornos da autorização ambiental concedida, o que não acontece.

Quanto a este achado, o Exmo. Ministro Walton Alencar Rodrigues, em seu voto condutor do Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário, não identificou a referida afronta ao normativo do Ibama. Mas deixou assente a importância de uma adequada estrutura da área responsável pela análise do PDI, de modo a permitir tomada de decisão assertiva e tempestiva.

Encaminhamento do Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário:

9.2 recomendar ao Ibama, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, que apresente a este Tribunal, no prazo de 90 dias, contados da ciência, plano de estruturação da área responsável pela análise dos projetos de descomissionamento das instalações (PDI), com vistas a garantir a contento à análise dos processos referentes ao estoque de unidades de produção que serão desativadas nos próximos anos, listadas pela ANP, por força da Resolução 817/2020

3) Fragilidades de coordenação interinstitucional

Situação encontrada: A equipe de auditoria constatou **fragilidades de coordenação entre os órgãos responsáveis pela aprovação do projeto de descomissionamento**, em especial, sob a égide da antiga Resolução ANP 26/2007.

Apesar do bom avanço obtido com a publicação da Resolução ANP 817/2020, cujo processo de elaboração foi conduzido a partir de interação com organismos internacionais e com amplo debate entre órgãos do governo e indústria do setor de petróleo, estando apta a mitigar os principais riscos atrelados ao processo de descomissionamento, considerou-se que **ainda há espaço para se aprimorar a coordenação** entre os principais atores estatais diante de um processo complexo e cercado de elevados custos e riscos, em especial, em razão do estoque de projetos de descomissionamento de unidades de produção e de outros que se aproximam, afinal, como houve uma antecipação de obrigatoriedade de apresentação dos PDI em cerca de 4 anos, aqueles que estiverem nesta margem de tempo serão apresentados de forma acumulada.

Nessa linha, a equipe de auditoria havia incluído no relatório preliminar de auditoria proposta de recomendação para que a ANP buscasse essa maior coordenação.

Todavia, após manifestações dos gestores, retirou-se a proposta pelo fato da ANP ter demonstrado possuir **acordo vigente de cooperação com o Ibama** que possui como diretrizes, no âmbito de empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás, “o desenvolvimento de ações coordenadas e orientadas para o aprimoramento e gerenciamento de impactos ambientais potenciais” e “o intercâmbio das informações sobre o trâmite de processos de licenciamento ambiental”, sendo que a agenda de trabalho já prevê tópico específico relacionado a desativação de instalações.

Em complemento, a ANP se comprometeu ainda a **elaborar matriz de competências entre a Agência, o Ibama e a Marinha, explicitando exigências, prazos e procedimentos afetos aos processos de descomissionamento no âmbito das respectivas instituições**.

Encaminhamento do Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário:

9.4 ordenar à SeinfraPetróleo que monitore os itens 9.1 e 9.2 deste acórdão, bem como a **execução da matriz de competências elaborada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)** e as ações realizadas no âmbito do Plano Coral-Sol.

4) Medidas de mitigação insuficientes contra o risco de bioinvasão por coral-sol na costa brasileira

Situação encontrada: Constatou-se que as medidas de mitigação atualmente adotadas contra o risco de bioinvasão por coral-sol na costa brasileira têm se mostrado **insuficientes e inefetivas**. Não há planos de contingência para situações emergenciais, as quais ensejam grande **risco de comprometimento da fauna marinha brasileira pela bioinvasão**. Situações de urgência em que se necessita a retirada da plataforma do local tem tornado ineficaz qualquer medida inserida no processo de autorização do Programa de Descomissionamento.

Assim, o relatório preliminar havia inserido proposta no sentido de se suscitarem medidas mais eficazes contra o risco de bioinvasão por coral-sol.

Entretanto, após a manifestação dos gestores, **o Ibama indicou estar atuando nesse sentido**, inclusive com a implementação de projeto na tentativa de mitigar os efeitos dessa bioinvasão. Nessa linha, considerando a implementação do **Plano Coral-Sol** (Portaria Ibama nº 3.642, de 10 de dezembro 2018) e a instituição de **grupo voltado a acompanhar as medidas adotadas em relação ao tema** (Portaria Ibama nº 3.627, de 7 de dezembro de 2018), ambos ainda em estágio inicial à época da auditoria, optou-se por não propor encaminhamento específico sobre a questão, deixando consignado o risco descrito.

Encaminhamento do Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário:

9.4 ordenar à SeinfraPetróleo que monitore os itens 9.1 e 9.2 deste acórdão, bem como a execução da matriz de competências elaborada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e as ações realizadas no âmbito do Plano Coral-Sol.

Conclusão

Este Sumário Executivo buscou apresentar um resumido panorama do descomissionamento no Brasil e os principais pontos de riscos detectados por meio de fiscalização conduzida por este Tribunal relativa ao arcabouço jurídico relacionado ao descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore*. Inserida no final do ciclo de exploração e produção de petróleo e gás natural, a etapa de descomissionamento tem ganhado relevância nos fóruns e eventos do setor nos últimos anos em decorrência da proximidade do fim da vida útil de campos ou instalações.

