


APRIMORAMENTO DA AVALIAÇÃO DE IMPACTO  
AMBIENTAL DE PETRÓLEO E GÁS OFFSHORE NO BRASIL:  
EVOLUÇÃO E DESAFIOS DA PRÁTICA

Cristiano Vilardo



2023



## APRIMORAMENTO DA AVALIAÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL DE PETRÓLEO E GÁS OFFSHORE NO BRASIL: EVOLUÇÃO E DESAFIOS DA PRÁTICA

Cristiano Vilardo Nunes Guimarães

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético – PPE/COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético, área de concentração Planejamento Ambiental.

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Rio de Janeiro

Junho de 2023

APRIMORAMENTO DA AVALIAÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL DE PETRÓLEO E  
GÁS OFFSHORE NO BRASIL: EVOLUÇÃO E DESAFIOS DA PRÁTICA

Cristiano Vilardo Nunes Guimarães

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA  
DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM  
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, ÁREA DE CONCENTRAÇÃO PLANEJAMENTO  
AMBIENTAL

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Aprovada por:

---

Prof. Emilio Lèbre La Rovere

---

Prof. Marco Aurelio dos Santos

---

Prof. Luis Enrique Sánchez

---

Dra. Suely Mara Vaz Guimarães de Araújo

---

Dra. Fernanda Delgado de Jesus

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

JUNHO DE 2023

Guimarães, Cristiano Vilar do Nunes

Aprimoramento da Avaliação de Impacto Ambiental de Petróleo e Gás Offshore no Brasil: Evolução e Desafios da Prática / Cristiano Vilar do Nunes Guimarães – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2023.

XXXIV, 397 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2023.

Referências Bibliográficas: p. 249-284.

1. Avaliação de impacto ambiental 2. Licenciamento ambiental. 3. Petróleo e gás offshore. I. La Rovere, Emilio Lèbre. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

*Ao João e ao Zeca, com amor.*

## Agradecimentos

A história desta tese é, em grande medida, a minha história profissional. Os 14 anos decorridos desde a primeira matrícula no doutorado são também os principais anos de aprendizados e experiências que me trouxeram até aqui. De certa forma, todos os caminhos cruzados com o meu ao longo desses anos contribuíram para esta caminhada – e eu sou grato por isso.

Nesse imenso conjunto de contribuições estão as dezenas de amigos e colegas de trabalho que tive a sorte de angariar no IBAMA. Do meu início como caçula da equipe no ELPN (com inacreditáveis 21 anos) até me tornar esse analista ambiental que já viveu coisa à beça, agradeço cada debate, cada reflexão, cada discordância, cada consenso, mas também (e talvez ainda mais) as gargalhadas, os abraços, os cafezinhos, os chopes, as viagens, as lutas e as festas. Me sinto privilegiado por fazer parte desse grupo tão incrível por mais de duas décadas.

Alguns desses companheiros e companheiras viraram amigos próximos. Outros a vida não trouxe pra tão perto, mas seguimos compartilhando sonhos e propósitos. De outros, sinto saudades das aventuras vividas e lamento a distância. A todas e todos, agradeço por fazerem parte dessa caminhada conjunta. Aos amigos de botecos, carnavais, rodas de samba, festas infantis, shows, piqueniques e muito mais, obrigado Anderson Vicente, André Favaretto, Beatriz Margem, Bruno Teixeira, Carlos Magno Abreu (Batata), Carlos Martins, Cecília Barbosa, Gabriel Carvalho, Gilberto Mendonça, Leandro Valentim, Mônica Serrão, Rafaela Rinaldi, Raquel Pinhão, Rodrigo Koblitz e Thamiris Soares. Aos que gentilmente me ajudaram a aprofundar temas específicos desta tese: obrigado, Alexandre Souza, Bruno Graffino, Carolina Esteves, Fernando Galheigo, Luiz Augusto Costa, Luiz Ricardo (Lula) Ávila, Mariana Graciosa, Mayara Rodrigues (COAPE) e Patrícia Maggi. À maravilhosa equipe de sísmica, de hoje e de sempre, obrigado Alessandra Fontana, Alexandre Campos, Ana Villela, Antônio Terra, Fabiane Campos, Fabio Kirschpennig, José Cespedes, Leonardo Bravo, Livia Rodrigues, Marcelo Farrenberg, Mariana Viana, Paulo Cirne, Roberto Sordi, Rogério Freitas, Tadeu Oliveira, Tatiana Walter e Vítor Ferreira. Aos meus chefes e ex-chefes, pela confiança depositada e apoio ao afastamento para o doutorado, obrigado Ivan Basséres, Itagyba Neto, Katia Souza e Antonio Celso (Tonico) Borges.

Um agradecimento especial aos mestres Jedi do licenciamento ambiental de petróleo e gás: Edmilson Maturana, Guilherme (Guto) Carvalho e José Eduardo Evora (em breve, doutor Jedi). Obrigado pela parceria de mais de 20 anos e por tanta memória

compartilhada. Espero que a tese esteja à altura da nossa trajetória – essa é a nossa história.

Agradeço também aos queridos colegas da ANP Alexandre Kosmalski e Bruna Rodrigues pela ajuda com os dados da agência e pela parceria de trabalho.

Aos amigos da Bio UFRJ 98-1, obrigado pela convivência de 25 anos! Muitas memórias compartilhadas desde que eu era um jovem com cabelo. Espero que vejam atrativos nesta tese. Que turma incrível! Se hoje estou virando doutor, é muito pela inspiração de vocês! Aos amigos Alexandre Lopes, Ana Elisa (Zuca) Bacellar, André Luiz (Alcalino), André Megali, Bruno Azevedo, Carolina Voloch, Catarina Lira, Cecília Cronemberger, Eduardo Bouth, Felipe Noronha, Henrique (Kiko) Lazzarotto, Gilberto Schittini, Gustavo Menezes, Lais Futuro, Lais Tammela, Livia Nicolini, Maíra Jansen, Marcos Figueiredo, Pablo Hess, Renata Labanca, Roberta Loh, Taíssa Mattos, Téo Bueno e tantos outros queridos e queridas.

Agradeço às queridas e queridos profissionais da ABAI – Associação Brasileira de Avaliação de Impacto – por compartilharem desse interesse pouco usual nos instrumentos de avaliação de impacto e licenciamento ambiental. Me sinto parte de uma comunidade incrível de prática e, especialmente, de reflexão crítica. Que mais e mais praticantes possam desenvolver essa vertente acadêmica e realimentar a prática em todos os níveis.

A todos os trabalhadores e trabalhadoras do meio ambiente, da saúde (viva o SUS!), da cultura e da educação, agradeço pela resistência compartilhada nesses tristes anos de governo verde-oliva. Sem anistia! Continuemos a nadar!

Ao querido Marcelo Viegas, obrigado por me ajudar no cuidado da saúde mental. Só o doutorado já seria diversão suficiente, mas eu não poderia imaginar o que viria junto nesses últimos anos... Obrigado pelo suporte e pelas trocas, meu caro.

Aos amigos do basquete, em especial ao querido Junior Melquíades, agradeço pela terapia regular, pelas vitórias e derrotas de cada segunda e quarta, e pelas gargalhadas compartilhadas.

Agradeço ao Emilio pela generosidade e disponibilidade em me orientar nessa “*long and winding road*” acadêmica. Desde o início do mestrado em 2004, passando pelas 3 matrículas do doutorado, Emilio foi sempre compreensivo com as voltas que minha trajetória profissional foi dando e manteve as portas abertas pra que eu finalmente chegasse até aqui. Obrigado pela parceria, pela inspiração mais ampla e pelas contribuições cirúrgicas nos textos.

Sou grato aos profissionais que gentilmente aceitaram compor a banca de avaliação desta tese: Marco Aurelio dos Santos, Luis Enrique Sánchez, Suely Araújo e Fernanda Delgado – me sinto privilegiado por poder contar com a contribuição de profissionais que admiro e são tão relevantes em suas áreas de atuação: muito obrigado!

Agradeço também ao trio que resolve todas as paradas no PPE: Sandrinha, Paulo e Fernando, obrigado por me salvarem inúmeras vezes!

À querida colega de IBAMA e PPE Izabella Teixeira e ao querido amigo Rodrigo Medeiros agradeço pelas oportunidades e pela confiança. Se por um lado foram aventuras que alongaram a jornada desse doutorado, também me fizeram chegar aqui com muito mais propriedade.

Um obrigado especial à Alexandra Elbakyan e sua imensa contribuição para a democratização da ciência e para o combate ao modelo selvagem das editoras científicas. Viva o Sci-Hub!

Me sinto especialmente sortudo por ter uma família maravilhosa por perto, sempre na torcida. Um verdadeiro privilégio ter um paizão e uma mãezinha como nós temos, né Bia? Um agradecimento especial pra esses dois amores primordiais da minha vida, Roberto e Denise. Não sei o que vocês colocavam naquela vitamina, mas acho que funcionou. Vida longa pra curtir os netinhos João e Zeca e a netinha Lara por muitos anos ainda! Obrigado Bia pela parceria e pelo carinho desde sempre! Amo vocês!

Alguns amigos viraram família ao longo desse longo doutorado. Antes, durante e depois da pandemia, viemos de mãos dadas (e assim pretendo ficar). Obrigado por tanto, Achim Hartmann-Kretschmer, Renata Cecchetti, Lukas e Cacá; e Zeca Flores, Marcia Garcia (*in memoriam*), Bárbara e Pilar.

À Luiza, só tenho a agradecer pela vida compartilhada e pelos meninos incríveis que a gente colocou nesse mundo. Esse caminho só veio até aqui porque caminhei do seu lado. Obrigado por ter estado sempre lá (mesmo quando eu tinha pesadelos com as aulas de economia), seja na Tijuca, em Ipanema, no Humaitá, em Kiel ou na Lua (ida e volta, infinitas vezes). Não esqueça que “*Oh, and when the kids are old enough, we're gon' teach them to fly*”.

Aos meus meninos João e Zeca, agradeço por me fazerem o pai mais feliz desse mundo. Vocês são a minha maior inspiração – por vocês eu sigo cada dia tentando ser um homem melhor. Amo vocês.



*“Continue a nadar!”*

*(Dory, 2003)*

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

## APRIMORAMENTO DA AVALIAÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL DE PETRÓLEO E GÁS OFFSHORE NO BRASIL: EVOLUÇÃO E DESAFIOS DA PRÁTICA

Cristiano Vilardo Nunes Guimarães

Junho/2023

Orientador: Emilio Lèbre La Rovere

Programa: Planejamento Energético

Esta tese se dedica a contribuir para o aprimoramento da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) no setor de petróleo e gás offshore no Brasil, tanto no contexto do licenciamento ambiental de projetos quanto na avaliação ambiental do planejamento setorial. Alvo de críticas frequentes, a avaliação de impacto ambiental no contexto do licenciamento de empreendimentos está sob permanente pressão por reformas. Utilizando o setor de petróleo e gás offshore como caso de estudo, este trabalho se propõe a identificar evidências de práticas inovadoras e disseminar lições aprendidas para o aprimoramento da AIA nestas e em outras tipologias. Para responder como pode avançar a avaliação de impacto ambiental nesse contexto, a pesquisa resgatou a evolução normativa e procedimental de 25 anos de prática da AIA no licenciamento ambiental das tipologias estudadas. Utilizando ampla análise documental e lastreando-se na experiência do autor enquanto profissional do licenciamento ambiental federal, foram selecionados temas para aprofundamento da análise crítica em cada etapa/tipologia. Para a etapa de outorga, a tese realiza um resgate crítico da história da consideração da variável ambiental nas rodadas de licitações de blocos exploratórios. Para a tipologia de pesquisas sísmicas marítimas, foram selecionados os temas de lacunas de conhecimento e sobreposições e adensamento de projetos para aprofundamento da discussão. No que se refere à perfuração de poços, o trabalho conta

a saga da regularização da Petrobras e avalia o cenário das perfurações na margem equatorial. Na tipologia de produção e escoamento, o tema selecionado foi a abordagem multiprojeto adotada no licenciamento do pré-sal na bacia de Santos. Essas análises apontaram diversos desafios para efetividade da AIA e permitiram a elaboração de múltiplas recomendações para o avanço da prática, além do registro de lições potencialmente valiosas para outros contextos. Quatro principais lições foram destacadas ao final: a importância da regularização completa, a busca pelos ritos procedimentais mais adequados, a cultura de orientações técnicas e a antecipação das questões ambientais. O resultado é uma tese abrangente do ponto de vista da avaliação de impacto ambiental, com contribuições em diferentes aspectos do campo. O painel integrado da evolução da AIA no contexto do licenciamento de petróleo e gás offshore revela que, apesar dos contínuos desafios, o caso estudado pode ser considerado uma vanguarda da prática no país.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

IMPROVEMENT OF ENVIRONMENTAL IMPACT ASSESSMENT OF OFFSHORE OIL  
AND GAS IN BRAZIL: EVOLUTION AND CHALLENGES OF PRACTICE

Cristiano Vilardo Nunes Guimarães

June/2023

Advisor: Emilio Lèbre La Rovere

Department: Energy Planning

This thesis aims to contribute to the improvement of Environmental Impact Assessment (EIA) in the offshore oil and gas sector in Brazil, both in the context of project-level environmental licensing and the environmental assessment of sectoral planning. The EIA process for project environmental licensing has been subject to frequent criticism and is under constant pressure for reforms. Using the offshore oil and gas sector as a case study, this work seeks to identify evidence of good practices and disseminate innovations and lessons learned for the improvement of EIA in these and other typologies. To answer how environmental impact assessment can advance in this context, the research reviewed the normative and procedural evolution of 25 years of EIA practice in environmental licensing for the studied project types. Using extensive documentary analysis and drawing on the author's experience as a federal environmental licensing professional, themes were selected for critical analysis in each stage/typology. For the planning stage, the thesis critically reviews the history of environmental considerations in exploration blocks bidding rounds. For the typology of offshore seismic surveys, knowledge gaps and project overlaps and densification were selected as themes for further discussion. Regarding offshore drilling, the work recounts the saga of Petrobras' regularization and evaluates the drilling scenario in the equatorial margin. For the production typology, the selected theme was the multiproject approach

adopted in the licensing of the pre-salt in the Santos Basin. These analyses identified several challenges to the effectiveness of EIA and enabled multiple recommendations for advancing the practice, as well as potentially valuable lessons for other contexts. Four main lessons were highlighted in the end: the importance of full regularization, the search for the most appropriate procedural process, the culture of technical guidance, and the anticipation of environmental issues. The result is a comprehensive thesis from the perspective of environmental impact assessment, with contributions in different aspects of the field. The integrated panel of EIA evolution in the context of oil and gas offshore licensing reveals that, despite ongoing challenges, the studied case can be considered a vanguard of the practice in the country.

## Sumário

<b>Agradecimentos</b> .....	<b>vi</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>x</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>xii</b>
<b>Sumário</b> .....	<b>xiv</b>
<b>Lista de Figuras</b> .....	<b>xx</b>
<b>Lista de Quadros</b> .....	<b>xxxí</b>
<b>Lista de Siglas</b> .....	<b>xxxv</b>
<b>1. Introdução</b> .....	<b>1</b>
1.1. Contextualização e Justificativa .....	2
1.2. Questões de pesquisa e objetivos da tese .....	6
1.3. Considerações metodológicas .....	7
Métodos .....	9
Ferramentas.....	11
1.4. Estrutura da tese.....	12
<b>2. Antes do licenciamento: a inserção da variável ambiental no planejamento da outorga da ANP</b> .....	<b>14</b>
2.1. Rodadas de licitações da ANP: histórico e evolução.....	15
2.2. Avaliação ambiental e o planejamento do setor de óleo e gás offshore no Brasil .....	22
2.2.1. Os primórdios: autorregulação e monopólio .....	24
2.2.2. 1999-2003: meio ambiente? Que meio ambiente? .....	25
2.2.3. 2004-2018: um processo em evolução.....	27
2.2.4. 2012: introdução de um instrumento de avaliação estratégica .....	34
2.2.5. 2019: mudanças políticas e desmonte do processo de avaliação prévia .....	43
2.2.6. Da importância da avaliação ambiental e considerações finais .....	49
2.3. Avaliação ambiental do planejamento setorial: síntese crítica e perspectivas.....	51

Recriação do GTPEG.....	54
AAE de base programática, plurianual .....	56
<b>3. Licenciamento ambiental de pesquisas sísmicas marítimas .....</b>	<b>63</b>
3.1. Licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas: passado e presente .....	64
3.1.1. O nicho do licenciamento de petróleo offshore no IBAMA.....	64
3.1.2. Evolução normativa.....	66
3.1.3. Caracterização do licenciamento da pesquisa sísmica marítima no Brasil: 1999-2020 .....	71
3.2. Decidindo sob incertezas: lacunas de conhecimento e licenciamento ambiental .....	77
3.2.1. Alinhamento com práticas internacionais de mitigação .....	78
3.2.2. Fomento da geração de conhecimento no Brasil .....	83
3.3. Adensamento e sobreposições: quando a dinâmica do setor afeta o licenciamento ambiental.....	87
3.4. Revisitando as classes de licenciamento .....	92
3.4.1. Classes da Resolução CONAMA nº 350/04: principais problemas.	95
3.4.2. Proposta de adequação das classes de licenciamento .....	98
3.5. Considerações gerais sobre o futuro do licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas .....	101
<b>4. Licenciamento ambiental da perfuração de poços marítimos .....</b>	<b>105</b>
4.1. Licenciamento ambiental da perfuração de poços marítimos: passado e presente .....	106
4.1.1. Evolução normativa.....	106
4.1.2. Dinâmica do licenciamento .....	115
4.2. Dos TACs ao modelo de Áreas Geográficas: o desafio do licenciamento da Petrobras .....	125
4.2.1. Um ajustamento necessário de conduta .....	125
4.2.2. Áreas geográficas: desafios para o acompanhamento pós-licença ....	137
.....	137
Acompanhamento online da atividade de perfuração .....	143

Acompanhamento online de projetos ambientais .....	144
Além dos relatórios: reuniões e conferências .....	146
Aprimoramento da transparência da pós-licença.....	147
Repensando a renovação de licenças.....	149
4.2.3. Considerações finais sobre o modelo das Áreas Geográficas.....	151
4.3. Para além das Áreas Geográficas: ascensão (e queda?) da Margem Equatorial .....	153
4.3.1. A 11ª rodada: grandes expectativas, apesar dos alertas.....	154
4.3.2. Novas fronteiras em licenciamento: conflitos desde o início.....	157
4.3.3. Inovando para fazer frente ao desafio .....	160
4.3.4. 10 anos de margem equatorial e nenhum poço perfurado .....	163
4.3.5. Ascensão e queda da nova fronteira: lições aprendidas e reflexões para o futuro .....	167
4.4. Considerações gerais sobre o futuro do licenciamento da perfuração de poços marítimos.....	169
<b>5. Licenciamento ambiental dos sistemas de produção e escoamento de petróleo e gás natural.....</b>	<b>172</b>
5.1. Licenciamento ambiental da produção marítima: passado e presente	173
5.1.1. Evolução normativa.....	173
5.1.1.1. Regularização de plataformas antigas .....	174
5.1.1.2. Novos licenciamentos .....	177
5.2. Avaliação de impacto ambiental multiprojeto: reflexões a partir da experiência do pré-sal.....	185
5.2.1. Introdução.....	185
5.2.2. Metodologia .....	186
5.2.3. Abordagens multiprojeto em AIA e AAE.....	188
5.2.4. Licenciamento ambiental de O&G offshore no Brasil: AIA na ausência de AAE .....	190
5.2.5. Estudo de caso: AIA do desenvolvimento da produção offshore de petróleo na área do pré-sal no Brasil.....	191
A província do pré-sal .....	191



A abordagem multiprojeto – Pré-sal Etapa 1 e Etapa 2 .....	193
5.2.6. Discussão e insights sobre a AIA multiprojeto.....	195
A AIA multiprojeto pode ajudar na avaliação de aspectos cumulativos e regionais.....	196
A AIA multiprojeto é mais eficiente .....	198
Encadeamento de licenças permite acompanhamento contínuo e flexível .....	200
Pós-licença: maior escala gera melhores programas .....	201
Apostas mais altas geralmente significam maior pressão política .....	202
Condições facilitadoras e outras questões .....	204
5.2.7. Conclusão .....	204
5.2.8. Epílogo (ou o pré-sal hoje).....	206
5.3. Considerações gerais sobre o futuro do licenciamento da produção e escoamento de petróleo e gás .....	208
<b>6. Avaliação de impacto ambiental de petróleo e gás offshore no Brasil: evolução e desafios da vanguarda da prática .....</b>	<b>211</b>
6.1. Painel integrado da evolução .....	213
Antes de 1998: predomínio da autorregulação.....	213
1999-2002: conflito e resistência.....	214
2003-2013: desenvolvimento e capacitação.....	216
2014-2022: desvalorização e nova resistência.....	220
6.2. Lições do petróleo e gás offshore .....	226
6.2.1. Regularização completa.....	228
6.2.2. Busca pelos ritos procedimentais mais adequados .....	230
6.2.3. Cultura de orientações técnicas .....	233
6.2.4. Antecipação das questões ambientais .....	236
6.3. Principais recomendações .....	238
<b>7. Conclusões e considerações finais .....</b>	<b>243</b>
<b>8. Referências.....</b>	<b>248</b>
<b>9. Documentos citados .....</b>	<b>285</b>

<b>Apêndices .....</b>	<b>289</b>
<b>10. APÊNDICE A – As tipologias de petróleo e gás offshore: caracterização tecnológica e principais impactos e riscos ambientais .....</b>	<b>290</b>
10.1. Pesquisas sísmicas marítimas: ferramentas de exploração e monitoramento da produção .....	290
10.1.1. Evolução tecnológica .....	291
10.1.2. Dinâmica do mercado .....	294
10.1.3. Principais impactos ambientais .....	295
10.2. Perfuração de poços marítimos: a alma do setor .....	300
10.2.1. Breve caracterização da tecnologia .....	300
10.2.2. Principais impactos ambientais .....	308
10.2.2.1. Impactos operacionais .....	308
A nova regulação para fluidos e cascalhos .....	315
Outros impactos operacionais .....	318
10.2.2.2. Impactos potenciais.....	319
Projetos de Proteção e Limpeza de Costa/Proteção à Fauna .....	326
Projetos de Monitoramento de Praias (PMPs).....	327
Simulados/Avaliações Pré-Operacionais.....	330
10.3. Produção e escoamento de petróleo e gás natural: a etapa da recompensa .....	331
10.3.1. Breve caracterização da tecnologia .....	332
10.3.1.1. Plataformas de produção .....	332
10.3.1.2. Plantas de produção .....	339
10.3.1.3. Arranjos submarinos .....	341
10.3.1.4. Escoamento da produção .....	342
10.3.1.5. Desenvolvimento de um campo .....	345
10.3.1.6. Breve histórico e situação da produção offshore no Brasil .....	346
10.3.2. Principais impactos ambientais .....	351
10.3.2.1. Fase de instalação .....	351
10.3.2.2. Fase de operação .....	355

Água Produzida.....	355
Emissões de Gases de Efeito Estufa .....	360
Risco acidental: vazamentos.....	370
10.3.2.3. Fase de descomissionamento.....	373
Unidades de produção .....	374
Arranjos submarinos .....	377
Poços.....	382
Status do descomissionamento no Brasil.....	383
<b>11. APÊNDICE B – Principais projetos de investigação científica exigidos como condicionante no licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas .....</b>	<b>391</b>
<b>12. APÊNDICE C – Linha do tempo com os principais marcos da evolução do licenciamento ambiental de petróleo e gás natural no Brasil (1998-2022).....</b>	<b>393</b>

## Lista de Figuras

- Figura 1: Avaliação de Impacto Ambiental e Licenciamento Ambiental: instrumentos independentes com alto grau de vinculação na prática brasileira. Fonte: elaboração própria com base em Fonseca (2015). ..... 5
- Figura 2: Estruturação lógica da tese. Alguns temas selecionados foram tratados anteriormente pelo autor em artigos publicados em revistas internacionais (VILARDO et al., 2020\*; VILARDO; BARBOSA, 2018\*\*; VILARDO; LA ROVERE, 2018\*\*\*). Fonte: elaboração própria. .... 12
- Figura 3: Blocos exploratórios - comparativo da situação prévia à 4ª rodada (2002) e à 7ª rodada (2005). Note como os blocos ofertados a partir da 5ª rodada (2003) são padronizados e modulares. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP. .... 17
- Figura 4: Evolução da área offshore anualmente outorgada para exploração petrolífera pela ANP entre 1999 e 2021, incluindo rodadas de licitações (concessão e partilha) e ciclos de oferta permanente. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP. .... 18
- Figura 5: Blocos exploratórios offshore ofertados e arrematados nas rodadas de licitações realizadas da 5ª à 17ª Rodada (2003-2021), no regime de concessão. A partir de 2003 os blocos passaram a ter tamanho padronizado, permitindo esse tipo de análise. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP. . 19
- Figura 6: Detalhamento dos blocos offshore arrematados nas rodadas de licitações realizadas da 5ª à 17ª Rodada (2003-2021), no regime de concessão. A partir de 2003 os blocos passaram a ter tamanho padronizado, permitindo esse tipo de análise. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP. . 20
- Figura 7: Blocos planejados pela ANP para a quinta rodada de licitações (2003) na região de Abrolhos. O mapa mostra as Unidades de Conservação e os Blocos Exploratórios existentes à época. Fonte: elaboração própria. .... 26
- Figura 8: Evidências de efetividade do processo de consulta institucional prévia. Três bacias sedimentares ambientalmente sensíveis mantidas inexploradas (Jacuípe, Cumuruxatiba e Mucuri), profundidade mínima (geralmente 50 m) e distância mínima da costa (geralmente 50 km) para alocação de blocos exploratórios. Fonte: elaboração própria. .... 31
- Figura 9: Slide apresentado pelo autor em nome do GTPEG no seminário técnico da 11ª rodada de licitações da ANP, realizado em 18 de março de 2013. A apresentação abarcou todas as bacias sedimentares ofertadas na rodada. Fonte: elaboração própria. .... 33

Figura 10: Esquema de etapas e responsabilidades da AAAS. As consultas públicas são de responsabilidade do CTA. Na etapa de desenvolvimento do EAAS, cabe ao MME executar ou contratar o estudo. Na experiência implementada até o momento, essa tarefa foi delegada à EPE (área terrestre) e à ANP (área marítima). Quando da emissão do relatório conclusivo pelo CTA, é resguardada a possibilidade de serem produzidos pareceres técnicos independentes pelas instituições em caso de dissenso. Fonte: elaboração própria, com base na Portaria Interministerial MME/MMA nº 198/2012..... 36

Figura 11: Linha do tempo da AAAS para as bacias de Sergipe-Alagoas e Jacuípe. Fonte: elaboração própria..... 37

Figura 12: Localização dos blocos polêmicos propostos pela ANP nas Rodadas 16 (2020) e 17 (2021). Fonte: elaboração própria..... 48

Figura 13: Linha do tempo das rodadas de licitações da ANP, incluindo os principais marcos relacionados à avaliação ambiental prévia. Fonte: elaboração própria. .... 49

Figura 14: Esquema de etapas e responsabilidades do novo instrumento proposto para avaliação ambiental prévia do planejamento setorial de petróleo e gás. A AAE-PG teria como unidade de planejamento o conjunto de blocos selecionados para oferta permanente ou os blocos contidos na proposta de plano plurianual de rodadas de licitações. Fonte: elaboração própria. .... 60

Figura 15: Evolução do quadro técnico dedicado exclusivamente às tipologias de petróleo e gás offshore no licenciamento ambiental federal. O número de coordenadores varia de 1 para 3 em 2006, para 4 em 2010 e de volta para 3 a partir de 2016. Fonte: elaboração própria com base em registros internos do IBAMA. .... 66

Figura 16: Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Resolução CONAMA nº 350/04 e pela Portaria MMA nº 422/2011. A Ficha de Caracterização da Atividade é o documento contendo o resumo do projeto que subsidia o enquadramento nas classes de licenciamento. PCAS é o Plano de Controle Ambiental de Sísmica, documento contendo os projetos ambientais de mitigação e monitoramento, padronizados por empresa. Fonte: elaboração própria. .... 69

Figura 17: Licenças emitidas por ano para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil. Em cinza escuro, as Licenças de Operação emitidas antes da Resolução CONAMA nº 350/04. Em tons de verde, as Licenças de Pesquisa Sísmica, segregadas por Classe de Licenciamento. Fonte: elaboração própria. .... 72

Figura 18: Licenças emitidas por ano para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil, segregadas por tipo de pesquisa, se 2D ou 3D. Fonte: elaboração própria. .... 73

Figura 19: Heatmap mostrando o número de pesquisas sísmicas marítimas simultâneas realizadas mensalmente no Brasil. Dados incluem pesquisas licenciadas a partir da Resolução CONAMA nº 350/04. Os dados relativos aos meses do ano de 2005 estão subestimados, pois havia pesquisas sísmicas sendo realizadas com base em licenças emitidas antes da nova resolução. Fonte: elaboração própria.....	74
Figura 20: Pesquisas sísmicas marítimas realizadas simultaneamente por mês, de acordo com o método de registro do sinal. É evidente a substituição tecnológica do método OBC pelo método com Nodes ao longo do tempo. Os quantitativos mensais são os mesmos da Figura 19. Fonte: elaboração própria. ....	75
Figura 21: Perfil de duração das pesquisas sísmicas realizadas no Brasil licenciadas a partir da Resolução CONAMA nº 350/04 (2005-2020), segregadas por tipo de pesquisa. Fonte: elaboração própria.....	76
Figura 22: Licenças de Pesquisa Sísmica emitidas pelo IBAMA entre 2005-2020, segregadas por Empresas de Aquisição de Dados. Foram consideradas as EADs que efetivamente realizaram a pesquisa no campo, já que nem sempre a EAD é a titular do processo de licenciamento. Fonte: elaboração própria. ....	77
Figura 23: Planilha padronizada de registro de avistagem de biota marinha estabelecida pelo Guia de Monitoramento de 2005. Fonte: IBAMA (2005). ....	80
Figura 24: Áreas de Restrição à pesquisa sísmica marítima definidas pelas Instruções Normativas IBAMA/ICMBio nº 01/2011 e nº 02/2011. O período exato de restrição para cada espécie/grupo está descrito nas Instruções Normativas. Os demais polígonos no oceano são blocos de exploração e campos de produção de petróleo, além de um leve sombreado indicando a Zona Econômica Exclusiva. Fonte: elaboração própria. ....	82
Figura 25: Licenças emitidas por ano para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil, segregadas por tipo modalidade de contratação, se proprietária (exclusiva) ou multicliente. Fonte: elaboração própria. ....	88
Figura 26: Situação das Bacias de Santos e Campos em fevereiro de 2019, incluindo licenças vigentes e pedidos de licenciamento em tramitação à época. Os polígonos representam a envoltória prevista das linhas de navegação do navio sísmico e as cores indicam as empresas responsáveis pelo licenciamento junto ao IBAMA. Fonte: elaboração própria.....	89
Figura 27: Classes de licenciamento de acordo com a Resolução CONAMA nº 350/04. A definição da modalidade de licenciamento segue a tipologia de Oliveira et al. (2016). Fonte: elaboração própria.....	93
Figura 28: Linhas batimétricas de referência para as classes de licenciamento da Resolução CONAMA nº 350/04. A) Bacias de Campos e Santos, com afastamento entre	

as linhas; B) Bacias sedimentares do Nordeste, onde as linhas são extremamente próximas entre si. Fonte: elaboração própria. .... 96

Figura 29: Comparação entre as profundidades de 200 e 1000 metros para fins de referência para o enquadramento de pesquisas sísmicas marítimas. A) Bacias de Campos e Santos; B) Bacias sedimentares do Nordeste. Note o pequeno incremento em área que possibilitaria maior consideração do talude continental nos EAS/RIAS de Classe 2. Fonte: elaboração própria. .... 100

Figura 30: Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Portaria MMA nº 422/2011. A Ficha de Caracterização da Atividade é o documento contendo o resumo do projeto que subsidia o enquadramento nas classes de licenciamento. A modalidade de polígonos de perfuração requer o enquadramento na Classe 1. Fonte: elaboração própria. .... 114

Figura 31: Linha do tempo contendo as fases e os principais marcos do licenciamento ambiental da perfuração marítima de poços no Brasil nos últimos 30 anos. Quantitativo de licenças por ano não contempla renovações, apenas novas licenças. Fonte: elaboração própria. .... 116

Figura 32: Poços marítimos perfurados em 2021, respectivas licenças ambientais e categoria conforme regulação da ANP. Fonte: elaboração própria. .... 118

Figura 33: Distribuição proporcional entre licenças concedidas e poços perfurados na última década, com foco em poços exploratórios. Cerca de metade dos poços exploratórios são perfurados nas licenças por área geográfica da Petrobras. Fonte: elaboração própria com base na tabela de poços da ANP e em registros internos do IBAMA. .... 121

Figura 34: Licenças emitidas por ano pelo IBAMA para perfuração marítima de poços, incluindo LEP, LPper e LO. Dados até maio/2022. Não estão ilustradas as renovações de licenças. Estrelas indicam as licenças das Áreas Geográficas da Petrobras. Fonte: elaboração própria com base em registros internos do IBAMA. .... 122

Figura 35: Variação do preço internacional do barril de petróleo nos últimos 20 anos e quantidade de poços marítimos iniciados por trimestre. Óleo tipo Brent, valores nominais em USD, média trimestral. Fonte: elaboração própria com dados da US Energy Information Administration (eia.gov) e da tabela de poços da ANP. .... 123

Figura 36: Caracterização da atividade de perfuração marítima de poços nos últimos 10 anos, incluindo as licenças ambientais emitidas por empresa e os poços perfurados por categoria. Fonte: elaboração própria com dados da Tabela de Poços da ANP e de registros internos do IBAMA. .... 125

Figura 37: Esquema representando os instrumentos componentes do TAC e suas dimensões temporais. O PAI buscando avaliar o passado, o PCR caracterizando

o presente e as exigências prévias e o EIA/RIMA focando nas atividades futuras. Fonte: elaboração própria.....	134
Figura 38: Localização das três Áreas Geográficas de perfuração da Petrobras. Estão representados os polígonos vigentes em junho/2022. Fonte: elaboração própria. ....	137
Figura 39: Esquema das dimensões contínuas e descontínuas do acompanhamento pós-licença na fase de operação. Nas faixas brancas, a típica periodicidade no caso das Áreas Geográficas. Fonte: baseado em Arts e Meijer (2004). ....	142
Figura 40: Cronologia das Licenças de Operação das Áreas Geográficas e seus status de validade. Fonte: elaboração própria.....	150
Figura 41: Quantitativo de blocos arrematados nas rodadas de licitações no regime de concessão nos últimos 10 anos (2012-2021), por bacia sedimentar. Em tons de roxo, as bacias da margem equatorial. Em verde, bacias da margem leste. Em laranja, as bacias produtoras do Sudeste. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP. ....	155
Figura 42: Mapeamento dos blocos exploratórios arrematados em 2013 na 11ª Rodada de Licitações nas bacias da margem equatorial e sua situação contratual em agosto/2022. Quantitativo de contratos: ativos (8), suspensos (5), suspensos em função de atrasos no licenciamento ambiental (13), devolvidos (13), não assinados (6). Fonte: elaboração própria com informações disponíveis no site da ANP. ....	166
Figura 43: Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Resolução CONAMA nº 237/97 e pela Portaria MMA nº 422/2011. A Ficha de Caracterização da Atividade é o documento contendo o resumo do projeto que subsidia a elaboração do Termo de Referência para o EIA/RIMA. A Licença de Instalação (*) é dispensável em projetos onde não há fase de instalação. Nesses casos, a LO é concedida diretamente após a LP. Fonte: elaboração própria. ....	184
Figura 44: "Nicho" da AIA/AAE multiprojeto na esquematização dos níveis de tomada de decisão. Fonte: adaptado de Partidário (2000).....	190
Figura 45: Localização dos empreendimentos Etapa 1 e Etapa 2 do pré-sal. Fonte: elaboração própria com base em dados do BDEP (2017), ICF International (2010) e Mineral Engenharia e Meio Ambiente (2013). ....	192
Figura 46: Linhas do tempo simplificadas para projetos de desenvolvimento da produção de petróleo e gás offshore, de acordo com os seguintes critérios: (1) licenciamento baseado em EIA, e (2) Licença de Operação concedida no período de 2007 a 2016. "Análise total" é o tempo gasto entre a emissão do TR e a concessão da	



primeira Licença de Instalação para o projeto. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental. ....	199
Figura 47: Panorama geral do pré-sal da bacia de Santos, considerando os empreendimentos licenciados e em licenciamento até o final de 2022. Fonte: elaboração própria. ....	206
Figura 48: Detalhe dos empreendimentos de produção licenciados e em licenciamento no pré-sal até o final de 2022. Fonte: elaboração própria. ....	207
Figura 49: Representação da periodização proposta em função do tamanho da equipe dedicada ao licenciamento de petróleo e gás offshore. Fonte: elaboração própria. ....	212
Figura 50: Enquadramento das tipologias de petróleo e gás offshore quanto ao rito de licenciamento e ao grau de simplificação da AIA. Foi adotada a nomenclatura utilizada em Oliveira et al (2016). Fonte: elaboração própria. ....	232
Figura 51: Técnicas utilizadas na fase de exploração petrolífera, organizadas conceitualmente por custo relativo e grau de incerteza quanto ao conhecimento geológico. Fonte: elaboração própria. ....	291
Figura 52: Esquema ilustrando o funcionamento de um canhão de ar típico, com a câmara de ar comprimido e a válvula que controla sua abertura súbita. Fonte: adaptado de Gisiner (2016). ....	292
Figura 53: Esquema em escala aproximada dos principais elementos de um arranjo sísmico de cabos flutuantes. a) Vista lateral (recorte). b) Vista aérea (recorte). c) Vista lateral (completa). d) Vista aérea (completa). Parâmetros utilizados: Fonte sísmica dual, 10 cabos sísmicos (pesquisa 3D), tamanho do navio: 100 x 50 m, distância entre cabos: 100 m, distância navio-fonte: 300 m, distância navio-cabos: 400 m, comprimento dos cabos: 8.000 m, largura total do arranjo: 900 m. Fonte: elaboração própria. ....	293
Figura 54: Ilustrações representando as técnicas de registro de cabos de fundo (OBC) e nodes (OBN). Fonte: Peak Seismic (2021) e Kongsberg Maritime (2019)...	294
Figura 55: Esquema genérico do gradiente de interferência dos pulsos sísmicos na vida marinha. Fonte: elaboração própria. ....	296
Figura 56: Modelo geral do impacto acústico sobre espécies da macrofauna oceânica, de acordo com o nível sonoro recebido. Cada espécie terá sensibilidade específica aos disparos da fonte sísmica, dependendo de sua capacidade auditiva, forma de comunicação preferencial e hábitos ecológicos. No nível do indivíduo, o impacto pode variar com a fase da vida, o comportamento sendo executado e o estado de saúde do animal. PTS: Permanent Threshold Shift (Alteração permanente de limiar auditivo). TTS: Temporary Threshold Shift (Alteração temporária de limiar auditivo). Fonte: adaptado de Gomez et al. (2016). ....	298

Figura 57: Modelo conceitual PCAD para relacionar perturbações acústicas e efeitos populacionais. O modelo foi pensado primariamente para mamíferos marinhos, mas sua lógica pode ser aplicada à fauna marinha em geral. Fonte: adaptado de NRC (2005). .....	299
Figura 58: Exemplos de brocas utilizadas na perfuração de poços de petróleo. Cada geometria e composição material é ajustada à geologia da seção do poço sendo perfurado. Fonte: Wamsley e Ford (2006). .....	301
Figura 59: a) Desenho esquemático da geometria telescópica de um poço de petróleo. b) Detalhe dos diferentes revestimentos instalados a cada fase do poço. Entre parênteses, o diâmetro exemplificativo de cada uma das fases em polegadas. c) Detalhe da circulação de fluidos e cascalhos no fundo do poço, descendo pela coluna de perfuração e subindo pelo espaço anelar do poço. Desenhos fora de escala. Fontes: ilustrações modificadas de ProPublica/AI Granberg, Devon Energy e Holmager (2014). .....	303
Figura 60: Representação de uma sonda flutuante (esquerda) com riser de perfuração descendo em direção ao blowout preventer (BOP) assentado na cabeça do poço no leito marinho (direita). Note o riser de perfuração saindo acima do BOP, conectando-o à plataforma na superfície. A coluna de perfuração opera por dentro do riser de perfuração. Fontes: <a href="http://www.equinor.com">www.equinor.com</a> e <a href="http://www.drillingcontractor.org">www.drillingcontractor.org</a> . .....	304
Figura 61: Principais tipos de sondas marítimas de perfuração. Ilustração fora de escala. Fonte: <a href="http://www.shell.us/alaska">www.shell.us/alaska</a> . .....	305
Figura 62: Poços perfurados nas bacias sedimentares marítimas brasileiras entre 1992 e 2021. É nítida a tendência rumo às águas mais profundas ao longo do tempo. Profundidade média anual dos poços em vermelho. Fonte: elaboração própria com base em dados disponibilizados pela ANP. ....	306
Figura 63: Poços marítimos perfurados no Brasil entre 1992 e 2021, classificados por categoria conforme a Resolução ANP nº 699/2017. O nome da empresa reflete a operadora atualmente responsável pelo poço, não a que realizou a perfuração. Empresas que mudaram de nome recentemente tiveram a nomenclatura padronizada para o nome atual (OGX para Dommo, Statoil para Equinor, etc.). Total de poços representados: 3.816. Fonte: elaboração própria com base em dados disponibilizados pela ANP. ....	307
Figura 64: Poços perfurados nas bacias sedimentares marítimas brasileiras entre 1992 e 2021, com destaque para o predomínio da Petrobras e o declínio da atividade exploratória na última década. Fonte: elaboração própria com base em dados disponibilizados pela ANP. ....	308

Figura 65: Síntese dos principais parâmetros que modulam o risco de danos à biota marinha em função do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração no ambiente marinho. Fonte: adaptado de IOGP (2021). .....	310
Figura 66: Trajetória espacial e estressores introduzidos pelo descarte de cascalhos e fluidos de perfuração no ambiente marinho. Fonte: adaptado de IOGP (2021). .....	311
Figura 67: Síntese das consequências biológicas potenciais de um vazamento de óleo no mar. Todas os elementos da figura têm suporte em pesquisas realizadas após o desastre da Deepwater Horizon em 2010. Não estão representadas as consequências à saúde humana ou à economia. Fonte: adaptado de Beyer et al. (2016). .....	320
Figura 68: À esquerda, o capping stack da base da OSRL em Angra dos Reis, no seu lançamento em março/2014. À direita, ilustração esquemática de uma situação em que dois poços de alívio estão sendo perfurados simultaneamente. Fonte: foto do autor e <a href="https://spectrum.ieee.org/how-to-drill-a-relief-well">https://spectrum.ieee.org/how-to-drill-a-relief-well</a> . .....	322
Figura 69: Vazamento causado por blowout subterrâneo no Campo de Frade, em 2011. Acima à esquerda: imagem de satélite Radarsat do dia 11/11/2011, mostrando a mancha de óleo na superfície do mar. Acima à direita: desenho esquemático mostrando a migração do óleo desde o reservatório pressurizado (após o “kick”) até o escape do poço através de fratura logo abaixo da última sapata de revestimento. Abaixo à esquerda: aparência do vazamento no leito marinho no dia 11/11/2011, antes do controle do poço. Abaixo à direita: uma das unidades de contenção submarina instaladas pela Chevron para coletar o óleo que seguiu vazando do leito marinho. Fonte: material recebido pelo IBAMA no contexto da resposta ao vazamento, em 2011/2012. ....	325
Figura 70: Extensão dos Projetos de Monitoramento de Praias regulares em atividade hoje em dia, com indicação da localização dos Centros de Reabilitação e demais bases envolvidas no atendimento à fauna oleada. Não estão representados os diversos PMPs já finalizados, realizados durante a execução de atividades transitórias como pesquisas sísmicas ou perfuração de poços em bacias sedimentares de nova fronteira. Fonte: elaboração própria com base nos relatórios de atividades encaminhados ao IBAMA. ....	329
Figura 71: Plataforma fixa Peregrino A operando no campo de Peregrino, na bacia de Campos. Fonte: Agência epbr. ....	334
Figura 72: Plataforma semissubmersível P-52 operando no campo de Roncador, na bacia de Campos. Fonte: Agência Reuters. ....	335

Figura 73: FPSO Cidade de Itaguaí operando no campo de Lula, na bacia de Santos. Fonte: André Motta/Petrobras.....	336
Figura 74: Exemplos de plataformas do tipo FPU e TLWP. a) FPU P-53, operando no campo de Marlim Leste, bacia de Campos. b) TLWP P-61, operando no campo de Papa-terra, bacia de Campos. c) Maquete da P-61, mostrando os tendões que ancoram a plataforma no fundo marinho. Fontes: a) Agência O Globo, b) Marinha/DPC, c) Lilliput Escritório de Maquetes. ....	337
Figura 75: Árvore de Natal molhada construída em 2014 no Parque Tecnológico do Rio, na Ilha do Fundão, Rio de Janeiro. Fonte: FMC Technologies Brasil.....	338
Figura 76: FPSO Cidade de Ilhabela, operando para a Petrobras no campo de Sapinhoá, bacia de Santos. Destaque para a planta de processo ocupando boa parte do convés da embarcação. Fonte: Petrobras (2022b).....	339
Figura 77: Fluxograma simplificado genérico do processo de produção de óleo e gás no ambiente marinho. O exemplo representa uma plataforma flutuante com completação molhada (Árvores de Natal no fundo do mar) e descarte de água produzida. Fonte: adaptado de Petrobras/Habtec (2005). ....	340
Figura 78: Ilustração de arranjo submarino de produção, contendo árvores de natal molhadas, manifolds, linhas de produção/injeção, umbilicais de controle, PLEMs/PLETs e sistema de ancoragem. Fonte: Subsea7.....	341
Figura 79: Operação de alívio (offloading) realizada a partir do FPSO P-48, operando no campo de Caratinga, na bacia de Campos. Fonte: Agência Petrobras. ....	342
Figura 80: Malha de gasodutos para escoamento de gás natural nas bacias do Sudeste. Os números em azul correspondem às rotas de escoamento de gás do pré-sal da bacia de Santos. O gasoduto Rota 3, planejado para escoar gás para o COMPERJ, ainda não está operacional. Fonte: EPE (2019).....	344
Figura 81: Curva de produção prevista para a Fase II do campo de Peregrino, na bacia de Campos. Fonte: Equinor/Aecom (2018).....	345
Figura 82: Evolução da produção anual de petróleo no Brasil (2007-2021). Dados incluem óleo e condensado. A partir de 2018, a produção do pré-sal ultrapassa a soma da produção do pós-sal e de terra. Fonte: elaboração própria com dados do Anuário Estatístico ANP.....	348
Figura 83: Previsão da evolução da produção de petróleo brasileiro no horizonte decenal. Comparação entre a previsão do PDE2031 e do PDE2032. Fonte: Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) 2032 – Cadernos de Estudo (EPE, 2022). ....	350
Figura 84: Alteração no arranjo de fundo da plataforma P-63 (campo de Papa-terra) para evitar a passagem de linhas de produção sobre recifes de corais, localizados a noroeste da plataforma. À esquerda, detalhe do mapa apresentado no EIA original. À	

direita, situação do arranjo após a alteração de projeto, sem impacto nos corais. Fonte: elaboração própria com base em mapas do processo de licenciamento ambiental. . 353

Figura 85: Volume total produzido de óleo e água nas bacias sedimentares marítimas entre 2001 e 2021. Fonte: elaboração própria com dados disponíveis no site da ANP. .... 356

Figura 86: Imagem aérea de descarte de água produzida gerando mancha iridescente na água. Plataforma P-40, em 28/11/2012, na bacia de Campos. Fonte: registros fotográficos de acompanhamento de simulado de emergência, foto da analista ambiental Ana Paula Fernandez (IBAMA)..... 357

Figura 87: Exemplo de detecção de feições suspeitas em imagens de satélite (radar de abertura sintética). A presença de óleo na água causa alisamento da superfície, gerando uma diferença na reflectância capturada pelo radar. Fonte: NUGEO/IBAMA/SP..... 359

Figura 88: Evolução da produção de gás natural no ambiente marinho, incluindo o volume reinjetado e o índice de utilização do gás associado. Fonte: elaboração própria com dados da ANP..... 364

Figura 89: Volume de gás natural queimado na tocha durante os 180 primeiros dias de comissionamento dos FPSOs do pré-sal instalados e comissionados até setembro/2022. Fonte: elaboração própria com base em dados informados nos processos de licenciamento ambiental. .... 366

Figura 90: Estimativa das emissões fugitivas dos FPSOs do pré-sal entre 2010 e 2019. Os picos são referentes ao período de comissionamento, no qual grande parte do gás natural produzido é queimado na tocha. Emissões fugitivas consideradas: queima na tocha e ventilação nos tanques de armazenamento (flashing). Fonte: elaboração própria a partir de dados reais de produção de óleo e queima de gás informados nos processos de licenciamento ambiental. .... 367

Figura 91: Vazamentos de óleo cru e diesel em atividades offshore de E&P no Brasil (2012-2021), incluindo quantidade de eventos e volume vazado por ano. Fonte: Relatório Anual de Segurança Operacional da ANP 2021 (ANP, 2022c). .... 371

Figura 92: Típica relação inversa entre número de vazamentos de petróleo e volume vazado. Dados globais referentes ao período de 2016 a 2021, informados por 40 empresas que compõem o IOGP. Fonte: elaboração própria com dados de IOGP (2022). .... 371

Figura 93: Exemplo de fluxo de caixa para projeto de exploração e produção de petróleo, com declínio do faturamento ao longo do tempo. Os custos para o abandono podem ser significativos e precisam ser provisionados durante a vida útil do empreendimento. Fonte: TCU (2021). .... 374

Figura 94: Alternativas para o descomissionamento de plataformas fixas (jaquetas). Fonte: Sommer et al (2019).....	375
Figura 95: Exemplo de cruzamento múltiplo entre linhas flexíveis que compõem um arranjo submarino instalado há muitos anos na bacia de Campos. Fonte: Projeto de descomissionamento da Plataforma Semissubmersível P-15, da Petrobras. Abril/2020. ....	379
Figura 96: Localização dos almoxarifados submarinos utilizados pela Petrobras entre 1991 e 2016 na bacia de Campos. Muitos equipamentos seguem armazenados no fundo marinho, aguardando descomissionamento definitivo. Fonte: elaboração própria com dados do processo administrativo de acompanhamento dos almoxarifados submarinos (processo IBAMA nº 02022.000944/2016-20).....	380
Figura 97: Situação da idade das plataformas marítimas no Brasil. Atualizado em novembro/2022. Fonte: Adaptado do Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da ANP. ....	384
Figura 98: Situação dos PDIs submetidos à ANP para instalações marítimas em 17/11/2022. Fonte: Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da ANP. ....	384

## Lista de Quadros

Quadro 1: Exemplos de instrumentos de avaliação ambiental prévia utilizados no planejamento do setor de óleo e gás offshore. AAE: Avaliação Ambiental Estratégica, EIAP: Estudo de Impacto Ambiental Programático, PMI: Planejamento Marinho Integrado. Fonte: elaboração própria. ....	23
Quadro 2: Exemplos de licenciamentos negados em áreas de blocos licitados antes de 2004. Embora da Rodada Zero, os blocos BSEAL-3 e BSEAL-4 foram posteriormente negociados pela Petrobras para as empresas mencionadas. ....	25
Quadro 3: Exemplos de blocos licitados há mais de 15 anos e que não obtiveram licença ambiental para perfuração de poços. Situação do licenciamento é apenas um indicativo do último status e não substitui a história complexa de cada caso. Processos indicados como ativos ainda podem, em teoria, resultar na concessão de Licença de Operação. Dados atualizados até abril/2022. Fonte: elaboração própria com base em anp.gov.br e processos de licenciamento ambiental. ....	52
Quadro 4: Evolução formal do nicho institucional do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore no IBAMA. Fonte: elaboração própria. ....	65
Quadro 5: Síntese da evolução formal do licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas no Brasil: estudos e licenças. Fonte: elaboração própria. ....	70
Quadro 6: Síntese das propostas de adequação do processo de enquadramento nas classes de licenciamento. Fonte: elaboração própria. ....	101
Quadro 7: Licenças Especiais de Perfuração emitidas para a Petrobras com base na Portaria Normativa IBAMA nº 101/93. Fonte: elaboração própria com base em registros do licenciamento ambiental federal. ....	108
Quadro 8: Licenças Prévias para Perfuração (LPper) emitidas para a Petrobras antes do estabelecimento do ELPN/IBAMA. Fonte: elaboração própria com base em registros do licenciamento ambiental federal. ....	109
Quadro 9: Síntese dos ritos aplicados ao licenciamento da perfuração de poços marítimos entre 2007 e 2011. Fonte: elaboração própria. ....	112
Quadro 10: As três licenças por Área Geográfica da Petrobras e o quantitativo de poços autorizados na licença original e na atual licença renovada. A redução no quantitativo autorizado foi baseada nas estimativas da empresa quando da última renovação da licença. Fonte: elaboração própria com base em processos de licenciamento ambiental. ....	117
Quadro 11: Proporção dos poços marítimos perfurados em 2021 em relação às diferentes possibilidades de modalidade de licenciamento ambiental. Fonte: elaboração	

própria com base em registros internos do licenciamento do IBAMA e na tabela de poços da ANP. .... 118

Quadro 12: Licenças de Operação de perfurações de desenvolvimento da produção de petróleo e gás offshore. Foram consideradas licenças com vencimento original até o final de 2021. Status da licença atualizado até 31/7/2022. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental. .... 119

Quadro 13: Licenças de Operação concedidas para perfuração marítima de poços nos últimos dez anos (2012-2021). A listagem não contém renovações de licenças. Algumas licenças concedidas para poços exploratórios foram renovadas para poços de desenvolvimento. Foram registrados os nomes das empresas à época do licenciamento. Fonte: elaboração própria com base em registros internos do IBAMA. .... 121

Quadro 14: TACs de perfuração e seus principais marcos temporais. As LOs têm sido renovadas desde então. Fonte: elaboração própria com base nos processos administrativos do IBAMA. .... 136

Quadro 15: Síntese do pacote de projetos ambientais condicionantes das três Licenças de Operação por Áreas Geográficas e de uma licença “padrão”, com base nas condicionantes de licenças emitidas em 2022. Fonte: elaboração própria com base nas licenças regionais, atualizadas em junho/2022. .... 139

Quadro 16: Sugestão de conjunto mínimo de dados a serem fornecidos online para cada poço em perfuração. Fonte: elaboração própria. .... 144

Quadro 17: Audiências Públicas realizadas para discussão de projetos de perfuração marítima nas bacias da margem equatorial. Nenhum outro processo de licenciamento da 11ª rodada chegou a essa etapa. Fonte: elaboração própria. .... 160

Quadro 18: Situação dos contratos de concessão dos 45 blocos exploratórios arrematados em 2013 na 11ª Rodada de Licitações nas bacias da margem equatorial. Dados de agosto/2022. “Suspendido – LA” são contratos cujo prazo está suspenso em função de alegações de atraso no licenciamento ambiental. “Não assinado” são contratos que sequer foram assinados, apesar do lance vencedor na licitação. Fonte: elaboração própria com dados do IBAMA e da ANP. .... 165

Quadro 19: Principais marcos formais dos processos de regularização da atividade de produção nas diferentes bacias sedimentares. As bacias estão ordenadas de norte a sul. Fonte: elaboração própria com base nos processos de licenciamento ambiental. .... 176

Quadro 20: Casos selecionados de TLDs licenciados em rito simplificado que tiveram durações muito superiores à esperada para um teste. O TLD de Caravela



produziu até esgotar a produção no campo. Fonte: planilha de controle interno do IBAMA organizada pelo analista ambiental Guilherme Carvalho. ....	178
Quadro 21: Primeiros projetos de desenvolvimento da produção licenciados com o uso da Resolução CONAMA nº 237/1997 e emissão da Licença Prévia. Empreendimentos ordenados por data de emissão do TR. Fonte: elaboração própria com base nos processos de licenciamento ambiental.....	181
Quadro 22: Exemplos de licenciamentos exclusivos de gasodutos marítimos, conduzidos com rito trifásico regular. Fonte: elaboração própria com base nos processos de licenciamento ambiental.....	184
Quadro 23: Comparação entre os empreendimentos Etapa 1 e Etapa 2 do Pré-sal. Estimativas fornecidas no processo de licenciamento ambiental. Unidades: bpd – Barris por dia. MM m <sup>3</sup> /d – Milhões de metros cúbicos por dia. Fonte: elaboração própria. ....	194
Quadro 24: Comparação entre aspectos dos processos de licenciamento ambiental das Etapas 1 e 2 do Pré-sal. Fonte: elaboração própria a partir de dados dos processos de licenciamento. ....	194
Quadro 25: Novos projetos de monitoramento na Bacia de Santos, normalmente não exigidos no licenciamento de plataformas individuais, tornados viáveis pela abordagem de AIA multiprojeto. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental. ....	202
Quadro 26: Síntese comparativa entre os empreendimentos Etapa 1, 2, 3 e 4 do Pré-sal. Unidades: bpd – Barris por dia. MM m <sup>3</sup> /d – Milhões de metros cúbicos por dia. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental. ...	208
Quadro 27: Exemplos de orientações técnicas elaboradas pelo IBAMA no período entre 2003 e 2013. Fonte: elaboração própria. ....	219
Quadro 28: Exemplos de orientações técnicas elaboradas pelo IBAMA desde a criação da CGMAC, sempre emitidas por coordenações de área específicas. Fonte: elaboração própria.....	224
Quadro 29: Exemplos de lições aprendidas do processo de AIA do ponto de vista institucional, com a identificação dos respectivos problemas e soluções derivadas da aprendizagem. Fonte: elaboração própria.....	227
Quadro 30: Síntese das principais recomendações feitas ao longo do trabalho, incluindo a indicação da etapa/tipologia, agenda e item da tese onde o tema foi aprofundado. Fonte: elaboração própria. ....	242
Quadro 31: Quantitativo em toneladas do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração e completação da Petrobras na Bacia de Campos. Os dados de Fluidos Não-Aquosos se referem à base orgânica aderida ao cascalho descartado. Fonte: dados	

informados pela Petrobras no licenciamento da Área Geográfica da Bacia de Campos (AGBC), processo IBAMA nº 02001.005368/2003-31.....	311
Quadro 32: Síntese comparativa das abordagens de controle de cascalhos e fluidos de perfuração em jurisdições tradicionalmente produtoras de petróleo offshore. Fontes: IOGP (2021) e IBP (2021).....	314
Quadro 33: Plataformas (Unidades Estacionárias de Produção) em operação no Brasil em setembro/2022, por tipo e bacia. Fonte: elaboração própria com dados disponíveis em <a href="https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/lista-de-plataformas-em-operacao">https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/lista-de-plataformas-em-operacao</a> .....	338
Quadro 34: Eventos acidentais com vazamento superior a 4 m³ relatados pela Petrobras no período 2010-2019. Fonte: EIA da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural no pré-sal - Etapa 4 (PETROBRAS/CTA, 2021). .....	372
Quadro 35: Exemplos de protocolo tardio do projeto de descomissionamento/desativação atualizado. Fonte: Informação Técnica nº 34/2020-COPROD/CGMAC/DILIC.....	385
Quadro 36: Principais projetos de investigação científica exigidos como condicionante no licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas até 2017. Bacias sedimentares: CA – Camamu/Almada, ES – Espírito Santo, POT – Potiguar, SEAL – Sergipe/Alagoas, S – Santos. ....	392

## Lista de Siglas

AAAS	Avaliação Ambiental de Área Sedimentar
AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
AIA	Avaliação de Impacto Ambiental
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CGMAC	Coordenação Geral de Licenciamento de Atividades Marítimas e Costeiras
CGPEG	Coordenação Geral de Petróleo e Gás
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COEXP	Coordenação de Licenciamento da Exploração de Petróleo e Gás Offshore
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPROD	Coordenação de Licenciamento da Produção de Petróleo e Gás Offshore
CTA	Comitê Técnico de Acompanhamento
DILIC	Diretoria de Licenciamento Ambiental
EAAS	Estudo Ambiental de Área Sedimentar
EAP	Estudo Ambiental de Perfuração
EAS	Estudo Ambiental de Sísmica
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELPN	Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GTPEG	Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás
IAGC	International Association of Geophysical Contractors
IAIA	International Association for Impact Assessment
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
LPper	Licença Prévia de Perfuração
LPpro	Licença Prévia de Produção para Pesquisa
LPS	Licença de Pesquisa Sísmica
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
PROMINP	Programa de Mobilização da Indústria Nacional do Petróleo
RIAP	Relatório de Impacto Ambiental de Perfuração
RIAS	Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
TAC	Termo de Ajustamento de Conduta
TLD	Teste de Longa Duração



*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney.  
Prompt de texto: "Beautiful offshore oil and gas platform with plants and trees growing on it".*

## 1. Introdução

---

## 1.1. Contextualização e Justificativa

*“O homem chega, já desfaz a natureza  
Tira gente, põe represa, diz que tudo vai mudar  
O São Francisco lá pra cima da Bahia  
Diz que dia menos dia vai subir bem devagar  
E passo a passo vai cumprindo a profecia do  
beato que dizia que o Sertão ia alagar*

*O sertão vai virar mar, dá no coração  
O medo que algum dia o mar também vire sertão*

*Adeus Remanso, Casa Nova, Sento-Sé  
Adeus Pilão Arcado vem o rio te engolir  
Debaixo d'água lá se vai a vida inteira  
Por cima da cachoeira o gaiola vai subir  
Vai ter barragem no salto do Sobradinho  
E o povo vai-se embora com medo de se afogar*

*Remanso, Casa Nova, Sento-Sé  
Pilão Arcado, Sobradinho  
Adeus, Adeus ...”*

A famosa canção de Sá e Guarabyra evidencia o drama das famílias que foram desalojadas para a construção da barragem da hidrelétrica de Sobradinho, no interior da Bahia, no início da década de 1970. Ironicamente, essa obra é marcada por ter sido a primeira vez em que um estudo de impacto ambiental foi elaborado para um empreendimento na América do Sul. O estudo foi realizado por uma consultoria estrangeira a pedido do Banco Mundial, que financiava a hidrelétrica, mas suas conclusões não serviram para prevenir os impactos ambientais mencionados na canção, pois não havia licenciamento ambiental prévio e a obra já estava em andamento quando o documento foi elaborado (BRITO; VEROCAI, 1999). De toda forma, o estudo de Sobradinho (1972) serve como marco inicial de uma jornada de 50 anos de desenvolvimento e evolução do que hoje pode ser entendido como o sistema de avaliação de impacto e licenciamento ambiental do Brasil.

Internacionalmente a história da avaliação de impacto ambiental (AIA) é associada à aprovação da Lei da Política de Meio Ambiente dos Estados Unidos no final de 1969. A NEPA, como é conhecida em seu acrônimo em inglês, foi pioneira em exigir que agências governamentais conduzissem estudos de impacto ambiental antes de tomar decisões que pudessem impactar o meio ambiente (CALDWELL, 1988). A partir da NEPA, a ideia de que seria importante estudar antecipadamente as prováveis consequências ambientais das iniciativas de desenvolvimento ganhou o mundo. Em rápida disseminação ao longo das décadas seguintes, a obrigação de “pensar antes de fazer” foi sendo incorporada formalmente em legislações nacionais, normativas

internacionais e políticas corporativas privadas. Hoje em dia, a AIA é um instrumento praticamente universal – um estudo recente demonstrou que pelo menos 183 de 197 países e jurisdições pesquisadas incorporaram a exigência em seu arcabouço legal (YANG, 2019).

Essa ampla disseminação gerou também uma diversificação de modalidades e abordagens de avaliação de impacto em diferentes escalas e escopos, dando origem a instrumentos derivados da AIA como Avaliação Ambiental Estratégica, Avaliação de Impacto Social, Avaliação de Impacto na Saúde, Avaliação de Sustentabilidade e muitos outros (MORRISON-SAUNDERS et al., 2014; POPE et al., 2013). Muitos autores em diferentes jurisdições, no entanto, consideram que a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) é um conceito “guarda-chuva” para essa família de instrumentos (FONSECA, 2022; MORGAN, 2012). Essa será a perspectiva adotada nesta tese.

A diversidade de modalidades e abordagens dificultou sobremaneira o consenso ao redor de uma definição para a AIA. A principal organização técnica e profissional do campo define o instrumento como

o processo de identificação, predição, avaliação e mitigação dos efeitos biofísicos, sociais e demais efeitos relevantes de propostas de desenvolvimento antes que decisões importantes sejam tomadas e compromissos feitos. (IAIA, 1999, p. 2)

Uma definição operacional mais simples considera que “AIA é um processo dedicado à predição dos impactos socioambientais das propostas de desenvolvimento para ajudar as pessoas a tomarem melhores decisões” (FONSECA, 2022, p. 4).

No caso brasileiro, a avaliação de impacto ambiental tem sua história intimamente ligada ao licenciamento ambiental. Ao longo da década de 1970 foram estabelecidas as primeiras legislações que exigiam licenciamento prévio de fontes industriais poluidoras nos estados do Rio de Janeiro (1975) e São Paulo (1976) (SANCHEZ; DUARTE, 2022). Foi um decreto de regulamentação de 1977 que deu ao órgão ambiental do Rio de Janeiro o poder de exigir, quando julgasse necessário, a elaboração de estudo de impacto ambiental<sup>1</sup> para subsidiar o licenciamento prévio (MOREIRA, 1989). No entanto, essa prerrogativa foi utilizada apenas duas vezes entre 1978 e 1983 (WANDESFORDE-SMITH; MOREIRA, 1985).

---

<sup>1</sup> Na época, curiosamente, o estudo era denominado Relatório de Impacto no Meio Ambiente (RIMA).

No plano federal, os dois instrumentos também nasceram separados no berço<sup>2</sup>: a Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/1981) cita tanto a avaliação de impacto ambiental quanto o licenciamento ambiental como instrumentos da política em seu artigo nono. Apenas em 1983, no decreto de regulamentação da PNMA (Decreto nº 88.351/1983), é que a conexão formal entre os dois instrumentos se consolidou, estabelecendo no artigo 18 que o licenciamento dependia de estudos de impacto ambiental.

Apesar disso, a adoção do licenciamento baseado em AIA começou lentamente, com evidentes limitações em termos de recursos humanos e financeiros (LIM, 1985). A Resolução CONAMA nº 01/1986 foi a primeira regulamentação específica do processo de licenciamento baseado em AIA, detalhando os principais componentes do sistema e pavimentando o caminho para a expansão da prática (MOREIRA, 1988). Ao longo das décadas seguintes, inúmeras regulamentações adicionais foram desenvolvidas para o licenciamento ambiental e para a AIA, dando origem ao complexo sistema que existe hoje (FONSECA; SÁNCHEZ; RIBEIRO, 2017). Dentro desse robusto arcabouço, é digna de nota a presença explícita da avaliação de impacto ambiental na Constituição Federal de 1988 (artigo nº 225, § 1º, inciso IV).

Apesar da íntima relação, é importante compreender que o licenciamento ambiental e a avaliação de impacto ambiental são instrumentos independentes e podem existir de modo desconectado (ver Figura 1). O estudo de impacto ambiental feito para a Hidrelétrica de Sobradinho em 1972 é um exemplo de AIA sem licenciamento. E é cada vez mais comum no país, em nome da simplificação, a criação de ritos de licenciamento que não envolvem a avaliação dos impactos ambientais, como os modelos auto declaratórios vistos em muitos estados brasileiros (ROCHA; FONSECA, 2017). Em alguns contextos específicos, como é o caso das tipologias de petróleo e gás offshore tratadas nesta tese, toda a prática de licenciamento ambiental é atualmente feita com base em avaliação de impacto ambiental. Assim, as discussões realizadas neste trabalho geralmente se referem ao processo de licenciamento ambiental baseado em AIA.

---

<sup>2</sup> Na realidade, a primeira menção à avaliação de impacto em um contexto federal é na Lei nº 6.803/1980, que brevemente menciona que a aprovação de zoneamentos industriais deveria ser precedida de estudos de avaliação de impacto, sem mais detalhes.

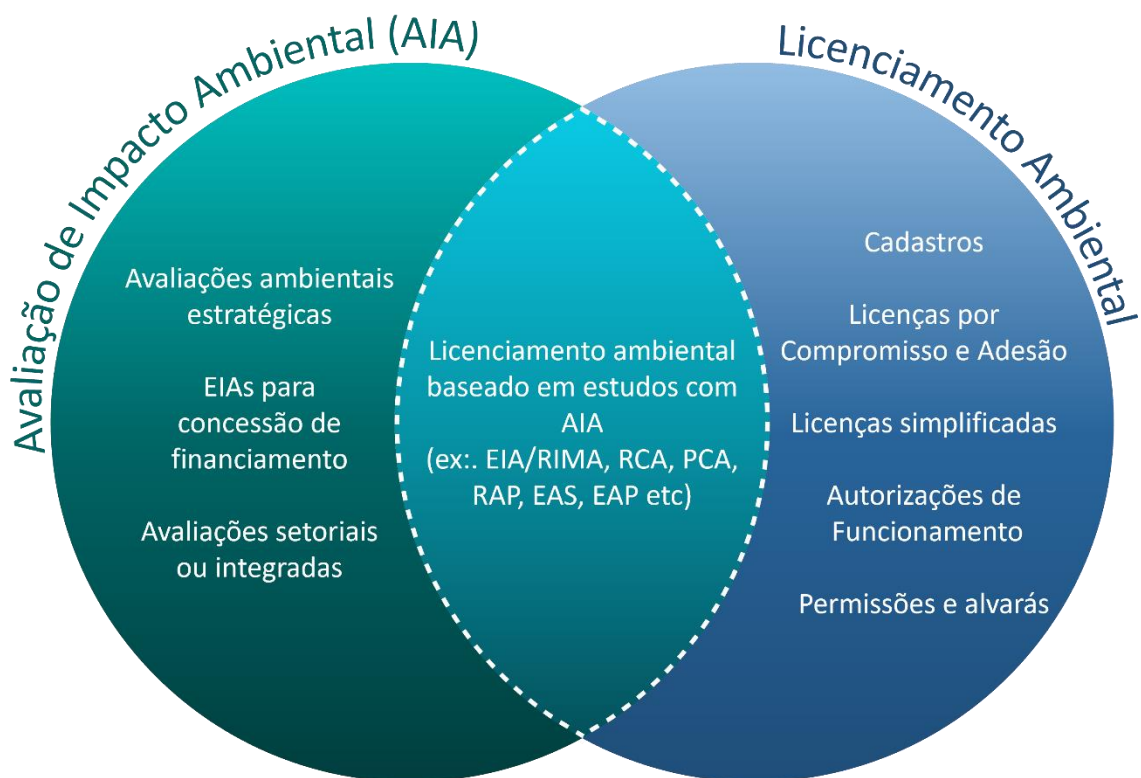


Figura 1: Avaliação de Impacto Ambiental e Licenciamento Ambiental: instrumentos independentes com alto grau de vinculação na prática brasileira. Fonte: elaboração própria com base em Fonseca (2015).

Após o início de lenta adoção nos anos 1980, a partir da década seguinte o licenciamento ambiental foi sendo estruturado em todos os estados da federação e em um número crescente de municípios. É difícil estimar com precisão o tamanho da prática atual do licenciamento ambiental e da AIA no Brasil, pois não há registros processuais centralizados. Hoje, além do governo federal e dos governos estaduais, mais de 3000 municípios possuem legislações e rotinas administrativas sobre licenciamento ambiental e AIA (FONSECA et al., 2019). O número de estudos de impacto ambiental executados anualmente no país já foi estimado entre 600 e 1000 estudos/ano, mas esse número certamente varia com o nível da atividade econômica (MONTAÑO; SOUZA, 2015). Já o quantitativo de licenças emitidas por ano provavelmente está na ordem de dezenas de milhares de licenças/ano (FONSECA; RESENDE, 2016). De toda forma, é evidente que o licenciamento ambiental e a AIA estão entre os instrumentos de política ambiental mais desenvolvidos no país.

Se por um lado o licenciamento é esse instrumento consolidado, com uma enorme comunidade de prática e complexo arcabouço regulatório, por outro ele historicamente tem sido alvo de críticas frequentes. Considerado muito rígido e lento por



alguns atores e demasiadamente permissivo por outros (DUARTE et al., 2017; FEARNSIDE, 2015; HOCHSTETLER, 2018), a pressão por reformas no arcabouço regulatório brasileiro cresceu nos últimos anos (ABEMA, 2013; CEBDS, 2019; CNI, 2013; FONSECA; SÁNCHEZ; RIBEIRO, 2017). Essa pressão acabou se consolidando ao redor de uma proposta de Lei Geral do Licenciamento Ambiental que tramitava desde 2004 no Congresso Nacional. A proposta, originalmente denominada Projeto de Lei nº 3.729/2004, foi retomada e um texto substitutivo bem diferente do original foi aprovado na Câmara dos Deputados em maio de 2021, após uma tramitação açodada e marcada por forte lobby dos setores de indústria e agropecuária. O projeto ainda tramitava no Senado Federal em maio de 2023, sob o nome de PL nº2.159/2021.

Essa tentativa de reforma do licenciamento ambiental – inconclusa até o momento – foi recebida com grande receio e pesadas críticas por pesquisadores e profissionais da área ambiental (ATHAYDE et al., 2022; BRAGAGNOLO et al., 2017; FEARNSIDE, 2016; FONSECA et al., 2019; FONSECA; GIBSON, 2020b; FONSECA; MONTAÑO; MORETTO, 2017; SANCHEZ; DUARTE, 2022; TOLLEFSON, 2016). De todo modo, independentemente do resultado da tramitação do projeto de lei geral no Senado, é razoavelmente consensual a existência de aspectos a serem aprimorados no licenciamento e na avaliação de impacto ambiental – a divergência está em como encaminhar as soluções (FONSECA et al., 2019). Assim, torna-se fundamental investir na identificação de evidências de práticas inovadoras e a disseminação de lições aprendidas, apontando caminhos para o aprimoramento dos instrumentos. O propósito desta tese é contribuir nessa direção, utilizando o setor de exploração e produção de petróleo e gás offshore como caso de estudo.

## **1.2. Questões de pesquisa e objetivos da tese**

A partir da necessidade de aprimoramento da avaliação de impacto ambiental no contexto do licenciamento ambiental, esta tese foi orientada para responder à seguinte pergunta norteadora:

*Como pode avançar a avaliação de impacto ambiental do setor de petróleo e gás offshore no Brasil?*

Para ajudar a responder essa questão, outra pergunta foi útil:

*Que lições dos últimos 25 anos de evolução da AIA no setor de petróleo e gás offshore podem ajudar a seguir aprimorando a prática?*

Por fim, buscando ampliar a contribuição da tese para o aprimoramento dos instrumentos citados, uma última pergunta foi necessária:

*Que elementos da trajetória da AIA do setor podem ser inspiradores para evolução de outras tipologias em outros contextos?*

Assim, considerando as questões acima formuladas, a tese tem o objetivo geral de *contribuir para o aprimoramento da avaliação de impacto ambiental no setor de petróleo e gás offshore no Brasil.*

Para alcançar esse objetivo, a tese fez uso de alguns objetivos específicos:

*OE 1) Descrever a evolução histórica de 25 anos da AIA no contexto do licenciamento ambiental das tipologias de petróleo e gás no Brasil.*

*OE 2) Descrever a evolução histórica da avaliação ambiental no planejamento das rodadas de licitações da ANP.*

*OE 3) Identificar lições aprendidas no setor de petróleo e gás offshore que possam contribuir para o aprimoramento de outras instâncias de aplicação da avaliação de impacto ambiental.*

Essas perguntas e objetivos levaram às escolhas metodológicas descritas a seguir.

### **1.3. Considerações metodológicas**

O contexto de produção de uma pesquisa de tese tem grande influência na seleção da abordagem metodológica a ser empregada. Neste caso particular, o fato de o autor ser um profissional da área há mais de vinte anos representava um ativo e um diferencial importante para a pesquisa a ser realizada – a experiência acumulada ao longo dos anos e o acesso privilegiado a arquivos e informações permitiram o aprofundamento da análise de maneiras que um pesquisador externo nunca poderia alcançar. Por outro lado, a intensa proximidade com o assunto implica em vieses subjetivos inescapáveis. Assim, a condição de pesquisador-profissional posiciona o autor em relação ao objeto de estudo e representa uma dualidade que permeia todo o trabalho de pesquisa e relatoria nesta tese (DRAKE; HEATH, 2011).

O resultado dessa prática autoral crítica e reflexiva deu origem a uma abordagem essencialmente qualitativa sobre o tema em estudo, fortemente baseada nos anos de observação-participante enquanto profissional do licenciamento ambiental federal. Abordagens qualitativas são especialmente adequadas quando se pretende um entendimento complexo e detalhado sobre a questão-problema (CRESWELL; POTH, 2018). Para expandir, aprofundar e corroborar o conhecimento advindo da prática foram utilizadas outras ferramentas como a revisão da literatura acadêmica e a análise de documentos oficiais. Essa multiplicidade de fontes de informações contribuiu para a redução do viés subjetivo na análise e ajudou a construir uma trilha de evidências para embasar a interpretação dos dados e as proposições e recomendações ao longo da tese.

Como o interesse no setor de petróleo e gás offshore é originado em uma trajetória profissional do autor, esta tese se organiza como um estudo de caso intrínseco (STAKE, 1995), ou seja, cujo interesse é dado pela relevância do caso em si. A delimitação do caso para estudo foi feita com o objetivo de fornecer uma visão global da consideração da variável ambiental no setor de petróleo e gás offshore. Para isso, foi selecionado um recorte longitudinal, englobando desde a fase de planejamento (outorga) até a fase de projeto nas diferentes tipologias de exploração e produção. Assim, de acordo com a classificação proposta por Yin (2015), esta tese é baseada em um estudo de caso único e integrado, de caráter descritivo. O aprimoramento da avaliação de impacto ambiental no setor de petróleo e gás offshore é explorado em múltiplas unidades de análise: outorga, pesquisa sísmica, perfuração e produção/escoamento.

Bons estudos de caso qualitativos são caracterizados por permitir uma compreensão aprofundada do caso (CRESWELL; POTH, 2018; SCHWANDT; GATES, 2018). Nesta tese, um esforço significativo foi empregado nas etapas descritivas das unidades de análise, através da repetição, para cada tipologia estudada, de seções de caracterização tecnológica, revisão dos impactos e riscos ambientais mais relevantes e evolução histórica das normas e da prática (ver Figura 2). O conteúdo descritivo relativo às tecnologias e aos impactos e riscos ambientais foi posteriormente alocado no Apêndice A para melhoria do fluxo narrativo da tese.

Após a descrição cuidadosa de cada unidade de análise, alguns temas foram selecionados para aprofundamento da discussão. A escolha dos temas se deu em função de sua relevância intrínseca, seja por representar uma inovação procedimental ou um desafio da prática. Três artigos já publicados pelo autor em revistas internacionais

serviram de base para algumas dessas discussões. Sempre que possível, uma perspectiva histórica foi empregada na análise dos temas, para aumentar o seu valor enquanto registro de experiências possivelmente replicáveis em outros contextos.

Ao longo dos diferentes capítulos, sempre que pertinente, foram sendo apresentadas contribuições para o aprimoramento do processo descrito. Além disso, cada capítulo contém uma seção final mais estruturada contendo propostas e sugestões. Por fim, as principais lições aprendidas e recomendações foram organizadas em um painel integrado contendo uma análise crítica de todo o processo. Para além do valor das contribuições em si, estas podem ser pensadas como as afirmações (*assertions*) que fornecem as bases para que os leitores façam suas extrapolações para outros contextos – as generalizações naturalísticas (*naturalistic generalizations*) propostas por Stake (1995).

## **Métodos**

A seguir, os métodos utilizados na pesquisa são apresentados em maior detalhe.

### Observação-participante

Trabalhando como analista ambiental do licenciamento de petróleo e gás offshore no IBAMA desde 2002, o autor tem sua carreira entremeada com a evolução da prática no setor. Profissionalmente, o autor esteve envolvido em alguns processos-chave como a elaboração da Resolução CONAMA n° 350/2004 (licenciamento da pesquisa sísmica marítima), as avaliações ambientais prévias das Rodadas ANP (incluindo a atuação no GTPEG) e a participação no grupo de trabalho do Prominp que elaborou as minutas técnicas da Portaria MMA n° 422/2011 (licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore) e da Portaria Interministerial MME/MMA n° 198/2012 (Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares). Entre os anos de 2011 e 2014, o autor desempenhou a função de coordenador-geral de petróleo e gás do IBAMA, liderando uma equipe de mais de 90 analistas ambientais e conduzindo processos importantes como a resposta ao acidente da empresa Chevron (2011/2012), a rejeição da licença ambiental para a produção de óleo na Baía de Camamu pela empresa El Paso e a consolidação do modelo de licenciamento ambiental multiprojeto utilizado para o pré-sal da bacia de Santos.

Essa trajetória gerou uma enorme memória individual de processos e eventos, além de um rico acervo documental particular, sem o qual esta tese não teria sido

possível. A condição de observador-participante é, no caso concreto, assíncrona – durante a produção da tese o autor encontrava-se licenciado de suas atribuições no IBAMA – mas não deixou de ser uma perspectiva inestimável para produção de um retrato acurado do caso em estudo (YIN, 2015).

#### Revisão da literatura técnico-científica

Em diferentes trechos da tese foi necessário recorrer à revisão da literatura acadêmica para fornecer contexto ou embasar interpretações analíticas. A revisão da literatura foi feita de modo não-sistemático, utilizando de modo geral a técnica de *berrypicking*, como descrita por Bates (1989). Essa técnica pode ser caracterizada pelos seguintes aspectos: (i) busca por parâmetros que evoluem ao decorrer da pesquisa, (ii) a busca é realizada em partes e em diversos momentos ao longo da pesquisa, (iii) utiliza diversas ferramentas e estratégias de busca.

As principais bases utilizadas para a busca de artigos acadêmicos foram a ScienceDirect e a Google Scholar, utilizando palavras-chave adequadas ao tópico sendo pesquisado, em inglês e português. Conforme necessário, outras ferramentas de busca foram utilizadas para localizar relatórios, leis, normas, sítios institucionais e teses acadêmicas. O acesso a conteúdo pago foi conseguido por meio do Acesso Remoto UFRJ via Comunidade Acadêmica Federada (CAFe).

#### Análise documental

Para compreender a evolução normativa e técnica da avaliação de impacto ambiental de petróleo e gás offshore no Brasil foi necessário ainda acessar e analisar uma quantidade significativa de documentos ligados ao tema. Além de inúmeros normativos internos e externos ao IBAMA (leis, decretos, resoluções, portarias etc.), muitos documentos técnicos – pareceres, notas, informações, termos de referência, estudos, licenças – foram revisados e citados ao longo da tese. Uma listagem com as dezenas de leis, normas e documentos técnicos citados pode ser encontrada após as referências bibliográficas no item 9.

A grande maioria das buscas foi feita na plataforma Google, com alguma pesquisa residual sendo realizada em sistemas específicos como a busca do Diário Oficial da União ou o repositório de estudos ambientais do licenciamento ambiental federal (<http://licenciamento.ibama.gov.br>). Boa parte da documentação analisada, no

entanto, é oriunda do arquivo digital pessoal do autor – acumulado ao longo de mais de 20 anos de atuação profissional. Considerando as diversas modificações ocorridas no sistema de controle documental do IBAMA nesse período, muitos desses arquivos não estão disponíveis para consulta pelas vias oficiais, especialmente aqueles mais antigos. Parte da documentação processual do licenciamento ambiental poderia até ser acessada fisicamente no Centro de Documentação do IBAMA/RJ, mas somente mediante significativo investimento de tempo e esforço.

Algumas bases de dados foram fundamentais para determinadas análises ao longo desta tese. Dentre elas, é importante citar a Tabela de Poços (ver nota de rodapé nº 147) e os Painéis Dinâmicos sobre Exploração e Produção de Petróleo e Gás da ANP (disponíveis em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas>).

Os dados georreferenciados utilizados para confecção dos mapas vieram de bases públicas como as do Ministério do Meio Ambiente, o GeoANP (dados do BDEP/ANP) e o acervo do IBGE, além de conteúdos de estudos de impacto ambiental apresentados no licenciamento ambiental federal.

Para representar adequadamente a evolução de processos tão complexos como os analisados nesta tese, por vezes apenas a memória do autor e a análise documental se mostraram insuficientes. Nesses casos, buscando minimizar o viés inerente à condição de observador-participante, foram realizadas algumas entrevistas não-estruturadas com analistas ambientais do licenciamento do IBAMA. Para essas conversas, realizadas por videoconferências ou chamadas telefônicas ao longo de 2021 e 2022, foram selecionados profissionais experientes do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore, com conhecimento em primeira pessoa de processos descritos e analisados na pesquisa.

Considerando o acúmulo de experiência do autor e o amplo escopo da tese, optou-se metodologicamente por não realizar as entrevistas de modo estruturado com vistas à análise de conteúdo. Assim, o papel principal das entrevistas abertas foi o de verificação de acurácia factual e busca de subsídios analíticos para as interpretações realizadas na tese.

### ***Ferramentas***

Além desses métodos de coleta de dados, diferentes ferramentas foram utilizadas para confecção deste trabalho:

- Edição de texto: Microsoft Word.
- Gerenciamento da biblioteca de referências: Mendeley Reference Manager.
- Processamento de dados e edição de planilhas: Microsoft Excel e Tableau.
- Desenho de visualizações gráficas: Tableau, Datawrapper e Flourish Studio.
- Desenho de figuras: Microsoft Powerpoint e GIMP.
- Desenho de mapas: QGIS.
- Videoconferência: Zoom, Skype, Whatsapp e Google Meet.
- Ilustrações com uso de inteligência artificial: Midjourney e DALL-E 2.

#### 1.4. Estrutura da tese

A tese foi estruturada de forma a que cada unidade de análise tivesse um capítulo próprio, organizado em uma parte descritiva, uma parte analítica (temas selecionados) e uma parte interpretativa, onde propostas e recomendações foram realizadas.



Figura 2: Estruturação lógica da tese. Alguns temas selecionados foram tratados anteriormente pelo autor em artigos publicados em revistas internacionais (VILARDO et al., 2020\*; VILARDO; BARBOSA, 2018\*\*; VILARDO; LA ROVERE, 2018\*\*\*). Fonte: elaboração própria.

Assim, após este capítulo introdutório, a tese apresenta o capítulo 2. *Antes do licenciamento: a inserção da variável ambiental no planejamento da outorga da ANP.* Nesse capítulo, é feita a caracterização da evolução das rodadas de licitações da ANP sob o ponto de vista da questão ambiental. Além do resgate do processo de avaliação ambiental prévia das rodadas é discutida a gênese e a implementação da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS).

Na sequência, são apresentados os capítulos relativos às tipologias sujeitas ao licenciamento ambiental federal. No Capítulo 3, o foco é o licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas. Como temas selecionados para aprofundamento, são discutidas questões relacionadas às lacunas de conhecimento e ao desafio das sobreposições e adensamento de pedidos de licenciamento.

O Capítulo 4 trata da evolução do licenciamento ambiental das perfurações de poços marítimos. O aprofundamento analítico se deu em relação aos temas da regularização das perfurações da Petrobras, incluindo os TACs e o modelo de licenciamento por áreas geográficas, e a questão da perfuração de poços nas bacias de novas fronteiras, com foco especial na margem equatorial.

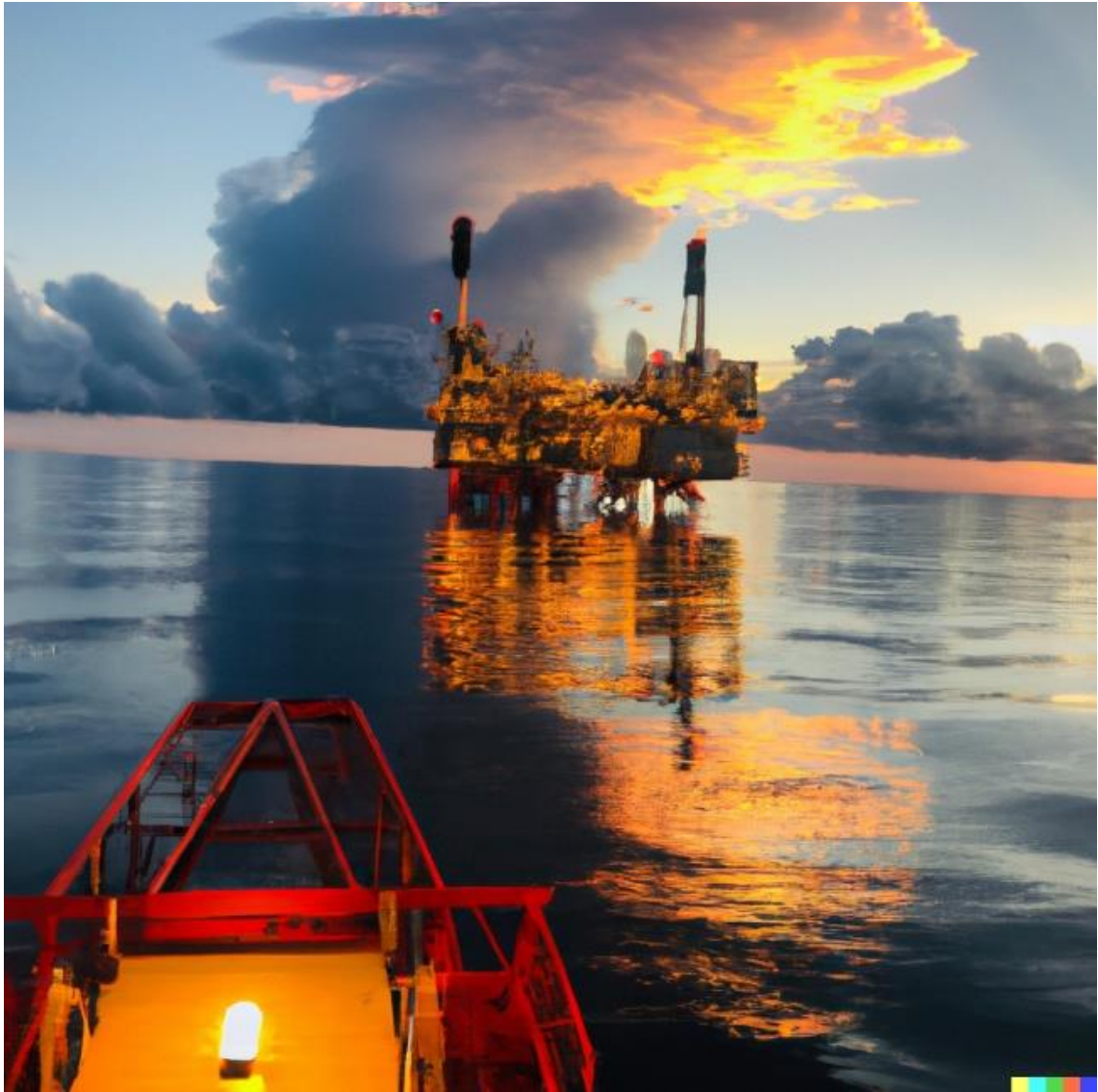
Em seguida, o Capítulo 5 versa sobre a tipologia de produção e escoamento de petróleo e gás offshore, incluindo os testes de longa duração (TLDs). O tema selecionado para aprofundamento foi a abordagem multiprojeto aplicada ao licenciamento ambiental dos projetos do pré-sal na bacia de Santos.

O Capítulo 6 representa um esforço de reflexão crítica e integrativa das diferentes unidades analíticas. Nele é apresentado um painel integrado da evolução da questão ambiental no setor de petróleo e gás offshore, além de um conjunto de lições aprendidas e as principais recomendações para o aprimoramento da prática da avaliação de impacto ambiental do setor.

O trabalho se encerra com uma conclusão que sinaliza as limitações da pesquisa realizada e alguns caminhos futuros para o estudo dessa temática.

Nos Apêndices estão materiais originais elaborados com o intuito de complementar a argumentação da tese. Dentre eles, destaca-se o Apêndice A, que reúne uma caracterização das tipologias de petróleo e gás natural offshore discutidas neste trabalho, incluindo seus principais impactos e riscos ambientais. Optou-se por alocar esse material na parte pós-textual para permitir uma maior fluidez do corpo principal da tese.





*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: DALL-E 2.  
Prompt de texto: "Magical offshore petroleum platform, where the ocean is made of oil, beautiful".*

## **2. Antes do licenciamento: a inserção da variável ambiental no planejamento da outorga da ANP**

---

Este capítulo abordará a evolução da consideração da variável ambiental no planejamento da exploração de óleo e gás no Brasil, em especial no principal processo de outorga: as rodadas de licitações da ANP. Como se verá ao longo desta tese, a inserção de critérios ambientais – ou a ausência deles – no planejamento do setor pode ter consequências relevantes para o licenciamento ambiental.

## **2.1. Rodadas de licitações da ANP: histórico e evolução**

Existe uma diversidade de regimes regulatórios aplicados à exploração e produção de petróleo ao redor do mundo. Os regimes variam de acordo com as características político-econômicas de cada país (ex.: economia liberal ou centralizada, sistema de governo) e com o volume e tipo de reservas de hidrocarbonetos (ex.: poucas reservas, alto risco exploratório ou grandes reservas, baixo risco exploratório). Um aspecto comum a todos os regimes é a necessidade de escolher a empresa petrolífera que irá realizar as atividades de exploração e produção. No caso de regimes mais fechados, é comum a utilização exclusiva de uma companhia petrolífera nacional (NOC – *National Oil Company*). Já em economias competitivas liberais, normalmente há mecanismos de seleção de empresas privadas para atuar sob diferentes modalidades contratuais com o estado nacional.

O Brasil experimentou uma longa fase de monopólio no setor petrolífero. Desde sua criação em 1953 até a Lei nº 9.478/1997, a Petrobras desempenhava a função de companhia nacional petrolífera exclusiva. Com a flexibilização do monopólio estatal em 1997, foi preciso definir de que maneira outras empresas iriam acessar os direitos de exploração e produção. O modelo escolhido à época foi o modelo de contratos de concessão, tendo como modo de escolha das empresas o processo de licitações ou leilões de áreas exploratórias. Esse é o modelo mais comum entre as economias abertas do mundo desenvolvido, incluindo a Europa, os EUA, a Austrália e o Canadá.

No Brasil, as licitações se organizaram em rodadas anuais de outorga de direitos de exploração, conduzidas pela recém-criada Agência Nacional do Petróleo - ANP<sup>3</sup>. Inicialmente, em 1998 a Petrobras foi autorizada a reter as áreas nas quais ela já produzia ou havia encontrado hidrocarbonetos e aquelas onde já havia realizado

---

<sup>3</sup> A partir da Lei nº 11.097/2005, denominada Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

investimentos exploratórios – a chamada Rodada Zero. A partir de 1999 a ANP passou a organizar rodadas anuais de licitações, abertas a empresas nacionais e estrangeiras que cumprissem os requisitos técnicos mínimos para participação. Desde então, o Brasil utiliza um sistema misto de seleção, onde as empresas competem em função da oferta do bônus de assinatura, mas também em aspectos técnicos como o conteúdo local de bens e serviços<sup>4</sup> e o programa exploratório mínimo proposto.

Para as quatro primeiras rodadas de licitações (1999-2002), a ANP adotou uma abordagem de desenho livre de blocos, com base nas informações geológicas disponíveis. Para a quinta rodada de licitações em 2003, a ANP instituiu um sistema modular para definição de blocos. Uma malha de blocos/células foi definida para todas as bacias sedimentares brasileiras e as empresas poderiam adquirir células adjacentes e compor um “superbloco” com o desenho desejado. O tamanho dos blocos individuais<sup>5</sup> foi padronizado e varia de acordo com localização (terra, águas rasas e águas profundas):

- Bacias terrestres: 30 km<sup>2</sup>
- Bacias marítimas, águas rasas (< 400 m): 180 km<sup>2</sup>
- Bacias marítimas, águas profundas (> 400 m): 720 km<sup>2</sup>

A Figura 3 ilustra como essas formas de definir blocos se configuram na prática. Ao longo do período exploratório as empresas operadoras devolvem à ANP as partes desinteressantes dos blocos, retendo apenas as áreas efetivamente sendo exploradas. Isso explica a mudança no formato dos blocos ao longo do tempo e possibilita que áreas já licitadas no passado possam voltar a ser ofertadas em rodadas futuras. Repare como boa parte das áreas ofertadas na 7<sup>a</sup> rodada fizeram parte de blocos das rodadas zero, 1 e 2.

---

<sup>4</sup> Em rodadas mais recentes, o conteúdo local deixou de ser considerado como critério de julgamento de ofertas.

<sup>5</sup> Tamanho médio, variável com a latitude.

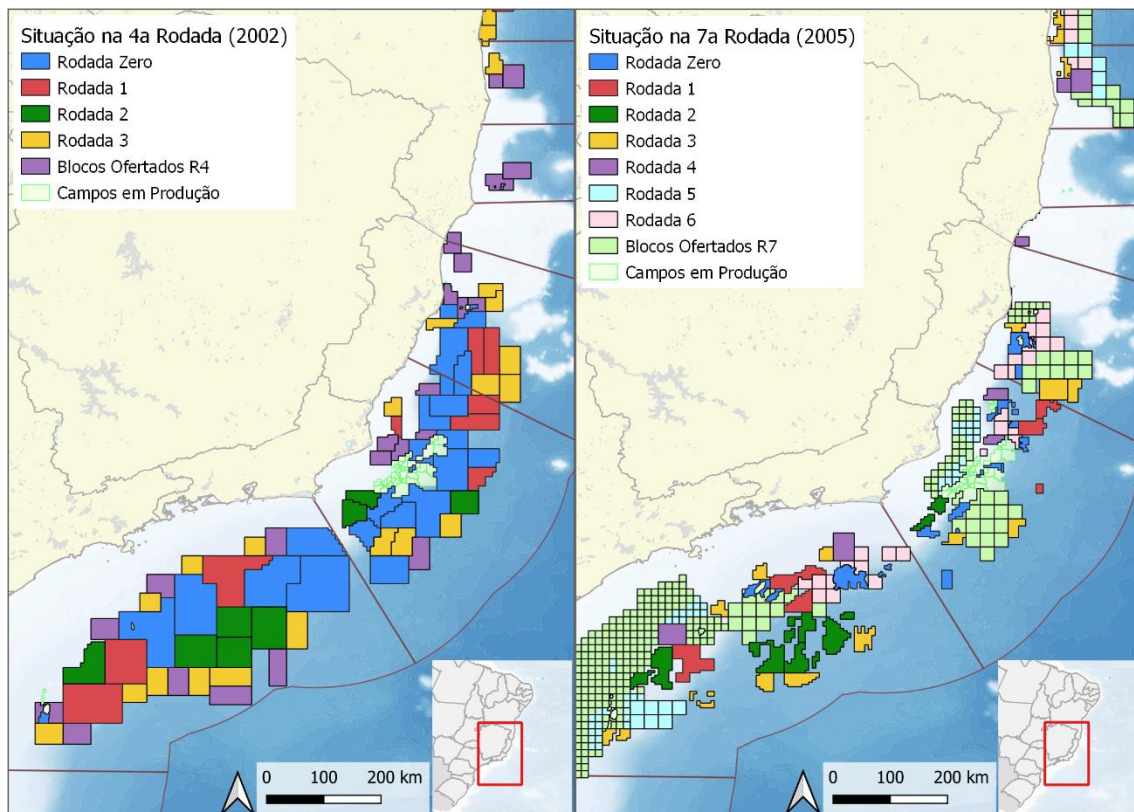
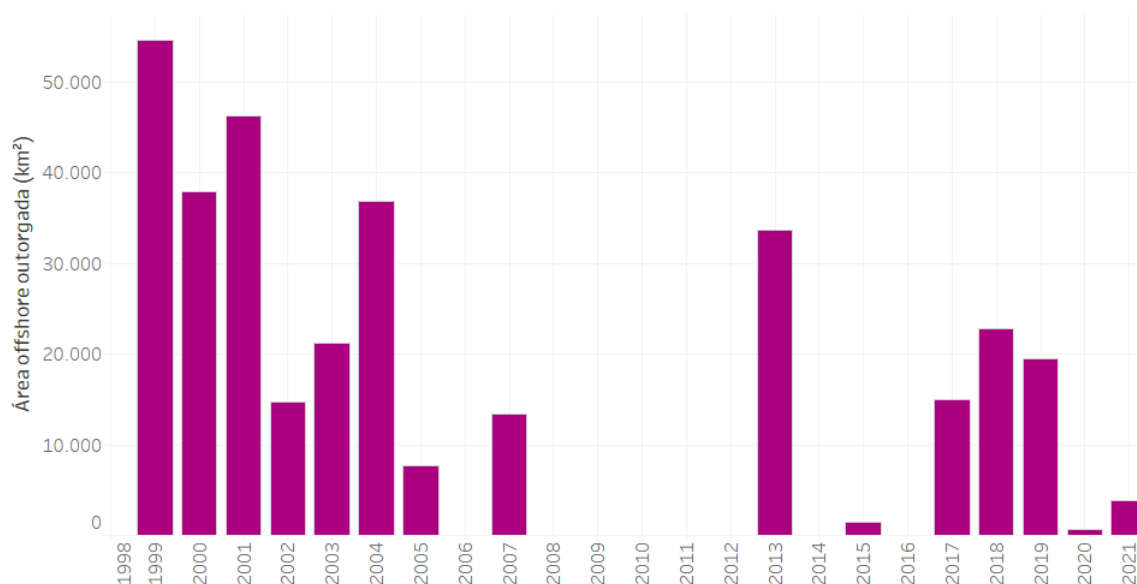


Figura 3: Blocos exploratórios - comparativo da situação prévia à 4ª rodada (2002) e à 7ª rodada (2005). Note como os blocos ofertados a partir da 5ª rodada (2003) são padronizados e modulares. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP.

A descoberta das acumulações no pré-sal em 2006/2007, gigantes e de baixo risco exploratório, fez com que as rodadas anuais fossem paralisadas até que um novo modelo regulatório fosse discutido e estabelecido. A oitava rodada, de 2006, foi suspensa e posteriormente cancelada por questões que envolviam a oferta de blocos nas áreas do pré-sal. A nona rodada, em 2007, aconteceu somente após a retirada de blocos adjacentes às descobertas da Petrobras no campo de Tupi. A décima rodada de licitações, em 2008, já foi exclusivamente terrestre, pois não havia definição sobre o novo modelo exploratório para as áreas marítimas. Os próximos anos seriam de debates a respeito do modelo de regulação ideal para as áreas do pré-sal. Nenhuma rodada foi realizada entre 2009 e 2012.

A retomada das rodadas de licitações só aconteceu em 2013, após a criação do modelo regulatório misto: além do tradicional regime de contratos de concessão, o Brasil passaria a ter também o regime de contratos de partilha da produção para as áreas no interior do chamado polígono do pré-sal. Com o novo modelo, foi preciso fazer rodadas de licitações específicas para as áreas de partilha – até o momento, já foram realizadas 6 rodadas de licitações voltadas ao pré-sal.

A Figura 4 mostra a evolução da área offshore anualmente outorgada pela ANP para exploração desde a Rodada 1 em 1999. Note que a Rodada 8 em 2006 não está representada, pois foi oficialmente cancelada em 2013.



*Figura 4: Evolução da área offshore anualmente outorgada para exploração petrolífera pela ANP entre 1999 e 2021, incluindo rodadas de licitações (concessão e partilha) e ciclos de oferta permanente. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP.*

A figura ilustra como o avanço da exploração petrolífera resultou na redução do patamar de disponibilização de novas áreas pela agência ao longo do tempo. Nos primeiros anos após a abertura do mercado muitas novas áreas foram concedidas, com a média anual de 25.851 km<sup>2</sup> entre 1999 e 2007. Já no segundo período, entre 2013 e 2021, a média caiu para 15.527 km<sup>2</sup> anuais. Nos três anos iniciais do governo Bolsonaro, a média foi de apenas 8.004 km<sup>2</sup>.

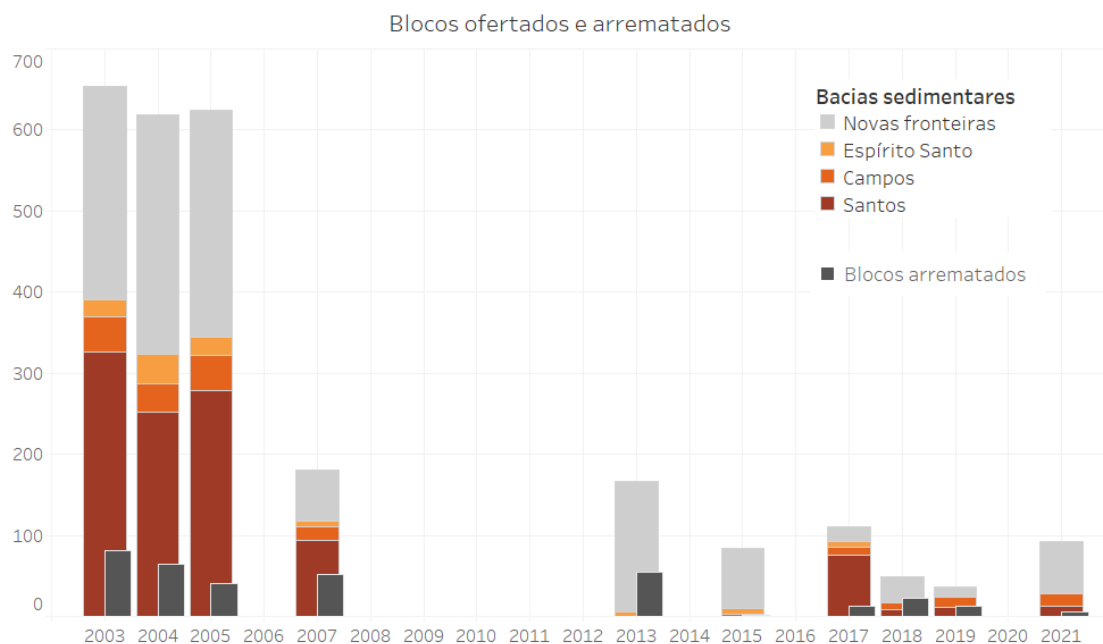


Figura 5: Blocos exploratórios offshore ofertados e arrematados nas rodadas de licitação realizadas da 5ª à 17ª Rodada (2003-2021), no regime de concessão. A partir de 2003 os blocos passaram a ter tamanho padronizado, permitindo esse tipo de análise. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP.

Essa redução ao longo do tempo está relacionada a diversos fatores, mas é natural que ocorra certa saturação das áreas consideradas mais promissoras para exploração. Uma vez concedida, uma área permanece imobilizada durante o esforço exploratório da empresa vitoriosa. Apenas após alguns anos, em caso de insucesso exploratório e devolução à agência, é que uma área pode voltar ao ciclo de ofertas. Na Figura 5 é possível ver que entre 2003 e 2005 houve um esforço significativo para ampliação da área sob exploração no país, com mais de 600 blocos sendo ofertados a cada rodada de licitação. Na última década esse patamar foi bastante reduzido e raramente vimos mais de 100 blocos em oferta em uma rodada.

Outro aspecto evidente na figura é a predominância de oferta de áreas nas bacias sedimentares consideradas de alto potencial pela ANP: Santos, Campos e Espírito Santo. Ao longo desses últimos 19 anos, aproximadamente metade dos blocos ofertados ao longo dos anos estavam situados nessas bacias sedimentares<sup>6</sup>. Como se verifica na Figura 6, essa predominância é ainda maior quando se analisam os blocos efetivamente arrematados nas rodadas: 60% dos blocos offshore arrematados estão nas três bacias do sudeste.

<sup>6</sup> Exceção às rodadas 11 e 13, realizadas em 2013 e 2015, com foco em áreas de novas fronteiras. Em paralelo, estavam sendo planejadas e realizadas rodadas do regime de partilha na área do pré-sal nas bacias de Campos e Santos.

A figura também evidencia a marcha rumo às águas profundas ao longo do tempo. Desde 2015, apenas 1 dos 54 blocos offshore arrematados<sup>7</sup> encontrava-se em águas rasas (100 a 400 m), segundo o critério da agência.

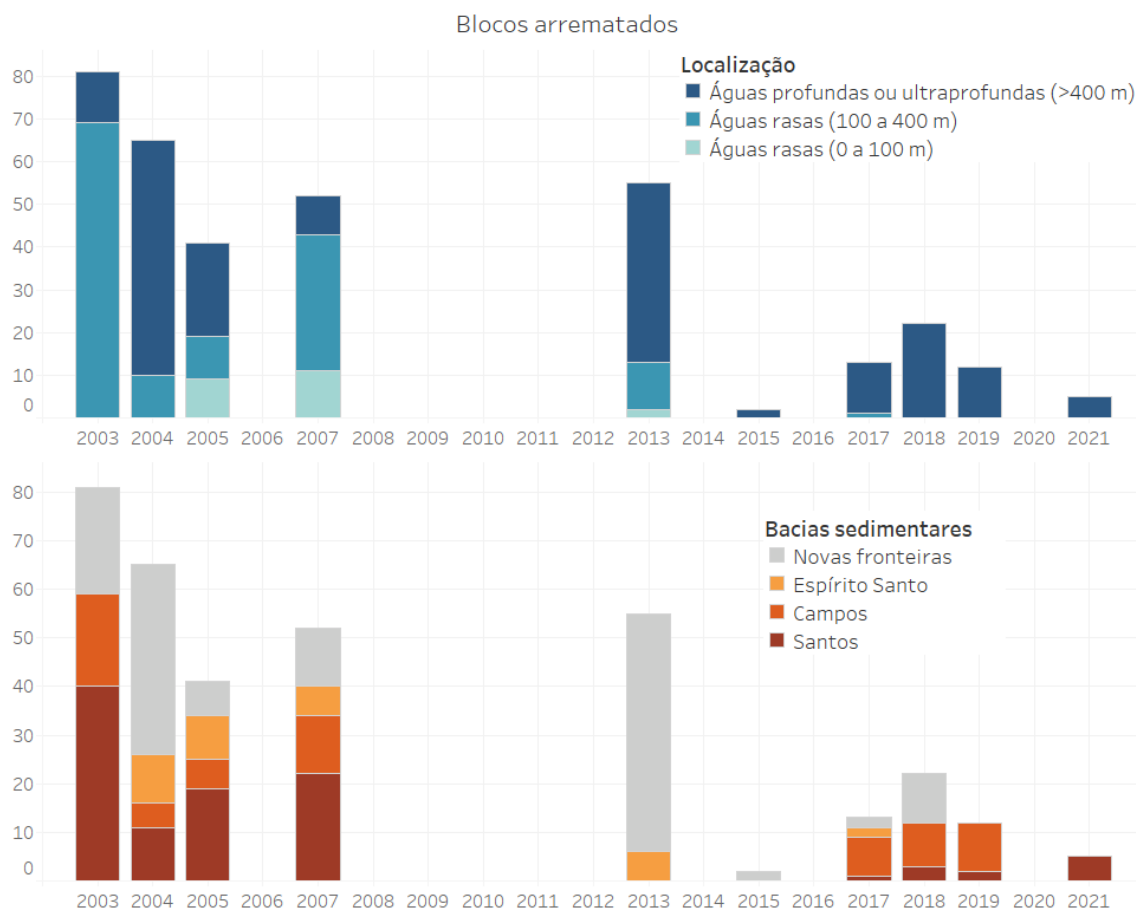


Figura 6: Detalhamento dos blocos offshore arrematados nas rodadas de licitações realizadas da 5ª à 17ª Rodada (2003-2021), no regime de concessão. A partir de 2003 os blocos passaram a ter tamanho padronizado, permitindo esse tipo de análise. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP.

Os últimos anos foram de mudanças no modelo de rodadas da ANP. A principal delas é o estabelecimento do sistema de oferta permanente de áreas. A origem desse sistema está nas rodadas que a agência fez no passado contendo áreas com acumulações marginais – blocos inativos que haviam sido devolvidos à ANP por falta de interesse econômico. Foram realizadas 4 rodadas específicas para oferta dessas áreas com acumulações marginais, todas em ambiente terrestre: 2004, 2006, 2015 e 2017. A partir da Resolução CNPE nº 17/2017, a ANP ficou autorizada a oferecer essas áreas de modo contínuo ao mercado, sem a necessidade de novas autorizações por

<sup>7</sup> Bloco S-M-1537, situado na Bacia de Santos, a mais de 150 km do litoral.

parte do CNPE<sup>8</sup>. Essa Resolução ampliou os tipos de áreas que poderiam ser objeto de oferta permanente: além de campos e blocos devolvidos, também poderiam ser ofertadas quaisquer áreas que já tenham sido objeto de autorizações por parte do CNPE em licitações anteriores, o que viabilizou a participação de áreas marítimas nesse modelo. A partir de junho de 2020, com a Resolução CNPE n° 03/2020, a ANP passou a estar autorizada a ofertar quaisquer blocos no sistema de oferta permanente, exceto aqueles na área do pré-sal, aqueles fora da Zona Econômica Exclusiva de 200 milhas náuticas, e aqueles já aprovados para a 17ª e a 18ª rodadas de licitações.

Diferente das rodadas tradicionais de licitações, o processo de outorga por oferta permanente é caracterizado por um calendário continuamente aberto, estando as áreas petrolíferas disponíveis a qualquer tempo para os interessados (MARIANO; SZKLO; DRAEGER, 2021). No caso brasileiro, o processo de outorga das áreas em oferta permanente é iniciado sempre a partir da manifestação de interesse de empresas por determinadas áreas. A partir dessas manifestações, a agência organiza um cronograma para realização de um ciclo de apresentação de ofertas. Assim, o modelo de oferta permanente é organizado em ciclos: já foram realizados dois ciclos para o regime de concessão em 2019 e 2020 e outros dois ciclos em 2022, um para concessão e outro para o regime de partilha.

No final de 2021, após o fracasso da 17ª rodada de licitações, na qual apenas 5 dos 92 blocos ofertados foram arrematados, o governo editou duas novas resoluções do CNPE. A Resolução CNPE n° 26/2021 aprovou as condições para oferta de blocos específicos do pré-sal no sistema de oferta permanente, sob o regime de partilha de produção. Já a Resolução CNPE n° 27/2021 estabeleceu como preferencial o sistema de oferta permanente para a oferta de áreas para exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, com exceção das áreas do pré-sal, que permanecem dependendo de manifestação específica do CNPE. Isso encerra um período de 22 anos no qual o sistema de rodadas de licitações foi utilizado para seleção de agentes para exploração de petróleo e gás no país. A 18ª rodada, já autorizada pelo CNPE, foi cancelada e seus blocos migrados para a oferta permanente no final de 2021.

Como se vê, depois de anos de um modelo razoavelmente estável de rodadas de licitações, o planejamento do setor petrolífero passa por mudanças significativas. Em suma, no Brasil hoje vigora um modelo de oferta permanente de áreas, nos regimes de

---

<sup>8</sup> CNPE – Conselho Nacional de Política Energética é o órgão de assessoramento da Presidência da República para formulação de políticas e diretrizes de energia. É composto por diversos ministros de estado e presidido pelo titular do Ministério das Minas e Energia.



concessão e de partilha da produção. No momento é especialmente difícil prever o cenário futuro, especialmente diante das mudanças no governo federal ao final de 2022.

Antes das modificações descritas acima, o autor desta tese liderou a publicação de um artigo sobre a evolução da consideração da variável ambiental nas rodadas de licitações da ANP. O item 2.2 a seguir é uma versão traduzida, ampliada e atualizada do artigo de Vilaro et al. (2020) publicado com o título *Lost at SEA? Environmental assessment and offshore oil and gas planning in Brazil*<sup>9</sup> na revista *Impact Assessment and Project Appraisal*.

## 2.2. Avaliação ambiental e o planejamento do setor de óleo e gás offshore no Brasil

Dentre as atividades humanas que podem causar impactos sobre ecossistemas marinhos e costeiros, a exploração e exploração de petróleo offshore é uma das mais relevantes (CORDES et al., 2016; KARK et al., 2015). Ela impõe uma série de ameaças ao meio ambiente, desde a poluição acústica das pesquisas sísmicas (ex.: HILDEBRAND, 2009) até a poluição aguda causada por vazamentos de óleo cru (ex.: JOYE et al., 2016), passando pela introdução de espécies invasoras (ex.: YEO et al., 2009) e poluição crônica (ex.: JOHANSEN et al., 2017). Assim, muitos países produtores de petróleo implementaram processos de avaliação ambiental prévia para guiar o processo de planejamento (FIDLER; NOBLE, 2012) e decidir que áreas serão exploradas para óleo e gás (ver Quadro 1). A Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) tem sido utilizada amplamente por esses países e é reconhecida como uma ferramenta importante para promoção de tomadas de decisão voltadas à sustentabilidade (LAMORGESE; GENELETTI; PARTIDARIO, 2015).

País	Instrumento	Exemplo
Austrália	AAE	<a href="https://www.environment.gov.au/protection/assessments/strategic/offshore-petroleum-greenhouse-gas">https://www.environment.gov.au/protection/assessments/strategic/offshore-petroleum-greenhouse-gas</a>
Canadá	AAE	<a href="https://www.cnlopb.ca/sea/">https://www.cnlopb.ca/sea/</a> <a href="https://www.cnsopb.ns.ca/environmental-assessments/public-registry-sea">https://www.cnsopb.ns.ca/environmental-assessments/public-registry-sea</a>

<sup>9</sup> O título do artigo original (em inglês) faz um jogo de palavras onde “SEA” pode ser tanto uma referência ao “mar” quanto a “*Strategic Environmental Assessment*”.

Chipre	AAE	<a href="http://www.moa.gov.cy/moa/environment/environmentnew.nsf/All/75BC9B3B204E5874C2257F3700422790/\$file/M20080301.pdf">http://www.moa.gov.cy/moa/environment/environmentnew.nsf/All/75BC9B3B204E5874C2257F3700422790/\$file/M20080301.pdf</a>
Dinamarca	AAE	<a href="https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/7thround_environmental_assessment_uk.pdf">https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/7thround_environmental_assessment_uk.pdf</a>
Estados Unidos	EIAP	<a href="https://www.boem.gov/boemoceaninfo/">https://www.boem.gov/boemoceaninfo/</a>
Groenlândia (Dinamarca)	AAE	<a href="https://dce2.au.dk/pub/SR218.pdf">https://dce2.au.dk/pub/SR218.pdf</a>
Islândia	AAE	<a href="https://nea.is/oil-and-gas-exploration/the-exploration-area/dreki---sea/">https://nea.is/oil-and-gas-exploration/the-exploration-area/dreki---sea/</a>
Irlanda	AAE	<a href="https://www.dccae.gov.ie/en-ie/natural-resources/topics/Oil-Gas-Exploration-Production/environment/strategic-environmental-assessment/Pages/Irish-Offshore-Environmental-Assessment-(IOSEA)-5.aspx">https://www.dccae.gov.ie/en-ie/natural-resources/topics/Oil-Gas-Exploration-Production/environment/strategic-environmental-assessment/Pages/Irish-Offshore-Environmental-Assessment-(IOSEA)-5.aspx</a>
Israel	AAE	<a href="http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/Data%20and%20Maps/Strategic-Environmental-Assessment-(SEA).aspx">http://www.energy-sea.gov.il/English-Site/Pages/Data%20and%20Maps/Strategic-Environmental-Assessment-(SEA).aspx</a>
Líbano	AAE	<a href="https://www.lpa.gov.lb/sea.php">https://www.lpa.gov.lb/sea.php</a>
Noruega	PMI	<a href="https://www.regjeringen.no/en/topics/climate-and-environment/biodiversity/innsiktsartikler-naturmangfold/forvaltningsplaner-for-havomrada/id2076485/">https://www.regjeringen.no/en/topics/climate-and-environment/biodiversity/innsiktsartikler-naturmangfold/forvaltningsplaner-for-havomrada/id2076485/</a>
Reino Unido	AAE	<a href="https://www.gov.uk/government/consultations/uk-offshore-energy-strategic-environmental-assessment-3-oesea3">https://www.gov.uk/government/consultations/uk-offshore-energy-strategic-environmental-assessment-3-oesea3</a>

*Quadro 1: Exemplos de instrumentos de avaliação ambiental prévia utilizados no planejamento do setor de óleo e gás offshore. AAE: Avaliação Ambiental Estratégica, EIAP: Estudo de Impacto Ambiental Programático, PMI: Planejamento Marinho Integrado. Fonte: elaboração própria.*

No Brasil, desde a abertura do mercado de petróleo em 1997, a ANP é responsável por definir as áreas de exploração a serem ofertadas às empresas petrolíferas. De acordo com o modelo implementado, cabe à agência organizar as áreas em “blocos” a serem disputados pelas empresas em rodadas de licitações, o que é feito geralmente com periodicidade anual. A aquisição dos direitos de exploração de um bloco não dispensa as empresas de obterem todas as demais autorizações e permissões do poder público para tal. Nesse caso, a legislação brasileira exige a obtenção de licenças ambientais para execução de atividades potencialmente poluidoras, como são as atividades de exploração e produção de petróleo.

O licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo offshore é de competência federal, e vem sendo conduzido pelo IBAMA desde a década de 1990. Como dita a legislação brasileira, esse licenciamento ambiental é feito com

base na avaliação de impacto ambiental dos projetos propostos, envolvendo normalmente a elaboração de estudos de impacto ambiental, como se verá mais à frente nesta tese para cada tipologia licenciada.

Diferentemente de diversos outros países (ver Quadro 1), o Brasil ainda não implementou de forma adequada instrumentos de avaliação ambiental estratégica<sup>10</sup> para dar suporte ao processo de planejamento do setor (VILARDO; LA ROVERE, 2018).

Este item fará um resgate histórico da evolução das rodadas de licitações da ANP, com foco na consideração de aspectos ambientais na tomada de decisão sobre que áreas serão ofertadas ao mercado.

### ***2.2.1. Os primórdios: autorregulação e monopólio***

Até 1997, o setor petrolífero brasileiro era caracterizado pelo monopólio estatal. A Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A. era a companhia monopolista e influenciava todos os aspectos do setor. Nesse cenário de autorregulação, as decisões sobre quais áreas deveriam ser exploradas eram basicamente tomadas pela empresa, sem nenhuma evidência de que questões ambientais tenham influenciado essas decisões.

Depois da abertura do mercado em 1997, o planejamento setorial virou uma atribuição da recém-criada agência regulatória ANP. Após a chamada Rodada Zero em 1998, na qual a Petrobras pôde reter as áreas em que já executava atividades de exploração e produção, a agência começou a realizar rodadas de licitações anuais para alocação de direitos de exploração petrolífera (MALHEIROS; LA ROVERE, 2000). Os vencedores do processo competitivo passaram a assinar contratos de concessão com a ANP, nos quais as empresas ficavam obrigadas a realizar uma campanha exploratória envolvendo pesquisas sísmicas e, eventualmente, perfuração de poços. A responsabilidade pela obtenção de todas as licenças ambientais era (e ainda é) inteiramente das empresas concessionárias (MALHEIROS; LA ROVERE, 2000), que precisam buscar o devido licenciamento junto ao IBAMA.

---

<sup>10</sup> Aqui considerada como uma família de instrumentos voltados à consideração da variável ambiental em instâncias como planos, programas e políticas. Esses instrumentos podem ter diferentes nomes, a depender da jurisdição considerada, mas guardam similaridades entre si.

### **2.2.2.1999-2003: meio ambiente? Que meio ambiente?**

Nos primeiros anos de funcionamento desse novo modelo, a ANP realizou cinco rodadas de licitações anuais, que passaram a ser conhecidas pela sua ordem de realização: primeira rodada (1999), segunda rodada (2000) etc. O processo de escolha das áreas a serem oferecidas nas rodadas era feito internamente na agência reguladora e não envolvia nenhum tipo de avaliação ambiental (MARIANO; LA ROVERE, 2007). Desde o início desse processo já havia na academia quem recomendasse a adoção da Avaliação Ambiental Estratégica como mecanismo de aperfeiçoamento da tomada de decisão setorial (MALHEIROS; LA ROVERE, 2000).

Essa situação levou, previsivelmente, a diversos conflitos entre as empresas concessionárias e os representantes do estado brasileiro na estrutura regulatória: a ANP e o IBAMA. Muitas companhias adquiriram os direitos de exploração petrolífera em determinados blocos para logo após descobrir uma série de restrições de natureza ambiental no curso do processo de licenciamento ambiental. O mesmo estado brasileiro que concedia o bloco com uma mão, com a outra estabelecia critérios rigorosos para operação nessas áreas. Houve pelo menos quatro casos de blocos licitados nesse período que tiveram licenças ambientais negadas pelo IBAMA, que considerou inaceitáveis os possíveis impactos e riscos ambientais envolvidos.

<b>Bloco</b>	<b>Rodada</b>	<b>Empresa</b>	<b>Atividade negada</b>
BSEAL-3	Zero (1998)	Sipetrol	Perfuração
BSEAL-4	Zero (1998)	Devon	Perfuração
BM-ES-20	Quarta (2002)	Newfield	Pesquisa Sísmica
BM-CAL-4	Quarta (2002)	El Paso	Produção

*Quadro 2: Exemplos de licenciamentos negados em áreas de blocos licitados antes de 2004. Embora da Rodada Zero, os blocos BSEAL-3 e BSEAL-4 foram posteriormente negociados pela Petrobras para as empresas mencionadas.*

A quinta rodada de licitações em 2003 foi um marco importante nesse processo. Dentre as áreas selecionadas para a rodada, a ANP propôs a oferta de 191 blocos sobre o Banco de Abrolhos – causando enorme polêmica e atraindo muitas críticas de ambientalistas, comunidades locais e instituições acadêmicas. A região dos Abrolhos é uma das mais importantes áreas marinhas do Oceano Atlântico sul, possivelmente a de maior biodiversidade, e é reconhecida no âmbito da Convenção sobre a Diversidade Biológica como uma EBSA<sup>11</sup> – Área Marinha Ecologicamente ou Biologicamente Significativa (DUNN et al., 2014). Em Abrolhos encontram-se os recifes de coral mais

---

<sup>11</sup> *Ecologically or Biologically Significant Marine Area*, no original em inglês.

relevantes do Brasil, com altos níveis de endemismo, e a região ainda abriga diversas espécies ameaçadas de extinção, como baleias Jubarte e tartarugas marinhas (MARTINS et al., 2013; MOURA et al., 2013). A integridade do Banco de Abrolhos também sustenta significativa atividade pesqueira artesanal e semi-industrial (TEIXEIRA et al., 2017).

Houve mobilização intensa da sociedade civil para impedir que as áreas fossem a leilão. Uma coalizão de ONGs, lideradas pela Conservação Internacional Brasil, elaborou um estudo denominado “Avaliação de Impactos da Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Banco dos Abrolhos e Adjacências” (MARCHIORO; NUNES, 2003) que serviu de embasamento para uma Ação Cautelar do Ministério Público Federal em Ilhéus/BA, que requisitou uma medida liminar para exclusão dos blocos da quinta rodada de licitações.

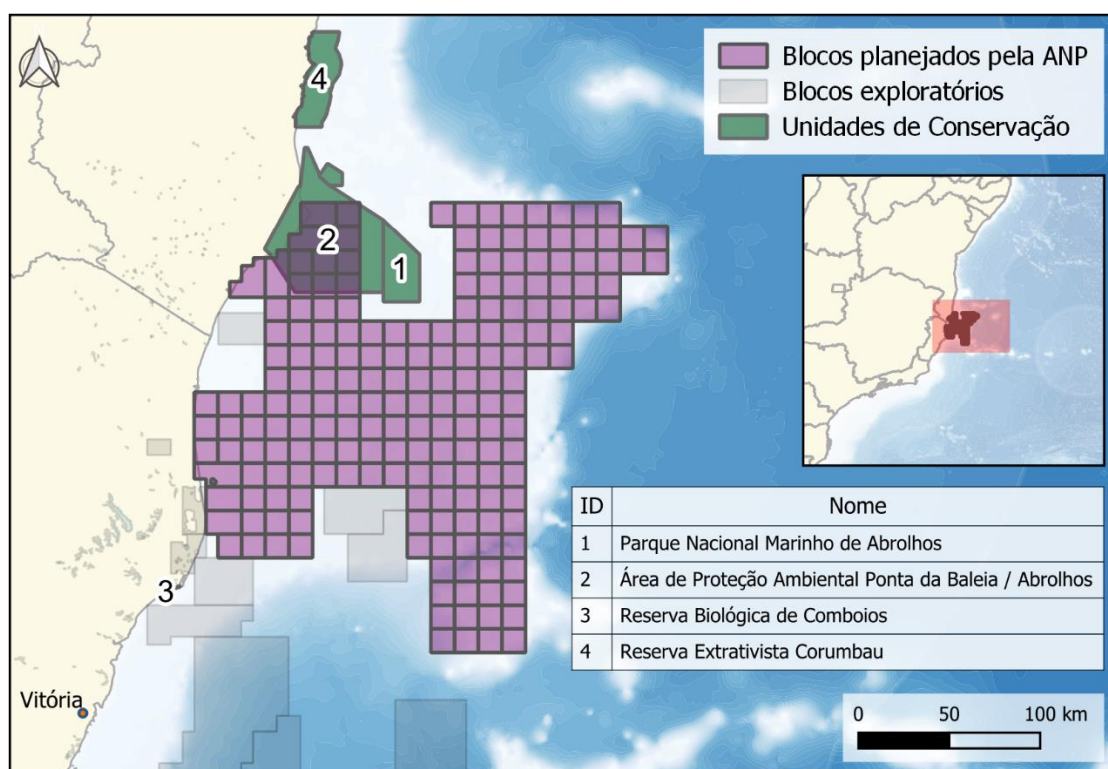


Figura 7: Blocos planejados pela ANP para a quinta rodada de licitações (2003) na região de Abrolhos. O mapa mostra as Unidades de Conservação e os Blocos Exploratórios existentes à época. Fonte: elaboração própria.

O IBAMA também fez manifestações técnicas à época e conseguiu que o MMA defendesse junto à ANP a retirada dos blocos da região dos Abrolhos. A ANP chegou a expedir ato administrativo reduzindo o número de blocos da rodada, mas o fator decisivo

para retirada completa dos blocos de Abrolhos foi mesmo a decisão liminar da justiça federal<sup>12</sup>, concedida às vésperas da rodada.

A polêmica de Abrolhos na quinta rodada foi fundamental para explicitar ao governo a necessidade de contemplar as questões ambientais no processo de planejamento setorial de petróleo e gás. Como consequência regulatória, o CNPE – Conselho Nacional de Política Energética elaborou a Resolução CNPE nº 08/2003 estabelecendo que a ANP deveria, dali em diante, adotar “eventuais exclusões de áreas por restrições ambientais, sustentadas em manifestação conjunta da ANP, do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA e de Órgãos Ambientais Estaduais<sup>13</sup>”.

Para implementar essa diretriz, a ANP passou a consultar o IBAMA antes de cada rodada de licitações para que fosse avaliada a necessidade de exclusão de áreas em função de requisitos ambientais. A primeira consulta aconteceu em 2004, antes da sexta rodada de licitações.

Apesar dos desdobramentos que levaram ao início das análises prévias das rodadas, a ausência dessas análises na quinta rodada levou à oferta e compra dos blocos BAR-M-355, 376, 377 e 378 pela Petrobras. Esses blocos, posteriormente rebatizados de bloco BM-BAR-4, estavam situados a 10 km da costa na Bacia de Barreirinhas, no limite da Zona de Amortecimento do Parque Nacional dos Lençóis Maranhenses. Depois de muitos anos de licenciamento ambiental exigente e conflituoso, a Petrobras finalmente devolveu o bloco à ANP em julho de 2018 sem ter executado sequer uma perfuração de poço na área.

### ***2.2.3.2004-2018: um processo em evolução***

Nessa primeira experiência em 2004, o IBAMA reuniu técnicos de diferentes diretorias para avaliar os blocos planejados pela ANP para a sexta rodada de licitações. Na época, além da Diretoria de Licenciamento e Qualidade Ambiental (DILIQ), foram envolvidas também a Diretoria de Ecossistemas (DIREC) e a de Fauna e Recursos Pesqueiros (DIFAP). Esse grupo de trabalho analisou os 975 blocos propostos pela ANP e decidiu solicitar a exclusão de 133 dessas áreas (13,6% do total) que estavam localizadas em regiões de alta sensibilidade ambiental.

---

<sup>12</sup> A decisão só foi ser revertida judicialmente em definitivo no final de 2010.

<sup>13</sup> Os órgãos se manifestam no âmbito de sua competência para o licenciamento ambiental: atividades terrestres – órgãos estaduais, atividades marítimas – IBAMA.

No entanto, em 28 de abril de 2004 – menos de um mês após a manifestação do IBAMA – houve uma reunião de alto escalão entre os Ministérios do Meio Ambiente e de Minas e Energia (MMA e MME), com a participação de diretores da ANP e do IBAMA. Nessa reunião, realizada sem a participação de técnicos ambientais<sup>14</sup>, diversas recomendações de exclusão foram reavaliadas e muitos blocos foram “salvos” para a sexta rodada, convertendo solicitações de exclusão em exigências especiais de mitigação no licenciamento. Dos 133 blocos originalmente condenados pelo IBAMA, apenas 61 foram efetivamente excluídos (6,2% do total). O critério utilizado para justificar a exclusão desses 61 blocos da rodada foi a proximidade com Unidades de Conservação costeiras, como o Parque Nacional dos Lençóis Maranhenses e a Reserva Biológica do Arvoredo, adotando-se provisoriamente uma Zona de Amortecimento de 50 km ao redor das unidades.

Para a sétima rodada de licitações (2005), o IBAMA montou novamente o grupo de trabalho interno para análise dos blocos propostos pela ANP. O procedimento de consulta foi muito semelhante ao realizado na sexta rodada, assim como o posicionamento do IBAMA. De um modo geral, foi adotado um critério para exclusão dos blocos em águas rasas – profundidade inferior a 50 metros. Segundo esse critério, foram excluídas áreas nas bacias de Barreirinhas, Potiguar, Sergipe/Alagoas (terra), Espírito Santo (terra) e Santos. Foi também solicitada exclusão de áreas com profundidade inferior a 400 metros nas Bacias de Jequitinhonha e Espírito Santo, na região do Banco dos Abrolhos e adjacências, e na Bacia Potiguar, nas áreas dos bancos oceânicos Aracati, Guará e Sirius. A exceção na sétima rodada se fez pela aprovação de blocos em águas rasas ao redor dos campos de Cangoá e Peroá na Bacia do Espírito Santo e alguns blocos na Bacia de Campos, pelo que o IBAMA caracterizou como reconhecimento da “importância estratégica para a política energética nacional” das áreas.

Na oitava rodada de licitações (2006), as solicitações de exclusão de áreas por parte do IBAMA continuaram focadas nas águas rasas, porém com critérios ligeiramente diferentes. Para as bacias de Barreirinhas, Campos e Santos, foi estabelecida uma profundidade mínima de 60 metros para oferta de áreas. Já no Nordeste, onde a plataforma continental é muito estreita, o IBAMA solicitou a exclusão das áreas com profundidades inferiores a 500 metros – o que foi realizado nas bacias de Pernambuco/Paraíba e Sergipe/Alagoas. Foram excluídos ainda blocos sobre o Complexo Recifal dos Abrolhos (unidade ecossistêmica que engloba o Banco dos

---

<sup>14</sup> Internamente, essa reunião de alto escalão ficou conhecida como o “Acordão da sexta rodada”.

Abrolhos e o Banco Royal Charlotte), em continuidade aos entendimentos que determinaram a retirada dos blocos na quinta rodada (2003).

Na nona rodada de licitações (2007), dos 306 blocos apresentados pela ANP, o IBAMA solicitou a exclusão de apenas 2 blocos – ambos em águas rasas na Bacia do Espírito Santo, em local onde havia estudos para criação de Unidade de Conservação.

Para o posicionamento relativo à décima rodada (2008), houve a necessidade de um rearranjo institucional dado que o IBAMA havia sido dividido em meados de 2007 e algumas diretorias que participavam do processo agora faziam parte do ICMBio – Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade. A decisão do MMA foi pela criação do Grupo de Trabalho Interinstitucional de Atividades de Exploração e Produção de Óleo e Gás – GTPEG, formado por representantes do MMA, do IBAMA e do ICMBio. O grupo, de caráter consultivo, tinha a finalidade de:

[...] contribuir para a elaboração de diretrizes técnicas à análise das questões ambientais relacionadas à definição de blocos exploratórios e ao licenciamento ambiental de empreendimentos de exploração e produção de óleo e gás no território nacional e águas jurisdicionais brasileiras. (Portaria MMA nº 119/2008).

Embora a décima rodada de licitações (2008) tenha contemplado apenas áreas terrestres, a ANP realizou estudos que envolviam a oferta de áreas em três bacias marítimas: Cumuruxatiba, Campos e Santos. O posicionamento do GTPEG em relação a essas áreas teve uma alteração conceitual importante – o critério de referência para exclusão de áreas sensíveis deixou de ser a profundidade e passou a considerar a distância mínima da costa. O entendimento do grupo foi de que a distância mínima da costa representaria melhor parâmetros relacionados aos riscos da atividade petrolífera, como o tempo que o óleo levaria até tocar o litoral, além de evitar a problemática da variação da largura da plataforma continental ao longo da costa. Assim, ao invés de solicitar a exclusão de áreas em profundidades inferiores a 50 ou 60 metros, o GTPEG demandou que a ANP não ofertasse blocos a menos de 50 km da costa. Essa solicitação valeu para as bacias de Campos e Santos, já que para Cumuruxatiba o posicionamento foi de exclusão total em consonância com o posicionamento histórico relativo ao Complexo Recifal dos Abrolhos.

Após a décima rodada em 2008, as rodadas licitatórias foram paralisadas em função do debate sobre o modelo de exploração do pré-sal, tendo sido retomadas apenas em 2013. Durante esse período sem rodadas, o GTPEG se dedicou à



elaboração de normativas relacionadas ao licenciamento ambiental e ao processo de outorga de blocos<sup>15</sup>, como se verá a seguir.

Nos anos que se seguiram à retomada das rodadas ANP, entre 2013 e 2018, o GTPEG continuou sendo consultado previamente, se manifestando de maneira relativamente consistente sobre a necessidade de exclusão ou adequação de blocos muito próximos à costa, de Unidades de Conservação ou em áreas ambientalmente sensíveis como áreas recifais ou de bancos submarinos. De modo geral, os pareceres técnicos do IBAMA e do GTPEG podem ser encontrados ainda hoje no site <http://rodadas.anp.gov.br>, bastando escolher uma rodada específica e buscar em “Diretrizes Ambientais”.

Olhando em retrospectiva, esse mecanismo de consulta prévia da área ambiental já funciona há mais de 15 anos. Apesar de ser um processo de simples consulta institucional – e de não exibir elementos fundamentais da boa prática de avaliação de impacto, como participação pública, por exemplo – é possível afirmar que ele tem sido efetivo em afastar a exploração petrolífera de áreas ambientalmente sensíveis ao longo da costa (Figura 8). Como evidência dessa efetividade, é relevante lembrar que os últimos blocos exploratórios em águas rasas (> 50 m) foram ofertados na sétima rodada de licitações em 2005.

---

<sup>15</sup> Esse esforço gerou as Portarias MMA nº422/2011 (licenciamento ambiental) e Portaria Interministerial MMA/MME nº198/2012 (Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares – AAAS).

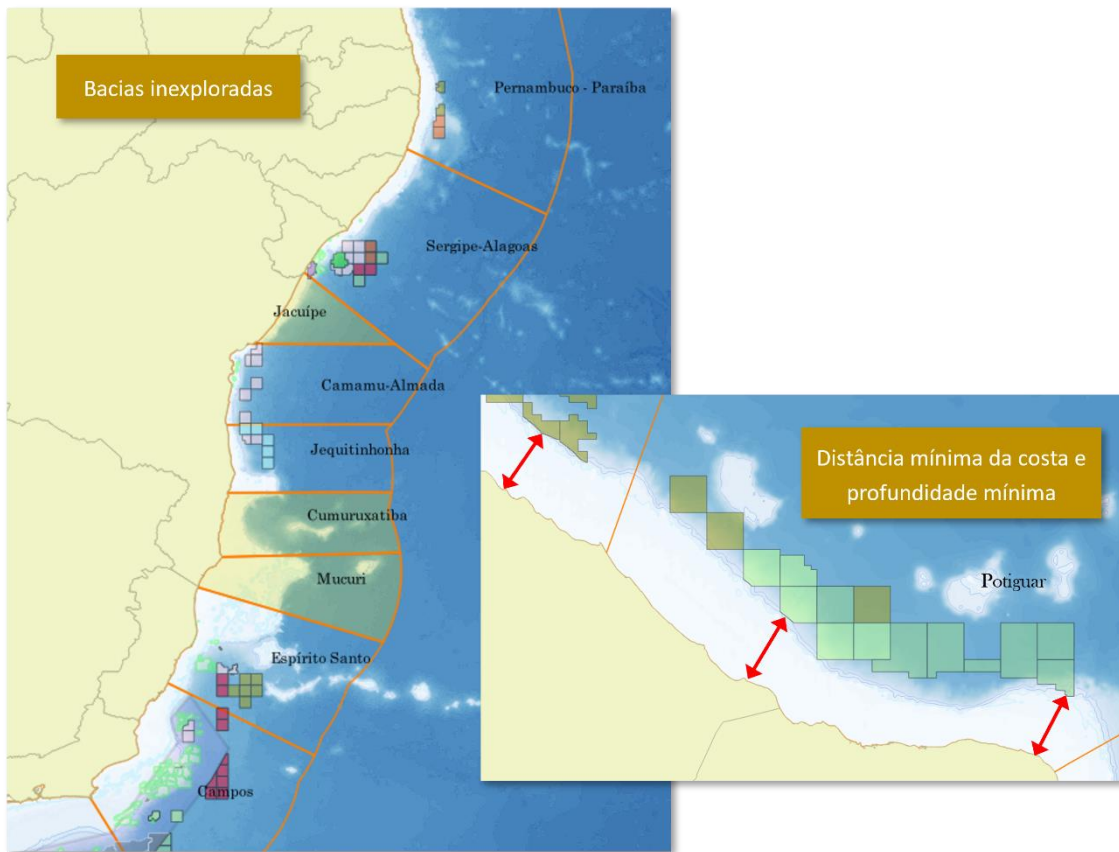


Figura 8: Evidências de efetividade do processo de consulta institucional prévia. Três bacias sedimentares ambientalmente sensíveis mantidas inexploradas (Jacuípe, Cumuruxatiba e Mucuri), profundidade mínima (geralmente 50 m) e distância mínima da costa (geralmente 50 km) para alocação de blocos exploratórios. Fonte: elaboração própria.

Por outro lado, é importante reconhecer as limitações desse processo de simples consulta prévia. Ao invés de constituir uma plataforma efetiva para a integração antecipada da variável ambiental no planejamento do setor, o que se deu ao longo dos anos foi a definição de parâmetros mínimos de aceitabilidade ambiental para os blocos. Dadas as restrições intrínsecas ao processo de consulta prévia – sempre com cronograma reduzido, sem suporte de estudos específicos e com tênue apoio político – esses parâmetros acabaram limitados ao estabelecimento de distância mínima da costa e profundidade mínima da lâmina d’água, rodada após rodada<sup>16</sup>. Avaliações mais complexas e detalhadas não cabiam no escopo da avaliação realizada.

Desta forma, como o objetivo possível da análise ambiental prévia era evitar as situações definitivamente inviáveis, ainda foram aprovados diversos blocos em áreas

<sup>16</sup> Esse aspecto gerava incômodo na própria equipe do GTPEG, que se referia aos parâmetros mínimos de distância e profundidade como “nossos dogmas”. No entanto, a percepção era que esses critérios já eram “aceitos” pela ANP e qualquer desvio para novas argumentações poderia gerar repercussões políticas e colocar em perigo o próprio processo de consulta prévia. Essa percepção de fragilidade era reforçada pela postura geralmente titubeante do MMA, que não parecia disposto a encampar posições técnicas mais arrojadas do grupo.

ambientalmente sensíveis ao longo dos anos – com consequências negativas (e previsíveis) para o processo de licenciamento ambiental.

Um caso ilustrativo dessas limitações aconteceu na 11ª rodada de licitações em 2013. Foi a rodada de retomada das licitações em áreas marítimas após o hiato causado pela descoberta do pré-sal e discussão do modelo de exploração. A 11ª rodada teve foco em áreas do pós-sal e foi fortemente concentrada na nova fronteira exploratória da margem equatorial (bacias sedimentares da plataforma norte).

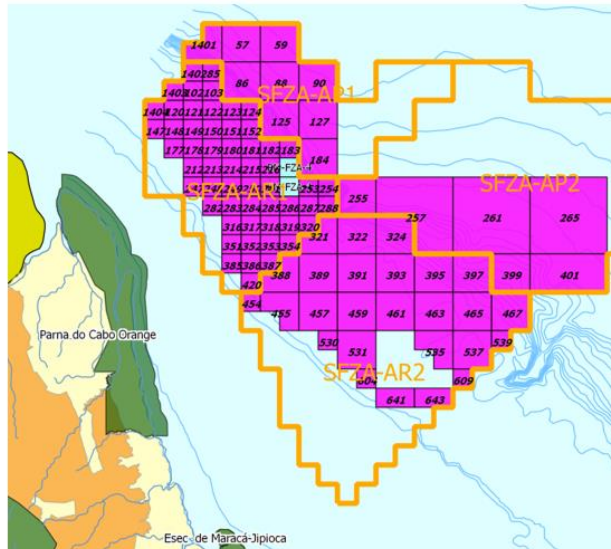
Nessa região a plataforma continental é bastante larga, então os blocos propostos pela ANP atendiam aos critérios de distância e profundidade mínimas. No entanto, como nova fronteira exploratória distante dos centros econômicos do país, a margem equatorial era (e ainda é) relativamente pouco conhecida em seus atributos ambientais. Nos pareceres técnicos de análise prévia da 11ª rodada, o GTPEG fez uma caracterização dessa situação de escassez de conhecimento dos atributos ecossistêmicos offshore combinada com um litoral extremamente sensível e importante do ponto de vista ecológico. Os pareceres articulam especificamente a hipótese de não-concessão das licenças ambientais:

Como demonstrado, existem significativos desafios a serem superados para demonstração da viabilidade ambiental dos projetos que vierem a ser implantados nesses setores. Deverão ser exigidas as melhores práticas internacionais de prevenção e preparo a emergências, sendo certo que algumas conjunturas poderão inviabilizar empreendimentos, dependendo das informações a serem levantadas nos casos concretos. (Parecer Técnico GTPEG nº 01/2013, a respeito da Bacia da Foz do Amazonas)

No seminário técnico da 11ª rodada, o GTPEG foi convidado a apresentar os resultados da análise ambiental prévia. Nessa ocasião, também foram explicitados publicamente os desafios para viabilizar empreendimentos nas bacias da margem equatorial (Figura 9). Apesar disso, diversos blocos exploratórios foram arrematados no leilão, especialmente nas bacias da Foz do Amazonas e Barreirinhas.

## Foz do Amazonas

### Setores SFZA-AP1, SFZA-AP2, SFZA-AR1 e SFZA-AR2



- Alta diversidade biológica, pouco conhecida
- Litoral repleto de Unidades de Conservação
- Ecossistemas litorâneos sensíveis (estuários, reentrâncias, manguezais)
- Intensa hidrodinâmica
- Importância de modelagem robusta de dispersão de óleo
- Dados primários podem ser exigidos
- Dificuldades logísticas para PEI
- Riscos transfronteiriços

Figura 9: Slide apresentado pelo autor em nome do GTPEG no seminário técnico da 11ª rodada de licitações da ANP, realizado em 18 de março de 2013. A apresentação abarcou todas as bacias sedimentares ofertadas na rodada. Fonte: elaboração própria.

Os blocos exploratórios arrematados na 11ª rodada em 2013 tiveram em geral um licenciamento ambiental conflituoso, custoso e demorado. Campanhas para obtenção de dados primários tiveram que ser realizadas e audiências públicas foram palco de muita controvérsia na região. No limite, um pedido de licença para perfuração de poços na bacia da Foz do Amazonas foi negado à petrolífera Total em 2018. No despacho de indeferimento do pedido de licenciamento, o IBAMA atribui a negativa às seguintes questões, dentre outras:

[...] são notórias as dificuldades encontradas pela empresa para solucionar questões técnicas para a realização de perfuração, em especial aquelas ligadas a apresentar um Plano de Emergência Individual que seja exequível e compatível com a extrema sensibilidade ambiental da região. Sensibilidade esta já identificada, mas também potencial, visto que a área ainda apresenta lacunas expressivas, em especial em relação ao chamado Sistema Recifal da Foz do Amazonas.

Em um cenário de produção, as preocupações seriam ainda maiores, uma vez que os impactos previstos são também mais significativos. Dessa forma, se a empresa, após cinco versões do EIA, ainda tem dificuldades de apresentar um projeto satisfatoriamente seguro para operar uma perfuração exploratória nestes blocos, desperta dúvida se, caso superada esta etapa, a mesma seria capaz de desenvolver um

projeto de produção e escoamento compatível com as características da Bacia da Foz do Amazonas. (Parecer Técnico nº 215/2018-COEXP/CGMAC/DILIC).

Até hoje, nenhum dos blocos adquiridos na margem equatorial na 11ª rodada em 2013 conseguiu licenciamento ambiental para perfuração de poços na região, embora o da Total tenha sido o único indeferimento formal até o momento. Os demais vêm se arrastando com dificuldades até que, na maioria dos casos, a empresa desiste do empreendimento e devolve o bloco à ANP. Uma avaliação detalhada de todos os casos vai além do escopo desta análise, mas o fato é que blocos exploratórios foram licitados em áreas ambientalmente sensíveis na margem equatorial em 2013 apesar da existência do processo de consulta ambiental prévia. Como resultado, as concessionárias que adquiriram esses blocos tiveram significativas dificuldades para realizar o licenciamento ambiental dos projetos exploratórios – exatamente como previsto pelo GTPEG em sua análise da rodada.

Ou seja, se por um lado o processo de consulta prévia não foi capaz de evitar que blocos em áreas sensíveis fossem licitados, por outro ele gerou e forneceu informações estratégicas antecipadas que alertavam as empresas sobre os riscos envolvidos na compra de blocos nessas áreas.

#### ***2.2.4.2012: introdução de um instrumento de avaliação estratégica***

Apesar de sua efetividade relativa, o processo de consulta institucional prévia sempre foi considerado frágil e limitado pelos diferentes atores participantes. Em função disso, a partir de 2009 iniciou-se um debate acerca de uma normativa capaz de inserir a variável ambiental no processo de outorga de blocos exploratórios de modo mais estruturado. Esse debate envolveu representantes das áreas governamentais envolvidas (meio ambiente e energia) e da indústria (Petrobras e IBP<sup>17</sup>), que se reuniram no âmbito de um grupo de trabalho do Prominp – Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural<sup>18</sup>.

Após quase dois anos de reuniões e debates regulares entre 2009 e 2011, o grupo de trabalho desenvolveu uma proposta de instrumento de avaliação estratégica para aprimorar o processo de outorga de blocos exploratórios pela ANP. A Avaliação

---

<sup>17</sup> Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, entidade representativa das empresas petrolíferas no Brasil.

<sup>18</sup> O Prominp foi um programa voltado ao fortalecimento das cadeias produtivas nacionais ao redor da indústria petrolífera. A questão ambiental era de interesse para o Prominp dada sua capacidade de gerar gargalos em processos autorizativos.

Ambiental de Área Sedimentar – AAAS foi desenhada para ser esse instrumento estruturado, envolvendo tanto a elaboração de estudos quanto a participação pública no processo de avaliação prévia das áreas a serem ofertadas. Não está claro o porquê da opção por uma nomenclatura específica ao invés da adoção da terminologia consagrada de Avaliação Ambiental Estratégica – AAE, mas a AAAS é certamente um instrumento do “tipo AAE”.

A normativa, estabelecida formalmente em 2012 por meio da Portaria Interministerial MME/MMA nº 198/2012, prevê a necessidade de coordenação entre os ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente, bem como de suas instituições afiliadas. O processo foi desenhado para ser conduzido por um Comitê Técnico de Acompanhamento – CTA formado por representantes do IBAMA, da ANP, do ICMBio e de outras instituições governamentais. O elemento central da AAAS é o Estudo Ambiental de Área Sedimentar – EAAS, o qual é executado ou contratado pelo Ministério de Minas e Energia. O processo envolve consultas públicas em pelo menos duas etapas: na definição do escopo do estudo e na avaliação do estudo em si.

A principal inovação trazida pela AAAS é a classificação das áreas avaliadas em três categorias, ao final do processo: áreas aptas, áreas não-aptas e áreas em moratória (temporariamente fora do alcance da indústria petrolífera). As áreas aptas passam a estar aprovadas para inclusão em processos de outorga<sup>19</sup> de blocos exploratórios. Áreas não-aptas passam a estar fora do alcance da indústria permanentemente. Já as áreas em moratória não podem ser incluídas em processos de outorga até estudos mais aprofundados permitirem uma reavaliação da sua condição.

A AAAS também deve estabelecer recomendações para o licenciamento ambiental de projetos na região estudada. A Figura 10 ilustra as etapas e as responsabilidades para realização da AAAS.

---

<sup>19</sup> Nomenclatura genérica que serve para diferentes modelos contratuais, como concessão, partilha etc.



*Figura 10: Esquema de etapas e responsabilidades da AAAS. As consultas públicas são de responsabilidade do CTA. Na etapa de desenvolvimento do EAAS, cabe ao MME executar ou contratar o estudo. Na experiência implementada até o momento, essa tarefa foi delegada à EPE<sup>20</sup> (área terrestre) e à ANP (área marítima). Quando da emissão do relatório conclusivo pelo CTA, é resguardada a possibilidade de serem produzidos pareceres técnicos independentes pelas instituições em caso de dissenso. Fonte: elaboração própria, com base na Portaria Interministerial MME/MMA n° 198/2012.*

Considerando a longa expectativa que havia sobre um instrumento de avaliação ambiental estratégica para o setor de petróleo e gás, a criação da AAAS foi bem recebida pela literatura acadêmica (OBERLING; LA ROVERE; SILVA, 2013; SÁNCHEZ, 2017; SILVA et al., 2014). No entanto, não se poderia imaginar que a sua implementação atrasaria tantos anos.

Após a criação da AAAS em abril de 2012, seguiu-se um período de inércia institucional de difícil explicação. A primeira etapa do processo – seleção da área sedimentar – só foi realizada no último trimestre de 2013. Para a primeira experiência

<sup>20</sup> Empresa de Pesquisa Energética, empresa pública vinculada ao MME, oferece serviços e estudos voltados ao planejamento energético nacional.

da AAAS, o MME escolheu duas áreas: a Bacia de Solimões (terrestre) e as Bacias de Sergipe-Alagoas e Jacuípe (marítimas).

O próximo passo do processo é a composição do Comitê Técnico de Acompanhamento - CTA, responsável pela condução geral das atividades. Os CTAs para as áreas escolhidas só foram constituídos formalmente em novembro de 2014<sup>21</sup>. No caso da AAAS marítima, foco desta análise, o CTA foi composto por 6 representantes institucionais: MME, MMA, ANP, EPE, IBAMA e ICMBio.

Em seguida, coube ao CTA elaborar uma minuta de Termo de Referência para o EAAS e submetê-la à consulta pública. A consulta foi aberta somente no dia 18 de novembro de 2015 – exatamente um ano após a formalização do CTA.

Definido o Termo de Referência, a próxima etapa era a realização do estudo em si. Nesse primeiro ciclo, o MME decidiu delegar a contratação da consultoria especializada para a EPE, no caso da AAAS terrestre, e para a ANP, no caso da área marítima. A ANP então iniciou os trâmites com vistas à licitação da empresa de consultoria.

A primeira tentativa de contratação foi realizada no final de 2016 e restou inviabilizada, sem nenhuma empresa habilitada aos critérios estabelecidos em edital. Uma segunda concorrência foi aberta em meados de 2017 com um edital revisado, finalmente viabilizando a contratação de uma empresa para executar o estudo. O contrato só foi ser finalmente assinado em julho de 2018.

O EAAS das bacias sedimentares de Sergipe-Alagoas e Jacuípe foi então realizado durante os dois 2 anos seguintes, incluindo o período de elaboração, consulta pública de 90 dias e consolidação dos resultados. O EAAS final foi apresentado publicamente pela ANP em 29 de julho de 2020.



Figura 11: Linha do tempo da AAAS para as bacias de Sergipe-Alagoas e Jacuípe. Fonte: elaboração própria.

<sup>21</sup> Portarias Interministeriais MME/MMA nº621 e 622/2014.



De acordo com o previsto na normativa da AAAS, após a conclusão do estudo há a elaboração de um relatório conclusivo por parte do CTA e o encaminhamento para uma Comissão Interministerial MME/MMA que irá apreciar o relatório e tomar decisão sobre a indicação de áreas aptas, não-aptas e em moratória, além de estabelecer recomendações para o licenciamento ambiental.

O Relatório Conclusivo do CTA foi finalizado em fevereiro de 2021 e, inexplicavelmente, não foi tornado público. O relatório sugere áreas aptas e não-aptas nas bacias estudadas e faz recomendações para o licenciamento ambiental. O MME, no entanto, não ficou satisfeito com os resultados do estudo e elaborou um parecer técnico divergente, que foi anexado ao relatório do CTA<sup>22</sup>. Até o momento da redação deste capítulo, os documentos não haviam sido apreciados pela Comissão Interministerial, que sequer existe formalmente – houve uma minuta de decreto em tramitação propondo sua criação<sup>23</sup>, mas até abril de 2023 isto não aconteceu.

Nos dez anos entre a criação do instrumento da AAAS e o final de 2022, já foram realizadas 17 rodadas de licitações da ANP, outorgando direitos exploratórios nas águas jurisdicionais brasileiras. Em todo esse período, nenhuma Avaliação Ambiental de Área Sedimentar foi concluída.

Como regra de transição, a Portaria Interministerial MME/MMA n° 198/2012 estabeleceu que as áreas para exploração e produção de petróleo e gás

[...] enquanto ainda não forem submetidas à AAAS [...] serão definidas a partir de manifestação conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente, de acordo com diretriz estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. (art. 27)

Apoiada nessa regra de transição, a ANP seguiu planejando e executando rodadas de licitações à moda antiga, bastando consultar a área ambiental federal sobre os blocos propostos. Tal entendimento foi consolidado na revisão da política de exploração e produção de petróleo e gás natural em 2017:

Art. 6° O planejamento de outorga de áreas levará em consideração as conclusões de estudos multidisciplinares de **avaliações ambientais de bacias sedimentares**, com abrangência regional, que subsidiarão o planejamento estratégico de políticas públicas, de modo a dar maior segurança e previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental

---

<sup>22</sup> No próprio relatório consta que houve alteração tardia na equipe do MME que acompanhava o processo. Quando o novo representante chegou, o capítulo de classificação de aptidão já havia sido concluído, com consenso entre todas as instituições do CTA. É digno de nota que os demais membros do CTA, incluindo ANP e EPE, não aceitaram a modificação das conclusões do estudo, mesmo sob pressão do MME.

<sup>23</sup> Conforme processo administrativo IBAMA n°02000.003143/2021-31.

dos empreendimentos petrolíferos, segundo as melhores práticas internacionais.

[...]

§ 2º Alternativamente, **para as áreas que ainda não tenham sido concluídos tais estudos**, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por **manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia e do Ministério do Meio Ambiente** [...].

§ 3º Para atendimento ao disposto no § 2º, os Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente:

I - poderão, individual e independentemente, delegar a competência para o estabelecimento da citada manifestação conjunta; e

II - deverão **estabelecer em cento e vinte dias**, contados a partir da publicação desta Resolução, **os procedimentos, critérios e prazos que balizarão as manifestações conjuntas**. (Resolução CNPE nº 17/2017, grifos nossos)

Tais procedimentos, critérios e prazos para balizar as manifestações conjuntas, que seriam estabelecidos em 120 dias segundo a resolução, demoraram cinco anos para serem elaborados. A Portaria Interministerial MME-MMA nº 01/2022, de 22 de março de 2022, finalmente trouxe um regramento para as manifestações conjuntas. Infelizmente, a normativa parece reforçar o retrocesso dos últimos anos.

De início, dois aspectos formais importantes. O primeiro é que a portaria consolida a ideia de que IBAMA e ICMBio fazem pareceres (independentes ou conjuntos) sem a participação do MMA. Isso é o oposto do que acontecia durante a existência do GTPEG, quando as instituições trabalhavam de modo integrado, contando com a participação de técnicos e da alta gerência do ministério. Essa integração estava no cerne da robustez das manifestações do GTPEG, contando com o respaldo político (na maioria das vezes) do próprio MMA para encaminhar as decisões do grupo. Com a lógica de pareceres independentes, o MMA fica em uma posição de instância “revisora” das manifestações técnicas e faz a sua interlocução com o MME de modo apartado da área técnica.

O outro aspecto formal é a questão dos prazos: a portaria estabelece 30 dias para os órgãos ambientais elaborarem os pareceres técnicos e, depois de recebidos os pareceres, 60 dias para os ministérios finalizarem a manifestação conjunta. Difícil compreender a lógica desses prazos, uma vez que o grosso do trabalho técnico se dá na primeira etapa. De acordo com o histórico de análises desse tipo, 30 dias parece bem insuficiente para um trabalho técnico de qualidade. A normativa parece dar mais

ênfase à fase de mediação política entre os ministérios do que à avaliação técnica dos órgãos ambientais.

Do ponto de vista técnico, a portaria parece voltada a reduzir ao máximo a influência das análises de IBAMA e ICMBio no desenrolar da rodada de licitações. No artigo 4º a norma estabelece o conteúdo da manifestação conjunta, agrupado em três possibilidades: (i) exclusão de áreas, (ii) indicação de sobreposições e (iii) outros aspectos advindos da consulta aos órgãos ambientais.

A possibilidade de exclusão de áreas de blocos está restrita a duas situações: sobreposição com Unidades de Conservação (excluídas zonas de amortecimento e APAs) e com Terras Indígenas (delimitadas, declaradas, homologadas e regularizadas por decreto presidencial) que constem nas bases de dados oficiais. Parece evidente que para avaliar a sobreposição de blocos propostos com bases oficiais de UCs e TIs não seria necessário um processo estruturado de consulta prévia.

Além das situações acima descritas que podem levar à exclusão de áreas, a manifestação conjunta também deverá indicar<sup>24</sup> a existência de sobreposições dos blocos com: (i) APAs e zonas de amortecimento de UCs, conforme bases de dados do MMA e do ICMBio; (ii) áreas de ocorrência de espécies de flora e fauna ameaçada, conforme bases de dados do JBRJ<sup>25</sup> e do ICMBio, respectivamente; (iii) assentamentos e territórios quilombolas, conforme base de dados do INCRA<sup>26</sup>; (iv) áreas tombadas e sítios arqueológicos ou paleontológicos, conforme base de dados do IPHAN<sup>27</sup>; 5) áreas com riscos geológicos, conforme base de dados do CPRM<sup>28</sup>. Novamente, parece estranho supor um processo de consulta prévia apenas para verificar sobreposição dos blocos com bases de dados públicas e disponíveis.

A terceira e última possibilidade de conteúdo da manifestação conjunta é também a mais vaga e misteriosa: “Art. 4º, Inciso III – (deverá) ser indicado o potencial petrolífero e eventuais restrições ambientais, bem como os aspectos específicos apontados pelos órgãos consultados (...)”. Não está claro quem deverá providenciar a análise do potencial petrolífero – certamente não os órgãos ambientais. Quanto a eles, imagina-se que devam informar eventuais restrições ambientais e outros aspectos específicos. No entanto, dado que não há possibilidade de exclusão de áreas, nem de

---

<sup>24</sup> A escolha do verbo “indicar” parece ser no sentido de mera informação ao potencial investidor na rodada de licitações.

<sup>25</sup> Jardim Botânico do Rio de Janeiro, responsável pela Lista Nacional Oficial de Espécies da Flora Ameaçadas de Extinção.

<sup>26</sup> Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária.

<sup>27</sup> Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional.

<sup>28</sup> Serviço Geológico do Brasil.

indicar sobreposições que escapem às opções predeterminadas, resta aos órgãos ambientais somente “informar eventuais restrições ambientais”. Fica subentendido que seriam restrições aplicáveis ao licenciamento ambiental de projetos a serem desenvolvidos nos blocos a serem leiloados. Ou seja, a portaria abre a possibilidade para que o IBAMA antecipe eventuais restrições que poderão incidir sobre projetos hipotéticos a serem licenciados no futuro.

É evidente que tal exercício de futurologia dificilmente trará resultados positivos no longo prazo. Em primeiro lugar, porque antecipar possíveis condições para um licenciamento que acontecerá somente anos depois é arriscado, pois os critérios e procedimentos estão em constante evolução. Ao invés de fornecer segurança jurídica para o empreendedor, o registro de restrições futuras no momento da rodada de licitações pode contribuir para conflitos e falsas expectativas no licenciamento ambiental. E em segundo lugar, porque na impossibilidade de incidir mais objetivamente na exclusão de áreas/blocos e considerando as incertezas sobre quais projetos serão submetidos ao licenciamento no futuro, a tendência é que o IBAMA opte por uma postura de precaução e seja mais restritivo de modo geral em seu posicionamento técnico. Anos depois, ao ser confrontado com a sua manifestação técnica da época da rodada, o órgão ambiental vai preferir ter exagerado na precaução do que lidar com o ônus de estabelecer novas restrições que não haviam sido antecipadas aos participantes da rodada.

Assim, a nova normativa sobre a manifestação conjunta MME-MMA parece reforçar a deterioração do processo de consulta prévia à área ambiental. E se essa é a “regra de transição” a ser adotada enquanto não se implementam as AAAS em todas as regiões, temos uma significativa redução da efetividade do processo de avaliação ambiental prévia das rodadas de licitações da ANP.

No que se refere à AAAS, seu futuro é incerto. A primeira experiência no ambiente marítimo levou oito anos apenas para chegar à fase de conclusão do estudo, sem contar a necessária apreciação dos resultados pelas instâncias ministeriais tomadoras de decisão. Essa demora certamente tem causas multifatoriais – mudanças nas equipes ministeriais, questões orçamentárias etc. – mas a consequência mais óbvia é a erosão da utilidade do instrumento para os fins desejados.

Desde 2012, o cenário nacional de exploração petrolífera mudou de maneira significativa. A bacia sedimentar de Sergipe-Alagoas vive um declínio da produção em águas rasas e boa parte das áreas mais profundas já foi licitada, colocando em perspectiva a serventia dos resultados da AAAS ora em conclusão. Em paralelo, durante

esse período a margem equatorial vivenciou forte aumento no interesse e vem experimentando dificuldades no processo de licenciamento ambiental – talvez a realização de uma AAAS na região antes da oferta dos blocos pudesse ter sido instrumental para a redução dos conflitos.

Seria importante refletir sobre o desenho das Avaliações Ambientais de Área Sedimentar antes de uma próxima aplicação. Foram investidos cerca de R\$ 4 milhões na avaliação de Sergipe-Alagoas e Jacuípe e não está claro até agora se haverá ganhos para o processo de outorga, para o licenciamento ambiental e em aprendizado institucional para as partes envolvidas.

Da mesma forma, não parece óbvia qual será a estratégia adotada para que a AAAS seja relevante para o processo de outorga de blocos exploratórios. Escolher outra área de tamanho similar à de Sergipe-Alagoas/Jacuípe e demorar mais 8 anos para concluir a avaliação não parece razoável. Nesse sentido, ainda que se reduza o tempo de cada AAAS, adotar uma estratégia sequencial de áreas sedimentares também não parece ser capaz de trazer resultados para todo o litoral em um tempo adequado.

Talvez um caminho seja repensar o instrumento, aproximando-o de um modelo de avaliação programática. Nesse modelo, a avaliação ambiental não seria feita com base regional (área sedimentar), mas em reação ao planejamento setorial da ANP. Ao invés de avaliarem-se as áreas, seriam avaliadas as rodadas de licitações. Para viabilizar os ciclos de avaliação, seria preciso adotar um planejamento plurianual de rodadas (ciclos de 3, 4 ou 5 anos).

A diferença desse novo instrumento para o que já ocorre hoje seria a estruturação da análise prévia, com elementos técnico-metodológicos mais robustos e a participação pública no processo. Algo nessa direção já havia sido proposto na tese de doutoramento da ex-ministra do meio ambiente Izabella Teixeira, defendida em 2008 no PPE/COPPE/UFRJ (TEIXEIRA, 2008).

Essa proposta será retomada ao final deste capítulo. Por ora, retornaremos à linha do tempo das rodadas de licitações da ANP com o desmonte do modelo de consulta prévia que funcionou durante muitos anos.

### **2.2.5.2019: mudanças políticas e desmonte do processo de avaliação prévia**

O processo de AAAS foi desenhado para dar mais estrutura e robustez à avaliação ambiental prévia das rodadas de licitações da ANP. No entanto, como visto no item anterior, sua efetividade até o momento não pôde sequer ser posta à prova, tamanho o atraso na sua implementação. Em 2019, no entanto, as mudanças no ambiente político representaram uma guinada antiambiental e aprofundaram um desmonte generalizado para as políticas ambientais no Brasil (ARAÚJO, 2020; BARBOSA; ALVES; GRELLE, 2021; VIOLA; GONÇALVES, 2019).

No que diz respeito ao processo de consulta ambiental prévia, a guinada antiambiental teve influências deletérias tanto formais quanto informais. Do ponto de vista formal, o “revogaço”<sup>29</sup> ocorrido em abril de 2019 extinguiu oficialmente o GTPEG. No entanto, para todos os fins, o grupo de trabalho já havia perdido sua funcionalidade desde o início da transição de governo no final de 2018. Com as mudanças de liderança nos setores-chave dos ministérios envolvidos, era preciso indicar novos nomes para compor o grupo de trabalho – o que nunca foi feito – dando início ao desmonte do processo de consulta ambiental prévia que havia funcionado por 11 anos.

Os casos da 16ª e da 17ª rodada de licitações são ilustrativos desse declínio. Para a 16ª rodada, a ANP enviou ao MMA para avaliação prévia os setores e blocos planejados em novembro de 2018. Dada a desarticulação interna potencializada pela transição de governo, o pedido ficou sem resposta até fevereiro/2019, quando a ANP reiterou a solicitação. Nesse momento, o MMA oficiou o IBAMA<sup>30</sup> reconhecendo que ainda não havia indicado nomes para compor o GTPEG, mas que a competência para emissão de “parecer ambiental” nessa temática era da Diretoria de Licenciamento Ambiental (DILIC) do IBAMA, dando um prazo de 25 dias para manifestação técnica do órgão.

A Informação Técnica do IBAMA foi elaborada por analistas da CGMAC/DILIC<sup>31</sup>, setor responsável pelo licenciamento de petróleo e gás offshore, e enviada à ANP em 18 de março de 2019. A manifestação técnica analisou 42 blocos propostos nas bacias de Camamu-Almada, Campos, Jacuípe, Pernambuco-Paraíba e Santos. Destes, 35

---

<sup>29</sup> O Decreto nº9.759 de 11 de abril de 2019 revogou centenas de colegiados que faziam parte do funcionamento da máquina do executivo federal. Uma parte deles precisou ser recriada por meio de decretos presidenciais nos meses seguintes. Outra parte jamais foi recriada, deixando importantes processos de gestão pública paralisados até hoje.

<sup>30</sup> Ofício nº 1024/2019/MMA, de 19 de fevereiro de 2019.

<sup>31</sup> Coordenação-geral de licenciamento de empreendimentos marinhos e costeiros.

foram aprovados sem objeção. Para os blocos propostos nas Bacias de Camamu-Almada e Jacuípe, o IBAMA argumentou:

[...] entende-se que a oferta dos **Blocos CAL-M-126, CAL-M-252, CAL-M-316, CAL-M-376, nesta bacia deve ser precedida da realização de estudos de caráter estratégico (como a AAAS)**, que poderiam avaliar a aptidão da área com maior segurança ambiental, proporcionando, conseqüentemente, maior segurança jurídica aos empreendedores. (p. 3)

[...] **Encontra-se em andamento a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) das Bacias de Sergipe/Alagoas e Jacuípe**, cujo Comitê Técnico de Acompanhamento – CTA foi constituído pela Portaria Interministerial MME/MMA nº 622, de 18.11.2014.

Considerando que o cronograma em curso para conclusão para a AAAS das bacias de SEAL e Jacuípe prevê conclusão dos trabalhos para o mês de novembro de 2019, **não se justifica a ofertas de áreas nas referidas bacias antes da conclusão** da referida avaliação.

[...] Diante da proximidade da conclusão dos trabalhos técnicos relativos a AAAS da bacia de Jacuípe, **indica-se a exclusão dos blocos JA-M-26, JA-M-43, JA-M-45**. (p. 4 – Informação Técnica nº 7/2019-COPROD/CGMAC/DILIC. Grifos nossos)

Ou seja, o IBAMA solicitou a retirada – temporária – de blocos de uma região conhecidamente sensível e com histórico de licenciamentos conflituosos (Camamu-Almada) e de uma região que estava sendo avaliada por um processo de AAAS naquele momento (ver Figura 12).

Em 29 de março de 2019, o Ministério do Meio Ambiente, por meio de sua Secretaria-Executiva, solicitou que o presidente do IBAMA revisasse a posição do Instituto, considerando a “relevância estratégica do tema”<sup>32</sup>. Prontamente, no primeiro dia útil seguinte, o Presidente do IBAMA Eduardo Bim respondeu ao MMA com um ofício<sup>33</sup> em que diz discordar da exclusão dos blocos propostos na Informação Técnica da sua própria Diretoria de Licenciamento Ambiental. A argumentação era baseada nos seguintes fundamentos, segundo ele:

As **manifestações anteriores do GTPEG**, em especial, a realizada como suporte a decisão do CNPE para o leilão da 13ª Rodada, **indicaram como possível a realização de leilão para blocos em áreas mais próximas da costa do que as dos Blocos apresentados para a 16ª Rodada**. Pela análise dos blocos a serem ofertados na 16ª Rodada, estes são adjacentes e em posição mais distante em relação a costa se comparados aos do que foram propostos para a 13ª Rodada;

**O critério técnico de referência utilizado em manifestações anteriores do GTPEG, que é a distância de 50 metros de profundidade e 50 km, foram respeitados pela ANP** na propositura de Blocos a serem levados a leilão na 16ª Rodada. Na verdade as

---

<sup>32</sup> Ofício nº2070/2019/MMA, de 29 de março de 2019.

<sup>33</sup> Ofício nº237/2019/GABIN, ironicamente emitido em 1º de abril de 2019.

distâncias da costa e profundidades de lâmina d'água são superiores ao critério sempre utilizado como baliza técnica, tendo em vista a sensibilidade ambiental da área, em especial, da costa;

**A não conclusão do estudo da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) para as Bacias de Jacuípe e Sergipe-Alagoas, não se configura como fundamento técnico para a negativa de se levar Blocos a leilão**, considerando principalmente, que as condições de contorno apontadas na Informação Técnica como modelagens e outros rigores impostos a quem adquirir determinado Bloco são devidamente apontadas na referida Informação. Além disso, **a exigência pela apresentação de modelagens e outros estudos pertinentes ocorrerão, de toda forma no âmbito do licenciamento ambiental** levados a cabo no Ibama. Portanto, **a ausência da AAAS não substitui a exigência realizada por este Instituto**, e as empresas sabem que assim é exigido. (Ofício nº 237/2019/GABIN – Grifos nossos, erros gramaticais no original)

O Presidente disse ainda no ofício que as manifestações do GTPEG “não têm o condão de substituir o licenciamento ambiental” e “não estabelecem obrigatoriedade à concessão de licenças requeridas futuramente, após a realização do leilão”.

Três dias após o ofício da presidência do IBAMA ao MMA, o Diretor de Licenciamento Ambiental do IBAMA, Jônatas Trindade, elaborou solitariamente um parecer técnico<sup>34</sup> concordando com a revisão feita pela presidência do instituto, a despeito de ter sido ele próprio a encaminhar ao MMA a Informação Técnica original que solicitava a exclusão dos blocos<sup>35</sup>. No parecer, além de ecoar a obviedade de que a AAAS não substitui o licenciamento ambiental, o diretor minimizou a avaliação técnica da sua própria diretoria, argumentando que ela *“consubstancia-se em subsídio técnico para que o Ministério possa construir a Manifestação Conjunta MME-MMA, não se configurando em documento mandatário para o MMA.”*

Ou seja, tanto a Diretoria de Licenciamento Ambiental quanto a própria Presidência do IBAMA efetivamente conspiraram para desmontar o processo de consulta ambiental prévia, sob demanda política do Ministério do Meio Ambiente. Note-se que a retórica dos documentos mencionados, repleta de obviedades e falácias argumentativas, presta-se a apenas um objetivo – viabilizar o leilão de blocos exploratórios em contrariedade à avaliação ambiental prévia realizada.

Nessa argumentação, a existência do licenciamento ambiental como o instrumento último de avaliação da viabilidade ambiental dos empreendimentos (o que de fato é), serve para desqualificar qualquer tentativa de consideração prévia da variável ambiental. Se este é o caso, qual seria o sentido de realizar uma AAAS ou uma

---

<sup>34</sup> Parecer Técnico nº22/2019-DILIC, de 4 de abril de 2019.

<sup>35</sup> Ofício nº189/2019/DILIC, de 18 de março de 2019.



avaliação prévia das rodadas? Se nem uma AAAS em andamento impede a oferta de blocos em determinada bacia, qual o sentido do instrumento?

Esse entendimento que conjunturalmente uniu MMA e IBAMA (presidência e diretoria) relegou todo o peso da avaliação da viabilidade ambiental para o momento do licenciamento ambiental e todo o risco da não-obtenção da licença para o empreendedor. Na prática, é um retorno à situação pré-2004 e representa o desmonte dos avanços conseguidos ao longo dos últimos anos.

Como era de se esperar, houve mobilização da sociedade civil para tentar impedir a oferta de blocos em áreas sensíveis na 16ª rodada. Relembrando a polêmica da quinta rodada em 2003, diversas frentes de contestação foram abertas. No terceiro setor, um conjunto de ONGs montou um grupo denominado Conexão Abrolhos para tentar reverter a situação (GESISKY, 2019). Na esfera política, os Senadores Fabiano Contarato (Rede-ES) e Randolfe Rodrigues (Rede-AP) entraram com uma ação cautelar na justiça buscando garantir a exclusão dos blocos da rodada (BORGES, 2019). E por fim, também o Ministério Público Federal se envolveu no processo, solicitando na justiça a retirada dos sete blocos das bacias de Camamu-Almada e Jacuípe (RAMALHOSO, 2019).

Ao cabo, às vésperas da realização da rodada, a justiça concedeu uma liminar parcial ao pedido do MPF e obrigou a ANP a divulgar que a oferta de blocos nas bacias de Camamu-Almada e Jacuípe na 16ª rodada de licitações estava “sob o crivo do Poder Judiciário” (LISBOA, 2019). A rodada foi finalmente realizada no dia 10 de outubro de 2019. Nenhuma oferta foi feita para aquisição dos sete blocos em questão.

Na 17ª rodada, houve um desenrolar semelhante de eventos. A ANP propôs blocos para análise do IBAMA em outubro de 2019<sup>36</sup>. Foram propostos 128 blocos nas bacias de Pelotas, Santos, Campos, Potiguar e Pará-Maranhão. O IBAMA analisou as áreas propostas e consolidou a manifestação na Informação Técnica nº 02/2019-CGMAC/DILIC, de 6 de dezembro de 2019.

De todas as áreas propostas, a equipe técnica do IBAMA defendeu a exclusão de 3 conjuntos de blocos:

- Áreas em águas muito rasas na bacia de Pelotas (ver Figura 12): 24 blocos ao sul do setor SP-AR1, localizados em área com profundidade mínima de até 20 m – solicitação de exclusão de acordo com critérios utilizados anteriormente pelo GTPEG.

---

<sup>36</sup> Ofício nº 783/2019/SSM/ANP-RJ-e, de 18 de outubro de 2019.

- Áreas em águas profundas na bacia de Pelotas: 50 blocos nos setores SP-AR1 (norte) e SP-AP1 – áreas pouco conhecidas e possibilidade de impactos transfronteiriços, solicitação de retirada da rodada enquanto não se realiza “avaliação prévia estruturada de caráter estratégico, como a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS)”.

- Áreas em águas muito profundas na bacia do Pará-Maranhão: 8 blocos no setor SPAMA-AUP1 – áreas pouco conhecidas, solicitação de retirada da rodada enquanto não se realizam “estudos de caráter estratégico, como a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS)”.

No entanto, já no despacho de encaminhamento<sup>37</sup> da manifestação técnica, o Diretor de Licenciamento Ambiental discordou parcialmente do posicionamento técnico. Para a exclusão dos blocos em águas muito rasas em Pelotas, houve concordância com o pedido, já que havia coerência com os critérios anteriormente adotados pelo GTPEG (50 km de distância mínima e 50 m de profundidade mínima). Mesmo assim, o Diretor fez questão de sinalizar no despacho um possível encaminhamento alternativo para viabilizar os blocos (realizar campanha batimétrica para confirmar as profundidades).

Para as demais áreas na bacia de Pelotas (50 blocos), o Diretor resgatou os mesmos argumentos da 16ª rodada, defendeu que a ausência da AAAS não pode impedir a oferta de blocos e reverteu o encaminhamento proposto pela equipe técnica.

Já para a bacia do Pará-Maranhão, o Diretor concordou com a exclusão dos 8 blocos uma vez que as áreas estavam listadas na proposta de oferta permanente encaminhada pela ANP ao IBAMA, ainda em análise naquele momento.

De toda forma, fica caracterizada a fragilidade do processo de avaliação ambiental prévia na ausência de um *locus* institucional mais robusto, como era o GTPEG. Na ausência de coordenação entre os diferentes setores da área ambiental federal, não só a análise fica fragmentada e incompleta como também fica sujeita ao crivo individual de gestores que não necessariamente compreendem a importância e a função da avaliação ambiental prévia.

Curiosamente, a 17ª rodada de licitações também foi marcada por polêmicas e disputas – mas sobre uma área que o IBAMA não deu a devida importância em sua análise. Instado pelo IBAMA a se manifestar, o ICMBio também elaborou uma análise

---

<sup>37</sup> Despacho nº 6581934/2019-DILIC, de 16 de fevereiro de 2020.

sobre as áreas propostas pela ANP. Foi o ICMBio quem sinalizou, acertadamente, os riscos envolvidos na oferta de blocos em águas profundas na bacia Potiguar.

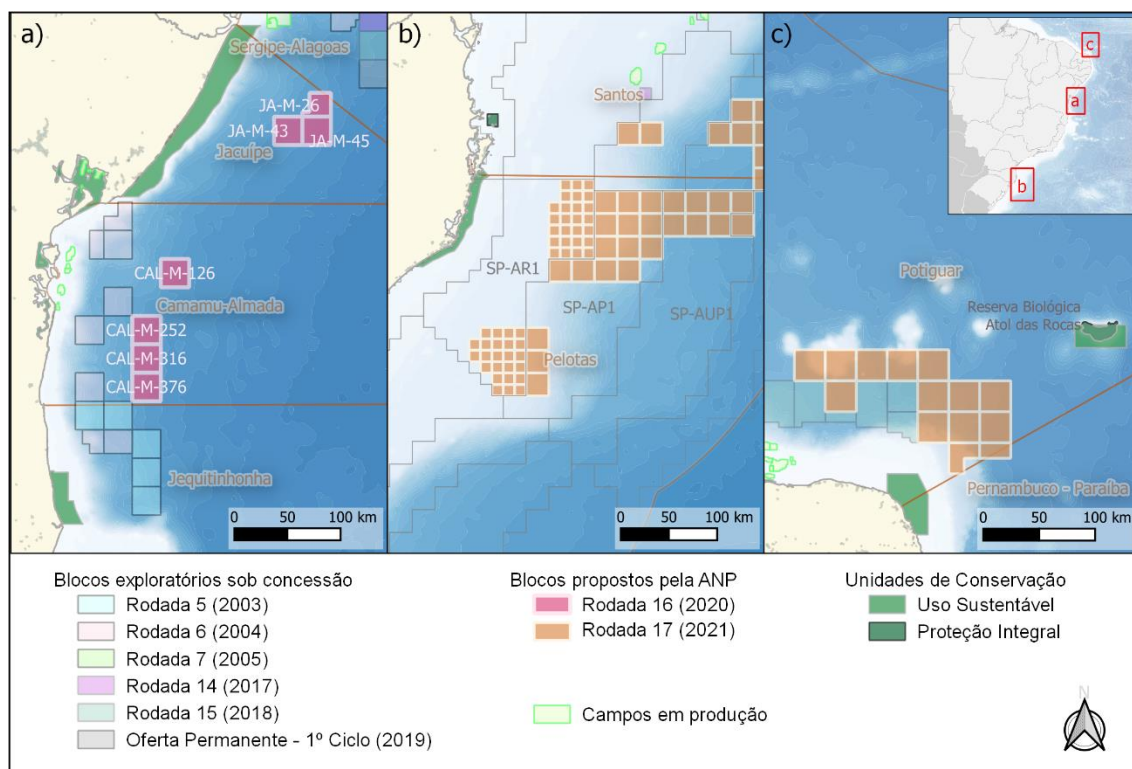


Figura 12: Localização dos blocos polêmicos propostos pela ANP nas Rodadas 16 (2020) e 17 (2021). Fonte: elaboração própria.

Em sua manifestação<sup>38</sup>, os técnicos do ICMBio consideraram “temerária” a inclusão de blocos a cerca de 100 km de distância da Reserva Biológica do Atol das Rocas e a um pouco mais de 200 km ao Parque Nacional de Fernando de Noronha. Reconheceram ainda as limitações e dificuldades de uma análise mais estruturada em função da falta de acesso a informações mais precisas sobre as atividades, atribuindo essa situação ao fim do GTPEG.

Essa avaliação do ICMBio teve ressonância em diversos grupos da sociedade, que mais uma vez se mobilizaram para evitar o leilão dos blocos problemáticos (AMARAL, 2021). Seguindo o roteiro de rodadas passadas, um coletivo de ONGs entrou com ações civis públicas com pedidos cautelares para impedir a realização da licitação como planejada (MAROTTI, 2021). Na véspera da rodada, até o Governo de Pernambuco entrou com ação no Superior Tribunal Federal para tentar a suspensão da oferta (BORGES, 2021).

<sup>38</sup> Nota Técnica n°2/2020/COESP/CGCON/DIBIO/ICMBio, de 8 de janeiro de 2020.

Desta vez, a justiça não concedeu quaisquer medidas cautelares e a 17ª rodada de licitações da ANP aconteceu no dia 7 de outubro de 2021. Dos 92 blocos ofertados, apenas 5 foram arrematados, no pior resultado da história das rodadas (PAMPLONA, 2021). Nenhuma oferta foi recebida para os blocos nas bacias de Pelotas e Potiguar.

A Figura 13 sintetiza a linha do tempo das rodadas de licitações da ANP e os principais marcos relacionados à avaliação ambiental prévia. Note a quantidade de rodadas realizadas após a criação da AAAS, que até hoje não foi implementada adequadamente.

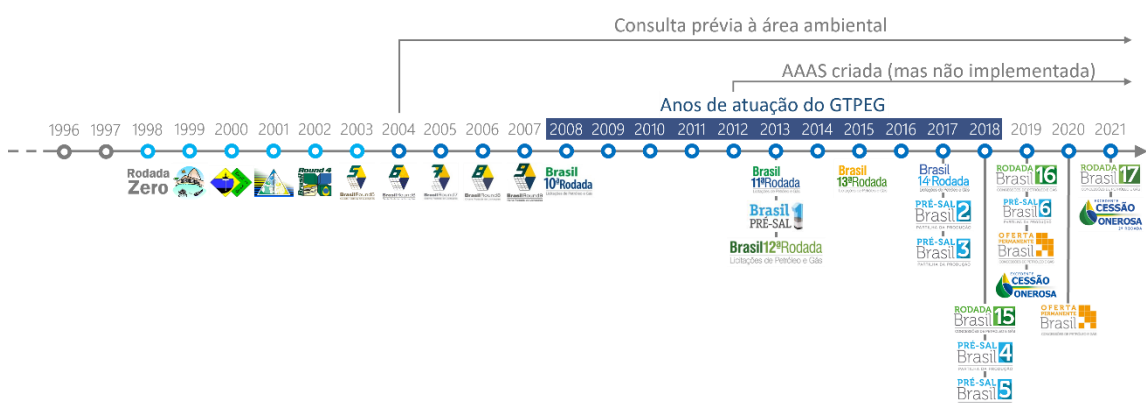


Figura 13: Linha do tempo das rodadas de licitações da ANP, incluindo os principais marcos relacionados à avaliação ambiental prévia. Fonte: elaboração própria.

### 2.2.6. Da importância da avaliação ambiental e considerações finais

Este artigo relata a introdução da avaliação ambiental prévia no planejamento do setor de petróleo e gás offshore no Brasil. Apesar de distante das melhores práticas – segundo IAIA (1999), por exemplo – o procedimento de consulta prévia estabelecido foi capaz de efetivamente afastar a indústria petrolífera de áreas ambientalmente sensíveis. Nesse contexto, a trajetória aqui descrita é ilustrativa de dois aspectos importantes: (i) a relevância de iniciativas simples porém transformativas focadas nos princípios da avaliação de impacto, como o processo de consulta envolvendo ANP e IBAMA, que vem funcionando como um mecanismo efetivo de avaliação ambiental prévia, dado o contexto apropriado; e (ii) as dificuldades de implementação de uma abordagem estruturada de avaliação baseada em AAE, mesmo quando desenhada através de diálogo intenso entre as partes interessadas, dependendo do contexto específico.

A importância de entender o contexto no qual opera a avaliação ambiental é bem estabelecida na literatura (BINA, 2008; FISCHER, 2005; HILDING-RYDEVIK; BJARNADÓTTIR, 2007). Nesse sentido, Malvestio e Montañó (2019) argumentam que,

em um sistema no qual a AAE não é regulamentada, a performance de um instrumento do tipo AAE é especialmente dependente de fatores contextuais. O caso brasileiro aqui descrito demonstra que esses fatores contextuais – que podem se alterar em velocidades relativamente rápidas – conseguem até eventualmente impedir por completo a implementação de um instrumento.

Entender as razões por trás do atraso de 10 anos na implementação da AAAS<sup>39</sup> não é uma tarefa simples e uma discussão mais aprofundada dos fatores que levaram a essa demora claramente excedem o escopo deste artigo. É claro, no entanto, que o contexto institucional e político que possibilitou a criação do instrumento da AAAS através de um diálogo intersetorial na fase de desenho (2009-2012) não era o mesmo durante a fase de implementação (2013-2018). E a partir de 2019 esse contexto se deteriorou ainda mais – possivelmente transformando o processo atual de AAAS em um mero exercício de baixa efetividade. Como Fischer (2005, p. 408) coloca: “*efetividade requer que os resultados da AAE sejam conhecidos e aceitos pelos atores envolvidos e responsáveis pelo desenho de políticas, planos, programas e projetos*”. Se o governo atual<sup>40</sup> não está disposto a respeitar o simples procedimento de consulta aplicado nos últimos 18 anos, por que aceitaria os resultados do processo de AAAS? Nós acreditamos que a introdução da AAAS no Brasil merece mais atenção da comunidade acadêmica e profissional para que se entenda como um instrumento do tipo AAE, longamente aguardado e desenhado através de consenso, pode encontrar tantas dificuldades na sua implementação.

Em suma, ao invés de avançar e aprimorar a avaliação ambiental prévia para o planejamento de petróleo e gás, as mudanças recentes no contexto político estão levando o Brasil na direção oposta. Ao desprezar a opinião técnica do IBAMA e ignorar o processo de AAAS em andamento, o governo brasileiro está retrocedendo 18 anos no tempo, deixando todas as questões ambientais para serem tratadas no licenciamento ambiental de projetos individuais. A história repetidamente nos ensina que esta é uma decisão política perigosa, pois eleva os riscos para os investidores e sobrecarrega o processo de licenciamento ambiental. De modo interessante, o setor privado parece ler com mais clareza os sinais do que o governo brasileiro nesse momento – as empresas

---

<sup>39</sup> No momento da escrita deste capítulo, já decorreram mais de 10 anos da aprovação da Portaria Interministerial MMA-MME nº198/2012 sem que tenha sido concluída uma AAAS sequer no ambiente marinho. Houve a finalização do estudo de Sergipe-Alagoas e Jacuípe, mas seus resultados nunca foram apreciados pela Comissão Interministerial como previsto na norma. Enquanto isso, blocos exploratórios nessas bacias estão disponíveis na oferta permanente.

<sup>40</sup> Menção ao Governo Bolsonaro (2019-2022). Ainda não houve ações do novo Governo Lula nessa área.

não têm se interessado (ao menos no atual preço do barril de petróleo<sup>41</sup>) por blocos identificados com uma “nódoa ambiental”, o que provavelmente significaria um caminho com dificuldades no licenciamento ambiental.

A evolução da avaliação ambiental prévia no setor de petróleo offshore brasileiro padece agora de profundas incertezas – o processo de consulta prévia foi sucateado e o governo parece não reconhecer a importância da AAAS. Isso provavelmente irá adicionar pressão ao já sobrecarregado processo de avaliação de impacto ambiental de projetos no âmbito do licenciamento ambiental, aumentando os riscos para o meio ambiente e para os investidores. Que a polêmica de Abrolhos<sup>42</sup> sirva para “abrir os olhos” do governo brasileiro para a importância de um processo antecipado e estruturado de avaliação ambiental para o setor de petróleo e gás offshore.

### **2.3. Avaliação ambiental do planejamento setorial: síntese crítica e perspectivas**

Ao defender a adoção da avaliação ambiental do planejamento de óleo e gás, é fundamental ressaltar que ela não possui o condão de ser infalível ou de assegurar a viabilidade ambiental dos projetos a serem propostos. Uma evidência disto é a quantidade de blocos leiloados em áreas sensíveis – com a aprovação da área ambiental – que não obtiveram licença ambiental para perfuração de poços até hoje. O Quadro 3 apresenta diversos exemplos de blocos que não conseguiram a obtenção da licença ambiental para perfuração exploratória – alguns arrematados antes da avaliação ambiental prévia das rodadas e outros já durante a vigência do procedimento.

Na maioria dos casos, são blocos da própria Petrobras, que vinha concentrando esforços na exploração do pré-sal a partir de 2007. Assim, esses processos em áreas sensíveis eram de baixa prioridade para a companhia e o licenciamento caminhava lentamente. Na prática, essa baixa prioridade era definida formalmente pela própria empresa.

<b>Bloco</b>	<b>Rodada ANP</b>	<b>Empresa</b>	<b>Contrato ANP</b>	<b>Situação do Licenciamento</b>
BM-BAR-4*	5 (2003)	Petrobras	Encerrado	Arquivado a pedido da empresa em jul/2018
BM-BAR-5	6 (2004)	Petrobras	Suspensão	Licença negada em out/2021
BM-CAL-9	6 (2004)	Petrobras	Suspensão	Processo ativo

<sup>41</sup> Esta é uma ressalva importante, já que o artigo foi escrito em 2019. Com a recente subida no valor do barril, não é possível prever se a postura das petrolíferas seria a mesma.

<sup>42</sup> Referência à polêmica inclusão de blocos próximos a Abrolhos na 16ª rodada de licitações em 2019.

BM-CAL-11	6 (2004)	Petrobras	Suspensão	Processo ativo
BM-CAL-12	6 (2004)	Petrobras	Suspensão	
BM-ES-27	7 (2005)	Petrobras	Encerrado	Arquivado a pedido da empresa em ago/2015
BM-J-1*	3 (2001)	Petrobras	Encerrado	Arquivado a pedido da empresa em fev/2015
BM-J-4*	5 (2003)	Petrobras	Suspensão	Arquivado pelo IBAMA em jun/2018
BM-J-5	6 (2004)	Petrobras	Suspensão	
BM-PAMA-8	6 (2004)	Petrobras	Suspensão	Processo ativo
BM-PAMA-9	9 (2007)	Petrobras	Encerrado	Arquivado a pedido da empresa em out/2014
BM-PAMA-10	9 (2007)	Petrobras	Encerrado	
BM-PAMA-11	9 (2007)	Petrobras	Encerrado	
BM-PAMA-12	9 (2007)	Petrobras	Encerrado	
BM-PAMA-13	9 (2007)	OGX	Encerrado	Licença negada em ago/2016
BM-PAMA-14	9 (2007)	OGX	Encerrado	
BM-PAMA-15	9 (2007)	OGX	Encerrado	
BM-PAMA-16	9 (2007)	OGX	Encerrado	
BM-PAMA-17	9 (2007)	OGX	Encerrado	
BM-PEPB-1	9 (2007)	Petrobras	Suspensão	Processo ativo
BM-PEPB-3	9 (2007)	Petrobras	Suspensão	
BM-SEAL-9*	4 (2002)	Petrobras	Encerrado	Licença negada em ago/2016

\* blocos leiloados antes de existir o processo de avaliação ambiental prévia da rodada.

*Quadro 3: Exemplos de blocos licitados há mais de 15 anos e que não obtiveram licença ambiental para perfuração de poços. Situação do licenciamento é apenas um indicativo do último status e não substitui a história complexa de cada caso. Processos indicados como ativos ainda podem, em teoria, resultar na concessão de Licença de Operação. Dados atualizados até abril/2022. Fonte: elaboração própria com base em anp.gov.br e processos de licenciamento ambiental.*

O IBAMA não tem capacidade instalada para processar inúmeros pedidos de licenciamento ao mesmo tempo, necessariamente se configurando uma espécie de fila de projetos aguardando apreciação pela equipe técnica. A partir do final da década de 2000, com o estabelecimento do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), os projetos de exploração offshore da Petrobras passaram a ser acompanhados regularmente em uma Sala de Situação do governo federal. Essa sala de situação, com reuniões geralmente mensais, contava com a participação da Petrobras, do MME, da ANP e do IBAMA, sendo acompanhada inicialmente pela Casa Civil e posteriormente pelo MPOG<sup>43</sup>. Nessas reuniões eram repassados todos os projetos da Petrobras em licenciamento, com o estabelecimento de compromissos de prazos e prioridades. Como resultado dessas reuniões, os projetos prioritários da Petrobras geralmente eram aqueles ligados às licenças regionais das áreas geográficas, incluindo renovações e anuências específicas no contexto dessas licenças, como a inclusão de novas sondas.

<sup>43</sup> Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, incorporado pelo Ministério da Economia no Governo Bolsonaro e hoje chamado Ministério do Planejamento e Orçamento.

Os projetos de poços exploratórios em áreas sensíveis não eram priorizados pela companhia e, portanto, o licenciamento se estendia durante meses ou anos sem avanços significativos.

Do ponto de vista da companhia, provavelmente a perspectiva seria a de que todos os projetos eram prioritários e o IBAMA é que não possuía a capacidade para processar mais de uma ou duas demandas simultaneamente – o que é verdadeiro. É preciso lembrar ainda que a pequena equipe do IBAMA tinha diversos projetos de outras empresas no portfólio, todas demandando prioridade de análise para seus processos. Enfim, esse descompasso entre a capacidade instalada no órgão ambiental e a demanda pelo licenciamento de perfurações exploratórias era sublinhado a cada reunião da Sala de Situação do governo federal. Essa mensagem foi passada por anos a fio para os representantes da Casa Civil ou do MPOG que acompanhavam as reuniões<sup>44</sup>, mas nada estruturalmente mudou.

Uma análise mais aprofundada dessa capacidade instalada está além do escopo desta tese, mas vale um breve e eloquente registro. O último concurso público para analistas ambientais do licenciamento foi realizado em 2013 e as coordenações que lidam com petróleo e gás receberam 13 novos técnicos para trabalhar com as tipologias de pesquisa sísmica, perfuração de poços e desenvolvimento da produção. Em meados de 2014, a antiga Coordenação-Geral de Petróleo e Gás (CGPEG) chegou a ter 95 analistas em seu corpo técnico. Em pouco tempo, no entanto, o reforço obtido com a chegada de novos analistas foi suplantado pelo ritmo de evasão de profissionais, seja para aposentadoria, para outros setores do IBAMA ou mesmo para outras carreiras. Hoje em dia, as coordenações de exploração e de produção (COEXP e COPROD) reúnem apenas 61 analistas ambientais.

Assim, a constatação de que a capacidade instalada no órgão ambiental tem sido insuficiente para atender a demanda do licenciamento não deveria surpreender. É importante que todas as discussões sobre efetividade e eficiência do processo de licenciamento dessa e de outras tipologias levem em consideração esse pano de fundo.

De todo modo, como visto neste capítulo, a história da avaliação ambiental prévia no setor de petróleo e gás offshore é caracterizada por avanços, retrocessos e diversos episódios conflituosos. Em um primeiro momento, motivados pela necessidade de impedir a licitação de blocos “não-licenciáveis”, foi criado um procedimento de consulta

---

<sup>44</sup> As reuniões da sala de situação para acompanhamento dos projetos do PAC se estenderam até meados de 2016, tendo sido interrompidas em função da deposição do governo Dilma Rousseff e as decorrentes mudanças nas políticas de governo.



institucional simples, prévio às rodadas competitivas. Esse procedimento, apesar de pouco estruturado e sujeito a influências políticas, foi capaz de dar alguma racionalidade ambiental à escolha das áreas exploratórias durante um tempo.

Ao longo de todo esse período, as áreas governamentais envolvidas tinham perspectivas diferentes sobre o processo. De um lado, a área ambiental apostando na inserção antecipada da variável ambiental no processo de planejamento como forma de obter maior efetividade na proteção da biodiversidade e serviços ecossistêmicos. Do outro lado, a área de energia interessada prioritariamente em mecanismos capazes de acelerar os processos autorizativos, ao menor custo possível.

Dessas perspectivas potencialmente antagônicas – e partindo do diagnóstico de que era preciso qualificar a avaliação ambiental prévia – emergiu uma tentativa de consenso para aprimorar o processo: a Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares. No entanto, a dificuldade de implementação da AAAS desde 2012 indica que há mais elementos que podem prejudicar a efetividade de um instrumento como esse.

Nos últimos anos, um governo federal francamente antiambiental tornou o cenário ainda mais desfavorável ao aprimoramento da avaliação ambiental do planejamento do setor de petróleo e gás no Brasil. A mudança de governo em 2023 pode representar novas alterações na forma como acontece a outorga de áreas de exploração petrolífera no Brasil. De todo modo, dentro desse cenário de incertezas e considerando os aprendizados relatados neste capítulo, é possível tecer algumas propostas de aprimoramento da avaliação ambiental prévia.

### ***Recriação do GTPEG***

Inicialmente motivada por uma questão prática – a cisão do IBAMA em 2007 – a criação do GTPEG representou uma evidente melhoria na capacidade de avaliação e interlocução da área ambiental no que se refere ao planejamento de petróleo e gás. Os pareceres técnicos elaborados pelo GTPEG, que reunia MMA, IBAMA, ICMBio e ANA<sup>45</sup> em sua versão mais recente, eram mais robustos e completos do que os pareceres anteriormente elaborados apenas pelo IBAMA.

Hoje em dia, com o sucateamento do processo de consulta prévia, o IBAMA segue se manifestando a cada rodada de licitações por meio de sua Diretoria de Licenciamento Ambiental. Apesar da reconhecida experiência dos técnicos envolvidos

---

<sup>45</sup> Agência Nacional de Águas.

nessa análise, é impossível que a avaliação tenha a mesma abrangência temática daquelas feitas pelo GTPEG – pela simples inexistência de competências específicas no corpo técnico do IBAMA. Perderam-se muito, por exemplo, dos elementos relativos às áreas protegidas (ou em processo de criação) e às espécies ameaçadas de extinção. Assim, a análise realizada hoje em dia é substantivamente incompleta em relação às realizadas durante a vigência do GTPEG.

No entanto, a importância da existência de um GTPEG vai além da análise prévia das rodadas em si. O GTPEG acaba por constituir um *locus* de experiência especializada dentro da estrutura do Ministério do Meio Ambiente e serve também para apoio diverso à agenda que envolve a exploração e produção de petróleo. É importante lembrar que na ausência das rodadas entre 2009 e 2013, foram os componentes do GTPEG que lideraram o diálogo com o setor de energia no âmbito do PROMINP no processo de construção do que vieram a ser as Portarias MMA n° 422/2011 (licenciamento ambiental) e Portaria Interministerial MME-MMA n° 198/2012 (avaliação ambiental da outorga).

Da mesma forma, existem outros assuntos da agenda ambiental de petróleo (ex.: contingência, emissões, espécies exóticas, novas regulamentações etc.) que se beneficiariam enormemente da existência de um nicho de interlocução definido na estrutura do MMA.

Assim, independentemente do rumo das rodadas da ANP, a recriação do GTPEG parece um passo importante para a requalificação do debate sobre a avaliação ambiental ligada ao setor de petróleo e gás. Quanto ao formato de um novo GTPEG, a estrutura estabelecida pela Portaria MMA n° 2018/2012, já em uma segunda composição do grupo, parece a mais adequada. Nesta proposta de recriação, participariam formalmente do grupo:

- pelo MMA:
- a Secretaria-Executiva, exercendo a Coordenação-Geral do GTPEG;
- a secretaria responsável por mudanças climáticas<sup>46</sup>;
- a secretaria responsável por biodiversidade;
- pelo IBAMA:

---

<sup>46</sup> A estrutura do MMA variou profundamente nos últimos anos e tende a mudar novamente em um novo governo. Optou-se aqui por denominar a temática da secretaria ao invés da nomenclatura atual.

- a Diretoria de Licenciamento Ambiental, através das coordenações que conduzem o licenciamento das tipologias de petróleo e gás (hoje, COEXP e COPROD), exercendo a Coordenação Técnica do GTPEG;

- pelo ICMBio:

- a Diretoria de Pesquisa, Avaliação e Monitoramento da Biodiversidade;

- a Diretoria de Ações Socioambientais e Consolidação Territorial em Unidades de Conservação;

- a Diretoria de Criação e Manejo de Unidades de Conservação.

A quantidade de representantes deve ser equitativa entre as instituições (três para cada, por exemplo), em benefício do equilíbrio na tomada de decisões. Outras instituições do ministério como a ANA e o Serviço Florestal Brasileiro podem ter interfaces pontuais com o trabalho do grupo e devem ser convidadas a participar na medida da necessidade, não havendo obrigação de compor formalmente o grupo.

A ideia de haver uma coordenação dividida entre a Secretaria Executiva do MMA (coordenação-geral) e a Diretoria de Licenciamento Ambiental do IBAMA (coordenação técnica) parece uma abordagem importante para estabelecer um maior equilíbrio dentro do grupo. Na experiência pretérita, a Secex/MMA possui pouca disponibilidade e experiência para conduzir adequadamente os trabalhos técnicos, melhor liderados pela área técnica especializada do IBAMA. Por outro lado, a participação do alto escalão do ministério no grupo é fundamental para assegurar o peso político muitas vezes necessário para viabilização das decisões tomadas pelo GTPEG.

### ***AAE de base programática, plurianual***

As dificuldades de implementação da AAAS nos últimos 10 anos evidenciam a necessidade de reformulação do instrumento. Como visto neste capítulo, o contexto atual é muito diferente daquele no qual a AAAS foi formulada em 2009-2012 e até hoje a primeira tentativa de implementação não chegou à etapa final de tomada de decisão por comissão interministerial.

Olhando em retrospectiva, é difícil compreender como se imaginou que a AAAS pudesse vir a cobrir todas as bacias sedimentares brasileiras em algum momento. Ainda que cada ciclo pudesse ser feito em um prazo menor, são processos complexos que levam no mínimo entre 1 e 2 anos para viabilização. Assim, a AAAS como desenhada hoje tende a ser a exceção, não a regra. Como a cobertura espacial total é praticamente

impossível do ponto de vista logístico, em qualquer momento do tempo apenas algumas poucas bacias sedimentares selecionadas terão sido avaliadas. Todas as demais ou não terão sido avaliadas ou a avaliação já terá ocorrido há tanto tempo que sua validade será questionada.

Uma solução poderia ser ampliar o escopo geográfico das AAAS. No lugar de uma ou poucas bacias, conduzir uma avaliação de toda Margem Equatorial, por exemplo. Ou das bacias do Sudeste. Ou das bacias da Margem Leste. Uma consequência derivada dessa solução é que uma avaliação com tamanha abrangência territorial seria necessariamente menos detalhada, focando em aspectos mais regionais. Seria impossível realizar o mesmo aprofundamento de uma análise concentrada apenas em uma bacia, sem contar os desafios relacionados à participação pública em uma área tão extensa.

Por outro lado, uma avaliação ambiental no nível de planejamento talvez não precise mesmo ser muito detalhada, bastando um olhar regional para os fins a que se propõe. Em verdade, muitos dos aspectos da AAAS que envolvem diagnósticos detalhados foram fruto da pressão do setor para que o instrumento simplificasse os estudos ambientais a jusante – daí a existência de um capítulo de modelagem hidrodinâmica dentro do Estudo Ambiental de Área Sedimentar, por exemplo.

Embora a ideia de ampliar o escopo espacial das avaliações seja um caminho para aprimorar as AAAS dentro da lógica vigente, é válido resgatar o conceito proposto originalmente pela ex-ministra Izabella Teixeira em sua tese de doutorado em 2008. Nesse trabalho (TEIXEIRA, 2008), ela discute a adoção de um sistema de AAE para subsidiar a definição das áreas a serem incluídas nas rodadas de licitações da ANP. Como proposta, a tese defende a adoção de uma AAE com base em AIA como transição para uma AAE efetivamente estratégica, integrada ao planejamento setorial desde o início. A justificativa para priorização inicial de uma AAE com base em AIA passa pela forte cultura da AIA presente no país e pelas características do processo de planejamento da ANP naquela época. Teixeira (2008) discute ainda duas possibilidades para implementação da AAE de base AIA: no contexto do modelo vigente à época de rodadas anuais de licitações e em um cenário novo, onde haveria um plano plurianual de oferta de blocos (4 anos, segundo a proposta dela).

As propostas de Teixeira, feitas há quase 15 anos, diferem do que veio a ser a AAAS. Enquanto na AAE de base AIA a unidade de planejamento são as rodadas de licitações, sejam individuais ou em um plano plurianual, a AAAS foi construída como um instrumento de base territorial, voltado a pensar o planejamento de modo regionalizado.

Um problema advindo dessa escolha foi um certo descolamento da lógica setorial: as áreas sedimentares selecionadas para a primeira AAAS marítima se revelaram de baixa relevância ou prioridade para o setor petrolífero nacional ao longo do processo. Colocar o foco no planejamento setorial pode ajudar a manter o alinhamento entre as prioridades e a realização das avaliações ambientais.

O novo cenário do planejamento setorial da oferta de áreas para exploração, discutido anteriormente neste capítulo, traz oportunidades para o desenho de um novo instrumento do tipo AAE, de base AIA – resgatando em parte o conceito proposto por Teixeira (2008). Um instrumento cuja unidade de planejamento sejam as rodadas de licitações, ou seja, focado em um programa de oferta de direitos exploratórios: uma AAE programática.

As incertezas ligadas à mudança de governo em 2023 exigem que a proposta seja formulada de modo flexível. Assim, é preciso descrever esse instrumento para que ele seja funcional tanto no modelo atual de oferta permanente quanto em um possível cenário de retorno às rodadas periódicas. Da mesma forma, seria interessante aproveitar conceitos e estruturas de governança já introduzidos pela AAAS, para facilitar a transição entre os instrumentos. Por outro lado, como o nome AAAS traz uma referência explícita a sua base territorial, seria necessário buscar um novo nome para o instrumento aqui proposto.

Em um contexto não-regulado de AAE, como é o caso do Brasil, é importante que as experiências setoriais abracem o conceito e a nomenclatura para que consolidem o instrumento e sirvam de referência para uma possível regulamentação geral futura. Assim, propõe-se aqui o desenho da Avaliação Ambiental Estratégica para Petróleo e Gás (AAE-PG).

A AAE-PG teria a mesma lógica procedimental da AAAS: um processo cujo elemento central é um estudo ambiental, a ser conduzido ou contratado pela ANP – a instituição responsável pelo planejamento do setor. Assim como na AAAS, o estudo ou relatório da AAE-PG teria uma versão inicial e uma versão final consolidada após a consulta pública. A consulta pública deve existir também na fase de definição do escopo do estudo.

O processo de AAE-PG pode aproveitar a governança já estabelecida para a AAAS: a condução do processo ficaria a cargo de um CTA – Comitê Técnico de Acompanhamento contendo representantes das instituições envolvidas na avaliação ambiental prévia das rodadas. No caso da área ambiental, caso seja recriado o GTPEG, seus membros seriam candidatos óbvios ao CTA.

A instância superior decisória talvez pudesse ser diferente, uma vez que a Comissão Interministerial MME-MMA estabelecida pela regulamentação da AAAS nunca foi criada (por razões desconhecidas até o momento). Resgatando a proposta de Teixeira (2008), o nicho natural dessa instância superior decisória, que receberá os resultados da AAE-PG e tomará as decisões considerando suas informações, é o próprio CNPE.

Sobre a abrangência da AAE-PG, esta será dependente do modelo vigente de planejamento da oferta de blocos exploratórios. Caso se mantenha o modelo de oferta permanente, uma AAE-PG iria avaliar todos os blocos de interesse da ANP de uma só vez. Caso seja retomado o modelo de rodadas de licitações, o ideal é que haja planos plurianuais de oferta de áreas. De acordo com o Art. 2º da Resolução CNPE nº 17/2017, vigente hoje, cabe ao MME propor ao CNPE planos plurianuais com duração de até cinco anos para oferta de áreas para E&P de petróleo e gás. Ou seja, já há a previsão de tais planos plurianuais e cinco anos parece um horizonte razoável de tempo para uma avaliação ambiental estratégica. Assim, a AAE-PG teria validade de cinco anos, seja para oferta permanente ou para um plano de rodadas de cinco anos.

Uma avaliação ambiental desse porte, contendo blocos exploratórios ao longo de todo o litoral, deverá se concentrar nos fatores críticos de decisão para viabilidade ambiental. Em outras palavras, a avaliação deve ser focada nos aspectos que permitam classificar os blocos em análise nas seguintes categorias (também baseadas na AAAS):

- Áreas aptas sem restrições: blocos que podem ser ofertados no período de cinco anos sem restrições específicas *a priori*. Restrições podem ser estabelecidas no processo de licenciamento ambiental, a partir da análise de projetos específicos.

- Áreas aptas com restrições: blocos que podem ser ofertados, mas já é possível estabelecer restrições para operação, como interdições sazonais ou limitações tecnológicas (como não perfurar em profundidades menores que 200 metros, por exemplo). Novas restrições podem ser definidas no licenciamento, a depender de aspectos específicos do projeto.

- Áreas em moratória: blocos que ficam fora de oferta para o próximo período de planejamento (cinco anos) por necessidade de estudos mais aprofundados ou processos de diálogos intersetoriais ou comunitários. É importante que a definição de moratória seja acompanhada de um mapa do caminho para sua reapreciação: que estudos, processos ou regulamentações precisam ser desenvolvidos para permitir uma melhor tomada de decisão para o próximo ciclo de planejamento?

- Áreas não-aptas: blocos que ficam fora de oferta para o próximo período de planejamento (cinco anos) em função de ativos ambientais altamente relevantes cuja necessidade de conservação seja incompatível com os impactos e riscos associados à exploração petrolífera<sup>47</sup> ou haja primazia de outros usos do espaço marítimo.

Assim, mesclando elementos da AAAS com aspectos da proposta original de Teixeira (2008) é possível pensar em um novo instrumento de AAE para o setor de petróleo e gás, mais robusto e adequado ao contexto institucional atual. A Figura 14 resume as principais etapas e responsáveis do processo de AAE-PG.

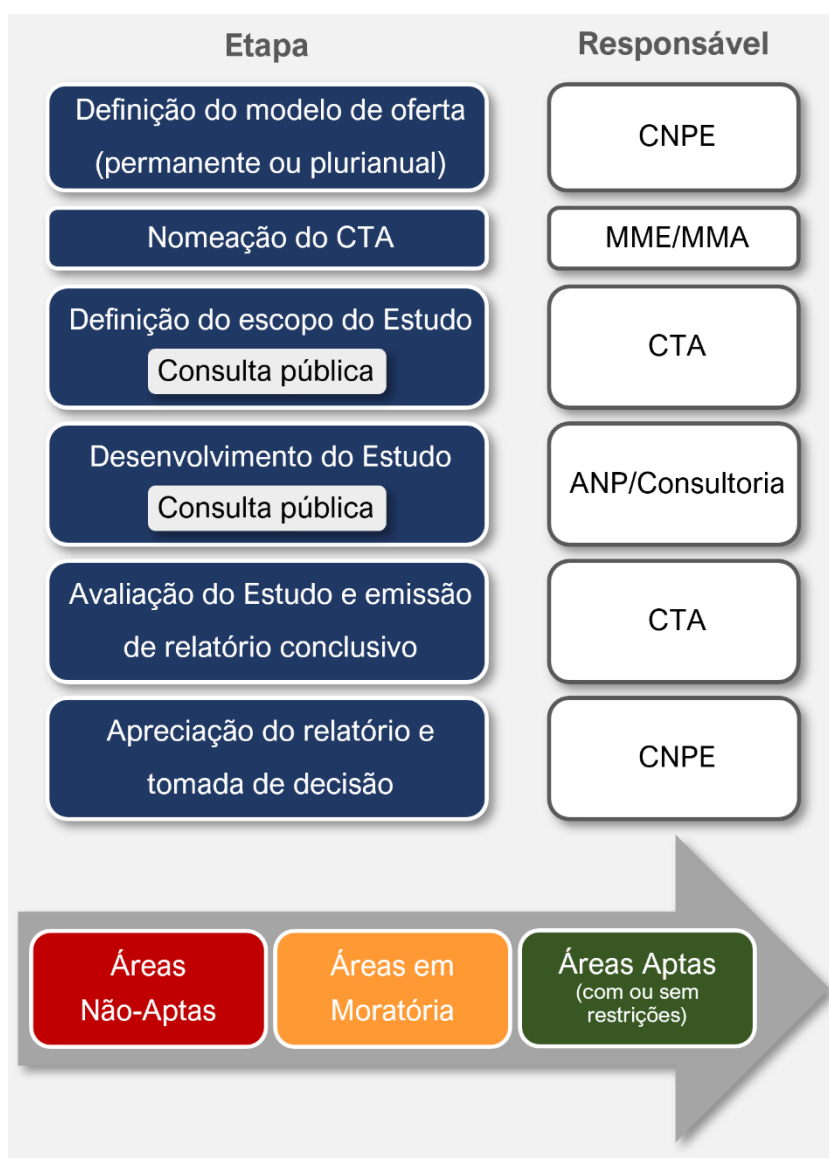


Figura 14: Esquema de etapas e responsabilidades do novo instrumento proposto para avaliação ambiental prévia do planejamento setorial de petróleo e gás. A AAE-PG teria como unidade de planejamento o conjunto de blocos selecionados para oferta permanente ou os blocos contidos na proposta de plano plurianual de rodadas de licitações. Fonte: elaboração própria.

<sup>47</sup> Definição constante da Portaria Interministerial MME-MMA nº198/2012.

A base normativa necessária para implementação da AAE-PG poderia reproduzir a da AAAS, bastando a edição de uma nova Portaria Interministerial MME-MMA. No entanto, tal normativa não teria o condão de estabelecer obrigações para o CNPE. Se a ideia é que o CNPE, como responsável último pelo planejamento energético no país, tenha centralidade no processo de AAE-PG<sup>48</sup>, a normativa precisaria ser um Decreto da Presidência da República.

Ainda que hoje os blocos definidos para oferta permanente tenham sido “aprovados” pela área ambiental, boa parte do processo já aconteceu em anos recentes no contexto do sucateamento da consulta prévia. Como visto neste capítulo, é um processo distante das boas práticas de avaliação ambiental, estando ausentes componentes essenciais como a participação pública. Assim, a implementação de uma avaliação ambiental estratégica estruturada, de caráter programático e plurianual, poderia significar grande avanço em relação ao processo atual de avaliação prévia das áreas a serem ofertadas. Esse avanço se refletiria no aumento da segurança jurídica para o investidor nas rodadas e na potencial simplificação de aspectos do licenciamento ambiental.

Os detalhes da regulamentação do novo instrumento poderiam ser encomendados a um grupo de trabalho interinstitucional MME-MMA, com a participação das instituições que provavelmente farão parte do CTA: IBAMA, ICMBio, ANP e EPE, além dos próprios ministérios.

A sugestão de transformação da AAAS na AAE-PG traz consigo algumas preocupações legítimas. Ao transformar o instrumento em programático, seria intensificada a liderança do setor de petróleo no processo que deveria ser compartilhado entre os ministérios? Ficaria reduzida a importância de elementos ligados à sociobiodiversidade, afastando o processo de uma análise efetivamente integrada sobre os múltiplos usos da bacia sedimentar? Considerando o contexto internacional, a prática da AAE no setor de petróleo e gás offshore parece variar entre os modelos de base territorial (ex.: Noruega, Canadá) e de base programática (ex.: Reino Unido, EUA, Dinamarca), a depender das tradições locais de planejamento ambiental (FIDLER; NOBLE, 2012). Nesse sentido, não há uma óbvia superioridade de uma abordagem em relação à outra – há benefícios e fragilidades no uso de cada modelo. A complementariedade entre as abordagens poderia dar origem a modelos híbridos

---

<sup>48</sup> Como receita Teixeira (2008) “a AAE deve pertencer a quem usa e não a quem pensa que ela deve ser usada”.



envolvendo, por exemplo, a realização de avaliações setoriais programáticas orientadas por planejamentos espaciais marinhos (PEMs).

No Brasil, o PEM é um conceito que vem sendo debatido há mais de 10 anos no governo federal, mas sem avanços concretos significativos até o momento (GERHARDINGER et al., 2019). A implementação do Planejamento Espacial Marinho poderia ser uma forma de suprir um olhar territorial prévio ao planejamento de setores específicos como o de petróleo e gás offshore. Assim, a AAE-PG poderia ser realizada de modo articulado com o PEM nas principais bacias sedimentares de interesse, aportando uma visão regional de múltiplos usos do território, de modo a estabelecer aptidões e restrições antecipadas para o setor de petróleo e gás offshore.

Uma vez concedido o direito de exploração de uma área, começam as atividades exploratórias propriamente ditas – e seus impactos ambientais. O próximo capítulo se debruçará sobre a primeira das atividades principais da cadeia de exploração e produção de petróleo e gás no ambiente marítimo: as pesquisas sísmicas marítimas.



*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney  
Prompt de texto: "A beautiful subsea scene with whales, dolphins, fish and sea turtles, with a big ship  
passing in the background, amazing, lighting".*

### **3.Licenciamento ambiental de pesquisas sísmicas marítimas**

---

Este capítulo abordará a tipologia das pesquisas sísmicas marítimas, que se consolidou como a mais importante ferramenta de exploração indireta de petróleo no mundo. Uma caracterização dos principais aspectos tecnológicos e impactos ambientais associados às pesquisas sísmicas marítimas pode ser encontrado no Apêndice A, item 10.1. Aqui, o capítulo inicia por um resgate da evolução do licenciamento ambiental da tipologia no Brasil. Na sequência, três temas específicos foram selecionados para discussão: lacunas de conhecimento, adensamento e sobreposições, e classes de licenciamento.

### **3.1. Licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas: passado e presente**

#### ***3.1.1. O nicho do licenciamento de petróleo offshore no IBAMA***

Ao discutir o licenciamento ambiental das tipologias de petróleo gás offshore, é importante caracterizar o nicho institucional responsável por essas atividades no IBAMA. O breve histórico aqui apresentado é válido para todas as tipologias deste trabalho de tese: pesquisa sísmica marítima (Cap. 3), perfuração de poços marítimo (Cap. 4) e sistemas de produção e escoamento de petróleo e gás offshore (Cap. 5).

Na esteira da flexibilização do monopólio estatal do petróleo, o Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN/IBAMA foi criado em dezembro de 1998 para fazer frente ao crescimento da demanda por licenciamento ambiental. Situado no Rio de Janeiro/RJ, o ELPN conduziu o licenciamento ambiental dos empreendimentos de petróleo e gás natural offshore até 2006, quando uma reforma da estrutura do IBAMA transformou-o na Coordenação Geral de Petróleo e Gás – CGPEG.

A CGPEG foi estruturada com duas coordenações de área – a de Exploração (COEXP), responsável pelas tipologias de pesquisa sísmica e perfuração de poços, e a de Produção (CPROD). Essa estrutura funcionou até março de 2010, quando o IBAMA decidiu expandir a equipe adicionando um escritório dedicado aos processos do norte/nordeste em Aracaju/SE. A UALAE – Unidade Avançada de Licenciamento Ambiental Especializado funcionou até setembro de 2014, quando foi substituída por uma unidade dedicada aos licenciamentos da margem equatorial, a UAL. A UAL – Unidade Avançada de Apoio ao Licenciamento de Exploração de Petróleo e Gás, localizada no Rio de Janeiro/RJ, trabalhou fundamentalmente com os licenciamentos dos blocos licitados em 2013 nas bacias da margem equatorial.

Assim funcionou o licenciamento de petróleo no IBAMA até fevereiro/2017, quando nova mudança no IBAMA substituiu a CGPEG por uma nova estrutura mais ampla, denominada Coordenação Geral de licenciamento de empreendimentos marinhos e costeiros – CGMAC.

Nesta nova estrutura, além das duas coordenações de petróleo e gás (COEXP e COPROD), está também uma coordenação de portos e outros empreendimentos costeiros, a COMAR. A função de coordenação-geral da CGMAC foi transferida para o IBAMA/Sede em Brasília, permanecendo no Rio de Janeiro as equipes técnicas de petróleo e suas coordenações de área. Ou seja, a partir de 2017 o IBAMA deixou de ter um nicho exclusivo para licenciamento de petróleo, passando a compartilhar a coordenação-geral com a tipologia de portos. Talvez ainda mais significativa seja o fato de que, depois de 20 anos, não há mais uma interlocução integrada sobre petróleo e gás no Rio de Janeiro.

<b>Data inicial</b>	<b>Data final</b>	<b>Nome</b>	<b>Estrutura interna</b>
Dezembro/1998	Março/2006	ELPN	equipes informais: sísmica, perfuração, produção e pós-licença
Março/2006	Março/2010	CGPEG	coordenações: COEXP e CPROD
Março/2010	Setembro/2014	CGPEG	coordenações: COEXP, CPROD e UALAE
Setembro/2014	Fevereiro/2017	CGPEG	coordenações: COEXP, CPROD e UAL
Fevereiro/2017	Presente	CGMAC	coordenações: COEXP e COPROD

*Quadro 4: Evolução formal do nicho institucional do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore no IBAMA. Fonte: elaboração própria.*

Do ponto de vista da composição técnica desse nicho institucional, a evolução pode ser sintetizada no gráfico a seguir. Após um início lastreado em consultores externos, a partir do final de 2002 as atividades começam a ser conduzidas por analistas ambientais concursados. A equipe teve um crescimento consistente ao longo dos anos, até atingir um pico de 95 técnicos em 2013. Na última década, com a ausência de concursos públicos, o ritmo de evasão suplantou o de novas chegadas e hoje as coordenações de licenciamento de petróleo somadas contam com 61 analistas. Esse número inclui servidores afastados para capacitação ou por outros motivos<sup>49</sup>, então o quantitativo efetivamente disponível é sempre menor que o valor exibido no gráfico.

<sup>49</sup> Ao final de 2022, eram 9 analistas licenciados: 5 para cursar mestrado e doutorado, 4 para tratar de assuntos de interesse particular.

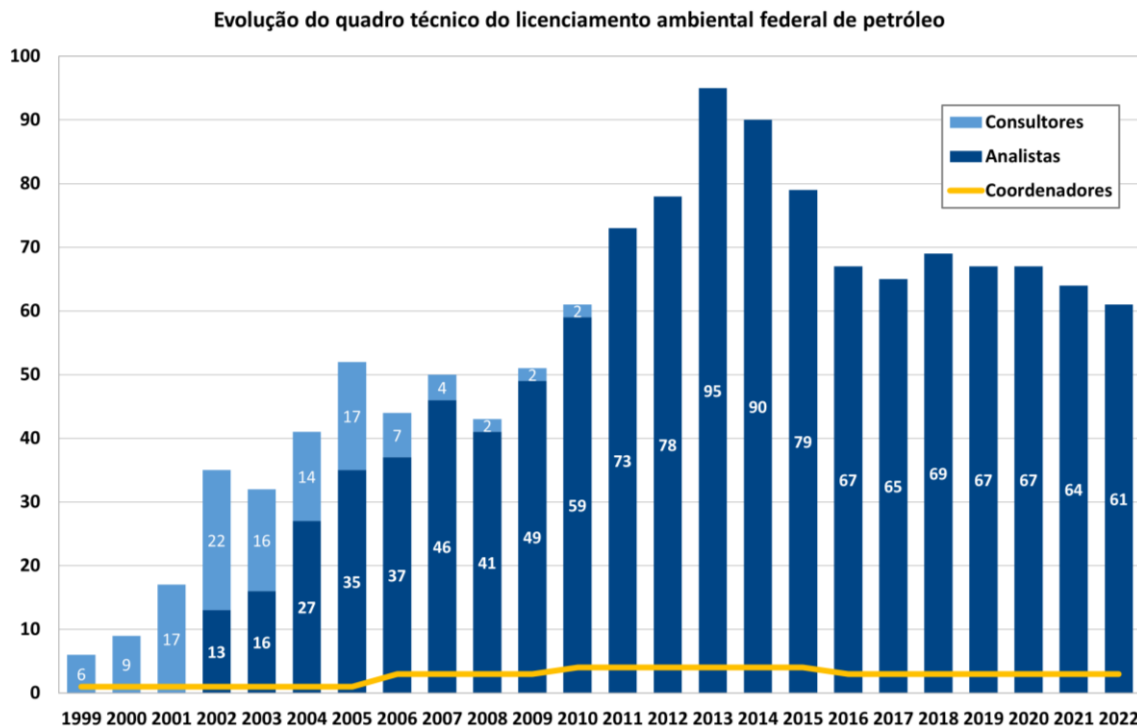


Figura 15: Evolução do quadro técnico dedicado exclusivamente às tipologias de petróleo e gás offshore no licenciamento ambiental federal. O número de coordenadores varia de 1 para 3 em 2006, para 4 em 2010 e de volta para 3 a partir de 2016. Fonte: elaboração própria com base em registros internos do IBAMA.

Caracterizado o nicho institucional onde o licenciamento ambiental das tipologias de petróleo é conduzido no IBAMA, a seguir será feito um resgate histórico da evolução do licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas.

### 3.1.2. Evolução normativa

As primeiras pesquisas sísmicas marítimas foram realizadas no Brasil pela Petrobras em 1957, no litoral de Alagoas, mas foi a partir da década de 1980 que o uso da técnica foi intensificada e contribuiu para a identificação das acumulações gigantes na Bacia de Campos (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004). Durante os anos de monopólio estatal não há registro de qualquer controle ambiental público das pesquisas sísmicas marítimas.

Curiosamente, a primeira menção ao licenciamento ambiental de pesquisas sísmicas é uma dispensa do procedimento. A Portaria Normativa IBAMA nº 101/93 estabelecia critérios para o licenciamento ambiental de atividades petrolíferas e dizia, no parágrafo 2º do artigo 1º: “O levantamento de campo de dados geofísicos e geológicos, pra indústria do petróleo, não é considerado potencialmente causador de

*significativa modificação do meio ambiente*". Essa portaria foi alvo de muitas críticas jurídicas à época, mas durante anos essa afirmativa feita pelo órgão ambiental serviu de argumento para que a indústria insistisse na não-exigibilidade do licenciamento ambiental para as pesquisas sísmica marítimas (VILARDO, 2007).

Tal entendimento foi reforçado pela omissão da tipologia na Resolução CONAMA n° 23/94, que tratou especificamente sobre o licenciamento de atividades petrolíferas sem mencionar as pesquisas sísmicas. Alguns anos depois, a Resolução CONAMA n° 237/97 estabeleceu critérios gerais para o licenciamento ambiental e trouxe, em seu anexo 1, uma listagem de empreendimentos e atividades sujeitos ao licenciamento ambiental. Mais uma vez, a atividade de pesquisa sísmica foi deixada de fora desse rol.

Com o tempo, no entanto, foi consolidado o entendimento de que a listagem de tipologias da Resolução CONAMA n° 237/97 era exemplificativa e não-exaustiva, cabendo ao órgão ambiental competente "*definir os critérios de exigibilidade, o detalhamento e a complementação do Anexo 1, levando em consideração as especificidades, os riscos ambientais, o porte e outras características do empreendimento ou atividade*" (Art. 2, § 2°). Esse entendimento foi o que deu suporte ao início do licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas em 1999.

Esse início aconteceu no contexto da abertura do mercado de petróleo no Brasil, a partir da chamada Lei do Petróleo – n° 9.478/97, que encerrou o monopólio da Petrobras e criou a estrutura regulatória do setor, incluindo a agência reguladora ANP. Na área ambiental, esse movimento de estruturação regulatória deu origem à criação de um escritório dedicado ao licenciamento de petróleo dentro do IBAMA, o ELPN. A equipe técnica desse escritório entendeu que as pesquisas sísmicas marítimas eram potencialmente causadoras de degradação ambiental e, portanto, deveriam estar sujeitas ao licenciamento ambiental.

O primeiro Termo de Referência para licenciamento ambiental de pesquisas sísmicas marítimas no Brasil data de março de 1999 (VILARDO; BARBOSA, 2018). Na ausência de arcabouço regulatório específico, o IBAMA realizava o licenciamento com base em dispositivos gerais, como a Lei n° 6.938/81, o Decreto Federal n° 99.274/90 e a Resolução CONAMA n° 237/97.

Do ponto de vista procedimental, esse licenciamento inicial das pesquisas sísmicas marítimas demandava a elaboração de um Estudo Ambiental (EA), a ser baseado no Termo de Referência emitido pelo IBAMA. A licença a ser eventualmente concedida era a Licença de Operação (LO).

Os primeiros anos do licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas foram marcados pela alta demanda inicial em função da expectativa gerada pela abertura do setor à iniciativa privada. Apenas nos anos de 1999 e 2000 foram abertos 49 processos de licenciamento para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil (MALHEIROS, 2002). Há relatos de até 18 navios sísmicos operando simultaneamente<sup>50</sup> na costa brasileira entre fevereiro e março de 2000 (VILARDO, 2007). Essa demanda claramente excedia a capacidade instalada no IBAMA e o licenciamento era considerado moroso pela indústria.

Em 2003, alguns licenciamentos em águas rasas no litoral da Bahia suscitaram intensa polêmica em função dos possíveis impactos sobre recifes de corais e pesca artesanal. Buscando mediar adequadamente esse conflito e sob pressão do Ministério Público local, o IBAMA aumentou o rigor desses licenciamentos, passando a exigir a elaboração de EIA/RIMA e audiências públicas nos licenciamentos em águas rasas a partir daí.

A insatisfação com a percebida morosidade e rigor no licenciamento realizado pelo IBAMA levou a indústria a propor que o CONAMA estudasse uma regulamentação específica para o licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas. A provocação foi feita ao CONAMA ainda em 2001 pela IAGC – Associação Internacional de Empresas de Geofísica, dando início ao longo processo que levou à Resolução CONAMA n° 350/04<sup>51</sup>.

O licenciamento regulado pela Resolução CONAMA n° 350/04, específico para pesquisas sísmicas marítimas e em zonas de transição terra-mar, inovou ao estabelecer ritos processuais de complexidade proporcional ao potencial de geração de impacto ambiental de cada projeto. Assim, foram estabelecidas três classes de licenciamento, de acordo com critérios eminentemente locais:

- Classe 1 - profundidade inferior a 50 metros ou em áreas de sensibilidade ambiental;
- Classe 2 - profundidade entre 50 e 200 metros;
- Classe 3 - profundidade superior a 200 metros.

---

<sup>50</sup> Boa parte dessas atividades em 1999-2000 foi realizada de modo ilegal, sem licenciamento ambiental, o que deu origem a autuações ambientais no valor somado de R\$ 3 milhões. Esse valor acabou sendo repartido em R\$ 300.000 em multas e R\$ 2.700.000 aplicados em projetos ambientais por meio de um Termo de Compromisso ambiental.

<sup>51</sup> Uma descrição mais detalhada desse processo pode ser encontrada em Vilardo (2007).

O entendimento materializado na Resolução CONAMA n° 350/04 é de que o potencial de impacto das pesquisas sísmicas marítimas diminui com a profundidade local. Assim, as operações em águas rasas seriam as mais problemáticas e, portanto, sujeitas a uma avaliação de impactos mais detalhada. Inversamente, a operação em águas profundas foi considerada de baixo impacto, tendo suas medidas mitigadoras e de monitoramento padronizadas em um documento chamado PCAS – Plano de Controle Ambiental de Sísmica, específico de cada empresa de aquisição de dados.

A Resolução criou uma nova licença para a atividade: a Licença de Pesquisa Sísmica – LPS, com caráter de licença de operação. Foi estabelecido também um novo estudo ambiental para a tipologia: o EAS/RIAS – Estudo Ambiental de Sísmica e respectivo Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica. Apesar disso, o CONAMA optou por manter a previsão de EIA/RIMA para os casos potencialmente causadores de “significativa degradação ambiental” (art. 4º, § 6º), considerando que já vinha sendo uma exigência do IBAMA para operações em águas rasas desde 2003.

Na prática, esse modelo de licenciamento pode ser resumido da maneira ilustrada na Figura 16.

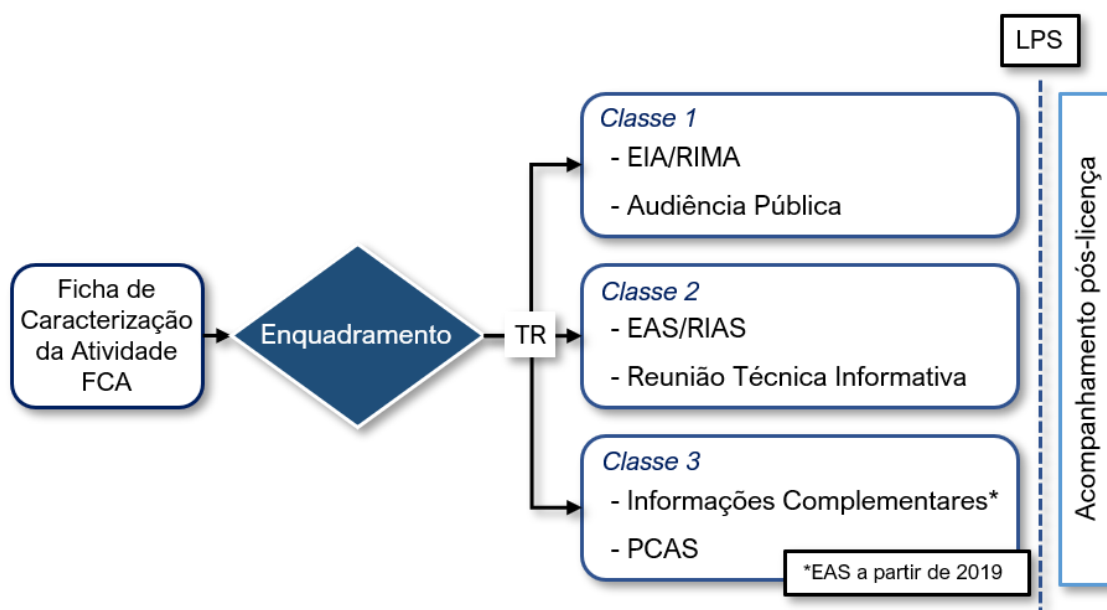


Figura 16: Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Resolução CONAMA n° 350/04 e pela Portaria MMA n° 422/2011. A Ficha de Caracterização da Atividade é o documento contendo o resumo do projeto que subsidia o enquadramento nas classes de licenciamento. PCAS é o Plano de Controle Ambiental de Sísmica, documento contendo os projetos ambientais de mitigação e monitoramento, padronizados por empresa. Fonte: elaboração própria.

Em linhas gerais, esse é o modelo em vigência até hoje. Em 2011 o Ministério do Meio Ambiente editou portarias normatizando o licenciamento de diversas tipologias, incluindo petróleo e gás offshore. A Portaria MMA n° 422/2011 estabelece diretrizes



para o licenciamento das atividades de pesquisa sísmica marítima, perfuração de poços, testes de longa duração, e produção e escoamento marítimos de petróleo e gás natural. No que se refere à pesquisa sísmica marítima, a portaria ministerial é completamente aderente à Resolução CONAMA n° 350/04. Para evitar insegurança jurídica, a portaria limitou-se a detalhar ou esclarecer dispositivos da resolução, sem alterar nenhum fundamento do modelo. Como exemplo de diferença menor entre ambos os textos supracitados, a Portaria MMA n° 422/2011 traz a previsão de EIA/RIMA para a Classe 1 de modo explícito, refletindo a prática já consolidada do IBAMA. Da mesma forma, a Resolução CONAMA traz a figura da Reunião Técnica Informativa, enquanto a Portaria MMA trata as consultas públicas de modo genérico, sendo a audiência pública a modalidade para os casos de EIA/RIMA.

À medida que as diretrizes técnicas sobre as medidas de mitigação e monitoramento da pesquisa sísmica foram sendo amadurecidas, o IBAMA adotou a política de editar Guias e Notas Técnicas padronizando os projetos ambientais a serem implementados. Foi assim com o Monitoramento da Biota Marinha<sup>52</sup>, com o Controle da Poluição<sup>53</sup> e com a Comunicação Social<sup>54</sup>, por exemplo. Assim, o PCAS – Plano de Controle Ambiental da Sísmica, que originalmente servia para compilar os projetos padronizados de cada empresa, foi ficando obsoleto com o passar do tempo. Em 2019, o IBAMA consolidou o entendimento de que o documento que subsidia a análise do licenciamento em Classe 3 é denominado Estudo Ambiental de Sísmica, aposentando o PCAS.

<b>Período</b>	<b>Estudo exigido</b>	<b>Licença emitida</b>	<b>Base regulatória</b>
<b>Até 1999</b>	Nenhum	Nenhuma	Nenhuma
<b>1999-2004</b>	- Estudo Ambiental - EA - Estudo de Impacto Ambiental - EIA para pesquisas em águas rasas a partir de 2003	Licença de Operação - LO	Res. CONAMA n° 237/97
<b>2004 até hoje</b>	- Classe 1: Estudo de Impacto Ambiental - EIA - Classe 2: Estudo Ambiental de Sísmica - EAS - Classe 3: Estudo Ambiental de Sísmica - EAS ou Informações Complementares ao PCAS	Licença de Pesquisa Sísmica - LPS	Res. CONAMA n° 350/04 Port. MMA n° 422/11

*Quadro 5: Síntese da evolução formal do licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas no Brasil: estudos e licenças. Fonte: elaboração própria.*

<sup>52</sup> Guia de Monitoramento da Biota Marinha em pesquisas sísmicas marítimas (2005, revisado em 2018).

<sup>53</sup> Nota Técnica CGPEG/DILIC/IBAMA n° 08/2008.

<sup>54</sup> Guia de Comunicação Social em atividades de aquisição de dados sísmicos – Classe 3 (2005).

O Quadro 5 sintetiza a evolução formal do licenciamento ambiental da pesquisa sísmica ao longo dos anos.

### ***3.1.3. Caracterização do licenciamento da pesquisa sísmica marítima no Brasil: 1999-2020***

Desde o início em 1999 até o final de 2020 o IBAMA concedeu 192 licenças para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil. Esse número, apesar de ser um bom indicativo no nível de atividade, deve ser interpretado com cautela. Além das operações sem licença em 1999-2000, há casos em que a licença foi obtida e a atividade não foi realizada, por exemplo. Desde a entrada em vigor da Resolução CONAMA n° 350/04 até o final de 2020, 14 das 141 licenças concedidas não foram executadas no campo (aproximadamente 10%). Da mesma forma, há casos em que houve mais de uma operação sob a mesma licença, em sucessivas renovações. Feitas essas ressalvas, a seguir serão apresentados alguns dados para caracterização da evolução do licenciamento da pesquisa sísmica ao longo dos anos.

A Figura 17 ilustra a concessão de licenças ambientais para pesquisas sísmicas marítimas desde o início até 2020, segregando as licenças por classe de licenciamento. É possível perceber a predominância de empreendimentos em águas profundas (classe 3) e o desaparecimento dos empreendimentos em águas rasas (classe 1) na última década. Esse perfil tem relação direta com o processo de análise prévia das rodadas de licitação da ANP que afastou as áreas exploratórias da costa, conforme discussão realizada no Capítulo 2.

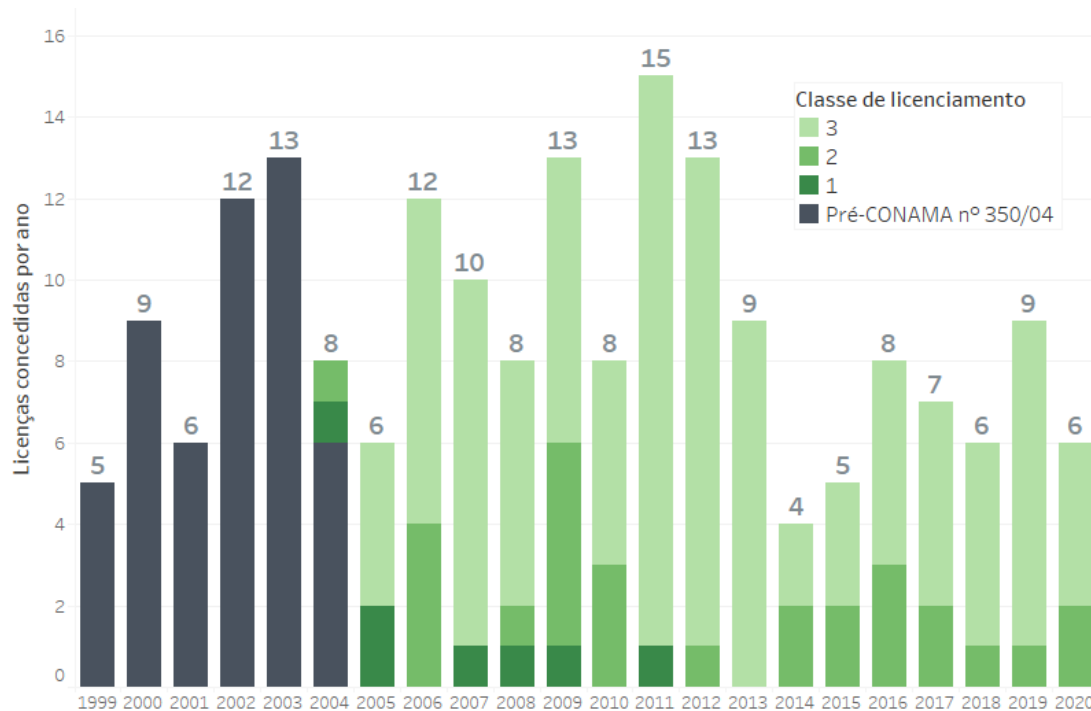


Figura 17: Licenças emitidas por ano para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil. Em cinza escuro, as Licenças de Operação emitidas antes da Resolução CONAMA nº 350/04. Em tons de verde, as Licenças de Pesquisa Sísmica, segregadas por Classe de Licenciamento. Fonte: elaboração própria.

Já a Figura 18 traz a mesma coleção de licenças concedidas, porém segregadas de acordo com o tipo de aquisição – 2D ou 3D. É evidente a predominância das pesquisas tridimensionais ao longo do tempo, mas ressalta-se a resiliência das pesquisas 2D, com ao menos uma licença emitida a cada ano.

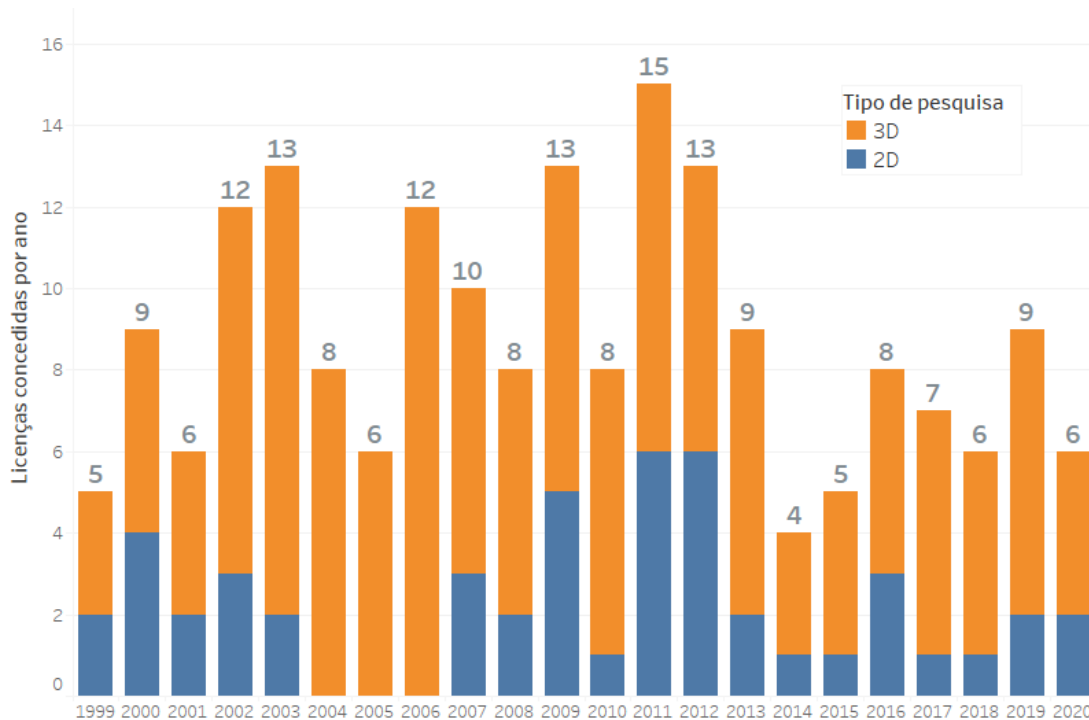


Figura 18: Licenças emitidas por ano para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil, segregadas por tipo de pesquisa, se 2D ou 3D. Fonte: elaboração própria.

Se por um lado é interessante conhecer o perfil das licenças emitidas ao longo dos anos, por outro lado esses gráficos não informam sobre a efetiva realização da atividade no campo. A Figura 19 apresenta uma outra forma de ver a dinâmica das pesquisas sísmicas licenciadas ao longo do tempo. O *heatmap* mostra o número de pesquisas sísmicas que estiveram em atividade simultânea no litoral brasileiro ao longo de cada mês entre os anos de 2005 e 2020<sup>55</sup>.

É possível perceber a intensificação da atividade entre os anos de 2009 e 2012, o que está correlacionado a dois fatores simultâneos: um período de aumento contínuo do preço internacional do petróleo (que aumenta a propensão ao risco exploratório) e a expectativa pelo retorno das rodadas de licitação da ANP para as áreas marítimas, que haviam sido paralisadas desde 2007 em função da descoberta do pré-sal (ver Capítulo 2). As Rodadas foram retomadas em 2013.

<sup>55</sup> O levantamento ficou restrito às licenças emitidas após a Resolução CONAMA nº 350/04. Mesmo isso só foi possível graças aos registros mantidos pessoalmente pelo autor, que à época trabalhava na equipe técnica. Devido a sucessivas mudanças na gestão documental do IBAMA, o resgate de processos antigos é tarefa praticamente impossível hoje em dia.

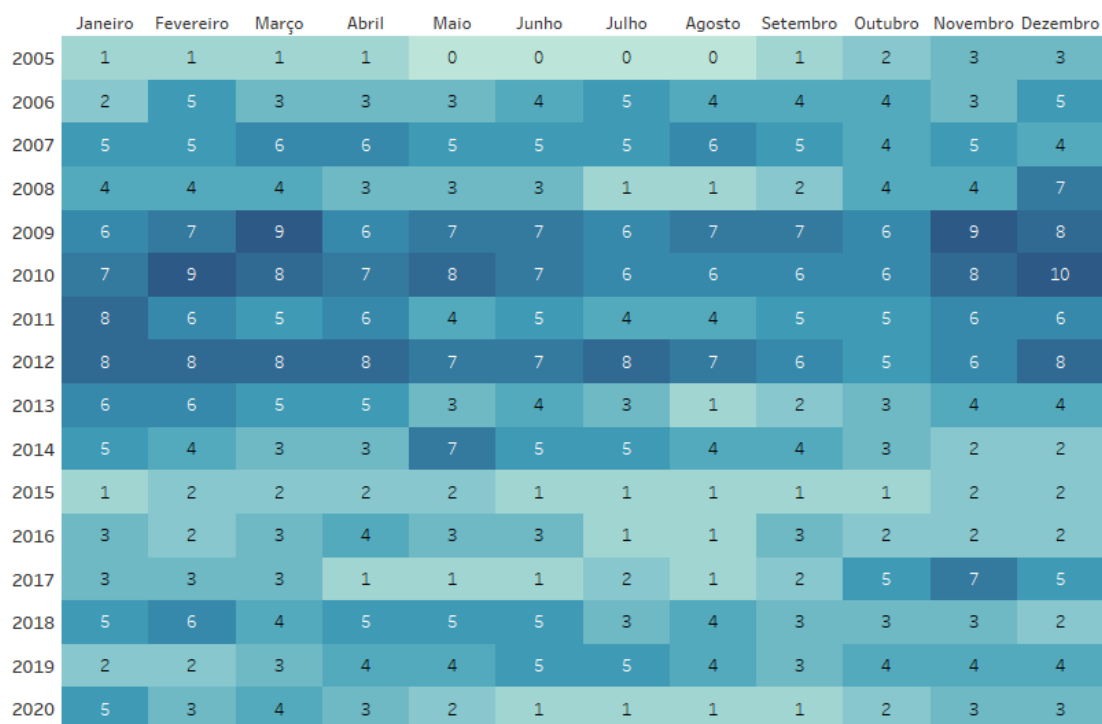


Figura 19: Heatmap mostrando o número de pesquisas sísmicas marítimas simultâneas realizadas mensalmente no Brasil. Dados incluem pesquisas licenciadas a partir da Resolução CONAMA n° 350/04. Os dados relativos aos meses do ano de 2005 estão subestimados, pois havia pesquisas sísmicas sendo realizadas com base em licenças emitidas antes da nova resolução. Fonte: elaboração própria.

A Figura 19 também sugere uma maior concentração das pesquisas sísmicas nos meses de verão, o que teria relação com as condições de mar desfavoráveis no inverno do hemisfério norte.

Uma outra perspectiva a partir do mapeamento mensal das pesquisas sísmicas no Brasil é relativa à técnica empregada para registro do sinal sísmico. Embora a técnica de cabos flutuantes (*streamers*) seja predominante, há o emprego de técnicas de receptores de fundo em cerca de 10% das pesquisas licenciadas. A Figura 20 mostra a transição tecnológica ocorrida nos últimos anos, quando a técnica de cabos de fundo (OBC) foi substituída pela de nodes (OBN).

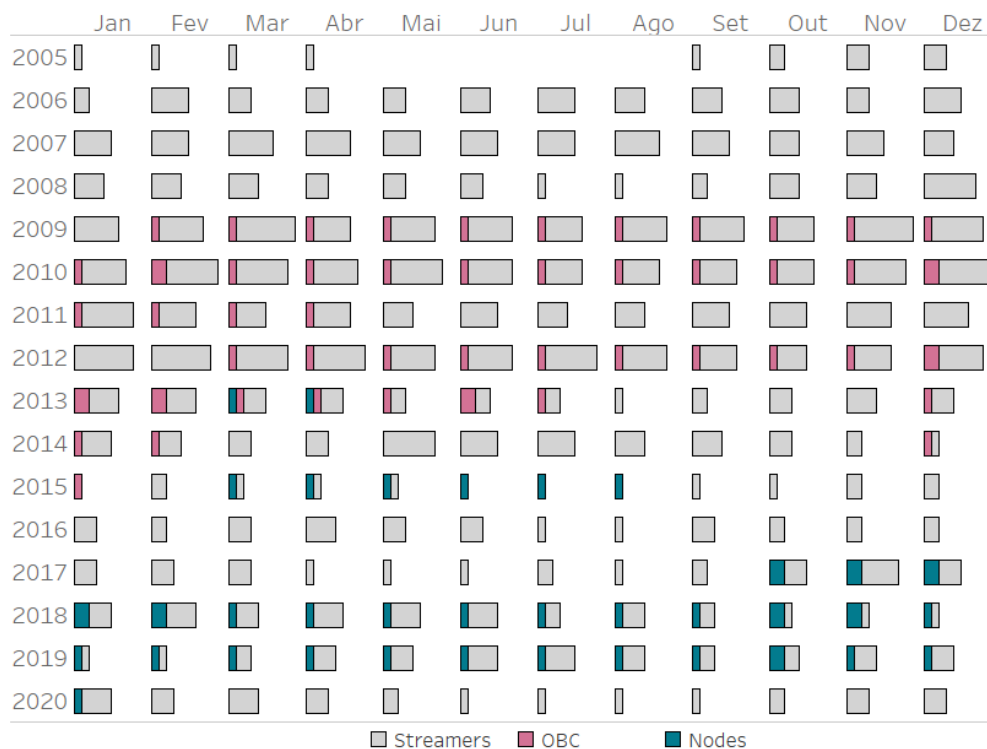


Figura 20: Pesquisas sísmicas marítimas realizadas simultaneamente por mês, de acordo com o método de registro do sinal. É evidente a substituição tecnológica do método OBC pelo método com Nodos ao longo do tempo. Os quantitativos mensais são os mesmos da Figura 19. Fonte: elaboração própria.

Ainda no aspecto temporal das atividades, o gráfico a seguir (Figura 21) mostra o perfil de duração das pesquisas sísmicas marítimas realizadas no Brasil entre 2005 e 2020. O levantamento mostra que 3 entre 4 pesquisas são realizadas em menos de 7 meses, com a mediana próxima de 3,5 meses. Como esperado, as pesquisas 2D tendem a ser mais curtas que as 3D (medianas de 70 e 116 dias, respectivamente).

Já no que se refere ao método de registro, os dados confirmam que as alternativas de fundo (OBC e Nodos) são, em geral, mais demoradas que a sísmica tradicional de cabos flutuantes (streamers). Naturalmente, esta é apenas uma constatação genérica a partir da amostragem pesquisada. Uma comparação mais aprofundada de eficiência deveria levar em consideração a produção intrínseca da técnica, comparando o tempo de operação com uma medida de produção (km<sup>2</sup> de cobertura/dia, por exemplo).

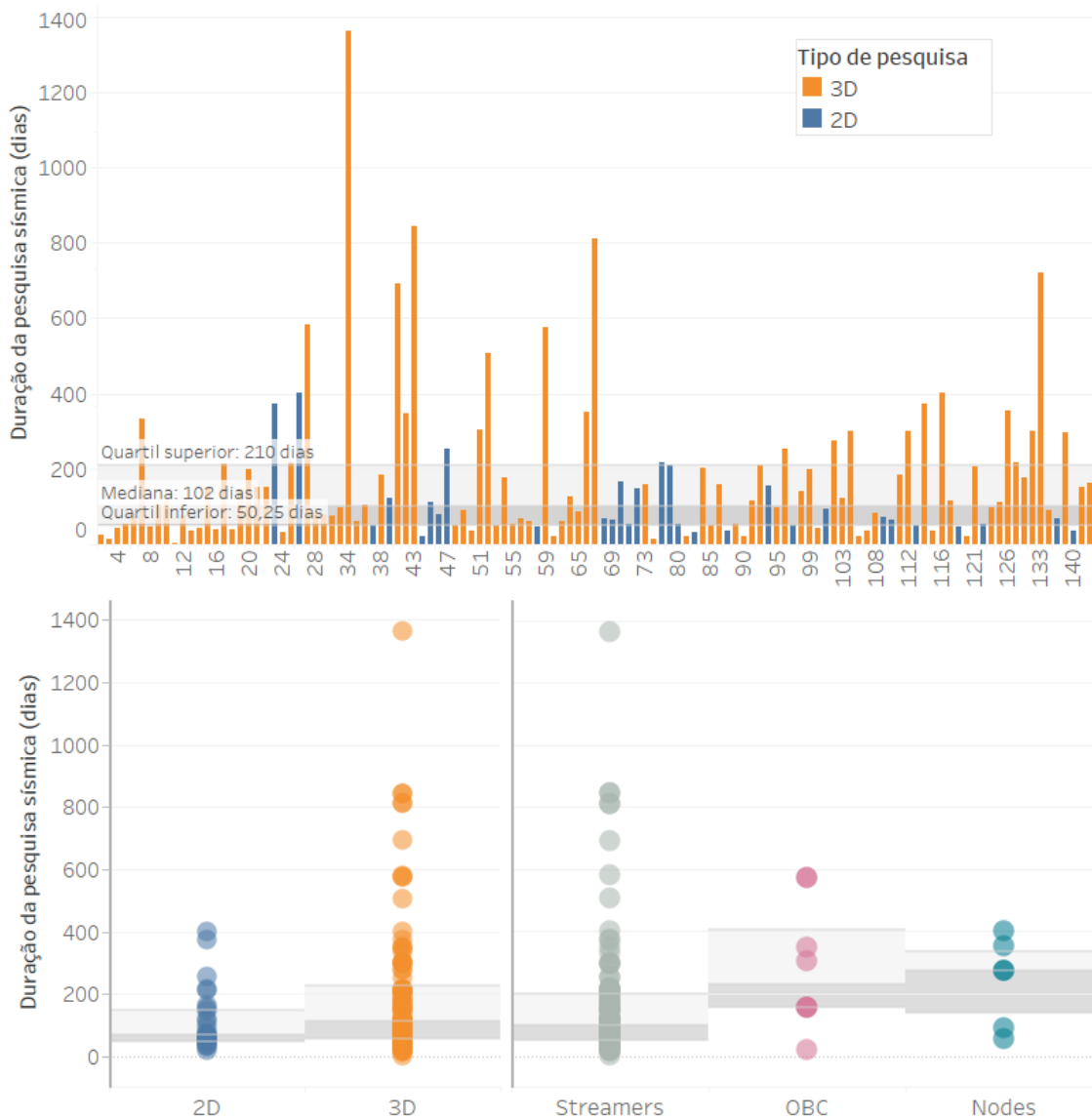


Figura 21: Perfil de duração das pesquisas sísmicas realizadas no Brasil licenciadas a partir da Resolução CONAMA n° 350/04 (2005-2020), segregadas por tipo de pesquisa. Fonte: elaboração própria.

O levantamento das licenças de pesquisa sísmica marítimas emitidas pelo IBAMA mostra ainda uma significativa concentração do mercado (Figura 22). Entre 2005 e 2020, apenas cinco empresas representaram 80% das operações no Brasil (102 pesquisas em 128 realizadas). As líderes do segmento, PGS e CGG, representaram 47% das pesquisas realizadas no Brasil nesse período. A se considerar as recentes fusões e aquisições, há indicações de que esse mercado deva seguir concentrado no futuro próximo.

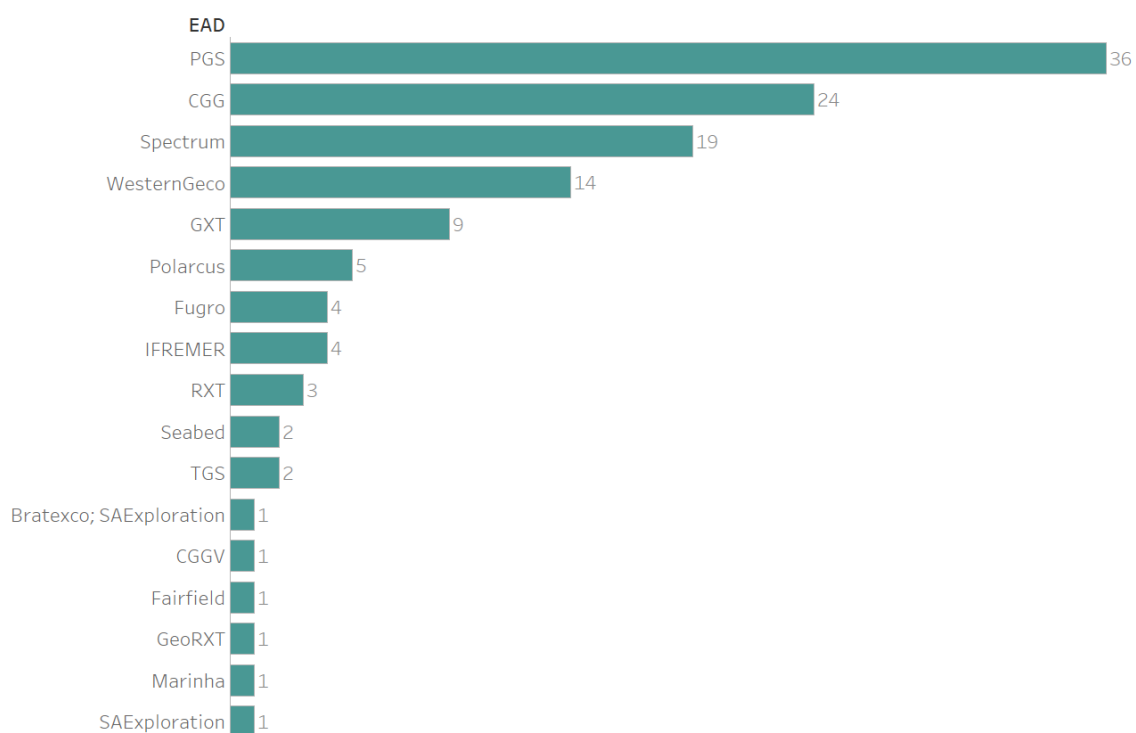


Figura 22: Licenças de Pesquisa Sísmica emitidas pelo IBAMA entre 2005-2020, segregadas por Empresas de Aquisição de Dados. Foram consideradas as EADs que efetivamente realizaram a pesquisa no campo, já que nem sempre a EAD é a titular do processo de licenciamento. Fonte: elaboração própria.

### 3.2. Decidindo sob incertezas: lacunas de conhecimento e licenciamento ambiental

Como descrito no item 10.1.3 *Principais impactos ambientais* (Apêndice A), ainda persistem importantes lacunas de conhecimento sobre os impactos das pesquisas sísmicas sobre a fauna marinha, apesar dos significativos avanços nas últimas décadas. Essa incerteza associada ao dimensionamento dos impactos ambientais da atividade representa um desafio para o processo de licenciamento ambiental. As dúvidas quanto à provável extensão dos impactos dificultam a avaliação da aceitabilidade dos projetos e a definição de medidas adequadas de mitigação e monitoramento, gerando conflitos e atrasos no processo de licenciamento. Este item fará um resgate de como o IBAMA lidou com a questão das incertezas ao longo dos anos, estendendo e atualizando a análise publicada por Vilaro e Barbosa (2018) na revista *Perspectives in Ecology and Conservation*, com o título *Can you hear the noise? Environmental licensing of seismic surveys in Brazil faces uncertain future after 18 years protecting biodiversity*.

Quando o licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas foi iniciado em 1999, o escritório do IBAMA era composto totalmente por consultores técnicos (VILARDO,



2007), que definiram os primeiros critérios e procedimentos administrativos. Mas o tamanho reduzido da equipe e a instabilidade inerente ao formato de contratação por consultoria limitavam as possibilidades de aprendizagem institucional no que se refere aos impactos da pesquisa sísmica marítima. Essa questão começou a ser aprimorada com a realização do primeiro concurso público para o IBAMA em 2002. O concurso viabilizou o crescimento do corpo técnico dedicado a petróleo no instituto, passando de 9 consultores em 2000 para 35 técnicos (consultores e analistas) ao final de 2002. Com isso, foi possível a formação de uma equipe dedicada ao licenciamento da tipologia de sísmica e a qualificação do debate acerca dos impactos da atividade.

Naquele momento, a incerteza sobre os efeitos deletérios da pesquisa sísmica era muito significativa. De um lado, a indústria insistia que a atividade não era causadora de impactos ambientais perceptíveis e, portanto, sequer deveria ser objeto de licenciamento ambiental. De outro, os ambientalistas e as comunidades litorâneas manifestavam extrema preocupação com as pesquisas sísmicas, que acreditavam causar danos agudos à fauna, incluindo a mortandade de animais. Pescadores comparavam os disparos dos canhões de ar com a pesca com “bomba” – ilegal, mas praticada ainda em regiões do litoral brasileiro – na qual os animais morrem instantaneamente após as detonações.

Nesse ambiente de incertezas e controvérsias, o IBAMA adotou duas estratégias paralelas: o alinhamento com as melhores práticas internacionais de mitigação e o desenvolvimento de uma contribuição nacional para o conhecimento sobre os impactos da pesquisa sísmica marítima.

### ***3.2.1. Alinhamento com práticas internacionais de mitigação***


O alinhamento com as melhores práticas internacionais foi facilitado pelo caráter globalizado da indústria da pesquisa sísmica – o que permitiu acesso a documentos de referência aos protocolos de mitigação utilizados em outras regiões de relevância para o setor, como EUA, Canadá e o Reino Unido. Assim, com base nessa experiência internacional, as exigências de mitigação em águas brasileiras foram sendo desenvolvidas e refinadas ao longo de 2003 e 2004, sendo finalmente padronizadas no início de 2005. Esse documento de diretrizes padronizadas foi denominado “Guia de Monitoramento da Biota Marinha em atividades de aquisição de dados sísmicos – abril 2005” e estabeleceu o protocolo de mitigação e monitoramento da fauna marinha a ser adotado pelas empresas no Brasil.

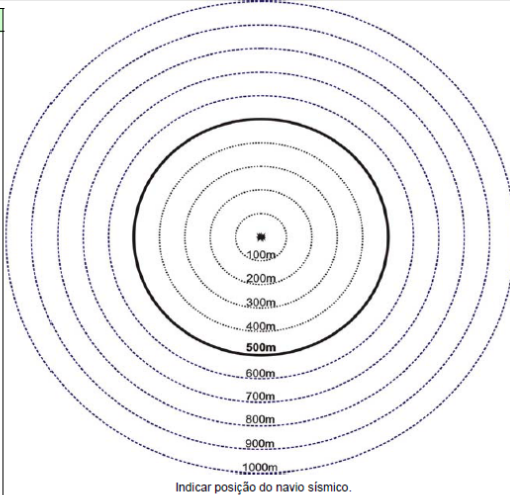
O “Guia da Biota”, como ficou conhecido informalmente, foi pioneiro enquanto documento de apoio ao licenciamento ambiental (*guideline*), não apenas nas tipologias de petróleo e gás como possivelmente em todo o licenciamento federal. Pela primeira vez, ao invés de analisar um projeto de monitoramento elaborado pela empresa com base em um termo de referência orientativo, o IBAMA definiu o protocolo de mitigação e monitoramento a ser implementado. Naturalmente, essa abordagem prescritiva só se adapta a protocolos já amadurecidos e testados na prática – o que era o caso do monitoramento da biota.

A principal mitigação existente para os impactos da pesquisa sísmica é a paralisação da atividade quando um animal é detectado na proximidade do arranjo de canhões de ar. Essa mitigação é dependente de um bom protocolo de monitoramento, capaz de detectar a presença desses animais na região de interesse. Assim, o Guia da Biota apresenta dois objetivos concorrentes: (i) implementar medidas de mitigação do impacto da pesquisa sísmica sobre mamíferos e quelônios marinhos e (ii) gerar dados padronizados sobre a ocorrência e comportamento desses grupos para aprofundar o entendimento dos possíveis efeitos causados pelos disparos de canhões de ar (IBAMA, 2005).

O Guia da Biota inovou ao padronizar as planilhas de registro dos dados do monitoramento (Figura 23), o que foi avançado para uma época anterior aos bancos de dados e sistemas informatizados de hoje em dia. Como resultado dessa iniciativa, dados padronizados sobre ocorrência de mamíferos marinhos em águas brasileiras passaram a ser coletados a partir de 2005, totalizando mais de 14.000 registros até o final de 2017.

Esses dados estão disponíveis publicamente hoje na plataforma online SIMMAM – Sistema de Apoio ao Monitoramento de Mamíferos Marinhos (<https://simmam.acad.univali.br>), cujo histórico e evolução estão descritos em Barreto et al. (2020).

Projeto de Monitoramento da Biota Marinha		Número:
Registro de Avistagem		Data:
		
<b>Hora local</b>	<b>Animal avistado</b>	<b>Comportamento<sup>3</sup></b>
	( ) <i>Megaptera novaeangliae</i> Baleia Jubarte	( ) Deslocamento lento ( ) Deslocamento rápido
<b>Latitude</b>	( ) <i>Eubalaena australis</i> Baleia Franca do Sul	( ) Deslocamento na proa do navio ( ) Porpoising
	( ) <i>Balaenoptera edeni</i> Baleia-de-Bryde	( ) <i>Chorus line</i> ( ) Borrifo
<b>Longitude</b>	( ) <i>Balaenoptera acutorostrata</i> Baleia-Minke-Anã	( ) Exposição da peitoral ( ) Exposição da caudal
	( ) <i>Physeter macrocephalus</i> Cachalote	( ) Golpe nadadeira na superfície ( ) Golpe cabeça na superfície
<b>Profundidade</b>	( ) <i>Orcinus orca</i> Baleia Orca	( ) Salto parcial ( ) Salto total
	( ) <i>Sotalia fluviatilis</i> Boto Cinza	( ) Repouso ( ) Indiferença
<b>Direção do navio</b>	( ) <i>Tursiops truncatus</i> Golfinho Nariz de Garrafa	( ) Fuga/evitação ( ) Diminuição comportamento aéreo
<b>Estado do Mar<sup>1</sup></b>	( ) <i>Stenella longirostris</i> Golfinho Rotador	( ) Aumento comportamento aéreo ( ) Diminuição tempo de inalação
( ) Calmo (0-1)	( ) <i>Stenella attenuata</i> Golfinho-Pintado-Pantropical	( ) Aumento tempo de inalação ( ) Diminuição tempo de mergulho
( ) Crespo (2-3)		( ) Aumento tempo de mergulho
( ) Agitado (4)		
( ) Forte (5+)		
<b>Visibilidade</b>		
( ) Boa (> 5 km)		
( ) Moderada		
( ) Fraca (< 1 km)		
<b>Ondulação</b>	<b>Grupo</b>	
( ) Baixa (<2m)	( ) Sim ( ) Não	
( ) Média (2-4m)		
( ) Forte (>4m)		
	<b>Composição do grupo</b>	<b>Confiança na identificação</b>
	Nº Adultos:	( ) Definitiva
	Nº Filhotes:	( ) Incerta



Indicar posição do navio sísmico.  
Indicar a posição do animal ou grupo e os deslocamentos observados.

Canhões de ar	
( ) Ligados	( ) Soft start ( ) Testes ( ) Desligados
Desligamento solicitado?	<input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> N Hora solicitação:
Desligamento realizado?	<input type="checkbox"/> S <input type="checkbox"/> N Hora desligamento:
Tempo total de interrupção da atividade:	Assinatura do observador:

<sup>1</sup> Entre parênteses, o equivalente na escala Beaufort; identificação ao nível taxonômico mais específico possível.  
<sup>3</sup> Pode ser indicado mais de um comportamento. Utilize o verso da planilha para realizar uma descrição mais detalhada da avistagem.

Figura 23: Planilha padronizada de registro de avistagem de biota marinha estabelecida pelo Guia de Monitoramento de 2005. Fonte: IBAMA (2005).

Conjuntos de dados oriundos de monitoramentos ambientais vinculados ao licenciamento são vistos com ceticismo por muitos acadêmicos (ex.: DIAS; FONSECA; PAGLIA, 2017; SILVEIRA et al., 2010). No caso dos dados do monitoramento da biota marinha em pesquisas sísmicas depõe contra o fato de utilizarem mão-de-obra relativamente pouco especializada<sup>56</sup>, o que levaria a erros e inconsistências nos registros do monitoramento. No entanto, dados de observação de mamíferos a bordo de navios sísmicos têm sido utilizados para análises científicas de diferentes formas: como observações individuais (ex.: FERNANDES et al., 2007), utilizando a pesquisa sísmica como unidade amostral (ex.: GURJÃO; FREITAS; ARAÚJO, 2004) ou mesmo uma análise longitudinal mais extensa, como Stone et al. (2017) fizeram com dados de monitoramento de biota de 1.196 pesquisas sísmicas no Reino Unido.

Assim, mesmo considerando eventuais limitações relativas à qualidade dos dados, esse conjunto de registros é potencialmente relevante do ponto de vista da

<sup>56</sup> O IBAMA exige que o monitoramento seja feito por profissionais com formação superior em área compatível com a função, como biologia, oceanografia, engenharia de pesca ou medicina veterinária, mas não necessariamente são especialistas em mamíferos marinhos. Ao menos 2 em cada equipe de 3 observadores de biota devem ter experiência prévia em monitoramento da biota em pesquisas sísmicas marítimas.

conservação da biodiversidade marinha e não existiria se não fosse o esforço pioneiro de padronização de diretrizes no Guia de Biota em 2005.

O Guia de Monitoramento da Biota do IBAMA foi revisado em 2018 a partir do aprendizado de sua aplicação em mais de cem pesquisas sísmicas até aquele momento. Dentre as principais inovações do Guia revisado (IBAMA, 2018) estão a inclusão das técnicas de monitoramento acústico passivo (MAP) e o redesenho das planilhas de registro com vistas à transição para um modelo de banco de dados digitais.

Além do pacote de mitigação e monitoramento da biota durante as pesquisas sísmicas, olhar para a experiência internacional deu ao Brasil outra ferramenta importante para gerenciar os impactos da atividade: as restrições sazonais ou permanentes em áreas biologicamente importantes. Ainda em 2003, um documento interno do IBAMA (Informação Técnica ELPN/IBAMA n° 012/03<sup>57</sup>) já fazia menção à adoção de “áreas de exclusão” por autoridades europeias para proteger áreas de desovas de recursos pesqueiros.

No caso brasileiro, a primeira área de restrição sazonal foi estabelecida em 2003 para proteger a área e período de reprodução das baleias Jubarte, na região do Complexo Recifal dos Abrolhos. Desde então, entre julho e novembro as pesquisas sísmicas são proibidas em um longo trecho de plataforma continental para onde as baleias migram anualmente para reprodução. O sucesso da medida deu origem à definição de áreas de restrição para proteção de outras espécies em 2005: Baleia Franca, Tartarugas Marinhas (todas as 5 espécies brasileiras) e Peixe-boi marinho.

Inicialmente essas áreas foram estabelecidas por meio de documentos técnicos internos ao IBAMA (memorandos e informações técnicas). A consolidação em uma normativa só aconteceu em 2011, quando duas Instruções Normativas Conjuntas foram editadas pelo IBAMA e pelo ICMBio – uma definindo áreas de restrição para proteção de tartarugas marinhas e outra para espécies de mamíferos marinhos. Além das espécies anteriormente mencionadas, a IN de mamíferos definiu também áreas de restrição para proteção das Baleias-de-Bryde e das Toninhas.

---

<sup>57</sup> A referida Informação Técnica consistia em uma revisão da bibliografia científica sobre os impactos ambientais da pesquisa sísmica, visando dar suporte interno às medidas exigidas pela equipe técnica do então escritório de licenciamento de petróleo (ELPN).

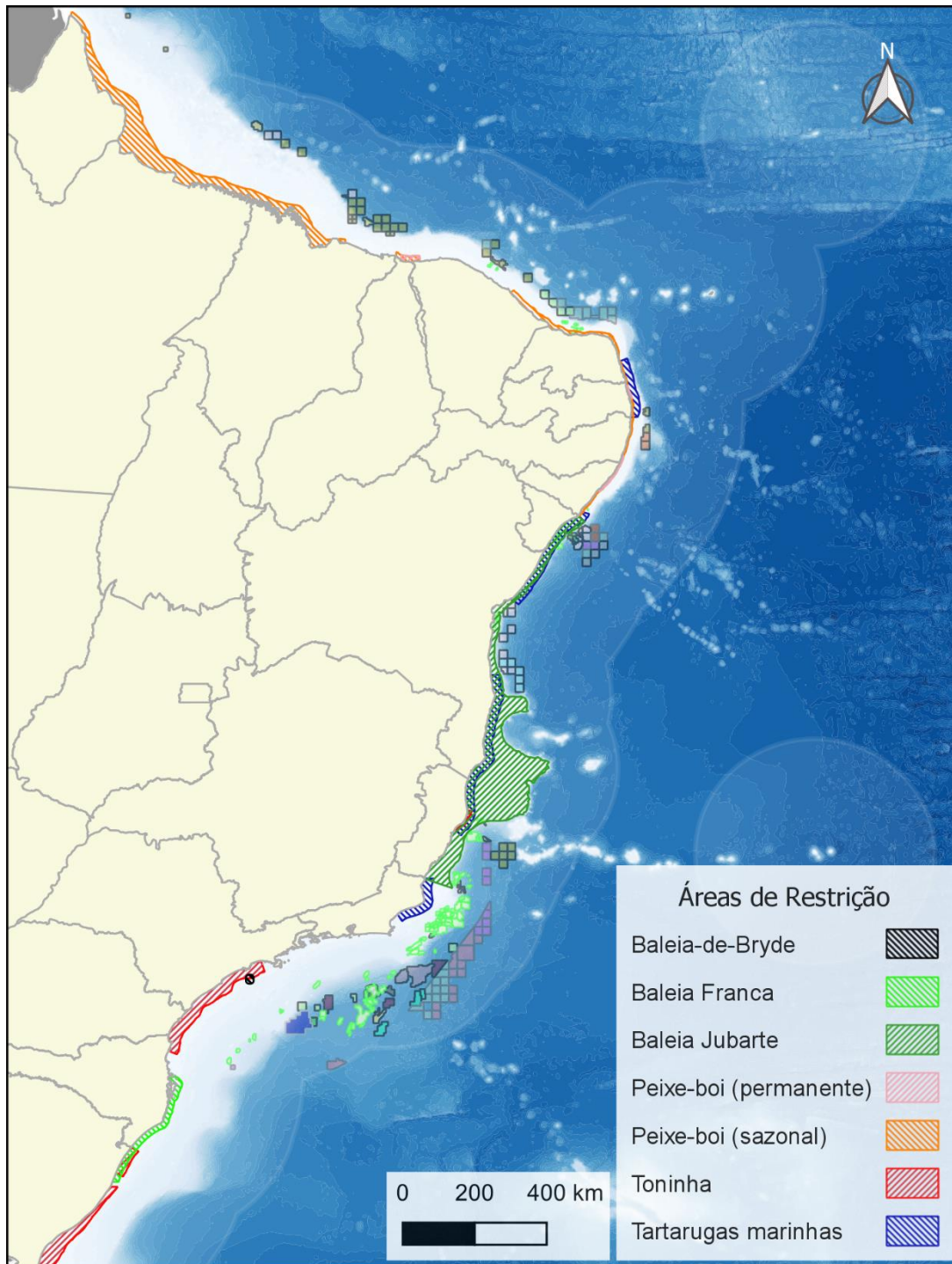


Figura 24: Áreas de Restrição à pesquisa sísmica marítima definidas pelas Instruções Normativas IBAMA/ICMBio n° 01/2011 e n° 02/2011. O período exato de restrição para cada espécie/grupo está descrito nas Instruções Normativas. Os demais polígonos no oceano são blocos de exploração e campos de produção de petróleo, além de um leve sombreado indicando a Zona Econômica Exclusiva. Fonte: elaboração própria.

O esforço pioneiro de alinhamento com as melhores práticas internacionais parece ter sido uma estratégia bem-sucedida do IBAMA. Ao longo dos anos, a adoção de protocolos rigorosos de mitigação/monitoramento da biota marinha e o estabelecimento das áreas de restrição sazonal/permanente à realização de pesquisas

sísmicas marítimas alçaram o Brasil a uma posição de relativo destaque no âmbito da prática internacional (ver, por exemplo, COMPTON et al., 2008; GHFS, 2015; REYES REYES; BESSEGA; DOLMAN, 2016; WEIR; DOLMAN, 2007). Em 2021, a Argentina publicou um Protocolo de Monitoramento da Biota Marinha em Prospecções Sísmicas (ARGENTINA, 2021) que é inteiramente baseado no Guia de Monitoramento da Biota do IBAMA.

No início dos anos 2000, no entanto, a controvérsia nacional sobre os impactos da atividade estava em seu momento mais alto e somente incorporar a experiência internacional era insuficiente para superar as incertezas – era preciso gerar conhecimento próprio, adequado à realidade dos ecossistemas brasileiros.

### ***3.2.2.Fomento da geração de conhecimento no Brasil***

A segunda estratégia do IBAMA para lidar com as lacunas de conhecimento sobre os impactos das pesquisas sísmicas foi fomentar uma contribuição nacional própria. Esse aspecto era especialmente relevante para possibilitar o avanço do diálogo com representantes das comunidades litorâneas afetadas pela realização de pesquisas sísmicas. Para esses representantes, evidências de estudos realizados em países do norte não eram válidas para o caso brasileiro – eles defendiam que estudos nacionais fossem feitos antes da autorização das pesquisas sísmicas. Essa posição também era advogada por muitos acadêmicos, ambientalistas e membros do Ministério Público no Brasil, colocando o IBAMA sob pressão para seguir com o licenciamento ambiental.

Naquela época, no início dos anos 2000, ainda eram comuns os pedidos de licenciamento em águas rasas, próximas à costa<sup>58</sup>. Em geral, isso significava áreas com ocorrência de atividade pesqueira artesanal e ecossistemas como recifes de corais e suas espécies associadas. De fato, a literatura internacional tinha pouco a contribuir em relação a esse contexto tipicamente brasileiro e era importante gerar as nossas próprias respostas.

Paralisar a emissão de licenças ambientais enquanto se aumentava o conhecimento disponível não era politicamente viável, como raramente é – no Brasil e no mundo (FONSECA; GIBSON, 2020a). Além disso, nesse tipo de situação, é exatamente a realização do empreendimento que poderá viabilizar financeiramente as pesquisas para expansão desejada do conhecimento. Sendo assim, o caminho trilhado

---

<sup>58</sup> O processo de afastamento das áreas de exploração da costa é descrito em mais detalhes no Capítulo 2.

pelo IBAMA foi o de exigir a elaboração de pesquisas científicas como condicionantes das licenças ambientais.

Esse tipo de condicionante de licenças tende a ser bastante criticado, pois não envolve diretamente a mitigação, o monitoramento ou a compensação de impactos previstos nos estudos ambientais. No entanto, a chave para entender esse modelo está em encará-lo como um mecanismo de gestão adaptativa<sup>59</sup> voltado para o conjunto da tipologia, não para uma pesquisa sísmica individual. Assim, torna-se possível lidar com as incertezas e lacunas de conhecimento ao longo do tempo, melhorando as condições de tomada de decisão futura e aprimorando o licenciamento ambiental da tipologia como um todo.

Os primeiros projetos de pesquisa comissionados pelo IBAMA como condicionantes de licença aconteceram em 2002 e foram uma resposta direta à preocupação da comunidade de pescadores artesanais na região do baixo sul da Bahia. Nesse primeiro momento, as questões ainda estavam bastante focadas nos possíveis impactos agudos sobre a fauna – basicamente a dúvida era se a sísmica mataria animais utilizados como recursos pesqueiros, como peixes, camarões e lagostas.

Entre 2002 e 2004, diversos experimentos de exposição controlada foram executados na região de águas rasas na Bacia de Camamu/Almada, sempre como condicionantes de licenças ambientais do IBAMA. O esforço era de reprodução das condições de operação, do modo mais fiel possível, então os desenhos experimentais utilizavam os próprios navios sísmicos para efetuar os disparos de canhões de ar. Uma descrição mais detalhada desses experimentos pode ser encontrada em Vilardo (2007).

Para a discussão desta tese, o importante é entender que esta estratégia vem sendo utilizada pelo IBAMA nas últimas duas décadas para lidar com as incertezas relacionadas aos impactos da sísmica, tendo se tornado um componente característico do licenciamento da tipologia no Brasil. Ao longo dos anos, as lacunas de conhecimento foram se modificando e o foco das pesquisas foi sendo ajustado de acordo, acompanhando a evolução do cenário internacional e do debate no Brasil.

O Apêndice B desta tese reúne as principais iniciativas de pesquisa científica vinculadas ao licenciamento da sísmica marítima nos últimos anos. Um dos pontos problemáticos no que se refere ao conhecimento gerado por esses projetos é a pequena

---

<sup>59</sup> A abordagem adaptativa do processo de AIA é defendida há bastante tempo para lidar com as incertezas inerentes à avaliação ambiental (HOLLING, 1978; NOBLE, 2000). A inovação aqui é aplicar o conceito a uma tipologia de empreendimentos transitórios, onde os projetos presentes ajudam a aprimorar o sistema para os projetos futuros.

quantidade de artigos acadêmicos derivados dessas iniciativas. Considerando que a publicação em revistas que adotam a revisão por pares é o principal meio de disseminação do conhecimento científico, isso é evidência de que os resultados obtidos não estão tendo visibilidade fora do processo de licenciamento em questão, comprometendo a intenção do IBAMA de contribuir para o debate internacional sobre o tema.

É difícil precisar o que exatamente tem impedido uma maior publicação desses resultados – e talvez sejam diversos fatores – mas é importante refletir sobre essa questão e buscar estímulos para que as publicações aconteçam com frequência. Hoje, a maioria desses resultados está aprisionada dentro de relatórios técnicos no centro de documentação do IBAMA. Em um esforço recente para divulgar essas iniciativas, o IBAMA e a IAGC<sup>60</sup> organizaram um livro onde os responsáveis por projetos de pesquisa no âmbito do licenciamento da sísmica foram convidados a registrar seus resultados em capítulos específicos (BARBOSA; OWENS, 2020).

Existem, conforme já salientado anteriormente, limitações para a geração de conhecimento através desse tipo de iniciativa dentro do licenciamento ambiental. A obtenção de conhecimento científico válido a partir desses projetos depende de diversas variáveis, como desenho de pesquisa, esforço amostral e consistência metodológica, como argumentam Dias et al. (2017). No entanto, a maior parte dessas pesquisas comissionadas pelo licenciamento ambiental pode gerar resultados publicáveis, caso sejam tratados academicamente de modo adequado.

Nesse sentido, uma preocupação importante é o potencial viés que estudos financiados pelas empresas podem apresentar, ainda que haja supervisão de órgãos como o IBAMA. Wade et al. (2010) encontraram evidências de vieses em artigos tratando de impactos acústicos antropogênicos sobre animais marinhos, dependendo de quem era a instituição financiadora dos estudos. Uma maneira de tentar minimizar esse problema seria a priorização de universidades e institutos públicos de pesquisa como executoras dos projetos, em deferência à independência e compromisso público dessas instituições. No entanto, a prática mostra que isso não elimina completamente a questão do viés – existem diversas formas pelas quais o contratante pode influenciar os resultados de uma pesquisa. As possibilidades variam de modos mais explícitos de pressão ou mesmo censura até meios mais sutis como o potencial de contratação para futuros contratos.

---

<sup>60</sup> Associação Internacional das Empresas de Geofísica (*International Association of Geophysical Contractors*). A partir de 2022, passou a se chamar EnerGeo Alliance.



Adicionando complexidade à questão, há uma avaliação das empresas de que contratos com universidades no Brasil são mais difíceis de gerenciar, em função do maior fardo burocrático. Além disso, parte da explicação para a dificuldade de publicação dos resultados das pesquisas em revistas científicas envolve as inúmeras outras prioridades da vida acadêmica, como garantir o financiamento para o próximo projeto (em um ambiente de pesquisa cronicamente subfinanciado).

Uma abordagem diferente, capaz de fugir das limitações de tempo e escopo impostas pelo licenciamento ambiental, seria o estabelecimento de um fundo de pesquisa gerenciado por uma instituição independente. Esse fundo seria viabilizado por algum mecanismo de cotização entre empresas de sísmica (ou mesmo operadoras de óleo e gás) e gerido através de uma governança compartilhada, garantindo transparência na seleção dos parceiros de implementação e na aplicação dos recursos.

Existem diversos arranjos como esse no mundo e no Brasil, com objetivos e formatos específicos, que poderiam servir de inspiração para um fundo voltado às lacunas de conhecimento da pesquisa sísmica marítima. Em nível global, por exemplo, existe há muitos anos o *JIP Sound and Marine Life* ([soundandmarinelife.org](http://soundandmarinelife.org)), fundado e mantido pela IOGP – *International Association of Oil and Gas Producers*. O Programa Conjunto da Indústria (*Joint Industry Programme*) foi estabelecido em 2005 e financia diversas linhas de pesquisa para avançar o entendimento dos impactos sonoros da exploração e produção marítima de petróleo sobre a vida marinha.

Essa ideia de um fundo para pesquisas ligadas à sísmica não é nova – a cada vez que o IBAMA solicita um projeto de caráter investigativo a uma empresa, o conceito ressurge na voz da indústria. Em relatório elaborado recentemente para um projeto financiado pelo BID, uma equipe de consultores considerou que muitos dos projetos ambientais investigativos solicitados no licenciamento da pesquisa sísmica marítima não seriam pertinentes,

visto que para se obter informações consistentes e que permitissem dimensionar e monitorar os impactos da atividade, seria necessária uma série temporal superior ao cronograma de execução da pesquisa sísmica.

Considera-se que a implementação dos projetos supracitados em um contexto regional e sendo considerada a obtenção de dados padronizados e executados a longo prazo seria mais pertinente para alcançar os objetivos propostos, já que tais PPPs podem apoiar o monitoramento dos impactos das atividades de pesquisa sísmica em ambientes sensíveis, porém, eles devem ser suportados por múltiplos empreendedores (...) (ARCADIS, 2020, p. 54).

O relatório, no entanto, não propõe uma alternativa prática para a condução de processos de licenciamento em áreas sensíveis enquanto tal programa regional compartilhado não é viabilizado. Na presença de significativas lacunas de conhecimento, a alternativa de não-concessão das licenças seria aceitável? Provavelmente não – daí a importância e urgência da viabilização de tais programas independentes de pesquisa.

A experiência mostra, no entanto, que a indústria da pesquisa sísmica tem algumas limitações para cooperação, dada a natureza extremamente competitiva de suas atividades. Assim, a viabilização dessa ideia passa necessariamente pela liderança assertiva do IBAMA ou outra organização governamental, que seja capaz de conduzir um processo de concertação entre os diferentes agentes interessados.

Nos últimos anos, além das incertezas habituais ligadas aos impactos da pesquisa sísmica, outra questão aumentou a complexidade do licenciamento ambiental da atividade: o adensamento e as sobreposições de projetos.

### **3.3. Adensamento e sobreposições: quando a dinâmica do setor afeta o licenciamento ambiental**

Como caracterizado no item *10.1.2 Dinâmica do mercado* (Apêndice A), as pesquisas sísmicas podem ser categorizadas como proprietárias/exclusivas ou multicliente, dependendo da modalidade contratual utilizada. Do ponto de vista da dinâmica do setor, há diferenças importante entre as modalidades. As pesquisas sísmicas proprietárias ou exclusivas geralmente ocorrem dentro de blocos ou áreas sob concessão, mediante contrato com a empresa operadora do campo ou concessionária do bloco. Já as pesquisas multicliente normalmente cobrem áreas maiores, envolvendo regiões sob concessão e outras ainda não concedidas, em busca da otimização do investimento. Quanto mais perspectivas de venda dos dados sísmicos adquiridos, melhor é o retorno do investimento na atividade multicliente.

No Brasil, é possível observar nítida preferência da indústria pelo modelo multicliente. Em uma análise dos processos de licenciamento desde 2004, é possível estimar que apenas 20% das pesquisas sísmicas licenciadas no Brasil foi caracterizada como proprietária/exclusiva. Ou seja, 4 entre 5 pesquisas sísmicas em águas brasileiras são contratadas na modalidade multicliente. Mesmo quando a atividade é restrita a um bloco de concessão específico, em muitos casos há a opção pelo contrato multicliente.

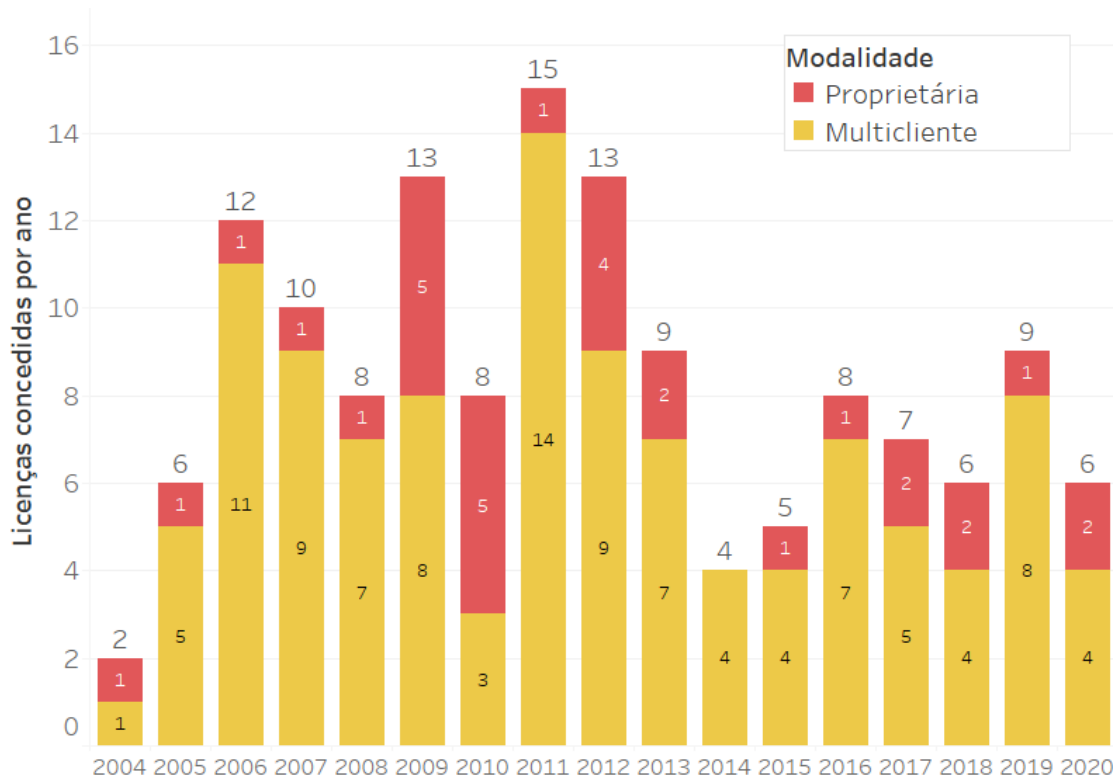


Figura 25: Licenças emitidas por ano para pesquisas sísmicas marítimas no Brasil, segregadas por tipo modalidade de contratação, se proprietária (exclusiva) ou multicliente. Fonte: elaboração própria.

É difícil precisar as razões exatas por trás dessa dinâmica, mas parece ser uma preferência das empresas operadoras dos blocos – assim os principais riscos do empreendimento ficam por conta da empresa de aquisição de dados, incluindo o licenciamento ambiental e variáveis como custos de mobilização e eventuais acidentes na execução da atividade.

A consequência dessa dinâmica para o licenciamento ambiental é que ela exacerba o caráter competitivo do setor e transforma a licença ambiental em um ativo diferencial na busca por contratos. Ao menor sinal de que uma operadora terá interesse em dados sísmicos em determinada área, é iniciada a corrida para obtenção do licenciamento ambiental. A EAD que consiga a licença ambiental ou esteja em estágio mais avançado no trâmite processual ganha enorme poder de barganha pelo contrato de fornecimento dos dados sísmicos. Assim, a lógica dos pedidos de licenciamento



A sobrecarga da equipe de analistas é a consequência imediata da dinâmica especulativa do mercado de pesquisas sísmicas. Cada pedido de licenciamento protocolado requer o adequado processamento interno, envolvendo diversas etapas burocráticas: análise documental, instrução processual, reuniões, elaboração de documentos etc. Sendo a equipe técnica reduzida e relativamente constante, essa carga adicional de demandas compromete o cumprimento de prazos e dificulta a gestão da carteira de empreendimentos de modo geral.

Se a demanda aumentada fosse genuína, ou seja, refletisse um aumento real das pesquisas sísmicas no Brasil, o problema seria estrutural e a solução passaria pelo aumento da capacidade instalada no IBAMA. No entanto, o que predomina é a utilização do licenciamento como ativo estratégico para participação de concorrências para obtenção de contratos. Quando a primeira empresa consegue o licenciamento (e, conseqüentemente, o contrato), as demais perdem o interesse e abandonam o processo – tornando sem sentido todo o trabalho realizado até então.

Em levantamento realizado internamente pelo IBAMA, entre 2013 e 2017 foram abertos 98 processos de licenciamento ambiental para pesquisas sísmicas marítimas. Desses, 49 foram encerrados antes da emissão da licença ambiental, a pedido das empresas (BORGES et al., 2020). Recentemente esse dado foi atualizado internamente para o período 2013-2020<sup>62</sup>: dos 132 processos de licenciamento abertos, 67 foram descontinuados antes da emissão da LPS (50,7% do total). Ou seja, metade dos processos não chegou ao seu desfecho esperado – muitas vezes porque outra empresa conseguiu a licença primeiro.

Nesse cenário, quando a demanda por licenciamento sobe muito acima da capacidade de processamento do órgão ambiental, ocorre um colapso na burocracia e os atrasos se tornam generalizados. Isso afeta todos os processos de licenciamento da tipologia – mesmo aqueles que não estão em situação de sobreposição especulativa.

No entanto, a sobrecarga da equipe de licenciamento não é o único efeito perverso da dinâmica de pedidos de licenciamento especulativos. Há também um aumento significativo da complexidade da avaliação de impactos ambientais, que é o cerne do processo de licenciamento. Ao receber diversos pedidos de licença para a mesma região e mesmo período, o IBAMA precisa se debruçar sobre questões relacionadas à cumulatividade e sinergia dos impactos dessas pesquisas.

---

<sup>62</sup> Nota Informativa nº 9569781/2021-COEXP/CGMAC/DILIC.

Como visto anteriormente, a avaliação dos impactos das pesquisas sísmicas marítimas é ainda hoje dificultada por significativas lacunas de conhecimento. A ocorrência de pesquisas simultâneas ou sequenciais na mesma região eleva esse grau de incerteza e adiciona complexidade à avaliação dos impactos e à definição de medidas de mitigação e monitoramento. Nesse contexto, a reação do IBAMA tem se dado em duas frentes paralelas: dentro de cada processo de licenciamento e em diálogo com a indústria.

Analisando os processos, é possível perceber que o IBAMA buscou incorporar de modo mais explícito a avaliação dessas questões no licenciamento ambiental. A partir de meados de 2018, os Termos de Referência emitidos para as bacias sedimentares de Santos, Campos e Espírito Santo passaram a conter dois novos itens: (i) uma Avaliação de Impactos Cumulativos e Sinérgicos e (ii) um Plano Regional de Operação, depois rebatizado de Estratégia de Operações Conjuntas. Com isso, as empresas foram obrigadas a considerar explicitamente a situação de adensamento espaço-temporal de atividades na região e propor soluções de coexistência, como adequação de cronogramas e repartição de atividades em módulos/fases. Nesse contexto, na ausência de entendimento mais consolidado sobre os impactos sinérgicos entre duas ou mais atividades, o IBAMA definiu por precaução a distância mínima de 60 km entre navios em operação. Com essa referência estabelecida, as empresas puderam fazer os ajustes em seus projetos e propor cronogramas conjuntos.

Diversos projetos de pesquisa também foram comissionados como condicionantes de licenças nos últimos anos, buscando ampliar o entendimento dos impactos cumulativos e sinérgicos das pesquisas sísmicas, ou pelo menos sobre os principais grupos da fauna afetados pela alta demanda de atividades na região.

Apesar desses avanços, a situação ainda está longe de estar solucionada, pois a dinâmica de pedidos especulativos de licenciamento continua vigente e causando dificuldades para todo o setor. Embora a pandemia de Covid-19 tenha colocado um freio na indústria de sísmica por um período, a perspectiva é de retomada da demanda nos níveis anteriores.

Em paralelo às adaptações dentro dos processos de licenciamento, o IBAMA abriu diálogo com a indústria para buscar soluções mais sistêmicas para a situação. Diversas possibilidades foram discutidas com as empresas, incluindo a definição de ciclos de planejamento do setor, com prazos para submissão de projetos a serem executados no ano seguinte, por exemplo. A estratégia de ciclos de planejamento de projetos já é utilizada para gestão das pesquisas sísmicas na Groenlândia (WRIGHT;

KYHN, 2015) e permite que o órgão regulador planeje a mitigação de modo integrado para toda a região em questão.

Uma proposta preliminar nessa direção foi feita às empresas pelo IBAMA em uma reunião ocorrida em julho de 2018. No entanto, houve ampla rejeição à proposta e naquele momento se apostou em uma solução negociada, onde as empresas iriam colaborar entre si e propor ao IBAMA um calendário consensuado. Essa ideia de colaboração acabou esbarrando no caráter extremamente competitivo do setor e algumas empresas se recusaram a abrir seu planejamento para as demais, alegando questões estratégicas de negócio.

Nesses últimos anos também foram feitas diversas reuniões com representantes da ANP para discutir soluções regulatórias para o problema, mas sem efeitos práticos até o momento.

Em setembro de 2021, foi realizado o Workshop Internacional sobre Múltiplas Pesquisas Sísmicas Offshore: Impactos Ambientais e Regulação. O evento foi realizado pela Sociedade Brasileira de Geofísica – SBGf e contou com a participação do IBAMA e das empresas de aquisição de dados na organização. Com duração de três dias, em modalidade virtual, o evento reuniu especialistas e reguladores de várias partes do mundo para discutir aspectos relacionados aos impactos cumulativos das pesquisas sísmicas na biota marinha e debater perspectivas futuras.

Em suma, a dinâmica altamente competitiva do setor tende a gerar fases de alta demanda concentrada por licenciamento e até o momento não se encontrou solução administrativa ou regulatória adequada para o problema de adensamento e sobreposições de pedidos de licenças de pesquisa sísmica.

### **3.4. Revisitando as classes de licenciamento**

Uma das principais inovações trazidas pela Resolução CONAMA nº 350/04 foi o estabelecimento de classes de licenciamento. Isso significou a formalização de uma etapa de triagem para decidir se um projeto deveria ser submetido ao procedimento detalhado de avaliação de impacto ambiental ou não (VILARDO, 2007). Em caso negativo, isso significa que a atividade poderia ser adequadamente controlada com a implementação de medidas mitigadoras padronizadas, sem a necessidade de discussão detalhada sobre seus impactos.

A ideia central na definição das classes de licenciamento é que os ritos procedimentais devem ter complexidade proporcional ao grau de impacto ambiental previsto para a atividade. Da mesma forma, os estudos a serem elaborados devem ter detalhamento proporcional a esse grau de impacto. A normativa utiliza a profundidade da água como *proxy* do grau de impacto – embutindo a premissa que o impacto ambiental decresce conforme aumenta a profundidade do oceano.

Um resumo do modelo implementado pela Resolução CONAMA n° 350/04 pode ser encontrado na Figura 27 a seguir.

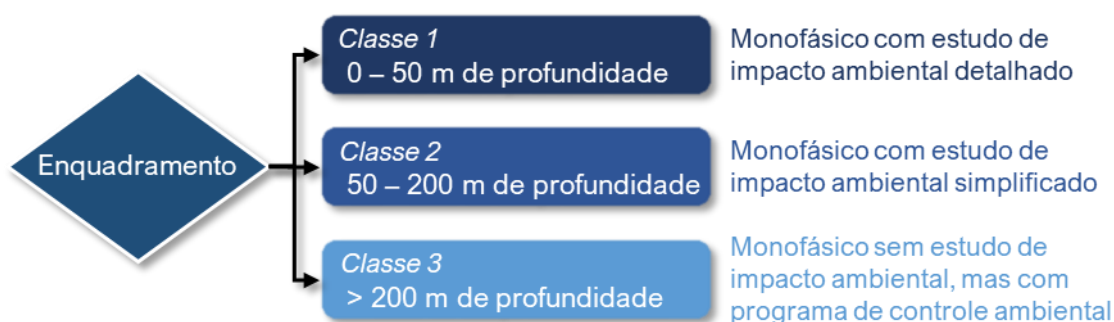


Figura 27: Classes de licenciamento de acordo com a Resolução CONAMA n° 350/04. A definição da modalidade de licenciamento segue a tipologia de Oliveira et al. (2016). Fonte: elaboração própria.

Aqui cabe uma problematização inicial sobre os critérios de enquadramento das pesquisas sísmicas marítimas nas classes de licenciamento. Como as pesquisas não são empreendimentos pontuais, mas ocupam significativas áreas marítimas durante uma operação, muitas vezes a área da pesquisa se distribui por mais de uma das classes de profundidade estabelecidas na resolução. Por exemplo, um projeto pode ter 80% de sua área acima de 200 metros de profundidade, 15% entre 50 e 200 metros e 5% em águas mais rasas que 50 metros. Qual o enquadramento adequado para tal projeto?

A forma inicialmente encontrada pelo IBAMA para lidar com isso foi dando uma ênfase maior no componente “sensibilidade ambiental” do enquadramento. Assim, independentemente da distribuição do empreendimento nas classes batimétricas, uma avaliação de que a região era “sensível” ambientalmente poderia ensejar um enquadramento mais restritivo que o esperado pelas empresas. Inversamente, em uma região de “baixa sensibilidade”, o enquadramento poderia desconsiderar pequenos trechos em baixas profundidades e seguir com um procedimento simplificado.

Esse entendimento foi consagrado formalmente na Portaria MMA n° 422/2011, que estabeleceu:



Quando a pesquisa sísmica envolver áreas situadas em mais de uma classe de licenciamento, o enquadramento deverá ser realizado com base na sensibilidade ambiental das áreas a serem impactadas e no potencial de interferência da atividade a ser licenciada na atividade pesqueira ou em outra atividade socioeconômica. (Portaria MMA nº 422/2011, Art. 4º, §5º)

Com o tempo, a busca por um enquadramento mais favorável deu origem a todo tipo de viés estratégico na apresentação dos projetos ao IBAMA, desde o corte da área de operação na linha batimétrica de 200 metros até a divisão de projetos originalmente únicos em duas propostas separadas, de modo a acelerar a tramitação da parte profunda do levantamento.

No sentido inverso, o enquadramento também foi utilizado pelo IBAMA para aumentar o rigor do licenciamento em situações em que os critérios batimétricos não representavam adequadamente a sensibilidade ambiental da área em questão. Exemplos aconteceram (i) nas bacias de Sergipe/Alagoas e Pernambuco/Paraíba, onde a quebra da plataforma continental ocorre muito próxima à costa e a pesca artesanal ocorre mesmo em águas profundas; e (ii) nas bacias do Pará/Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, onde as lacunas de conhecimento eram muito amplas e era preciso um licenciamento com elaboração de estudo de impacto ambiental – ou seja, evitando-se a classe 3.

Mais recentemente, para lidar com a situação de adensamento e sobreposições de pedidos de licença nas Bacias de Santos e Campos, o IBAMA passou a solicitar alguns diagnósticos ambientais e avaliações de impacto cumulativo em licenciamentos, mesmo para projetos em classe 3. Esses licenciamentos, que originalmente dependiam apenas da aprovação das medidas de controle ambiental<sup>63</sup>, passaram a envolver também algum tipo de avaliação prévia de impacto no âmbito do estudo ambiental.

Assim, embora tenha sido uma importante inovação em 2004 quando da elaboração da Resolução CONAMA nº 350/04, hoje o modelo de três classes de licenciamento precisa ser revisitado para refletir adequadamente as lições aprendidas nesses anos de implementação.

---

<sup>63</sup> Inicialmente pelo documento denominado Plano de Controle Ambiental de Sísmica – PCAS, depois pelo Estudo Ambiental de Sísmica – EAS, como descrito anteriormente. Em ambos os casos, o documento contém somente medidas de mitigação e monitoramento, não apresentando diagnósticos ou avaliação de impacto de qualquer natureza.

### **3.4.1. Classes da Resolução CONAMA n° 350/04: principais problemas**

O primeiro problema encontrado nas classes da Resolução CONAMA n° 350/04 está relacionado aos próprios aspectos físicos do critério ambiental escolhido: profundidade do mar. Ao escolher as linhas batimétricas de 50 e 200 metros, a provável intenção do CONAMA era escalonar a complexidade do licenciamento de acordo com o grau de impacto da atividade, utilizando a profundidade como proxy do grau de impacto.

No entanto, esse escalonamento só era possível para as Bacias de Campos, Santos, Pelotas e Foz do Amazonas, onde há áreas significativas entre as profundidades de 50 e 200 metros (Figura 28). Já no litoral do Nordeste, a quebra da plataforma continental é mais abrupta e quase não há espaço entre essas profundidades. Assim, na prática, há um longo trecho de litoral onde a Classe 2 possui um espaço bastante reduzido e, em teoria, o licenciamento só teria duas possibilidades de enquadramento, enfraquecendo a noção de escalonamento.

Outro problema relacionado aos limites de profundidade é que a escolha do limiar de 200 metros para estabelecer o licenciamento mais simplificado de todos, sem estudos ambientais, desconsiderou a importância do talude continental para a distribuição de diversas espécies marinhas. O talude continental é a porção do fundo oceânico com inclinação acentuada que conecta as águas rasas da plataforma continental com as regiões profundas do sopé continental. Essa rampa de transição é determinante para a conformação das correntes marítimas e apresenta diversos ambientes como cânions e vales – o que torna o talude um importante habitat para a fauna marinha.

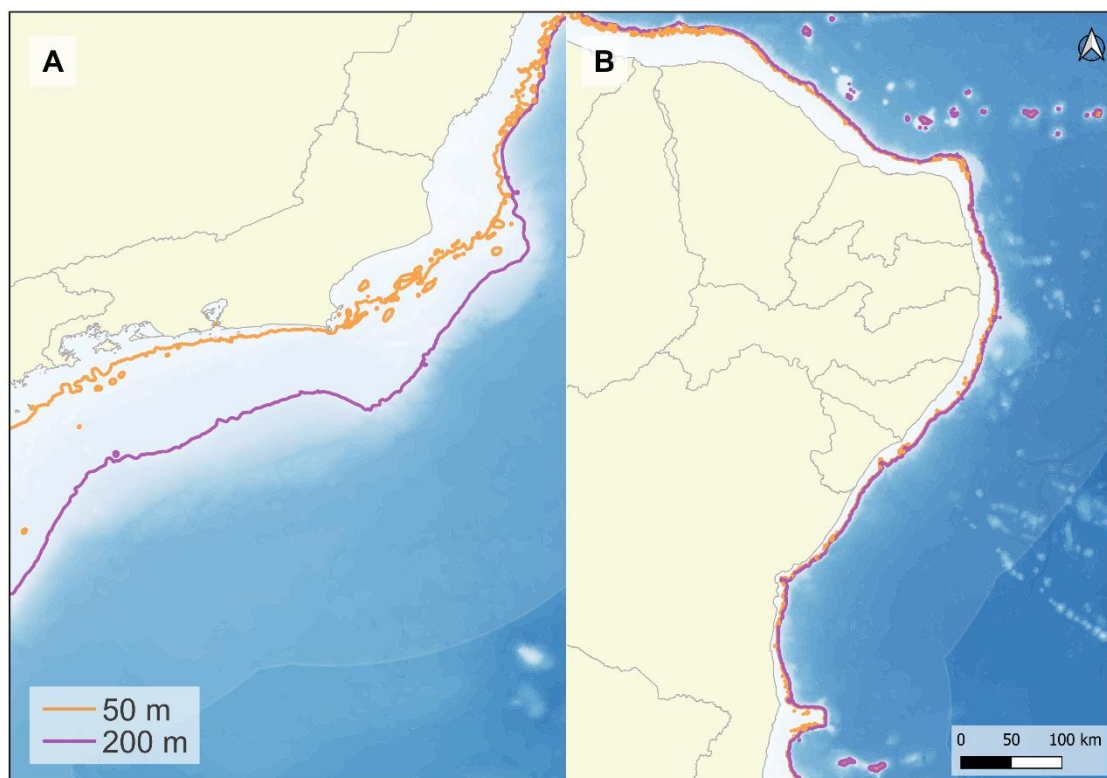


Figura 28: Linhas batimétricas de referência para as classes de licenciamento da Resolução CONAMA n° 350/04. A) Bacias de Campos e Santos, com afastamento entre as linhas; B) Bacias sedimentares do Nordeste, onde as linhas são extremamente próximas entre si. Fonte: elaboração própria.

Como o limite de 200 metros exclui o talude continental, geralmente o licenciamento nessa região é enquadrado em Classe 3 e não envolve a elaboração de diagnóstico ambiental ou de avaliação de impacto ambiental sobre as espécies que ali ocorrem. Esse problema foi ficando mais evidente na medida em que o conhecimento disponível sobre algumas espécies aumentou. Dados recentes do Projeto de Monitoramento de Cetáceos na Bacia de Santos (PMC-BS<sup>64</sup>), após 5 anos de campanhas de obtenção de dados primários, apontam que o talude “foi um dos principais habitats identificados da comunidade de cetáceos” (SOCIOAMBIENTAL, 2020, p. 45). Dessa forma, parece inadequado que os licenciamentos de pesquisa sísmica em Classe 3 ignorem completamente a necessidade de avaliar o impacto sobre este e outros componentes ambientais.

O licenciamento em Classe 3 possui ainda outra característica problemática: não é exigida a elaboração de Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica – RIAS, que é o

<sup>64</sup> O PMC-BS é uma condicionante das licenças de operação da Petrobras para produção de petróleo nos campos do pré-sal. Em 5 anos de projeto, já foram realizadas 2.431 detecções visuais e 1.096 detecções acústicas de cetáceos na região.

resumo em linguagem não-técnica<sup>65</sup> utilizado para divulgar as conclusões do Estudo Ambiental de Sísmica. Ao estabelecer isso, a Resolução CONAMA nº 350/04 inadvertidamente comprometeu um dos pilares da avaliação de impacto ambiental: a participação pública. Na prática, os processos de licenciamento em Classe 3 ocorrem sem a necessária transparência para a sociedade, pois não há nenhuma divulgação dos pedidos de licenciamento ou dos documentos envolvidos na análise.

Como agravante, os licenciamentos em Classe 3 responderam por 75% das licenças emitidas pelo IBAMA entre 2004 e 2020. Em outras palavras, 3 entre 4 pesquisas sísmicas marítimas no Brasil são licenciadas sem que a sociedade possa se manifestar sobre o projeto – o que fere frontalmente o princípio estabelecido da transparência e participação pública no licenciamento ambiental.

Percebe-se, hoje, que a Resolução CONAMA nº 350/04 pecou ao exagerar na simplificação do licenciamento em Classe 3. Retirar completamente diagnósticos ambientais, avaliação de impacto ambiental e dispensar da elaboração de resumo em linguagem não-técnica tornaram o licenciamento na Classe 3 mais automático e menos transparente do que os potenciais impactos da atividade exigem. Agravando a situação, os limites das classes não representam adequadamente ambientes como o talude ou a plataforma estreita do litoral Nordeste.

Em retrospecto, em 2003/2004 a preocupação principal ainda era com as pesquisas sísmicas em águas muito rasas e próximas à costa. É possível compreender o foco em garantir que a Classe 1 tivesse um licenciamento sólido e detalhado – e, em contraste, a desejada simplificação da Classe 3 para que se pudesse ter dedicação aos problemas em águas rasas. No entanto, como visto no Capítulo 2, as áreas exploratórias foram sendo afastadas da costa ao longo dos anos: o último licenciamento em Classe 1 ocorreu em 2011. Isso fez com que a atenção relativa do licenciamento se voltasse às águas mais profundas, evidenciando a inadequação da simplificação excessiva na Classe 3.

---

<sup>65</sup> *Non-Technical Summaries* na literatura internacional, são documentos voltados à comunicação mais ampla dos resultados tecnicamente complexos consolidados nos estudos de impacto ambiental. No Brasil, o mais conhecido é o Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, que geralmente acompanha o Estudo de Impacto Ambiental – EIA.

### **3.4.2. Proposta de adequação das classes de licenciamento**

Como visto na argumentação anterior, a experiência acumulada no licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas permite vislumbrar oportunidades de aprimoramento das regras para enquadramento dos pedidos de licenciamento.

Inicialmente, antes de definirmos novos critérios para as classes de licenciamento, é importante reforçar um aspecto importante: qualquer critério objetivo terá dificuldades para representar adequadamente toda a variação de situações e contextos ao longo de todo o litoral brasileiro. Pensar em critérios que sejam modulados regionalmente, por outro lado, parece adicionar uma complexidade indevida ao processo e talvez não resolva o problema.

Uma saída possível seria reforçar o caráter indicativo dos critérios para enquadramento. Ou seja, que os critérios sejam entendidos como “pontos de partida” para a decisão técnica de enquadramento – a qual deve, necessariamente, considerar os diversos fatores que podem influenciar na decisão sobre a complexidade do rito processual e do estudo ambiental adequado ao caso concreto em análise. Há diversas questões que podem e devem influenciar essa decisão como: ocorrem espécies vulneráveis na região? Há lacunas relevantes de conhecimento? Há atividade pesqueira artesanal na área? É uma bacia com muitos pedidos de licenciamento no período em questão?

Assim, uma nova normativa deveria deixar mais claro que o enquadramento deve ser realizado, de modo justificado, com base na sensibilidade ambiental das áreas a serem impactadas e no potencial de interferência da atividade a ser licenciada na atividade pesqueira ou em outra atividade socioeconômica, considerando as faixas de batimetria como indicativos de partida.

Muitos críticos do licenciamento poderão perceber essa proposta como um retrocesso, pois defendem uma objetividade máxima e a supressão de qualquer subjetividade dos analistas do órgão ambiental (em nome de uma suposta previsibilidade para os negócios). Mas na realidade os fatores que influenciam a avaliação de impacto ambiental são complexos por natureza – e forçar uma objetividade onde há muitas incertezas técnicas é estimular o conflito ao invés de resolvê-lo<sup>66</sup>.

---

<sup>66</sup> Este aspecto é bastante relevante e mereceria um aprofundamento que está além do escopo desta tese. Mas a busca por retirar a subjetividade do licenciamento ambiental está na origem de muitos aspectos nefastos das propostas de reforma do instrumento e reflete uma perspectiva cartorial do licenciamento, incompatível com sua missão de avaliar ponderadamente as consequências futuras de projetos de desenvolvimento.

Há maneiras de fornecer contornos à subjetividade no processo de licenciamento. A principal delas é exigir a justificativa técnica explícita para as variadas tomadas de decisão ao longo do processo. Em verdade, esta já é a prática observada pelo IBAMA. Ao invés de uma decisão “cartorial” de enquadramento, desde 2004 o órgão emite pareceres técnicos que subsidiam a decisão sobre a classe de licenciamento. Esses documentos técnicos permitem o escrutínio sobre o racional que levou à decisão de enquadramento e podem, naturalmente, ser contestados e objeto de argumentação “recursal” caso o proponente entenda de modo diferente.

Feita esta primeira ressalva sobre o caráter indicativo dos limites das classes de licenciamento, é importante que se corrijam os excessos de simplificação na Classe 3. Mesmo que o estudo contenha apenas as medidas de controle e monitoramento ambiental, seria boa prática elaborar um resumo em linguagem não-técnica para aumentar a transparência do processo e viabilizar a participação pública. Esse documento, que poderia se chamar RIAS como na Classe 2, conteria a descrição do projeto e de suas medidas mitigadoras em linguagem acessível e ficaria disponível para consulta pública no site do IBAMA durante o processo de licenciamento.

Outro excesso a ser corrigido seria o limite entre as Classes 2 e 3. Na experiência do licenciamento desde 2004, o limite na profundidade de 200 metros se mostrou insuficiente para assegurar que os licenciamentos em Classe 3 pudessem ser feitos de modo simplificado, gerando toda sorte de dificuldades e distorções no enquadramento. O aumento desse limite poderia trazer mais conforto para o enquadramento dos projetos, incluindo em Classe 2 a região do talude continental – que, como mencionado anteriormente, é importante para diversas espécies marinhas e também para a atividade pesqueira. Um aumento desse limite para 1000 metros, por exemplo, representa muito pouco acréscimo em termos de área total (Figura 29). No entanto, essa alteração poderia ajudar a reduzir os enquadramentos fora dos parâmetros batimétricos e dar maior segurança técnica para o enquadramento em Classe 3 (sem avaliação de impacto ambiental) e em Classe 2 (estudo simplificado).

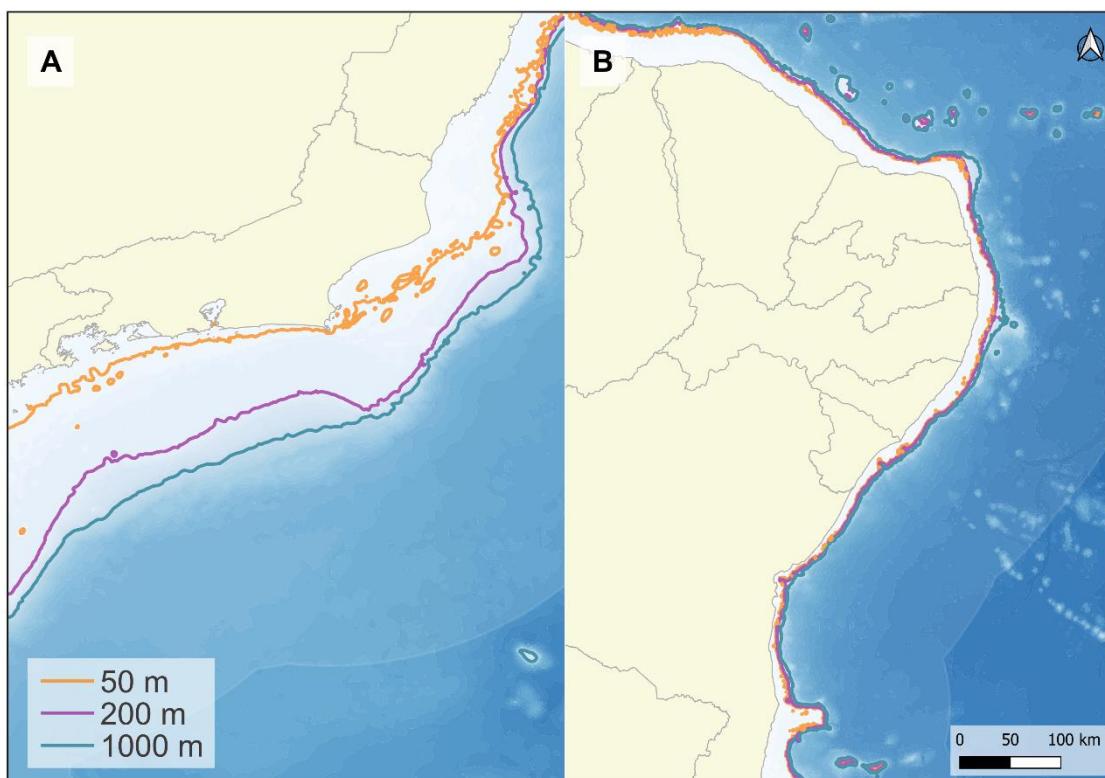


Figura 29: Comparação entre as profundidades de 200 e 1000 metros para fins de referência para o enquadramento de pesquisas sísmicas marítimas. A) Bacias de Campos e Santos; B) Bacias sedimentares do Nordeste. Note o pequeno incremento em área que possibilitaria maior consideração do talude continental nos EAS/RIAS de Classe 2. Fonte: elaboração própria.

O Quadro 6 sintetiza as propostas de alteração do enquadramento estabelecido pela Resolução CONAMA n° 350/04. Idealmente, essa proposta deveria constar de uma revisão da normativa. No entanto, com as mudanças perpetradas no CONAMA na gestão do ex-ministro Ricardo Salles, é difícil precisar como e quando o conselho voltará a funcionar. Assim, esta tese registra as contribuições de modo conceitual, sem precisar o instrumento exato para sua implementação.

Proposta de alteração	Racional/justificativa
Reforçar o caráter indicativo das faixas batimétricas, estabelecendo que o enquadramento deve seguir uma avaliação técnica de sensibilidade socioambiental.	Corrigir uma falsa objetividade da Resolução CONAMA n° 350/04, pois as pesquisas sísmicas raramente se encontram dentro de apenas uma faixa batimétrica. Além disso, consolida entendimento vigente do IBAMA, que conduz os enquadramentos dessa maneira.
Aumentar a faixa batimétrica indicativa da Classe 2 para entre 50 e 1000 metros de profundidade.	Incluir na Classe 2 a região do talude continental, importante para a distribuição de diversas espécies marinhas e para a atividade pesqueira. O aumento é

discreto em termos de área e pode trazer mais consistência entre os enquadramentos realizados pelo IBAMA e as faixas batimétricas.

Exigir a elaboração de RIAS para projetos enquadrados em Classe 3.	Corrigir uma distorção da Resolução CONAMA n° 350/04, que no afã de simplificar a Classe 3 acabou por tornar esses licenciamentos invisíveis à sociedade.
--	---

*Quadro 6: Síntese das propostas de adequação do processo de enquadramento nas classes de licenciamento. Fonte: elaboração própria.*

### **3.5. Considerações gerais sobre o futuro do licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas**

Este capítulo fez um resgate histórico da evolução do licenciamento ambiental das pesquisas sísmicas marítimas e caracterizou alguns dos desafios presentes desse processo, como as persistentes lacunas de conhecimento sobre os impactos da tecnologia e a dinâmica de adensamento e sobreposições de pedidos de licenciamento. Considerando o que foi apresentado, alguns caminhos para o aprimoramento da prática são aqui propostos.

Do ponto de vista específico da regulamentação do licenciamento da tipologia, é importante ajustar os parâmetros para enquadramento em classes, conforme discutido no item *3.4 Revisitando as classes de licenciamento*. Esse ajuste visa atualizar a regulação aos desafios atuais do licenciamento – o cenário que guiou a elaboração da Resolução CONAMA n° 350/04 em 2003/2004 já é outro, e o procedimento de licenciamento precisa acompanhar a evolução dos debates e as necessidades atuais. Nesse sentido, um bom sinalizador para as mudanças necessárias é olhar as tensões e conflitos que emergem da prática do licenciamento. No caso específico das pesquisas sísmicas, é evidente que os parâmetros para enquadramento precisam de ajustes, pois têm sido frequentes os enquadramentos “adaptados”, como Classes 3 com TR específico solicitando diagnósticos ambientais ou Classes 2 com área muito pequena dentro dos parâmetros oficiais (50 – 200 m).

Da mesma forma, aumentar a transparência e a participação pública no processo de licenciamento é fundamental, em especial para a Classe 3 que tem correspondido a 75% da demanda por licenciamento. Assim, passar a exigir a elaboração de RIAS e a disponibilização dos estudos online é muito importante para o aprimoramento do licenciamento da tipologia.



Mas para os demais desafios mencionados (lacunas de conhecimento e adensamento/sobreposições), a solução não parece estar dentro do licenciamento. Como discutido nos itens 3.2 e 3.3, muito já foi debatido e ajustado no processo de licenciamento para fazer frente a essas questões. No entanto, apesar dos avanços, elas persistem como limitadoras da eficácia e eficiência do licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas.

Nesse sentido, há grande potencial em soluções que aconteçam em momentos anteriores ao licenciamento ambiental. Nesse caso, um primeiro e óbvio ponto de partida seria a adequada implementação da AAAS. Como visto no Capítulo 2, o antigo clamor por uma avaliação ambiental em nível estratégico e prévio segue válido, dada a dificuldade de implementação da AAAS na prática. Mas ela – ou outro instrumento equivalente de avaliação prévia das áreas para exploração – poderia fornecer contribuições significativas para solucionar problemas no licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas.

Esses processos de avaliação ambiental prévia poderiam, por exemplo, definir regramento específico para determinada região sensível – como um limite máximo de pesquisas sísmicas por ano, uma restrição para determinado número de pesquisas simultâneas ou uma distância mínima entre as operações – sempre com base em estudos consistentes e submetidos ao debate com a sociedade. A AAAS, se adequadamente implementada, prevê a possibilidade de declaração de moratória para uma região em função de lacunas importantes de conhecimento. Essa declaração de moratória envolveria o desenho de um mapa de caminho para solução das lacunas de conhecimento, a ser implementado com recursos destinados especificamente para esse fim.

Outro caminho prévio ao licenciamento que poderia auxiliar nesses desafios seria repensar o modelo regulatório das pesquisas sísmicas de modo mais profundo, evitando que determinadas questões surjam apenas no licenciamento ambiental. Aqui seria preciso desenvolver um trabalho conjunto entre IBAMA e ANP para avaliar diferentes cenários e suas consequências. Uma possibilidade seria ajustar a regulamentação das modalidades de aquisição de dados (exclusivos ou multicliente) para tentar evitar o comportamento especulativo das empresas que sobrecarrega o licenciamento ambiental. Aumentar o estímulo para pesquisas exclusivas, envolvendo as operadoras no processo, poderia reduzir a utilização do licenciamento ambiental como diferencial competitivo e a consequente sobreposição de pedidos no órgão ambiental.

Junto à ANP também seria possível explorar ideias como o planejamento prévio de “lotes” de aquisição de dados multiclientes. Nesse caso, a agência poderia definir as áreas de interesse e as tecnologias mais adequadas e conduzir um processo prévio de seleção das empresas a operar na região naquele período. Desta forma, apenas uma empresa iria buscar o licenciamento ambiental para aquele lote, encerrando o problema das sobreposições. Seria necessária uma atuação maior da ANP na organização do mercado de aquisição de dados, evitando-se a redundância de levantamentos e otimizando a produção de dados sísmicos para o setor.

Além disso, há algo que o IBAMA poderia fazer em diálogo com o ICMBio: a atualização periódica das áreas de restrição para pesquisas sísmicas. Na medida em que o conhecimento sobre a distribuição e comportamento das espécies ameaçadas evolui, há mais subsídios para a definição e reavaliação dessas áreas. Já há, por exemplo, indícios de que a área de restrição definida para proteção das baleias jubartes deveria ser expandida para abarcar áreas críticas para o processo migratório, não apenas as áreas utilizadas para reprodução, como é hoje. Da mesma forma, muito se avançou no conhecimento sobre o comportamento de diferentes espécies de tartarugas marinhas e hoje talvez seja possível definir áreas de restrição para proteção de áreas de alimentação desses animais. Ou ainda áreas de ocorrência de agregações reprodutivas de peixes recifais, por exemplo.

Essas áreas de restrição são muito importantes para reduzir a possibilidade de impactos severos sobre a fauna marinha, mas no momento não há nenhum processo estruturado que leve à elaboração ou à revisão dessas áreas<sup>67</sup>.

Finalmente, uma derradeira consideração formal sobre o licenciamento da pesquisa sísmica marítima. Em 2004, no processo que levou à Resolução CONAMA n° 350/04, era grande a intenção de inovar nos procedimentos e dar à tipologia uma atenção específica no regramento ambiental. Isso se desdobrou formalmente em estudos com nomes específicos e uma licença com nome específico (LPS). Mais de 15 anos depois, refletindo sobre o licenciamento ambiental de modo mais amplo, parece evidente que é um despropósito haver uma nomenclatura tão específica para uma tipologia de pequena relevância geral. Se o regramento para cada tipologia estabelecesse nova nomenclatura para estudos e licenças, a complexidade do licenciamento ambiental seria inimaginável.

---

<sup>67</sup> Embora as Instruções Normativas Conjuntas que formalizaram as áreas de restrição contenham a previsão de revisão periódica a cada 5 anos, isso nunca foi realizado desde 2011.

Assim, considerando a desejada simplicidade regulatória para o licenciamento ambiental como um instrumento da política ambiental, seria adequado reestabelecer nomenclaturas alinhadas com as demais tipologias. Curiosamente, era como o licenciamento da pesquisa sísmica marítima funcionava antes de 2004:

- EIA/RIMA para atividades em áreas sensíveis (no caso atual, Classe 1);
- Estudo Ambiental (EA), com resumo em linguagem não-técnica, para atividades fora de áreas sensíveis (Classes 2 e 3);
- Licença monofásica denominada Licença de Operação (LO).

De toda forma, a nova Lei Geral do Licenciamento Ambiental, em fase final de tramitação no Congresso Nacional, poderá obrigar essa mudança de nomenclatura para a tipologia. Isso dependerá de como a nova lei considerará os regramentos específicos estabelecidos via Resoluções do CONAMA.



*Imagens geradas por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney.  
Prompt de texto: "An amazing offshore oil drilling rig, intricate detail, in Escher's style".*

## 4. Licenciamento ambiental da perfuração de poços marítimos

---

Este capítulo abordará a tipologia de perfuração de poços petrolíferos marinhos, que é a ferramenta exploratória por excelência na indústria petrolífera. Uma breve caracterização tecnológica e dos impactos e riscos ambientais da tipologia pode ser encontrada no Apêndice A, item 10.2. Aqui, este capítulo iniciará por um resgate da evolução do licenciamento ambiental da perfuração de poços marítimos no Brasil. Na sequência, a análise será dividida em dois temas: o histórico da regularização das atividades da Petrobras até a consolidação do modelo de áreas geográficas e o restante da demanda do licenciamento da tipologia.

#### **4.1. Licenciamento ambiental da perfuração de poços marítimos: passado e presente**

##### **4.1.1. Evolução normativa**

No Brasil, os primeiros poços marítimos de petróleo foram perfurados pela Petrobras em 1968, em águas rasas ao largo dos estados do Espírito Santo e de Sergipe. Durante a maior parte do período do monopólio estatal, não há registro de salvaguardas ambientais impostas às perfurações marítimas ou qualquer tipo de controle por agências governamentais de meio ambiente.

Em 1986, a Resolução CONAMA n° 01/1986 estabeleceu o regramento geral para implementação da avaliação de impacto ambiental no país. Em uma listagem de atividades sujeitas a licenciamento com EIA/RIMA, a resolução inclui a tipologia de “Extração de combustível fóssil (petróleo, xisto, carvão)” (art. 2°, inciso VIII), mas não a de exploração (*sensu* pesquisa, busca) de combustível fóssil. É provável que não tenha ocorrido nenhum licenciamento de perfuração de poços com base na Resolução CONAMA n° 01/1986, porém a dificuldade de acesso a registros de licenciamento ambiental da década de 1980 impede afirmar de modo definitivo.

Assim, a primeira norma mencionando exigência de licenciamento ambiental para a tipologia de modo inequívoco é a Portaria Normativa IBAMA n° 101/93. Essa portaria contém uma série de impropriedades técnicas e jurídicas, sendo fortemente criticada à época (MALHEIROS, 2002). A norma inicia com um “considerando” histórico, de tão inapropriado:

Considerando que a atividade ora denominada EXPROPER (Exploração, Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural), se reveste do intenso dinamismo, sendo o lapso temporal entre uma fase e outra, por vezes imperceptível (Portaria Normativa IBAMA n° 101/93, Considerandos).

Não está claro se o termo “EXPROPER” foi uma criação da portaria, mas o fato é que não se utiliza essa nomenclatura em nenhum outro contexto, a não ser em citações à portaria ou à Resolução CONAMA nº 23/94 (que adotou o mesmo considerando). Além de o acrônimo não representar adequadamente as palavras envolvidas no conceito, a própria citação de “exploração” e “perfuração” como atividades distintas não está de acordo com a nomenclatura consagrada no meio petrolífero, que agrega sob o conceito “exploração” todas as atividades prévias à descoberta de uma jazida (pesquisas geofísicas, perfuração de poços etc.). Se a ideia era batizar um novo conceito, essa ideia não foi bem aceita pela comunidade.

O outro aspecto questionável do considerando é a afirmação de que o lapso temporal entre uma fase e outra pode ser imperceptível – o que obviamente não é verdade. As fases podem ser consecutivas e acontecer em um encadeamento logístico eficiente, mas a perfuração de um poço não se transforma na produção de petróleo de modo “imperceptível”. As atividades são feitas a partir de plataformas distintas, por equipes distintas, com planejamento distinto. Há inclusive procedimentos burocráticos relevantes perante a agência reguladora antes que o poço possa produzir petróleo legalmente. Após a entrada em produção de um campo, outros poços podem ser perfurados para aumentar a produção enquanto se produz, mas não parece ter sido essa a intenção do regulador ao escrever sobre o “lapso temporal imperceptível”. Ao fim, parece ter sido apenas uma justificativa (questionável) para uma dispensa (questionável) de requisitos de proteção na normativa.

Quanto ao conteúdo técnico da portaria em si, é estabelecido que o licenciamento ambiental para atividades de perfuração de poços envolve a emissão de uma licença denominada Licença Especial para Perfuração – LEP. Para obtenção desta licença, deve o empreendedor apresentar um “memorial descritivo das atividades a serem desenvolvidas e delimitação da área de interesse.” (Portaria Normativa IBAMA nº 101/93, artigo 5º). Ou seja, não havia a exigência de nenhum estudo ambiental para o licenciamento da tipologia. Evidentemente, como a atividade de perfuração marítima é efetiva ou potencialmente poluidora, assim como capaz de causar degradação ambiental<sup>68</sup> (ver item 10.2.2), o licenciamento sem a exigência de estudos de impacto ambiental era flagrantemente ilegal desde aquela época.

---

<sup>68</sup> Conceitos consagrados nas normas fundadoras do licenciamento ambiental: Lei nº 6.938/81 e Decretos nº 88.351/83 e nº 99.274/90.

Isso não impediu o IBAMA de emitir cinco Licenças Especiais de Perfuração para a Petrobras entre junho e outubro de 1994, todas com validade de um ano a contar de sua emissão.

<b>Licença</b>	<b>Data de emissão</b>	<b>Bacia sedimentar</b>	<b>Nº de poços</b>
LEP 01/1994	24/06/1994	Camamu e Cumuruxatiba	8
LEP 02/1994	24/06/1994	Espírito Santo	3
LEP 03/1994	13/07/1994	Santos	11
LEP 04/1994	13/07/1994	Campos	18
LEP 05/1994	31/10/1994	Sergipe-Alagoas	1

*Quadro 7: Licenças Especiais de Perfuração emitidas para a Petrobras com base na Portaria Normativa IBAMA nº 101/93. Fonte: elaboração própria com base em registros do licenciamento ambiental federal.*

Diante da fragilidade evidente da situação e da necessidade de serem estabelecidos critérios específicos para licenciamento ambiental de petróleo e gás (MALHEIROS, 2002), o CONAMA publicou uma resolução sobre o tema pouco mais de um ano depois da Portaria Normativa IBAMA nº 101/93. A Resolução CONAMA nº 23/94 foi editada em 7 de dezembro de 1994, claramente baseada na portaria do IBAMA. Apesar da manutenção do “considerando” anteriormente citado, alguns dos principais problemas da portaria foram sanados na resolução.

Além de alterar o nome da licença exigida para Licença Prévia para Perfuração – LPper, a Resolução CONAMA nº 23/94 estabeleceu que o estudo ambiental necessário ao licenciamento da tipologia seria o Relatório de Controle Ambiental – RCA, contendo a descrição da atividade de perfuração, riscos ambientais, identificação dos impactos e medidas mitigadoras (art. 6º, inciso II). Apesar de ser um nítido avanço a partir da portaria do IBAMA, o novo desenho instituído pela resolução não contempla aspectos fundamentais da boa prática da avaliação de impacto ambiental, como a previsão de participação pública no processo (MALHEIROS, 2002). A opção por evitar a nomenclatura EIA/RIMA parece ter sido deliberada para evitar a conexão com procedimentos que exigem realização de audiências públicas. Além disso, o uso da terminologia “licença prévia” para uma licença que autoriza a realização de uma atividade (operação) gera conflito com os conceitos fundamentais do licenciamento trifásico<sup>69</sup>, onde a licença prévia estabelece a viabilidade ambiental na fase preliminar de planejamento da atividade, mas não autoriza nenhuma implementação em campo.

---

<sup>69</sup> Estabelecido no Decreto nº88.351/1983, posteriormente substituído pelo Decreto nº99.724/1990.

Em 1995, já sob a vigência da Resolução CONAMA nº 23/94, o IBAMA concedeu a primeira LPper para a Petrobras perfurar 9 poços na Bacia Potiguar. As próximas LPper somente viriam a ser emitidas à Petrobras no final de 1998, provavelmente motivadas pela entrada em vigor da Lei nº 9.605/98, a Lei de Crimes Ambientais. Foram 5 licenças emitidas entre 15 e 31 de dezembro de 1998, além de uma em fevereiro de 1999 (ver Quadro 8).

<b>Licença</b>	<b>Data de emissão</b>	<b>Bacia Sedimentar</b>
LPper 006/95	21/06/1995	Potiguar
LPper 007/98	15/12/1998	Campos
LPper 008/98	30/12/1998	Espírito Santo e Mucuri
LPper 009/98	30/12/1998	Santos e Pelotas
LPper 010/98	03/02/1999	Rio Grande do Norte e Ceará
LPper 011/98	30/12/1998	Sergipe-Alagoas
LPper 012/98	22/12/1998	Camamu-Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba

*Quadro 8: Licenças Prévias para Perfuração (LPper) emitidas para a Petrobras antes do estabelecimento do ELPN/IBAMA. Fonte: elaboração própria com base em registros do licenciamento ambiental federal.*

Importante lembrar que nesse período estava acontecendo a abertura do monopólio estatal da Petrobras e o próprio IBAMA ainda não possuía a estrutura para realizar os licenciamentos na escala necessária para atender à dinâmica da indústria. O então Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear (ELPN/IBAMA) foi estabelecido no Rio de Janeiro em dezembro de 1998 (Portaria IBAMA nº 166-N/98), tornando-se funcional apenas em meados de 1999.

A pesquisa de tese da Procuradora Federal Telma Malheiros, que exerceu a chefia do ELPN/IBAMA entre 1999 e 2001, revelou que essas LPper emitidas para a Petrobras em 1998 eram efetivamente irregulares (MALHEIROS, 2002). A tese demonstrou que a emissão das licenças ocorreu quando os processos de licenciamento ambiental ainda se encontravam em um estágio preliminar, colocando como condicionante a apresentação de informações que deveriam compor a análise prévia de viabilidade ambiental. Há condicionantes, por exemplo, exigindo a apresentação de “estudos de análise de riscos” e “planos de gerenciamento de riscos e contingência” antes do início das perfurações. As licenças estavam ainda condicionadas à reapresentação do RCA e ao cumprimento de Termo de Compromisso a ser firmado para o atendimento das exigências e condicionantes (MALHEIROS, 2002). Tais informações nunca foram apresentadas e dezenas de poços foram perfurados pela Petrobras com base nessas licenças irregulares. Isso será relevante mais à frente quando da discussão dos Termos de Ajustamento de Conduta (TACs).



A partir de 2000, diferentes empresas começaram a ser licenciadas para perfurar poços marítimos no Brasil com base na Resolução CONAMA nº 23/94, recebendo licenças do tipo LPper. Ao longo dos anos, dois desafios principais impuseram novas abordagens para o licenciamento da perfuração marítima: o licenciamento de poços de desenvolvimento da produção e o licenciamento do enorme volume de poços da Petrobras.

Após a descoberta de uma nova jazida, as empresas fazem novas perfurações adjacentes ao poço original, tanto para auxiliar na delimitação dos limites do reservatório, quanto para estabelecer uma estratégia ótima de recuperação dos hidrocarbonetos ali acumulados. Na etapa da produção, como se verá no capítulo 5 adiante, o licenciamento é trifásico e envolve a emissão de Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO), conforme rito estabelecido pela Resolução CONAMA nº 237/97. Assim, o desafio que se apresentou alguns anos após a abertura do mercado foi que novas empresas começaram a licenciar seus projetos de produção de petróleo envolvendo a perfuração de novos poços. Nesse contexto, licenciar esses poços de desenvolvimento pelo rito estabelecido pela Resolução CONAMA nº 23/94 geraria um possível risco: e se os poços fossem aprovados, mas a licença do sistema de produção fosse considerada inviável por algum motivo? Ou vice-versa?

A solução foi entender os poços como parte integral do projeto de desenvolvimento da produção (como de fato são), vinculando o licenciamento deles à Licença Prévia (LP) emitida no contexto do licenciamento da produção. No entanto, essa estratégia coerente exigiu a adoção da Resolução CONAMA nº 237/97 para a perfuração de poços marítimos, implicando na emissão de Licenças de Operação (LO) para poços nessas circunstâncias. Ou seja, o EIA/RIMA elaborado para o projeto de produção e escoamento de petróleo já deveria conter as perfurações de desenvolvimento. Assim, a partir desse momento, o licenciamento da perfuração marítima passou a ter uma abordagem híbrida: parte baseada na Resolução CONAMA nº 23/94 (poços exploratórios, RCA e LPper), parte na Resolução CONAMA nº 237/97 (poços de desenvolvimento, EIA e LO). O primeiro licenciamento de poços marítimos via Licença de Operação se deu entre 2005 e 2007, com a emissão da LO nº 606/2007 para os poços de desenvolvimento do campo de Polvo (BM-C-8), no contexto da LP nº

238/2006 e da LI n° 406/2006. A LO n° 606/2007 autorizou a perfuração de 11 poços produtores e 3 poços injetores<sup>70</sup> em 4 anos.

O outro desafio estava relacionado ao grande quantitativo de perfurações executadas pela Petrobras todos os anos: foram mais de 100 poços por ano entre 2000 e 2014 (veja Figura 64). Tal volume de poços seria impossível de ser licenciado poço a poço – e nem faria sentido do ponto de vista da avaliação de impactos ambientais, visto que muitos são perfurados em uma mesma região. Assim, a necessidade de um olhar regional que incluísse a avaliação de impactos cumulativos e sinérgicos, além do imperativo de otimização do processo burocrático, tornaram inevitável o desenho do licenciamento por áreas geográficas.

Nessa modalidade de licenciamento, ao invés de serem avaliados poços específicos em locações específicas, a empresa define um polígono geográfico, dentro do qual estão previstos os poços a serem perfurados. A avaliação é feita considerando o contorno do polígono e suas situações de pior caso do ponto de vista do impacto e do risco ambiental. Além de ganhos técnicos por conta da avaliação de impactos cumulativos e sinérgicos, a modalidade de licenciamento por áreas geográficas também traz vantagens para as empresas em termos da flexibilidade locacional e tecnológica para os poços, já que a avaliação é focada em envelopes de possibilidades, que podem ser confirmadas mais adiante, já em momentos mais avançados do processo.

Na prática, a modalidade de licenciamento por área geográfica ou polígono de perfuração envolvia a aplicação da Resolução CONAMA n° 237/97, com a emissão de uma Licença Prévia antes da Licença de Operação. Além de permitir a flexibilidade desejada para definição tardia de parâmetros locacionais e tecnológicos, esse desenho envolvia a adoção do EIA/RIMA como estudo ambiental do processo. Isso também trazia ganhos em termos de participação pública – especialmente nas audiências públicas, ausentes nos licenciamentos via Resolução CONAMA n° 23/94 – e conseqüentemente maior segurança técnica e jurídica ao processo. A primeira Licença de Operação de polígono de perfuração foi a LO n° 782/2008, autorizando a Petrobras a perfurar até 120 poços por ano em uma área geográfica na Bacia de Campos, no contexto da regularização das perfurações da companhia (ver item 4.2).

Inicialmente os licenciamentos por área geográfica foram destinados à Petrobras e a empresas com projetos em áreas sensíveis ou envolvendo muitos poços. Para esses casos em áreas sensíveis, era fundamental a utilização do EIA/RIMA e a realização de

---

<sup>70</sup> Poços injetores são utilizados para injeção de fluidos no reservatório, geralmente água ou gás, para aumentar a pressão e otimizar a recuperação dos hidrocarbonetos.

audiências públicas. Com o tempo, foi ficando cada vez mais evidente a superioridade do uso da Resolução CONAMA n° 237/97 sobre a n° 23/94 e a possibilidade de abandono da norma antiga chegou a ser debatido internamente. Nesse momento, até meados de 2011, a perfuração de poços era licenciada seguindo 3 ritos processuais distintos:

<b>Aplicação</b>	<b>Norma</b>	<b>Estudo</b>	<b>Licença</b>
Poços exploratórios em áreas não-sensíveis	Resolução CONAMA n° 23/94	RCA	LPper
Poços de desenvolvimento da produção	Resolução CONAMA n° 237/97	EIA/RIMA	LO (LP da produção)
Polígonos de perfuração (áreas sensíveis ou bacias produtoras da Petrobras)	Resolução CONAMA n° 237/97	EIA/RIMA	LP+LO

*Quadro 9: Síntese dos ritos aplicados ao licenciamento da perfuração de poços marítimos entre 2007 e 2011. Fonte: elaboração própria.*

Os aprendizados dessa abordagem híbrida das Resoluções CONAMA n° 23/94 e n° 237/97 foram instrumentais quando da discussão da nova regulamentação do licenciamento para as tipologias de petróleo e gás.

Entre 2009 e 2010 um grupo de trabalho no âmbito do Prominp se dedicou a discutir possíveis aperfeiçoamentos no arcabouço regulatório ambiental para o setor de petróleo offshore. Esse grupo era formado por representantes da área ambiental do governo federal, da área de energia do governo federal e das petrolíferas, incluindo a Petrobras e o IBP representando as demais empresas. Esse grupo se dedicou a dois aprimoramentos normativos específicos: um novo modelo para a avaliação ambiental do processo de outorga – que gerou a AAAS (ver item 2.2.4) – e um novo modelo para o licenciamento ambiental.

A proposta de normativa que saiu desse grupo de trabalho foi formatada como um decreto federal regulamentando a Lei n° 6.938/81. A minuta de decreto chegou a tramitar dentro do Ministério do Meio Ambiente no final de 2010, passando até pela Consultoria Jurídica. No entanto, alguma avaliação de conjuntura política (da qual não há registros públicos) terminou por transformar a minuta de decreto em uma Portaria do próprio ministério. A Portaria MMA n° 422/2011 foi editada em 26 de outubro de 2011 e estabeleceu novo regramento 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”.

Apesar de uma boa recepção sob o ponto de vista técnico, houve muitas críticas à época pela decisão de regulamentar o licenciamento via Portaria (LIMMER, 2018; SAMPAIO, 2012). Sampaio (2012) caracterizou a situação como uma “manifestação explícita do inconformismo do MMA com o engessamento do CONAMA”. A principal preocupação é que a regulamentação do licenciamento via portaria pudesse ser questionada juridicamente por invadir competência do CONAMA<sup>71</sup>. Ou eventualmente que uma portaria não tivesse o condão de superar regras estabelecidas via resoluções do CONAMA (apesar de serem pequenas as situações nas quais a Portaria MMA n° 422/2011 está em desacordo com as Resoluções do CONAMA). De toda forma, não foi o que se viu ao longo dos anos e a Portaria MMA n° 422/2011 segue ditando o licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore no Brasil sem histórico conhecido de questionamentos judiciais.

Do ponto de vista formal, a Portaria MMA n° 422/2011 estabeleceu uma espécie de articulação entre as Resoluções CONAMA n° 23/94 e n° 237/97, utilizando aspectos de ambas em um novo marco regulatório para o licenciamento da perfuração marítima de poços. A chave para essa articulação foi o conceito de classes de licenciamento, inspirado na abordagem que vinha sendo utilizada para as pesquisas sísmicas marítimas desde a Resolução CONAMA n° 350/2004. Foram definidas 3 classes de licenciamento e para cada classe um rito específico. Considerando a natureza efêmera da perfuração marítima e ausência de uma fase típica de instalação, a Portaria consagrou a abordagem monofásica para esse licenciamento, composta exclusivamente da Licença de Operação<sup>72</sup> (LO).

As classes de licenciamento foram definidas pela portaria através de uma combinação entre a profundidade da lâmina d’água e a distância da costa. A Classe 1, mais restritiva, é aplicável a perfurações em lâminas d’água inferiores a 50 metros (águas rasas) e a menos de 50 km do litoral. A Classe 2 se aplica a situações intermediárias (profundidade entre 50 e 1000 metros; mais de 50 km da costa) e a Classe 3 às atividades em águas profundas (acima de 1000 m) e distantes da costa (além de 50 km). A definição da classe de licenciamento é feita na etapa denominada de enquadramento da atividade. Há ainda dois moduladores da decisão de enquadramento que levam o licenciamento para a Classe 1: a sobreposição da atividade

---

<sup>71</sup> Uma das críticas envolve a impropriedade de o ministério criar novas nomenclaturas para estudos ambientais (como EAP – Estudo Ambiental de Perfuração) por portaria.

<sup>72</sup> A LPper prevista na Resolução CONAMA n°23/94 já possuía caráter de Licença de Operação, apesar do nome “licença prévia de perfuração”.

com “áreas de sensibilidade ambiental” (art. 9, inciso II) e a modalidade de polígonos de perfuração (art. 10).

As áreas de sensibilidade ambiental são definidas na portaria como aquelas “onde há a ocorrência de atributos naturais ou de atividades socioeconômicas que exigem maior detalhamento dos estudos ambientais e medidas criteriosas de controle para eventual implantação dos empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural”. A amplitude da definição nesse caso favorece o órgão ambiental, que pode argumentar tecnicamente pela necessidade de maior rigor em determinado licenciamento, mas gera certa insegurança aos empreendedores uma vez que praticamente qualquer área marítima pode ser considerada sensível por essa definição.

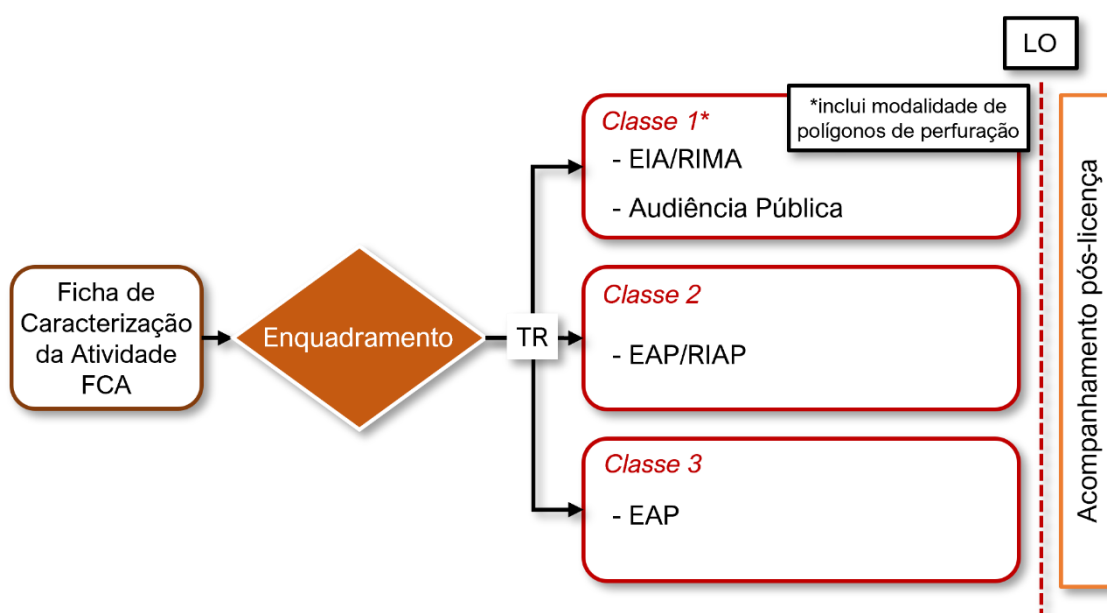


Figura 30: Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Portaria MMA n° 422/2011. A Ficha de Caracterização da Atividade é o documento contendo o resumo do projeto que subsidia o enquadramento nas classes de licenciamento. A modalidade de polígonos de perfuração requer o enquadramento na Classe 1. Fonte: elaboração própria.

O licenciamento em Classe 1 enseja a elaboração de EIA/RIMA e a realização de audiências públicas. Para as Classes 2 e 3, o estudo exigido é o Estudo Ambiental de Perfuração (EAP), criado pela portaria. Para a Classe 2 (intermediária), há ainda a exigência de um resumo em linguagem não-técnica denominado Relatório de Impacto Ambiental de Perfuração (RIAP) e a eventual realização de uma consulta pública presencial. Ressalte-se a ausência da previsão de resumo em linguagem não-técnica (RIAP) no licenciamento em Classe 3 (similar ao caso das Pesquisas Sísmicas Marítimas). Essa ausência é uma limitação indevida – e injustificável – à participação pública nos licenciamentos em Classe 3 de ambas as tipologias.

A Portaria MMA nº 422/2011 traz ainda outra inovação que consolida práticas do licenciamento ambiental da perfuração marítima: a formalização dos Processos Administrativos de Referência (art. 20). Esses processos já vinham sendo utilizados no cotidiano do licenciamento e a portaria consolidou essa prática. Os Processos Administrativos de Referência são repositórios de informações das empresas petrolíferas que podem ser utilizadas em diferentes processos de licenciamento. Exemplos de temas que fazem uso de processos administrativos de referência são os fluidos de perfuração e o Cadastro de Unidade Marítima de Perfuração<sup>73</sup> (CADUMP).

#### **4.1.2. Dinâmica do licenciamento**

A análise formal da evolução normativa por si não revela aspectos importantes da dinâmica do licenciamento de determinada tipologia. Essa dinâmica é influenciada por diversos fatores ligados à tipologia, tanto intrínsecos (ex.: estrutura de mercado, ciclo da atividade) quanto conjunturais (ex.: nível de atividade econômica). No caso da perfuração marítima de poços, essa dinâmica sempre foi caracterizada pelo papel predominante da Petrobras como principal agente exploratório no país.

Como ilustrado na Figura 64 (Apêndice A), a Petrobras vem sendo responsável pela absoluta maioria dos poços perfurados no país, mesmo depois da abertura do mercado em 1997. Assim, a questão de como lidar com o grande volume de atividade da empresa tem sido central na evolução da dinâmica do licenciamento desde o início.

A Figura 31 traz uma síntese dos principais marcos do licenciamento ambiental da perfuração marítima de poços no Brasil, organizados em uma linha do tempo.

---

<sup>73</sup> O CADUMP é um processo administrativo que armazena informações sobre as sondas de perfuração. Como determinada sonda pode operar para diferentes petrolíferas, o CADUMP é uma forma de registro da caracterização da sonda que pode ser incorporada por referência nos licenciamentos específicos.

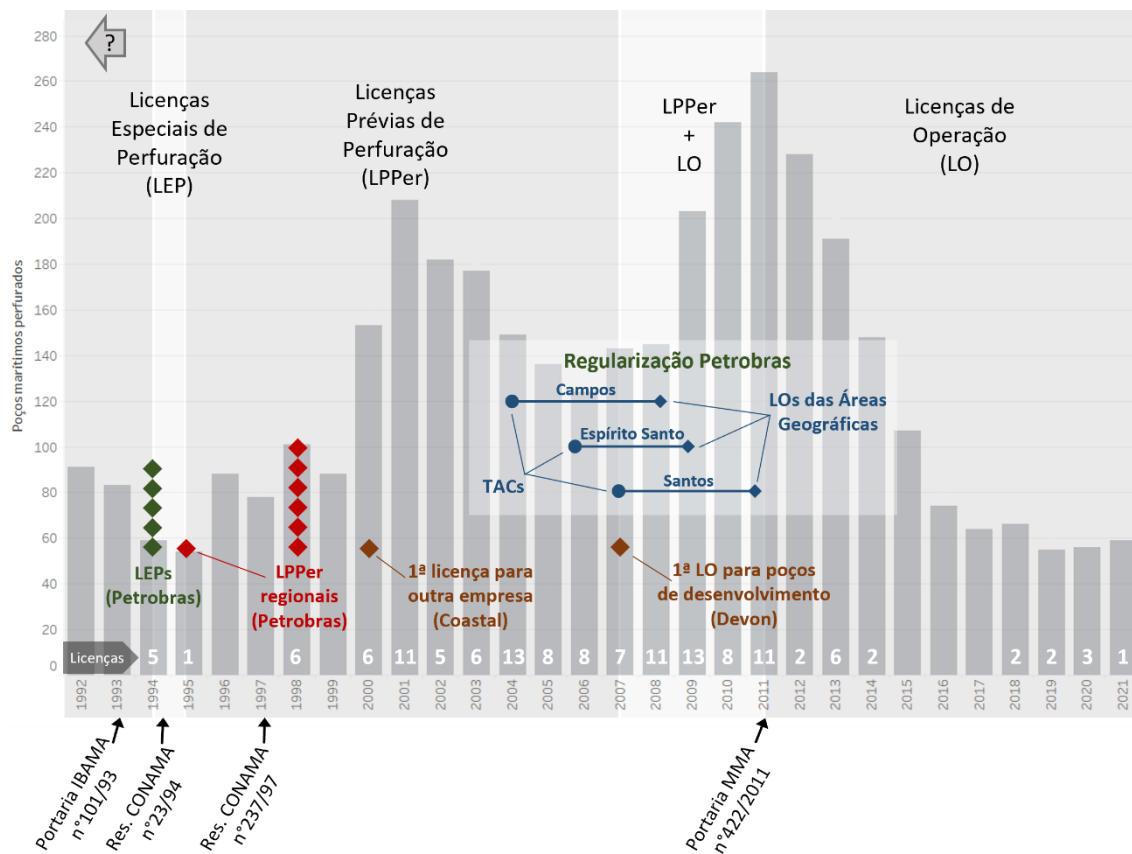


Figura 31: Linha do tempo contendo as fases e os principais marcos do licenciamento ambiental da perfuração marítima de poços no Brasil nos últimos 30 anos. Quantitativo de licenças por ano não contempla renovações, apenas novas licenças. Fonte: elaboração própria.

Há alguns aspectos relacionados à dinâmica do licenciamento da perfuração que a Figura 31 não consegue representar. O primeiro é que até o início do processo de regularização da Petrobras em 2004 (a ser aprofundado no item 4.2) não há uma relação coerente entre o número de poços perfurados e o de licenças concedidas: a grande maioria das perfurações realizadas nesses anos foi baseada em licenças ambientais no mínimo irregulares, como as LEP de 1994 e as LPPER de 1995 e 1998. Depois das licenças regionais de 1998, expiradas após um ano de validade, a próxima LPPER da Petrobras só veio a ser concedida regularmente em 2002 (LPPER n° 031/2002, para um poço na Bacia de Campos). Enquanto isso, entre 2000 e 2001, 17 LPPER foram concedidas no Brasil para outras empresas que chegaram ao Brasil após a abertura do mercado.

Em sua tese, Malheiros (2002) denunciava que boa parte das perfurações feitas no país era irregular naquele momento. Neste trabalho de tese, vinte anos depois, é possível afirmar que a perfuração de poços no Brasil só foi completamente regular do ponto de vista do licenciamento ambiental após a assinatura do último TAC da Petrobras

em abril de 2007 (Termo de Ajustamento de Conduta para as atividades de perfuração marítima na bacia de Santos).

Em retrospectiva, é possível argumentar que o licenciamento das perfurações da Petrobras era praticamente inviável à época, pois o arcabouço regulatório era voltado para o licenciamento projeto a projeto. Do ponto de vista da capacidade instalada no órgão ambiental e na empresa, é improvável que fosse possível realizar os licenciamentos individuais necessários para autorizar todas as perfurações da empresa sem que isso implicasse em paralisações significativas da atividade no campo. Foi preciso o desenvolvimento da lógica do licenciamento regionalizado para viabilizar a regularização ambiental das atividades da companhia, como se verá no item 4.2 adiante.

Hoje em dia, as Licenças de Operação por área geográfica da Petrobras são responsáveis por autorizar a quase totalidade dos poços perfurados pela companhia. O Quadro 10 sintetiza as LOs por área geográfica existentes e o quantitativo de poços que elas autorizam por ano. Ressalta-se que, apesar do expressivo quantitativo autorizado, na prática a Petrobras tem realizado efetivamente bem menos poços por ano. Em 2021, todos os poços da companhia foram perfurados nas bacias do sudeste: 34 em Santos, 18 em Campos e apenas 1 no Espírito Santo<sup>74</sup>.

<b>Área Geográfica</b>	<b>LO</b>	<b>Poços/ano original</b>	<b>Poços/ano atual</b>
Campos	782/2008	120	80
Espírito Santo	823/2009	60	40
Santos	1006/2011	120	80

*Quadro 10: As três licenças por Área Geográfica da Petrobras e o quantitativo de poços autorizados na licença original e na atual licença renovada. A redução no quantitativo autorizado foi baseada nas estimativas da empresa quando da última renovação da licença. Fonte: elaboração própria com base em processos de licenciamento ambiental.*

A importância do modelo de licenciamento regionalizado, nascido no processo de regularização da Petrobras (TACs) e consolidado na Portaria MMA nº 422/2011, pode ser demonstrada por dados atuais. Em 2021, por exemplo, foram iniciados 59 poços marítimos no Brasil. Desses, 52 (88,1%) foram poços da Petrobras nas licenças de áreas geográficas. Do restante, 4 (6,8%) poços foram autorizados por licenças recentes e 3 (5,1%) por licenças antigas renovadas (Quadro 11).

---

<sup>74</sup> Dados obtidos na tabela de poços da ANP. Foram considerados os poços iniciados em 2021.



Poços 2021	Novas licenças	Licenças existentes (renovações)
Abordagem regional <i>Petrobras</i>	<b>X</b>	<b>88,1%</b>
Abordagem projeto a projeto <i>Todas as empresas</i>	<b>6,8%</b>	<b>5,1%</b>

Quadro 11: Proporção dos poços marítimos perfurados em 2021 em relação às diferentes possibilidades de modalidade de licenciamento ambiental. Fonte: elaboração própria com base em registros internos do licenciamento do IBAMA e na tabela de poços da ANP.

Como ilustrado na Figura 32 a seguir, em 2021 somente as perfurações da Petrobras no Projeto SC-AP3 e da ExxonMobil nas Bacias de Campos e Santos tiveram licenças emitidas há menos de 10 anos. Todas as demais perfurações do ano foram realizadas com base nas licenças regionais da Petrobras ou em licenças antigas ligadas ao desenvolvimento de campos de produção.

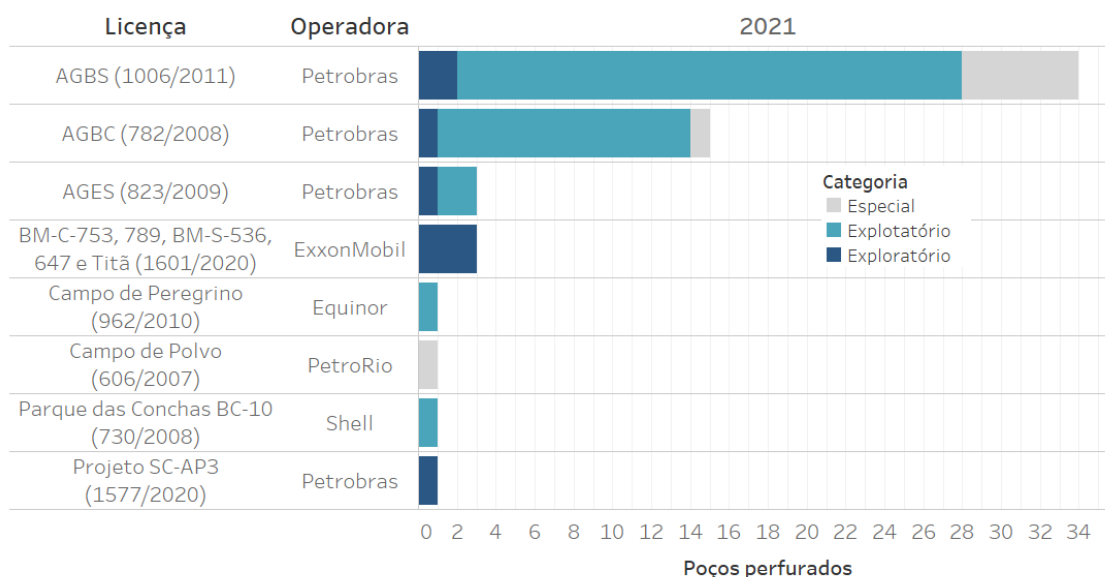


Figura 32: Poços marítimos perfurados em 2021, respectivas licenças ambientais e categoria conforme regulação da ANP. Fonte: elaboração própria.

Esse levantamento evidencia que hoje coexistem três modalidades em que um poço marítimo pode ser autorizado no licenciamento ambiental federal: novas licenças, licenças renovadas e áreas geográficas da Petrobras, com destaque para esta última modalidade. Não há novas licenças por área geográfica, pois estas foram resultado da regularização das perfurações da Petrobras nas principais bacias produtoras.

Como os dados de 2021 mostram, mais de 93% das perfurações marítimas no país são realizadas com base em licenças existentes, sejam de áreas geográficas da Petrobras ou renovações de licenças antigas. Esta última situação é particularmente

comum no caso de perfurações de desenvolvimento da produção, onde a licença é mantida renovada para viabilizar novas perfurações para expansão ou otimização da produção no campo. Há licenças que há mais de 15 anos seguem válidas após múltiplas renovações, como é o caso da LO nº 606/2007 (Campo de Polvo).

Há alguns motivos para uma licença ambiental de perfuração ser mantida vigente para projetos em fase de produção. Pode ser que o projeto envolva diversas fases de implementação e uma parte do campo já começou a produzir enquanto novas perfurações precisam ser realizadas em outras partes para prosseguir o desenvolvimento do campo. Pode ser que haja uma estratégia de recuperação avançada, com a perfuração de novos poços de produção ou injeção. Independentemente da motivação, o fato é que muitas licenças de operação permanecem vigentes ao longo dos anos permitindo novas perfurações em campos de produção já licenciados. O Quadro 12 sintetiza as informações sobre essas licenças, informando as datas de emissão e validade da licença original, a última renovação concedida e o status da licença.

Licença	Operadora atual	Bloco/Campo	Emissão inicial	Validade inicial	Última renovação	Status
606/2007	PetroRio	BM-C-8 (Campo de Polvo)	09/03/2007	07/03/2011	28/3/2018	Prorrogação automática
730/2008	Shell	BC-10 (Parque das Conchas)	14/03/2008	13/03/2013	-	Prorrogação automática
771/2008	PetroRio	Campo de Frade	19/08/2008	30/08/2011	22/04/2022	Válida
876/2009	Dommo	BM-C-39/40/41/42/43 (Campo de Tubarão-Martelo)	15/09/2009	14/09/2015	-	Prorrogação automática
901/2010	Petrobras	BM-SEAL 4/10/11 (Área Geográfica SEAL)	25/01/2010	19/01/2016	-	Prorrogação automática
962/2010	Equinor	BM-C-7 (Campo de Peregrino)	22/10/2010	20/08/2015	13/12/2021	Válida
1119/2012	Karoon	BM-S-61/62/68/69/70 (Campos de Neon e Goiás)	27/12/2012	21/12/2015	-	Prorrogação automática
1198/2013	Enauta	BS-4 (Campo de Atlanta)	12/11/2013	25/10/2016	30/07/2021	Válida

*Quadro 12: Licenças de Operação de perfurações de desenvolvimento da produção de petróleo e gás offshore. Foram consideradas licenças com vencimento original até o final de 2021. Status da licença atualizado até 31/7/2022. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental.*

É possível perceber que há uma dificuldade crônica do IBAMA em realizar a renovação das licenças ambientais no prazo, levando a longos períodos em que as licenças ficam sob o status de prorrogação automática de validade. No conjunto de licenças retratado no quadro acima, o período médio de prorrogação automática é de 7,5 anos, com um recorde de 11 anos para a LO nº 771/2008 (Campo de Frade). Ou

seja, as licenças em questão passaram mais tempo em prorrogação automática do que em vigência regular. A única exceção é a licença nº 962/2010 (Campo de Peregrino) que foi mantida renovada ao longo dos anos.

A problemática do processo de renovação de licenças de perfuração será abordada no item referente às licenças regionais da Petrobras (item 4.2.2) e boa parte das sugestões feitas em *Repensando a renovação de licenças* (p. 149) se aplica aqui também. Embora do ponto de vista prático o status de prorrogação automática seja equivalente ao de licença válida, ele é um indicativo da dificuldade do órgão ambiental de manter atualizadas as análises de relatórios ambientais e, conseqüentemente, de efetuar um acompanhamento mais cuidadoso do desempenho ambiental das atividades licenciadas.

Essa dificuldade ficou tristemente ilustrada quando do vazamento no Campo de Frade, em novembro de 2011. A validade da Licença de Operação nº 771/2008 havia expirado em agosto daquele ano e estava em prorrogação automática quando aconteceu o acidente. Naquele momento de grande exposição e escrutínio público ficou evidente a fragilidade gerada pela ausência de análise tempestiva dos relatórios ambientais. Ainda que não houvesse nada nos relatórios que pudesse alertar ou prevenir sobre o vazamento que aconteceria, a falta de análise evidenciou um distanciamento do órgão fiscalizador que em um momento de crise poderia ter causado sérios danos à imagem do IBAMA e até a responsabilização dos gestores à época.

De toda forma, o que a análise da demanda do licenciamento revela é que apesar de a atenção da sociedade estar geralmente voltada para novos processos em licenciamento, a maioria da atividade de perfuração marítima no Brasil (mais de 90% nos últimos anos) é realizada com base em licenças de operação vigentes há muitos anos. Apenas uma minoria dos casos envolve a emissão de nova licença ambiental. O Quadro 13 ilustra essa situação ao mostrar todas as novas licenças emitidas para perfuração de poços entre 2012 e 2021 (últimos 10 anos). Nesse período, foram emitidas 18 licenças ambientais para perfuração: 15 delas para projetos exploratórios (83% do total) e apenas 3 para projetos de desenvolvimento da produção de petróleo.

LO	Ano	Empresa	Emissão	Bloco/Campo/Área	Tipo
1083	2012	Vanco	04/07/2012	BM-S-63/71/72	Exploração
1119	2012	Karoon	27/12/2012	BM-S-61/62/68/69/70	Exploração
1123	2013	Petrobras	08/02/2013	BM-POT-16 e 17	Exploração
1146	2013	Repsol	30/04/2013	BM-S-48 e 55	Exploração
1189	2013	BP	13/09/2013	BM-CAL-13	Exploração
1197	2013	Shell	25/10/2013	Campo de Bijupirá-Salema	Desenvolvimento
1198	2013	Queiroz Galvão	12/11/2013	BS-4	Desenvolvimento

1199	2013	Repsol	08/11/2013	BM-C-33	Exploração
1211	2014	Total	07/01/2014	BC-2 e BM-C-14	Exploração
1219	2014	Statoil	17/01/2014	BM-C-47	Exploração
1417	2018	Equinor	03/09/2018	BM-S-8	Exploração
1467	2018	Total	25/10/2018	BM-S-9, Campo de Lapa	Desenvolvimento
1521	2019	Shell	24/06/2019	Bloco Sul de Gato do Mato	Exploração
1533	2019	Shell	12/09/2019	Bloco Alto de Cabo Frio Oeste	Exploração
1561	2020	Shell	20/04/2020	Bloco de Saturno	Exploração
1577	2020	Petrobras	23/06/2020	Projeto SC-AP3	Exploração
1601	2020	ExxonMobil	23/12/2020	BM-C-753, 789, BM-S-536, 647 e Titã	Exploração
1632	2021	Total	22/12/2021	C-M-541	Exploração

Quadro 13: Licenças de Operação concedidas para perfuração marítima de poços nos últimos dez anos (2012-2021). A listagem não contém renovações de licenças. Algumas licenças concedidas para poços exploratórios foram renovadas para poços de desenvolvimento. Foram registrados os nomes das empresas à época do licenciamento. Fonte: elaboração própria com base em registros internos do IBAMA.

No entanto, no mesmo período foram perfurados 1055 poços marítimos no Brasil, dos quais apenas 237 (22,46% do total) foram poços exploratórios. Considerando que cerca de metade dos poços exploratórios sejam dentro das Áreas Geográficas da Petrobras (caso de 2021), algo em torno de 10% dos poços executados mobilizaram 83% do esforço de pré-licença do IBAMA (Figura 33).

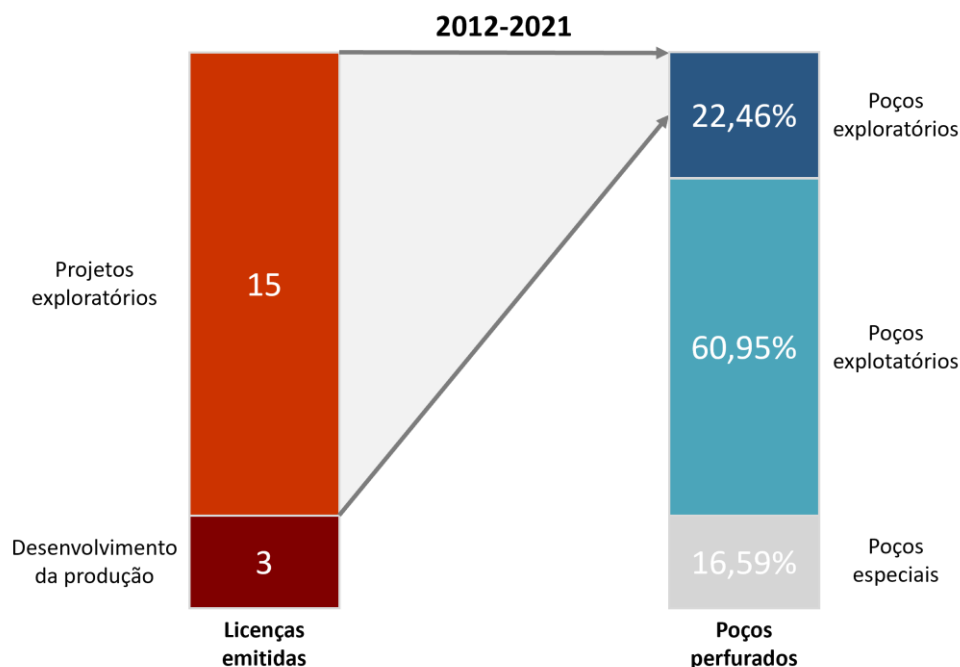


Figura 33: Distribuição proporcional entre licenças concedidas e poços perfurados na última década, com foco em poços exploratórios. Cerca de metade dos poços exploratórios são perfurados nas licenças por área geográfica da Petrobras. Fonte: elaboração própria com base na tabela de poços da ANP e em registros internos do IBAMA.

Desta forma, qualquer análise crítica do licenciamento da perfuração marítima de poços precisa considerar essa dinâmica peculiar da tipologia. A grande proporção de poços perfurados com base em licenças previamente existentes aumenta consideravelmente a importância do acompanhamento pós-licença.

A Figura 34 a seguir mostra todas as licenças emitidas pelo IBAMA para perfuração marítima de poços petrolíferos desde o início do licenciamento. Em destaque, as licenças por Área Geográfica da Petrobras. Não estão computadas as renovações de licenças<sup>75</sup>, que compõem parte desse resultado do IBAMA, especialmente em anos mais recentes.

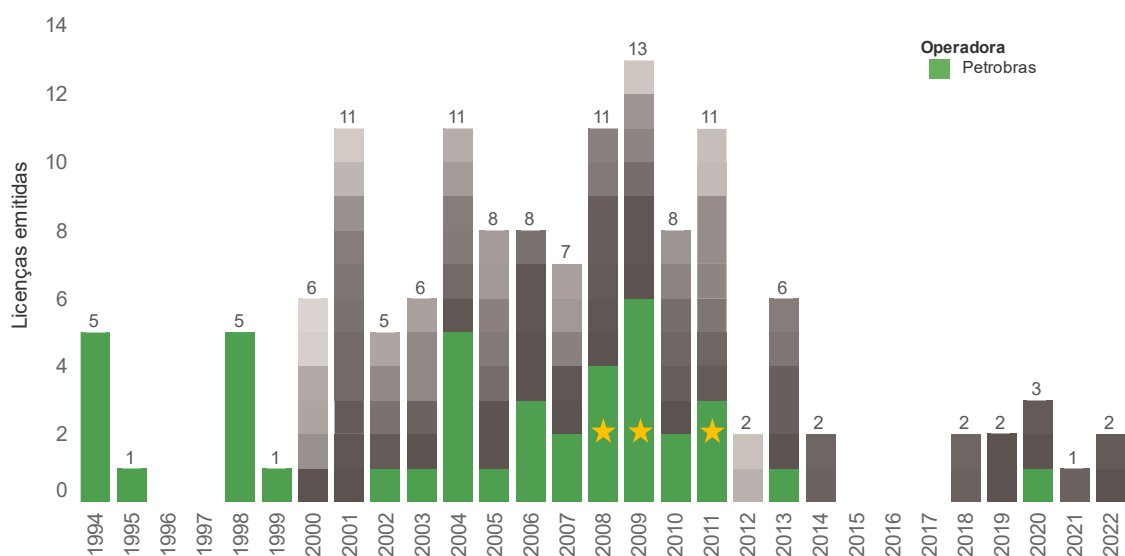


Figura 34: Licenças emitidas por ano pelo IBAMA para perfuração marítima de poços, incluindo LEP, LPper e LO. Dados até maio/2022. Não estão ilustradas as renovações de licenças. Estrelas indicam as licenças das Áreas Geográficas da Petrobras. Fonte: elaboração própria com base em registros internos do IBAMA.

Desse gráfico emergem duas questões evidentes: (i) o que explica a diferença entre os patamares de emissão de licença entre as décadas 2002-2011 e 2012-2021? Por que a tipologia passou de 9 licenças/ano no primeiro período para 1,8 no segundo? (ii) o que explica a lacuna de 3 anos sem a emissão de uma única licença para perfuração entre 2015 e 2017?

A resposta a essas perguntas é certamente multifatorial. O nível da atividade exploratória offshore no Brasil, que se reflete de certa forma na emissão das licenças ambientais, é produto de um conjunto complexo de fatores. Um dos principais é o preço

<sup>75</sup> Não foi possível chegar a um registro confiável das renovações de licenças. Não há um sistema institucional que permita essa análise e os controles artesanais da equipe não armazenam essa informação de modo confiável. Optou-se por não as incluir na análise, embora possam ser parte significativa da produção do IBAMA.

internacional do petróleo – quando maior é o valor do barril, mais potencialmente recompensadora é a atividade exploratória e, portanto, o estímulo a perfurar novos poços.

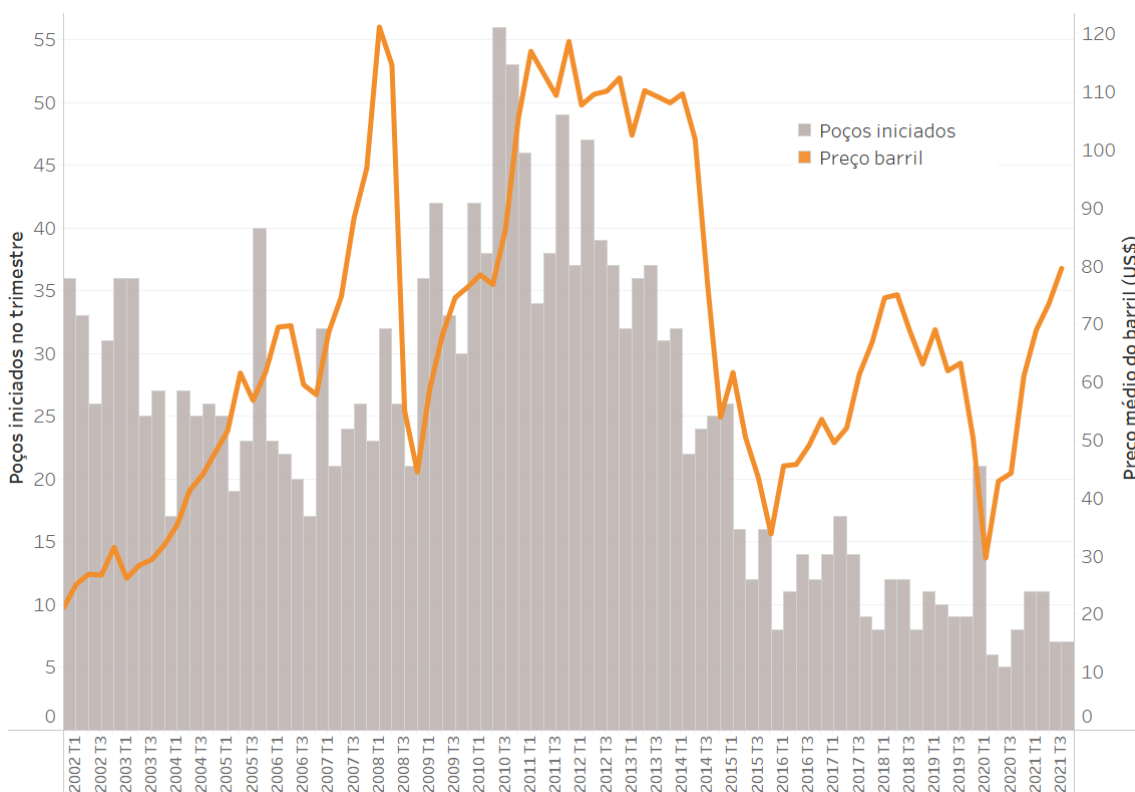


Figura 35: Variação do preço internacional do barril de petróleo nos últimos 20 anos e quantidade de poços marítimos iniciados por trimestre. Óleo tipo Brent, valores nominais em USD, média trimestral. Fonte: elaboração própria com dados da US Energy Information Administration (eia.gov) e da tabela de poços da ANP.

A queda abrupta do preço internacional do petróleo no segundo semestre de 2014, saindo de mais de 110 dólares para menos de 50 dólares, pode explicar em parte a redução da atividade exploratória no Brasil nos anos subsequentes. No entanto, o preço do petróleo sozinho não explica todas as variações domésticas no nível de atividade, especialmente em um mercado tão concentrado ao redor de uma empresa controlada pelo governo.

Outra variante importante, por exemplo, é a questão regulatória: há oferta de áreas em quantidade e qualidade suficientes para atrair os investidores do setor? Como visto no Capítulo 2, houve uma lacuna de cinco anos (2008-2012) sem oferta de novos blocos marítimos<sup>76</sup> no Brasil em função das discussões sobre o novo modelo de exploração para o pré-sal. De certa forma, essa lacuna pode ter contribuído para a redução temporária das áreas disponíveis para exploração offshore. No entanto, mesmo

<sup>76</sup> A 10ª Rodada de Licitações, em 2008, foi restrita às áreas terrestres.

alguns anos após a retomada das rodadas em 2013, a intensidade da atividade de perfuração seguiu em queda (ver Figura 36).

Nesse caso, pode ser útil refletir sobre quais novas áreas estavam sendo disponibilizadas para exploração e o contexto geral do setor. Como ilustrado na Figura 5 do Capítulo 2, as rodadas de licitações marítimas realizadas em 2013 (11ª rodada) e 2015 (13ª rodada) foram concentradas na oferta de áreas em bacias de novas fronteiras. Durante esse período, as áreas mais promissoras nas bacias de Campos e Santos estavam sendo incluídas nos leilões do modelo de partilha, com franca prioridade para a Petrobras – que já dispunha de licenças regionais para perfurar nessas bacias.

Assim, o que se teve em meados da década de 2010 foi um cenário composto por (i) queda significativa no preço do barril de petróleo; (ii) indisponibilidade de novas áreas nas bacias com maior potencial; (iii) Petrobras dispo de licenças regionais para as bacias do sudeste.

Nesse contexto, por volta de 2015 (ano inicial do triênio sem licenças emitidas), o portfólio de licenciamento do IBAMA encontrava-se dividido basicamente em três situações:

- Áreas já licenciadas em processo de renovação de licença, incluindo as áreas geográficas da Petrobras.

- Blocos de rodadas antigas em áreas sensíveis, que até o momento não haviam conseguido a licença ambiental;

- Blocos de rodadas recentes em áreas de novas fronteiras, cujo licenciamento é naturalmente mais complexo, com destaque para os blocos da chamada margem equatorial.

A Figura 36 oferece uma visão mais detalhada da situação dos últimos 10 anos. Como se vê na parte de baixo da figura, a atividade de perfuração nesse período foi dominada por poços ligados ao desenvolvimento da produção (exploratórios e especiais), com os poços exploratórios em declínio praticamente constante. Isso explica em grande medida o cenário de poucas novas licenças no período. As licenças renovadas nesse período não estão representadas na figura, mas geralmente estão ligadas a perfurações de desenvolvimento da produção.

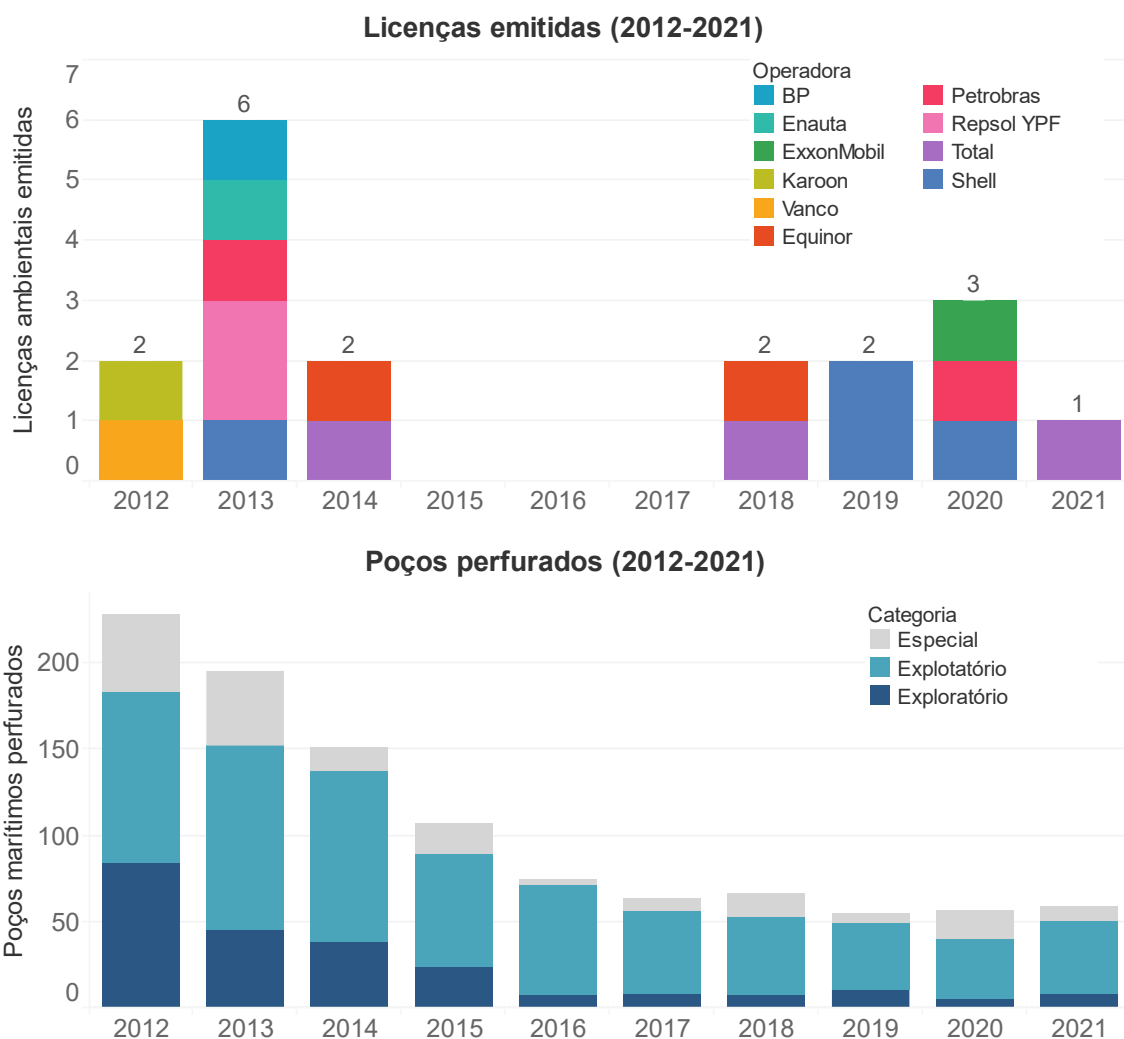


Figura 36: Caracterização da atividade de perfuração marítima de poços nos últimos 10 anos, incluindo as licenças ambientais emitidas por empresa e os poços perfurados por categoria. Fonte: elaboração própria com dados da Tabela de Poços da ANP e de registros internos do IBAMA.

Os próximos subcapítulos irão aprofundar aspectos de duas modalidades específicas: o licenciamento por áreas geográficas da Petrobras, incluindo o resgate do processo de regularização via TACs (item 4.2) e o licenciamento de projetos de poços exploratórios, no contexto de áreas de novas fronteiras (item 4.3)

## 4.2. Dos TACs ao modelo de Áreas Geográficas: o desafio do licenciamento da Petrobras

### 4.2.1. Um ajustamento necessário de conduta

A consolidação do licenciamento ambiental como o instrumento de política pública amplamente disseminado que temos hoje em dia foi um processo que levou muitos anos. Desde sua criação em nível federal na Lei nº 6.938/81, passando pelas



primeiras regulamentações – Decreto nº 88.351/83 e Resolução CONAMA nº 01/86 – diferentes tipologias tiveram diferentes transições entre o cenário anterior e a nova realidade do licenciamento ambiental. Para a perfuração marítima de poços, essa transição levou mais de duas décadas para acontecer plenamente.

Este subcapítulo irá resgatar o processo histórico da regularização do licenciamento da perfuração de poços marítimos da Petrobras, utilizando como base principal a pesquisa documental em processos administrativos do IBAMA (com destaque para o processo 02001.005368/2003-3, relativo à Bacia de Campos), mas também informações oriundas de comunicação pessoal com os analistas responsáveis pela condução do processo à época<sup>77</sup>.

Como visto no item 4.1.1, a primeira norma específica do licenciamento ambiental da tipologia foi a Portaria Normativa IBAMA nº 101/93 e sua Licença Especial para Perfuração (LEP), concedida sem nenhuma avaliação de impacto ambiental. A Portaria teve vida curta e no ano seguinte o CONAMA editou a Resolução nº 23/94 normatizando o licenciamento da exploração e produção de petróleo e gás, incluindo a perfuração de poços, estabelecendo como licença a Licença Prévia para Perfuração (LPper).

As primeiras licenças ambientais para perfuração de poços marítimos datam de 1994, embora a exigência de licenciamento prévio para atividades “consideradas efetiva e potencialmente poluidoras, bem como as capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental” já estivesse legalmente estabelecida desde 1981 na Política Nacional do Meio Ambiente. Nessa época, as atividades eram todas realizadas pela Petrobras no contexto do monopólio estatal, na ordem de 50 a 100 poços por ano, com praticamente nenhum controle ou regulação externa.

Essa primeira fase do licenciamento da perfuração é marcada por duas características importantes: (i) a Petrobras, ainda monopolista e não acostumada com controles externos, tendo que lidar com a necessária regularização ambiental de suas intensas atividades exploratórias e (ii) o IBAMA, antes da estruturação do escritório especializado em petróleo e gás (ELPN), com baixíssima capacidade institucional instalada para fazer frente ao desafio da regulação da tipologia.

---

<sup>77</sup> Comunicação pessoal em maio de 2022.

Para ilustrar esse cenário, reproduz-se abaixo um histórico elaborado pela própria Petrobras em um ofício<sup>78</sup> de junho de 1999:

- em 1994 e 1995 a atividade de perfuração recebe licenças ambientais para perfuração de determinados poços marítimos<sup>79</sup>;
- em abril de 1996, antes do vencimento das licenças anteriormente referidas, a PETROBRAS solicita a regularização das licenças ambientais, conforme previsto na Resolução CONAMA 23/94;
- em novembro do mesmo ano, a PETROBRAS reitera a solicitação anterior;
- em abril de 1997, em não havendo manifestação do IBAMA, a PETROBRAS apresenta seis pedidos de licenciamento ambiental da atividade de perfuração (LPper), em substituição à proposta anterior de regularização da atividade, apresentando, para tanto, proposta de Termo de Referência do correspondente estudo ambiental (Relatório de Controle Ambiental - RCA);
- no período entre 5 de fevereiro e 1º de setembro de 1998, sem que o IBAMA tivesse se manifestado quanto à proposta anterior, a PETROBRAS apresentou ao IBAMA os RCAs, relativos às licenças requeridas;
- em 1998, dois servidores do IBAMA visitam uma unidade de perfuração na Bacia de Campos;
- em 10.11.98 a PETROBRAS solicita informações acerca do andamento dos processos de licenciamento acima, lembrando, ao IBAMA, que o prazo regulamentar de seis meses para análise da documentação (previsto na Resolução CONAMA 237/97) já havia se esgotado;
- em 07.12.98 a PETROBRAS envia dados adicionais solicitados através de contatos telefônicos;
- nessa mesma data, 07.12.98, realiza-se reunião, em Brasília, com a presença do Diretor [...], do Procurador Geral [...], da Coordenadora Geral do PALA [...], ficando acordado que as informações complementares solicitadas naquela ocasião (ofício 959/98, de 07.12.98), seriam apresentadas pela PETROBRAS, em data posterior e, para tanto, seria assinado um Termo de Compromisso ou documento similar, entre as partes;
- em 15.12.98 a primeira LPper é emitida (para a Bacia de Campos) [...].

Nota-se evidentemente a dificuldade do estabelecimento de um diálogo processual entre a empresa e o órgão ambiental, indicativo da baixa capacidade institucional instalada no IBAMA à época. Nesse momento histórico, a recente

---

<sup>78</sup> Ofício E&P/ASSEMA 12/99, de 8 de junho de 1999, encaminhado ao IBAMA no contexto da discussão das condicionantes das LPper emitidas entre dezembro de 1998 e fevereiro de 1999.

<sup>79</sup> São as citadas Licenças Especiais de Perfuração (LEP), numeradas de 1 a 5.

aprovação da Lei de Crimes Ambientais (Lei nº 9.605/98) dava um impulso importante para a regularização ambiental das atividades, passando a tipificar como crime a operação de atividades potencialmente poluidoras sem licença ambiental ou em desrespeito a ela. A pressão da Petrobras para obtenção das licenças que iriam regularizar as perfurações da companhia, somada a uma leitura de que a demanda por licenciamento iria disparar com a quebra do monopólio e entrada de empresas estrangeiras no setor foram decisivas para que o IBAMA montasse uma estrutura especializada para lidar com essas tipologias. Não por acaso, no mesmo dia da emissão da primeira das licenças de 1998 (LPper nº 007/98, para a Bacia de Campos), dia 15/12/1998, foi editada a Portaria IBAMA nº 166-N criando o Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear<sup>80</sup> – ELPN, localizado no IBAMA/RJ<sup>81</sup>.

Uma das primeiras tarefas do ELPN foi questionar a validade das LPper concedidas à Petrobras. Como descrito em Malheiros (2002), as licenças teriam sido emitidas prematuramente, com base em documentação incompleta. Como contrapartida, a Petrobras deveria apresentar – antes da “execução da atividade de perfuração” – estudos de análise de riscos e planos de gerenciamento de riscos e contingência para cada unidade de perfuração (sonda). Além disso, deveria apresentar uma revisão completa dos RCAs e firmar Termo de Compromisso/Termo de Ajustamento de Conduta para assegurar a apresentação desses estudos complementares.

O que hoje soa como um absurdo – conceder licenças vinculando sua validade ao atendimento *a posteriori* de exigências centrais para a avaliação de impactos e riscos da atividade – precisa ser entendido em retrospectiva no contexto original de consolidação do instrumento e sob as pressões da nova Lei de Crimes Ambientais. De toda forma, o registro processual indica que o IBAMA rapidamente compreendeu que havia sido uma decisão imprudente, pois a Petrobras não apresentou a documentação exigida e seguiu realizando as perfurações planejadas. O que se segue são meses de debates processuais com o ELPN/IBAMA acusando a Petrobras de descumprimento de condicionantes e a companhia alegando não ser possível cumprir as condicionantes tais como redigidas. Dentre os argumentos da Petrobras<sup>82</sup>, constava que seria

---

<sup>80</sup> Inicialmente o escritório também lidaria com as tipologias ligadas à energia nuclear, mas rapidamente essa demanda foi reabsorvida pela sede em Brasília, deixando o ELPN apenas com Petróleo e Gás offshore.

<sup>81</sup> A escolha pelo Rio de Janeiro se deu pela proximidade com a sede das agências reguladoras ANP e CNEN, além das empresas Eletronuclear, Petrobras e demais petrolíferas. A Bacia de Campos, maior produtora nacional, também se localiza no litoral do estado.

<sup>82</sup> Ofício E&P/ASSEMA 1/99, de 26 de janeiro de 1999, no qual a Petrobras questiona as condicionantes 2.1 e 2.4 das licenças emitidas.

[...] difícil o atendimento às condicionantes da forma como apresentadas, dentre outros motivos, porque:

- a) As licenças trataram de regularizar uma situação de fato,
- b) A elaboração de estudo de análise de risco para cada instalação, algumas delas não pertencentes à PETROBRAS, demandará tempo adicional e, eventualmente, a celebração de aditivo contratual com seus responsáveis.

Esse trecho de argumentação é particularmente ilustrativo. O fato de a Petrobras admitir como item a) que as licenças eram meramente para dar suporte legal a uma “situação de fato” revela a mentalidade de um licenciamento cartorial, sem qualquer objetivo relacionado ao desempenho ambiental das atividades. O item b) impressiona por evidenciar que estudos de análise de risco não só não eram considerados pré-requisitos para operação de qualquer sonda de perfuração offshore, como a Petrobras prometeu apresentá-los como contrapartida à emissão prematura das licenças, mas não tinha real intenção ou condição de fazê-los (ao menos não no curto prazo).

O mesmo se deu em relação à reapresentação dos RCAs revisados e complementados pela companhia – o prazo proposto pela Petrobras em agosto de 1999<sup>83</sup> era de 36 meses a partir da assinatura do TAC para apresentação dos estudos requeridos pelo IBAMA.

Os próximos meses seriam de um longo impasse sobre a validade das LPper emitidas em 1998 e sobre o que deveria constar nos Termos de Ajustamento de Conduta a serem assinados. Enquanto isso, a empresa continuava perfurando centenas de poços no litoral brasileiro, sob o argumento de que as licenças eram válidas e, como os pedidos de renovação foram feitos no prazo estabelecido, seguiam válidas por prorrogação automática até manifestação do IBAMA<sup>84</sup>.

Em 31 de outubro de 2002, o IBAMA rompeu o impasse e multou a Petrobras pelo não-atendimento das condicionantes das LPper – R\$ 1 milhão para cada LPper emitida – nas bacias sedimentares onde a empresa realizou perfurações. Nenhuma dessas multas foi efetivamente paga até hoje: todas foram judicializadas, algumas foram consideradas prescritas eventualmente e outras ainda tramitavam em instâncias recursais até meados de 2022.

---

<sup>83</sup> Ofício E&P/SUEX-NNE 072-99, de 18 de agosto de 1999.

<sup>84</sup> Previsão explícita do Art.18, §4º da Resolução CONAMA nº237/97. No entanto, as LPper estão previstas na Resolução CONAMA nº23/94, que não contempla o instituto da prorrogação automática.

Apesar disso, os autos de infração de 2002 deram novo impulso ao processo de regularização da perfuração. Pouco mais de um mês depois, um Decreto Federal s/nº foi assinado instituindo “Comissão de Trabalho Multidisciplinar e Grupos Técnicos com objetivo de propor mecanismos para a regularização definitiva do licenciamento ambiental das atividades de perfuração e produção de petróleo e gás natural da Petrobras, na Bacia de Campos”. O Decreto de 9 de dezembro de 2002 parecia uma tentativa enérgica do governo federal de pôr um fim às intermináveis negociações envolvendo os TACs necessários à regularização das atividades da Petrobras, tanto de perfuração quanto de produção. Os prazos exíguos são indicativos dessa tentativa: segundo o artigo 5º, as propostas de TACs deveriam estar concluídas em 13 de dezembro (atividades de produção) e 20 de dezembro (atividades de perfuração), poucos dias após a edição do próprio decreto.

No entanto, uma leitura mais atenta do artigo 7º do Decreto revela a real intenção por trás da norma:

Art. 7º Durante as negociações desenvolvidas e até a emissão das respectivas licenças definitivas fica garantida a continuidade das atividades de perfuração e operação de produção da PETROBRÁS, em todo o território nacional, na forma da legislação vigente. (Decreto s/nº , de 9/12/2002)

Assim, pretendeu-se dar à empresa um salvo-conduto geral para continuidade das suas atividades mesmo que as negociações dos TACs seguissem com dificuldades. Há ainda um contexto político digno de registro: dezembro de 2002 era o apagar das luzes do governo de Fernando Henrique Cardoso. Causa estranheza o fato de o Decreto não ter sequer numeração e ter sido assinado pelo vice-presidente Marco Maciel, o que pode ser indicativo da conjuntura nebulosa que levou à edição de tal norma.

Ao longo de 2003, ano de transição governamental, pouco se avançou no processo de negociação, apesar de algumas reuniões técnicas entre a Petrobras e o IBAMA sobre aspectos técnicos específicos, como a gestão de fluidos de perfuração. A essa altura, a Bacia de Campos havia sido selecionada como piloto para a regularização das perfurações marítimas em função da sua relevância e nível de atividade, mas o modelo de TAC ainda estava muito em aberto e a empresa parecia confortável com o salvo-conduto estabelecido por decreto.

O ponto de pressão decisivo para a assinatura do TAC de perfuração teve relação com a regularização das plataformas de produção da Petrobras. O TAC para regularização das plataformas de produção da companhia foi assinado em 23 de dezembro de 2002, pouco após a edição do Decreto s/nº . O TAC de produção previa a

necessidade de anuência prévia do IBAMA para interligação de novos poços às plataformas em regularização. A partir de janeiro de 2004, o IBAMA deixou de conceder anuência para interligação de poços perfurados de modo irregular, já que não havia TAC de perfuração para dar suporte legal a esses poços. Na prática, isso significava o adiamento da entrada em produção de volumes significativos de petróleo em campos já descobertos. Com o passar dos meses, o número de poços perfurados sem anuência para produzir foi aumentando – em agosto de 2004 estimava-se que cerca de 10% da produção nacional estava sendo represada por conta da falta de cobertura legal para os poços perfurados.

Assim, no começo de 2004 a agenda de reuniões entre IBAMA e Petrobras se intensificou e o TAC se tornou prioritário para a companhia. O desafio colocado era desenvolver um processo que pudesse simultaneamente regularizar as perfurações realizadas a partir de 1998 e viabilizar o licenciamento regular das perfurações futuras. Ambos os objetivos eram ambiciosos e requeriam inovações procedimentais e técnicas. Estava claro que a abordagem tradicional de licenciamento projeto-a-projeto não se adequava à atividade de perfuração da Petrobras, em função do volume de operações e da característica continuada das atividades, ao menos na Bacia de Campos. Seria preciso uma estratégia de transição que viabilizasse a continuidade das perfurações enquanto o licenciamento regular fosse conduzido. Aos poucos, o modelo necessário foi ficando progressivamente mais claro para todas as partes.

Um marco importante foi um workshop realizado no Hotel Guanabara, no Rio de Janeiro, em maio de 2004. Nesse workshop foi amadurecida a proposta de abordagem regionalizada de diversos temas importantes, como fluidos e cascalhos, planos de emergência e monitoramento ambiental, por exemplo. Foi nesse workshop também que ganhou força a estratégia de abertura de processos administrativos de referência para tratar desses temas transversais para a Bacia de Campos – inovação bem-sucedida que viria a ser adotada para todas as tipologias de petróleo e gás ao longo dos anos, sendo incorporada na regulamentação do licenciamento em 2011.

Em meados de 2004 afinal chegou-se a um desenho para atender todos os objetivos simultaneamente. A estratégia envolvia 4 componentes principais:

- Projeto de Avaliação de Impactos Ambientais resultantes das atividades de perfuração: o Projeto de Avaliação de Impactos (PAI) tinha como objetivo avaliar os impactos dos poços perfurados pela companhia na Bacia de Campos até a assinatura do TAC. O PAI envolveu a avaliação da contaminação ambiental ao redor de poços

selecionados na Bacia de Campos, utilizando malhas amostrais concêntricas e avaliando parâmetros físico-químicos e biológicos.

- Projeto de Caracterização Ambiental da Bacia de Campos: o Projeto de Caracterização Ambiental regional (PCR-BC) tinha como objetivo realizar um diagnóstico abrangente da qualidade ambiental da Bacia de Campos, para subsidiar os processos futuros de licenciamento ambiental. O PCR-BC envolveu aspectos dos meios físico, biótico e socioeconômico, este último com foco na atividade pesqueira. A proposta era que o PCR pudesse funcionar como uma fotografia da qualidade ambiental da Bacia de Campos, a ser complementada e atualizada a partir dos programas de monitoramento a serem implementados.

O PCR-BC foi desenvolvido entre 2007 e 2012 em um esforço inédito da ciência marinha brasileira, com investimento estimado em R\$ 40 milhões. A iniciativa envolveu especialistas da Petrobras e de 20 universidades e centros de pesquisa brasileiros, que caracterizaram a qualidade ambiental de mais de 150.000 km<sup>2</sup> na Bacia de Campos. Além da rica base de dados que foi gerada e disponibilizada ao IBAMA, o projeto resultou em uma série de livros publicados pela Elsevier<sup>85</sup> entre 2015 e 2017.

- Exigências prévias à atividade de perfuração: além de regularizar poços pretéritos e definir as bases para o licenciamento dos poços do futuro, a assinatura do TAC precisava viabilizar regras de transição para que a atividade de perfuração pudesse continuar acontecendo durante a vigência do termo de ajustamento de conduta. Assim, foram definidas exigências mínimas que deveriam ser atendidas pela Petrobras para que novos poços pudessem ser perfurados no âmbito do TAC. Tais exigências compuseram o Anexo V do TAC e envolveram, por exemplo:

- Apresentação de Planos de Emergência Individual e análises/gerenciamento de risco ambiental para todas as unidades marítimas de perfuração;

- Realização de exercícios simulados de emergência em nível regional;

- Apresentação de modelagens numéricas de derramamento de óleo na Bacia de Campos;

- Elaboração de Projeto de Comunicação Social regional, em uma abordagem integrada para todas as atividades realizadas na bacia;

---

<sup>85</sup> Os livros, de acesso livre, são referentes aos componentes físicos e bióticos da caracterização. Esses componentes receberam o nome fantasia de “Projeto Habitats – Heterogeneidade Ambiental da Bacia de Campos” pela Petrobras. No site ScienceDirect, buscar por “Caracterização Ambiental Regional da Bacia de Campos”.

- Apresentação de informações sobre os fluidos de perfuração a serem utilizados, incluindo aspectos de ecotoxicidade;

- Disponibilização das plataformas para vistoria do IBAMA, para verificação de aspectos da atividade de perfuração, do controle da poluição e do treinamento ambiental dos trabalhadores.

Cada exigência possuía prazo definido para execução, compondo um pacote de controle ambiental mínimo para que novas perfurações pudessem continuar sendo realizadas no período de transição. Inicialmente, este período de transição foi estabelecido até dezembro de 2004.

- Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental: um EIA/RIMA foi pensado como caminho de saída para o TAC, ou seja, a resolução do ajustamento de conduta se daria a partir de um licenciamento regular culminando na concessão de uma Licença de Operação para perfurações na Bacia de Campos, nos moldes da Resolução CONAMA nº 237/97. Para tanto, uma unidade espacial foi criada: a Área Geográfica da Bacia de Campos (AGBC). A AGBC foi desenhada como um polígono envolvendo todas as áreas sob concessão da Petrobras na Bacia de Campos e passaria a representar a área onde a companhia realiza perfuração de poços marítimos de modo continuado. Esse desenho foi a chave para superação da impossibilidade prática de licenciar projeto-a-projeto os poços da Petrobras: o licenciamento passou a considerar a atividade sob uma perspectiva contínua e em uma base regional.

Esses 4 componentes se articulavam de maneira a compor um quadro de referência endereçando de maneira competente questões do passado, presente e futuro (ver Figura 37). No entanto, essa leitura em retrospectiva é certamente facilitada pelo conhecimento de que a estratégia terminou sendo bem-sucedida.





Figura 37: Esquema representando os instrumentos componentes do TAC e suas dimensões temporais. O PAI buscando avaliar o passado, o PCR caracterizando o presente e as exigências prévias e o EIA/RIMA focando nas atividades futuras. Fonte: elaboração própria.

O TAC de perfuração da Bacia de Campos foi assinado em 11 de agosto de 2004, com validade inicial de 37 meses. Em sua Cláusula Primeira o termo previu:

I - a regularização dos poços perfurados pela Petrobras em operação e os que virão a operar na Bacia de Campos;

II - a definição de estudos e informações como medidas necessárias à avaliação ambiental da área atingida pela perfuração;

III - a viabilização em caráter excepcional da perfuração de poços até 31/12/2004, desde que atendidas previamente as medidas de controle ambiental estabelecidas no Anexo V e autorizadas explicitamente pelo IBAMA.

Naturalmente, um ajustamento de conduta tão complexo não transcorreu sem dificuldades, mesmo após a assinatura do TAC. A aprovação das exigências técnicas mínimas para a perfuração no período de transição (medidas de controle ambiental previstas no Anexo V) foi bastante conturbada. Após a assinatura do TAC, o IBAMA emitiu parecer técnico<sup>86</sup> concluindo que existiam pendências para aprovação das medidas de controle a serem implementadas antes do início de novas atividades, notadamente questões ligadas aos planos de emergência e aos fluidos de perfuração. A resposta da Petrobras foi protocolada com meses de atraso e de modo considerado

<sup>86</sup> Parecer Técnico ELPN/IBAMA N° 154/04, de 10 de setembro de 2004.

insatisfatório pelo IBAMA. A aprovação completa do Anexo V só veio a acontecer um ano depois, em agosto de 2005. A autorização expressa para a perfuração de novos poços no âmbito do TAC somente foi concedida em 10 de agosto de 2005, no contexto do primeiro Termo Aditivo ao TAC. Nesse período de um ano, a Petrobras perfurou 101 poços sem autorização explícita do IBAMA, incluindo 13 poços fora do polígono delimitado no TAC.

Em 30 de janeiro de 2006, o IBAMA multou a Petrobras em R\$ 213.200.000 pela continuidade da atividade de perfuração sem a aprovação prévia do Anexo V do TAC. A multa foi calculada levando em consideração o valor diário de R\$ 50.000 estipulado no TAC, dimensionado para todos os poços perfurados irregularmente no período. Além disso, cada poço perfurado fora dos limites do polígono do TAC foi enquadrado como operação sem licença (nem TAC), e cada um foi multado em R\$ 10.000.000, totalizando mais R\$ 130.000.000 em sanções à Petrobras.

Apesar desse significativo percalço, as demais previsões do TAC foram sendo desenvolvidas: após a assinatura do Termo, os próximos meses e anos seriam empregados na elaboração, aprovação e execução dos estudos previstos (PAI e PCR-BC) e na elaboração e análise do EIA/RIMA da perfuração na Área Geográfica da Bacia de Campos<sup>87</sup>. Nos casos de EIA/RIMA, a Resolução CONAMA n° 237/97 previa a realização de Audiência Pública para discussão do empreendimento. Como o próprio TAC também exigiria a realização de Audiência Pública, o IBAMA optou por conduzir audiências integradas do TAC e do EIA/RIMA. As audiências públicas foram realizadas nos dias 17 e 19 de novembro de 2006, nos municípios de Cabo Frio/RJ e Campos dos Goytacazes/RJ, respectivamente.

Ao longo da vigência do TAC, ele foi aditado por 4 vezes – em 10/8/2005, em 13/12/2006, em 29/06/2007 e em 26/12/2007. Os termos aditivos serviram para ajustes em prazos e nas listagens de poços a serem perfurados. Por fim, em agosto de 2008 – 4 anos após o início do ajustamento de conduta – o IBAMA decidiu que a análise do EIA e suas complementações/revisões apontava para a viabilidade ambiental da atividade de perfuração na Área Geográfica da Bacia de Campos. Assim, seguindo a Resolução CONAMA n° 237/97, foi concedida à Petrobras a Licença Prévia n° 284/2008<sup>88</sup>. Como todos os programas ambientais já haviam sido discutidos e aprovados em sua versão

---

<sup>87</sup> O Termo de Referência ELPN/IBAMA n°023/05 para subsidiar o EIA/RIMA da AGBC só foi emitido pelo IBAMA em 14 de junho de 2005.

<sup>88</sup> Emitida em 27/8/2008.

executiva no âmbito do EIA, a Licença de Operação nº 782/2008 pôde ser concedida apenas dois dias depois, em 29 de agosto de 2008.

A LO nº 782/2008 autorizou a Petrobras a perfurar até 120 poços por ano dentro do polígono definido como Área Geográfica da Bacia de Campos, nos blocos sob responsabilidade da companhia. A estratégia final da regularização foi inserir como condicionante na LO todas as obrigações pendentes do Termo de Ajustamento de Conduta, como o PAI e o PCR-BC. Assim, houve a substituição do TAC pela LO para todos os fins processuais e as perfurações da Petrobras na Bacia de Campos estavam finalmente regulares.

O processo de regularização na Bacia de Campos serviu de referência para processos similares nas outras bacias sedimentares com grande volume de poços (Quadro 14). As demais bacias sedimentares cobertas pelas LPper de 1998 (tais como Potiguar, Sergipe-Alagoas etc.) não precisaram de TACs – sua pequena demanda por licenciamento foi tratada em processos individuais de modo regular.

<b>Termos de Ajustamento de Conduta – Perfuração marítima</b>				
<b>Bacia</b>	<b>Assinatura TAC</b>	<b>Audiências Públicas</b>	<b>Data LO</b>	<b>Nº LO</b>
Campos	11/08/2004	17 e 19/11/2006	29/08/2008	782/2008
Espírito Santo	26/01/2006	08/11/2008	02/03/2009	823/2009
Santos	04/04/2007	28 e 30/11/2010	28/02/2011	1006/2011

*Quadro 14: TACs de perfuração e seus principais marcos temporais. As LOs têm sido renovadas desde então. Fonte: elaboração própria com base nos processos administrativos do IBAMA.*

A história dos TACs de perfuração da Petrobras é um caso relativamente raro no contexto brasileiro, onde ajustamentos de conduta no licenciamento tendem a se arrastar por muitos anos com resultados pouco satisfatórios. No caso aqui registrado, apesar de muitos conflitos e impasses ocorridos antes e durante a vigência dos Termos de Ajustamento de Conduta, o IBAMA teve sucesso na conversão plena dos TACs em Licenças de Operação em um período entre 3 e 4 anos para cada bacia sedimentar. Ao longo do processo foram desenvolvidas inúmeras inovações técnicas e procedimentais, influenciando positivamente o licenciamento das outras tipologias de petróleo e gás e do licenciamento ambiental federal como um todo.

Com a emissão das três LOs por área geográfica – Campos, Espírito Santo e Santos – a maior parte da atividade de perfuração da Petrobras passou a ser abordada de modo continuado e regionalizado, com grande peso sobre o acompanhamento pós-licença. Essa situação apresenta desafios específicos para efetividade do controle ambiental exercido pelo licenciamento, como se verá no item a seguir.

#### 4.2.2. Áreas geográficas: desafios para o acompanhamento pós-licença

O longo e bem-sucedido processo de regularização das perfurações da Petrobras resultou em um cenário onde 88,1% dos poços marítimos perfurados anualmente no país estão cobertos por uma das três Licenças de Operação das Áreas Geográficas – Campos, Espírito Santo e Santos<sup>89</sup>. Em 2021, foram 52 dos 59 poços perfurados no Brasil: 15 na AGBC, 3 na AGES<sup>90</sup> e 34 na AGBS. As Áreas Geográficas compreendem a maior parte das principais bacias sedimentares do Sudeste (Figura 38) e todos os principais campos de produção de petróleo e gás da região.

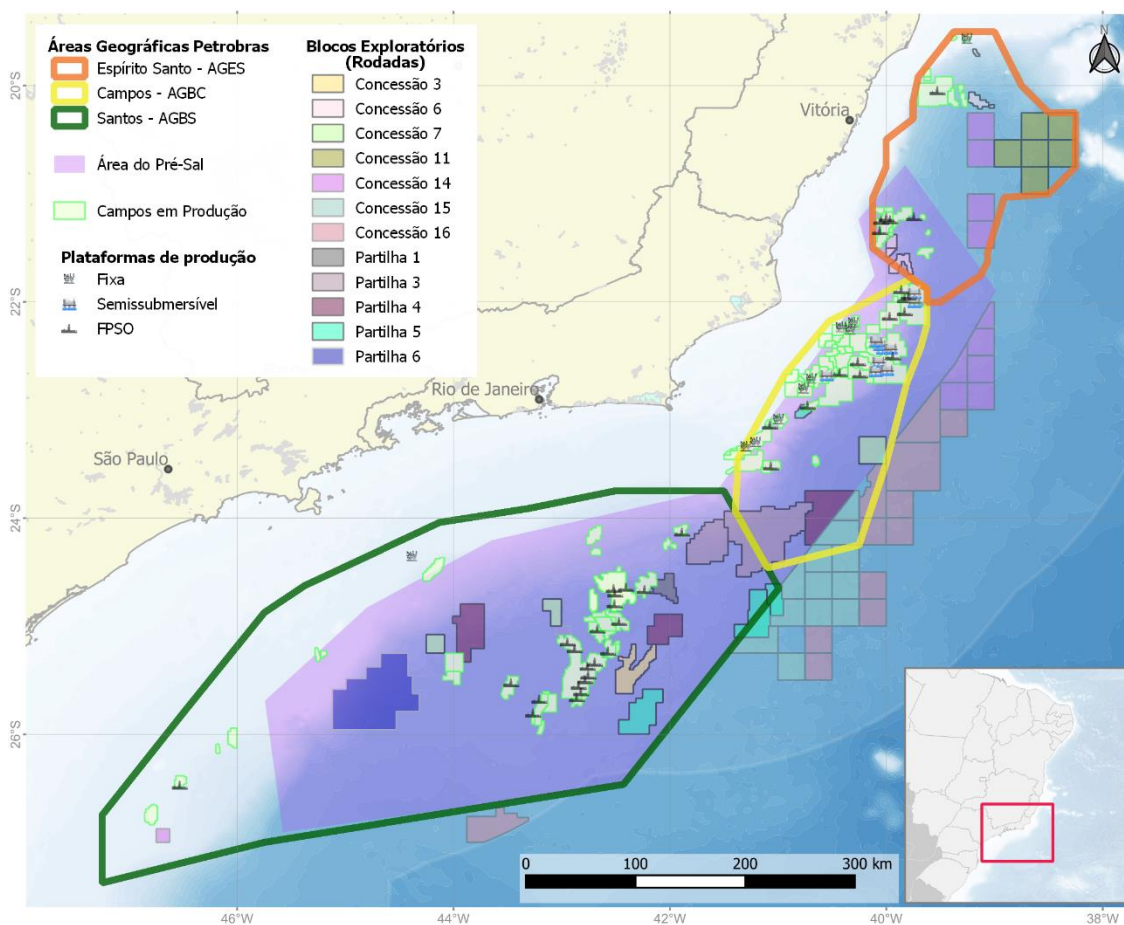


Figura 38: Localização das três Áreas Geográficas de peruração da Petrobras. Estão representados os polígonos vigentes em junho/2022. Fonte: elaboração própria.

A conversão dos Termos de Ajustamento de Conduta em Licenças de Operação resolveu o grande problema da regularização dos poços da Petrobras, mas em muitos

<sup>89</sup> Dados de 2021, considerando poços iniciados nesse ano. Fonte: tabela de poços da ANP e processos de licenciamento ambiental.

<sup>90</sup> A Área Geográfica do Espírito Santo inclui a parte norte da Bacia de Campos também.

aspectos essa era apenas a dimensão formal da questão<sup>91</sup>. Uma vez equacionada a questão administrativa-procedimental, o que dizer sobre a efetividade do controle ambiental exercido pelo licenciamento<sup>92</sup>? Ou seja, uma vez concedidas as LOs regionais, que estratégias de supervisão foram desenvolvidas pelo IBAMA para monitorar o desempenho ambiental dessas atividades?

Inicialmente, é preciso ressaltar a grande lacuna normativa que existe a respeito da etapa de acompanhamento pós-licença no arcabouço regulatório brasileiro. As normas existentes são focadas nas etapas que conduzem até a emissão da licença e o máximo que contemplam sobre a pós-licença são informações sobre prazo de validade e condições para renovação da licença ambiental. Na Resolução CONAMA n° 237/97 é estabelecido que o órgão ambiental poderá aumentar ou reduzir o prazo de validade das licenças após avaliação do desempenho ambiental da atividade (art.18, inciso III, §3°) – e é a única menção (vaga) existente à pós-licença. Nenhuma instrução é dada sobre como realizar o acompanhamento pós-licença, nem sobre divisão de responsabilidades ou mesmo como ele deveria ser custeado. Assim, tudo que se discute daqui em diante neste capítulo é baseado na literatura da área e na premissa de que o acompanhamento pós-licença é parte integral de uma avaliação de impactos ambientais adequada.

Como acontece geralmente na prática brasileira, as medidas de controle ambiental de uma atividade licenciada – monitoramento, mitigação etc. – são organizadas em programas ou projetos ambientais, cuja execução é de responsabilidade do empreendedor. No setor de petróleo offshore, a tradição do IBAMA é que os projetos ambientais sejam citados individualmente como condicionantes específicas das licenças ambientais.

No caso das licenças das Áreas Geográficas, os ganhos de escala deram origem a um pacote de projetos ambientais mais abrangente, contendo iniciativas regionalizadas e com escopo mais diversificado do que as licenças ordinárias para atividades de perfuração marítima. O Quadro 15 apresenta o pacote de projetos ambientais exigido para cada licença regional e compara com uma licença “padrão” emitida em 2022.

---

<sup>91</sup> Na literatura sobre efetividade da AIA (p.ex.: CHANCHITPRICHA; BOND, 2013; LOOMIS; DZIEDZIC, 2022; SADLER, 1996), essas questões estariam associadas à efetividade procedimental.

<sup>92</sup> Nesse caso, estaríamos tratando da efetividade substantiva, dos efeitos do instrumento no mundo real.

Projetos ambientais condicionantes		Tipo de projeto	AGBC	AGES	AGBS	Padrão
1	Projeto de Caracterização Ambiental Regional - PCR*	Caracterização			x	
2	Projeto de Comunicação Social - PCS	Mitigação	x	x	x	x
3	Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores - PEAT	Mitigação	x	x	x	x
4	Projeto de Educação Ambiental - PEA	Mitigação	x	x	x	
5	Projeto de Controle da Poluição - PCP	Mitigação	x	x	x	x
6	Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas - PCEX	Mitigação	x	x	x	x
7	Projeto de Monitoramento Ambiental	Monitoramento	x	x	x	x
8	Projeto de Monitoramento de Impactos sobre a Avifauna - PMAVE	Monitoramento	x	x	x	x
9	Projeto de Monitoramento de Albatrozes e Petreus	Monitoramento	x			
10	Projeto de Monitoramento de Praias - PMP	Monitoramento	x	x	x	
11	Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira - PMAP	Monitoramento	x	x	x	
12	Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos - PMFC	Monitoramento	x	x	x	x
13	Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações - PMTE	Monitoramento	x	x	x	
14	Projeto de Monitoramento de Cetáceos - PMC	Monitoramento	**	x	x	
15	Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina - PMPAS	Monitoramento			x	
16	Projeto de Monitoramento Socioeconômico - PMS	Monitoramento			x	
17	Projeto de Monitoramento da Biota Marinha - PMBM	Monitoramento				x
18	Plano de Emergência Individual - PEI	Contingência	x	x	x	x
Frequência de relatórios de projetos ambientais			anual	anual	anual	anual
* AGBC e AGES já concluíram seus PCRs.						
** Na Baía de Campos existe um PMC, mas implementado por outras empresas.						

Quadro 15: Síntese do pacote de projetos ambientais condicionantes das três Licenças de Operação por Áreas Geográficas e de uma licença “padrão”, com base nas condicionantes de licenças emitidas em 2022. Fonte: elaboração própria com base nas licenças regionais, atualizadas em junho/2022.

O Quadro também exhibe a frequência de elaboração de relatórios sobre a execução dos projetos ambientais. Nesse caso, apesar de algumas exceções em projetos específicos, o usual é a elaboração de relatórios anuais sobre a implementação dos projetos ambientais. Alguns dos projetos possuem uma lógica própria de relatoria ou ainda lançam mão de outras formas de acompanhamento. Os Planos de Emergência Individuais, por exemplo, são acompanhados também por meio de exercícios simulados realizados ao longo do ano. Já os Projetos de Educação Ambiental são acompanhados ainda por meio de vistorias presenciais de acordo com o cronograma das atividades junto às comunidades. No entanto, a relatoria anual é o arranjo estabelecido para a maioria dos projetos ambientais nas licenças das Áreas Geográficas.

Isso não significa, contudo, que o IBAMA faça uma avaliação anual do desempenho de tais projetos. De modo geral, em função das limitações de equipe e a

prioridade que usualmente é dada aos projetos em fase pré-licença<sup>93</sup>, a análise desses relatórios acaba sendo postergada até a época da renovação da licença. Ou seja, na prática, boa parte das informações encaminhadas para o IBAMA somente serão analisadas quando da próxima renovação da Licença de Operação, o que pode demorar alguns anos para acontecer.

Outro aspecto relevante do acompanhamento diz respeito aos poços efetivamente realizados sob autorização da licença de operação. Esse seria o acompanhamento mais básico da atividade – quando e onde ela está acontecendo. Nas licenças tradicionais, com poucos poços a serem perfurados, normalmente há uma condicionante exigindo a notificação ao IBAMA de início e final da perfuração de cada poço. Nas licenças das Áreas Geográficas, não há tal condicionante. Nas licenças da AGBC e AGES, a informação sobre os poços efetivamente perfurados é fornecida anualmente junto do relatório de atividades. Na AGBS, a Área Geográfica com LO mais recente (2011), uma condicionante exige um relatório trimestral de poços. No entanto, na última década já houve renovações e retificações das licenças da AGBC e AGES e tal relatório trimestral não foi incorporado como condicionante, permanecendo exclusivo da AGBS.

Assim, ao analisarmos como é feito o acompanhamento das atividades nas Áreas Geográficas da Petrobras (88,1% dos poços marítimos do Brasil em 2021), fica evidente que o IBAMA aborda essas atividades de modo essencialmente tradicional, com poucas diferenças para o acompanhamento de qualquer outra licença ambiental de perfuração. Apesar do aumento na diversidade e no escopo dos projetos ambientais, além do desafio de supervisionar uma atividade de perfuração continuada, não houve o desenho de uma estratégia específica para o acompanhamento dessas licenças regionais da Petrobras.

Sem tal estratégia, a resultante é uma menor supervisão relativa de cada poço perfurado nas Áreas Geográficas. Em outras palavras: se o esforço de acompanhamento das licenças regionais é parecido com o de outras licenças comuns, na realidade o esforço proporcional tem sido muito menor em função da atividade realizada. Como os impactos e riscos ambientais ocorrem em função das atividades realizadas em campo, a supervisão deveria ser proporcional ao número de poços perfurados – e não ao número de licenças ambientais, como hoje acontece.

---

<sup>93</sup> Atualmente o IBAMA não trabalha com uma equipe dedicada à pós-licença. Sendo a mesma equipe, a prioridade tende a recair sobre o trabalho de pré-licença.

Para ilustrar de modo simples o problema, o IBAMA hoje não tem condição de dizer a qualquer momento que poços estão sendo perfurados no âmbito dessas licenças. Para saber, teria que perguntar à Petrobras ou aguardar o próximo relatório de atividades. No caso de um vazamento hipotético de óleo no mar, essa incerteza seria inaceitável para qualquer órgão regulador. É possível que na época da primeira LO de Área Geográfica (AGBC, 2004) o IBAMA tenha optado por não exigir comunicação individual de início e fim de cada poço por razões práticas – era o tempo dos ofícios e processos em papel. Mas certamente já houve tempo e desenvolvimento tecnológico suficientes para que isso não seja mais uma limitação. Esse é apenas um exemplo de como a falta de uma estratégia específica de pós-licença deixou o IBAMA relativamente distante da maior parte da perfuração marítima acontecendo no país.

O acompanhamento pós-licença tradicional é caracterizado por ciclos de atividades contínuas e descontínuas. Enquanto a implementação da atividade e das medidas de controle – monitoramento, mitigação, gestão – é contínua, a elaboração de relatórios, sua apreciação pelo órgão ambiental e eventual influência em novas tomadas de decisão são tipicamente descontínuas, ocorrendo em momentos específicos do ciclo burocrático. A Figura 39 ilustra esquematicamente esse ciclo de pós-licença no caso do licenciamento das Áreas Geográficas da Petrobras. A periodicidade informada para as fases descontínuas é a usual, embora haja exceções no acompanhamento de temáticas específicas.



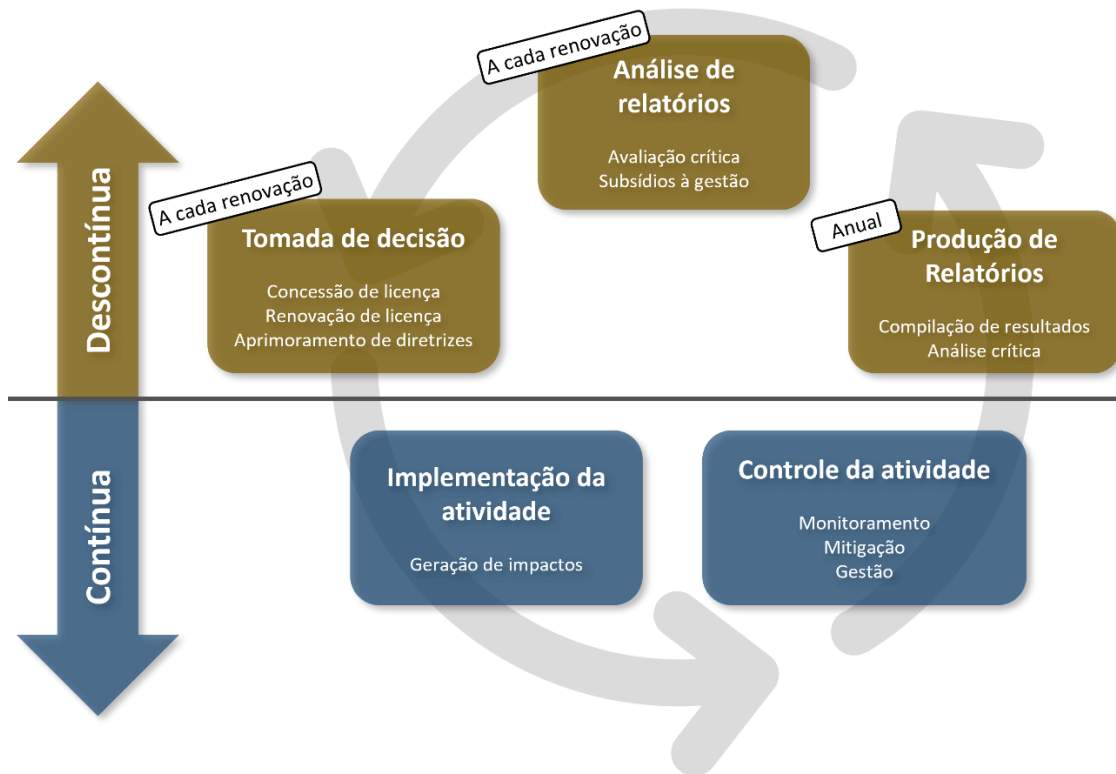


Figura 39: Esquema das dimensões contínuas e descontínuas do acompanhamento pós-licença na fase de operação. Nas faixas brancas, a típica periodicidade no caso das Áreas Geográficas. Fonte: baseado em Arts e Meijer (2004).

Das etapas ilustradas na figura, apenas a Tomada de Decisão e a Análise de Relatórios são realizadas pelo órgão ambiental – as demais são de responsabilidade da empresa. Ou seja, a incidência do IBAMA no processo acontece basicamente em função da necessidade de renovação das licenças, reforçando a dimensão descontínua do envolvimento do órgão com a pós-licença destas licenças em particular. Essa realidade impede a supervisão adequada do desempenho ambiental das atividades licenciadas e dificulta o aprendizado e a gestão adaptativa dos programas de monitoramento e mitigação de impactos.

Uma estratégia de pós-licença voltada à superação dessa situação passa necessariamente por aproximar o IBAMA das operações e dos projetos ambientais, avançando na direção de uma supervisão mais continuada da atividade. A ideia, não tão nova assim, é que o processo de avaliação ambiental seja uma investigação contínua sobre os impactos ao invés de um exercício preditivo único (HOLLING, 1978, p. 133). No caso concreto, é preciso criar estratégias para que o acompanhamento do desempenho ambiental das atividades aconteça de modo independente do ciclo burocrático de renovação das licenças.

No caso da abordagem regionalizada multiprojeto utilizada no licenciamento da produção do Pré-sal (ver Capítulo 5.2), a natureza trifásica do licenciamento da tipologia de produção favoreceu um acompanhamento pós-licença mais continuado. Como após a LP são emitidas diversas LIs e LOs, essas novas licenças funcionam como *check-points* – oportunidades para avaliar a conformidade com os termos e condições de licenças anteriores previamente à concessão da nova licença (SÁNCHEZ, 2013a). No licenciamento das Áreas Geográficas de perfuração não há esses gatilhos, pois a LO autoriza toda a operação ao longo da sua validade. Assim, na ausência desses incentivos estruturais, uma pós-licença continuada depende de inovações procedimentais e estratégias específicas.

Os próximos itens reúnem elementos que podem compor essa nova estratégia para o acompanhamento das licenças das Áreas Geográficas. Alguns desses elementos já foram testados com sucesso em contextos específicos, outros são novidades para o licenciamento de petróleo e gás.

### ***Acompanhamento online da atividade de perfuração***

É algo surpreendente que até hoje tal inovação não tenha sido implementada, dada a importância da informação em questão e a simplicidade técnica de execução. Existem diversos modelos possíveis, dos mais simples aos mais sofisticados, mas o fundamental é que o IBAMA tenha acesso a qualquer tempo aos poços sendo perfurados no momento. Idealmente contendo uma interface de mapa online, as informações básicas a serem fornecidas para cada poço sendo perfurado seriam:

<b>Informação</b>	<b>Comentário</b>
Nomenclatura ANP	Código do poço conforme padrão da agência
Bacia sedimentar	Bacia onde está acontecendo a perfuração
Operadora	No caso das Áreas Geográficas, sempre a Petrobras
Latitude	Coordenadas de localização do poço
Longitude	Coordenadas de localização do poço
Bloco/Campo	Unidade de contrato onde está sendo desenvolvida a perfuração exploratória ou explotatória
Licença ambiental	Número da licença de operação que autoriza a atividade
Sonda	Nome da sonda realizando a perfuração
Tipo de poço	Categoria segundo a Resolução ANP n° 699/2017
Data de início	Data de início da perfuração
Status	Situação atual do poço

Lâmina d'água	Profundidade da cabeça do poço no oceano
Extensão	Extensão total esperada para o poço
Pré-sal?	Se o objetivo do poço é na camada pré-sal

Quadro 16: Sugestão de conjunto mínimo de dados a serem fornecidos online para cada poço em perfuração. Fonte: elaboração própria.

Atualmente a ANP disponibiliza em seu site<sup>94</sup> uma listagem de poços exploratórios em atividade, mas estes são minoria entre os poços perfurados hoje em dia, como visto na Figura 64. De toda forma, a listagem da ANP não contém a licença ambiental que autoriza cada poço, informação fundamental do ponto de vista do IBAMA, nem oferece uma visualização em mapa.

A solução mais simples, de implementação rápida, envolve a Petrobras criar e manter atualizado um site interno com os dados de poços em execução. Essa plataforma teria acesso externo mediante login e senha, a ser concedido para a equipe do IBAMA.

Já uma solução mais sofisticada e complexa seria o desenho de um ambiente integrado de acompanhamento pós-licença para as atividades da Petrobras. Nesse caso, não apenas as informações sobre poços em execução seriam disponibilizadas, mas também diversos outros aspectos das atividades licenciadas, incluindo dados oriundos dos projetos ambientais de mitigação e monitoramento.

Outra possibilidade ainda seria o próprio IBAMA desenvolver uma plataforma de informações sobre poços, na qual as empresas fariam o upload das informações básicas sobre os poços assim que estes fossem iniciados. Ao final da atividade, o término da operação também seria notificado por meio da plataforma. As vantagens dessa abordagem seriam muitas, a começar pela possibilidade de controlar poços de todas as empresas, não só da Petrobras. No entanto, o IBAMA tem uma dificuldade crônica de desenvolver e operar soluções tecnológicas próprias, por mais simples que sejam. Não à toa, a maioria das soluções de bancos de dados desenvolvidas até hoje foram desenvolvidas pelas empresas e hospedadas fora do IBAMA.

### ***Acompanhamento online de projetos ambientais***

A ideia de aproximar a supervisão do IBAMA de algo continuado por meio de acesso online também se aplica aos projetos ambientais. Não se trata necessariamente

---

<sup>94</sup> <https://cpl.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-pocos-exploratorios/consulta.xhtml>. Acesso em junho de 2022.

de acesso em tempo real às informações sendo geradas pelos projetos, mas em um prazo tecnicamente factível que seja menor do que a frequência dos relatórios atuais.

Nesse caso, já existe mais de uma referência de boa prática – como por exemplo o Projeto de Monitoramento de Praias – PMP (ver detalhamento na página 327), da própria Petrobras. Os dados do PMP são disponibilizados na plataforma SIMBA (<https://simba.petrobras.com.br>) e podem ser acessados pelo IBAMA pouco tempo depois de sua obtenção em campo.

Outro exemplo de iniciativa nesse sentido é o BDCA – Banco de Dados de Caracterização Ambiental. O BDCA (<https://bdca.com.br>) é uma plataforma online que reúne dados de projetos de caracterização e monitoramento ambiental (PCAs e PMAs), principalmente ligados a atividades de perfuração marítima em um primeiro momento. É uma iniciativa liderada por um conjunto de operadoras vinculadas ao IBP, sob a orientação e suporte técnico do IBAMA. Em junho de 2022, a plataforma já continha dados de 13 projetos de caracterização ou monitoramento ambiental, incluindo dados de qualidade da água, qualidade do sedimento, biota planctônica, biota bentônica, biota nectônica (quelônios, aves e mamíferos) e cobertura do fundo (CASTELLÕES et al., 2022).

Apesar desses bons exemplos, até agora só foram desenvolvidos sistemas para disponibilização de dados sobre o ambiente impactado. Se a ideia é aprimorar a supervisão do IBAMA das atividades de perfuração, a inovação mais importante seria um sistema online de relatoria de poluição. Hoje em dia, as informações sobre o que a atividade gera em termos de emissões, efluentes e resíduos estão dispersas em diferentes projetos ambientais: o Projeto de Controle da Poluição – PCP trata essencialmente dos resíduos sólidos, o Projeto de Gerenciamento de Fluidos e Cascalhos – PMFC aborda os fluidos e cascalhos e nenhum projeto controla as emissões atmosféricas da atividade.

A implementação de uma relatoria online desses aspectos da atividade daria ao IBAMA condição de avaliar remotamente o desempenho ambiental da perfuração, sem a necessidade de esperar a elaboração e submissão de relatórios dos projetos. Esses relatórios chegam ao IBAMA somente após o final da perfuração do poço e, como visto anteriormente, pode levar meses ou anos até serem lidos por algum analista. Um sistema online de relatoria da poluição poderia ser desenhado contendo indicadores de performance e alertas pré-definidos que sinalizem ao IBAMA um desempenho fora dos padrões e orientem as atividades de fiscalização. Além disso, um sistema online tornaria

muito mais simples a elaboração de relatórios anuais e a comparação entre diferentes atividades.

Entre todas as empresas, aquela que teria mais condições de desenvolver um sistema nesses moldes seria a própria Petrobras, a partir dos próprios sistemas internos que utiliza para gestão de suas atividades. Idealmente, tal sistema deveria ser desenhado desde o início com o objetivo de incorporar no futuro as atividades das outras empresas por meio de algum sistema de compartilhamento de custos a ser definido. Mas a estratégia de começar pela Petrobras e desenhar a partir dos sistemas internos por ela utilizados parece a mais adequada.

A existência de um sistema online de relatoria da poluição não significa a interrupção imediata da produção de relatórios ambientais tradicionais, mas altera tanto o conteúdo quanto a importância deles. Sobre o conteúdo, os relatórios ambientais poderiam se concentrar mais na análise crítica e integrativa, pois a função de apresentação dos dados já estaria feita pelo sistema. Sobre a importância dos relatórios, estes deixariam de ser a única fonte de aferição de desempenho da atividade e passariam a ser apenas mais um elemento à disposição do IBAMA. A própria análise dos relatórios poderia ser modulada de acordo com o desempenho capturado pelo sistema e seus indicadores: uma atividade que demonstrasse dificuldades de desempenho poderia ter uma análise mais cuidadosa de relatórios, enquanto outra com bons indicadores no sistema poderia ter uma análise expedita.

### ***Além dos relatórios: reuniões e conferências***

O acompanhamento pós-licença baseado na análise de relatórios ambientais traz consigo um viés de avaliação de efetividade procedimental. De modo geral, o foco da avaliação é se o projeto foi implementado como previsto – ou seja, uma avaliação de conformidade de métodos, prazos e escopo – e pouca atenção é dada aos resultados substantivos obtidos e a como o projeto poderia ser aprimorado. Para ajudar a superar esse viés, é preciso utilizar estratégias complementares à análise dos relatórios.

Alguns projetos regionais da Petrobras já vêm adotando o conceito de Reuniões de Avaliação Crítica – RACs para essa finalidade. As RACs, normalmente anuais, são oportunidades onde a equipe de implementação do projeto, a equipe de gestão ambiental da companhia e a equipe do IBAMA se reúnem para apresentações e debates técnicos sobre as atividades realizadas no último ciclo anual. Essa metodologia vem sendo utilizada, por exemplo, no Projeto de Monitoramento de Cetáceos – PMC e no

Projeto de Monitoramento da Paisagem Acústica Submarina – PMPAS, ambos realizados na Bacia de Santos. As RACs têm sido oportunidades importantes para a discussão de diversos aspectos dos projetos, permitindo a realização de ajustes e o refinamento da metodologia e da relatoria. Do ponto de vista do técnico do IBAMA, as RACs permitem uma compreensão crítica dos resultados muito mais sofisticada do que a mera leitura dos relatórios permitiria normalmente.

É evidente que nem todos os projetos ambientais precisam de RACs anuais. O mais importante é a noção de que projetos ambientais continuados precisam ter uma lógica intrínseca de avaliação crítica e melhoria contínua, independente do ciclo de renovação da licença ambiental. Para alguns projetos mais dinâmicos ou inovadores, uma avaliação crítica anual é fundamental. Para outros, um ciclo mais longo de 3 ou 4 anos pode ser suficiente para a melhoria contínua.

Embutir nos próprios projetos ambientais as estratégias de avaliação crítica e aprimoramento é um passo importante, mas ainda mantém cada tema sendo discutido dentro do seu próprio silo. Há, para cada bacia contida nas Áreas Geográficas, um grande contingente de profissionais, consultores e pesquisadores trabalhando com temas distintos dentro do mesmo pacote de controle ambiental das atividades de perfuração marítima. Seria importante incentivar a integração do conhecimento sobre as alterações ambientais causadas pelas operações da Petrobras em cada bacia sedimentar. Ou, indo além, integrar o conhecimento gerado por todas as empresas que operam nas bacias em questão.

A proposta, nesse caso, seria a realização de eventos periódicos de debates e troca de experiências para cada bacia: Campos, Espírito Santo e Santos. Algo como uma conferência ambiental da bacia, realizada a cada 4 ou 5 anos, e que pudesse se estabelecer como um fórum de avaliação integrada sobre o estado da qualidade ambiental da bacia sedimentar. Um evento de tal porte precisaria ser financiado de forma compartilhada pelas empresas do setor, através do IBP, por exemplo. Certamente seriam eventos de grande interesse para diferentes grupos sociais, incluindo setor público, empresas, academia, consultorias, sociedade civil organizada e comunidades afetadas. Eventos de avaliação integrada como esses podem contribuir para a identificação de lacunas de conhecimento a serem endereçadas prioritariamente na bacia, além de promover oportunidades de cooperação e sinergia entre diferentes iniciativas e atores.

### ***Aprimoramento da transparência da pós-licença***

Um aspecto geralmente negligenciado na prática do acompanhamento pós-licença é a comunicação. Do ponto de vista de uma parte interessada no licenciamento, após a concessão da licença ambiental é como se o empreendimento desaparecesse e a obtenção de informações sobre o desempenho ambiental das atividades licenciadas se tornasse muito difícil. Os relatórios ambientais não são sequer disponibilizados publicamente como os documentos técnicos da fase da pré-licença.

Entendendo o acompanhamento pós-licença como parte integral do processo de avaliação de impacto ambiental, não há motivos para não haver a mesma presunção de transparência e publicidade conferida aos documentos e ritos da pré-licença. Assim, disponibilizar os relatórios ambientais para acesso público online deveria ser o primeiro passo para ampliar a transparência da pós-licença. De fato, ao propor um gradiente de boas práticas de participação pública na fase de acompanhamento, Morrison-Saunders et al. (2022) estabelecem que os dois princípios mais básicos são a publicidade obrigatória dos relatórios e a facilidade do acesso ao material publicado – nenhum dos quais presentes na prática brasileira de modo consistente.

Há um projeto ambiental exigido como condicionante das licenças que é voltado exatamente para a tarefa de manter as partes interessadas informadas sobre as atividades sendo realizadas: o Projeto de Comunicação Social - PCS. O PCS é um projeto exigido em todas as licenças ambientais das tipologias de petróleo e gás. Quando da emissão das LOs de Área Geográfica, o PCS foi regionalizado e passou a abarcar todas as atividades da bacia sedimentar.

Na Bacia de Santos, quando foi concedida a primeira licença regional para a produção de petróleo no pré-sal em 2012, foi desenhado um PCS integrado para as atividades da Petrobras na bacia, cobrindo tanto as atividades de perfuração quanto de produção. Nesse processo, uma das inovações foi a criação do site Comunica Bacia de Santos (<https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br>). O site reúne informações sobre todos os empreendimentos da empresa na bacia, incluindo boa parte dos relatórios ambientais vinculados aos projetos condicionantes das licenças.

Assim, a ideia de um site voltado à comunicação sobre as atividades da empresa em determinada bacia vem sendo adotada há mais de dez anos na bacia de Santos e deveria ser estendida para as demais Áreas Geográficas da perfuração. O conceito do site para comunicação até foi estendido para a bacia do Espírito Santo

(<https://comunicaespiritosanto.petrobras.com.br>) mas o site não contempla as atividades de perfuração<sup>95</sup>.

Disponibilizar as informações sobre os empreendimentos licenciados e seus relatórios ambientais é parte importante do aprimoramento da transparência, mas é preciso refletir sobre que informações estão sendo disponibilizadas. Da mesma forma que o EIA é considerado inacessível para o público em geral, necessitando do RIMA para acompanhá-lo, as informações contidas nos relatórios de projetos de monitoramento ambiental tendem a ser de difícil compreensão para o público mais leigo. Duas estratégias complementares poderiam ajudar no avanço dessa questão. A primeira seria adotar como padrão a exigência de um resumo em linguagem não-técnica na abertura de cada relatório de projeto ambiental. Algo bem sintético, de poucas páginas, nos moldes de um *summary for policymakers*, mas contido no mesmo documento do relatório.

A segunda estratégia, complementar à primeira, seria estimular a elaboração periódica de documentos de síntese a partir dos resultados dos projetos ambientais. Por exemplo, a cada 5 anos poderiam ser elaborados relatórios de qualidade ambiental da bacia sedimentar, pensados para serem divulgados ao público mais amplo e contendo os aprendizados dos últimos 5 anos de investigações na região.

### ***Repensando a renovação de licenças***

Hoje em dia, a renovação das licenças das Áreas Geográficas é um processo geralmente insatisfatório do ponto de vista do IBAMA. O cenário mais comum é a validade da licença expirar enquanto os relatórios ainda aguardam análise por parte dos técnicos da equipe. Quando isso acontece, se a empresa tiver solicitado a renovação no prazo previsto, a licença passa ao status de prorrogação automática da validade. Essa situação pode se prolongar por um tempo considerável, como visto na Figura 40 a seguir. No caso da Bacia de Campos, mais de 50% do tempo de vigência da LO nº 782/2008 se deu com o status de prorrogação automática – que é novamente a situação durante a escrita deste capítulo.

---

<sup>95</sup> Acesso em junho de 2022.



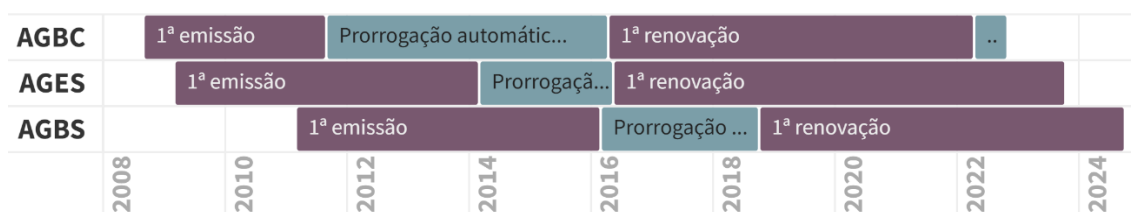


Figura 40: Cronologia das Licenças de Operação das Áreas Geográficas e seus status de validade. Fonte: elaboração própria.

Apesar das poucas consequências práticas – para todos os fins, as licenças seguem válidas quando em prorrogação automática – essa situação evidencia ainda mais o problema do acompanhamento pós-licença baseado em análise de relatórios ambientais. Se os relatórios só são analisados para subsidiar a renovação da licença e esta é sistematicamente atrasada, isso significa que a análise dos relatórios demora ainda mais que o previsto, reforçando o caráter descontínuo da pós-licença.

A experiência pretérita das três renovações já ocorridas nas licenças de Áreas Geográficas indica que geralmente há algum gatilho que finalmente coloca prioridade para as análises que levam à renovação da licença. Do ponto de vista do IBAMA, o gatilho pode ser uma nova gestão interessada em resolver passivos ou a necessidade de alterar alguma condicionante importante. Do ponto de vista da Petrobras, normalmente é a necessidade de alterar o polígono da licença para incluir novas áreas. Recentemente, no entanto, nem essa necessidade de alterar o polígono foi suficiente para que os relatórios fossem analisados. Uma solicitação da Petrobras para inclusão de novas áreas na AGES foi analisada e, recebendo parecer favorável, a licença foi retificada para modificação do polígono<sup>96</sup>. Não houve análise das condicionantes vigentes, apenas das informações necessárias para viabilizar a ampliação do polígono.

Em suma, há um problema crônico nesse modelo. O IBAMA tem um acompanhamento pós-licença fortemente baseado em relatórios ambientais, mas a análise desses relatórios nunca é priorizada – nem quando a licença precisa ser renovada. É claro que muito poderia ser aprimorado por meio do aumento da capacidade instalada: uma equipe maior ou uma equipe dedicada somente à pós-licença poderiam ajudar a manter a análise dos relatórios em dia. No entanto, a chave para um avanço mais significativo pode estar em uma mudança de perspectiva em relação ao acompanhamento e as renovações de licença.

Apesar da ausência de previsão normativa explícita, a prática do licenciamento consolidou a noção de que a renovação de uma licença depende da análise do

<sup>96</sup> A LO nº 823/2009 – 1ª renovação – 1ª retificação foi concedida em 25/5/2022.

“atendimento” às condicionantes estipuladas anteriormente. Como boa parte do atendimento às condicionantes é evidenciado através de relatórios ambientais, as licenças só são renovadas após a análise e aprovação desses relatórios. Na ausência de outras estratégias, a pós-licença vira sinônimo de análise de relatórios ambientais e o modelo acaba reforçando as dimensões descontínuas do acompanhamento (ver Figura 39). Ao invés de uma supervisão continuada da execução da atividade, o que se tem são espasmos de análise documental, concentrados às vésperas da renovação da licença<sup>97</sup>.

O que se propõe neste capítulo é justamente ampliar a caixa de ferramentas da pós-licença, especialmente no caso das licenças de Áreas Geográficas, de modo a que o IBAMA passe a ter uma supervisão mais continuada do desempenho das atividades licenciadas. Nesse contexto, é importante que cada projeto ambiental condicionante das licenças possua sua própria lógica intrínseca de revisão crítica – ou seja, cada projeto já deve prever como se dará seu ciclo de melhoria contínua, com que métodos e sob que cronograma<sup>98</sup>. Quando isso acontecer, os ciclos de aprimoramento dos projetos se tornarão desacoplados do ciclo burocrático de renovação das licenças.

Como consequência, a renovação das licenças passa a poder ser feita com mais agilidade, com foco nas condicionantes administrativas (prazos, marcos processuais, questões formais), uma vez que as condicionantes técnicas estarão sendo acompanhadas de modo contínuo ao longo da operação. Assim, a renovação das licenças ganha um caráter predominantemente formal, de renovação da validade, sem todo o peso da análise de um passivo de relatórios ambientais.

#### ***4.2.3. Considerações finais sobre o modelo das Áreas Geográficas***

O modelo que emergiu da regularização das perfurações da Petrobras é uma experiência exitosa: diversas inovações procedimentais e técnicas foram desenvolvidas ao longo do processo e hoje ajudam a colocar o licenciamento de petróleo e gás do IBAMA na posição de referência nacional que ele ocupa. O resgate histórico feito nesse capítulo é ilustrativo tanto dos desafios técnicos e políticos superados quanto da

---

<sup>97</sup> Há importantes exceções a esse quadro, alguns temas e projetos cujo acompanhamento consegue ser mais continuado, mas no geral a avaliação é essa.

<sup>98</sup> Alguns projetos já funcionam dessa maneira, como o PMP, o PEI/PEVO e os PEAs. A ideia aqui é tornar hegemônico esse modelo e desvincular a renovação da licença da análise técnica dos relatórios – pois estes já estarão sendo avaliados em um calendário próprio.

eficiência com que se realizou o ciclo de regularização em relativamente tão pouco tempo (menos de 10 anos entre o início das tratativas e a última LO regional).

No entanto, como visto anteriormente, alguns aspectos ainda precisam ser aprimorados – especialmente no contexto do acompanhamento pós-licença. As licenças das Áreas Geográficas respondem por uma parcela tão significativa da demanda atual de perfuração marítima que é fundamental que se desenvolvam estratégias específicas para supervisão dessas atividades.

Um importante desafio que se vem se desenhando há alguns anos está relacionado ao compartilhamento de iniciativas regionais de mitigação e monitoramento. Com a continuidade do programa de desinvestimento da Petrobras, é possível que a fatia de operações de outras empresas nas bacias do sudeste siga aumentando. Nesse cenário, haverá uma oportunidade (e uma expectativa da Petrobras) para que programas regionais multiempresas sejam viabilizados. A previsão para esse tipo de iniciativa está explícita na Portaria MMA nº 422/2011:

Art. 24 - Será admitida pelo IBAMA a implementação de programas ambientais regionais, para uma mesma área de concentração de empreendimentos, compartilhados ou não entre empresas, em complementação ou substituição aos projetos ambientais individuais, desde que definida responsabilidade pela sua execução.

Parágrafo único. Novos empreendimentos que venham a ser estabelecidos na região em questão poderão ter acesso ao sistema de compartilhamento previsto no caput, a critério do IBAMA.

No entanto, a concretização de tais programas ambientais regionais compartilhados segue sendo um grande desafio do ponto de vista institucional e regulatório.

Projetos compartilhados pela indústria não são novidade no Brasil: iniciativas como o MAREM (ver p.326) ou o BDCA (ver p.144) conseguiram desenhos institucionais funcionais para viabilizar os projetos. Mas estas foram iniciativas realizadas fora das amarras do licenciamento, sem a lógica intrínseca de desempenho para fins de atendimento a condicionantes de licenças.

Dentro do licenciamento, mas na fase pré-licença, houve recentemente a experiência de cooperação entre as empresas BP, Total e Queiroz Galvão (hoje Enauta) para elaboração do Estudo Ambiental de Caráter Regional da Bacia da Foz do Amazonas e entre BP, Total, Queiroz Galvão, Premier Oil e Chevron para o Projeto de Caracterização Ambiental (*Baseline*) da Margem Equatorial Brasileira, que serão mencionados em maior destaque no próximo capítulo.

Na fase pós-licença, no entanto, tal cooperação parece mais complexa do ponto de vista institucional e regulatório. Como definir adequadamente a responsabilidade pelo projeto compartilhado entre múltiplas empresas e licenças? Como gerenciar penalidades e consequências para um eventual desempenho insuficiente? Essas questões não são insuperáveis, mas requerem arranjos formais que até hoje não conseguiram ser viabilizados. Assim, como há a previsão da Portaria MMA nº 422/2011, o compartilhamento de programas ambientais regionais carece apenas de inovações ligadas à governança do processo.

Mas para além das áreas geográficas da Petrobras, como é a demanda pelo licenciamento da perfuração marítima de poços? Nos últimos anos, além da demanda por renovação de licenças antigas, houve um aumento significativo do interesse da indústria em áreas de novas fronteiras – com destaque para as bacias da margem equatorial. O próximo item será dedicado a caracterizar e avaliar criticamente o licenciamento dos projetos nessa região.

#### **4.3. Para além das Áreas Geográficas: ascensão (e queda?) da Margem Equatorial**

Em 2013 houve a retomada das rodadas de licitações da ANP após um hiato de 5 anos sem oferta de blocos exploratórios em áreas marítimas no Brasil. A discussão acerca do modelo de exploração do pré-sal havia paralisado as outorgas, que enfim retornariam com a 11ª rodada de licitações. Havia na época grande pressão do setor privado para reabertura do mercado brasileiro, mas havia também clara disposição do governo de priorizar a Petrobras nas oportunidades de alto retorno na região do pré-sal. Esse contexto levou à promoção das bacias sedimentares da margem equatorial como a grande nova fronteira de expansão da indústria petrolífera no Brasil.

A margem equatorial é uma faixa ao largo do litoral de estados no Norte e Nordeste brasileiro e é composta por cinco bacias sedimentares: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, na ordem de oeste para leste. Todas são consideradas áreas de novas fronteiras – áreas sem desenvolvimento expressivo anterior de atividades de exploração e produção de petróleo e gás<sup>99</sup>. Na última

---

<sup>99</sup> Há campos petrolíferos antigos em águas rasas nas bacias do Ceará e Potiguar, mas os novos prospectos são todos em águas mais profundas, consideradas novas fronteiras.

classificação feita pela EPE (2021), as bacias sedimentares marítimas consideradas de novas fronteiras são todas aquelas excetuando-se Campos, Santos e Espírito Santo<sup>100</sup>.

Neste item será feito um resgate histórico da oferta de blocos na margem equatorial em 2013 e uma discussão crítica sobre os 10 anos que se passaram desde então no que se refere ao licenciamento ambiental dessas áreas, com foco na atividade de perfuração de poços.

#### **4.3.1.A 11ª rodada: grandes expectativas, apesar dos alertas**

Realizada em maio de 2013, a 11ª rodada de licitações da ANP foi cercada de grandes expectativas, tanto do governo quanto da iniciativa privada. Após 5 anos sem oferta de novas áreas marítimas, a retomada mobilizou o setor e muitas empresas se prepararam para investir no Brasil novamente. A rodada bateu um recorde de 64 empresas habilitadas para participar da licitação, o maior número da série histórica até então. Um dos principais argumentos utilizados pelo governo para aumentar o interesse nas áreas em oferta era o de que havia descobertas recentes na costa da África, nas regiões de Gana e Costa do Marfim, e na América do Sul, na Guiana e no Suriname, que seriam análogas do ponto de vista geológico às bacias brasileiras da margem equatorial, indicando um potencial exploratório promissor (OLIVEIRA, 2013). Outra linha de justificativa dada pela ANP para valorizar a rodada era a intenção de descentralizar o desenvolvimento da indústria petrolífera no Brasil, focando em áreas do Norte e Nordeste (ORDOÑEZ, 2013). A 11ª rodada ofereceu 166 blocos em 7 bacias sedimentares marítimas. Desses, 150 estavam localizados na margem equatorial.

A Figura 41 mostra a distribuição por bacia sedimentar dos blocos arrematados nos últimos 10 anos (2012-2021) no regime de concessão. É evidente o grande salto na aquisição de blocos na margem equatorial em 2013, na 11ª rodada de licitações.

---

<sup>100</sup> Não há uma classificação oficial da maturidade exploratória das bacias sedimentares brasileiras, apesar de conceitos como “novas fronteiras”, “alto potencial” e “maduras” serem utilizados em normativas e políticas públicas. O Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (EPE, 2021) é possivelmente a melhor fonte de referência técnica para essa classificação.

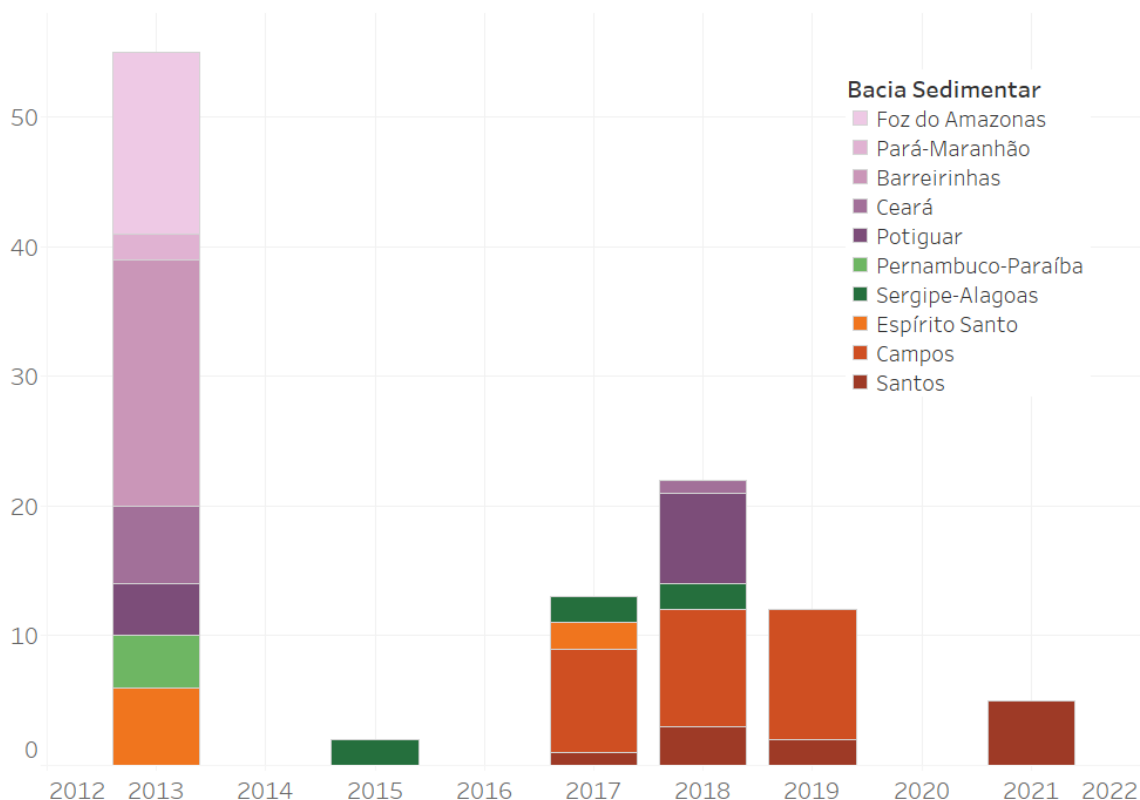


Figura 41: Quantitativo de blocos arrematados nas rodadas de licitações no regime de concessão nos últimos 10 anos (2012-2021), por bacia sedimentar. Em tons de roxo, as bacias da margem equatorial. Em verde, bacias da margem leste. Em laranja, as bacias produtoras do Sudeste. Fonte: elaboração própria com base em dados disponíveis no site da ANP.

Do ponto de vista da avaliação ambiental prévia da rodada, todos os blocos ofertados na 11ª rodada foram aprovados pelo GTPEG (ver histórico no cap. 2). No entanto, apesar da aprovação, muitos alertas foram feitos pelo grupo em seus pareceres técnicos de análise das áreas. Como exemplo, este é um trecho do Parecer Técnico GTPEG nº 01/2013, de 20 de fevereiro de 2013, contendo a conclusão da análise dos blocos propostos para a bacia da Foz do Amazonas:

### 3.2.6 - Subsídios ao licenciamento

A região dos setores SFZA-AP1 e SFZA-AR1 apresenta alguns desafios especiais para o processo de licenciamento ambiental. De forma geral, esses desafios são derivados do fato de a região ser de acesso bastante remoto, tanto no mar quanto em terra, com grandes lacunas de conhecimento sobre a bioecologia das comunidades marinhas e situada próxima à fronteira com a Guiana Francesa.

Para suprir as **significativas lacunas de conhecimento sobre o ambiente** da região poderá ser necessário exigir **levantamentos de dados primários no licenciamento ambiental, tanto biológicos quanto oceanográficos e socioeconômicos**. Esse levantamento de dados primários em região tão remota tende a envolver uma logística bastante difícil e altos custos.

As hipóteses acidentais envolvendo vazamento de óleo no mar implicam em dois desafios distintos, os quais devem ser explorados em detalhe no licenciamento ambiental através de **modelagens robustas de dispersão de óleo**. O primeiro desafio envolve os blocos mais próximos do litoral, pois podem existir cenários acidentais que levem o óleo para a costa. Esse litoral é de alta sensibilidade ambiental, incluindo áreas de manguezal, áreas úmidas e áreas de restinga, e abriga grande extensão do Parque Nacional do Cabo Orange, Unidade de Conservação de Proteção Integral. Desta forma, além da problemática ameaça a um ativo ambiental tão relevante, **há a impossibilidade de se instalar bases de apoio ou mesmo acessar determinadas áreas do parque** para fins de suporte aos planos de emergência individuais das plataformas.

O segundo desafio no que diz respeito aos cenários acidentais com vazamento de óleo envolve os blocos mais afastados, cuja localização tende a gerar trajetórias de **derramamento que levem o poluente para águas jurisdicionais da Guiana Francesa e demais países da costa equatorial sul-americana**. Essa situação é inédita para o licenciamento federal de petróleo e gás e vai requerer intensa articulação institucional dentro do Estado Brasileiro e com os países potencialmente afetados pelos empreendimentos. A necessária articulação internacional para fins de cooperação para contingência a vazamentos pode ter reflexos nos prazos do licenciamento ambiental. Desta forma, **sugere-se o início da articulação com o Ministério das Relações Exteriores o mais cedo possível** no processo de planejamento do setor.

Além dessas questões, há preocupações relativas à intensa hidrodinâmica da região, que envolve correntes muito fortes e movimentos de marés extremamente amplos. Além de ser necessário investir na compreensão dessa dinâmica, essas **condições oceanográficas podem limitar ou mesmo impedir a viabilidade de estratégias de combate a derramamentos de óleo**, como a utilização de barreiras flutuantes para contenção e recolhimento dos hidrocarbonetos.

Como demonstrado, existem significativos desafios a serem superados para demonstração da viabilidade ambiental dos projetos que vierem a ser implantados nesses setores. **Deverão ser exigidas as melhores práticas internacionais de prevenção e preparo a emergências, sendo certo que algumas conjunturas poderão inviabilizar empreendimentos**, dependendo das informações a serem levantadas nos casos concretos. (Parecer Técnico GTPEG nº 01/2013, grifos do autor)

Estes comentários relativos aos blocos da Foz do Amazonas são exemplificativos dos alertas similares feitos pelo GTPEG para as outras bacias da margem equatorial. O parecer técnico do GTPEG foi disponibilizado no site da rodada na época, mas além disso houve uma apresentação da avaliação ambiental no Seminário Técnico da rodada para uma plateia de dezenas de empreendedores que se preparavam para participar da licitação (ver Figura 9).

Apesar dos alertas, 45 dos 150 blocos ofertados nas bacias da margem equatorial foram arrematados na 11ª rodada, sendo 14 na Foz do Amazonas, 2 em Pará-

Maranhão, 19 em Barreirinhas, 6 no Ceará e 4 na bacia Potiguar. As principais empresas vencedoras foram BG (10 blocos arrematados), Total (6), Chariot (4) e Queiroz Galvão (3). As demais empresas – Brasoil, Premier Oil, Ecopetrol, BHP Billiton, BP, Exxonmobil, Petrobras, Ouro Preto, Chevron e OGX<sup>101</sup> – arremataram dois ou menos blocos. Destes blocos, 6 não chegaram a ter seus contratos assinados – 5 deles eram da OGX, que já atravessava dificuldades. Os 39 blocos restantes iniciaram, portanto, seus períodos exploratórios a partir da assinatura do contrato em 2013.

Os programas exploratórios mínimos (PEM) dos contratos de concessão geralmente envolvem a realização de pesquisas sísmicas e perfuração de poços, mas pode haver PEMs onde apenas pesquisas sísmicas estão compromissadas. Assim, como ao menos pesquisas sísmicas teriam que ser realizadas nos blocos arrematados, foi nessa tipologia que o pico de demanda representado pelo sucesso da 11ª rodada foi sentido em primeiro lugar no licenciamento. Nos meses subsequentes à rodada, cerca de 30 processos de licenciamento foram abertos para pesquisas sísmicas marítimas na região, muitos em situação de sobreposição especulativa evidente (essa problemática foi abordada em maior detalhe no capítulo 3.3). Esse surto de demanda, somado à sensibilidade ambiental da região e as significativas lacunas de conhecimento apontadas pelo GTPEG, deu origem a processos conflituosos de licenciamento.

#### **4.3.2. Novas fronteiras em licenciamento: conflitos desde o início**

Para fazer frente aos desafios dos impactos sinérgicos em um contexto de escassez de informações, o IBAMA adotou uma abordagem de ampliar o escopo do pacote de projetos ambientais de mitigação e monitoramento, incluindo iniciativas voltadas à melhoria da compreensão de processos ecológicos e de impacto da pesquisa sísmica. Esses novos projetos foram objeto de grande controvérsia à época, com a equipe técnica defendendo sua legitimidade e as empresas questionando sua pertinência. Em muitos casos, a gestão do IBAMA à época se alinhou com as empresas e cancelou exigências técnicas estabelecidas pela equipe de analistas. Estes processos problemáticos foram bem registrados *a posteriori* no Parecer Técnico nº 02022.000488/2016-18 COEXP/IBAMA de 15/9/2016, que “registra procedimentos não-usuais no licenciamento de pesquisas sísmicas marítimas na margem equatorial”.

Apesar das dificuldades relatadas acima (as quais não serão analisadas em profundidade neste trabalho de tese), diversas pesquisas sísmicas marítimas foram

---

<sup>101</sup> A OGX arrematou 6 blocos, mas ao final da rodada só assinou contrato de um deles.



realizadas nos blocos da 11ª rodada na margem equatorial, como por exemplo as licenciadas por meio das LPS 096/2013, 103/2015, 105/2015, 106/2016, 107/2016 e 108/2016.

Em paralelo, alguns processos de licenciamento para perfuração de poços começaram a ser abertos pelas petrolíferas vencedoras da licitação. A análise do conteúdo dos processos de licenciamento mostra que o cenário de conflito observado nos licenciamentos das pesquisas sísmicas se reproduziu em grande medida nos processos da perfuração de poços. De modo geral, a insegurança técnica causada pela insuficiência de informações a respeito das áreas de novas fronteiras levou o IBAMA a estabelecer Termos de Referência (TRs) contendo escopo ampliado, incluindo projetos de monitoramento e mitigação que não eram usualmente exigidos de perfurações regulares nas bacias do Sudeste, tais como: Projeto de Caracterização e Monitoramento do Nível de Ruídos, Projeto de Monitoramento de Praias, Projeto de Caracterização de Avifauna em Ambiente Costeiro, Projeto de Levantamento Aéreo de Mamíferos Marinhos, e Projeto de Monitoramento Embarcado. Ressalta-se que os Termos de Referência dos projetos da margem equatorial foram submetidos a um processo de consulta pública no início de 2014 e seus conteúdos refletiram, de certa maneira, as expectativas das partes interessadas na região.

Como ocorrido no licenciamento das pesquisas sísmicas, essa questão dos projetos “adicionais” de mitigação e monitoramento se tornou um ponto de conflito entre a indústria e o órgão ambiental. No caso dos projetos de perfuração marítima, a indústria reagiu como um bloco, atuando por meio de sua entidade representativa, o IBP, para questionar a pertinência de tais projetos junto à Diretoria de Licenciamento do IBAMA em Brasília. De modo geral, o pleito da indústria era para que tais iniciativas fossem conduzidas fora dos processos de licenciamento ambiental, através de programas de pesquisa e desenvolvimento independentes.

Uma ilustração de como esse conflito impactou os processos de licenciamento ocorreu nos blocos da Foz do Amazonas, das empresas Total, BP e Queiroz Galvão, e da bacia do Ceará, das empresas Total e Premier Oil, no início de 2015. Nesses cinco processos de licenciamento, as empresas decidiram apresentar o Estudo de Impacto Ambiental sem os projetos “adicionais” previstos no TR, informando que “aguardariam o resultado das discussões entre IBAMA e IBP” sobre esses projetos. Como resultado, a equipe técnica considerou os EIAs incompletos ao fazer o *checklist*<sup>102</sup>, recomendando

---

<sup>102</sup> Procedimento expedito de checagem da itemização dos estudos ambientais. É o que caracteriza a admissão formal do estudo no órgão ambiental e o início dos prazos legais. Busca coibir o protocolo de estudos incompletos para antecipar a contagem de prazos.

ao Diretor de Licenciamento Ambiental do IBAMA a devolução (recusa) dos estudos. Em sequência, o então Diretor redigiu um despacho divergindo da área técnica<sup>103</sup> e defendendo a tese de que o TR seria apenas um roteiro e não precisaria ser seguido à risca pelos empreendedores. Ao mesmo tempo (e de modo contraditório), o Diretor reconheceu a incompletude dos EIAs protocolados e deliberou pela “não incidência do prazo de análise do requerimento de licença até a apresentação completa dos estudos”.

Como consequência, cada estudo de impacto teve que ser revisado e complementado, para incluir justificativas para a não-elaboração dos projetos ambientais solicitados no TR e propor alternativas para endereçar as lacunas de conhecimento em questão. Esse processo de ajuste de expectativas entre as empresas e o órgão ambiental no que se refere ao conteúdo dos estudos ambientais gerou uma demora adicional de diversos meses nos prazos de análise. Olhando em retrospectiva, parece inexplicável a opção das empresas de, concertadamente, deliberarem por não atender às solicitações dos Termos de Referência sem sequer pleitear uma reunião com a equipe para solicitar mudanças nas diretrizes. Possivelmente houve alguma sinalização ou combinado prévio entre gestores que desconsiderou a autonomia da equipe técnica, causando conflitos evitáveis e prolongamento de prazos.

Além dessas questões relatadas, os processos de licenciamento na região ocorriam sob um escrutínio muito maior do que processos similares nas bacias petrolíferas tradicionais. Governos locais, ministérios públicos (estaduais e federal) e sociedade civil organizada acompanhavam de perto o andamento dos processos, solicitando informações e apresentando demandas e questionamentos desde o início. Para fazer frente a esse cenário, o IBAMA adotou algumas medidas para ampliar a participação e a transparência dos processos de licenciamento na região, como a realização de consulta pública sobre os Termos de Referência e a realização de reuniões setoriais prévias às audiências públicas. No processo de licenciamento ambiental da atividade de perfuração marítima no bloco FZA-M-59, por exemplo, a empresa realizou, entre 19 de outubro e 18 de dezembro de 2016, 47 reuniões técnicas setoriais em 22 municípios dos Estados do Pará e Amapá, com a participação de 272 instituições e 476 pessoas.

Quanto às audiências públicas, para os dois licenciamentos que chegaram até essa fase, três audiências foram realizadas para cada projeto, como ilustra o Quadro 17.

---

<sup>103</sup> Despacho 02001.014823/2015-22 DILIC/IBAMA, de 2 de junho de 2015.

<b>Empresa</b>	<b>Blocos</b>	<b>Data</b>	<b>Cidade</b>
Total	FZA-M-57/86/88/125/127	25/7/2016	Salvaterra/PA
Total	FZA-M-57/86/88/125/127	27/7/2016	Belém/PA
Total	FZA-M-57/86/88/125/127	29/7/2016	Macapá/AP
BP	FZA-M-59	9/11/2017	Belém/PA
BP	FZA-M-59	11/11/2017	Oiapoque/AP
BP	FZA-M-59	13/11/2017	Macapá/AP

*Quadro 17: Audiências Públicas realizadas para discussão de projetos de perfuração marítima nas bacias da margem equatorial. Nenhum outro processo de licenciamento da 11ª rodada chegou a essa etapa. Fonte: elaboração própria.*

O forte acompanhamento social segue acontecendo até hoje nos licenciamentos da margem equatorial. Em setembro de 2022 o Ministério Público Federal, por meio de suas procuradorias em Belém/PA e Macapá/AP, encaminhou ao IBAMA a Recomendação Conjunta nº 17/2022 a respeito do licenciamento da perfuração no bloco FZA-M-59<sup>104</sup>. Esse bloco foi inicialmente operado pela BP, que conduziu o licenciamento ambiental junto ao IBAMA de 2014 até 2020, incluindo a realização de 3 audiências públicas em 2017. Em 2019, a empresa informou que o cronograma previa a perfuração de poços em meados de 2021. No entanto, em julho de 2020 a empresa informou que transferiria a operação do bloco à Petrobras, que herdaria o processo de licenciamento.

A Recomendação do MPF insta o IBAMA a não realizar a Avaliação Pré-Operacional (APO) nem conceder a Licença de Operação (LO) à Petrobras enquanto: (i) não for apresentada nova e aperfeiçoada modelagem de dispersão de óleo e (ii) realizada consulta prévia, livre, informada e com boa-fé aos povos indígenas e comunidades tradicionais interessadas, conforme previsão da Convenção OIT nº 169/1989. A resposta formal do IBAMA ao MPF ainda estava em elaboração quando da redação deste capítulo, mas a situação é bem ilustrativa do tipo de percalço incidente sobre os processos de licenciamento na margem equatorial.

#### **4.3.3. Inovando para fazer frente ao desafio**

Naquele contexto de 2013/2014, considerando os alertas feitos pelo GTPEG e a evidente complexidade do licenciamento das pesquisas sísmicas, foram buscadas soluções inovadoras para endereçar questões críticas para o licenciamento da perfuração de poços na margem equatorial.

<sup>104</sup> Processo IBAMA nº 02001.024692/2022-11.

Do ponto de vista institucional, o IBAMA avaliou que seria necessário fornecer uma capacidade técnica dedicada exclusivamente à margem equatorial para fazer frente ao surto de demanda e aos desafios correspondentes. Isso se deu com a criação da Unidade Avançada de Apoio ao Licenciamento de Exploração de Petróleo e Gás do Rio de Janeiro/RJ (UAL) em meados de 2014<sup>105</sup>. A UAL representou a destinação de uma equipe multidisciplinar de 7 analistas ambientais apenas para os licenciamentos da perfuração margem equatorial. Essa equipe conduziu toda a fase inicial dos processos abertos em 2014, incluindo a elaboração e consulta pública dos Termos de Referência, a análise preliminar dos estudos encaminhados e até as reuniões setoriais e audiências públicas dos processos que avançaram de modo mais rápido.

A UAL foi extinta em junho de 2017, quando da reestruturação do IBAMA que extinguiu a CGPEG – Coordenação Geral de Petróleo e Gás, localizada no Rio de Janeiro, e a substituiu pela CGMAC – Coordenação Geral de empreendimentos Marinhos e Costeiros localizada em Brasília. Nesse processo, a UAL também foi extinta. Os processos por ela conduzidos foram remanejados para a COEXP – Coordenação de Exploração, responsável pelo licenciamento de todas as pesquisas sísmicas e perfurações do país (incluindo as áreas geográficas da Petrobras).

Em retrospectiva, parece ter sido uma decisão acertada a criação da UAL, um nicho específico para lidar com a demanda da margem equatorial. Nos anos em que operou, a UAL foi capaz de desenvolver estratégias específicas para lidar com os desafios da nova fronteira, algo que dificilmente teria ocorrido caso a equipe tivesse que atender a outras demandas da tipologia de perfuração de poços marítimos.

Algumas dessas estratégias representaram inovações procedimentais e fizeram uso de dispositivos previstos na Portaria MMA nº 422/2011 (ver item 4.1.1). A partir do incentivo do IBAMA para construção de soluções integradas e compartilhadas entre empresas, três iniciativas são dignas de registro: o Baseline Integrado da Margem Equatorial, o Estudo Ambiental de Caráter Regional da bacia da Foz do Amazonas e a Base Hidrodinâmica da Margem Equatorial.

O projeto de Baseline Integrado da Margem Equatorial Brasileira<sup>106</sup> foi uma iniciativa voltada à obtenção de dados primários atualizados na região para incrementar o conhecimento disponível para subsidiar os processos de licenciamento ambiental. O Baseline Integrado foi desenvolvido em conjunto pelas empresas Total, Queiroz Galvão (Enauta), BP, Premier Oil e Chevron. A campanha de campo foi realizada entre janeiro

---

<sup>105</sup> Portaria IBAMA nº 19, de 18 de setembro de 2014.

<sup>106</sup> Processo IBAMA nº 02022.001025/2014-10.

e maio de 2015 e deu origem a diversos relatórios – um geral da iniciativa, protocolado no IBAMA em junho de 2016, e nove relatórios específicos protocolados no âmbito de processos de licenciamento individuais para os blocos da região.

O Estudo Ambiental de Caráter Regional (EACR)<sup>107</sup> da bacia da Foz do Amazonas foi uma iniciativa que envolveu as empresas BP, Total e Queiroz Galvão (Enauta) – operadoras de blocos na bacia à época – e tinha a ambição de constituir um estudo ambiental de abrangência regional nos moldes previstos no artigo 19 da Portaria MMA nº 422/2011. A ideia era que as informações geradas nesse estudo compartilhado pudessem ser incorporadas por referência nos processos individuais de licenciamento daí em diante. A primeira versão do estudo, incompleta e preliminar, foi encaminhada ao IBAMA em março de 2015. Nos anos subsequentes, diversas complementações e revisões foram efetuadas no documento. A versão final aprovada pelo IBAMA do EACR foi protocolada em abril de 2019 e contemplou a incorporação dos dados gerados pelo Baseline Integrado da Margem Equatorial.

Os EIAs apresentados para blocos da Foz do Amazonas incorporaram as informações do EACR e do Baseline por referência. A estratégia parece ter sido bem-sucedida, ao menos na medida em que representou ganhos de economia e eficiência no processo de avaliação de impacto ambiental.

Já a Base Hidrodinâmica da Margem Equatorial<sup>108</sup> é uma iniciativa compartilhada das empresas Premier Oil, BP, Petrobras, Enauta, Shell e Total, com o objetivo de desenvolver uma base hidrodinâmica confiável e robusta para a região da margem equatorial e subsídio ao licenciamento ambiental. Apesar de o tema da modelagem hidrodinâmica estar na pauta há muitos anos, a iniciativa concreta é mais recente: o plano de trabalho foi apresentado ao IBAMA em abril de 2020, com previsão de conclusão até o final de 2022.

A base hidrodinâmica é um aspecto central da modelagem de dispersão de óleo exigida nos licenciamentos ambientais do IBAMA. Ou seja, na ausência de uma base hidrodinâmica robusta e confiável, toda modelagem de dispersão de óleo fica comprometida. Por consequência, todo o planejamento da contingência também fica prejudicado, coberto de incertezas que atrapalham a definição da viabilidade ambiental do empreendimento e podem até causar o indeferimento da licença, em última análise. O fato de uma década após o leilão ainda não dispormos de uma base hidrodinâmica

---

<sup>107</sup> Processo IBAMA nº 02022.000967/2014-72.

<sup>108</sup> Processo IBAMA nº 02001.016242/2020-92.

de consenso para a região é bastante problemático e este tem sido um caminho crítico para os licenciamentos ainda ativos no IBAMA.

Essas iniciativas compartilhadas evidenciam uma tentativa de suprir importantes lacunas de conhecimento típicas de uma área de nova fronteira exploratória, como apontado pela avaliação ambiental prévia da 11ª rodada pelo GTPEG. Apesar de serem iniciativas bem-vindas, o histórico de implementação mostra que suprir tais lacunas requer um esforço contínuo de médio prazo (plurianual) e significativo investimento nos arranjos de governança para sua viabilização.

#### ***4.3.4.10 anos de margem equatorial e nenhum poço perfurado***

Como visto até aqui neste capítulo, o histórico da exploração na margem equatorial é caracterizado por alertas, conflitos e tentativas de inovação institucional e procedimental. No entanto, passados dez anos da realização da 11ª rodada, apenas pesquisas sísmicas foram realizadas na região. Desse conjunto de blocos, nenhum processo de licenciamento da perfuração chegou à emissão da licença ambiental e nenhum novo poço foi perfurado nessas áreas<sup>109</sup>.

Naturalmente, não se trata de culpabilizar o licenciamento ambiental por esse cenário: basta lembrar que o preço internacional do barril do petróleo saiu de mais de 110 dólares para menos de 40 dólares entre 2014 e 2015<sup>110</sup>. Esse tipo de variação leva à reavaliação geral dos portfólios e das decisões de investimento feitas com outro horizonte de preços. Assim, muitos projetos não foram adiante possivelmente pela mudança nas prioridades de negócio das próprias companhias petrolíferas.

Um levantamento dos contratos exploratórios assinados pela ANP na 11ª rodada mostra que, dos 45 blocos arrematados originalmente, apenas 8 ainda estão ativos – ou seja, com os prazos regulatórios vigentes. A maior parte dos contratos – 19 deles – já tiveram as concessões devolvidas à agência ou sequer foram assinados. Os 18 contratos restantes estão com seus prazos suspensos em agosto de 2022. Apesar de cada contrato suspenso possuir suas justificativas específicas, nada menos que 13 desses 18 foram suspensos a partir de justificativas ligadas ao licenciamento ambiental.

---

<sup>109</sup> A afirmativa refere-se apenas aos blocos leiloados a partir de 2013, na 11ª rodada. Antes disso, há registros de dezenas de poços antigos na região, mas nenhum reservatório foi identificado. Os últimos poços na região foram perfurados em 2012.

<sup>110</sup> Óleo cru tipo Brent.

Ou seja, as empresas foram à ANP solicitar a suspensão dos prazos exploratórios utilizando como argumento a demora no licenciamento conduzido pelo IBAMA.

O Quadro 18 apresenta a situação dos contratos exploratórios dos 45 blocos arrematados originalmente em 2013 na 11ª rodada da ANP.

Bloco	Operadora original	Operadora atual	Status ANP	Proc. Licenciamento IBAMA
FZA-M-57	Total	Petrobras	Ativo	02001.020217/2020-11
FZA-M-59	BP	Petrobras	Ativo	02022.000336/2014-53
FZA-M-86	Total	Petrobras	Ativo	02001.020217/2020-11
FZA-M-88	Total	Petrobras	Ativo	02001.020217/2020-11
FZA-M-90	Queiroz Galvão	Enauta	Suspensão - LA	02022.000390/2014-07
FZA-M-125	Total	Petrobras	Ativo	02001.020217/2020-11
FZA-M-127	Total	Petrobras	Ativo	02001.020217/2020-11
FZA-M-184	OGX		Não assinado	
FZA-M-254	Brasoil	Petro Rio	Suspensão	02001.015569/2019-11
FZA-M-257	BHP Billiton		Devolvido	
FZA-M-320	Ecopetrol		Devolvido	
FZA-M-324	BHP Billiton		Devolvido	
FZA-M-467	Brasoil		Não assinado	
FZA-M-539	Brasoil	Petro Rio	Suspensão	02001.015584/2019-51
PAMA-M-265	Queiroz Galvão	Enauta	Suspensão - LA	02022.000904/2014-16
PAMA-M-337	Queiroz Galvão	Enauta	Suspensão - LA	02022.000904/2014-16
BAR-M-213	OGX		Não assinado	
BAR-M-215	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-217	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-251	OGX		Não assinado	
BAR-M-252	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-254	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-292	Chariot	Chariot	Suspensão	
BAR-M-293	Chariot	Chariot	Suspensão	
BAR-M-298	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-300	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-313	Chariot		Devolvido	
BAR-M-314	Chariot	Chariot	Suspensão	
BAR-M-340	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-342	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-344	BG	Shell	Suspensão - LA	02022.000024/2014-40
BAR-M-346	BP	BP	Suspensão - LA	02022.000705/2014-16
BAR-M-387	Ouro Preto	3R	Ativo	02001.004744/2015-11
BAR-M-388	BG	Shell	Ativo	02022.000024/2014-40
BAR-M-389	OGX		Não assinado	
CE-M-603	Exxon	Ouro Preto	Devolvido	
CE-M-661	Total		Devolvido	02022.000369/2014-01
CE-M-663	OGX		Não assinado	
CE-M-665	Premier		Devolvido	
CE-M-715	Chevron	Petro Rio	Devolvido	02022.000955/2014-48
CE-M-717	Premier		Devolvido	02022.000266/2014-33
POT-M-475	Exxon		Devolvido	
POT-M-567	Ecopetrol		Devolvido	
POT-M-762	Exxon		Devolvido	
POT-M-764	Petrobras		Devolvido	

Quadro 18: Situação dos contratos de concessão dos 45 blocos exploratórios arrematados em 2013 na 11ª Rodada de Licitações nas bacias da margem equatorial. Dados de agosto/2022. “Suspensão – LA” são contratos cujo prazo está suspenso em função de alegações de atraso no licenciamento ambiental. “Não assinado” são contratos que sequer foram assinados, apesar do lance vencedor na licitação. Fonte: elaboração própria com dados do IBAMA e da ANP.

Como ilustrado na Figura 42, há uma nítida concentração espacial dos contratos ativos na Foz do Amazonas. Já nas bacias Potiguar e do Ceará, todos os blocos foram



devolvidos. Na região central que envolve Barreirinhas e Pará-Maranhão, a maioria dos contratos estão suspensos.

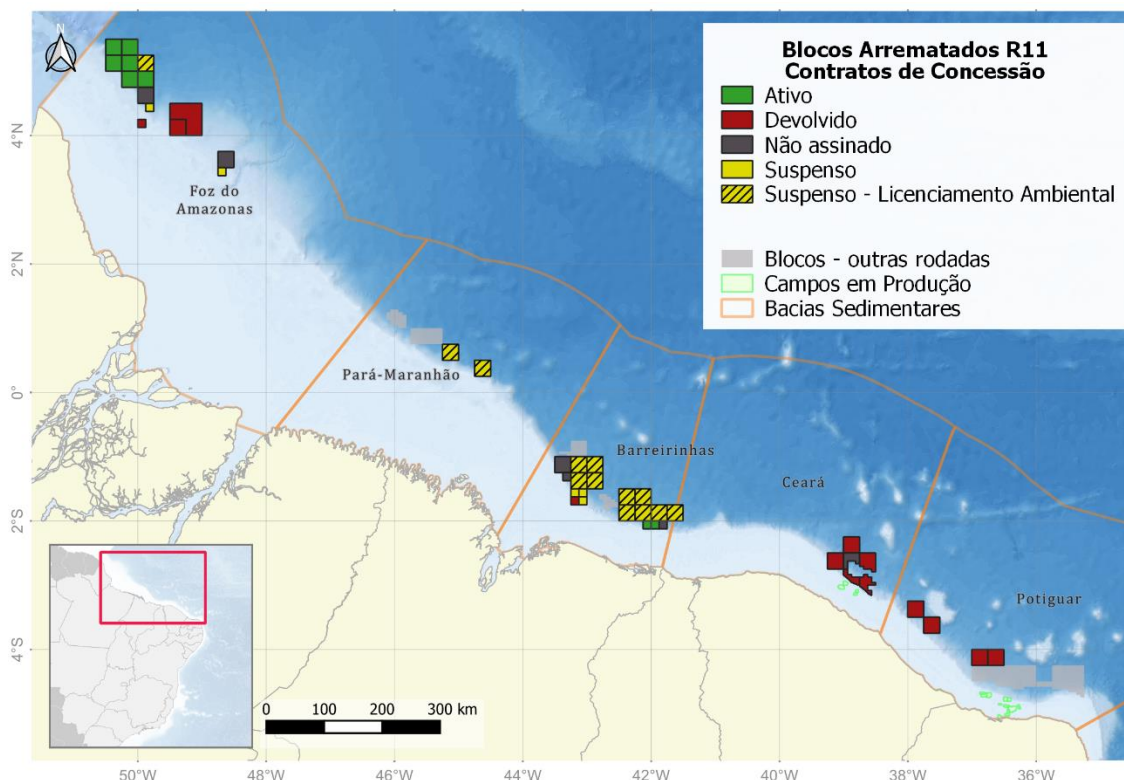


Figura 42: Mapeamento dos blocos exploratórios arrematados em 2013 na 11ª Rodada de Licitações nas bacias da margem equatorial e sua situação contratual em agosto/2022. Quantitativo de contratos: ativos (8), suspensos (5), suspensos em função de atrasos no licenciamento ambiental (13), devolvidos (13), não assinados (6). Fonte: elaboração própria com informações disponíveis no site da ANP.

Ao longo desses anos todos, os processos de licenciamento que mais avançaram foram os da Total (blocos FZA-M-57, 86, 88, 125 e 127) e da BP (bloco FZA-M-59). Ambos passaram pela fase de apresentação do EIA/RIMA e realização de audiências públicas.

No caso da Total, após quatro revisões do estudo de impacto o IBAMA rejeitou a viabilidade do empreendimento e negou a licença ambiental em dezembro de 2018<sup>111</sup>. Os principais argumentos para o indeferimento estavam relacionados à insuficiência de um Plano de Emergência capaz de fazer frente aos riscos de operação em área tão remota e de fronteira internacional. Foi bastante relevante também nesse processo a caracterização do Grande Sistema Recifal Amazônico (GARS – Great Amazon Reef System), uma província de recifes mesofóticos de algas calcáreas com extensão estimada de até 56.000 km<sup>2</sup> ao largo dos estados do Amapá, Pará e Maranhão (BANHA et al., 2022; CORDEIRO et al., 2015; FRANCINI-FILHO et al., 2018; MOURA et al.,

<sup>111</sup> Processo IBAMA nº 02022.000327/2014-62.

2016). A “descoberta” desse novo ecossistema ampliou a sensibilidade ambiental conhecida da região e ensejou a revisão dos estudos ambientais apresentados.

Hoje em dia, tanto o processo da Total quanto o da BP foram transferidos para a Petrobras, nova operadora dos blocos, que tenta dar prosseguimento à aprovação do bloco da BP e reverter a resposta negativa dada à Total. Em maio de 2023, no entanto, o IBAMA indeferiu o pedido de Licença de Operação da Petrobras para o bloco FZA-M-59 com base em insuficiências do planejamento de emergência. A empresa ainda tentava recorrer da decisão do IBAMA quando do fechamento desta tese.

Quanto aos demais processos ativos, existem estudos em fase de análise (blocos da Enauta e da BP em Barreirinhas) e estudos aguardando revisão, seja em função da nova base hidrodinâmica regional sendo elaborada (blocos da Shell em Barreirinhas), seja em função do longo tempo decorrido desde a versão anterior do estudo (bloco da Enauta na Foz do Amazonas).

Em suma, é possível que estes processos ativos ainda tenham suas licenças emitidas no futuro próximo. As principais questões ambientais ainda em discussão nesses projetos envolvem a modelagem de dispersão de óleo (dependente de uma boa base hidrodinâmica) e a capacidade de elaborar um plano de emergência compatível com a sensibilidade da região. Não por acaso, itens que constavam dos alertas realizados pelo GTPEG quando da análise prévia da rodada, em 2013.

#### ***4.3.5. Ascensão e queda da nova fronteira: lições aprendidas e reflexões para o futuro***

A trajetória da margem equatorial até aqui é uma história recheada de aprendizados potenciais. Se por um lado as dificuldades encontradas no licenciamento ambiental não surpreendem a quem leu com atenção os alertas feitos pelo GTPEG, por outro permanece a sensação de oportunidade perdida – daria para ter sido diferente. Todos os temas sensíveis eram conhecidos na partida, há dez anos atrás: escassez de informações primárias sobre a biodiversidade local, ausência de bases hidrodinâmicas robustas para subsidiar modelagens confiáveis, limitações e desafios para estruturar planos de emergência efetivos para a região (incluindo a questão transfronteiriça), dentre outros.

Na época da 11ª rodada de licitações, a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) havia sido criada há poucos meses. A AAAS estava nas etapas iniciais de implementação, o que inclui exatamente a definição das áreas-alvo da avaliação. A

escolha de Sergipe/Alagoas e Jacuípe ao invés de bacias da margem equatorial entrará para a história como um erro grosseiro de avaliação.

A realização de uma AAAS no início do ciclo exploratório teria endereçado diversas questões relevantes para o licenciamento das atividades na margem equatorial, incluindo a identificação dos caminhos críticos e o encaminhamento de soluções. Na ausência dela, essas questões tiveram que ser tratadas dentro do licenciamento ambiental por meio de soluções regionais compartilhadas entre as empresas. Essa alternativa – apesar de inovadora – se revelou menos efetiva e eficiente, pois elevou a complexidade dos licenciamentos individuais e onerou significativamente o processo em termos de custos e de prazos.

A combinação dessas dificuldades com a piora no cenário econômico global e a queda do valor do barril transformou a grande expectativa sobre a margem equatorial em uma grande frustração – ao menos até o momento.

Uma importante lição para o futuro é a de que uma nova fronteira exploratória precisa de uma boa dose de planejamento estratégico para ser viabilizada. Do ponto de vista ambiental, questões identificadas há dez anos seguem sem solução até hoje, apesar dos esforços empreendidos. Essas questões precisariam ter sido endereçadas antes da oferta dos blocos: ao menos um plano para o enfrentamento estratégico precisaria ter existido.

A situação poderia ter sido diferente caso o governo federal tivesse assumido sua responsabilidade, por exemplo, em articular diplomaticamente as condições para cooperação internacional no que se refere às ações de contingência em caso de vazamento de óleo transfronteiriço. Ou tivesse estruturado um programa de pesquisa e desenvolvimento específico para a região, voltado a suprir as lacunas de conhecimento que já haviam sido identificadas. Ou tivesse investido no fortalecimento institucional do IBAMA para que fosse possível aumentar a capacidade instalada no licenciamento ambiental. No entanto, mesmo essas possíveis lições parecem hoje fora de lugar.

O ciclo exploratório de petróleo offshore é um processo de longo prazo, especialmente em novas fronteiras onde os modelos geológicos ainda precisam ser mais bem compreendidos e validados. O tempo decorrido entre a aquisição de um bloco em uma rodada de licitações e a primeira descoberta de acumulações de hidrocarbonetos pode variar bastante, mas raramente seria inferior a cinco anos. No caso da 11ª rodada de licitações, o prazo do período exploratório previsto no edital da ANP era de 7 a 8 anos para as bacias da margem equatorial. Essa seria a expectativa para a primeira descoberta, após o que ainda viria a fase de delimitação de reservatório,

avaliação das acumulações e planejamento do desenvolvimento da produção. Para o início efetivo da produção comercial, o prazo desde a aquisição do bloco pode facilmente chegar a uma década – especialmente em novas fronteiras, onde boa parte da infraestrutura associada à produção precisaria ainda ser estabelecida em terra.

Além disso, em um cenário de emergência climática cada vez mais acentuado, onde a transição energética começa a ganhar concretude, iniciar um ciclo exploratório petrolífero em nova fronteira ambientalmente sensível como a margem equatorial é uma decisão que merece amplo debate.

#### **4.4. Considerações gerais sobre o futuro do licenciamento da perfuração de poços marítimos**

Este capítulo abordou a tipologia de perfuração de poços marítimos, o “coração” da fase exploratória de petróleo e gás. Aqui foi feito um resgate histórico da evolução normativa e procedimental do licenciamento ambiental da perfuração, incluindo um panorama sobre a dinâmica atual do setor.

Duas frações importantes da demanda por licenciamento foram escolhidas como estudos de casos para análise crítica e proposição de contribuições: o licenciamento regional desenvolvido para as atividades contínuas da Petrobras nas bacias produtoras e o licenciamento de blocos exploratórios na nova fronteira da margem equatorial. Esses dois casos não poderiam ser mais díspares: enquanto as áreas geográficas da Petrobras concentram mais poços do que o IBAMA consegue acompanhar adequadamente, na margem equatorial o setor petrolífero tenta perfurar o primeiro poço há dez anos, sem sucesso até o momento.

O licenciamento da tipologia de perfuração marítima de poços segue sendo possivelmente o maior desafio no contexto das atividades de petróleo e gás offshore. A coexistência de uma lógica de atividades continuadas e outra de atividades efêmeras coloca questões únicas para o controle ambiental da tipologia. Pressionado simultaneamente pelas questões ligadas ao planejamento do setor e pela forte concentração assimétrica da demanda, o licenciamento da perfuração precisa ser repensado com certa urgência. As lições e *insights* para aprimoramento da prática são abundantes a partir dos casos analisados e foram apresentados ao longo do capítulo. Alguns aspectos técnicos foram ainda aprofundados no contexto da discussão dos impactos e riscos ambientais que consta do Apêndice A, item 10.2.2.

Uma questão de fundo bastante relevante é a capacidade instalada do órgão ambiental. Tecnicamente, capacidade instalada é um conceito mais amplo que envolve as condições de execução das tarefas e processos atribuídos a uma organização, considerando os recursos disponíveis em algum tempo determinado. No caso de processos intensivos em análise humana, como é o caso do licenciamento ambiental, o quantitativo do quadro de pessoal fornece uma boa aproximação da capacidade da organização. Atualmente, no segundo semestre de 2022, a equipe do IBAMA dedicada exclusivamente ao licenciamento ambiental da perfuração de poços marítimos é de 17 analistas ambientais, de diversas formações técnicas.

Embora não haja uma fórmula ideal, é esperado que a equipe técnica possa conduzir simultaneamente:

- análises em pré-licença: quanto maior a equipe, maior é o número de análises que ela consegue processar simultaneamente, incluindo atividades como realização de audiências públicas e elaboração de termos de referência;

- análises em pós-licença: quanto maior a equipe, maior é a capacidade de análise de relatórios e realização de vistorias de acompanhamento;

- discussões técnicas diversas: parte do tempo da equipe é utilizado para avançar entendimentos, gerar inovações procedimentais, atualizar conhecimento, etc.

Em um cenário de recursos escassos (equipe reduzida), essas funções são prejudicadas e uma priorização se faz obrigatória. Em geral, essa priorização acontece no sentido da pré-licença, deixando de lado funções de acompanhamento das atividades e aprimoramento da prática.

Assim, considerando as propostas feitas ao longo do capítulo, a capacidade instalada atualmente no IBAMA parece insuficiente para fazer frente às inovações necessárias – especialmente no acompanhamento pós-licença. Na ausência de um aumento na equipe, uma eventual priorização da pós-licença necessariamente significaria o alongamento dos prazos de pré-licença, o que tenderia a aumentar os conflitos já tão presentes no licenciamento da tipologia. O fortalecimento da equipe técnica do IBAMA, com a chegada de novos analistas com perfis adequados, é fundamental para que o licenciamento da perfuração possa superar as limitações atuais.

Os próximos anos ainda devem testemunhar a realização de muitas perfurações para desenvolvimento de reservatórios já descobertos e para a otimização da produção em campos antigos. Desta forma, é provável que a demanda por licenciamento siga

concentrada nas bacias produtoras do Sudeste, com grande destaque para as áreas geográficas da Petrobras.

A margem equatorial segue sendo uma incógnita. Apesar de todos os alertas sendo feitos há 10 anos e das evidentes dificuldades no licenciamento ambiental desde então, a região segue sendo alvo de forte lobby por parte do governo e da indústria petrolífera. Em setembro de 2022, uma notícia intitulada “Petrobras corre para explorar ‘novo pré-sal’ em 2022” foi publicada em um relevante portal de notícias (CARREGOSA, 2022), dando como certa a emissão da Licença de Operação até o final do ano para a empresa no bloco que era operado anteriormente pela BP (FZA-M-59). A matéria não ouviu o IBAMA. A licença foi negada em maio de 2023.



*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney.  
Prompt de texto: "The Petrobras FPSO P-67 in a marine scene, in the style of van Gogh's Starry Night".*

## **5.Licenciamento ambiental dos sistemas de produção e escoamento de petróleo e gás natural**

---

Este capítulo abordará a tipologia de sistemas de produção e escoamento de petróleo e gás natural no ambiente marinho. Uma breve caracterização tecnológica e dos impactos ambientais pode ser encontrada no Apêndice A, item 10.3. Aqui, este capítulo inicia por um resgate da evolução do licenciamento ambiental da produção no Brasil. Na sequência, um estudo de caso foi selecionado para análise crítica: o licenciamento multiprojeto aplicado ao polo pré-sal da Bacia de Santos.

## **5.1. Licenciamento ambiental da produção marítima: passado e presente**

### ***5.1.1. Evolução normativa***

Como detalhado no Apêndice A (item 10.3.1), o crescimento da produção petrolífera offshore no Brasil se intensificou na década de 1980 com as descobertas em águas profundas na bacia de Campos. Esse período coincide com o desenvolvimento da legislação brasileira sobre licenciamento ambiental em nível federal, cujos principais marcos fundadores são a Lei da Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/1981), sua regulamentação (Decreto nº 88.351/1983) e o regramento sobre a avaliação de impacto ambiental (Resolução CONAMA nº 01/1986).

É possível rastrear a existência de alguns poucos processos de licenciamento ambiental anteriores à estruturação do escritório do IBAMA no Rio de Janeiro (ELPN/IBAMA) no final de 1998. Esses licenciamentos eram conduzidos pela administração central do instituto, em Brasília. Uma importante fonte de informações sobre esse período inicial do licenciamento é a tese de doutorado da procuradora federal Telma Malheiros, gestora do escritório de licenciamento do IBAMA entre 1998 e 2002, e já mencionada anteriormente nesta tese.

Segundo levantamento disponibilizado em Malheiros (2002), houve 18 processos de licenciamento de empreendimentos de produção tramitando no IBAMA em Brasília antes da criação do ELPN em 1998. No entanto, a grande maioria das plataformas de produção marítima atuava sem licença ambiental válida ao final de 2001: 94 de 109 operavam irregularmente do ponto de vista ambiental (MALHEIROS, 2002). Assim, de modo análogo à evolução do licenciamento da perfuração, a produção também é caracterizada por dois ramos de desenvolvimento, a regularização de atividades iniciadas antes do licenciamento ser estruturado (passivo) e o licenciamento de novas atividades. A diferença principal é que, no caso da produção, em pouco tempo os novos licenciamentos passaram a ser mais relevantes em termos de volume de operações e risco ambiental associado.



### **5.1.1.1. Regularização de plataformas antigas**

A regularização ambiental das plataformas antigas foi iniciada por Termos de Compromisso (TCs) assinados no âmbito da Lei nº 9.605/1998 (Lei de Crimes Ambientais). Em março de 1999, foram assinados quatro TCs entre o IBAMA e a Petrobras, com a seguinte abrangência: bacia de Campos (19 plataformas<sup>112</sup>), bacias do Ceará e Potiguar (28 plataformas), bacia do Espírito Santo (3 plataformas), e bacia de Sergipe/Alagoas (25 plataformas). Esse conjunto envolvia plataformas que iniciaram a produção em épocas bem distintas, como Guaricema (1969) em Sergipe/Alagoas e Aratum (1995) na bacia Potiguar. Ou seja, muito depois do licenciamento ambiental ser criado e regulamentado em nível federal<sup>113</sup>, a empresa ainda estava implementando atividades potencialmente poluidoras sem passar pelo crivo do licenciamento ambiental. Apenas após a perspectiva de responsabilização criminal dos profissionais envolvidos é que o interesse na regularização ambiental ganhou impulso.

Segundo relato de Malheiros (2002), essa regularização com base em Termos de Compromisso caminhou muito mal nos primeiros anos de processo, com a Petrobras não cumprindo parte das obrigações e o IBAMA não conseguindo analisar a parte que lhe foi encaminhada. Nessa avaliação de 2002, os TCs estariam servindo “apenas para suspensão da aplicação das sanções administrativas” (p.368).

Ao longo dos anos subsequentes, com o final dos prazos previstos nos TCs e seus termos aditivos, houve uma nova orientação jurídica dentro do IBAMA para que os instrumentos fossem convertidos em Termos de Ajustamento de Conduta – TACs. Assim, diversos TACs de Produção, como ficaram conhecidos, foram assinados em 2002 (Campos), 2005 (Potiguar e Ceará), 2007 (Santos), 2008 (Sergipe-Alagoas) e 2009 (Espírito Santo), de acordo com uma certa priorização em termos de número de instalações e complexidade. Enquanto os TACs não eram assinados, as plataformas antigas permaneciam em um estado de regularidade precária, baseada nos TCs assinados em 1999, cuja validade havia expirado pelo menos desde 2005.

Os TACs envolveram plataformas em operação de dois tipos: (i) plataformas antigas não-licenciadas e (ii) aquelas cuja licença, concedida pelo IBAMA na década de 1990, não foi renovada por descumprimento de itens básicos como a existência de

---

<sup>112</sup> Plataformas e respectivos sistemas de escoamento e unidades de apoio.

<sup>113</sup> Desde 1986, a Resolução CONAMA nº 01/1986 havia estabelecido a obrigatoriedade de elaboração de EIA/RIMA para o licenciamento de atividades de “extração de combustível fóssil (petróleo, xisto, carvão)” (art. 2º, inc. VIII).

Plano de Emergência Individual – ou seja, licenciamentos irregulares perante a legislação da época. Um caso especial se deu na bacia de Santos, onde a plataforma de Merluza havia sido licenciada em 1992 pela Secretaria de Meio Ambiente do Estado de São Paulo. Em 2002, quando a distribuição de competências entre os entes federativos já estava mais consolidada, a Petrobras procurou o IBAMA para renovar a licença de operação concedida pelo estado – ao que foi informada que precisaria passar por um licenciamento corretivo. Merluza acabou inserida no TAC de produção/perfuração da Bacia de Santos e a LO nº 1.004/2011 foi emitida em 28/2/2011, regularizando a situação do campo.

Essa regularização pretendida pelos TACs das diferentes bacias sedimentares produtoras se estendeu ao longo de muitos anos, e foi feita por meio de estudos e relatórios ambientais (Relatórios de Avaliação Ambiental – RAA e Relatórios Simplificados de Desempenho Ambiental - RSDA), vistorias às instalações, acompanhamento dos planos de emergência e realização de audiências públicas, resultando nas Licenças de Operação do quadro a seguir.

<b>Bacias Potiguar e Ceará</b>		<b>Processo IBAMA nº 02022.005301/1998-84</b>
<b>TAC</b>	09/12/2005	Assinatura do TAC
<b>AP</b>	31/07/2018	Audiência Pública em Guamaré/RN
<b>AP</b>	02/08/2018	Audiência Pública em Paracuru/CE
<b>LO 1544/2019</b>	09/12/2019	Campos de Agulha, Ubarana, Cioba, Oeste Ubarana, Pescada e Arabaiana
<b>LO 1543/2019</b>	09/12/2019	Campos de Atum, Curimã, Espada e Xaréu
<b>LO 1542/2019</b>	09/12/2019	Campo de Aratum
<b>Bacia de Sergipe-Alagoas</b>		<b>Processo IBAMA nº 02022.005302/1998-47</b>
<b>TAC</b>	30/04/2008	Assinatura do TAC
<b>AP</b>	19/11/2011	Audiência Pública em Aracaju/SE
<b>LO 1391/2017</b>	12/06/2017	Campos de Camorim, Caioba, Dourado, Guaricema e Salgo
<b>Bacia do Espírito Santo</b>		<b>Processo IBAMA nº 02022.005303/1998-18</b>
<b>TAC</b>	29/09/2009	Assinatura do TAC*
<b>Bacia de Campos</b>		<b>Processo IBAMA nº 02022.008099/2002-35</b>
<b>TAC</b>	23/12/2002	Assinatura do TAC
<b>AP</b>	29/08/2015	Audiência Pública em Rio das Ostras/RJ
<b>LO 1340/2016</b>	22/07/2016	Campos de Marlim e Voador (P-18, P-19, P-20, P-26, P-27, P-32, P-33, P-35 e P-37)
<b>LO 1379/2017</b>	20/04/2017	Campo de Albacora (P-25 e P-31)
<b>LO 1409/2017</b>	31/10/2017	Campos de Pampo, Linguado, Badejo e Trilha (PPM-1 e SS P-12)
<b>LO 1511/2019</b>	13/03/2019	Campo de Pargo (plataforma PPG-1A/B), Vermelho (PVM-1, PVM-2 e PVM-3 e Carapeba (PCB-1/3 e PCB-2)
<b>LO 1562/2020</b>	29/04/2020	Campos de Enchova, Bonito e Enchova Oeste (PCE-1), Bicudo (P-07), Marimbá (P-08) e Piraúna (P-15)

<b>LO 1589/2020</b>	21/08/2020	Campos de Garoupa (plataforma PGP-1), Namorado (PNA-1 e PNA-2), Cherne (PCH-1 e PCH-2) e Corvina (P-09)
<b>Bacia de Santos</b>		<b>Processo IBAMA nº 02022.003119/2005-24</b>
<b>TAC</b>	04/04/2007	Assinatura do TAC
<b>AP</b>	28/11/2010	Audiência Pública em Santos/SP
<b>AP</b>	30/11/2010	Audiência Pública em Itajaí/SC
<b>LO 1004/2011</b>	28/02/2011	Campo de Merluza
* Não há licença de operação, pois a produção do campo de Cação foi encerrada pouco depois da assinatura do TAC-ES. O objeto da regularização deixou de existir com o descomissionamento das plataformas alguns anos depois.		

*Quadro 19: Principais marcos formais dos processos de regularização da atividade de produção nas diferentes bacias sedimentares. As bacias estão ordenadas de norte a sul. Fonte: elaboração própria com base nos processos de licenciamento ambiental.*

A demora de anos no processo de regularização das atividades de produção tem relação com a baixa priorização de parte a parte. A Petrobras não demonstrava nenhuma pressa em resolver o passivo de licenciamento, especialmente porque isso significava em geral realizar ajustes e investimentos em projetos que já caminhavam para seu final de vida útil. Da parte do IBAMA, era evidente a dificuldade de alocação de recursos humanos para as análises e vistorias necessárias – recursos escassos são sempre destinados à agenda de novos licenciamentos. Essa lentidão tornou os processos ainda mais complexos, pois progressivamente passaram a incluir as decisões relacionadas ao descomissionamento das plataformas e sistemas.

Nesse contexto, por exemplo, é relevante mencionar o TAC de produção da bacia do Espírito Santo<sup>114</sup>. O TAC-ES, voltado à regularização do campo de Cação, foi assinado finalmente em setembro de 2009. Menos de um ano depois, em julho de 2010, a regularização perdeu seu objetivo quando a Petrobras paralisou a produção na plataforma por razões econômicas. Algum tempo depois, a empresa solicitou autorização para o descomissionamento da plataforma antes de concluída a tramitação para concessão da Licença de Operação. Nesse caso, o esforço se voltou para a aprovação do plano de descomissionamento e a LO nunca foi concedida.

Em agosto de 2020, em plena pandemia de COVID-19, o IBAMA conseguiu emitir a Licença de Operação nº 1589/2020 referente à produção nos campos de Garoupa (plataforma PGP-1), Namorado (PNA-1 e PNA-2), Cherne (PCH-1 e PCH-2) e Corvina (P-09), na bacia de Campos. Essa licença encerrou o longo ciclo de regularização da atividade no Brasil – após 21 anos dos TCs originais, foi possível atestar que toda a atividade de produção marítima de petróleo e gás natural era feita com base em licenças ambientais regulares.

<sup>114</sup> Processo IBAMA nº 02022.005303/98-18.

Em paralelo a esse ciclo de regularização das atividades da Petrobras, novos projetos foram sendo licenciados desde o início – incluindo aqueles de empresas privadas que entraram no mercado brasileiro após 1997, com a abertura do monopólio.

### **5.1.1.2. Novos licenciamentos**

O licenciamento de novos projetos de produção começou a acontecer a partir da publicação de duas normas em um período pouco maior que um ano: a Portaria IBAMA nº 101/1993, de 23 de setembro de 1993, e a Resolução CONAMA nº 23, de 7 de dezembro de 1994. Essas normas, já criticadas anteriormente nesta tese (ver item 4.1.1) estabeleceram ritos bastante similares para o licenciamento da produção, apesar de pequenas diferenças de nomenclatura.

Desde o início, os que hoje se denominam Testes de Longa Duração (TLDs) foram considerados como uma tipologia específica, com o nome de “produção para pesquisa”. Enquanto na portaria a licença exigível para essas atividades era denominada Licença Especial de Produção para Pesquisa – LEPP, na resolução do CONAMA essa nomenclatura virou Licença Prévia de Produção para Pesquisa – LPpro. É difícil rastrear a motivação para essa alteração, mas provavelmente estava relacionada à ausência, na portaria, de uma licença prévia para a atividade de produção – eram apenas exigidas a LI e a LO. A Licença Prévia (LP) estava prevista no regramento do licenciamento desde o decreto nº 88.351/1983, que regulamentou a Política Nacional do Meio Ambiente. Assim, na resolução CONAMA a LEPP virou LPpro e a etapa de produção para pesquisa era licenciada a partir de um Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA, que deveria conter um “plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, com avaliação ambiental e indicação das medidas de controle a serem adotadas”.

A ideia da licença prévia para produção para pesquisa era uma impropriedade jurídica completa: a LP, por definição, é concedida “na fase preliminar do planejamento” e não autoriza quaisquer atividades – quanto mais uma produção offshore de petróleo, ainda que na fase inicial da exploração do campo. A LPpro, para todos os fins, tinha um caráter de Licença de Operação, apesar da nomenclatura. A tese de Telma Malheiros (MALHEIROS, 2002) identifica um problema adicional: a exigência de um estudo simplificado (EVA) para o licenciamento da produção para pesquisa na prática era uma forma de burlar a exigência de EIA/RIMA para o licenciamento ambiental de uma atividade de extração de combustível fóssil, como previsto na Resolução CONAMA nº 01/1986. A consequência perversa desse arranjo foi que em muitos casos a licença

obtida para uma produção para “pesquisa” (LPpro) era utilizada para produção de um campo indefinidamente, evitando o licenciamento baseado em EIA/RIMA. Por vezes, a produção era mantida com base na licença do TLD por anos, até o esgotamento do campo ou a obtenção de uma licença de operação para produção regular. Essa situação ocorreu em diversos casos, como indica o quadro a seguir:

TLD	Licença	Início	Duração
Caravela	LEPP 01/94	08/04/1994	8 anos e 10 meses
Paru	LPpro 02/96	20/05/1996	14 anos
Espadarte	LPpro 05/00	04/08/2000	4 anos e 7 meses
Jubarte	LPpro 07/02	10/10/2002	3 anos e 3 meses
Golfinho	LPpro 11/06	02/02/2006	1 ano e 11 meses

*Quadro 20: Casos selecionados de TLDs licenciados em rito simplificado que tiveram durações muito superiores à esperada para um teste. O TLD de Caravela produziu até esgotar a produção no campo. Fonte: planilha de controle interno do IBAMA organizada pelo analista ambiental Guilherme Carvalho.*

Olhando em retrospectiva, parecem óbvios os problemas formais advindos dessa normatização da “produção para pesquisa”. Por outro lado, esse histórico é um bom retrato de como a evolução do licenciamento ambiental foi repleta de meandros e atritos, até chegarmos ao sistema razoavelmente estável que conhecemos hoje nas tipologias de petróleo e gás.

Um tipo similar de resistência à adoção efetiva do EIA/RIMA se deu na própria tipologia de produção e escoamento. A Resolução CONAMA n° 23/1994, reproduzindo conteúdo da Portaria IBAMA n° 101/1993, estabelecia que a atividade de “produção efetiva para fins comerciais” requeria a emissão de Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO). Para tanto, exigia a apresentação de Estudo de Impacto Ambiental – EIA ou Relatório de Avaliação Ambiental – RAA para subsidiar a LI e Projeto de Controle Ambiental – PCA para a LO. A diferença entre o EIA e o RAA é que este último era um estudo executado sem os ritos adicionais vinculados ao EIA, como a necessidade de um RIMA e as audiências públicas.

Segundo a Resolução CONAMA n° 23/1994, o RAA era voltado ao licenciamento de empreendimentos de produção “onde a atividade já esteja implantada” (art. 10) ou “caso a atividade implantada esteja sujeita a regularização” (art. 11). O segundo caso está evidente – a regularização (via TACs, por exemplo), depende da elaboração de RAA. O primeiro caso, no entanto, é mais obscuro: o que o CONAMA pretendeu dizer com área onde a atividade já esteja implantada? Em uma interpretação mais restrita, o RAA seria utilizado para o licenciamento de ampliações de empreendimentos no mesmo campo/área. Em uma interpretação mais ampla, o RAA poderia ser utilizado caso já houvesse qualquer outro empreendimento de produção na bacia sedimentar. Malheiros

(2002) revela que essa interpretação mais ampla foi utilizada pelo IBAMA até 1999 e que a leitura mais restrita só ganhou espaço a partir da criação do ELPN. Ou seja, a adoção de EIA/RIMA para o licenciamento de atividades de produção só começou a acontecer a partir da interpretação mais restritiva (e conservativa) que o grupo de profissionais pioneiros do ELPN teve da Resolução CONAMA n° 23/1994. Em 1999, apenas dois processos foram enquadrados para EIA/RIMA, enquanto em 2000 e 2001 esse quantitativo subiu para três e cinco processos de licenciamento, respectivamente (MALHEIROS, 2002). A adoção do EIA/RIMA a partir de 1999 permitiu, pela primeira vez, a participação pública no licenciamento ambiental das atividades de produção marítima de petróleo no Brasil.

No entanto, a primeira experiência não foi exatamente bem-sucedida. O primeiro licenciamento da tipologia com EIA/RIMA e audiências públicas foi o do Sistema de Produção e Escoamento do Módulo I do Campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos (Plataformas P-38 e P-40). No entanto, após as audiências públicas o IBAMA descobriu que o empreendimento já estava sendo instalado, à revelia do processo licenciatório. A empresa foi multada em R\$ 10 milhões – valor máximo previsto pela regulamentação à época – e a infração deu origem a novo TAC, com a interveniência do MPF. Malheiros (2002) detalha ainda diversas impropriedades técnicas e jurídicas desse processo de licenciamento, incluindo a emissão da LO pela administração central do IBAMA em Brasília sem aprovação prévia de Plano de Emergência Individual.

Questões consideradas absurdas hoje em dia – como a concessão de licenças de operação sem PEI aprovado – foram frequentes nesses primeiros anos de prática do licenciamento da produção de petróleo no Brasil. O amadurecimento progressivo se deu a partir de dois eventos principais: a criação do ELPN no final de 1998, que permitiu o desenvolvimento de uma expertise dedicada à tipologia no IBAMA/RJ, e a chegada da primeira turma de analistas ambientais concursados no final de 2002. Os primeiros analistas concursados representavam metade da equipe técnica do ELPN em meados de 2003 e foram responsáveis, junto com os consultores que compunham a outra metade da equipe, por estruturar procedimentos e estabelecer entendimentos técnicos que se tornaram a origem de grande parte do que veio a ser o licenciamento da tipologia.

Um exemplo eloquente desse processo de amadurecimento foi a decisão de migrar para a Resolução CONAMA n° 237/1997 deixando gradativamente de utilizar a bastante criticada Resolução CONAMA n° 23/1994. Embora mais recente, a resolução 237/1997 não revogou explicitamente a 23/1994, dando margem a uma interpretação bastante disseminada de que a norma mais específica deveria prevalecer, mesmo

sendo mais antiga. No entanto, o licenciamento trifásico previsto na Resolução CONAMA nº 237/1997 (LP, LI e LO) é um esquema formalmente mais robusto que a opção da Resolução CONAMA nº 23/1994 de exigir apenas LI e LO para empreendimentos de produção petrolífera.

A possibilidade de emitir uma Licença Prévia atestando a viabilidade ambiental do empreendimento antes de autorizar qualquer atividade no campo se mostrou especialmente útil para a tipologia, pois permitiu acolher com flexibilidade os diversos arranjos possíveis para esses projetos. Dentre as muitas variáveis de um projeto de desenvolvimento da produção offshore, estão: o número de plataformas (e o tipo delas), a presença de gasodutos e oleodutos de escoamento, a necessidade de novas perfurações de desenvolvimento etc. Assim, a emissão de uma LP “guarda-chuva” para o projeto permitiu a concessão de tantas Lis e LOs quanto fossem necessárias, de acordo com as características do projeto apresentado. Além disso, a adoção da Resolução CONAMA nº 237/1997 obrigava à elaboração de EIA/RIMA, encerrando a problemática preferência das empresas pela utilização do RAA como estudo ambiental.

O primeiro Termo de Referência com menção explícita à Resolução CONAMA nº 237/1997 e à emissão de uma Licença Prévia foi o TR 07/2005, emitido em 11 de abril de 2005 para o Projeto de Desenvolvimento Integrado da Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural nos Blocos BM-CAL-4 e BAS-97, Bacia de Camamu-Almada. Esse projeto, localizado em região extremamente sensível do ponto de vista ambiental, envolvia a realização de novas perfurações de desenvolvimento e o IBAMA entendeu que o mais adequado seria realizar um licenciamento integrado uma vez que tais perfurações de desenvolvimento não fariam sentido sem a licença para produzir e vice-versa. O projeto terminou tendo a licença ambiental negada em 2011, mas serviu de piloto nessa abordagem de licenciamento que previa a LP para empreendimentos de produção.

A partir daí, todos os projetos que incluíam a realização de novas perfurações de desenvolvimento tiveram seu TR emitido com base na Resolução CONAMA nº 237/1997 e prevendo a emissão de Licença Prévia. Os primeiros empreendimentos licenciados por esse novo procedimento estão representados no quadro a seguir.

<b>Campo</b>	<b>Bacia</b>	<b>Empresa</b>	<b>Emissão do TR</b>	<b>Licença Prévia</b>	<b>Emissão da licença</b>
<b>Polvo</b>	Campos	Devon	19/04/2005	LP 238/06	30/10/2006
<b>Piranema</b>	Sergipe-Alagoas	Petrobras	13/05/2005	LP 248/07	12/04/2007
<b>Frade</b>	Campos	Chevron	26/08/2005	LP 259/07	26/12/2007
<b>Parque das Conchas</b>	Campos	Shell	13/10/2005	LP 252/07	06/08/2007
<b>Mexilhão</b>	Santos	Petrobras	09/11/2005	LP 268/08	01/04/2008

<b>Peregrino</b>	Campos	Statoil	03/05/2006	LP 271/08	09/04/2008
<b>Camarupim</b>	Espírito Santo	Petrobras	22/11/2006	LP 265/08	19/03/2008

*Quadro 21: Primeiros projetos de desenvolvimento da produção licenciados com o uso da Resolução CONAMA n° 237/1997 e emissão da Licença Prévia. Empreendimentos ordenados por data de emissão do TR. Fonte: elaboração própria com base nos processos de licenciamento ambiental.*

Desse conjunto de empreendimentos, todos possuíam a previsão de perfurações de desenvolvimento, exceto Camarupim. Isso indica que o IBAMA utilizou a questão dos poços de desenvolvimento como justificativa inicial para adoção do novo procedimento ao longo de 2005. Uma vez consolidado, ao final de 2006 passou a ser empregado como padrão para todos os projetos da tipologia.

Com o tempo, as possibilidades geradas pela LP foram sendo testadas de modo cada vez mais ousado. O licenciamento do projeto do Parque das Baleias, no limite norte da bacia de Campos, foi um primeiro passo importante. O Termo de Referência para o EIA/RIMA foi emitido em agosto de 2006 considerando um conjunto de empreendimentos colocalizados na mesma região. Quando o estudo foi entregue ao IBAMA em agosto de 2007, o projeto envolvia o desenvolvimento dos campos de Baleia Anã, Cachalote, Jubarte, Baleia Franca, Baleia Azul, Caxaréu, Pirambú e Catuá. A proposta envolvia três pilotos de produção (Baleia Anã, Caxaréu e Catuá) com duração estimada de um ano cada, quatro desenvolvimentos definitivos de produção (Cachalote/Baleia Franca/Baleia Anã, Catuá Jubarte e Baleia Azul/Pirambú) e um gasoduto de escoamento de gás para terra (Gasoduto Sul Capixaba), com chegada em Anchieta/ES.

O licenciamento integrado do Parque das Baleias foi uma espécie de teste de conceito que depois veio a viabilizar a abordagem adotada pelo IBAMA para o licenciamento do pré-sal na bacia de Santos, que será discutida em detalhe no item 5.2 desta tese. No caso do Parque das Baleias, após a emissão da Licença Prévia para o conjunto de projetos em setembro/2008 (LP n° 291/08), foram emitidas diversas Licenças de Instalação e Licenças de Operação para os diferentes projetos considerados de forma integrada no licenciamento. Importante ressaltar que a flexibilidade proporcionada pela utilização da Resolução CONAMA n° 237/1997 e a LP “guarda-chuva” permitiu ajustes nos projetos, que foram sendo amadurecidos ao longo do tempo. Assim, a configuração final das LIs e LOs emitidas no âmbito da LP não foi a mesma apresentada no EIA original – a empresa perdeu interesse em alguns projetos, outros foram mesclados – mas as modificações foram consideradas aceitáveis dentro do envelope de possibilidades avaliadas no estudo de impacto ambiental.



Essa evolução envolvendo o uso da Resolução CONAMA n° 237/1997 foi absorvida quando houve a possibilidade de edição de uma nova norma regulamentando o licenciamento da tipologia. Como já descrito em maior detalhe no item 4.1.1, a Portaria MMA n° 422/2011 foi elaborada a partir de discussões que ocorreram entre 2009 e 2010 – exatamente o período em que a experiência com a LP vinha se consolidando como uma forma mais robusta, porém flexível, de licenciar a atividade de produção. Essa perspectiva foi consagrada na nova portaria, que basicamente reproduz o texto da Resolução CONAMA n° 237/1997 adicionando apenas alguns pontos de clarificação ao esquema trifásico de licenciamento (LP, LI, LO). Esses pontos de clarificação foram consolidados, por exemplo, nos parágrafos que detalham o artigo 13 – que estabelece o licenciamento trifásico para a tipologia:

§1o No caso de empreendimentos compostos por diferentes projetos ou que envolvam diferentes atividades poderão ser emitidas mais de uma Licença de Instalação ou Operação, em sequência a uma única Licença Prévia, de acordo com o cronograma de implementação e características do empreendimento.

§2o No caso de empreendimentos que não incluam atividades de instalação, poderá ser concedida diretamente a Licença de Operação.

§3o O empreendimento de produção e escoamento de petróleo e gás natural poderá incluir atividades de perfuração em seu escopo, para as quais deverá ser emitida Licença de Operação.

(Portaria MMA n° 422/2011, art. 13°).

Esses parágrafos tiveram o condão de trazer explicitamente para uma normativa as práticas que já eram implementadas no dia-a-dia do licenciamento, dentro da flexibilidade que a Resolução CONAMA n° 237/1997 já previa. Explicitar alguns casos específicos na portaria serviu para reduzir a margem para eventuais questionamentos e aumentar a segurança jurídica do processo.

Para os Testes de Longa Duração – TLDs, a Portaria MMA n° 422/2011 inovou ao especificar um procedimento simplificado próprio para a tipologia, estabelecendo, contudo, regras de contornos para acesso ao procedimento. Para fazer jus ao licenciamento com estudo simplificado<sup>115</sup>, o TLD precisa atender simultaneamente aos seguintes critérios (art. 16):

I - envolver apenas um poço;

II - ter duração máxima de 180 (cento e oitenta) dias;

---

<sup>115</sup> A portaria batizou o estudo como EATLD/RIATLD - Estudo Ambiental de Teste de Longa Duração e respectivo Relatório de Impacto Ambiental de Teste de Longa Duração.

III - estar localizado a mais de 50 (cinquenta) quilômetros da costa; e

IV - estar localizado em águas com mais de 50 (cinquenta) metros de profundidade.

Pelo procedimento simplificado, após a aprovação do estudo ambiental, não há necessidade de uma Licença Prévia: um TLD poderia receber diretamente uma Licença de Operação. Nesse caso, a Licença de Instalação é opcional – a decisão é facultada ao IBAMA a depender das características do projeto. Caso um TLD não atenda simultaneamente aos critérios, ele deve ser licenciado pelo rito trifásico regular da tipologia de produção.

Desde 2011, no entanto, houve apenas um caso de TLD licenciado pelo rito simplificado – o TLD de Farfan, na bacia de Sergipe-Alagoas. É possível que o conjunto de critérios estabelecido na portaria seja excessivamente restritivo, desencorajando a adoção do procedimento simplificado. No entanto, as restrições têm origem no abuso do licenciamento simplificado para TLDs na época da aplicação da Resolução CONAMA nº 23/1994, como visto no item anterior. Talvez haja espaço para alguma flexibilização adicional nos critérios em uma próxima revisão normativa, desde que haja mecanismos para evitar desvios de funcionalidade como o licenciamento de TLDs para produção efetiva de hidrocarbonetos.

Em síntese, hoje em dia o licenciamento da tipologia de produção e escoamento de petróleo e gás offshore é majoritariamente um licenciamento trifásico, com a adoção do rito clássico de LP, LI e LO (Figura 43). Casos específicos de TLD podem passar por um procedimento simplificado, mas são raros.

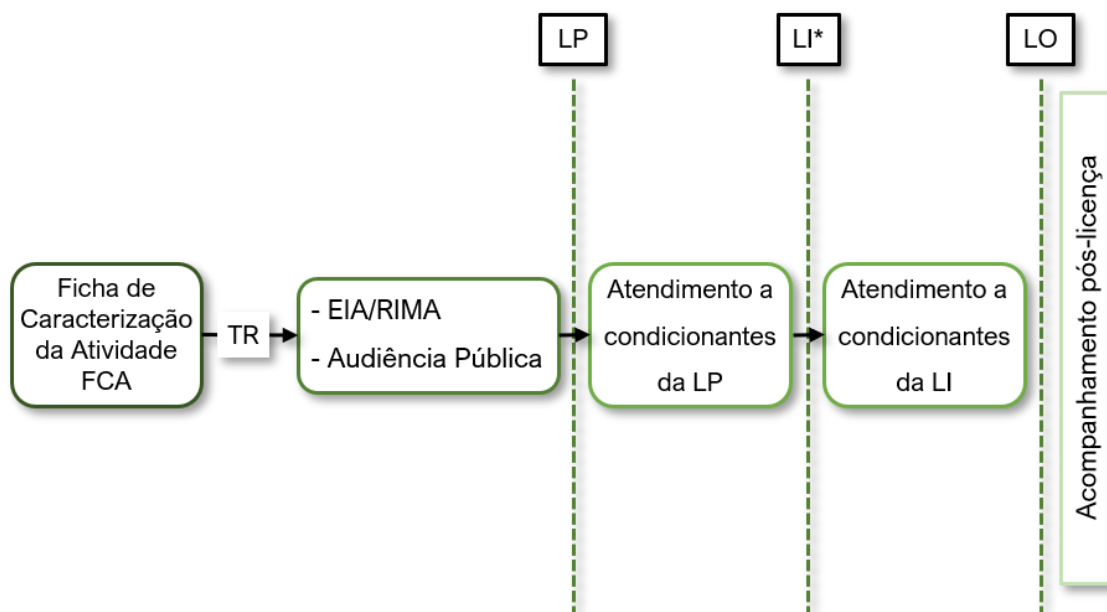


Figura 43: Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Resolução CONAMA n° 237/97 e pela Portaria MMA n° 422/2011. A Ficha de Caracterização da Atividade é o documento contendo o resumo do projeto que subsidia a elaboração do Termo de Referência para o EIA/RIMA. A Licença de Instalação (\*) é dispensável em projetos onde não há fase de instalação. Nesses casos, a LO é concedida diretamente após a LP. Fonte: elaboração própria.

É importante ressaltar que a tipologia de produção e escoamento lida ocasionalmente com empreendimentos de escopos bastante distintos. Embora o empreendimento “tipo” seja uma ou mais plataformas de produção e seus respectivos arranjos submarinos, há também um histórico de empreendimentos específicos que são licenciados no contexto da tipologia. Os principais exemplos são os licenciamentos de gasodutos “standalone”, ou seja, sem plataformas incluídas no projeto:

Gasoduto	Bacia	Licença Prévia	Emissão
Sul-Norte Capixaba	Campos/Espírito Santo	LP 421/11	24/10/2011
Rota 2 - Cabiúnas	Santos/Campos	LP 479/14	21/02/2014
Rota 3 - Comperj	Santos	LP 516/15	08/09/2015

Quadro 22: Exemplos de licenciamentos exclusivos de gasodutos marítimos, conduzidos com rito trifásico regular. Fonte: elaboração própria com base nos processos de licenciamento ambiental.

Outros projetos únicos já passaram pela carteira de licenciamento do IBAMA, incluindo uma Unidade Offshore de Transferência e Exportação – UOTE e o Plano Diretor de Escoamento e Tratamento – PDET, que envolveu um Sistema de Rebombeio Autônomo e Escoamento dos Campos de Marlim Leste, Marlim Sul e Roncador, na bacia de Campos.

## **5.2. Avaliação de impacto ambiental multiprojeto: reflexões a partir da experiência do pré-sal**

O texto apresentado a seguir é uma versão traduzida, ampliada e atualizada do artigo de Vilardo e La Rovere (2018) publicado com o título *Multi-project environmental impact assessment: insights from offshore oil and gas development in Brazil* na revista *Impact Assessment and Project Appraisal*. Como o texto foi pensado para uma audiência internacional, é dada preferência à nomenclatura “Avaliação de Impacto Ambiental” (mais acessível globalmente) sobre “Licenciamento Ambiental” (mais utilizada localmente no Brasil). Para os fins da discussão apresentada, entende-se que os termos seriam praticamente intercambiáveis, dada a intensa conexão entre os instrumentos na prática brasileira.

### **5.2.1. Introdução**

A exploração offshore de hidrocarbonetos tem sido uma fonte de preocupação ambiental nas últimas décadas, especialmente após desastres como o do blowout no poço Macondo no Golfo do México (EUA) em 2010. Recentemente, a indústria de óleo e gás (O&G) tem demonstrado uma tendência para exploração de águas cada vez mais profundas, gerando novos desafios para a conservação ambiental (KARK et al., 2015) e motivando apelos para proteção dos oceanos profundos (BARBIER et al., 2014; CORDES et al., 2016; MENGERINK et al., 2014).

O instrumento mais disseminado para lidar com os impactos e riscos dos desenvolvimentos offshore de O&G é a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA), atualmente empregada em praticamente todos os países ao redor do mundo (MORGAN, 2012). No entanto, apesar da ampla adoção e aprimoramentos da prática ao longo do tempo, a AIA aplicada a projetos apresenta limitações e problemas conhecidos há bastante tempo (LAWRENCE, 2013; ver, por exemplo, LEE; WALSH, 1992). A avaliação ambiental de projetos de O&G não é exceção: o desempenho da AIA do setor de petróleo e gás tem sido criticada em diferentes partes do mundo (ANIFOWOSE et al., 2016; BARKER; JONES, 2013; PRIDEAUX; PRIDEAUX, 2016; WRIGHT et al., 2013).

Muitos autores sugerem que a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), em suas diferentes abordagens (NOBLE; Nwanekezie, 2017), pode ajudar a superar algumas das limitações da AIA de projetos (Abaza; Bisset; Sadler, 2004; Alshuwaihat, 2005). Hoje em dia, diferentes países produtores de petróleo utilizam a AAE no planejamento para exploração de O&G, mas há algumas críticas sobre se estas

alcançam seus objetivos estratégicos (FIDLER; NOBLE, 2012; LAMORGESE; GENELETTI; PARTIDARIO, 2015). Outros países vêm empregando abordagens mais ligadas ao planejamento espacial marinho e desenvolvendo planos integrados de gestão que envolvem o setor petróleo (JONES; LIEBERKNECHT; QIU, 2016; OTTERSEN et al., 2011). Infelizmente, fazer a conexão entre as avaliações em nível estratégico e aquelas no nível de projetos (*tiering*) segue sendo um grande desafio na maioria dos contextos (diferentes exemplos setoriais em FISCHER, 2001; MALVESTIO; FISCHER; MONTAÑO, 2017; PHYLIP-JONES; FISCHER, 2015; SÁNCHEZ; SILVA-SÁNCHEZ, 2008).

No entanto, uma tarefa ainda mais difícil pode ser como aprimorar a AIA de projetos quando as avaliações em nível estratégico não existem. Esse tem sido um debate importante em países como o Brasil – que não possui normativas para realização de AAE – especialmente em tempos de pressões crescentes para simplificação do licenciamento ambiental/AIA<sup>116</sup> (BRAGAGNOLO et al., 2017; FONSECA; RODRIGUES, 2017; FONSECA; SÁNCHEZ; RIBEIRO, 2017). Nesse contexto, uma questão relevante é como entregar simultaneamente (i) aprimoramento da efetividade da AIA e (ii) aceleração/simplificação<sup>117</sup> do processo? Se esperamos que a AIA seja uma ferramenta efetiva para guiar atividades potencialmente danosas – como o desenvolvimento da produção de petróleo e gás em águas profundas – rumo a um caminho mais sustentável, precisamos endereçar adequadamente essa questão.

Neste capítulo, nós argumentamos que uma abordagem bem conhecida para AIA e AAE, a abordagem multiprojeto, pode ser valiosa para o setor de petróleo e gás offshore (e, provavelmente, para outros setores também).

### **5.2.2. Metodologia**

Esse estudo deriva da experiência do primeiro autor (Vilardo, C.) como analista no órgão licenciador federal IBAMA, onde ele trabalha desde 2002. Quando selecionando os temas de pesquisa, a experiência de AIA multiprojeto para empreendimentos de petróleo e gás foi considerada de especial interesse acadêmico.

O caso de produção de O&G em águas profundas apresentado nesse estudo não foi o primeiro uso da abordagem multiprojeto no licenciamento ambiental do setor.

---

<sup>116</sup> No momento da escrita, o Projeto de Lei Geral do Licenciamento Ambiental havia sido aprovado na Câmara e encontrava-se sendo debatido no Senado sob relatoria da Senadora Kátia Abreu.

<sup>117</sup> No original, *streamlining*, que não tem correspondência em português.

Em 2006, o IBAMA testou a abordagem com o projeto de desenvolvimento integrado do denominado “Parque das Baleias”, conjunto de reservatórios no norte da Bacia de Campos operados pela Petrobras. No entanto, o licenciamento multiprojeto dos empreendimentos do pré-sal Fases 1 e 2 foi considerado particularmente relevante porque ele representou um desafio muito maior para a gestão do processo de licenciamento em função das suas dimensões e importância econômica. Nesse sentido, nos pareceu que um estudo intensivo desse caso poderia ajudar a “iluminar um conjunto maior de casos” (GERRING, 2006).

Um entendimento aprofundado de um caso geralmente pressupõe a utilização de uma variedade de fontes de dados (CRESWELL, 2013). Neste estudo, foram utilizados essencialmente dados qualitativos que foram sequencialmente coletados e triangulados para adequadamente descrever, compreender e avaliar nosso caso. Dados foram obtidos por meio de revisão de literatura (*peer-reviewed* e literatura cinza), análise de conteúdo e, até certo ponto, observação participante. Esta última significa que alguns aspectos das descrições dos casos são baseados na vivência do primeiro autor durante o processo e estariam provavelmente indisponíveis para um pesquisador externo. De toda forma, foi feito um esforço deliberado para embasar nossa análise em dados publicados e públicos, fundamentando a discussão na literatura acadêmica, para minimizar o potencial viés da condição de observador-participante (DRAKE; HEATH, 2011).

A revisão não-sistemática da literatura foi feita por meio de bases online como a ScienceDirect. Conforme necessário, outras plataformas de busca foram utilizadas para obter relatórios específicos ou teses acadêmicas. A revisão resultante foi utilizada tanto para delinear o tema de abordagens multiprojeto em AIA quanto para fundamentar a discussão derivada do estudo de caso.

Para viabilizar um entendimento mais aprofundado dos casos estudados, nós realizamos análise de conteúdo dos processos de licenciamento ambiental para as Fases 1 e 2 do Pré-sal. Os documentos analisados foram (i) Termos de Referência, (ii) Estudos de Impacto Ambiental – EIAs, (iii) transcrições de audiências públicas, (iv) pareceres técnicos do IBAMA, e (v) licenças emitidas. Outros processos de licenciamento ambiental foram também analisados para obtenção de informações sobre as linhas do tempo. Todos os documentos analisados estão disponíveis no escritório de licenciamento ambiental do IBAMA no Rio de Janeiro (Coordenação-geral de licenciamento de empreendimentos marinhos e costeiros). Boa parte da documentação também está disponível no site do IBAMA na internet ([www.ibama.gov.br](http://www.ibama.gov.br)).

A discussão do caso foi organizada em cinco temas – impactos cumulativos, eficiência, abordagem quanto às autorizações, acompanhamento (follow-up) e questões políticas – que acreditamos apresentar os insights mais interessantes derivados dessa experiência de AIA multiprojeto. Dos cinco temas, quatro representam desafios bem conhecidos da prática da AIA e um – abordagem quanto às autorizações – versa sobre um aspecto específico do arcabouço brasileiro que pode ser de interesse para regulamentações novas ou sendo revisadas em outras jurisdições.

Inicialmente, o capítulo apresenta uma seção sobre abordagens multiprojeto na prática de AAE e de AIA, seguida de uma seção esclarecendo como essa abordagem se encaixa na prática brasileira de licenciamento ambiental. Após o estabelecimento do contexto, é apresentado o estudo de caso em si, seguido de uma seção de discussão e insights organizada nos cinco temas já mencionados. Na conclusão, os principais pontos são resumidos.

### **5.2.3. Abordagens multiprojeto em AIA e AAE**

Avaliações ambientais multiprojeto não são novidade, tampouco causam estranheza: elas podem ser encontradas tanto na prática de AIA quanto na de AAE, com perspectivas contrastantes.

Na prática de AAE, avaliações multiprojeto são tipicamente realizadas em um contexto programático, no limite inferior do gradiente de políticas-planos-programas (PPP), e frequentemente fazem uso do que Noble e Nwanekezie (2017) chamam de abordagem de AAE tipo-AIA. Nessa abordagem, as opções normalmente são “*limitadas a meios alternativos para viabilizar ou implementar a PPP proposta, ao invés de explorar PPPs ou futuros fundamentalmente diferentes ou facilitar a criação de novas PPPs*” (NOBLE; Nwanekezie, 2017, p. 168). Fischer (2007) adiciona que normalmente o que uma AAE programática faz é ajudar a identificar projetos prioritários dentro de um contexto específico de política e planejamento. Os exemplos variam dentre grupos de poucos projetos, como os 11 projetos de desenvolvimento territorial no Estudo de Impacto Ambiental da Cidade de Santa Rosa, na Califórnia (citado em BASS; HERSON, 1999), aos impressionantes 1600 projetos reunidos no Plano Federal de Infraestrutura de Transporte (FTIP) Alemão, como mencionado por Fischer (2006). Na prática da AAE Programática, a tomada de decisão é geralmente sobre o escopo e formato do programa – projetos individuais dentro do programa normalmente ainda serão submetidos à AIA no nível de projeto. Nas jurisdições em que exista uma tomada de decisão em cascata

(*tiering*), a AIA de projetos pode ser bastante simplificada/facilitada (*streamlined*) em função da AAE Programática anterior.

Na prática de AIA, avaliações multiprojeto também são realizadas ao redor do mundo, em situações nas quais os projetos possuem uma forte conexão – normalmente compartilhando atributos geográficos, tecnológicos e temporais. Casos típicos seriam complexos industriais, onde diferentes empreendimentos estão intrinsecamente ligados (ex.: complexos petroquímicos ou portuários), ou iniciativas modulares, quando múltiplos projetos individuais do mesmo tipo estão colocalizados na mesma região (ex.: várias usinas hidrelétricas no mesmo rio ou vários sítios de mineração na mesma bacia). De um ponto de vista técnico, avaliar simultaneamente um grupo de iniciativas colocalizadas no tempo e no espaço permite potencialmente uma melhor apreciação de efeitos cumulativos, além de diversos outros aprimoramentos de processo, como a racionalização da participação pública, redução de custos e iniciativas integradas de monitoramento, combatendo algumas dificuldades clássicas da avaliação de projetos individuais.

A prática da AIA multiprojeto aparenta ser raramente prevista na regulamentação, geralmente dependendo de decisões caso-a-caso por parte da autoridade responsável ou dos proponentes. Uma pesquisa envolvendo 20 países na União Europeia mostrou que apenas Alemanha e Polônia tinham regras específicas sobre AIA multiprojeto (GRAGGABER; PISTECKY, 2012). Em muitos casos, a AIA multiprojeto é exigida para evitar a estratégia de fatiamento (*salami-slicing*) de projetos, usada por empreendedores para manter o tamanho de projetos abaixo de limites de exigibilidade e escapar do processo de licenciamento ou conseguir ritos mais simplificados (ENRÍQUEZ-DE-SALAMANCA, 2016). Em outras situações, como no caso discutido neste capítulo, o principal estímulo para a AIA multiprojeto é a otimização do processo. Otimização de processos é normalmente bem-vinda para agências sobrecarregadas (o que é muito comum) e em contextos em que o processo de AIA é acusado de ser muito lento e burocrático (o que também é muito comum).

Diferente da prática da AAE Programática, na maior parte dos casos a tomada de decisão da AIA multiprojeto é parte do processo de autorização ou licenciamento (como é o caso do Brasil e seu licenciamento ambiental). Isso significa que a AIA multiprojeto precisa discutir os projetos em maior detalhe, avaliando as opções específicas de desenho dos projetos, para formatar o quadro de mitigação e monitoramento que será exigido como condição para validade da licença/autorização.



Enquanto as diferenças nos objetivos de tomada de decisão explicam por que as AIAs multiprojeto normalmente discutem as iniciativas em maior detalhe do que as AAEs multiprojeto, é interessante reconhecer que ambas as práticas compartilham um nicho comum no gradiente de níveis de decisão – logo acima da AIA de projetos individuais e no patamar inferior dos níveis “estratégicos” de tomada de decisão (PPPs); veja a Figura 44, adaptada de Partidário (2000). Neste capítulo, nós argumentamos que a prática de AIA se beneficiaria de um uso mais consistente da abordagem multiprojeto, especialmente em contextos em que avaliações do tipo AAE não são prática consolidada. Esse é exatamente o caso do desenvolvimento da produção de petróleo e gás offshore no Brasil.

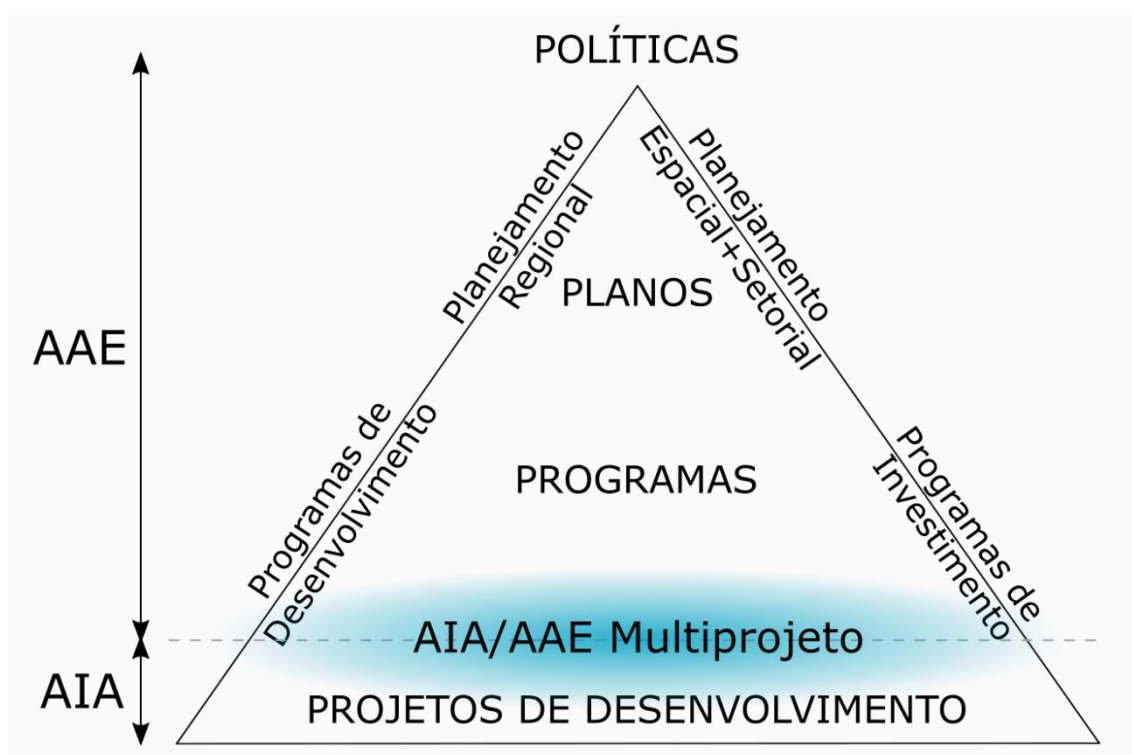


Figura 44: "Nicho" da AIA/AAE multiprojeto na esquematização dos níveis de tomada de decisão. Fonte: adaptado de Partidário (2000).

#### **5.2.4. Licenciamento ambiental de O&G offshore no Brasil: AIA na ausência de AAE**

No Brasil, a ausência de uma avaliação ambiental em nível estratégico das áreas a serem ofertadas em rodadas de licitações para O&G tem motivado propostas para implementação da AAE há muitos anos (MALHEIROS; LA ROVERE, 2000; MARIANO; LA ROVERE, 2007; TEIXEIRA, 2008). Na sequência dessas demandas, em 2012 o governo brasileiro criou um instrumento tipo AAE chamado de Avaliação Ambiental de

Áreas Sedimentares (AAAS). No entanto, apesar de ter sido bem recebida na literatura (OBERLING; LA ROVERE; SILVA, 2013; SILVA et al., 2014), a AAAS ainda não foi devidamente implementada (ver capítulo 2 para uma discussão mais detalhada sobre isso).

Por volta de 2006, quando as descobertas significativas de petróleo em águas profundas foram anunciadas pela primeira vez, a AIA no nível de projeto era (e ainda é) o principal instrumento ambiental disponível para a proteção dos mares profundos (e dos habitats costeiros) dos efeitos deletérios potenciais desse desenvolvimento.

A prática brasileira da AIA no nível de projeto é vinculada ao processo de licenciamento ambiental. O licenciamento ambiental brasileiro é tipicamente um processo autorizativo trifásico: Licença Prévia (LP), Licença de Instalação (LI) e Licença de Operação (LO). A LP analisa a viabilidade da proposta, com base em um Estudo de Impacto Ambiental (EIA); a LI autoriza a construção ou comissionamento da infraestrutura; e a LO é a autorização final para operação que deverá ser mantida válida por toda a vida do projeto (CARDOSO JR.; MAGRINI; FERREIRA, 2014; FONSECA; SÁNCHEZ; RIBEIRO, 2017; PEREIRA et al., 2014; SÁNCHEZ, 2013a).

A autoridade responsável pelo licenciamento ambiental das atividades offshore de petróleo e gás é a agência federal IBAMA. O processo de licenciamento ambiental geralmente envolve um único projeto de desenvolvimento – no caso da produção offshore de petróleo e gás, normalmente uma plataforma e os equipamentos submarinos associados (linhas, poços, dutos, bombas, válvulas etc.). A prática usual era integrar a avaliação de mais de uma plataforma caso elas fizessem parte de um mesmo projeto de desenvolvimento da produção de um campo petrolífero (ex.: campo de Roncador, envolvendo as plataformas P-55 e P-62).

Como será evidenciado pelo estudo de caso, a abordagem de AIA multiprojeto para o desenvolvimento do pré-sal levou essa prática integrativa adiante, alavancando as discussões para uma escala regional e preenchendo, ao menos parcialmente, algumas lacunas deixadas pela ausência de avaliações ambientais estratégicas ou similares nas etapas iniciais do planejamento.

### ***5.2.5. Estudo de caso: AIA do desenvolvimento da produção offshore de petróleo na área do pré-sal no Brasil***

#### ***A província do pré-sal***

A província do pré-sal compreende uma região de aproximadamente 800 por 200 km ao largo da costa do sudeste brasileiro, margeando os estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo (Figura 45). Em 2006, a empresa Petrobras<sup>118</sup> descobriu grandes acumulações de óleo leve de alta qualidade em águas profundas, geologicamente aprisionadas abaixo de uma espessa camada de rochas salinas, daí o nome “pré-sal”. Jones e Chaves (2015) estimaram o volume total recuperável na província do pré-sal entre 119 bilhões de barris (P90) e 217 bilhões de barris (P10)<sup>119</sup>, o que coloca as descobertas do pré-sal entre as maiores das últimas décadas no mundo inteiro (SAUER; RODRIGUES, 2016).

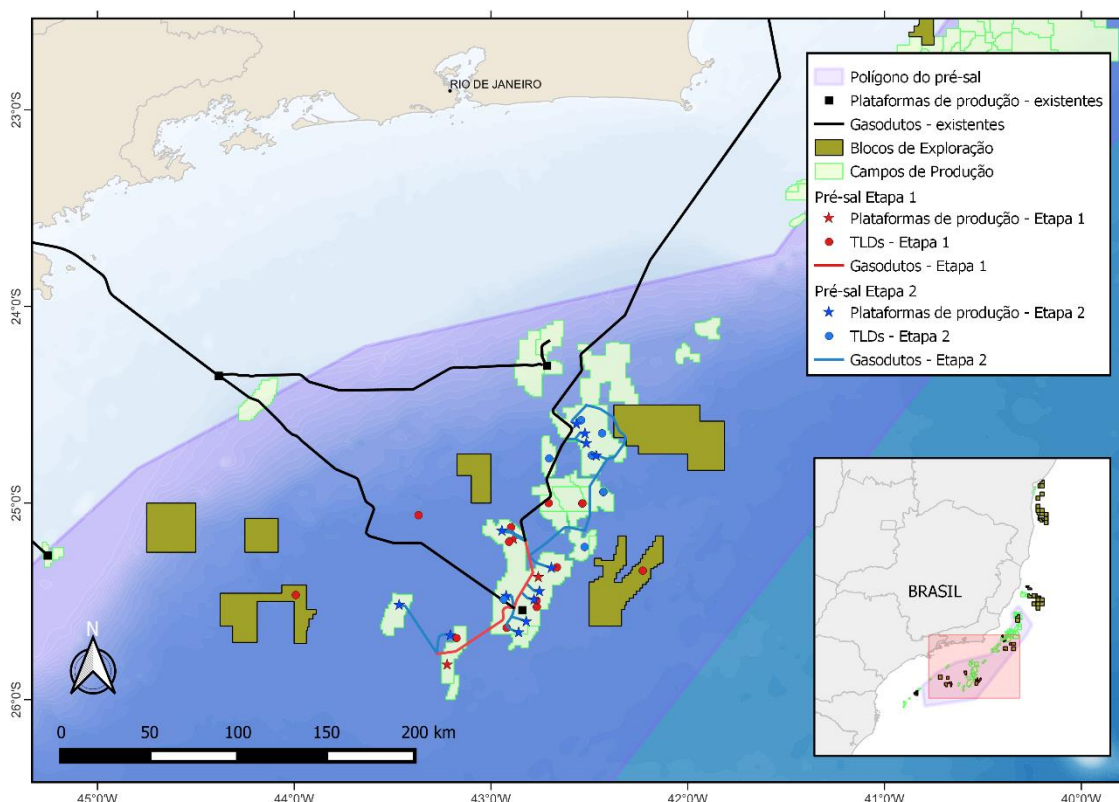


Figura 45: Localização dos empreendimentos Etapa 1 e Etapa 2 do pré-sal. Fonte: elaboração própria com base em dados do BDEP (2017), ICF Internacional (2010) e Mineral Engenharia e Meio Ambiente (2013).

A produtividade impressionante dos campos do pré-sal e a alta taxa de sucesso exploratório na região levaram a um desenvolvimento de altíssima velocidade ao longo dos últimos 10 anos. De 41.000 barris ao dia em 2010, a produção no pré-sal saltou para um milhão de barris ao dia em maio de 2016 – menos de 10 anos após a primeira

<sup>118</sup> Antiga estatal monopolista, hoje empresa de capital aberto controlada pelo governo brasileiro.

<sup>119</sup> Ao final de 2021, as reservas provadas no pré-sal eram de 9,6 bilhões de barris de óleo e 243.363 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural, segundo o Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021 da ANP.

descoberta e apenas 2 anos após atingir a marca de 500.000 barris/dia em julho de 2014 (PETROBRAS, 2017)<sup>120</sup>.

### ***A abordagem multiprojeto – Pré-sal Etapa 1 e Etapa 2***

No início de 2009, a Petrobras já estava realizando o licenciamento ambiental do primeiro projeto do pré-sal, um sistema de produção na área de Tupi (mais tarde rebatizado de campo de Lula). Ele consistia em uma única plataforma flutuante denominada FPSO Cidade de Angra dos Reis e o licenciamento ambiental vinha transcorrendo sem qualquer polêmica significativa.

Então a Petrobras apresentou ao IBAMA um pacote de 15 projetos que seriam submetidos ao licenciamento ambiental ainda naquele ano, uma vez que estariam suficientemente amadurecidos para serem descritos e avaliados em um EIA. Todos os projetos estavam localizados na província do pré-sal na Bacia de Santos, a profundidades superiores a 2.000 m e a pelo menos 230 km do litoral mais próximo. O pacote consistia em 3 sistemas de produção individuais (plataformas e equipamentos submarinos associados, como gasodutos) e 12 testes de longa duração (TLDs). Os sistemas de produção têm expectativa de vida útil de mais de 30 anos, enquanto os TLDs são testes de 6 meses utilizados para avaliar o reservatório em maior detalhe antes de projetar os sistemas definitivos de produção, que podem ficar ativos por décadas.

Em face da situação concreta descrita acima, o IBAMA decidiu partir para uma avaliação integrada de todo o pacote de projetos, ao invés de qualquer outra abordagem que envolvesse a segmentação dos empreendimentos propostos. Essa avaliação integrada ficou conhecida como “Etapa 1 do Pré-sal”.

No início de 2012, durante o licenciamento da Etapa 1 do Pré-sal, a Petrobras apresentou um novo (e maior) pacote de projetos na região do pré-sal na Bacia de Santos. Dessa vez, a empresa apresentou ao IBAMA 13 sistemas de produção e 7 TLDs, no que veio a ser chamado por “Etapa 2 do Pré-sal”. Considerando os parâmetros comparados no Quadro 23, é possível estimar a Etapa 2 como sendo 4-5 vezes maior que a Etapa 1.

---

<sup>120</sup> Em 31/12/2021, a produção no pré-sal já atingia aproximadamente 3 milhões de barris de petróleo ao dia.

	<b>Etapa 1</b>	<b>Etapa 2</b>
Sistemas de Produção	3	13
Testes de Longa Duração (TLDs)	12	7
Gasodutos	104 km	314,5 km
Produção de óleo – pico estimado	365.000 bpd	1.471.500 bpd
Produção de gás – pico estimado	12,4 MM m <sup>3</sup> /d	56,9 MM m <sup>3</sup> /d
Investimento total declarado	9,6 Bilhões USD	52,3 Bilhões USD

*Quadro 23: Comparação entre os empreendimentos Etapa 1 e Etapa 2 do Pré-sal. Estimativas fornecidas no processo de licenciamento ambiental. Unidades: bpd – Barris por dia. MM m<sup>3</sup>/d – Milhões de metros cúbicos por dia. Fonte: elaboração própria.*

A história formal do licenciamento para as Etapas 1 e 2 foram similares: a análise do EIA deu suporte a uma Licença Prévia (LP) única para cada pacote de projetos. Em seguida, Lis e LOs individuais foram concedidas para cada projeto do pacote, conforme o caso. No entanto, uma análise mais detalhada revela algumas diferenças significativas entre os processos, como exemplificado no Quadro 24.

	<b>Etapa 1</b>	<b>Etapa 2</b>
Duração da fase de definição do escopo (dias)	92	391
Consulta interagências na fase de escopo?	Não	Sim
Tamanho do Termo de Referência do EIA (páginas)	30	65
Duração da fase de análise do EIA (dias)	823	339
Tamanho inicial do EIA (páginas)	2798	6539
Houve revisão substancial do EIA?	Sim	Não
Audiências Públicas realizadas	5	10
Público total nas audiências públicas (pessoas)	1619	2604
Duração total do processo de licenciamento (do pedido de TR até a primeira Licença de Operação)	1191	1006
Licenças emitidas (LP+LI+LO) até 31/dez/2017	18	28

*Quadro 24: Comparação entre aspectos dos processos de licenciamento ambiental das Etapas 1 e 2 do Pré-sal. Fonte: elaboração própria a partir de dados dos processos de licenciamento.*

A maioria das diferenças podem ser explicadas pelo aprendizado inerente ao avanço da abordagem multiprojeto na medida em que estava sendo implementada, numa típica situação de “aprender fazendo”.

Nesse contexto, a Etapa 1 do Pré-sal foi pioneira na abordagem multiprojeto nessa escala e sofreu com a ausência de lições aprendidas ou diretrizes estabelecidas. O Termo de Referência para o EIA da Etapa 1 foi praticamente idêntico a todos os

demais TRs emitidos pelo IBAMA em 2009 para projetos de produção de petróleo offshore. Isso gerou um EIA que foi percebido pelo público como sendo insuficientemente abrangente, excessivamente focado no ambiente offshore e, em última análise, incapaz de proporcionar um entendimento mais amplo sobre as potenciais consequências do desenvolvimento do pré-sal para as comunidades costeiras.

A crítica pesada recebida durante o processo de consulta pública levou o IBAMA a solicitar uma revisão substancial do EIA: uma completa reformulação do documento, com um escopo geográfico consideravelmente mais abrangente e diversos novos requisitos analíticos. O EIA revisado passou por uma nova fase de consulta pública, resultando em um processo cansativo e demorado tanto para a empresa quanto para o órgão ambiental.

Algumas lições foram rapidamente aprendidas para o licenciamento da Etapa 2. Uma minuta de TR feita especificamente para o projeto foi elaborada pelo IBAMA e enviada para consulta interagências<sup>121</sup> antes do envio da versão final para a empresa. Uma fase de definição do escopo mais longa parece ter produzido um EIA mais consistente e um menor tempo de análise pelo órgão ambiental – menos da metade do tempo necessário para o EIA da Etapa 1, mesmo com o dobro de audiências públicas realizadas e um estudo bem mais abrangente.

### ***5.2.6. Discussão e insights sobre a AIA multiprojeto***

Nesta seção, nós discutimos alguns insights sobre a prática da AIA multiprojeto derivados do estudo de caso. Considerando o propósito e os objetivos deste capítulo, optamos por cobrir um espectro mais amplo de temas ao invés de mergulhar profundamente em alguns poucos aspectos. Isso significa que cada um dos seguintes tópicos (impactos cumulativos, eficiência, abordagem de licenciamento, acompanhamento pós-licença e questões políticas) pode ser explorado em maior profundidade em trabalhos futuros. Nesse contexto, a breve discussão aqui apresentada busca ilustrar algumas das virtudes e desafios da AIA multiprojeto no que se refere a aprimorar a efetividade do processo enquanto se promovem ganhos de eficiência.

---

<sup>121</sup> A minuta de TR do EIA do Etapa 2 foi enviada para comentários do ICMBio, da Fundação Florestal/SP, do INEA/RJ, e de diversas Secretarias Municipais de Meio Ambiente da área de influência potencial do empreendimento.

### ***A AIA multiprojeto pode ajudar na avaliação de aspectos cumulativos e regionais***

A importância de avaliar adequadamente efeitos cumulativos<sup>122</sup> na AIA vem sendo debatida na literatura há mais de 30 anos (ex.: CONTANT; WIGGINS, 1991; DICKERT; TUTTLE, 1985) e é exigência explícita em muitas legislações de AIA ao redor do mundo (WÄRNBÄCK; HILDING-RYDEVIK, 2009). No entanto, diversos relatos de problemas de implementação (ex.: DUINKER; GREIG, 2006; FOLEY et al., 2017) mostram que “a compreensão continua fraca, a prática deficitária e o progresso lento<sup>123</sup>” na avaliação de efeitos cumulativos (SINCLAIR; DOELLE; DUINKER, 2017, p. 183).

É amplamente aceito que, enquanto a avaliação de efeitos cumulativos pode ser feita na AIA de projetos, uma prática mais efetiva e sistemática emerge quando aplicada em contextos regionais ou estratégicos (DUINKER et al., 2013; HARRIMAN; NOBLE, 2008). Isso significa um desafio para jurisdições e setores que não realizam avaliações ambientais formais nos níveis estratégicos de planejamento, como é o caso brasileiro do setor de petróleo offshore.

O caso da AIA multiprojeto estudado neste trabalho começou com uma decisão pragmática do órgão ambiental (a avaliação individual de cada um dos projetos do pré-sal teria soterrado a capacidade operacional instalada no IBAMA), mas terminou tendo o efeito de criar um “programa” que não foi organizado como tal pelo proponente. Nesse sentido, a estratégia adicionou uma perspectiva regional e programática que não teria sido possível no modelo tradicional de avaliação. Isso colocou a experiência em algum lugar entre a AIA de projetos e a AAE de programas, ampliando o escopo da avaliação e potencialmente viabilizando uma melhor consideração de aspectos cumulativos no processo.

No entanto, a análise do caso mostra que a avaliação adequada de efeitos cumulativos não é uma consequência automática de abordagens regionais e programáticas, mas dependem bastante de uma definição de escopo cuidadosa e de abertura para participação pública. A importância da etapa de definição do escopo para avaliação de efeitos cumulativos é bem documentada na literatura (ex.: BAXTER; ROSS; SPALING, 2001; COOPER; SHEATE, 2002; THERIVEL; ROSS, 2007). Snell e Cowell (2006) enquadram o desafio de um escopo adequado como a tensão entre garantir a precaução e promover a eficiência no processo de tomada de decisão

---

<sup>122</sup> A nomenclatura vem do termo “cumulative effects assessment” utilizado em muitas jurisdições. No contexto, “efeitos” equivale a “impactos”.

<sup>123</sup> No original, “understanding remains weak, practice wanting and progress slow”.

suportado pela AIA. Nesse sentido, se por um lado há evidências que um processo cuidadoso de *scoping* pode contribuir para prevenir atrasos na fase de análise do EIA (BORIONI; GALLARDO; SÁNCHEZ, 2017), esse mesmo desejo de evitar atrasos pode gerar uma tendência à inclusão de itens no escopo, levando a estudos enormes e “enciclopédicos” (HANSEN; WOOD, 2016).

Analisar como os efeitos cumulativos foram tratados nos dois casos proporciona um contraste bastante eloquente. Na Etapa 1, com um esforço mínimo na fase de definição do escopo e termo de referência padrão, a primeira versão do EIA não continha nenhuma discussão específica sobre aspectos cumulativos, apenas um atributo extra de “cumulatividade” ao classificar os impactos identificados. Isso foi alvo de intensas críticas durante as audiências públicas, reunindo políticos locais, ONGs, associações de pescadores e o público mais amplo contra o EIA apresentado pela empresa. Essa ânsia de discutir os efeitos cumulativos e sinérgicos da produção de petróleo offshore (e a tendência do proponente de reduzir o escopo da avaliação) foi relatada anteriormente no projeto Terra Nova, no Canadá (HARRIMAN; NOBLE, 2008). No caso da Etapa 1 do Pré-sal no Brasil, essas críticas geraram um debate muito rico sobre qual o escopo adequado para avaliar cumulatividade em um contexto multiprojeto. Como definir onde o projeto “termina”? As atividades secundárias (como transporte de suprimentos) devem fazer parte da avaliação? Como abordar atividades que são ligadas à produção de petróleo, mas atualmente não estão sujeitas ao licenciamento ambiental, como o transporte marítimo de óleo cru? Essas questões normalmente não são trazidas para o debate quando considerada apenas uma plataforma offshore, mas se tornam inescapáveis quando a escala da avaliação é ampliada.

Esse descompasso entre as expectativas da sociedade quanto aos efeitos cumulativos e um EIA de escopo reduzido resultou em um pedido de revisão substancial do estudo e atrasos não-previstos no processo da Etapa 1. Na Etapa 2, por outro lado, um processo mais cuidado de definição do escopo foi realizado pelo órgão ambiental, que envolveu a elaboração de um termo de referência revisado e a consulta institucional com diferentes agências governamentais antes da emissão da versão final do TR. As principais mudanças no TR da Etapa 2 parecem voltadas a ajustar o EIA a um nível programático de avaliação, aumentando o escopo e as escalas de diferentes aspectos do estudo. Uma mudança relevante foi a solicitação de um capítulo específico denominado Prognóstico Ambiental, contendo a discussão a respeito do cenário de não-implantação do projeto e uma avaliação de impactos cumulativos e sinérgicos. Essa solicitação deu origem a um capítulo de 148 páginas que se tornou possivelmente a primeira experiência de uma avaliação de efeitos cumulativos estruturada no setor de



petróleo e gás offshore brasileiro. Uma discussão aprofundada sobre a qualidade e efetividade dessa avaliação de efeitos cumulativos está além das possibilidades deste trabalho, mas o contraste entre a consideração dessas questões na Etapa 1 e na Etapa 2 é ilustrativo da importância do cuidado na definição do escopo para que seja aproveitado todo o potencial da AIA multiprojeto para abordagem de aspectos regionais e cumulativos.

### ***A AIA multiprojeto é mais eficiente***

Um processo eficiente de AIA é aquele que “impõe o menor custo em termos de tempo e de recursos financeiros para proponentes e participantes, atendendo aos requisitos estabelecidos e aos objetivos da AIA<sup>124</sup>” (IAIA, 1999, p. 3). Sem dúvidas, a economia de tempo e recursos é um dos maiores benefícios que podem ser esperados de uma abordagem multiprojeto, uma vez que diversos processos burocráticos são mesclados em apenas um. É possível esperar também que esse processo único integrado seja mais abrangente e complexo do que a média, mas é provável que a diferença na economia de tempo e recursos faça valer a pena – sob uma perspectiva simples de eficiência.

Em uma comparação histórica com outros projetos de produção de petróleo e gás offshore no Brasil, como mostrado na Figura 46, a duração dos processos das Etapas 1 e 2 do Pré-sal fica bem dentro do padrão de dispersão dos dados. O tempo médio de análise para esse conjunto de EIAs é de 807 dias, com o processo da Etapa 1 sendo 28% mais longo e o da Etapa 2 31% mais curto que a média, mas dentro do desvio padrão da amostragem. Considerando que esses 2 EIAs avaliaram 16 sistemas de produção, 19 TLDs e quase 420 km de gasodutos, o fato de que esses processos tiveram duração compatível com os de projetos regulares (individuais) confirma a expectativa de economia de tempo na abordagem multiprojeto.

---

<sup>124</sup> No original, “impose the minimum cost burdens in terms of time and finance on proponents and participants consistent with meeting accepted requirements and objectives of EIA”.

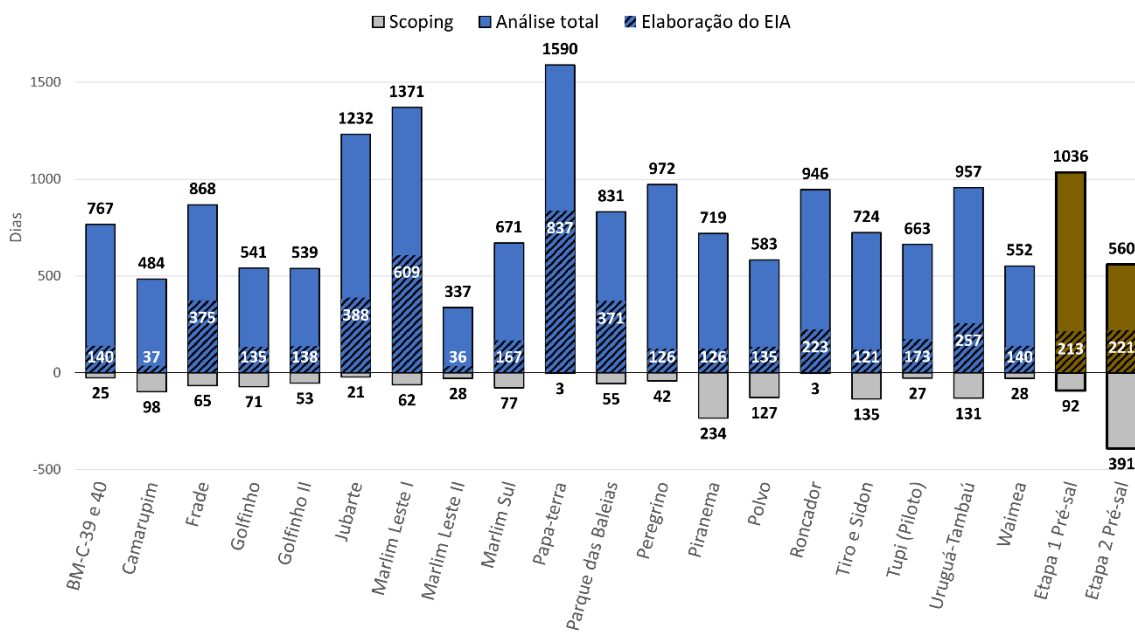


Figura 46: Linhas do tempo simplificadas para projetos de desenvolvimento da produção de petróleo e gás offshore, de acordo com os seguintes critérios: (1) licenciamento baseado em EIA, e (2) Licença de Operação concedida no período de 2007 a 2016. “Análise total” é o tempo gasto entre a emissão do TR e a concessão da primeira Licença de Instalação para o projeto. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental.

A redução da carga burocrática não é, no entanto, o único fator levando a uma maior eficiência. AIAs multiprojeto tendem a ser de alta prioridade para todas as partes envolvidas. O tamanho do investimento garante que o processo seja priorizado pelo proponente, o que é especialmente relevante em casos nos quais a empresa tem mais de um projeto sendo licenciado ao mesmo tempo. O mesmo é válido para o órgão ambiental, dadas as economias de escala envolvidas no processo: no caso do pré-sal, o IBAMA alocou uma equipe dedicada exclusivamente para o projeto, viabilizando um “tempo de prateleira” igual a zero para o EIA e suas complementações. Parece que, ao elevar a prioridade para todos os atores interessados, a AIA multiprojeto pode reduzir ou eliminar tempos “mortos” no processo, nos quais nenhuma ação está sendo feita e os recursos escassos estão sendo usados em outro lugar.

Além do tempo, o outro componente da eficiência da AIA é o custo, no seu sentido financeiro. Dados sobre custos do processo de AIA são difíceis de obter e a literatura relacionada é bem limitada (ex.: RETIEF; CHABALALA, 2009). Se por um lado não foi possível obter dados sobre os custos diretos dos processos da Etapa 1 e da Etapa 2 do Pré-sal, parece razoável supor que deve ter custado menos para elaborar e revisar 2 EIAs multiprojeto do que produzir entre 30 e 40 EIAs individuais para cada projeto nos pacotes.

A capacidade de manter o processo dentro de parâmetros razoáveis de tempo e custo – isto é, uma AIA eficiente – parece crucial para resistir às pressões crescentes por aceleração e simplificação. A abordagem multiprojeto pode ajudar a alcançar maior eficiência processual através da redução da carga burocrática e da elevação da prioridade para os atores envolvidos.

### ***Encadeamento de licenças permite acompanhamento contínuo e flexível***

O termo *follow-up*, geralmente traduzido como acompanhamento pós-licença, tem sido utilizado como um conceito guarda-chuva significando diversas atividades da AIA que acontecem após a autorização do projeto (MORRISON-SAUNDERS; ARTS, 2004) e pode ser definido como o “monitoramento, avaliação, gestão e comunicação do desempenho ambiental de um projeto ou plano<sup>125</sup>” (MORRISON-SAUNDERS; MARSHALL; ARTS, 2007). O acompanhamento é também amplamente reconhecido como uma área de prática deficiente no campo da AIA (ABAZA; BISSET; SADLER, 2004; ARTS et al., 2012; GLASSON; THERIVEL; CHADWICK, 2012; SADLER, 1996).

No Brasil também há evidências de que a prática do *follow-up* fica aquém do desejado (AGRA FILHO et al., 2012; DIAS; SÁNCHEZ, 2000; LIMA; MAGRINI, 2010), embora Sánchez (2013a) defenda que “avanços têm sido observados” recentemente no Brasil. Um dos exemplos de acompanhamento pós-licença bem-sucedidos foi retratado em Gallardo e Sánchez (2004) e Sánchez e Gallardo (2005). Nesse contexto, a prática do *follow-up* no setor de petróleo offshore tem sido avaliada de modo positivo por uma série de teses e dissertações acadêmicas nos últimos anos (BREDARIOL, 2015; CRUZ, 2016; MENDONÇA, 2015; SERRÃO, 2012), principalmente por apresentar procedimentos estruturados e um esforço razoável no acompanhamento pós-licença.

Um aspecto específico do licenciamento ambiental brasileiro, no entanto, oferece uma plataforma interessante para a otimização do acompanhamento na AIA multiprojeto. O licenciamento típico trifásico – LP, LI e LO – proporciona checkpoints sequenciais nos quais o órgão ambiental é obrigado a “checar o cumprimento dos termos e condições de uma licença para que a próxima seja concedida<sup>126</sup>” (SÁNCHEZ, 2013a). Na abordagem de AIA multiprojeto, essa característica é maximizada, uma vez que há a emissão de diversas licenças após a primeira Licença Prévia. Isso gera um

---

<sup>125</sup> No original, “the monitoring, evaluation, management and communication of the environmental performance of a project or plan”.

<sup>126</sup> No original, “check compliance with terms and conditions of one license in order to grant the next license”.

campo fértil para uma prática continuada e flexível de acompanhamento, onde as condições para operação estão sendo reavaliadas constantemente e a fase de pós-licença de uma licença é mesclada com a fase de pré-licença da próxima.

Nos casos das Etapas 1 e 2 do Pré-sal, o IBAMA aproveitou essa característica sequencial das licenças para (1) aprimorar incrementalmente programas e requisitos diversos, que puderam evoluir de conceitos iniciais para outros mais maduros ao serem revisitados a cada nova licença; e (2) utilizar a “próxima” licença como um novo ponto de pressão para garantir a implementação de programas ambientais, por vezes condicionando a nova licença a certos marcos de desempenho.

Naturalmente, essa abordagem faseada para as autorizações é típica do caso brasileiro, mas os benefícios de um acompanhamento continuado e flexível são evidentes (especialmente em um contexto multiprojeto). Nesse sentido, a ideia de *checkpoints* sequenciais de conformidade pode ser útil para regulações sendo preparadas ou revisadas em outros lugares do mundo.

### ***Pós-licença: maior escala gera melhores programas***

A abordagem de AIA multiprojeto é tipicamente caracterizada pela amplificação das escalas geográfica e temporal da avaliação, potencialmente viabilizando um melhor prognóstico de efeitos cumulativos durante a fase de análise do EIA. Em seguida, essa escala ampliada também é levada para a fase de pós-licença, influenciando o desenho de programas ambientais. Para efetivamente mitigar e monitorar o conjunto mais complexo de impactos que acompanham a iniciativa multiprojeto, é preciso desenhar programas ambientais robustos, que cubram a região afetada pelos projetos.

Programas ambientais de monitoramento regional e mitigação podem ser bastante custosos. No entanto, em um contexto multiprojeto, o rateio do custo garante que esses programas sejam comparativamente mais baratos do que se iniciativas individuais fossem ser avaliadas. Idealmente, essa economia de escala deve ser aproveitada para viabilizar abordagens mais ousadas em termos de escolhas metodológicas e de escopo para esses programas ambientais.

Esse potencial é bem documentado no presente estudo de caso. Nos licenciamentos da Etapa 1 e 2 do Pré-sal, o IBAMA exigiu que a Petrobras implementasse diversos programas regionais de mitigação e monitoramento que normalmente não são exigidos para licenças individuais de projetos de produção de

petróleo offshore (Quadro 25). A maioria desses exemplos são iniciativas que cobrem toda a Bacia de Santos, viabilizadas apenas pela escala da avaliação multiprojeto.

<b>Novos projetos regionais de monitoramento - Etapas 1 e 2 do Pré-sal -</b>
Operação dos sistemas de produção e escoamento
Utilização das vias de acesso aos locais de instalação e produção
Atividade pesqueira
Indicadores socioeconômicos
Paisagem acústica submarina
Cetáceos
Praias
Avifauna
Tráfego de embarcações
Impactos cumulativos

Quadro 25: Novos projetos de monitoramento na Bacia de Santos, normalmente não exigidos no licenciamento de plataformas individuais, tornados viáveis pela abordagem de AIA multiprojeto. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental.

Naturalmente, existem desafios associados à coordenação e supervisão de tais programas regionais, dado o seu tamanho e a sua complexidade. Por exemplo, o Projeto de Monitoramento de Praias ligado à Etapa 2 do Pré-sal envolve a coordenação de 15 instituições executoras que monitoram diariamente mais de 1500 km de litoral, registrando e realizando atendimento à fauna encalhada.

De todo modo, a capacidade de desenhar, implementar e acompanhar a execução de um conjunto de programas regionais de monitoramento e mitigação parece um benefício adicional da abordagem de AIA multiprojeto. Esses programas podem ser maiores e mais complexos do que aqueles de processos individuais de AIA, com o bônus de incluir uma visão de longo prazo de efeitos cumulativos no ambiente.

### ***Apostas mais altas geralmente significam maior pressão política***

Cada vez mais distante do antigo modelo racionalista de tomada de decisão (LAWRENCE, 2000), há crescente reconhecimento da natureza política do processo de AIA (CASHMORE et al., 2010; HANSEN et al., 2013; MORGAN, 2012). Pesquisas recentes focaram em questões específicas relacionadas ao poder na AIA, como manipulação (ENRÍQUEZ-DE-SALAMANCA, 2018) e corrupção (WILLIAMS; DUPUY, 2017).

No Brasil – e em outros países, especialmente aqueles em desenvolvimento (MCCULLOUGH, 2017) – o processo de AIA é muito permeável à vontade política (GLASSON; SALVADOR, 2000). O fato de que decisões sobre um projeto sendo licenciado no Brasil podem seguir adiante apesar da contrariedade da opinião técnica de especialistas e da opinião pública é bem documentado na literatura acadêmica (FEARNSIDE, 2015; HANNA et al., 2014; ex.: HOCHSTETLER, 2011; PEREIRA et al., 2014). Assim, uma vez que as apostas são mais altas na abordagem multiprojeto – maiores investimentos, mais partes interessadas, alta prioridade – o risco de interferência política também é aumentado.

As formas de exercício de poder e suas potenciais consequências são tão vastas quanto a diversidade de decisões feitas em um processo de AIA, na medida em que cada uma delas pode ser enviesada em favor da coalizão de poder mais forte no momento. No entanto, o estudo do poder e da influência política na AIA é ainda muito limitado e metodologicamente desafiador (CASHMORE; AXELSSON, 2013), apesar da longa tradição das ciências políticas.

Nesse contexto, considerando a relevância econômica dos casos das Etapas 1 e 2 do Pré-sal, há alguma evidência de que interferências políticas podem estar acontecendo. Um manifesto escrito pela associação de servidores do IBAMA (ASIBAMA-RJ, 2015) denuncia que a implementação de alguns projetos de monitoramento/mitigação está bastante atrasada – mas licenças subsequentes seguem sendo concedidas apesar da opinião dos técnicos de que estas deveriam ser suspensas até a adequada implementação dos programas ambientais. Análise de documentos técnicos no processo de licenciamento confirma o desempenho deficiente da empresa e a falta de *enforcement*<sup>127</sup> pelas esferas hierárquicas mais altas do órgão ambiental.

Este é um outro ponto de atenção para a implementação de abordagens de AIA multiprojeto: como os programas de monitoramento e mitigação se tornam maiores e mais complexos, a implementação fraca ou em desacordo com os requisitos pode afetar o desempenho ambiental por toda uma região. Uma estratégia potencial para amenizar esse risco seria aumentar a transparência e a participação pública durante todas as fases da AIA, incluindo o longo acompanhamento pós-licença. A prática corrente, no Brasil e em muitos outros países, é que a participação pública (quando existe) se concentra nas etapas pré-licença/pré-decisão. Estratégias que abram espaços de participação e auditoria externa de desempenho na fase pós-licença podem aumentar

---

<sup>127</sup> Termo sem tradução precisa, envolve imposição, fazer cumprir.

a *accountability*<sup>128</sup> social do proponente e do órgão ambiental, deixando menos espaço para interferências políticas nas decisões.

### **Condições facilitadoras e outras questões**

Nós reconhecemos que o caso estudado reúne algumas condições facilitadoras para o desenvolvimento de uma AIA multiprojeto: único proponente, única autoridade responsável, condições ambientais relativamente homogêneas e os projetos sendo implementados próximos o suficiente no tempo para que seja possível assumir que fazem parte do mesmo pacote de intervenção.

No entanto, outros arranjos parecem possíveis, dependendo das restrições legais específicas de cada jurisdição. Uma AIA multiprojeto multiproponente, por exemplo, pode ser possível se houver clara definição de responsabilidades sobre os projetos. Ou ainda pode haver AIA multiprojeto em ambiente mais diversos, como paisagens terrestres, caso essa diversidade seja adequadamente reconhecida e gerenciada no processo. De toda forma, o caso da exploração de petróleo em águas profundas fornece um modelo interessante para os potenciais benefícios e armadilhas da abordagem multiprojeto.

### **5.2.7. Conclusão**

Com o objetivo de contribuir para o avanço do “interminável problema da efetividade<sup>129</sup>” (CASHMORE et al., 2004), neste estudo nós argumentamos que a abordagem de AIA multiprojeto – como demonstrado no caso do setor de petróleo e gás offshore brasileiro – oferece um potencial interessante para simultaneamente aprimorar a efetividade e agilizar o processo de avaliação de impacto ambiental. Nesse sentido, nós sugerimos que essa abordagem bem conhecida seja revisitada por profissionais da área e reguladores para identificar oportunidades de aplicação, especialmente em jurisdições onde avaliações estratégicas não são executadas.

Embora não busque fazer uma avaliação aprofundada de todos os aspectos ligados à efetividade de AIAs multiprojeto, nosso estudo de caso proporcionou alguns *insights* que podem ser úteis ou inspiradores para outros contextos:

---

<sup>128</sup> Termo sem tradução precisa, envolve responsabilização ou prestação de contas dos agentes.

<sup>129</sup> No original, “interminable issue of effectiveness”.

- Onde a AAE não é executada regularmente em níveis estratégicos de planejamento, a AIA multiprojeto pode ajudar a fornecer uma perspectiva regional e programática para a avaliação dos impactos, viabilizando uma consideração mais qualificada de efeitos cumulativos. No entanto, o sucesso da avaliação de efeitos cumulativos depende de cuidado da etapa de definição do escopo e abertura à participação pública. Uma maior atenção à fase de *scoping* parece gerar EIAs mais consistentes e tempos reduzidos de análise.

- A AIA multiprojeto é mais eficiente que avaliações individuais de projetos, não apenas porque reduz a quantidade de processos burocráticos, mas também ao aumentar a prioridade para proponentes, órgãos ambientais e outras partes interessadas.

- A escala da AIA multiprojeto pode justificar o desenho e a implementação de programas regionais de monitoramento e mitigação, com escolhas metodológicas mais ousadas e escopos mais aprofundados.

- Uma abordagem faseada para as autorizações proporciona checkpoints sequenciais para análise de conformidade, viabilizando um acompanhamento continuado e flexível na fase pós-licença. Isto, naturalmente, depende do contexto regulatório de cada jurisdição, mas pode ser inspirador para regulações sendo preparadas ou revisadas.

- Como as apostas são mais altas em uma AIA multiprojeto, interesses políticos podem aumentar a pressão sobre a tomada de decisão em contextos mais permeáveis, colocando em risco a implementação das recomendações técnicas ou das expectativas do público.

A abordagem de AIA multiprojeto é um campo fértil para pesquisa – uma variedade de métodos e lentes teóricas podem ser utilizados para explorar a complexidade apresentada nesses casos – assim como também é um campo fértil para a inovação de práticas de AIA. No caso brasileiro, como ilustrado neste estudo, a experiência multiprojeto no setor de petróleo e gás offshore está promovendo avanços nas áreas de avaliação de efeitos cumulativos, definição de escopo, estratégias de acompanhamento pós-licença e outras. A Etapa 3 do Pré-sal está em licenciamento no momento da redação deste trabalho<sup>130</sup>.

Embora sempre haja espaço para aprimoramentos e melhorias adicionais, nós acreditamos que casos que mostrem boas práticas de AIA devem ser destacados e

---

<sup>130</sup> O artigo foi redigido ao longo de 2017.



debatidos, especialmente quando pressões por reforma dos sistemas de AIA estão crescendo ao redor do mundo (BOND et al., 2014; BRAGAGNOLO et al., 2017). Esperamos que as lições e *insights* da experiência brasileira de AIA multiprojeto no setor de petróleo e gás offshore sejam de grande valia para profissionais de outras regiões.

### 5.2.8. Epílogo (ou o pré-sal hoje)

O artigo reproduzido neste capítulo registrou o salto que a abordagem multiprojeto representou para o licenciamento ambiental dos projetos do pré-sal desde 2009. O aprendizado gerado pela Etapa 1 foi posto em prática na Etapa 2 e pavimentou o caminho para a sequência da estratégia com o licenciamento da Etapa 3 e da Etapa 4. A Etapa 3 já possui Licença Prévia e algumas Licenças de Instalação e Operação, enquanto a Etapa 4 encontra-se na fase de análise do EIA no momento da escrita deste epílogo em dezembro de 2022.

A Figura 47 traz um panorama dos empreendimentos do pré-sal da bacia de Santos no final de 2022, incluindo aqueles FPSOs ainda em licenciamento.

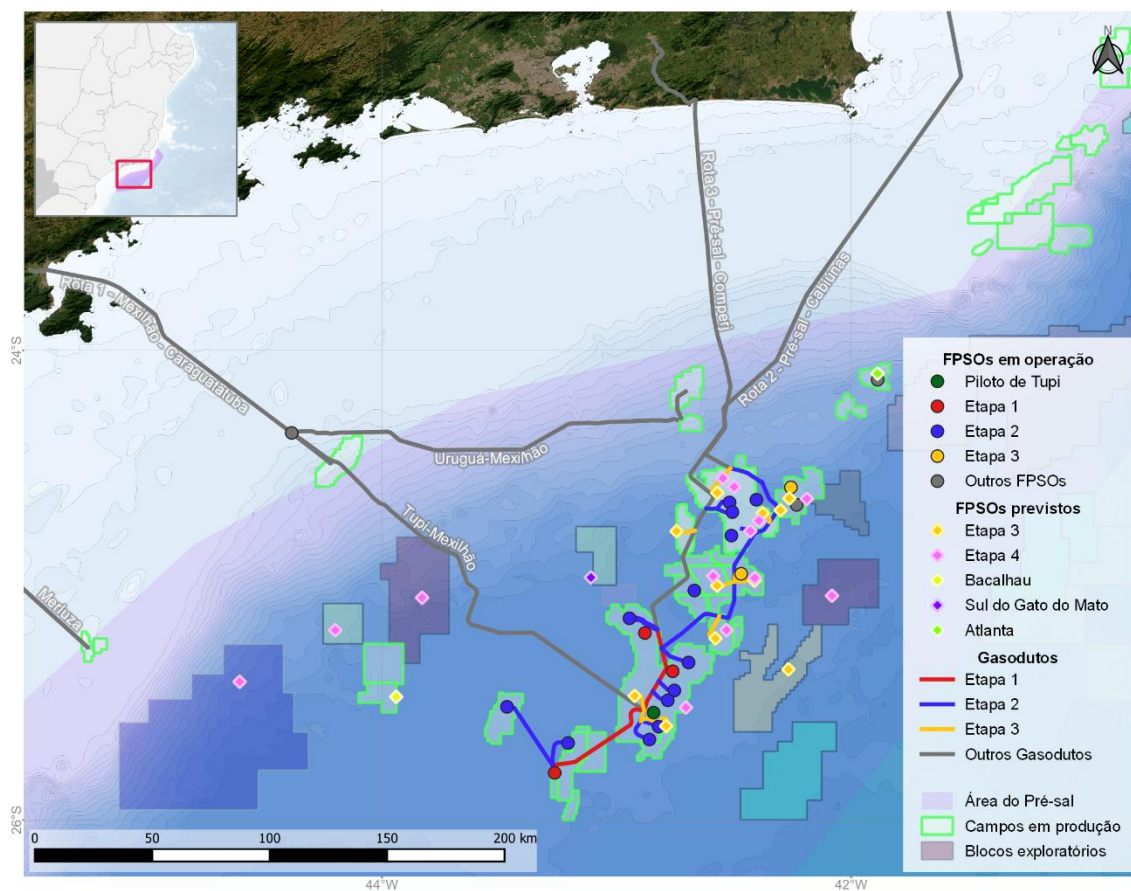


Figura 47: Panorama geral do pré-sal da bacia de Santos, considerando os empreendimentos licenciados e em licenciamento até o final de 2022. Fonte: elaboração própria.

A Figura 48 mostra as unidades de produção do tipo FPSO já em operação no pré-sal e aquelas previstas em processos de licenciamento ambiental em andamento no IBAMA ao final de 2022.

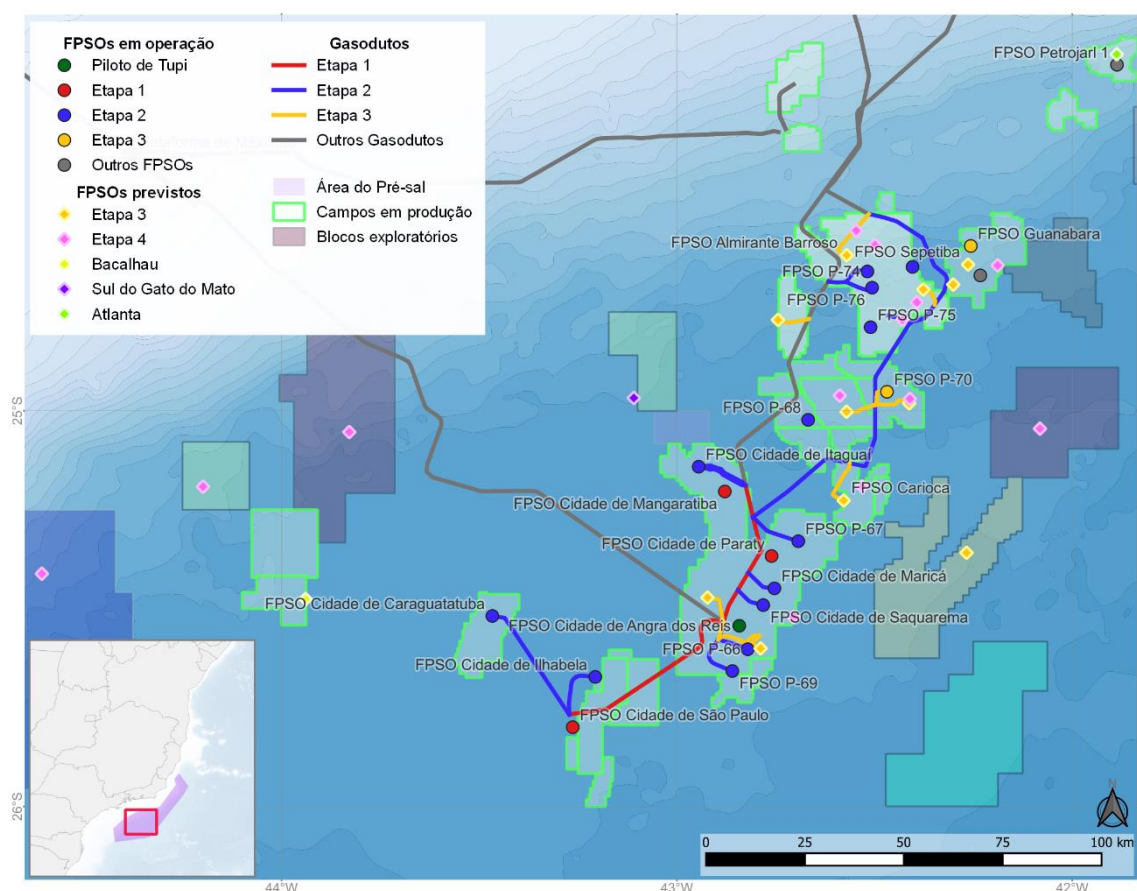


Figura 48: Detalhe dos empreendimentos de produção licenciados e em licenciamento no pré-sal até o final de 2022. Fonte: elaboração própria.

Do ponto de vista da abordagem multiprojeto, as etapas 3 e 4 do pré-sal têm representado a continuidade da estratégia, sem inovações significativas. Há o aprimoramento gradual da implementação dos projetos regionais continuados, seguindo a lógica de encadeamento de licenças – o acompanhamento pós-licença de uma licença é parte importante da análise pré-licença do próximo empreendimento dentro da lógica multiprojeto. Os projetos regionais de monitoramento e caracterização vão ganhando séries históricas cada vez mais robustas e valiosas como suporte à tomada de decisões futuras.

Para fins de comparação, o quadro a seguir traz alguns parâmetros básicos sobre os empreendimentos multiprojetos Etapas 1 a 4 do pré-sal.

	<b>Etapa 1</b>	<b>Etapa 2</b>	<b>Etapa 3</b>	<b>Etapa 4</b>
Sistemas de Produção	3	13	12	13
TLDs/SPAs	12	7	11	0
Gasodutos	104 km	314,5 km	110,9 km	46,3 km
Produção de óleo (média anualizada)	162.135 bpd	843.056 bpd	579.892 bpd	838.709 bpd
Produção de gás natural (média anualizada)	7,2 MMm <sup>3</sup> /d	36,1 MMm <sup>3</sup> /d	15,9 MMm <sup>3</sup> /d*	14,6 MMm <sup>3</sup> /d*
Investimento total declarado	R\$ 19,5 Bi	R\$ 120,0 Bi	R\$ 126,6 Bi	R\$ 196,4 Bi

\* volume disponibilizado ao mercado

*Quadro 26: Síntese comparativa entre os empreendimentos Etapa 1, 2, 3 e 4 do Pré-sal. Unidades: bpd – Barris por dia. MM m<sup>3</sup>/d – Milhões de metros cúbicos por dia. Fonte: elaboração própria com dados dos processos de licenciamento ambiental.*

Embora ainda dominada pela Petrobras, a produção no pré-sal tem hoje outras empresas atuando em campos específicos. A primeira companhia a produzir no pré-sal como operadora do consórcio foi a Total, que em 2017 assumiu a operação do FPSO Cidade de Caraguatatuba no campo de Lapa, após adquirir da Petrobras 35% dos direitos do campo.

A Enauta, ex-Queiroz Galvão, opera um Sistema de Produção Antecipada – SPA no campo de Atlanta desde 2018 e se prepara para instalar um sistema definitivo de produção. A Shell, no campo de Sul de Gato do Mato, e a Equinor, no campo de Bacalhau, estão licenciando seus respectivos sistemas de produção na bacia de Santos. A ExxonMobil e a BP adquiriram blocos exploratórios recentemente e poderão entrar no rol de operadoras do pré-sal caso as campanhas de perfuração sejam bem-sucedidas.

### **5.3. Considerações gerais sobre o futuro do licenciamento da produção e escoamento de petróleo e gás**

Este capítulo abordou a tipologia de produção e escoamento de petróleo e gás natural no ambiente marítimo, a etapa-objetivo da atividade petrolífera, onde as receitas são finalmente auferidas. Neste capítulo, foi realizado um resgate do histórico de evolução normativa e procedimental do licenciamento da tipologia no Brasil, incluindo tanto o licenciamento de novos projetos quanto o importante processo de regularização de atividades preexistentes. Além de um resumo tecnológico da tipologia, o item 10.3 (Apêndice A) traz uma síntese dos principais impactos e riscos ambientais das etapas de instalação, operação e descomissionamento, complementando o conteúdo aqui apresentado.

Dentre as diversas possibilidades de aprofundamento, este trabalho escolheu analisar em maior detalhe a experiência – inovadora no contexto brasileiro – da abordagem multiprojeto para o licenciamento do desenvolvimento da produção do pré-sal da bacia de Santos. Diversos insights relevantes para a prática da avaliação de impacto puderam ser extraídos desse estudo de caso das Etapas 1 e 2. Quanto às Etapas 3 e 4, estas parecem consolidar os avanços obtidos anteriormente sem apresentar inovações procedimentais ou técnicas.

Um grande desafio para o licenciamento da tipologia de produção e escoamento offshore é o caráter continuado das atividades, pelo menos em um horizonte de médio prazo. Isso faz com que cada licença emitida adicione uma demanda de acompanhamento pós-licença de muitos anos por vir. Assim como discutido anteriormente nesta tese na tipologia de perfuração (modalidade por área geográfica), acompanhar adequadamente as atividades de longo prazo implica no estabelecimento de estratégias inovadoras para essa supervisão. Não há equipe capaz de dar conta de uma pós-licença essencialmente documental – é preciso avançar para outros modelos de acompanhamento, em que os relatórios sejam parte complementar da caixa de ferramentas e não a principal delas. Novas abordagens ligadas à tecnologia da informação serão parte importante desse novo cenário, envolvendo tópicos desde a simples relatoria online até o uso de inteligência artificial para priorizar ações de fiscalização, passando pelo extensivo uso de bases e repositórios de dados.

Outro desafio mencionado neste capítulo é a gestão do processo de descomissionamento de instalações offshore, que deve se intensificar no futuro próximo. Há dezenas de plataformas antigas da Petrobras com produção paralisada que aguardam decisão sobre possível venda no processo de desinvestimento da companhia. Em sua maioria, são plataformas fixas localizadas em águas rasas, cuja discussão do descomissionamento é mais complexa do que os sistemas de águas profundas. Nesse contexto, é fundamental que seja revertido o veto às orientações técnicas do IBAMA para o descomissionamento offshore, como descrito no item 10.3.2.3 (Apêndice A, subitem *Status do descomissionamento no Brasil*). As diretrizes ambientais para o descomissionamento podem ser objeto de consulta pública e debate transparente com a indústria – só não podem não existir.

É provável também que nos próximos anos ocorra uma intensificação nos esforços para descarbonização da tipologia de produção, com o uso de tecnologias de eletrificação offshore e soluções de eficiência energética. A Petrobras, em seu Plano Estratégico mais recente (2023-2027), prevê a adoção de FPSOs *all electric* para os

campos de Atapu (P-84) e S epia (P-85), ambos com entrada em operação p os-2027 (PETROBRAS, 2022a). Nesse contexto de descarbonização, a potencial sinergia com a produção de energia eólica offshore vem ganhando atenção e pode se tornar relevante em breve (CARVALHO, 2019; SCHAFFEL et al., 2019). É fundamental que o IBAMA coloque a questão climática no centro do debate no licenciamento de grandes projetos, gerando informações transparentes, discutindo medidas de mitigação de emissões, promovendo iniciativas de compensação e, em última análise, auxiliando a guiar a transição para uma economia de baixo carbono.

A possibilidade de novas descobertas na margem equatorial nos pr oximos anos pode representar um novo desafio para a tipologia. Como realizar o desenvolvimento da produção e seu escoamento em localização tão remota? Que salvaguardas precisarão ser desenvolvidas para minimizar os impactos deletérios nos municípios litorâneos? Faz sentido iniciar o desenvolvimento dessa produção em um contexto de emergência climática cada vez mais exacerbado, considerando a abundância de volumes já descobertos e potenciais no pré-sal da bacia de Santos? A abertura de uma nova fronteira exploratória na margem equatorial deve ser amplamente debatida à luz da quantidade limitada de petróleo que o mercado internacional ainda poderá absorver sem inviabilizar a neutralidade climática e da competitividade das exportações brasileiras de petróleo.



*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney.  
Prompt de texto: "The Taj Mahal as an offshore oil platform, beautiful".*

## **6.Avaliação de impacto ambiental de petróleo e gás offshore no Brasil: evolução e desafios da vanguarda da prática**

---

Os capítulos desenvolvidos até aqui nesta tese abordaram a evolução da avaliação de impacto ambiental de cada uma das tipologias de petróleo e gás offshore, no contexto do licenciamento ambiental, além do processo de avaliação ambiental prévia das rodadas de licitações da ANP. Cada tema foi desenvolvido em uma perspectiva histórica de avanços e desafios ao longo dos anos. No entanto, se considerados em conjunto, esses capítulos representam a jornada do trato da avaliação de impacto ambiental no setor de exploração e produção de petróleo offshore no Brasil nos últimos 25 anos. Este capítulo busca consolidar uma visão integrada dessa evolução, apresentando uma proposta de painel-síntese por períodos: (i) até 1998; (ii) 1999-2002; (iii) 2003-2013; e (iv) 2014-2022.

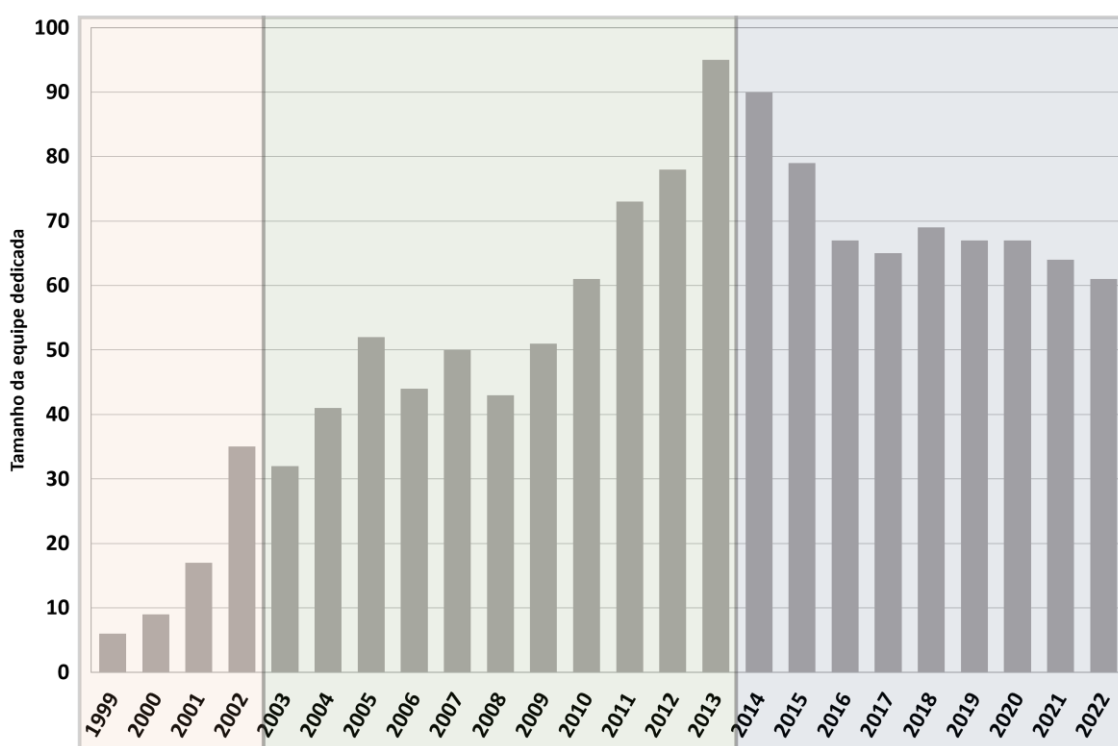


Figura 49: Representação da periodização proposta em função do tamanho da equipe dedicada ao licenciamento de petróleo e gás offshore. Fonte: elaboração própria.

O Apêndice C deste trabalho de tese contém uma linha do tempo contendo os principais marcos desta evolução, nas dimensões de Capacidade institucional, Arcabouço normativo, Regularização das atividades e Avaliação ambiental prévia das rodadas.

## 6.1. Painel integrado da evolução

### ***Antes de 1998: predomínio da autorregulação***

O primeiro período, naturalmente, é aquele anterior ao início organizado do licenciamento ambiental das tipologias de petróleo e gás. Apesar de experiências isoladas de licenciamento de empreendimentos pelo IBAMA em Brasília na década de 1990, esse período é marcado pela autorregulação da Petrobras no contexto do monopólio estatal. Apesar de os marcos regulatórios iniciais do licenciamento ambiental remontarem à década de 1980, a Petrobras monopolista não parecia inclinada ao controle externo, especialmente na área ambiental. É possível dizer que as atividades petrolíferas offshore no Brasil não eram objeto de controle ambiental governamental durante esse período: mesmo as poucas licenças ambientais emitidas nesse período eram meras formalidades burocráticas e não representavam avaliação prévia ou supervisão das atividades.

Com o desenvolvimento paulatino da agenda ambiental, fomentada, por exemplo, pela realização da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento (ECO92) no Rio de Janeiro em 1992, foi crescendo o interesse social pelo controle das atividades poluidoras, como a exploração de petróleo no mar. Em 1993, o IBAMA estabeleceu a primeira normativa sobre licenciamento ambiental dessas atividades – a Portaria IBAMA nº 101/93. Essa portaria, devidamente criticada ao longo desta tese (itens 4.1.1 e 5.1.1, por exemplo) parecia desenhada para permitir a regularização e a continuidade das atividades da Petrobras, causando o menor incômodo possível à petroleira.

Pouco mais de um ano depois, o CONAMA editou a Resolução nº 23/94 para regulamentar o licenciamento ambiental específico das tipologias de petróleo e gás. A Resolução era praticamente uma cópia melhorada da Portaria do IBAMA, retirando algumas das impropriedades mais óbvias e mantendo o teor consideravelmente amigável à indústria petrolífera (que naquele momento histórico era a Petrobras). Interessante observar como a Petrobras conseguiu que o CONAMA editasse uma regra específica para o licenciamento das suas atividades antes mesmo das regras gerais do licenciamento ambiental serem consolidadas por meio da Resolução CONAMA nº 237/97, editada em dezembro de 1997.

Os anos de 1997 e 1998 representaram uma guinada nesse cenário, a começar pela quebra do monopólio estatal em agosto de 1997. A Lei nº 9.478/1997 pôs fim ao



monopólio da Petrobras e criou a ANP, estabelecendo o regramento inicial para a participação de outros agentes no setor. No entanto, outra lei parece ter dado o impulso definitivo para a evolução do licenciamento ambiental do petróleo no Brasil: a Lei de Crimes Ambientais. Aprovada em 12 de fevereiro de 1998, a Lei nº 9.605/1998 estabeleceu a responsabilização penal para as pessoas físicas e jurídicas responsáveis pelos crimes tipificados pela lei. Dentre os tipos previstos pela lei, está

Art. 60. Construir, reformar, ampliar, instalar ou fazer funcionar, em qualquer parte do território nacional, estabelecimentos, obras ou serviços potencialmente poluidores, sem licença ou autorização dos órgãos ambientais competentes, ou contrariando as normas legais e regulamentares pertinentes. (Lei nº 9.605/98)

Ou seja, a partir de fevereiro de 1998, operar atividades potencialmente poluidoras sem licença ambiental ou em desacordo com ela passou a ser crime previsto em lei. E quem concorresse para esse crime na posição de diretor, administrador, gerente etc. poderia ser responsabilizado individualmente pela lei de crimes.

Essa conjunção de fatores parece ter sido determinante para o ímpeto de estruturação de um setor responsável pelo licenciamento das tipologias petrolíferas dentro do IBAMA. Se o licenciamento ambiental passaria a ser uma realidade inescapável, seria necessário ter o mínimo de capacidade institucional instalada no órgão ambiental. Nesse contexto, foi criado o ELPN – Escritório de Licenciamento das atividades de Petróleo e Nuclear na sede do IBAMA no Rio de Janeiro em 15 de dezembro de 1998. Curiosamente, no mesmo dia em que o IBAMA emitiu a LPper nº 07/98 autorizando a Petrobras a perfurar poços na bacia de Campos sem que estudos ambientais houvessem sido aprovados.

### ***1999-2002: conflito e resistência***

Ao final de 1998, a criação do ELPN deu início a uma nova fase do controle ambiental da atividade petrolífera no Brasil. Pela primeira vez, passou a existir um corpo técnico especializado e dedicado ao tema dentro do IBAMA. No entanto, durante os anos iniciais de funcionamento do ELPN essa equipe era bem reduzida e composta exclusivamente por consultores externos, contratados por meio de diferentes convênios ao longo dos anos. Apesar da alta rotatividade de pessoal, inerente ao modelo de contratação, essa pequena equipe iniciou o estabelecimento de diretrizes técnicas para o licenciamento ambiental de petróleo no Brasil (MALHEIROS, 2002). Dentre outros aspectos fundadores, essa equipe teve o entendimento que a pesquisa sísmica

marítima era potencialmente causadora de impactos ambientais e, portanto, deveria ser licenciada previamente.

Nesses primórdios, o controle ambiental externo das atividades petrolíferas não era algo consolidado e o período se caracterizou por forte antagonismo entre o IBAMA e a indústria. Aspectos plenamente consolidados hoje em dia, como a necessidade de aprovação prévia de estudos ambientais e planos de emergência, eram bastante disputados.

No âmbito da indústria da pesquisa sísmica, por exemplo, foram realizadas diversas operações sem licença ambiental entre os anos de 1999 e 2001, já em um período no qual estava clara a necessidade de licenciamento prévio para a atividade. Em verdade, muitas dessas operações foram feitas simultaneamente à tramitação de processos de licenciamento ambiental – as empresas simplesmente apostaram na impunidade. Como resultado, algumas empresas de aquisição de dados foram multadas pelo IBAMA no início de 2003, totalizando R\$ 3 milhões em autuações<sup>131</sup>.

Já nas tipologias de perfuração e produção, esse período foi caracterizado pelo cabo-de-guerra com a Petrobras para regularização de suas atividades. Enquanto as demais empresas recém-chegadas ao mercado brasileiro tramitavam seus processos de licenciamento regularmente, a Petrobras insistia em atalhos para seguir operando normalmente. Na perfuração, a empresa insistia na validade das LPper concedidas pelo IBAMA/Sede em 1998 de modo precário (sem a necessária apresentação de estudos ambientais ou de avaliação de risco). Na produção, a Petrobras apostava nos Termos de Compromisso assinados em 1999 para considerar regulares as suas atividades.

No final de 2002 a situação começou a mudar. Um marco importante foi a autuação que o IBAMA fez à Petrobras pelo não-atendimento das condicionantes das LPper de 1998: R\$ 1 milhão para cada bacia sedimentar onde a empresa realizou perfurações com base nessas licenças irregulares. Essas multas, de outubro de 2002, deram impulso ao processo de regularização das perfurações da Petrobras.

No ano de 2002 aconteceu também a assinatura do primeiro TAC com a Petrobras. Como caracterizado anteriormente nesta tese, o processo de regularização das atividades da companhia só começou a avançar de fato com a assinatura dos diferentes TACs – a começar pelo TAC de produção da bacia de Campos, que concentrava o maior número de plataformas em operação. Esse TAC primordial foi

---

<sup>131</sup> Desse valor, 10% foram efetivamente recolhidos e R\$ 2,7 milhões foram aplicados em projetos de conservação de espécies marinhas, por meio de um Termo de Compromisso.

assinado em dezembro de 2002 e representou a experiência pioneira, que depois foi expandida para as demais bacias sedimentares e para a tipologia de perfuração de poços.

Por outro lado, se é inequívoco o mérito dessa pequena equipe inicial de consultores liderada pela Procuradora Federal Telma Malheiros na resistência em defesa da implementação da legislação ambiental, é fundamental reconhecer também que a capacidade institucional instalada no IBAMA no período era muito aquém da necessária. No final de 2001, após funcionar por dois anos com menos de dez funcionários, o ELPN contava com apenas 17 consultores para processar toda a demanda de licenciamento do setor, incluindo a regularização do passivo.

No final de 2002, esse cenário começou a se alterar com a chegada dos analistas ambientais recém-aprovados no primeiro concurso da história do IBAMA. Esse concurso foi realizado na esteira da criação da carreira de analista ambiental<sup>132</sup> e contratou 610 servidores para todo o Brasil em um primeiro momento. Desses, 20 vagas eram destinadas ao escritório de licenciamento de petróleo no Rio de Janeiro. Ao final do processo de admissão, 13 novos analistas ambientais foram efetivamente lotados no ELPN, incluindo este autor. Somados aos 22 consultores que estavam ainda contratados, o quadro funcional do escritório encerrou o ano de 2002 com 35 técnicos disponíveis.

### ***2003-2013: desenvolvimento e capacitação***

O período que se seguiu foi um período de estruturação do licenciamento ambiental das tipologias de petróleo e gás offshore como conhecemos hoje. Os principais marcos, normas, diretrizes e avanços gerais ocorreram ao longo desses anos.

A equipe dedicada ao licenciamento de petróleo e gás cresceu de modo praticamente contínuo entre 2003 e 2013, saltando de 35 para 95 funcionários ao final do período. De início, houve a redução gradativa do quadro de consultores técnicos na equipe base – dos 22 consultores que havia em 2002, apenas dois permaneciam no quadro entre 2007 e 2010. Nesse período, os consultores remanescentes eram de perfis técnicos de difícil obtenção por concursos públicos generalistas e trabalhavam remotamente em modalidade “por produto”, não fazendo mais parte da equipe base.

---

<sup>132</sup> Lei nº 10.410/2002, de 11 de janeiro de 2002.

A substituição dos consultores foi garantida pela busca ativa de perfis técnicos compatíveis em outras áreas do IBAMA e pela regularidade de novos concursos públicos. Estes concursos (e suas convocações adicionais) aconteceram em 2005, 2007, 2009, 2011 e 2013. Os concursos nunca puderam ser feitos para formações técnicas definidas, então a capacitação dos analistas ambientais “generalistas” sempre foi um desafio. De modo geral, o treinamento dos novos analistas era feito “em serviço”, com o auxílio de analistas mais experientes. Ocasionalmente capacitações específicas em petróleo e gás foram desenvolvidas com o apoio do IBP, seja em cursos desenhados para o IBAMA, seja a partir de vagas em cursos já oferecidos pela instituição. Além disso, apesar de eventuais dificuldades pontuais no processo de liberação, o IBAMA de modo geral sempre permitiu que analistas se afastassem para cursos de mestrado e doutorado gozando de licenças remuneradas.

Do ponto de vista institucional, o grande avanço do período foi a transformação do ELPN em CGPEG na reforma organizacional de 2006. Enquanto o ELPN era uma estrutura avulsa dentro do IBAMA, com apenas uma chefia, a CGPEG representou grande valorização da agenda. Com uma coordenação-geral e duas coordenações de área (COEXP e CPROD), a CGPEG foi durante muitos anos a única estrutura de terceiro escalão do IBAMA situada fora de Brasília. Com essa reforma de 2006, a CGPEG passou a representar formalmente um terço da estrutura de licenciamento ambiental do IBAMA, com as duas outras coordenações-gerais processando outras tipologias em Brasília.

Em 2010 um novo salto na capacidade foi dado com a criação da UALAE, uma unidade avançada de licenciamento de petróleo situada em Aracaju/SE. A UALAE era dedicada aos processos de licenciamento da Petrobras nas bacias sedimentares do nordeste e chegou a ter 15 analistas ambientais no auge do seu funcionamento. Sua criação foi motivada, em grande medida, por pressões políticas para que o licenciamento ambiental de projetos da região fosse priorizado – com a concorrência dos projetos do pré-sal, a própria Petrobras mantinha os projetos do nordeste em baixa prioridade junto ao IBAMA. Havendo uma unidade avançada na região, a expectativa era de que esses projetos pudessem ser priorizados.

Uma avaliação mais aprofundada dos resultados da UALAE está além do escopo deste trabalho, mas o saldo durante sua existência parece ter sido positivo. O acréscimo à equipe de licenciamento de petróleo e gás de analistas ambientais de diferentes formações e de mais um coordenador contribuiu para alguns avanços importantes na agenda técnica. O principal projeto da carteira da unidade – e principal motivador de sua

criação – foi o desafiador licenciamento da revitalização e ampliação da produção dos campos de águas rasas da bacia de Sergipe-Alagoas<sup>133</sup>. O projeto, um dos mais complexos da história do licenciamento de petróleo e gás, recebeu a licença prévia em dezembro de 2013, mas terminou não sendo executado por razões da própria companhia.

No que diz respeito à avaliação ambiental das rodadas da ANP, foi nesse período de 2003 a 2013 que aconteceram os principais desenvolvimentos da agenda, incluindo sua criação, estruturação e amadurecimento: a polêmica de Abrolhos (2003), o início das análises prévias das rodadas (2004), a criação do GTPEG (2008) e a criação da AAAS (2012), dentre outros marcos. A evolução desse processo, incluindo suas dificuldades e limitações, foi descrita em maior detalhe no capítulo 2 desta tese.

Quanto à agenda técnica, o período entre 2003 e 2013 representou a estruturação de boa parte do que hoje é paradigmático em termos de avaliação de impactos ambientais dos empreendimentos de petróleo e gás. São desse período importantes Resoluções CONAMA, como por exemplo a n° 350/2004 (licenciamento da sísmica), a n° 393/2007 (descarte de água de produção) e a n° 398/2008 (conteúdo mínimo do plano de emergência). Os principais projetos de monitoramento ambiental e mitigação de impactos foram aperfeiçoados nesses anos, bem como aspectos procedimentais do licenciamento. Esse aperfeiçoamento pode ser demonstrado a partir das diferentes orientações técnicas emitidas no período, em um esforço pioneiro que até hoje é único no contexto do licenciamento ambiental federal (Quadro 27).

<b>Tema</b>	<b>Documento de orientação técnica</b>
<b>Projeto de Monitoramento da Biota Marinha</b> em pesquisas sísmicas marítimas	Guia de Monitoramento da Biota Marinha (2005)
<b>Projeto de Controle da Poluição</b> – diretrizes para apresentação, implementação e elaboração de relatórios	Nota Técnica CGPEG n° 08/2008
<b>Área de Influência</b> – critérios para definição	Nota Técnica CGPEG n° 03/2009
<b>Programas de Educação Ambiental</b> – diretrizes para elaboração, execução e divulgação	Nota Técnica CGPEG n° 01/2010
<b>Projeto de Controle da Poluição</b> – atualização das diretrizes	Nota Técnica CGPEG n° 01/2011

<sup>133</sup> Processo IBAMA n° 02022.002524/2006-14.

<b>Cadastro de Unidades Marítimas de Perfuração (CADUMP)</b> – implementação e manutenção	Nota Técnica CGPEG n° 04/2012
<b>Capacidade Efetiva Diária de Recolhimento de Óleo (CEDRO)</b> – esclarecimentos técnicos sobre a sua determinação	Nota Técnica CGPEG n° 06/2012
<b>Vistorias técnicas em plataformas e embarcações</b> – manual de procedimentos	Nota Técnica CGPEG n° 08/2012
<b>Identificação e Avaliação de Impactos Ambientais</b> – Orientações metodológicas	Nota Técnica CGPEG n° 10/2012
<b>Planos de Emergência</b> – padronização de Tabela Única de Informações	Nota Técnica CGPEG n° 02/2013
<b>Plano de Emergência Individual</b> – diretrizes para aprovação	Nota Técnica CGPEG n° 03/2013

*Quadro 27: Exemplos de orientações técnicas elaboradas pelo IBAMA no período entre 2003 e 2013. Fonte: elaboração própria.*

O avanço na elaboração de diretrizes técnicas nesse período esteve vinculado a uma experiência organizacional importante: a formação de grupos de trabalho temáticos. Os GTs, como ficaram conhecidos, eram grupos transversais que reuniam técnicos das diferentes equipes (sísmica, perfuração, produção) para debater, planejar e produzir diretrizes comuns para determinado tema técnico. Essa prática dos GTs começou ainda na época do ELPN como forma de fortalecer os posicionamentos dos técnicos em embates difíceis em processos de licenciamento – era uma forma de o analista poder dizer “o IBAMA entende que”, ao invés de ser a opinião de apenas um técnico. A importância dos GTs do licenciamento de petróleo do IBAMA foi registrada em alguns trabalhos acadêmicos de analistas ambientais do IBAMA, como as teses de Serrão (2012) e Mendonça (2015) e a dissertação de Bredariol (2015), e mesmo de pesquisadores externos, como nas dissertações de Cruz (2016) e Paulo (2020). Os GTs são citados positivamente ainda em Cruz et al. (2018) como importante elemento para aprendizagem institucional no contexto da AIA.

No auge do funcionamento dos GTs temáticos, por volta de 2013/2014, houve 10 Grupos de Trabalho transversais na CGPEG, com diferentes níveis de atividade. Alguns analistas se envolviam em mais de um GT, de acordo com sua área de especialidade técnica.

GT1 – Controle da Poluição

GT2 – Socioeconomia

GT3 – Compensação Ambiental

GT4 – Fiscalização

GT5 – Biota

GT6 – Risco e Emergência

GT7 – Modelagem e Meio Físico

GT8 – Fluidos e Cascalhos

GT9 – Gestão da Informação

GT10 – Emissões Atmosféricas

O amadurecimento proporcionado pela experiência acumulada no licenciamento (e regularização da Petrobras) permitiu que nesse período fossem aprimorados os ritos processuais para todas as tipologias, culminando na consolidação desses procedimentos na Portaria MMA nº 422/2011. Essa portaria reuniu os procedimentos de licenciamento para todas as tipologias de petróleo offshore e foi elaborada em diálogo com a indústria, sob a liderança do corpo técnico da CGPEG. Os modelos de licenciamento multiprojeto (produção) e por polígonos (perfuração) também foram desenvolvidos nesse período.

A regularização das atividades de perfuração da Petrobras aconteceu inteiramente nesse período. Entre a assinatura do primeiro TAC – bacia de Campos (2004) – e a emissão da última licença de operação – bacia de Santos (2011) – transcorreram menos de sete anos.

Outros marcos importantes desse período ocorreram em 2011: o indeferimento da licença ambiental para produção no campo de Pinaúna (bloco BM-CAL-4, bacia de Camamu-Almada), da empresa El Paso, e o gerenciamento do acidente no campo de Frade, na bacia de Campos, da empresa Chevron.

Em 2013 ocorreu o último concurso público que levou analistas ambientais para o licenciamento de petróleo e gás<sup>134</sup>. A partir do final desse ano o quadro técnico da CGPEG começou a declinar de modo praticamente contínuo até hoje, como pode ser observado na Figura 49.

### ***2014-2022: desvalorização e nova resistência***

A definição dos limites temporais de processos complexos como a evolução do licenciamento de petróleo e gás offshore não é uma tarefa simples e possivelmente as escolhas feitas aqui poderiam ser objeto de debate. Não houve, na passagem de 2013 para 2014, uma ruptura marcante ou uma mudança drástica de conjuntura. Em verdade,

---

<sup>134</sup> O último concurso de 2022 não contemplou vagas para as coordenações de petróleo e gás no Rio de Janeiro.

mesmo os avanços descritos no período anterior ocorreram em um contexto de disputa permanente com os interesses contrários ao aumento do rigor do licenciamento. Mas analisando em retrospectiva, parece que a partir desse momento houve uma redução no ritmo de avanços e um aumento das dificuldades que refletem, em última análise, uma desvalorização do licenciamento de petróleo no contexto do IBAMA. A chegada dos últimos analistas ambientais à equipe no final de 2013 – portanto, há quase 10 anos atrás – foi escolhida como o marco inicial de um período francamente desfavorável.

No que tange à capacidade institucional instalada, o licenciamento de petróleo iniciou 2014 com dificuldades de gestão. A equipe de 95 analistas era coordenada por apenas 3 coordenadores (COEXP, CPROD e UALAE), que respondiam ao coordenador-geral. Na época, a impossibilidade de estabelecer novos cargos e funções formais de coordenação sobrecarregava a gestão e dificultava tarefas como a absorção dos novos analistas concursados na equipe e o gerenciamento das diversas áreas temáticas transversais.

A situação da UALAE era especialmente complexa. Criada por demanda política à revelia de qualquer análise técnica em 2010, a localização da unidade avançada em Aracaju/SE sempre foi um fator de grande dificuldade para a integração do trabalho com aquele realizado no Rio de Janeiro. A malha de voos entre Rio de Janeiro e Aracaju era (e ainda é) precária e as tecnologias de trabalho remoto ainda não eram o que são hoje. Assim, a integração da UALAE ao trabalho realizado pelas demais coordenações sempre foi insatisfatória para as partes envolvidas, apesar da alta capacidade técnica dos analistas lotados em Sergipe.

Ao mesmo tempo, no Rio de Janeiro havia grande dificuldade de gerir 80 analistas com apenas dois coordenadores de área. No início de 2014, com a perspectiva de aumento brutal na demanda do licenciamento da perfuração com os blocos licitados na margem equatorial na 11ª rodada da ANP, o IBAMA decidiu que era preciso criar um nicho específico para lidar com esses processos de licenciamento. Na impossibilidade de atração de novos cargos em comissão, a saída encontrada foi redistribuir o cargo de coordenador da UALAE para o Rio de Janeiro, criando uma nova unidade avançada de licenciamento (UAL) dedicada à margem equatorial<sup>135</sup>. A equipe da UALAE foi remanejada para outras funções dentro do IBAMA em Sergipe, com alguns analistas permanecendo no núcleo de licenciamento da superintendência (NLA/SE) e continuando a contribuir com os processos de petróleo e gás offshore.

---

<sup>135</sup> Portaria IBAMA nº 19, de 18 de setembro de 2014.



A UAL funcionou entre setembro de 2014 e junho de 2017 no Rio de Janeiro, com uma equipe relativamente pequena de no máximo 7 analistas, e teve um papel importante para a estruturação dos complexos processos de licenciamento da margem equatorial (ver item 4.3 *Para além das Áreas Geográficas: ascensão (e queda?) da Margem Equatorial*).

O fim da UAL ocorreu no contexto da reestruturação do IBAMA de 2017, que foi especialmente danosa para o licenciamento de petróleo. Nessa reestruturação publicada em junho de 2017<sup>136</sup>, a CGPEG foi extinta. No lugar da Coordenação-Geral de Petróleo e Gás responsável por todos os avanços descritos anteriormente, o IBAMA criou uma Coordenação-Geral de empreendimentos marinhos e costeiros, a CGMAC. Localizada em Brasília, no IBAMA/Sede, a CGMAC passou a ser responsável pelo licenciamento das tipologias de petróleo offshore e de portos e outros empreendimentos costeiros. Ou seja, além das coordenações de exploração (COEXP) e produção (COPROD), a CGMAC ainda passou a gerenciar as tipologias de portos e similares (COMAR).

De início, a situação foi ainda mais esdrúxula. A reforma deslocou a tipologia de pesquisas sísmicas marítimas, licenciada pela equipe da COEXP desde os primórdios dos anos 2000 no Rio de Janeiro, para a COMAR em Brasília. Essa decisão foi tão inusitada e inexplicável que nunca foi efetivada – o licenciamento da tipologia seguiu sendo feito pela experiente equipe do Rio de Janeiro até a reversão da situação em novembro de 2018<sup>137</sup>.

Considerados em conjunto, os movimentos de levar a coordenação-geral para Brasília e realocar a tipologia de pesquisas sísmicas marítimas parecem indicar uma intervenção política no licenciamento de petróleo naquele momento histórico. A origem dessa intervenção provavelmente tem relação com os conflituosos licenciamentos na margem equatorial ao longo de 2015 e 2016 (ver item 4.3.2), em um ambiente de grave desalinhamento entre a equipe técnica e os gestores do instituto. A reestruturação pareceu uma tentativa de “domesticar” as experientes (e independentes) equipes do licenciamento de petróleo e gás offshore do IBAMA.

Uma consequência óbvia da mudança da CGPEG para a CGMAC foi a fragilização da interlocução com a indústria e da integração entre as coordenações de exploração e produção. Uma coordenação-geral baseada em Brasília fica mais perto do alto escalão do IBAMA, porém mais distante de duas das três coordenações sob sua

---

<sup>136</sup> Portaria IBAMA nº 14, de 29 de junho de 2017.

<sup>137</sup> Portaria IBAMA nº 3.423 de 23 de novembro de 2018.

responsabilidade. Fica também mais longe das empresas petrolíferas, do IBP e da ANP, todas instituições sediadas no Rio de Janeiro. Por fim, além da responsabilidade pela avaliação de impacto ambiental de toda a indústria petrolífera offshore no Brasil, no novo desenho a CGMAC ainda precisa gerenciar a complexa agenda portuária. Parece evidente a perda para a agenda ambiental de petróleo e gás do país.

No rastro dessa mudança CGPEG-CGMAC, foi possível perceber um progressivo afastamento entre as coordenações de exploração e produção no Rio de Janeiro. No modelo anterior, a coordenação-geral funcionava como uma instância de integração e boa parte dos avanços técnicos do período anterior se deu a partir de grupos de trabalho transversais COEXP/CPROD. Esse trabalho transversal foi escasseando ao longo dos últimos anos, com as coordenações interagindo de forma cada vez mais rara. Esse afastamento pode ser evidenciado pelas orientações técnicas emitidas nos últimos anos: em contraste com as Notas Técnicas do período anterior, sempre emitidas como Notas Técnicas CGPEG, as orientações emitidas desde a mudança para CGMAC são todas Notas Técnicas COEXP ou COPROD (Quadro 28). As mudanças institucionais também contribuíram para enfraquecer as atividades dos GTs transversais, que hoje são bem menos ativos do que no período 2003-2013<sup>138</sup>.

---

<sup>138</sup> Com exceção honrosa ao GT6 – Risco e Emergência e uma retomada recente do GT1 – Controle da Poluição.

<b>Tema</b>	<b>Documento de orientação técnica</b>
<b>Projeto de Monitoramento da Biota Marinha</b> (Sísmica) – Revisão do Guia de 2005	Nota Técnica COEXP nº 10/2018
<b>Projetos de Caracterização Ambiental - PCA e do Projeto de Monitoramento Ambiental – PMA – (Perfuração) – Diretrizes</b>	Nota Técnica COEXP nº 01/2019
<b>Projetos de Educação Ambiental dos Trabalhadores – PEAT (Produção) – Normas e diretrizes</b>	Nota Técnica COPROD nº 05/2020
<b>Planos de Compensação da Atividade Pesqueira – PCAP (Produção) – Normas e diretrizes</b>	Nota Técnica COPROD nº 07/2020
<b>Relatório de Impactos Ambientais – RIMAs (Produção) – Diretrizes para elaboração</b>	Nota Técnica COPROD nº 08/2020
<b>Planos de Compensação da Atividade Pesqueira – PCAP (Pesquisa Sísmica e Perfuração) – Diretrizes para planejamento, execução, acompanhamento, divulgação e relatoria</b>	Nota Técnica COEXP nº 01/2021
<b>Projetos de Educação Ambiental dos Trabalhadores – PEAT (Perfuração) – Diretrizes</b>	Nota Técnica COEXP nº 02/2021

*Quadro 28: Exemplos de orientações técnicas elaboradas pelo IBAMA desde a criação da CGMAC, sempre emitidas por coordenações de área específicas. Fonte: elaboração própria.*

Ainda no que diz respeito à agenda técnica, além do hiato de muitos anos praticamente sem novas orientações técnicas<sup>139</sup>, é importante mencionar uma importante ausência nessa listagem normativa: a orientação sobre uso e descarte de cascalhos e fluidos de perfuração. Essa norma, que chegou a ser publicada como a Instrução Normativa IBAMA nº 01/2018, foi posteriormente revogada em um conflituoso processo descrito em maior profundidade no item 10.2.2.1, Apêndice A, subitem *A nova regulação para fluidos e cascalhos*. A controvérsia que envolveu a norma de fluidos é bastante ilustrativa da desvalorização sofrida no licenciamento ambiental de petróleo nesse período.

<sup>139</sup> Entre 2013 e 2019, foi emitida apenas a Nota Técnica nº 89/2015, que contém o Guia para elaboração do Projeto de Monitoramento de Impactos de Plataformas e Embarcações sobre a Avifauna (PMAVE).

Essa desvalorização também se evidencia na agenda da avaliação ambiental prévia das rodadas. A última década foi marcada pelo relativo fracasso na implementação da Avaliação Ambiental de Áreas Sedimentares – AAAS e pelo desmonte da governança do GTPEG. Como demonstrado no item 2.2 desta tese, a primeira experiência de AAAS marinha levou inexplicáveis 8 anos para conclusão das etapas técnicas e a etapa de tomada de decisão ainda não havia sido concluída quando da redação deste capítulo no início de 2023. Na ausência da AAAS e com o desmonte do GTPEG, a avaliação ambiental prévia das rodadas retornou a um patamar precário e gerador de conflitos previsíveis.

Os últimos quatro anos, marcados pelo negacionismo ambiental do governo Bolsonaro, pela pandemia da Covid-19 e pelo arrocho salarial, agravaram o sentimento de desvalorização do corpo técnico. As questões relacionadas à evolução de procedimentos e integração entre equipes ficaram ainda mais difíceis com a transição para um modelo de trabalho remoto. A equipe dedicada ao licenciamento de petróleo e gás offshore ao final de 2022 é de apenas 61 analistas – menor quantitativo desde 2010.

Apesar das dificuldades aqui descritas, um olhar mais otimista é possível. Ao mesmo tempo em que o corpo técnico praticamente não recebeu adições nos últimos anos, a COEXP e a COPROD contam hoje com um quadro de analistas capacitados, multidisciplinar, com no mínimo 10 anos de experiência em serviço. Uma parte expressiva desses analistas possui pós-graduação na área ambiental, com 10 em nível de especialização, 29 mestrados e 8 doutorados (77% do total). A memória institucional dos avanços e das construções da antiga CGPEG ainda está preservada nas pessoas – como é o caso do autor desta tese.

Mesmo atravessando momentos críticos de desalinhamento entre a equipe e a estrutura de gestão do órgão, com enormes pressões para facilitação e aceleração, nos últimos anos o que se viu foi uma brava resistência dos analistas em defesa do rigor técnico e da proteção ao meio ambiente marinho e comunidades afetadas. Casos mencionados nesta tese, como (i) o indeferimento da licença de perfuração para a Total na bacia da Foz do Amazonas em dezembro de 2018, (ii) a autuação milionária da Petrobras por descarte irregular de água de produção em fevereiro de 2018 e (iii) a conclusão do processo de regularização das plataformas de produção da bacia de Campos em agosto de 2020, são testemunhos dessa resistência altamente qualificada.

Em suma, a trajetória do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore desde 1998 representa uma vanguarda da prática no plano nacional. Estudar os

avanços – e, sobretudo, as dificuldades encontradas – pode ser útil para o aperfeiçoamento do instrumento.

## 6.2. Lições do petróleo e gás offshore

A aprendizagem em AIA é uma importante área de investigação no campo e uma boa taxonomia da área pode ser encontrada em Sánchez e Mitchell (2017). Nesta tese, evidências de aprendizagem organizacional emergem em diferentes momentos. O Quadro 29 a seguir reúne alguns exemplos de lições aprendidas no contexto da avaliação de impacto ambiental.

Um desafio específico ao falar de lições aprendidas é definir o principal agente da aprendizagem, uma vez que esta geralmente envolve múltiplos atores e níveis organizacionais (para exemplos no campo da AIA, ver: FITZPATRICK, 2006; JHA-THAKUR et al., 2009; SINCLAIR; DIDUCK; FITZPATRICK, 2008). No quadro a seguir, fazemos referência aos principais atores institucionais que consolidaram aprendizagem através de novas regras e procedimentos, sem desconsiderar a existência da aprendizagem individual que deu suporte aos aprendizados organizacionais.

Problema identificado	Solução dada/ Lição aprendida	Quem aprendeu?	Capítulo da tese
Em 2003, a ausência de consideração da variável ambiental no processo de seleção de blocos para oferta em rodadas de licitações levou à retirada judicial de blocos localizados na região de Abrolhos.	A partir daí, foi estruturado o processo de avaliação ambiental prévia das áreas a serem ofertadas pela ANP, como formalizado pela Resolução CNPE n° 08/2003.	CNPE, MME, ANP, MMA, IBAMA	2.2
Até 2004, um único rito de licenciamento avaliava pesquisas sísmicas marítimas com complexidade e potencial de impacto ambiental muito distintos, tornando moroso o licenciamento da tipologia como um todo.	A adoção de classes distintas de licenciamento poderia simplificar o processo para atividades em águas profundas, concentrando os esforços nas atividades em águas rasas, como acabou acontecendo através da Resolução CONAMA n° 350/2004.	CONAMA, IBAMA e indústria de sísmica	3.1.2

As lacunas de conhecimento sobre os possíveis impactos ambientais das pesquisas sísmicas marítimas dificultam a AIA da tipologia e podem, em última análise, inviabilizar a concessão de licenças.	A exigência de projetos de investigação científica como condicionantes das licenças ambientais passou a servir de plataforma de aprendizagem para subsidiar processos futuros de licenciamento.	IBAMA	3.2
Até meados de 2011, a tipologia de perfuração de poços marítimos era licenciada com base em um modelo híbrido que adotava ora a Resolução CONAMA nº23/1994, ora a Resolução CONAMA nº237/1997, a depender da complexidade e da localização do projeto. Essa abordagem gerava insegurança jurídica e recebia críticas.	Na Portaria MMA nº 422/2011 foi estabelecido o modelo de 3 classes de licenciamento, em função da localização do projeto, tornando os ritos mais previsíveis e adequados ao potencial de impacto/risco de cada projeto.	MMA, IBAMA	4.1
O licenciamento tradicional caso-a-caso não seria capaz de processar o quantitativo de perfurações marítimas da Petrobras, nem avaliar adequadamente os impactos sinérgicos e cumulativos de tantos poços ao ano na mesma região.	Foi desenvolvido o modelo de licenciamento por polígonos de perfuração, também conhecido por áreas geográficas.	IBAMA e Petrobras	4.2
Até 2011, empresas se aproveitavam do rito simplificado de licenciamento adotado para Testes de Longa Duração (TLDs) para explorar o reservatório indefinidamente.	Critérios para fazer jus ao procedimento simplificado foram desenvolvidos e inseridos na Portaria MMA nº 422/2011.	MMA, IBAMA	5.1
O licenciamento tradicional caso-a-caso não seria capaz de processar o quantitativo de novas plataformas da Petrobras no pré-sal, nem avaliar adequadamente os impactos sinérgicos e cumulativos de tantas operações na mesma região.	Foi desenvolvido o modelo de licenciamento integrado multiprojeto para o desenvolvimento da produção no pré-sal.	IBAMA e Petrobras	5.2

*Quadro 29: Exemplos de lições aprendidas do processo de AIA do ponto de vista institucional, com a identificação dos respectivos problemas e soluções derivadas da aprendizagem. Fonte: elaboração própria.*

Para além desses exemplos de lições aprendidas específicas, a análise da experiência acumulada na trajetória da avaliação de impacto ambiental de petróleo e gás offshore pode fornecer insights mais amplos para o aperfeiçoamento da prática em

outros contextos. A seguir, serão apresentadas algumas potenciais contribuições a partir da prática do petróleo e gás offshore.

### **6.2.1. Regularização completa**

A regularização de passivos de licenciamento ambiental foi um tema bastante em voga no início dos anos 2000, quando a entrada em vigor da Lei de Crimes Ambientais colocou gestores e reguladores sob a ameaça de penas severas. Empreendimentos não-licenciados ou licenciados de modo precário passaram a ser encarados como uma *liability* para os gestores envolvidos. No entanto, a regularização se mostrou um desafio sistêmico: na ausência de regras claras, tornou-se um processo praticamente caso-a-caso de negociação entre as empresas e os órgãos ambientais (e, muitas vezes, com a intervenção do Ministério Público). Na prática, o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), acordo executivo extrajudicial, passou a ser o instrumento mais utilizado para processos de regularização de licenciamento ambiental, nos diferentes níveis de governo.

Infelizmente, longe de ter sido um fenômeno exclusivo de transição da legislação ambiental, a regularização ainda é um tema bastante atual e merecedor de mais atenção acadêmica. No site do INEA – órgão ambiental do estado do Rio de Janeiro – por exemplo, há uma listagem com 135 TACs firmados pelo órgão desde 2009, boa parte deles referente a atividades poluidoras flagradas sem a devida licença ambiental. Em outras jurisdições, como o estado do Espírito Santo e a cidade de Fortaleza/CE, foi criada uma Licença Ambiental de Regularização.

A amplitude e persistência da agenda de regularização do licenciamento ambiental no Brasil torna ainda mais virtuosa a trajetória do petróleo e gás offshore registrada em capítulos anteriores. Enquanto os TACs de regularização são geralmente percebidos como instrumentos de baixa efetividade, protelatórios e que acabam servindo apenas à suspensão da pretensão punitiva, pode-se dizer que os TACs de perfuração e produção assinados entre o IBAMA e a Petrobras tiveram resolução satisfatória. Certamente não foi uma história sem percalços ou tensões, como se viu nesta tese, mas ao final os TACs cumpriram seu papel de conduzir as atividades irregulares a uma situação plenamente regular, com a emissão de Licenças de Operação para todos os empreendimentos envolvidos.

Mais do que a efetividade objetiva de conceder LOs para atividades anteriormente não licenciadas, é fundamental ressaltar a efetividade procedimental da

regularização conduzida pelo IBAMA. A resolução de todos os TACs assinados com a Petrobras passou por um conjunto mínimo de procedimentos de avaliação de impacto ambiental que conferiu ao processo robustez técnica e legitimidade social. Com pequenas nuances específicas de cada caso, todos os TACs envolveram a elaboração de estudos de impacto ambiental (incluindo a avaliação sobre o passivo de impactos e prognóstico futuro) e a realização de audiências públicas. Em especial no caso dos TACs de perfuração (ver item 4.2.1), a regularização ainda foi obtida em prazos relativamente curtos: 3 a 4 anos para cada bacia sedimentar.

É difícil estabelecer com precisão os elementos de sucesso desse caso do petróleo e gás offshore, para além da competência e persistência da equipe técnica do IBAMA. Um aspecto parece ter sido especialmente relevante: a adoção de conceitos da avaliação de impacto ambiental como guia para a regularização, tanto do ponto de vista procedimental quanto no de controle e supervisão das atividades.

Do ponto de vista procedimental, foi importante a previsão de estudos de impacto ambiental como parte do processo de regularização. Para os TACs da produção, RAAs cumpriram essa função; para os de perfuração, EIA/RIMAs foram encomendados. Esses estudos também envolveram análise de riscos ambientais para cada plataforma em operação e sonda de perfuração a operar, além de uma avaliação de impactos pretéritos, no caso dos TACs de perfuração.

Outro elemento procedimental importante foi a previsão de audiências públicas. Mesmo considerando as limitações e dificuldades para participação efetiva nesse tipo de evento, sua existência é um importante elemento de publicidade e aumenta o controle social e a transparência do processo de regularização. As audiências funcionam ainda como importantes marcos do caminho, sendo um objetivo parcial compartilhado que ajuda a estruturar a jornada de regularização.

Quanto ao controle e supervisão das atividades, um aspecto importante na prática dos TACs de petróleo e gás offshore foi a inclusão de dispositivos para lidar com alterações nos projetos. Ao reconhecer o estado irregular dos empreendimentos, os TACs de certa forma promoveram um inventário das atividades em curso e condicionaram alterações futuras à anuência prévia do órgão ambiental. Esses atos administrativos que autorizam alterações de projetos – consagrados sob a nomenclatura de anuências – viraram parte importante do controle ambiental das atividades em regularização.

Para a perfuração, a inclusão de novas sondas para operar nos TACs envolvia a apresentação de estudo específico de análise de riscos e plano de emergência



individual, além de vistoria prévia por parte do IBAMA. Na produção, a instalação de novas linhas submarinas para conexão de poços, modificações em sistemas de tratamento de água produzida e outras alterações de projeto em geral também eram passíveis de anuência prévia. Assim, na prática os TACs asseguraram controles típicos de atividades licenciadas regularmente – e em alguns casos até mais rigorosos do que em licenças comuns. Ou seja, ter as atividades incluídas em TACs não representava para a empresa um relaxamento de suas responsabilidades em termos de desempenho ambiental. Muito pelo contrário, por vezes as anuências funcionaram como importantes alavancas para avanços ambientais, já que permitiam o estabelecimento de condições e diretrizes para alterações de projetos de interesse da companhia. Assim, a necessidade de constantes pedidos de anuência ofereceu ao IBAMA *checkpoints* sequenciais que ajudaram a avançar determinados temas técnicos de interesse ambiental.

### **6.2.2. Busca pelos ritos procedimentais mais adequados**

A adequação dos ritos procedimentais do licenciamento às características da tipologia sendo avaliada é uma boa prática consensual no campo da avaliação de impacto ambiental. No caso brasileiro, com a tradição do licenciamento multifásico, adequar o rito do licenciamento envolve simultaneamente ajustar as licenças a serem emitidas às fases da atividade e também adaptar o escopo dos estudos ao potencial de degradação ambiental em questão.

Na evolução do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore no Brasil a busca pelo rito mais adequado foi uma constante nos primeiros anos de prática. Como visto nos respectivos capítulos nesta tese, as três tipologias – sísmica, perfuração e produção – passaram por ajustes e alterações no rito procedimental até a consolidação do esquema atual pela Portaria MMA nº 422/2011.

A solução monofásica se mostrou apropriada para as pesquisas sísmicas marítimas desde o início em 1999, com a adoção da LO baseada na Resolução CONAMA nº 237/1997. Cinco anos depois, a normatização do CONAMA exclusiva para a tipologia (Resolução nº 350/2004) consolidou o modelo monofásico com a licença LPS, porém estabelecendo o conceito de classes de licenciamento – cada classe fazendo jus a escopos diferentes de estudos ambientais, de acordo com o grau de impacto esperado.

No caso da perfuração e da produção, a evolução inicial foi marcada pelos conflitos normativos entre as Resoluções CONAMA n° 23/1994 e 237/1997 – a anterior é específica das tipologias petrolíferas e a mais recente é geral e não revogou explicitamente a anterior. Esse ambiente de ambiguidade normativa possibilitou que o IBAMA buscasse os aspectos mais adequados de cada norma e construísse ao longo dos anos uma solução normativa própria (que veio a ser a Portaria MMA n° 422/2011).

Para a perfuração de poços marítimos, a solução mais adequada foi um modelo monofásico – adotando de início a LPper e posteriormente a LO. Entre 2006 e 2011 houve um período de transição onde se adotou um modelo híbrido de RCA+LPper (CONAMA n° 23/1994) e EIA+LO (CONAMA n° 237/1997), de acordo com a localização e porte do empreendimento, em avaliação caso-a-caso. Durante o processo de construção da Portaria MMA n° 422/2011 foram construídos critérios mais objetivos para os diferentes níveis de risco/impacto, dando origem a um modelo de 3 classes de licenciamento análogo ao da pesquisa sísmica marítima.

Já para os empreendimentos de produção e escoamento, a ambiguidade entre as resoluções do CONAMA significava a adoção do RAA ou EIA em um contexto bifásico (LI/LO) ou a adoção do EIA em um modelo trifásico (LP/LI/LO). A partir de 2006, com os licenciamentos que incluíam perfurações de desenvolvimento, o modelo trifásico baseado na Resolução CONAMA n° 237/1997 foi se tornando predominante, até a consolidação pela Portaria MMA n° 422/2011.

No que diz respeito especificamente aos testes de longa duração (TLDs), também houve um período de adoção híbrida do modelo da Resolução CONAMA n° 23/1994 (EVA+LPpro) e da Resolução CONAMA n° 237/1997 (EIA+LO), sempre em um modelo monofásico. Durante a fase híbrida, as características do teste (duração, localização) eram utilizadas para definir o rito adequado caso-a-caso. Posteriormente, a Portaria MMA n° 422/2011 estabeleceu critérios objetivos para o rito simplificado, com os demais casos sendo tratados como um empreendimento regular de produção, em licenciamento monofásico.

Para além do número de fases ou licenças, é importante também refletir sobre o grau de aprofundamento dos estudos exigidos (e, em última análise, da AIA realizada). No caso das tipologias de petróleo e gás offshore, com a introdução das classes de licenciamento e do modelo simplificado para licenciamento de TLDs, há modalidades com AIA convencional e com AIA simplificada. A Figura 50 localiza as diferentes possibilidades de enquadramento das tipologias de petróleo e gás quanto ao faseamento e ao grau de simplificação da AIA.

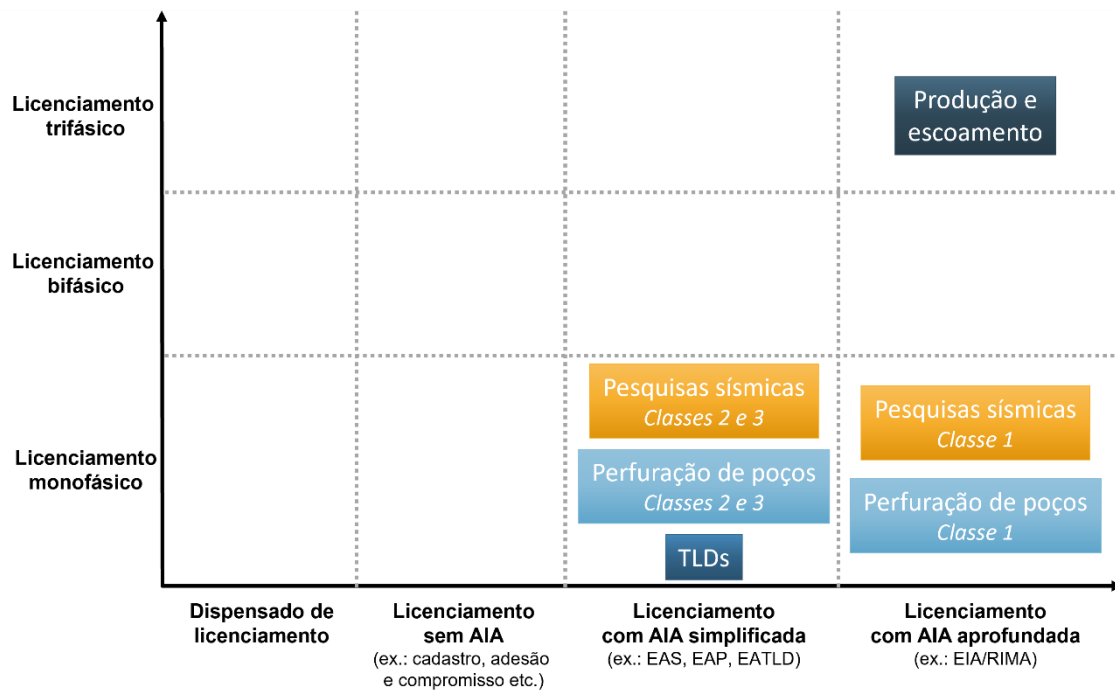


Figura 50: Enquadramento das tipologias de petróleo e gás offshore quanto ao rito de licenciamento e ao grau de simplificação da AIA. Foi adotada a nomenclatura utilizada em Oliveira et al (2016). Fonte: elaboração própria.

Em suma, a busca pelo desenho mais adequado dos ritos procedimentais foi uma característica marcante da evolução do licenciamento de petróleo e gás offshore no Brasil. Os caminhos foram tortuosos – houve edição de resolução CONAMA específica, períodos de adoção de modelos híbridos e até uma normatização via portaria ministerial – mas o importante é que houve um esforço continuado para desenvolver o esquema de procedimentos mais efetivo possível.

Ressalte-se que a simplicidade normativa é uma característica desejável de um sistema de licenciamento e não se advoga aqui pela definição de ritos exclusivos para cada tipologia. Muito pelo contrário, esta tese faz uma crítica, por exemplo, às nomenclaturas específicas criadas para o licenciamento ambiental da pesquisa sísmica marítima na Resolução CONAMA nº 350/2004. Da mesma forma, é importante reconhecer que elaborar novas normas pode ser uma tarefa complexa e amplamente dependente de contextos políticos adequados. Mas a reflexão sobre os modelos de licenciamento – monofásicos, bifásicos ou trifásicos – e a possibilidade de estabelecimento de classes diferenciadas de escopo de acordo com porte e localização deveria fazer parte da caixa de ferramentas para aprimoramento do licenciamento de qualquer tipologia.

### **6.2.3. Cultura de orientações técnicas**

Um aspecto-chave para o aprimoramento de qualquer sistema de licenciamento ambiental é a aprendizagem derivada da prática (SÁNCHEZ; MORRISON-SAUNDERS, 2011). No caso do licenciamento de petróleo e gás offshore no Brasil, essa aprendizagem foi facilitada por dois fatores: a relativa longevidade da equipe de analistas e a cultura de edição de documentos de orientação técnica.

A estabilidade dos servidores no licenciamento de petróleo pode ser explicada em parte pela atração que a cidade do Rio de Janeiro exerce. Trabalhar no licenciamento de petróleo e gás offshore significa a oportunidade de trabalhar com uma agenda central do IBAMA, só que morando em uma capital do sudeste. Além de muitos analistas oriundos do próprio Rio de Janeiro, não é raro encontrar analistas que são da região sudeste e, depois de uma temporada no Norte-Nordeste ou em Brasília, decidiram vir para mais perto da família. Outra motivação comum para analistas trabalharem no licenciamento de petróleo é uma formação ligada ao ambiente marinho: oceanógrafos, biólogos marinhos e especialistas em pesca têm um nicho natural de trabalho na COEXP ou na COPROD.

Essa longevidade da equipe é uma das maiores dentre as coordenações da Diretoria de Licenciamento Ambiental do IBAMA (e possivelmente dentre equipes de licenciamento ambiental em estados e municípios no país inteiro). Em 2022, cerca de 40% dos analistas do petróleo tinham mais de 15 anos de experiência nas tipologias em questão.

Soma-se a essa experiência uma cultura organizacional de elaborar documentos contendo orientações técnicas sobre o processo de licenciamento. Os documentos de orientação técnica tradicionais do licenciamento ambiental são os Termos de Referência (TR) para elaboração de estudos ambientais. No entanto, os TRs são documentos processuais específicos de cada projeto em licenciamento. Por vezes determinados temas técnicos amadurecem suficientemente para serem tratados com maior profundidade em documentos separados, desvinculados de processos de licenciamento. Nessa categoria de documentos de orientação técnica podem ser incluídos guias de implementação para projetos ambientais, diretrizes técnicas diversas, posicionamentos institucionais do IBAMA, revisões de bibliografia etc. Todas estas modalidades foram exploradas pelo licenciamento de petróleo nos últimos 25 anos. Na tipologia proposta em Sánchez e Morrison-Saunders (2011), os documentos editados pelo IBAMA são em sua maioria documentos de orientação “substantiva” relativa a

diversos aspectos técnicos do processo de AIA, embora existam algumas orientações “procedimentais” (sobre aspectos do processo de licenciamento em si).

Essa cultura de documentos de orientação técnica vem sendo desenvolvida desde quando o licenciamento era conduzido por uma equipe de consultores técnicos: um dos primeiros exemplos encontrados foi a Informação Técnica ELPN/IBAMA nº 023/2002, elaborada em outubro de 2002 contendo critérios técnicos para a elaboração de estudos de modelagem de derramamento de óleo no mar. Em meados de 2003, o ELPN publicou a Informação Técnica ELPN/IBAMA nº 012/2003, contendo uma revisão bibliográfica sobre os impactos ambientais das pesquisas sísmicas marítimas. Em 2004, a Informação Técnica ELPN/IBAMA nº 011/2004 orientava as empresas sobre a Lei nº 10.650/2003, que dispõe sobre o acesso público aos dados ambientais.

As oportunidades para elaboração de documentos de orientação técnica foram se ampliando na medida em que a equipe de licenciamento se tornava maior e mais experiente. Em 2005, uma inovação: o ELPN publicou o Guia de Monitoramento da Biota Marinha em pesquisas sísmicas marítimas, documento que estabelecia as diretrizes para implementação do projeto de monitoramento em questão. Ou seja, o tema havia amadurecido a tal ponto que foi possível para o IBAMA padronizar a execução dos projetos de monitoramento – ao invés de apresentarem um projeto para ser avaliado e aprovado, as empresas passaram apenas a implementar o projeto de monitoramento conforme definido pelo IBAMA.

A partir de 2007, os documentos de orientação técnica passaram a ser consistentemente emitidos sob a forma de Notas Técnicas (muitas delas citadas no item 6.1). Estes documentos são um tipo de “normatização de baixo nível”, realizada em um nível técnico de governança (nível de coordenação-geral) relativamente isolado das influências políticas incidentes sobre o alto escalão. Não à toa, a tentativa de realizar uma “normatização de alto nível” para o uso e descarte de cascalhos e fluidos de perfuração, por meio de uma Instrução Normativa do IBAMA, resultou em grave conflito entre a alta gestão e a equipe técnica, conforme narrado no item 10.2.2.1 (Apêndice A) deste trabalho.

De toda forma, mesmo em “baixo nível”, a edição de documentos de orientação técnica serve como um mecanismo de consolidação da aprendizagem no licenciamento. A experiência de um grupo de analistas ambientais em determinado momento é registrada nesses documentos e serve de arcabouço para a contínua evolução dos entendimentos técnicos do órgão ambiental. A questão da aprendizagem na AIA é um importante tema de investigação e foi tratada em maior detalhe na dissertação de Fabia

Cruz e em artigo subsequente (CRUZ, 2016; CRUZ; VERONEZ; MONTAÑO, 2018). Nessas referências os autores apresentam conceitos gerais sobre aprendizagem na AIA e estudos de caso que incluem o licenciamento de petróleo do IBAMA.

Essa cultura organizacional infelizmente não foi transmitida para as demais coordenações da DILIC em Brasília. O site do IBAMA que reúne as orientações técnicas de todo o licenciamento ambiental federal (<https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/orientacoes-tecnicas/orientacoes-tecnicas>) praticamente só contém documentos da área de petróleo e gás. Como nas demais coordenações também existem analistas experientes e capacitados, resta atribuir a diferença à mencionada cultura organizacional da antiga CGPEG (hoje COEXP e COPROD).

Essa cultura organizacional de consolidação de diretrizes técnicas também se manifesta em Termos de Referência mais detalhados do que de modo geral se vê em outras tipologias no licenciamento ambiental federal. Ou seja, além de incorporar por referência diversos documentos de orientação técnica, os TRs das tipologias de petróleo e gás também parecem fornecer instruções mais precisas sobre o escopo de cada item do estudo ambiental. Em amostragem de 44 projetos do licenciamento ambiental federal, Fernández et al (2018) encontraram que os Termos de Referência emitidos para a tipologia de produção de petróleo e gás eram em média bem mais extensos que as demais tipologias, com a exceção das hidrelétricas. Em média, os TRs de produção de petróleo e gás tinham 58,3 páginas, enquanto as demais tipologias apresentaram as seguintes médias de páginas: Hidrelétricas (64,6), Linhas de Transmissão (37,4), Rodovias (26), Mineração (23,6), Ferrovias (22,2) e Portos (19,6)<sup>140</sup>, sendo a média geral 36 páginas.

Uma inovação importante da prática do licenciamento da produção de petróleo e gás offshore foi a inclusão no EIA dos projetos ambientais de monitoramento, mitigação e compensação de impactos. Ao invés de deixar o pacote de gestão ambiental para ser apresentado na fase de LI, através de Plano Básico Ambiental ou similar, a prática no licenciamento da fase de produção é antecipar a apresentação desses projetos já no âmbito do EIA, fornecendo orientações técnicas detalhadas já no Termo de Referência. O PBA poderá servir para detalhar um ponto ou outro, mas o principal escopo dos projetos é apresentado e aprovado já na fase de LP. Nos licenciamentos

---

<sup>140</sup> Dado o pequeno número amostral, apenas de 5 a 7 projetos por tipologia, esses dados não se prestam a nenhuma análise mais aprofundada – são apenas ilustrativos do que parece ser uma tendência geral de maior detalhamento dos TRs de produção de petróleo e gás e de hidrelétricas.

monofásicos de pesquisa sísmica e perfuração essa antecipação dos projetos é natural, uma vez que só há uma licença a ser emitida.

Um outro aspecto importante da definição de diretrizes técnicas é a participação pública. No licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore já houve algumas experiências de disponibilização de minutas de documentos para consulta pública, mas não é uma prática consistente – depende do tema, de quem está liderando o processo de construção da normativa e do contexto político no momento. De modo geral, as consultas públicas podem ajudar a melhorar as orientações técnicas, a partir de sugestões e críticas das partes interessadas. No entanto, na ausência de determinação para que a consulta seja obrigatória, sempre há um juízo de conveniência e oportunidade por parte da equipe técnica. Isso pode fazer com que temas mais controversos ou sensíveis não sejam submetidos à consulta. Como boa prática, todos os documentos de orientação técnica deveriam ter um período de disponibilização para consulta pública.

Em suma, o licenciamento ambiental amadurece quando o órgão licenciador adota uma cultura de consolidar a aprendizagem em orientações técnicas. Ao longo do tempo, essas orientações técnicas formam um valioso arcabouço normativo que fazem avançar a prática.

#### ***6.2.4. Antecipação das questões ambientais***

Há extensa literatura sobre as limitações da avaliação de impacto ambiental ao nível de projeto (ex.: ABAZA; BISSET; SADLER, 2004; ALSHUWAIKHAT, 2005) e o potencial papel das avaliações em níveis estratégicos para superar algumas dessas limitações (FISCHER, 2007; NOBLE; NWANEKEZIE, 2017; PARTIDÁRIO, 2000). De modo simplificado, quanto antes a variável ambiental puder começar a ser considerada no planejamento de atividades potencialmente impactantes, melhor. No setor de petróleo e gás offshore no Brasil, antecipar as questões ambientais significou incidir sobre as rodadas de licitações da ANP.

O histórico da evolução desse processo foi descrito e analisado em detalhe no capítulo 2 desta tese. Apesar de muitos conflitos e uma dinâmica que envolveu avanços e retrocessos, houve ganhos expressivos ao longo dos anos. Em primeiro lugar, um evidente afastamento da indústria petrolífera offshore de áreas ambientalmente sensíveis desde 2004, quando a avaliação prévia das rodadas começou a ser feita. Em segundo, as manifestações técnicas do IBAMA e do GTPEG no contexto da análise das

rodadas serviram também para importantes sinalizações sobre temas que deveriam ganhar importância no licenciamento ambiental à frente.

A experiência descrita neste trabalho é bastante específica do caso de petróleo e gás offshore. Cada tipologia possui seu fluxo de planejamento específico e as estratégias para inserção antecipada da variável ambiental no processo precisarão ser adaptadas ao contexto. A lição importante é que ganhos significativos em termos de proteção ambiental podem ser obtidos caso seja possível influenciar o planejamento setorial antes que decisões irreversíveis sejam tomadas. Muitos dos problemas que sobrecarregam o licenciamento ambiental de projetos poderiam ser mais bem gerenciados em etapas anteriores de planejamento.

Instrumentos do tipo Avaliação Ambiental Estratégica têm sido defendidos como a solução adequada ao Brasil por diversos autores (ex.: MALVESTIO; MONTAÑO, 2019; SÁNCHEZ, 2017; SIQUEIRA-GAY; SÁNCHEZ, 2019; TSHIBANGU; MONTAÑO, 2019) e dezenas de AAEs já foram realizadas no país mesmo na ausência de regulamentação formal (MONTAÑO et al., 2014; SILVA et al., 2014). No entanto, ainda não há perspectiva de uma norma geral sobre o instrumento – nem o projeto de lei geral do licenciamento ambiental aprovado na câmara dos deputados em 2021 traz novidades sobre o tema. Com a mudança do governo federal em 2023 e a retomada dos trabalhos do CONAMA talvez haja alguma esperança de regulamentação via conselho, mas nada de concreto existe no momento.

Nesse contexto, o caso do petróleo e gás offshore fornece uma boa ilustração de como a incidência ambiental antecipada no planejamento pode ocorrer mesmo na ausência de instrumentos estruturados como a AAE (ou a AAAS). Apesar de frágil e pouco estruturada, a consulta ambiental prévia que vem sendo feita pela ANP ao IBAMA desde a sexta rodada de licitações fornece ao menos um ponto de entrada para as questões ambientais no processo de planejamento setorial (ver VILARDO et al., 2020). Esquemas análogos poderiam ser desenvolvidos para outras tipologias de projetos, especialmente daqueles setores estratégicos, que dispõem de planejamento setorial estruturado, como os setores de energia e transporte.

Importante ressaltar que algum nível de incidência pode acontecer mesmo na ausência de cooperação interinstitucional. Ainda que o órgão responsável pelo planejamento setorial se recuse a implementar algum tipo de consulta prévia, os órgãos ambientais podem se antecipar e pautar questões ambientais por meio da elaboração de estudos técnicos, bases de dados ambientais, diagnósticos regionais e propostas de zoneamento, por exemplo.



### **6.3. Principais recomendações**

Ao longo desta tese, diversas recomendações foram sendo feitas em seus devidos contextos de análise. Aqui, elas serão resgatadas de modo sintético, na ordem em que aparecem na tese, e caracterizadas quanto à etapa ou tipologia referente e à agenda temática (capacidade institucional, regulatória ou técnica).

Recomendação	Etapa/Tipologia	Agenda	Item
<b>Recriar o GTPEG</b>	Avaliação prévia	Capacidade institucional	2.3
<p>O GTPEG constituía um importante <i>locus</i> de expertise temática dentro da estrutura do Ministério do Meio Ambiente. Recriá-lo é importante para reestabelecer esse nicho institucional e qualificar o processo de avaliação prévia das rodadas da ANP e outros temas da agenda ambiental de petróleo no país.</p>			
<b>Converter a AAAS em uma AAE de base programática, plurianual</b>	Avaliação prévia	Regulatória	2.3
<p>As primeiras experiências com a AAAS foram frustrantes, para dizer o mínimo. Muitas das dificuldades possuem origem em aspectos estruturais do instrumento, que deve ser repensado para próximas experiências. Com base nesse diagnóstico, propõe-se a criação da AAE para Petróleo e Gás (AAE-PG), de natureza programática e plurianual.</p>			
<b>Estabelecer fundo independente para financiamento de pesquisas científicas</b>	Pesquisas sísmicas marítimas	Técnica	3.2.2
<p>A melhor solução para lidar com a frequente existência de lacunas de conhecimento seria o desenho de um fundo de pesquisas gerenciado por uma instituição independente, sob orientação técnica do IBAMA. Esse fundo teria uma governança compartilhada e seria viabilizado por algum mecanismo de cotização entre empresas de pesquisa sísmica e operadoras de óleo e gás.</p>			
<b>Realizar ajustes no rito do licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas</b>	Pesquisas sísmicas marítimas	Regulatória	3.4.2
<p>Com a experiência acumulada desde 2004, é possível sugerir aprimoramentos no rito de licenciamento da pesquisa sísmica marítima. Dentre os principais estão a modificação nos critérios para enquadramento nas classes de licenciamento e a exigência de resumo em linguagem não-técnica para os licenciamentos de Classe 3.</p>			
<b>Explorar junto à ANP alterações na regulamentação da indústria para minimizar os problemas de sobreposição e adensamento de pedidos de licenciamento</b>	Pesquisas sísmicas marítimas	Regulatória	3.5
<p>A ocorrência de comportamentos especulativos por parte das empresas de aquisição de dados sobrecarrega o licenciamento e gera distorções evitáveis a partir dos problemas de sobreposição e adensamento de pedidos de licenças. Muitas soluções internas ao licenciamento já foram propostas e tentadas, mas a solução definitiva parece depender da atuação coordenada junto com ANP.</p>			

Recomendação	Etapa/Tipologia	Agenda	Item
<b>Debater com o ICMBio a atualização periódica das áreas de restrição para pesquisas sísmicas marítimas</b>	Pesquisas sísmicas marítimas	Técnica	3.5
As áreas de restrição estabelecidas por portarias conjuntas IBAMA/ICMBio já estão defasadas em relação ao conhecimento científico disponível. É importante que haja a revisão dessas áreas e eventualmente a criação de novas, em função dos avanços científicos recentes.			
<b>Reestabelecer nomenclaturas tradicionais para o licenciamento das pesquisas sísmicas: EIA/RIMA, Estudo Ambiental (EA) e Licença de Operação (LO)</b>	Pesquisas sísmicas marítimas	Regulatória	3.5
Em nome da simplicidade regulatória, sugere-se a revisão da nomenclatura específica proposta pela Resolução CONAMA nº 350/2004 para as pesquisas sísmicas marítimas. Coerentemente, a mesma sugestão vale para as nomenclaturas inventadas pela Portaria MMA nº 422/2011 para as tipologias de perfuração e TLDs. É plenamente possível desenvolver os ritos de licenciamento em vigor utilizando nomenclaturas consagradas nas normas gerais do licenciamento.			
<b>Estabelecer resumo em linguagem não-técnica para a classe 3 no licenciamento da perfuração</b>	Perfuração de poços	Regulatória	4.1.1
De modo análogo ao licenciamento da pesquisa sísmica, o licenciamento da perfuração em classe 3 precisa incorporar um resumo em linguagem não-técnica. Hoje, a ausência desse documento viola os princípios básicos da transparência e da participação pública no processo de licenciamento.			
<b>Criar estratégias para que o acompanhamento do desempenho ambiental das atividades aconteça de modo independente do ciclo burocrático de renovação das licenças</b>	Perfuração de poços e produção	Técnica	4.2.2 e 5.3
Uma pós-licença essencialmente documental é insuficiente para uma supervisão adequada das atividades licenciadas, especialmente aquelas de caráter contínuo e de longo prazo (áreas geográficas de perfuração e projetos de produção). É imperativo desenvolver estratégias para que o acompanhamento seja uma investigação contínua sobre os impactos das atividades. Isso envolve o aprimoramento substancial da cultura de gestão da informação no licenciamento ambiental, com intensificação do uso de sistemas online de relatoria e bancos de dados interoperáveis. É importante também avançar na publicidade e transparência da fase de acompanhamento pós-licença.			

Recomendação	Etapa/Tipologia	Agenda	Item
<b>Reavaliar a abertura de nova fronteira de exploração na margem equatorial, em função da emergência climática</b>	Perfuração de poços e produção	Regulatória	4.3.5 e 5.3
<p>A abertura de uma nova fronteira exploratória na margem equatorial, área ambientalmente sensível e pouco conhecida onde nenhum poço foi perfurado nos últimos 10 anos, deve ser amplamente debatida à luz da quantidade limitada de petróleo que o mercado internacional ainda poderá absorver sem inviabilizar a neutralidade climática e da competitividade das exportações brasileiras de petróleo.</p>			
<b>Ampliação da capacidade institucional do licenciamento do IBAMA, adicionando analistas ambientais e cargos de chefia.</b>	Perfuração de poços	Capacidade institucional	4.4
<p>Para fazer frente aos muitos desafios de efetividade da avaliação de impactos ambientais no contexto do licenciamento, é fundamental que haja o crescimento da equipe técnica e da capacidade de gestão. Somente assim será possível aumentar a capacidade de supervisão pós-licença e o desenvolvimento de agendas importantes como a criação/revisão de normativos, gestão de bases de dados e produção de conhecimento. Nesta tese esse tema foi aprofundado no contexto da tipologia de perfuração, mas se aplica igualmente às demais tipologias de petróleo e gás.</p>			
<b>Reverter o veto às orientações técnicas do IBAMA sobre descomissionamento de unidades de produção</b>	Produção e escoamento	Técnica	5.3
<p>A orientação técnica elaborada pela equipe técnica do IBAMA (IT n° 31/2019) foi suspensa pela gestão anterior, que ainda vetou que nova orientação contenha regra ou diretriz geral a ser alcançada. Essa situação é injustificável e precisa ser revertida. Considerando a experiência técnica desenvolvida em anos de atuação, o IBAMA deveria editar novas orientações sobre os componentes ambientais do processo de descomissionamento.</p>			
<b>Colocar a questão climática no centro do debate do licenciamento ambiental, em especial de projetos de produção</b>	Produção e escoamento	Técnica	5.3

Recomendação	Etapa/Tipologia	Agenda	Item
<p>Apesar de algumas iniciativas de destaque, em especial no processo de comissionamento de FPSOs do pré-sal, a abordagem da questão climática no licenciamento de petróleo e gás ainda é muito incipiente, o que é incompatível com a emergência climática atual. O licenciamento ambiental poderia desempenhar um papel importante para a transição energética, atuando dentro das suas limitações, para forçar as empresas a implementarem medidas mais ambiciosas de mitigação e compensação de suas emissões de gases de efeito estufa, compatíveis com os discursos registrados nos Relatórios de Sustentabilidade corporativos.</p>			
<b>Reestabelecer a autoridade do IBAMA para regulamentar o uso e descarte de cascalhos e fluidos de perfuração</b>	Perfuração de poços	Técnica	Apêndice A (10.2.2.1)
<p>É importante que se reestabeleça a autoridade técnica do IBAMA na regulação ambiental do uso e descarte de cascalhos e fluidos de perfuração. A normativa proposta pela equipe técnica do licenciamento (IN IBAMA nº 01/2018) foi revogada pela gestão do presidente Eduardo Bim, que colocou no lugar diretrizes elaboradas pela ANP sem consultar a própria equipe técnica do IBAMA.</p>			
<b>Criar a Autorização para o Descomissionamento</b>	Produção e escoamento	Técnica	Apêndice A (10.3.2.3)
<p>Uma autorização específica, concedida pela presidência do IBAMA mediante subsídio técnico da equipe do licenciamento, daria maior estrutura e publicidade ao consentimento dado ao descomissionamento, conferindo maior segurança jurídica ao processo. Outras autorizações específicas já existem no licenciamento ambiental federal, como a ASV e a ABIO.</p>			

*Quadro 30: Síntese das principais recomendações feitas ao longo do trabalho, incluindo a indicação da etapa/tipologia, agenda e item da tese onde o tema foi aprofundado. Fonte: elaboração própria.*

As recomendações apresentadas derivam diretamente dos casos estudados e certamente não esgotam as possibilidades de aprimoramento da avaliação de impacto ambiental. As propostas possuem diferentes graus de complexidade para implementação – algumas dependem de simples decisão do IBAMA, outras de articulações mais sofisticadas e alterações em normativos. De toda forma, elas constituem um mapa do caminho para gestores interessados em aprimorar a AIA das tipologias de petróleo e gás offshore no Brasil. Somadas às lições apresentadas no item anterior, elas podem ainda servir de inspiração potencial para o aprimoramento de outras tipologias em outros contextos de prática.



*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney.  
Prompt de texto: "Isometric view of a huge offshore oil platform made of Lego bricks, colourful, vibrant, beautiful".*

## **7. Conclusões e considerações finais**

---

Com o objetivo de contribuir para o aprimoramento da avaliação de impacto ambiental do setor de petróleo e gás offshore, esta tese apresentou uma caracterização abrangente da evolução da prática no Brasil. A partir do resgate de 25 anos de história das normas e procedimentos, alguns temas foram selecionados para aprofundamento da análise crítica. Com uso de extensa análise documental e lastreada em mais de 20 anos de experiência profissional do autor, esta pesquisa foi capaz de identificar diversas oportunidades de avanço para a prática da avaliação de impacto ambiental no setor estudado.

Para além do aprimoramento das tipologias estudadas em detalhe, o desenho da tese também foi pensado para possibilitar a extrapolação de lições e aprendizados para outros contextos de prática da AIA e do licenciamento ambiental, como em outras jurisdições ou tipologias de empreendimentos. Da mesma forma, a opção por incluir uma breve caracterização tecnológica e a descrição dos principais impactos de cada tipologia no Apêndice A torna este documento uma valiosa referência para profissionais iniciantes na área. Assim, a expectativa é que o trabalho possa ser de utilidade para uma ampla gama de interessados no campo da avaliação de impacto ambiental e licenciamento ambiental.

A condição de observador-participante histórico dos processos descritos nesta tese possibilitou ao autor um acesso ampliado a documentos e registros internos que de outra maneira não estariam disponíveis a um pesquisador externo ao IBAMA. De modo similar, a diversidade de temas tratados e os diferentes métodos de processamento e apresentação dos dados são testemunhos da experiência profissional do autor, tanto em posições técnicas quanto gerenciais, combinada com a jornada acadêmica no campo do planejamento energético e ambiental. Isso viabilizou a adoção de uma abordagem abrangente na tese, gerando reflexões sobre múltiplos aspectos da prática da AIA, como a efetividade do acompanhamento pós-licença, a articulação do licenciamento com instâncias anteriores de planejamento, a relação da capacidade institucional com a efetividade da AIA e a importância da etapa de definição do escopo do estudo ambiental, por exemplo.

A tese, em seu conjunto, registra e documenta a evolução da AIA para as tipologias de petróleo e gás offshore no Brasil. O contraste entre o cenário trabalhado há 20 anos na tese de Telma Malheiros (neste mesmo PPE/COPPE/UFRJ) e o cenário caracterizado neste documento é enorme. Dizia Malheiros (2002):

A situação apresentada é preocupante em razão de que além de todo o passivo ambiental da atividade de produção existente há muitos anos, a cada novo processo de licenciamento ambiental continuam a

ser constatadas irregularidades que demonstram que este é apenas um instrumento burocrático a cumprir, e que não se traduz em qualquer controle ambiental efetivo, já que as exigências formuladas não são atendidas e as atividades continuam sendo realizadas, independente de estarem ou não licenciadas, em total descumprimento à legislação. É como se estivesse instalado um procedimento automático de realização da atividade irregularmente, sem qualquer controle ambiental, que posteriormente venha a ser objeto de um termo de ajustamento de conduta para regularização da mesma, mas que se constitui em uma mera formalidade, sem qualquer controle ambiental efetivo. (MALHEIROS, 2002, p. 387).

Hoje, a prática do licenciamento de petróleo e gás offshore está, sob muitos aspectos, alinhada com as melhores práticas internacionais de avaliação de impacto ambiental. O processo documentado nesta tese é um processo de evolução acelerada e repleta de inovações procedimentais e normativas. Nesse sentido, a conclusão da tese permite lançar um olhar diferente ao estudo de caso em mãos, no sentido proposto por Schwandt e Gates (2018). Ao invés de considerar o setor de petróleo e gás offshore o caso em estudo, podemos nos perguntar enfim: isto que foi estudado é um caso de quê? O conjunto de evidências reunidas nos permite afirmar que este é um caso da vanguarda da prática da avaliação de impacto ambiental no contexto do licenciamento ambiental brasileiro. Como toda vanguarda, o caso do petróleo e gás offshore tem o potencial de influenciar a prática ao seu redor – servindo de exemplo tanto pelos sucessos quanto pelas dificuldades.

Paira hoje sobre o licenciamento ambiental no Brasil a iminência de uma reforma. A chamada Lei Geral do Licenciamento Ambiental foi aprovada na Câmara dos Deputados em maio de 2021 e agora aguarda tramitação no Senado (PL nº 2.159/2021). Apesar de o PL representar significativa ameaça de enfraquecimento do licenciamento e da AIA (FONSECA et al., 2019; RUARO; FERRANTE; FEARNSSIDE, 2021), seu efeito para as tipologias de petróleo e gás offshore deve ser modesto. Como são atividades que não se enquadram nas hipóteses de dispensa de licenciamento ou licenciamento por adesão e compromisso, o efeito principal deve ficar relacionado às limitações que o PL impõe à participação de comunidades e instituições no processo, além das restrições impostas à formulação de condicionantes de licenças. De toda forma, apenas depois de conhecer a versão final eventualmente aprovada no Senado é que será possível entender de que forma essas limitações e restrições irão se configurar na prática.

As perspectivas descortinadas a partir da mudança de governo no início de 2023 são ainda bastante incertas. Se por um lado a campanha vencedora foi feita com base em promessas de que a agenda ambiental teria maior relevância no governo, por outro lado o Congresso Nacional ainda é predominantemente avesso ao tema e bancadas francamente antiambientalistas como a do agronegócio possuem grande poder



legislativo. Mesmo no interior do Poder Executivo o governo inicia sob tensão entre uma linha desenvolvimentista mais tradicional e outra que defende o alinhamento ao redor de um novo modelo de desenvolvimento que considere a centralidade da questão climática e ambiental. O licenciamento ambiental federal pode se tornar, mais uma vez, um ponto de atrito entre essas visões estratégicas dentro do governo – basta ver toda a crescente polêmica acerca do licenciamento da perfuração marítima na bacia da Foz do Amazonas. Nesse contexto, é provável que as discussões sobre reforma do licenciamento sigam dominadas pela dimensão da eficiência (efetividade transacional) e pouco espaço se dará para discussões sobre a efetividade substantiva do instrumento – ou seja, que desenho do licenciamento ambiental maximizaria a sustentabilidade socioambiental no território? É muito importante que esse debate possa acontecer baseado em evidências como as compiladas por este trabalho de tese.

Quanto às recomendações concretas para o aprimoramento da AIA de petróleo e gás offshore no Brasil, o trabalho resultou em propostas bastante diversificadas nas agendas de capacidade institucional, regulatória e técnica, como detalhado no item 6.3. Algumas das recomendações são de implementação simples e dependem apenas de vontade política dos gestores do licenciamento ambiental. Outras são reconhecidamente mais complexas e dependem de uma concertação maior entre diversos atores, incluindo alguns fora da própria governança da área ambiental. De toda forma, as propostas apresentadas atendem ao clamor pelo uso de evidências científicas para subsidiar o aprimoramento da AIA e do licenciamento ambiental (FEARNSIDE, 2016; FONSECA et al., 2019; FONSECA; MONTAÑO; MORETTO, 2017).

É certo que as recomendações consolidadas neste trabalho de tese não esgotam as possibilidades de aprimoramento da AIA no contexto do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore. A seleção dos temas para discussão envolveu aspectos subjetivos relacionados à experiência do autor, à história do licenciamento de petróleo e gás, e à disponibilidade de dados para subsidiar a pesquisa. Alguns temas muito importantes foram apenas brevemente mencionados nesta tese e poderiam virar objeto de investigação futura, como por exemplo questões relacionadas: (i) ao preparo e atendimento às emergências offshore, (ii) aos impactos socioeconômicos em comunidades costeiras, (iii) ao uso de sistemas de informações ambientais no processo de AIA, (iv) à qualificação da participação pública no processo de AIA, (v) às contribuições da AIA para a conservação da biodiversidade, (vi) ao impacto das novas tecnologias de AIA digital e online etc.

Ainda é cedo para compreender as implicações das novas tecnologias de inteligência artificial para o campo da avaliação de impacto ambiental. No entanto, considerando o amplo potencial que se descortina no apoio ao processamento de informações e elaboração de análises, é provável que a próxima década testemunhe uma penetração progressiva da inteligência artificial na AIA. Como sinalização para este futuro que se avizinha, nesta tese foram inseridas ilustrações feitas com uso de plataformas de inteligência artificial de texto-para-imagem na página de abertura de cada capítulo. As imagens são meramente ilustrativas e não compõem o corpo do texto da tese.

A questão climática é outro tema que, embora mencionado em momentos específicos da tese, mereceria uma atenção dedicada em estudos futuros. A emergência climática haverá de impor uma fase de transição energética rumo à descarbonização das economias, o que trará reflexos importantes para o setor de combustíveis fósseis. Assim, é fundamental que a AIA e o licenciamento ambiental incorporem imediatamente as discussões sobre emissões de gases de efeito estufa como um elemento central do debate técnico. Hoje, esse tema é ainda tratado de maneira acessória nos processos de avaliação ambiental. Ecoando as conclusões dos itens 4.4.e 5.4, a abertura de uma nova fronteira exploratória na margem equatorial, área ambientalmente sensível e pouco conhecida onde nenhum poço foi perfurado nos últimos 10 anos, deve ser amplamente debatida à luz da quantidade limitada de petróleo que o mercado internacional ainda poderá absorver sem inviabilizar a neutralidade climática e da competitividade das exportações brasileiras de petróleo. Ao final desta tese, olhando a evolução desses 25 anos de avaliação de impacto ambiental de petróleo e gás offshore, é inescapável a sensação de que este é um registro de um ciclo que futuramente fará parte de um passado baseado em recursos fósseis. Um registro fóssil.



*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney.  
Prompt de texto: ""Deep sea offshore drilling rig, cyberpunk, beautiful, raytracing, amazing".*

## 8. Referências

---

ABAZA, H.; BISSET, R.; SADLER, B. **Environmental Impact Assessment and Strategic Environmental Assessment: Towards an Integrated Approach**. Geneva, Switzerland: UNEP, 2004. Disponível em: <<http://unep.ch/etb/publications/envimpass/textonubr.pdf>>

ABEMA. **Novas propostas para o licenciamento ambiental no Brasil**. Brasília/DF: Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente, 2013.

AGRA FILHO, S. S. et al. Oportunidades de aprimoramento do processo de avaliação de impacto ambiental no Estado da Bahia. **Revista Brasileira de Ciências Ambientais**, n. 26, p. 33–43, 2012.

ALLAHYARZADEH-BIDGOLI, A. et al. Energy optimization of an FPSO operating in the Brazilian Pre-salt region. **Energy**, v. 164, p. 390–399 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.08.203>, 1 dez. 2018.

ALSHUWAIKHAT, H. M. Strategic environmental assessment can help solve environmental impact assessment failures in developing countries. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 25, n. 4, p. 307–317 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2004.09.003>, maio 2005.

AMARAL, A. C. Sem avaliação ambiental, leilão de petróleo oferta áreas com espécies ameaçadas. **Folha de S. Paulo**, 3 fev. 2021.

AMINZADEH, F.; DASGUPTA, S. N. Fundamentals of Petroleum Geophysics. **Developments in Petroleum Science**, v. 60, p. 37–92 <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-50662-7.00003-2>, 2013.

ANDRIGUETTO-FILHO, J. M. et al. Evaluating the impact of seismic prospecting on artisanal shrimp fisheries. **Continental Shelf Research**, v. 25, n. 14, p. 1720–1727 <https://doi.org/10.1016/j.csr.2005.05.003>, set. 2005.

ANIFOWOSE, B. et al. A systematic quality assessment of Environmental Impact Statements in the oil and gas industry. **Science of The Total Environment**, v. 572, p. 570–585 <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.07.083>, dez. 2016.

ANP. **Investigação do incidente de vazamento de petróleo no Campo de Frade - Relatório Final**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível, 2012.

ANP. **Boletim Anual de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022a. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim\\_reservas\\_2021.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2021.pdf)>. Acesso em: 23 fev. 2023.

ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022b. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021>>. Acesso em: 23 fev. 2023.

ANP. **Relatório Anual de Segurança Operacional 2021**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2022c. Disponível em: <[https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/raso/v0\\_2021\\_relatorio-anual-de-seguranca-operacional.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/raso/v0_2021_relatorio-anual-de-seguranca-operacional.pdf)>. Acesso em: 23 fev. 2023.

ANP; FGV. **Descomissionamento offshore no Brasil: Oportunidades, desafios e soluções**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas - FGV Energia, 2021. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/eventos/descomissionamento-offshore-no-brasil-oportunidades-desafios-solucoes>>. Acesso em: 23 fev. 2023.

ANP/ECOLOGY. **Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS) - Sergipe-Alagoas/Jacuípe**. Rio de Janeiro: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis/Ecology Brasil, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/versao-consolidada-eaas-seal-jacuipe.pdf>>. Acesso em: 8 abr. 2023

ARAÚJO, S. M. V. G. DE. Environmental Policy in the Bolsonaro Government: The Response of Environmentalists in the Legislative Arena. **Brazilian Political Science Review**, v. 14, n. 2 <https://doi.org/10.1590/1981-3821202000020005>, 2020.

ARCADIS. **Estudo para avaliação da evolução e sistematização de informações dos processos de licenciamento de Petróleo e Gás realizados pelo IBAMA de 2007 a 2017 visando ao aprimoramento da eficiência regulatória ambiental no setor - Volume III: Avaliação de Projetos e Programas Ambientais - Avaliação de Termos de Referência (TRs) Emitidos - Avaliação Crítica da Evolução dos Planos, Programas e Projetos Ambientais**. São Paulo: BID Cooperação Técnica nº ATN/OC-16518-BR, 2020. Disponível em:

<[https://portal.ppi.gov.br/html/objects/\\_downloadblob.php?cod\\_blob=8792](https://portal.ppi.gov.br/html/objects/_downloadblob.php?cod_blob=8792)>. Acesso em: 23 fev. 2023.

ARGENTINA. **Protocolo para la implementación del monitoreo de fauna marina en prospecciones sísmicas**. Buenos Aires: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2021. Disponível em: <<https://www.argentina.gob.ar/ambiente/desarrollo-sostenible/evaluacion-ambiental/evaluacion-de-impacto-ambiental/protocolo>>. Acesso em: 23 fev. 2023.

ARTS, J. et al. The effectiveness of EIA as an instrument for environmental governance: reflecting on 25 years of EIA practice in the Netherlands and the UK. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 14, n. 4, p. 40 <https://doi.org/10.1142/S1464333212500251>, dez. 2012.

ARTS, J.; MEIJER, J. Designing for EIA Follow-up: Experiences from The Netherlands. Em: **Assessing Impact: Handbook of EIA and SEA Follow-up**. London and Sterling, VA: Earthscan, 2004. p. 63–96.

ASIBAMA-RJ. **A desconstrução do licenciamento ambiental do pré-sal**. Rio de Janeiro: Associação dos Servidores Federais da Área Ambiental no Estado do Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www.ascemanacional.org.br/wp-content/uploads/2015/11/A-Desconstrução-do-Licenciamento-Ambiental-do-Pré-Sal.pdf>>.

ATHAYDE, S. et al. Viewpoint: The far-reaching dangers of rolling back environmental licensing and impact assessment legislation in Brazil. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 94, p. 106742 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2022.106742>, maio 2022.

BABUSIAUX, D.; BAUQUIS, P. **Depletion of Petroleum Reserves and Oil Price trends**. Paris: Institute Français du Pétrole (IFP), 2007. Disponível em: <<https://ideas.repec.org/p/hal/wpaper/hal-02469371.html>>. Acesso em: 23 fev. 2023.

BADER, M. S. H. Seawater versus produced water in oil-fields water injection operations. **Desalination**, v. 208, n. 1–3, p. 159–168 <https://doi.org/10.1016/j.desal.2006.05.024>, 5 abr. 2007.

BANHA, T. N. S. et al. The Great Amazon Reef System: A fact. **Frontiers in Marine Science**, v. 9 <https://doi.org/10.3389/fmars.2022.1088956>, 8 dez. 2022.

BARBIER, E. B. et al. Ecology: Protect the deep sea. **Nature**, v. 505, n. 7484, p. 475–7 <https://doi.org/10.1038/505475a>, 23 jan. 2014.

BARBOSA, A. F.; OWENS, A. L. **IBAMA e Indústria de Pesquisa Sísmica: em busca do conhecimento e sustentabilidade através do licenciamento ambiental**. Rio de Janeiro: Mind Duet Comunicação e Marketing, 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/ibama-e-industria-de-pesquisa-sismica-em-busca-do-conhecimento-e-sustentabilidade-atraves-do-licenciamento-ambiental>>. Acesso em: 23 fev. 2023

BARBOSA, L. G.; ALVES, M. A. S.; GRELLE, C. E. V. Actions against sustainability: Dismantling of the environmental policies in Brazil. **Land Use Policy**, v. 104, p. 105384 <https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2021.105384>, 1 maio 2021.

BARKER, A.; JONES, C. A critique of the performance of EIA within the offshore oil and gas sector. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 43, p. 31–39 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2013.05.001>, 2013.

BARRETO, A. S. et al. Conhecimento sobre mamíferos marinhos gerado pela indústria de sísmica através do sistema de apoio ao monitoramento de mamíferos marinhos (SIMMAM). Em: **IBAMA e Indústria de Pesquisa Sísmica: em busca do conhecimento e sustentabilidade através do licenciamento ambiental**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Mind Duet Comunicação e Marketing, 2020. p. 102–114.

BARROS, J. C. et al. **Fixed Platforms at Ageing Oil Fields - Feasibility Study for Reuse to Wind Farms**. Houston, Texas: Offshore Technology Conference OTC-27719-MS , 2017.

BASS, R.; HERSON, A. Environmental Impact Assessment of Land-use Plans Experience under the National Environmental Policy Act and the California Environmental Quality Act. Em: PETTS, J. (Ed.). **Handbook of Environmental Impact Assessment**. Birmingham, UK: Blackwell Science Ltd, 1999. p. 273–299.

BATES, M. J. The design of browsing and berrypicking techniques for the online search interface. **Online Review**, v. 13, n. 5, p. 407–424 <https://doi.org/10.1108/eb024320>, 1 maio 1989.

BAXTER, W.; ROSS, W. A.; SPALING, H. Improving the practice of cumulative effects assessment in Canada. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 19, n. 4, p. 253–262 <https://doi.org/10.3152/147154601781766916>, 2001.

BDEP. **Banco de Dados de Exploração e Produção**. ANP: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2017. Disponível em: <[www.bdep.gov.br](http://www.bdep.gov.br)>.

BEAUBOUEF, B. Restructured seismic industry cautiously optimistic | Offshore Seismic vessel and data market update. **Offshore Magazine**, 1 mar. 2020.

BEYER, J. et al. Environmental effects of the Deepwater Horizon oil spill: A review. **Marine Pollution Bulletin**, v. 110, n. 1, p. 28–51 <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2016.06.027>, 15 set. 2016.

BINA, O. Context and systems: Thinking more broadly about effectiveness in Strategic Environmental Assessment in China. **Environmental Management**, v. 42, n. 4, p. 717–733 <https://doi.org/10.1007/s00267-008-9123-5>, 2008.

BOEGER, W. A. et al. The effect of exposure to seismic prospecting on coral reef fishes. **Brazilian Journal of Oceanography**, v. 54, n. 4, p. 235–239, 2006.

BOND, A. et al. Impact assessment: Eroding benefits through streamlining? **Environmental Impact Assessment Review**, v. 45, p. 46–53 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2013.12.002>, 2014.

BOOMAN, C. et al. **Effects of airguns on eggs, larvae, and fry**. Bergen: Havforskningsinstituttet. Fisken og Havet, 1996.

BORGES, A. Presidente de comissão do Senado vai à Justiça contra leilão de petróleo ao lado de Abrolhos. **O Estado de São Paulo**, 9 abr. 2019.

BORGES, A. Governo de Pernambuco vai ao Supremo contra leilão de petróleo em área de Fernando de Noronha. **Portal Terra**, 6 out. 2021.

BORGES, A. C. J. et al. Licenciamento ambiental das atividades de pesquisa sísmica no Brasil: histórico, desafios e consolidação enquanto instrumento de promoção da sustentabilidade nos empreendimentos marítimos. Em: **IBAMA e Indústria de Pesquisa Sísmica: em busca do conhecimento e sustentabilidade através do licenciamento**. Rio de Janeiro/RJ: Mind Duet Comunicação e Marketing, 2020. p. 12–18.

BORIONI, R.; GALLARDO, A. L. C. F.; SÁNCHEZ, L. E. Advancing scoping practice in environmental impact assessment: an examination of the Brazilian federal system. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 5517, n. February, p. 1–14 <https://doi.org/10.1080/14615517.2016.1271535>, 2017.

BRAGAGNOLO, C. et al. Streamlining or sidestepping? Political pressure to revise environmental licensing and EIA in Brazil. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 65, n. May, p. 86–90 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2017.04.010>, jul. 2017.



BREDARIOL, T. DE O. **Instituições e governança ambiental: o caso da Coordenação Geral de Petróleo e Gás**. Dissertação de mestrado—Rio de Janeiro/RJ: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2015.

BREUER, E. et al. Drill cutting accumulations in the Northern and Central North Sea: a review of environmental interactions and chemical fate. **Marine Pollution Bulletin**, v. 48, n. 1–2, p. 12–25 <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2003.08.009>, jan. 2004.

BRITO, E.; VEROCAI, I. Environmental Impact Assessment in South and Central America. Em: PETTS, J. (Ed.). **Handbook of Environmental Impact Assessment**. Birmingham, UK: Blackwell Science Ltd, 1999. v. 2.

CALDWELL, L. K. Environmental Impact Analysis (EIA): Origins, Evolution, and Future Directions. **Review of Policy Research**, v. 8, n. 1, p. 75–83 <https://doi.org/10.1111/j.1541-1338.1988.tb00917.x>, set. 1988.

CARDOSO JR., R. A. F.; MAGRINI, A.; FERREIRA, A. Environmental licensing process of power transmission in Brazil update analysis: Case study of the Madeira transmission system. **Energy Policy**, v. 67, p. 281–289 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.12.040>, 2014.

CARPENTER, D.; MOSS, D. A. **Preventing Regulatory Capture: Special interest influence and how to limit it**. New York, USA: Cambridge University Press, 2014.

CARREGOSA, L. Petrobras corre para explorar “novo pré-sal” em 2022. **Poder360.com**, 24 set. 2022.

CARROLL, A. G. et al. A critical review of the potential impacts of marine seismic surveys on fish & invertebrates. **Marine Pollution Bulletin**, v. 114, n. 1, p. 9–24 <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2016.11.038>, 2017.

CARVALHO, L. P. DE. **A potencial sinergia entre a exploração e produção de petróleo e gás natural e a geração de energia eólica offshore: o caso do Brasil**. Dissertação de mestrado—Rio de Janeiro: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Planejamento Energético, 2019.

CASHMORE, M. et al. The interminable issue of effectiveness: substantive purposes, outcomes and research challenges in the advancement of environmental

impact assessment theory. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 22, n. 4, p. 295–310 <https://doi.org/10.3152/147154604781765860>, dez. 2004.

CASHMORE, M. et al. Evaluating the effectiveness of impact assessment instruments: Theorising the nature and implications of their political constitution. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 30, n. 6, p. 371–379 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2010.01.004>, 2010.

CASHMORE, M.; AXELSSON, A. The mediation of environmental assessment's influence: What role for power? **Environmental Impact Assessment Review**, v. 39, p. 5–12 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2012.06.008>, 2013.

CASTELLÕES, P. V. et al. Environmental characterization database (bdca.com.br) - platform for storage and sharing of environmental data produced from licensing processes. **Rio Oil and Gas Expo and Conference**, v. 22, n. 2022, p. 322–323 <https://doi.org/10.48072/2525-7579.rog.2022.322>, 26 set. 2022.

CASTELLOTE, M.; LLORENS, C. Review of the Effects of Offshore Seismic Surveys in Cetaceans: Are Mass Strandings a Possibility? Em: POPPER, A. N.; HAWKINS, A. (Eds.). **The effects of noise on aquatic life II**. Advances in Experimental Medicine and Biology. New York, NY: Springer New York, 2016. p. 133–143 <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-7311-5>.

CEBDS. **Contribuições para o Debate Sobre a Melhoria da Gestão do Licenciamento Ambiental Federal**. Rio de Janeiro/RJ: Centro Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável, 2019. Disponível em: <<https://cebds.org/publicacoes/contribuicoes-para-o-debate-sobre-a-melhoria-da-gestao-do-licenciamento-ambiental-federal/>>. Acesso em: 23 fev. 2023.

CERCHIO, S. et al. Seismic surveys negatively affect humpback whale singing activity off Northern Angola. **PLoS ONE**, v. 9, n. 3 <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0086464>, 2014.

CHANCHITPRICHA, C.; BOND, A. Conceptualising the effectiveness of impact assessment processes. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 43, p. 65–72 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2013.05.006>, 2013.

CHRISTIAN, J. R. et al. **Effect of seismic energy on Snow crab (Chionoecetes opilio)**. Calgary: Environmental Studies Research Fund, 7 nov. 2003.

CNI. **Proposta da indústria para o aprimoramento do licenciamento ambiental**. Brasília/DF: Confederação Nacional da Indústria, 2013. Disponível em:

<[https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer\\_public/5c/d4/5cd43d44-29df-4cad-adfc-2a9d264f65ae/proposta\\_da\\_industria\\_para\\_o\\_aprimoramento\\_do\\_licenciamento\\_ambiental\\_1.pdf](https://static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/5c/d4/5cd43d44-29df-4cad-adfc-2a9d264f65ae/proposta_da_industria_para_o_aprimoramento_do_licenciamento_ambiental_1.pdf)>. Acesso em: 23 fev. 2023.

COMPTON, R. et al. A critical examination of worldwide guidelines for minimising the disturbance to marine mammals during seismic surveys. **Marine Policy**, v. 32, n. 3, p. 255–262 <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2007.05.005>, maio 2008.

CONTANT, C. K.; WIGGINS, L. L. Defining and analyzing cumulative environmental impacts. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 11, n. 4, p. 297–309 [https://doi.org/10.1016/0195-9255\(91\)90003-3](https://doi.org/10.1016/0195-9255(91)90003-3), 1991.

COOPER, L. M.; SHEATE, W. R. Cumulative effects assessment: A review of UK environmental impact statements. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 22, n. 4, p. 415–439 [https://doi.org/10.1016/S0195-9255\(02\)00010-0](https://doi.org/10.1016/S0195-9255(02)00010-0), 2002.

CORDEIRO, R. T. et al. Mesophotic coral ecosystems occur offshore and north of the Amazon River. **Bulletin of Marine Science**, v. 91, n. 4, p. 491–510 <https://doi.org/10.5343/bms.2015.1025>, 28 out. 2015.

CORDES, E. E. et al. Environmental Impacts of the Deep-Water Oil and Gas Industry: A Review to Guide Management Strategies. **Frontiers in Environmental Science**, v. 4, n. September <https://doi.org/10.3389/fenvs.2016.00058>, 16 set. 2016.

CREED, J. C. et al. **The invasion of the azooxanthellate coral Tubastraea (Scleractinia: Dendrophylliidae) throughout the world: history, pathways and vectors. Biological Invasions** <https://doi.org/10.1007/s10530-016-1279-y> Springer International Publishing, , 1 jan. 2017.

CREED, J. C. et al. Multi-site experiments demonstrate that control of invasive corals (*Tubastraea* spp.) by manual removal is effective. **Ocean and Coastal Management**, v. 207 <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2021.105616>, 15 jun. 2021.

CRESWELL, J. W. **Qualitative inquiry and research design: choosing among five approaches**. 2nd. ed. Thousand Oaks, California: Sage Publications, 2013.

CRESWELL, J. W.; POT, C. N. **Qualitative Inquiry & Research Design**. 4th. ed. Thousand Oaks, CA: Sage Publications, 2018.

CRUZ, F. B. **A prática do follow-up da AIA de projetos: estudo de caso a partir da experiência do órgão regulador de empreendimentos de exploração e produção de óleo e gás natural offshore no Brasil**. Dissertação de mestrado—São

Carlos/SP: USP - Universidade de São Paulo. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Ambiental, 2016.

CRUZ, F. B.; VERONEZ, F.; MONTAÑO, M. Evidence of learning processes in EIA systems. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 5517, p. 1–11 <https://doi.org/10.1080/14615517.2018.1445177>, 2018.

DAL BO, E. Regulatory Capture: A Review. **Oxford Review of Economic Policy**, v. 22, n. 2, p. 203–225 <https://doi.org/10.1093/oxrep/grj013>, 1 jun. 2006.

DIAS, A. M. DA S.; FONSECA, A.; PAGLIA, A. P. Biodiversity monitoring in the environmental impact assessment of mining projects: a (persistent) waste of time and money? **Perspectives in Ecology and Conservation**, v. 15, n. 3, p. 206–208 <https://doi.org/10.1016/j.pecon.2017.06.001>, jul. 2017.

DIAS, E. G. C. S.; SÁNCHEZ, L. E. Environmental impact assessment: Evaluating the follow-up phase. Em: SINGHAL, R.; MEHROTRA, A. (Eds.). **Environmental issues and management of waste in energy and mineral production**. Rotterdam, The Netherlands: CRC Press, 2000. p. 21–28.

DICKERT, T.; TUTTLE, A. Cumulative impact assessment in environmental planning: A coastal wetland watershed example. **Environmental Impact Assessment Review**, p. 37–64 [https://doi.org/10.1016/0195-9255\(85\)90050-2](https://doi.org/10.1016/0195-9255(85)90050-2), 1985.

DONDURUR, D. Marine Seismic Data Acquisition. Em: **Acquisition and Processing of Marine Seismic Data**. Amsterdam: Elsevier, 2018. p. 37–169 <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-811490-2.00002-5>.

DRAKE, P.; HEATH, L. **Practitioner Research at Doctoral Level**. New York, NY: Routledge, 2011. <https://doi.org/10.4324/9780203841006> Disponível em: <<https://www.taylorfrancis.com/books/9780203841006>>

DUARTE, C. G. et al. Practitioners' perceptions of the Brazilian environmental impact assessment system: results from a survey. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 5517, n. June, p. 1–17 <https://doi.org/10.1080/14615517.2017.1322813>, 6 jun. 2017.

DUARTE, C. M. et al. The soundscape of the Anthropocene ocean. **Science**, v. 371, n. 6529 <https://doi.org/10.1126/science.aba4658>, 5 fev. 2021.

DUINKER, P. N. et al. Scientific dimensions of cumulative effects assessment: toward improvements in guidance for practice. **Environmental Reviews**, v. 21, n. 1, p. 40–52 <https://doi.org/10.1139/er-2012-0035>, mar. 2013.

DUINKER, P. N.; GREIG, L. A. The Impotence of Cumulative Effects Assessment in Canada: Ailments and Ideas for Redeployment. **Environmental Management**, v. 37, n. 2, p. 153–161 <https://doi.org/10.1007/s00267-004-0240-5>, 14 fev. 2006.

DUNLOP, R. A. et al. The behavioural response of humpback whales (*Megaptera novaeangliae*) to a 20 cubic inch air gun. **Aquatic Mammals**, v. 41, n. 4, p. 412–433 <https://doi.org/10.1578/AM.41.4.2015.412>, 2015.

DUNN, D. C. et al. The Convention on Biological Diversity's Ecologically or Biologically Significant Areas: Origins, development, and current status. **Marine Policy**, v. 49, p. 137–145 <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2013.12.002>, nov. 2014.

EKINS, P.; VANNER, R.; FIREBRACE, J. Decommissioning of offshore oil and gas facilities: A comparative assessment of different scenarios. **Journal of Environmental Management**, v. 79, n. 4, p. 420–438 <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2005.08.023>, jun. 2006.

ELLIOTT, B. et al. Critical information gaps remain in understanding impacts of industrial seismic surveys on marine vertebrates. **Endangered Species Research**, v. 39, n. November, p. 247–254 <https://doi.org/10.3354/esr00968>, 25 jul. 2019.

ELLIS, J.; FRASER, G.; RUSSELL, J. Discharged drilling waste from oil and gas platforms and its effects on benthic communities. **Marine Ecology Progress Series**, v. 456, p. 285–302 <https://doi.org/10.3354/meps09622>, 7 jun. 2012.

ENGEIO. **Relatório ambiental - Projeto Vertebrados**. Relatório Final: Engeo Soluções Integradas. Processo IBAMA 02022.000148/2014 (DOC18), 2017.

ENGEIO et al. **Projeto de monitoramento de quelônios por telemetria satelital**. Relatório Final: Processo IBAMA 02022.001383/2013 (DOC11), 2017.

ENGEIO; CENTRO TAMAR-ICMBIO. **Projeto de monitoramento da Tartaruga-de-pente por telemetria satelital**. Relatório parcial: Processos IBAMA 02022.002094/2013 (DOC19) e 02022.000148/2014 (DOC16), 2016.

ENRÍQUEZ-DE-SALAMANCA, Á. Project splitting in environmental impact assessment. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 34, n. 2, p. 152–159 <https://doi.org/10.1080/14615517.2016.1159425>, 2 abr. 2016.

ENRÍQUEZ-DE-SALAMANCA, Á. Stakeholders' manipulation of Environmental Impact Assessment. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 68, n. July 2017, p. 10–18 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2017.10.003>, 2018.

EPE. **Desafios do Pré-Sal**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Documento de apoio ao PNE 2050, 2018.

EPE. **PIPE - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>>. Acesso em: 23 fev. 2023.

EPE. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-639/ZNMT2019\\_2021\\_Relatorio\\_Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-639/ZNMT2019_2021_Relatorio_Final.pdf)>. Acesso em: 23 fev. 2023.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Superintendência de Petróleo e Gás Natural, 2022. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>>. Acesso em: 22 fev. 2023.

EQUINOR/AECOM. **EIA do sistema de produção da Fase II do campo de Peregrino, na bacia de Campos**. Rio de Janeiro: Revisão 00, out. 2018.

FEARNSIDE, P. M. Brazil's São Luiz do Tapajós Dam: The Art of Cosmetic Environmental Impact Assessments. **Water Alternatives**, v. 8, n. 3, p. 373–396, 2015.

FEARNSIDE, P. M. Brazilian politics threaten environmental policies. **Science**, v. 353, n. 6301, p. 746–748 <https://doi.org/10.1126/science.aag0254>, 19 ago. 2016.

FERNANDES, M. F. et al. An interaction between a juvenile Clymene dolphin (*Stenella clymene*) and seismic survey vessel M/V Ramform Challenger -PGS, Bacia de Santos, Brazil. **Latin American Journal of Aquatic Mammals**, v. 6, n. 2, p. 189–192 <https://doi.org/10.5597/lajam00124>, 31 dez. 2007.

FERNÁNDEZ, G. M. R.; DE BRITO, L. L. A.; FONSECA, A. Does size matter? An evaluation of length and proportion of information in environmental impact statements. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 73, n. November, p. 114–121 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2018.08.002>, 2018.

FGV. **Aspectos técnicos por trás das atividades de descomissionamento: lições aprendidas do outro lado do Atlântico**. Rio de Janeiro: Cadernos FGV Energia,

jan. 2022. Disponível em:  
<[https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno\\_de\\_descomissionamento\\_ast\\_2022\\_4.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_de_descomissionamento_ast_2022_4.pdf)>. Acesso em: 23 fev. 2023.

FIDLER, C.; NOBLE, B. F. Advancing strategic environmental assessment in the offshore oil and gas sector: Lessons from Norway, Canada, and the United Kingdom. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 34, p. 12–21 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2011.11.004>, abr. 2012.

FIELDS, D. M. et al. Airgun blasts used in marine seismic surveys have limited effects on mortality, and no sublethal effects on behaviour or gene expression, in the copepod *Calanus finmarchicus*. **ICES Journal of Marine Science**, v. 76, n. 7, p. 2033–2044 <https://doi.org/10.1093/icesjms/fsz126>, 1 dez. 2019.

FISCHER, T. B. Practice of environmental assessment for transport and land-use policies, plans and programmes. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 19, n. 1, p. 41–51 <https://doi.org/10.3152/147154601781767221>, mar. 2001.

FISCHER, T. B. Having an impact? Context elements for effective sea application in transport policy, plan and programme making. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 7, n. 3, p. 407–432 <https://doi.org/10.1142/S1464333205002158>, 2005.

FISCHER, T. B. Strategic environmental assessment and transport planning: towards a generic framework for evaluating practice and developing guidance. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 24, n. 3, p. 183–197 <https://doi.org/10.3152/147154606781765183>, set. 2006.

FISCHER, T. B. **Theory and Practice of Strategic Environmental Assessment**. London and Sterling, VA: Earthscan, 2007. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>

FITZPATRICK, P. In it together: organizational learning through participation in environmental assessment. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 8, n. 2, p. 157–182, 2006.

FLÓREZ-ORREGO, D. et al. Centralized power generation with carbon capture on decommissioned offshore petroleum platforms. **Energy Conversion and Management**, v. 252 <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.115110>, 15 jan. 2022.

FOLEY, M. M. et al. The challenges and opportunities in cumulative effects assessment. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 62, p. 122–134 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2016.06.008>, jan. 2017.

FONSECA, A. A avaliação de impacto ambiental e o seu vínculo com o licenciamento ambiental. Em: RIBEIRO, J. C. J. (Ed.). **Licenciamento Ambiental: Herói, vilão ou vítima?** Belo Horizonte, Brasil: Arraes Editores, 2015.

FONSECA, A. et al. **Nota Técnica - Projeto de Lei Geral do Licenciamento Ambiental: análise crítica e propositiva do projeto de lei à luz das boas práticas internacionais e da literatura científica**. Waterloo (Canadá): School of Environment, Resources and Sustainability/University of Waterloo, 2019. Disponível em: <<http://lattes.cnpq.br/8381728393720258>>.

FONSECA, A. Introduction to the Handbook of environmental impact assessment. Em: **Handbook of Environmental Impact Assessment**. 1st. ed. Cheltenham/UK: Edward Elgar Publishing, 2022.

FONSECA, A.; GIBSON, R. B. Why are projects rarely rejected in environmental impact assessments? Narratives of justifiability in Brazilian and Canadian review reports. **Journal of Environmental Planning and Management**, <https://doi.org/10.1080/09640568.2020.1852073>, 2020a.

FONSECA, A.; GIBSON, R. B. Testing an ex-ante framework for the evaluation of impact assessment laws: Lessons from Canada and Brazil. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 81 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2019.106355>, 1 mar. 2020b.

FONSECA, A.; MONTAÑO, M.; MORETTO, E. M. A importância do conhecimento científico para o aprimoramento do Licenciamento e da Avaliação de Impacto Ambiental no Brasil. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, v. 43 <https://doi.org/10.5380/dma.v43i0.56568>, 24 dez. 2017.

FONSECA, A.; RESENDE, L. Boas práticas de transparência, informatização e comunicação social no licenciamento ambiental brasileiro: uma análise comparada dos websites dos órgãos licenciadores estaduais. **Engenharia Sanitaria e Ambiental**, v. 21, n. 2, p. 295–306 <https://doi.org/10.1590/S1413-41522016146591>, jun. 2016.

FONSECA, A.; RODRIGUES, S. E. The attractive concept of simplicity in environmental impact assessment: Perceptions of outcomes in southeastern Brazil. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 67, n. September, p. 101–108 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2017.09.001>, nov. 2017.



FONSECA, A.; SÁNCHEZ, L. E.; RIBEIRO, J. C. J. Reforming EIA systems: a critical review of proposals in Brazil. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 62, p. 90–97 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2016.10.002>, 2017.

FORTUNE, I. S.; PATERSON, D. M. Ecological best practice in decommissioning: A review of scientific research. **ICES Journal of Marine Science**, v. 77, n. 3, p. 1079–1091 <https://doi.org/10.1093/icesjms/fsy130>, 1 maio 2020.

FOWLER, A. M. et al. Environmental benefits of leaving offshore infrastructure in the ocean. **Frontiers in Ecology and the Environment**, v. 16, n. 10, p. 571–578 <https://doi.org/10.1002/fee.1827>, 1 dez. 2018.

FRANCINI-FILHO, R. B. et al. Perspectives on the Great Amazon Reef: Extension, Biodiversity, and Threats. **Frontiers in Marine Science**, v. 5, n. April, p. 142 <https://doi.org/10.3389/fmars.2018.00142>, 2018.

GALLARDO, A. L. C. F.; SÁNCHEZ, L. E. Follow-up of a road building scheme in a fragile environment. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 24, n. 1, p. 47–58 [https://doi.org/10.1016/S0195-9255\(03\)00136-7](https://doi.org/10.1016/S0195-9255(03)00136-7), jan. 2004.

GEIA/UFPR; EVEREST. **Efeitos da sísmica com cabo flutuante em peixes tropicais de áreas recifais**. Relatório Final: Grupo de Estudos de Impacto Ambiental - Universidade Federal do Paraná. Processo IBAMA 02022.008248/2000, 2004.

GERHARDINGER, L. C. et al. Unveiling the genesis of a marine spatial planning arena in Brazil. **Ocean & Coastal Management**, v. 179, n. June, p. 104825 <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2019.104825>, set. 2019.

GERRING, J. **Case Study Research**. New York, NY: Cambridge University Press, 2006. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

GESISKY, J. **Campanha aponta riscos da exploração de petróleo e gás em Abrolhos**. Site: WWF Brasil, 2019. Disponível em: <<https://www.wwf.org.br/?73082/riscos-da-exploracao-de-petroleo-em-abrolhos>>. Acesso em: 23 fev. 2023

GHFS. **A review of seismic mitigation measures used along the coast of Northern South America, from North Brazil up to Colombia**. Reference Document for the Steering group of the MaMa CoCo SEA: GHFS - Green Heritage Fund Suriname, 2015. Disponível em: <[http://www.car-spaw-rac.org/IMG/pdf/seismic\\_mitigation\\_measures\\_review\\_mamacocosea.pdf](http://www.car-spaw-rac.org/IMG/pdf/seismic_mitigation_measures_review_mamacocosea.pdf)>. Acesso em: 23 fev. 2023

GIA/UFPR. **Avaliação dos impactos causados durante a aquisição de dados sísmicos sobre organismos marinhos de interesse comercial.** Relatório Final: Grupo Integrado de Aquicultura e Estudos Ambientais - Universidade Federal do Paraná. Processo IBAMA 02022.001056/2001, 2002.

GIA/UFPR. **Avaliação dos efeitos da sísmica com cabo de fundo sobre peixes recifais e sobre o zooplâncton marinho.** Relatório Final: Grupo Integrado de Aquicultura e Estudos Ambientais - Universidade Federal do Paraná. Processo IBAMA 02022.004827/2002, 2004. Disponível em: <<http://gia.bio.ufpr.br>>

GISINER, R. C. Sound and Marine Seismic Surveys. **Acoustics Today**, v. 12, n. 4, 2016.

GLASSON, J.; SALVADOR, N. N. B. EIA in Brazil: A procedures-practice gap. A comparative study with reference to the European Union, and especially the UK. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 20, n. 2, p. 191–225 [https://doi.org/10.1016/S0195-9255\(99\)00043-8](https://doi.org/10.1016/S0195-9255(99)00043-8), 2000.

GLASSON, J.; THERIVEL, R.; CHADWICK, A. **Introduction to Environmental Impact Assessment - 4th Edition.** 4th. ed. London and New York: Routledge, 2012.

GLOBAL CCS INSTITUTE. **The Global Status of CCS: 2021.** Australia: The Global CCS Institute, 2021. Disponível em: <[https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report\\_Global\\_CCS\\_Institute.pdf](https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf)>. Acesso em: 23 fev. 2023.

GOMEZ, C. et al. A systematic review on the behavioural responses of wild marine mammals to noise: The disparity between science and policy. **Canadian Journal of Zoology**, v. 94, n. 12, p. 801–819 <https://doi.org/10.1139/cjz-2016-0098>, 30 set. 2016.

GORDON, J. et al. A Review of the Effects of Seismic Surveys on Marine Mammals. **Marine Technology Society Journal**, v. 37, n. 4, p. 16–34 <https://doi.org/10.4031/002533203787536998>, 1 dez. 2003.

GRAGGABER, M.; PISTECKY, W. **The implementation of the Environmental Impact Assessment on the basis of precise examples.** Nicosia, Cyprus: IMPEL - European Union Network for the Implementation and Enforcement of Environmental Law, 2012. Disponível em: <<http://ec.europa.eu/environment/eia/pdf/IMPEL-EIA-Report-final.pdf>>.

GRAINGER, D. et al. **Reducing CO2 emissions from offshore oil and gas production.** Abu Dhabi, UAE: 15th International Conference on Greenhouse Gas

Control Technologies (GHGT-15), 2021. Disponível em: <<https://ssrn.com/abstract=3820726>>

GUERRA, A.; GONZÁLEZ, A. F.; ROCHA, F. A review of the records of giant squid in the north-eastern Atlantic and severe injuries in *Architeuthis dux* stranded after acoustic explorations. **ICES Annual Science Conference**, v. 29, n. September, p. 1–17, 2004.

GURJÃO, L. M.; FREITAS, J. E. F.; ARAÚJO, D. S. Sightings of dolphins during seismic surveys on the coast of Bahia state, Brazil. **Latin American Journal of Aquatic Mammals**, v. 3, n. 2, p. 171–175 <https://doi.org/10.5597/lajam00063>, 31 dez. 2004.

HAMBLING, D. This Colossal Oil-Hunter Is Largest Mobile Manmade Object in the World. **Popular Mechanics**, 22 jan. 2016.

HANNA, P. et al. Improving the effectiveness of impact assessment pertaining to Indigenous peoples in the Brazilian environmental licensing procedure. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 46, p. 58–67 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2014.01.005>, abr. 2014.

HANSEN, A. M. et al. The significance of structural power in Strategic Environmental Assessment. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 39, p. 37–45 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2012.10.004>, 2013.

HANSEN, E.; WOOD, G. Understanding EIA scoping in practice: A pragmatist interpretation of effectiveness. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 58, p. 1–11 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2016.01.003>, abr. 2016.

HARGREAVES, F. M. **Opções de Mitigação das Emissões de Gases de Efeito Estufa na Indústria de Petróleo e Gás Natural Brasileira**. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), 2019.

HARRIMAN, J. A. E.; NOBLE, B. F. Characterizing Project and Strategic Approaches To Regional Cumulative Effects Assessment in Canada. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 10, n. 01, p. 25–50 <https://doi.org/10.1142/S1464333208002944>, 2008.

HAWKINS, A. D.; PEMBROKE, A. E.; POPPER, A. N. Information gaps in understanding the effects of noise on fishes and invertebrates. **Reviews in Fish Biology and Fisheries**, v. 25, n. 1, p. 39–64 <https://doi.org/10.1007/s11160-014-9369-3>, 12 mar. 2015.

HE, W. et al. Case Study of Integrating an Offshore Wind Farm with Offshore Oil and Gas Platforms and with an Onshore Electrical Grid. **Journal of Renewable Energy**, v. 2013, p. 1–10 <https://doi.org/10.1155/2013/607165>, 2013.

HENRY, L.-A. et al. Historic scale and persistence of drill cuttings impacts on North Sea benthos. **Marine Environmental Research**, v. 129, p. 219–228 <https://doi.org/10.1016/j.marenvres.2017.05.008>, ago. 2017.

HILDEBRAND, J. Anthropogenic and natural sources of ambient noise in the ocean. **Marine Ecology Progress Series**, v. 395, p. 5–20 <https://doi.org/10.3354/meps08353>, 3 dez. 2009.

HILDING-RYDEVIK, T.; BJARNADÓTTIR, H. Context awareness and sensitivity in SEA implementation. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 27, n. 7, p. 666–684 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2007.05.009>, out. 2007.

HOCHSTETLER, K. The Politics of Environmental Licensing: Energy Projects of the Past and Future in Brazil. **Studies in Comparative International Development**, v. 46, n. 4, p. 349–371 <https://doi.org/10.1007/s12116-011-9092-1>, 5 dez. 2011.

HOCHSTETLER, K. Environmental impact assessment: evidence-based policymaking in Brazil. **Contemporary Social Science**, v. 13, n. 1, p. 100–111 <https://doi.org/10.1080/21582041.2017.1393556>, 2 jan. 2018.

HOLLING, C. S. **Adaptive Environmental Assessment and Management**. Chichester: John Wiley & Sons, 1978.

HOLMAGER, M. **Offshore Book Oil and Gas**. 3<sup>a</sup> ed. Esbjerg, DK: OffshoreEnergy.dk, 2014.

HOSSAIN, M. E.; AL-MEJED, A. A. **Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering**. Beverly, EUA: Scrivener, 2015.

IADC. **IADC Drilling Manual**. 11<sup>a</sup> ed. Houston, TX (EUA): International Association of Drilling Contractors. Technical Toolboxes, 2000.

IAIA. Principles of Environmental Impact Assessment Best Practice. **IAIA Special Publications Series**, p. 1–4, 1999.

IBAMA. **Guia de Monitoramento da Biota Marinha em atividades de aquisição de dados sísmicos - abril 2005**. Rio de Janeiro/RJ: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, abr. 2005.

IBAMA. **Guia de Monitoramento da Biota Marinha em Pesquisas Sísmicas Marítimas**. Rio de Janeiro/RJ: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, out. 2018.

IBP. **Diretrizes para Abandono de Poços**. Rio de Janeiro/RJ: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, 2017. Disponível em: <[https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/09/IBP\\_Job249\\_CBP\\_EP\\_Diretrizes\\_Poco\\_WEB\\_5.pdf](https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/09/IBP_Job249_CBP_EP_Diretrizes_Poco_WEB_5.pdf)>. Acesso em: 16 nov. 2022.

IBP. **Avaliação de opções para a destinação do cascalho gerado na perfuração de poços marítimos no Brasil**. Rio de Janeiro/RJ: Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás, ago. 2021. Disponível em: <[www.ibp.org.br](http://www.ibp.org.br)>.

ICF INTERNATIONAL. **Estudo de Impacto Ambiental - Projetos Integrados de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural no Pólo Pré-Sal, Bacia de Santos - rev00**. Rio de Janeiro/RJ: Estudo elaborado para Petrobras, 2010. Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Producao/Producao - Bacia de Santos - Polo Pre-Sal - Etapa 1 - Petrobras/>>.

INSTITUTO AQUALIE. **Estudo sobre a movimentação e comportamento de mergulho da baleia-jubarte (*Megaptera novaeangliae*) em área de interesse de prospecção sísmica na Bacia de Santos**. Relatório Final: encaminhado em processo de licenciamento ambiental, 2017.

IOGP. **Environmental fates and effects of ocean discharge of drill cuttings and associated drilling fluids from offshore oil and gas operations**. Londres/UK: International Association of Oil & Gas Producers, mar. 2016.

IOGP. **Subsea Capping Stack Design and Operability Assessment - Report 595**. Londres/UK: International Association of Oil & Gas Producers, 2020.

IOGP. **Environmental effects and regulation of offshore drill cuttings discharges**. Londres/UK: International Association of Oil & Gas Producers, maio 2021.

IOGP. **Environmental Performance Indicators - 2021 data**. Londres/UK: International Association of Oil & Gas Producers, 2022. Disponível em: <<https://data.iogp.org/Environment/Download>>. Acesso em: 7 nov. 2022.

IPCC. **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories**. IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006. Disponível em: <<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>>. Acesso em: 17 out. 2022.

IPIECA; OGP. **Drilling fluids and health risk management - A guide for drilling personnel, managers and health professionals in the oil and gas industry.** OGP Report number 396: International Petroleum Industry Environmental Conservation Association - International Association of Oil & Gas Producers, 2009. Disponível em: <[www.ogp.org.uk](http://www.ogp.org.uk)>.

JHA-THAKUR, U. et al. Effectiveness of strategic environmental assessment - the significance of learning. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 27, n. 2, p. 133–144 <https://doi.org/10.3152/146155109X454302>, jun. 2009.

JOHANSEN, J. L. et al. Oil exposure disrupts early life-history stages of coral reef fishes via behavioural impairments. **Nature Ecology and Evolution**, v. 1, n. 8, p. 1146–1152 <https://doi.org/10.1038/s41559-017-0232-5>, 2017.

JONES, C. M. The oil and gas industry must break the paradigm of the current exploration model. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 8, n. 1, p. 131–142 <https://doi.org/10.1007/s13202-017-0395-2>, 1 mar. 2018.

JONES, C. M.; CHAVES, H. A. F. **Assessment of yet-to-find-oil in the Pre-Salt area of Brazil.** 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. **Anais...Rio de Janeiro, Brazil: 2015.** Disponível em: <<https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-143911-MS>>

JONES, P. J. S.; LIEBERKNECHT, L. M.; QIU, W. Marine spatial planning in reality: Introduction to case studies and discussion of findings. **Marine Policy**, v. 71, p. 256–264 <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2016.04.026>, set. 2016.

JOYE, S. B. et al. The Gulf of Mexico ecosystem, six years after the Macondo oil well blowout. **Deep-Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography**, v. 129, p. 4–19 <https://doi.org/10.1016/j.dsr2.2016.04.018>, 2016.

KAISER, M. J.; SHIVELY, J. D.; SHIPLEY, J. B. An Update on the Louisiana and Texas Rigs-to-Reefs Programs in the Gulf of Mexico. **Ocean Development & International Law**, v. 51, n. 1, p. 73–93 <https://doi.org/10.1080/00908320.2019.1636191>, 3 fev. 2020.

KARK, S. et al. Emerging conservation challenges and prospects in an era of offshore hydrocarbon exploration and exploitation. **Conservation Biology**, v. 29, n. 6, p. 1573–1585 <https://doi.org/10.1111/cobi.12562>, dez. 2015.

KEARNS, R. K.; BOYD, F. C. The Effect of a Marine Seismic Exploration on Fish Populations in British Columbia Coastal Waters. **The Canadian Fish Culturist**, v. 34, n. May, p. 3–26, 1965.

KONGSBERG MARITIME. **Seismic: Optimizing Seismic Operations**. Noruega: Brochura comercial, 2019. Disponível em: <kongsberg.com/maritime>. Acesso em: 12 maio. 2021.

KUNC, H. P.; MCLAUGHLIN, K. E.; SCHMIDT, R. Aquatic noise pollution: Implications for individuals, populations, and ecosystems. **Proceedings of the Royal Society B: Biological Sciences**, v. 283, n. 1836 <https://doi.org/10.1098/rspb.2016.0839>, 2016.

LAIK, S. **Offshore Petroleum Drilling and Production**. Boca Raton, FL: CRC Press, 2018.

LAMORGESE, L.; GENELETTI, D.; PARTIDARIO, M. R. Reviewing Strategic Environmental Assessment Practice in the Oil and Gas Sector. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 17, n. 02, p. 1550017 <https://doi.org/10.1142/S1464333215500179>, jun. 2015.

LANDRØ, M.; AMUNDSEN, L. **Introduction to exploration geophysics with recent advances**. Riga, Letônia: Bivrost, 2018.

LAWRENCE, D. P. Planning theories and environmental impact assessment. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 20, n. 6, p. 607–625 [https://doi.org/10.1016/S0195-9255\(00\)00036-6](https://doi.org/10.1016/S0195-9255(00)00036-6), dez. 2000.

LAWRENCE, D. P. **Impact Assessment - Practical Solutions to Recurrent Problems and Contemporary Challenges**. 2nd. ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley and Sons, 2013. <https://doi.org/10.1017/S001447970700590X>

LEE, N.; WALSH, F. Strategic environmental assessment: an overview. **Project Appraisal**, v. 7, n. 3, p. 126–136 <https://doi.org/10.1080/02688867.1992.9726853>, set. 1992.

LIANG, Y. et al. Special Focus on Produced Water in Oil and Gas Fields: Origin, Management, and Reinjection Practice. Em: **Formation Damage during Improved Oil Recovery: Fundamentals and Applications**. Cambridge, MA (EUA): Elsevier, 2018. p. 515–586 <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813782-6.00014-2>.

LIM, G. C. Theory and practice of EIA implementation: a comparative study of three developing countries. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 5, p. 133–153 [https://doi.org/10.1016/0195-9255\(85\)90039-3](https://doi.org/10.1016/0195-9255(85)90039-3), 1985.

LIMA, I. A. DE; FONSECA, E. M. DA. Captura ou não captura? Perspectivas analíticas no estudo de políticas regulatórias. **Revista de Administração Pública**, v. 55, n. 3, p. 625–643 <https://doi.org/10.1590/0034-761220200453>, 1 maio 2021.

LIMA, L. H.; MAGRINI, A. The Brazilian Audit Tribunal's role in improving the federal environmental licensing process. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 30, n. 2, p. 108–115 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2009.08.005>, 2010.

LIMMER, F. C. O licenciamento ambiental da indústria petrolífera. **Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia**, v. 5, n. 1, p. 225–242, 2018.

LISBOA, V. Sete blocos da 16ª Rodada da ANP estão sob crivo judicial. **Agência Brasil**, 9 out. 2019.

LOOMIS, J. J.; DZIEDZIC, M. Trends in EIA effectiveness research. Em: FONSECA, A. (Ed.). **Handbook of Environmental Impact Assessment**. [s.l.] Edward Elgar Publishing, 2022. p. 303–318 <https://doi.org/10.4337/9781800379633.00024>.

LUGG, R. Marine Seismic Sources. Em: FITCH, A. A. (Ed.). **Developments in Geophysical Exploration Methods 1**. 1ª ed. Capítulo 5: Applied Science Publishers, 1979. p. 143–203.

LUNA, D. Desinvestimentos da Petrobras somam R\$ 280,4 bilhões até julho, diz OSP. **O Estado de São Paulo**, 1 ago. 2022.

LYONS, W. C.; PLISGA, G. J. **Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering**. 1569 p.: Elsevier, 2005.

MACINTOSH, A. et al. Ecotoxicological effects of decommissioning offshore petroleum infrastructure: A systematic review. **Critical Reviews in Environmental Science and Technology**, v. 52, n. 18, p. 3283–3321 <https://doi.org/10.1080/10643389.2021.1917949>, 17 set. 2022.

MALHEIROS, T. M. M. **O controle ambiental federal das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no novo cenário de flexibilização do monopólio estatal no Brasil**. Tese de doutorado—Rio de Janeiro/RJ: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), 2002.



MALHEIROS, T. M. M.; LA ROVERE, E. L. Activités d'exploration et de production du pétrole dans le nouveau scénario de flexibilité du monopole d'État au Brésil: Les contrôles gouvernementaux pour la protection de l'environnement. **Oil & Gas Science and Technology**, v. 55, n. 5, p. 563–576 <https://doi.org/10.2516/ogst:2000042>, set. 2000.

MALVESTIO, A. C.; FISCHER, T. B.; MONTAÑO, M. The consideration of environmental and social issues in transport policy, plan and programme making in Brazil: A systems analysis. **Journal of Cleaner Production**, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.11.152>, nov. 2017.

MALVESTIO, A. C.; MONTAÑO, M. From medicine to poison: how flexible strategic environmental assessment may be? Lessons from a non-regulated SEA system. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 37, n. 5, p. 437–451 <https://doi.org/10.1080/14615517.2019.1574390>, 3 set. 2019.

MARCHIORO, G. B.; NUNES, M. A. **Avaliação de Impactos da Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Banco dos Abrolhos e Adjacências**. Caravelas/BA: Conservation International Brasil, 27 maio 2003.

MARIANO, J.; LA ROVERE, E. Oil and gas exploration and production activities in Brazil: The consideration of environmental issues in the bidding rounds promoted by the National Petroleum Agency. **Energy Policy**, v. 35, n. 5, p. 2899–2911 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.10.005>, maio 2007.

MARIANO, J.; SZKLO, A.; DRAEGER, R. Driving forces behind open acreage resource allocation systems for petroleum upstream activities: a comparative assessment between Brazil, Colombia, India and Uruguay. **The Journal of World Energy Law & Business**, v. 14, n. 5, p. 376–406 <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwab019>, 18 nov. 2021.

MAROTTI, P. **Ações pedem suspensão de leilão de áreas críticas para exploração de petróleo**. : , 2021. Disponível em: <<https://www.oc.eco.br/acoes-pedem-suspensao-de-leilao-de-areas-criticas-para-exploracao-de-petroleo/>>. Acesso em: 26 out. 2021

MARTINS, C. C. A. et al. Identifying priority areas for humpback whale conservation at Eastern Brazilian Coast. **Ocean and Coastal Management**, v. 75, p. 63–71 <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2013.02.006>, 2013.

MCCAULEY, R. D. et al. Widely used marine seismic survey air gun operations negatively impact zooplankton. **Nature Ecology & Evolution**, v. 1, n. 7, p. 0195 <https://doi.org/10.1038/s41559-017-0195>, 22 jun. 2017.

MCCULLOUGH, A. Environmental Impact Assessments in developing countries: We need to talk about politics. **Extractive Industries and Society**, v. 4, n. 3, p. 448–452 <https://doi.org/10.1016/j.exis.2017.07.002>, 2017.

MCGEADY, R.; MCMAHON, B. J.; BERROW, S. The effects of seismic surveying and environmental variables on deep diving odontocete stranding rates along Ireland's coast. **Proceedings of Meetings on Acoustics**, v. 040006, p. 040006 <https://doi.org/10.1121/2.0000281>, 2016.

MCLEAN, D. L. et al. Influence of offshore oil and gas structures on seascape ecological connectivity. **Global Change Biology**, v. 28, n. 11, p. 3515–3536 <https://doi.org/10.1111/gcb.16134>, 16 jun. 2022.

MCNUTT, M. K. et al. Review of flow rate estimates of the *Deepwater Horizon* oil spill. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 109, n. 50, p. 20260–20267 <https://doi.org/10.1073/pnas.1112139108>, 11 dez. 2012.

MENDONÇA, G. M. DE. **O Brasil licenciando e andando: as relações da política pública ambiental brasileira com a produção e a expansão capitalista do território**. Tese de doutorado—Rio de Janeiro/RJ: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento (PPED/IE/UFRJ), 2015.

MENDONÇA, P. M. M. DE; SPADINI, A. R.; MILANI, E. J. Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 12, n. 1, p. 9–58, 2004.

MENEZES, R. G.; BARBOSA, R. Environmental governance under Bolsonaro: dismantling institutions, curtailing participation, delegitimising opposition. **Zeitschrift für Vergleichende Politikwissenschaft**, v. 15, n. 2, p. 229–247 <https://doi.org/10.1007/s12286-021-00491-8>, 1 jun. 2021.

MENGERINK, K. J. et al. A call for deep-ocean stewardship. **Science**, v. 344, n. 6185, p. 8–11 <https://doi.org/10.1126/science.1251458>, 2014.

MILANI, E. J.; ARAÚJO, L. M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. Em: BIZZI, L. A. et al. (Eds.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília: CPRM, 2003.

MIMMI, F. et al. **Baseline for Planning and Cost Estimation of Brazilian Decommissioning**. Houston, TX.: Offshore Technology Conference - OTC. Paper OTC-27672-MS , 2017.

MINERAL. **Estudo de Impacto Ambiental - Atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural do polo pré-sal da bacia de Santos - Etapa 2 - rev00**. Mineral Engenharia e Meio Ambiente Ltd.: Estudo elaborado para Petrobras, 2013. Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Producao/Producao - Bacia de Santos - Polo Pre-Sal - Etapa 2 - Petrobras/>>.

MIRANDA, R. J. et al. Brazil policy invites marine invasive species. **Science**, v. 368, n. 6490, p. 481–481 <https://doi.org/10.1126/science.abb7255>, 1 maio 2020.

MITCHELL, R. F.; MISKA, S. Z. **Fundamentals of Drilling Engineering**. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers (SPE), 2011.

MONTAÑO, M. et al. Current State of the SEA System in Brazil: a Comparative Study. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 16, n. 02, p. 19 <https://doi.org/10.1142/S1464333214500227>, 2014.

MONTAÑO, M.; SOUZA, M. P. DE. Impact assessment research in Brazil: achievements, gaps and future directions. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 17, n. 01, p. 1550009 <https://doi.org/10.1142/S146433321550009X>, mar. 2015.

MOREIRA, I. V. EIA in Latin America. Em: WATHERN, P. (Ed.). **Environmental Impact Assessment: Theory and Practice**. London and New York: Routledge, 1988. p. 239–253.

MOREIRA, I. V. D. Avaliação de Impacto Ambiental - Instrumento de Gestão. **Cadernos FUNDAP**, v. 9, n. 16, p. 54–63, 1989.

MORGAN, R. K. Environmental impact assessment: the state of the art. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 30, n. 1, p. 5–14 <https://doi.org/10.1080/14615517.2012.661557>, 2012.

MORIYASU, M. et al. **Effects of seismic and marine noise on invertebrates: a literature review**. Canadá: Fisheries and Oceans Canada. Canadian Science Advisory Secretariat (CSAS), 2004. Disponível em: <[http://www.dfo-mpo.gc.ca/csas-sccs/Publications/ResDocs-DocRech/2004/RES2004\\_126\\_e.pdf](http://www.dfo-mpo.gc.ca/csas-sccs/Publications/ResDocs-DocRech/2004/RES2004_126_e.pdf)>.

MORRISON-SAUNDERS, A. et al. Strengthening impact assessment: a call for integration and focus. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 32, n. July, p. 2–8 <https://doi.org/10.1080/14615517.2013.872841>, 2014.

MORRISON-SAUNDERS, A. et al. Distilling best practice principles for public participation in impact assessment follow-up. **Impact Assessment and Project Appraisal**, <https://doi.org/10.1080/14615517.2022.2119527>, 2022.

MORRISON-SAUNDERS, A.; ARTS, J. **Assessing Impact: Handbook of EIA and SEA Follow-up**. London and Sterling, VA: Earthscan, 2004.

MORRISON-SAUNDERS, A.; MARSHALL, R.; ARTS, J. **EIA Follow-Up International Best Practice Principles** Special Publication Series No. 6: Special Publication Series. Fargo, EUA: IAIA - International Association for Impact Assessment, jul. 2007.

MOURA, J. F. et al. Humpback whales washed ashore in southeastern Brazil from 1981 to 2011: stranding patterns and microbial pathogens survey. **Biologia**, v. 68, n. 5, p. 992–999 <https://doi.org/10.2478/s11756-013-0237-8>, 2013.

MOURA, R. L. et al. An extensive reef system at the Amazon River mouth. **Science Advances**, v. 2, n. 4, p. e1501252–e1501252 <https://doi.org/10.1126/sciadv.1501252>, 22 abr. 2016.

MUGGERIDGE, A. et al. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, v. 372, p. 20120320 <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>, 13 jan. 2014.

NATIONAL RESEARCH COUNCIL. **Marine mammal populations and ocean noise: Determining when noise causes biologically significant effects** Marine Mammal Populations and Ocean Noise: Determining When Noise Causes Biologically Significant Effects <https://doi.org/10.17226/11147>. Washington, DC: National Academies Press, 24 fev. 2005.

NELMS, S. E. et al. Seismic surveys and marine turtles: An underestimated global threat? **Biological Conservation**, v. 193, p. 49–65 <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2015.10.020>, jan. 2016.

NGUYEN, T. VAN et al. CO<sub>2</sub>-mitigation options for the offshore oil and gas sector. **Applied Energy**, v. 161, p. 673–694 <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.09.088>, 1 jan. 2016a.

NGUYEN, T. VAN et al. Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms. **Energy**, v. 117, p. 325–340 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.061>, 15 dez. 2016b.

NIEUKIRK, S. L. et al. Sounds from airguns and fin whales recorded in the mid-Atlantic Ocean, 1999-2009. **Journal of the Acoustical Society of America**, v. 131, n. 2, p. 1102–1112 <https://doi.org/10.1121/1.3672648>, 2012.

NOBLE, B. F. Strengthening EIA through adaptive management. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 20, n. 1, p. 97–111 [https://doi.org/10.1016/S0195-9255\(99\)00038-4](https://doi.org/10.1016/S0195-9255(99)00038-4), fev. 2000.

NOBLE, B. F.; NWANEKEZIE, K. Conceptualizing strategic environmental assessment: Principles, approaches and research directions. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 62, p. 165–173 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2016.03.005>, jan. 2017.

NOVGORODCEV, A. R.; JARQUÍN-LAGUNA, A. **Multi-criteria analysis to rank offshore renewable technologies to support deep-water oil and gas production**. Developments in Renewable Energies Offshore - Proceedings the 4th International Conference on Renewable Energies Offshore, RENEW 2020. **Anais...** <https://doi.org/10.1201/9781003134572-88>CRC Press/Balkema, 2021.

NOWACEK, D. P. et al. Responsible practices for minimizing and monitoring environmental impacts of marine seismic surveys with an emphasis on marine mammals. **Aquatic Mammals**, v. 39, n. 4, p. 356–377 <https://doi.org/10.1578/AM.39.4.2013.356>, 2013.

NOWACEK, D. P. et al. Marine seismic surveys and ocean noise: Time for coordinated and prudent planning. **Frontiers in Ecology and the Environment**, v. 13, n. 7, p. 378–386 <https://doi.org/10.1890/130286>, 2015.

OBERLING, D. F.; LA ROVERE, E. L.; SILVA, H. V. SEA making inroads in land-use planning in Brazil: The case of the Extreme South of Bahia with forestry and biofuels. **Land Use Policy**, v. 35, p. 341–358 <https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2013.06.012>, 2013.

OGUK. **Environment Report 2019**. OGUK: Oil and Gas UK, 2019. Disponível em: <<https://oilandgasuk.cld.bz/Environment-Report-2019>>. Acesso em: 17 out. 2022.

OLIVEIRA, F. S. D. et al. Licenciamento ambiental simplificado na região sudeste Brasileira: conceitos, procedimentos e implicações. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, v. 38 <https://doi.org/10.5380/dma.v38i0.42297>, 31 ago. 2016.

OLIVEIRA, N. **País volta a ofertar blocos para exploração de petróleo, cinco anos depois do último leilão.** : , 2013. Disponível em: <<https://memoria.ebc.com.br/noticias/economia/2013/05/pais-volta-a-ofertar-blocos-para-exploracao-de-petroleo-cinco-anos-depois>>. Acesso em: 13 set. 2022

ORDOÑEZ, R. Governo pode levantar até R\$ 6,7 bi com 11ª rodada de petróleo - ANP estima que ágio de 289 blocos fora do pré-sal pode chegar a 500%. **Jornal O Globo**, 19 fev. 2013.

OTTERSEN, G. et al. The Norwegian plan for integrated ecosystem-based management of the marine environment in the Norwegian Sea. **Marine Policy**, v. 35, n. 3, p. 389–398 <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2010.10.017>, maio 2011.

PAMPLONA, N. Governo vende apenas 5 de 92 blocos no pior leilão de petróleo desde a abertura do setor em 1999. **Folha de S. Paulo**, 7 out. 2021.

PARTIDÁRIO, M. R. Elements of an SEA framework — improving the added-value of SEA. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 20, p. 647–663 [https://doi.org/10.1016/S0195-9255\(00\)00069-X](https://doi.org/10.1016/S0195-9255(00)00069-X), 2000.

PAULO, F. N. E. **Procedimentos adotados para o acompanhamento de impactos ambientais na atividade de pesquisa sísmica para exploração de óleo e gás offshore no Brasil - uma análise a partir das boas práticas internacionais.** Dissertação de mestrado—São Carlos/SP: Universidade de São Paulo (USP). Escola de Engenharia de São Carlos, 2020.

PAYNE, J. F. **Potential Effect of Seismic Surveys on Fish Eggs, Larvae and Zooplankton.** St. John's, Newfoundland, Canada: Fisheries and Oceans Canada. Canadian Science Advisory Secretariat, 2004.

PEAK SEISMIC. **Ocean Bottom Seismic.** Webpage: Companhia de serviços tecnológicos offshore, 2021. Disponível em: <[www.peakseismic.com/content/ocean-bottom-seismic.asp](http://www.peakseismic.com/content/ocean-bottom-seismic.asp)>.

PEREIRA, G. et al. Environmental impact assessment and the planning process of major sports events in Brazil: a case study of the Rio 2007 Pan American Games. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 32, n. 1, p. 55–65 <https://doi.org/10.1080/14615517.2013.863443>, 2 jan. 2014.

PETROBRAS. **Pre-salt**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/pre-salt/>>. Acesso em: 14 dez. 2017.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2022-2026**. Rio de Janeiro: Petróleo Brasileiro S.A., 2021. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>>. Acesso em: 6 nov. 2022.

PETROBRAS. **Plano Estratégico 2023-2027**. Rio de Janeiro: Petróleo Brasileiro S.A., 2022a. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>>. Acesso em: 18 dez. 2022.

PETROBRAS. **Petrobras.com.br**. Webpage: Comparativo entre diferentes tipos de plataformas, 2022b. Disponível em: <[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)>. Acesso em: 22 jun. 2022.

PETROBRAS. **Relatório de Sustentabilidade 2021**. Rio de Janeiro: Petróleo Brasileiro S.A., 2022c.

PETROBRAS/CTA. **Estudo de Impacto Ambiental - Desenvolvimento da produção e escoamento de petróleo e gás natural no polo pré-sal da bacia de Santos - Etapa 4**. Rio de Janeiro: Estudo elaborado para Petrobras, 2021. Disponível em: <<http://licenciamento.ibama.gov.br/Petroleo/Producao/>>. Acesso em: 26 fev. 2023.

PETROBRAS/HABTEC. **Relatório de Avaliação Ambiental - Desenvolvimento da produção no Campo de Roncador, na Bacia de Campos - Módulo 2 - P-54**. Rio de Janeiro: Estudo elaborado para Petrobras, 2005.

PHYLIP-JONES, J.; FISCHER, T. B. Strategic environmental assessment (SEA) for wind energy planning: Lessons from the United Kingdom and Germany. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 50, p. 203–212 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2014.09.013>, 2015.

POPE, J. et al. Advancing the theory and practice of impact assessment: Setting the research agenda. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 41, p. 1–9 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2013.01.008>, jul. 2013.

PORTMAN, M. E. Regulatory capture by default: Offshore exploratory drilling for oil and gas. **Energy Policy**, v. 65, p. 37–47 <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.010>, fev. 2014.

PRIDEAUX, G.; PRIDEAUX, M. Environmental impact assessment guidelines for offshore petroleum exploration seismic surveys. **Impact Assessment and Project**

**Appraisal**, v. 5517, n. December, p. 1–11  
<https://doi.org/10.1080/14615517.2015.1096038>, 2016.

RADFORD, A. N.; KERRIDGE, E.; SIMPSON, S. D. Acoustic communication in a noisy world: can fish compete with anthropogenic noise? **Behavioral Ecology**, v. 25, n. 5, p. 1022–1030 <https://doi.org/10.1093/beheco/aru029>, 1 set. 2014.

RAJÃO, R. et al. The risk of fake controversies for Brazilian environmental policies. **Biological Conservation**, v. 266 <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2021.109447>, 1 fev. 2022.

RAMALHOSO, W. MPF pede suspensão de exploração de petróleo perto de Abrolhos. **Portal UOL**, 20 set. 2019.

RETIEF, F.; CHABALALA, B. The cost of Environmental Impact Assessment (EIA) in South Africa. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 11, n. 1, p. 51–68, 2009.

REYES REYES, M. V.; BESSEGA, M. A. I.; DOLMAN, S. J. Review of legislation applied to seismic surveys to mitigate effects on marine mammals in Latin America. **Proceedings of Meetings on Acoustics**, v. 27, p. 032002 <https://doi.org/10.1121/2.0000285>, 2016.

ROBERTSSON, J. O. A.; LAWS, R.; KRAGH, E. Tools and Techniques: Marine Seismic Methods. Em: **Treatise on Geophysics: Second Edition**. Amsterdam: Elsevier Inc., 2015. v. 11p. 175–208 <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53802-4.00207-4>.

ROCHA, C. P. F.; FONSECA, A. Simulations of EIA screening across jurisdictions: exposing the case for harmonic criteria? **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 5517, n. February, p. 1–13  
<https://doi.org/10.1080/14615517.2016.1271537>, 2017.

ROCHEDO, P. R. R. et al. Carbon capture potential and costs in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 131, p. 280–295  
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.05.033>, 10 set. 2016.

RUARO, R.; FERRANTE, L.; FEARNSIDE, P. M. Brazil's doomed environmental licensing. **Science**, v. 372, n. 6546, p. 1049–1050  
<https://doi.org/10.1126/science.abj4924>, 4 jun. 2021.

SADLER, B. **International Study of the Effectiveness of Environmental Assessment - Final Report. Environmental Assessment in a Changing World: Evaluating Practice to Improve Performance**. Canada: Canadian Environmental



Assessment Agency and International Association for Impact Assessment, 1996. Disponível em: <[http://www.ceaa.gc.ca/Content/2/B/7/2B7834CA-7D9A-410B-A4ED-FF78AB625BDB/iaia8\\_e.pdf](http://www.ceaa.gc.ca/Content/2/B/7/2B7834CA-7D9A-410B-A4ED-FF78AB625BDB/iaia8_e.pdf)>

SAETRE, R.; ONA, E. **Seismic investigations and damages on fish eggs and larvae; an evaluation of possible effects on stock level**. Bergen, Noruega: Havforskningsinstituttet - Fisken og Havet, 1996.

SAMPAIO, R. Licença ambiental do petróleo por portaria? **Valor Econômico**, 2 fev. 2012.

SÁNCHEZ, L. E. Development of Environmental Impact Assessment in Brazil. **UVP Report**, v. 27, n. 4+5, p. 193–200, 2013a.

SÁNCHEZ, L. E. **Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos**. 2nd. ed. São Paulo/SP, Brasil: Oficina de Textos, 2013b.

SÁNCHEZ, L. E. Por que não avança a avaliação ambiental estratégica no Brasil? **Estudos Avançados**, v. 31, n. 89, p. 167–183 <https://doi.org/10.1590/s0103-40142017.31890015>, abr. 2017.

SANCHEZ, L. E.; DUARTE, C. G. Environmental impact assessment in Brazil: a review of its rise (and fall?). Em: FONSECA, A. (Ed.). **Handbook of environmental impact assessment**. 1. ed. Cheltenham, UK and Northampton, MA, USA: Edward Elgar Publishing, 2022.

SÁNCHEZ, L. E.; GALLARDO, A. L. C. F. On the successful implementation of mitigation measures. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 23, n. 3, p. 182–190 <https://doi.org/10.3152/147154605781765472>, 2005.

SÁNCHEZ, L. E.; MITCHELL, R. Conceptualizing impact assessment as a learning process. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 62, p. 195–204 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2016.06.001>, jan. 2017.

SÁNCHEZ, L. E.; MORRISON-SAUNDERS, A. Learning about knowledge management for improving environmental impact assessment in a government agency: The Western Australian experience. **Journal of Environmental Management**, v. 92, n. 9, p. 2260–2271 <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2011.04.010>, set. 2011.

SÁNCHEZ, L. E.; SILVA-SÁNCHEZ, S. S. Tiering strategic environmental assessment and project environmental impact assessment in highway planning in São Paulo, Brazil. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 28, n. 7, p. 515–522 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2008.02.001>, out. 2008.

SAUER, I.; RODRIGUES, L. A. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. **Estudos Avançados**, v. 30, n. 88, p. 185–229 <https://doi.org/10.1590/s0103-40142016.30880014>, 2016.

SCHAFFEL, S. B. **A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil**. Dissertação de mestrado—[s.l.] UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), 2002.

SCHAFFEL, S. B. et al. Replacing Fossil Fuels by Wind Power in Energy Supply to Offshore Oil&Gas Exploration and Production Activities - Possibilities for Brazil. **Offshore Technology Conference Brasil - OTC-29879-MS**, 2019.

SCHROEDER, D. M.; LOVE, M. S. Ecological and political issues surrounding decommissioning of offshore oil facilities in the Southern California Bight. **Ocean and Coastal Management**, v. 47, n. 1–2, p. 21–48 <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2004.03.002>, 2004.

SCHWANDT, T. A.; GATES, E. F. Case Study Methodology. Em: DENZIN, N. K.; LINCOLN, Y. S. (Eds.). **The SAGE Handbook of Qualitative Research**. Fifth Ed. ed. Thousand Oaks, CA: Sage Publications, 2018. p. 600–630.

SERRÃO, M. **Remando contra a maré: o desafio da educação ambiental crítica no licenciamento ambiental das atividades marítimas de óleo e gás no Brasil frente à nova sociabilidade da terceira via**. Tese de doutorado—Rio de Janeiro/RJ: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa EICOS/UFRJ, 2012.

SILVA, H. V. O. et al. Key Recent Experiences in the Application of SEA in Brazil. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, v. 16, n. 02, p. 27 <https://doi.org/10.1142/S1464333214500094>, 2014.

SILVEIRA, L. F. et al. Para que servem os inventários de fauna? **Estudos Avançados**, v. 24, n. 68, p. 173–207 <https://doi.org/10.1590/S0103-40142010000100015>, 2010.

SIMMONDS, M. P. et al. Marine noise pollution - increasing recognition but need for more practical action. **Journal of Ocean Technology**, v. 9, n. 1, p. 71–90 [https://doi.org/http://animalstudiesrepository.org/acwp\\_ehlm/9/](https://doi.org/http://animalstudiesrepository.org/acwp_ehlm/9/), 2014.

SINCLAIR, A. J.; DIDUCK, A.; FITZPATRICK, P. Conceptualizing learning for sustainability through environmental assessment: critical reflections on 15 years of

research. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 28, n. 7, p. 415–428 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2007.11.001>, out. 2008.

SINCLAIR, A. J.; DOELLE, M.; DUINKER, P. N. Looking up, down, and sideways: Reconceiving cumulative effects assessment as a mindset. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 62, p. 183–194 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2016.04.007>, jan. 2017.

SIQUEIRA-GAY, J.; SÁNCHEZ, L. E. Mainstreaming environmental issues into housing plans: the approach of Strategic Environmental Assessment. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 77, n. April 2018, p. 145–153 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2018.12.005>, jul. 2019.

SIVLE, L. D. et al. Effects of Sound from Seismic Surveys on Fish Reproduction, the Management Case from Norway. **Journal of Marine Science and Engineering**, v. 9, n. 4, p. 436 <https://doi.org/10.3390/jmse9040436>, 17 abr. 2021.

SLABBEKOORN, H. et al. Population-level consequences of seismic surveys on fishes: An interdisciplinary challenge. **Fish and Fisheries**, v. 20, n. 4, p. 653–685 <https://doi.org/10.1111/faf.12367>, 3 jul. 2019.

SNELL, T.; COWELL, R. Scoping in environmental impact assessment: Balancing precaution and efficiency? **Environmental Impact Assessment Review**, v. 26, n. 4, p. 359–376 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2005.06.003>, maio 2006.

SOCIOAMBIENTAL. **Projeto de Monitoramento de Cetáceos da Bacia de Santos - PMC-BS**. 5º Relatório Anual: Revisão 00 - Dezembro/2020, 2020. Disponível em: [https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/sites/default/files/Relatorio\\_5.7z](https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/sites/default/files/Relatorio_5.7z). Acesso em: 26 fev. 2023.

SOMMER, B. et al. Decommissioning of offshore oil and gas structures – Environmental opportunities and challenges. **Science of The Total Environment**, v. 658, p. 973–981 <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.193>, 25 mar. 2019.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Offshore Oil and Gas Operations**. Amsterdam: Elsevier, 2015. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-558-6/00001-5> Disponível em: <http://store.elsevier.com/>

STAKE, R. E. **The Art of Case Study Research**. Thousand Oaks, CA (EUA): Sage Publications, 1995.

STONE, C. et al. The effects of seismic operations in UK waters: analysis of Marine Mammal Observer data. **J. Cetacean Res. Manage.**, v. 16, n. 1, p. 71–85 <https://doi.org/10.47536/jcrm.v16i1.445>, 24 jan. 2017.

TCU. **Descomissionamento de instalações de petróleo e gás natural offshore**. Brasília: Tribunal de Contas da União, 2021. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/descomissionamento-de-instalacoes-de-petroleo-e-gas-natural-offshore.htm>>. Acesso em: 26 fev. 2023.

TEIXEIRA, I. M. V. **O uso da avaliação ambiental estratégia no planejamento da oferta de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil: uma proposta**. Tese de doutorado—Rio de Janeiro/RJ: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), 2008.

TEIXEIRA, J. B. et al. A novel habitat-based approach to predict impacts of marine protected areas on fishers. **Conservation Biology**, n. June 2017, p. 1–23 <https://doi.org/10.1111/cobi.12974>, 2017.

THALASSA; ECOLOGY BRASIL. **Projeto de avaliação do impacto agudo da atividade sísmica na comunidade zooplancônica**. Relatório Final: Thalassa Pesquisa e Consultoria Ambiental. Processo IBAMA 02022.001743/2008, 2009.

THERIVEL, R.; ROSS, B. Cumulative effects assessment: Does scale matter? **Environmental Impact Assessment Review**, v. 27, n. 5, p. 365–385 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2007.02.001>, jul. 2007.

TOLLEFSON, J. Brazil debates loosening environmental protections. **Nature**, v. 539, n. November, p. 147–148, 2016.

TSHIBANGU, G. M.; MONTAÑO, M. Outcomes and contextual aspects of strategic environmental assessment in a non-mandatory context: the case of Brazil. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 37, n. 3–4, p. 334–343 <https://doi.org/10.1080/14615517.2019.1603715>, 4 jul. 2019.

UESC; INSTITUTO AQUALIE. **Monitoramento aéreo de cetáceos na Baía de Santos**. Relatório Final.: Universidade Estadual de Santa Cruz, Ilhéus/BA. Processo IBAMA 02022.000342/2011 (DOC10)., 2012.

UFES; PETROBRAS. **Projeto de avaliação do impacto da pesquisa sísmica marítima no comportamento de peixes**. Relatório Final: Universidade Federal do Espírito Santo. Processo IBAMA 02022.003524/2008 (DOC26), 2012.

UFRJ; UFES; EKMAN. **Projeto pesca científica para avaliação de impactos da atividade sísmica no comportamento e distribuição dos peixes**. Relatório Final: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Universidade Federal do Espírito Santo. Processo IBAMA 02022.001382/2013 (DOC13), 2015.

VALE, M. M. et al. The COVID-19 pandemic as an opportunity to weaken environmental protection in Brazil. **Biological Conservation**, v. 255, p. 108994 <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2021.108994>, mar. 2021.

VIDAL, P. C. J. et al. Conceptual framework for the decommissioning process of offshore oil and gas platforms. **Marine Structures**, v. 85, p. 103262 <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2022.103262>, 1 set. 2022.

VIDOZA, J. A. et al. Design and optimization of power hubs for Brazilian off-shore oil production units. **Energy**, v. 176, p. 656–666 <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.022>, 1 jun. 2019.

VILARDO, C. **Avaliação Ambiental de Pesquisas Sísmicas Marítimas no Brasil: Evolução e Perspectivas**. Dissertação de mestrado—Rio de Janeiro/RJ: UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Programa de Planejamento Energético (PPE/COPPE/UFRJ), 2007.

VILARDO, C. et al. Lost at SEA? Environmental assessment and offshore oil and gas planning in Brazil. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 38, n. 3, p. 261–268 <https://doi.org/10.1080/14615517.2020.1720378>, 3 maio 2020.

VILARDO, C.; BARBOSA, A. F. Can you hear the noise? Environmental licensing of seismic surveys in Brazil faces uncertain future after 18 years protecting biodiversity. **Perspectives in Ecology and Conservation**, v. 16, n. 1, p. 54–59 <https://doi.org/10.1016/j.pecon.2017.11.005>, jan. 2018.

VILARDO, C.; LA ROVERE, E. L. Multi-project environmental impact