O relatório de auditoria indicou que o processo de descomissionamento no país ainda carece de aprimoramento. Nessa linha, constatou-se que há, atualmente, insegurança jurídica relativa às análises ambientais, identificando-se que os projetos de desativação das instalações de produção das jazidas de combustível fóssil *offshore* assentam-se sobre uma solução genérica ao longo de toda a sua vida útil, não sofrendo atualização relevante até as vésperas de se iniciar o processo de descomissionamento, que, por não haver diretrizes claras, especialmente em relação aos critérios que justificariam o abandono de dutos e equipamentos no leito marinho, passa a apresentar um desalinhamento de expectativas entre operador e órgão ambiental, incrementando os riscos e custos dessa etapa final de produção dos campos e, por consequência, gerando insegurança jurídica às partes.

Em sequência, identificou-se que o projeto de descomissionamento e as respectivas soluções têm seguido caminhos burocráticos para sua aprovação no órgão ambiental que implicam, em certa medida e em alguns casos, autorização de solução consideravelmente distinta daquela inicialmente concebida no projeto de desativação contido no EIA elaborado para a concessão da licença ambiental diretamente pela área técnica do órgão, o que afronta o art. 132, inciso III, da Portaria Ibama 4.396/2019 que confere ao presidente a prerrogativa de conceder as licenças ambientais para os empreendimentos de produção de petróleo e gás *offshore*, bem como o princípio da segregação de funções.

Em razão dessas duas primeiras constatações, há propostas no sentido de dar ciência ao Ibama de que a ausência de análises de impactos ambientais elaboradas especificamente para as soluções de descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore* e a autorização de solução de descomissionamento diferente daquela licenciada inicialmente por autoridade de estatura hierárquica distinta, sem a devida delegação de competência, afrontam normativos legais. Além de proposta de recomendação para que o Ibama incorpore a utilização da ferramenta de análise em múltiplos critérios como fundamentação das análises ambientais, conforme as boas práticas internacionais.

O terceiro achado acusou fragilidades de coordenação interinstitucionais, mais patentes sob a égide da Resolução ANP 26/2007, e que foram sendo mitigadas com o esforço para se produzir a Resolução ANP 817/2020, razão pela qual, após a manifestação dos gestores, restou demonstrado a desnecessidade de propor soluções para a solução do problema. Todavia, vislumbra-se que existe margem para aprimoramento do processo, o que vem sendo trabalhado pela ANP. Essa coordenação mostra-se fundamental, principalmente, em decorrência da quantidade de novos processos de descomissionamento vindouros.

O último achado constatou que as medidas de mitigação atualmente adotadas se mostram insuficientes contra o risco de bioinvasão por coral-sol na costa brasileira. Após manifestações dos gestores, o Ibama apontou que possui projeto com o objetivo de elaborar e implementar medidas mais eficazes contra a bioinvasão por coral-sol, de modo que não e considerou necessária, no presente momento, proposta quanto a este achado.

Com base no relatório de auditoria, prolatou-se o **Acórdão 1.740/2021-TCU-Plenário**, de relatoria do Exmo. Ministro Walton Alencar Rodrigues, contendo as seguintes deliberações:

9.1 recomendar ao Ibama, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, que incorpore a utilização de ferramentas de análise que permitam a avaliação de alternativas de descomissionamento em um contexto de múltiplas variáveis, à exemplo da análise comparativa multicritério, utilizada em projetos de descomissionamento do Reino Unido e do disposto no Decreto Presidencial 91/18 de Angola e, ainda, na recém publicada Resolução 817/2020 da ANP;

9.2 recomendar ao Ibama, com fundamento no art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, que apresente a este Tribunal, no prazo de 90 dias, contados da ciência, plano de estruturação da área responsável pela análise dos projetos de descomissionamento das instalações (PDI), com vistas a garantir a contento à análise dos processos referentes ao estoque de unidades de produção que serão desativadas nos próximos anos, listadas pela ANP, por força da Resolução 817/2020;

9.3 dar ciência ao Ibama, com fundamento no art. 9º da Resolução-TCU 315/2020, que a ausência de análises de impactos ambientais elaboradas especificamente para as soluções de descomissionamento de instalações de petróleo e gás *offshore* afrontam a legislação vigente, em especial o art. 10 da Lei 6.938/1981, o Decreto 97.632/1989, e as Resoluções Conama 01/1986 e 23/1994;

9.4 ordenar à SeinfraPetróleo que monitore os itens 9.1 e 9.2 deste acórdão, bem como a execução da matriz de competências elaborada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e as ações realizadas no âmbito do Plano Coral-Sol; e

9.5 encaminhar este acórdão à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), à Marinha do Brasil, à Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), ao Ministério de Minas e Energia, ao Ministério do Meio Ambiente, à Casa Civil da Presidência da República, às Comissões de Minas e Energia e de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável da Câmara dos Deputados, e à Comissão de Meio Ambiente do Senado Federal.



Responsabilidade pelo conteúdo

Secretaria-Geral de Controle Externo (Segecex)
Secretaria de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo)

Projeto gráfico, diagramação e capa

Secretaria de Infraestrutura de Petróleo e Gás Natural (SeinfraPetróleo)
Secretaria de Comunicação (Secom)

Imagens

gettyimages.com.br

Tribunal de Contas da União

Secretaria-Geral da Presidência (Segepres)
70.042-900, Brasília - DF
segepres@tcu.gov.br

Ouvidoria do TCU

0800 644 1500
ouvidoria@tcu.gov.br



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.

www.tcu.gov.br



TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO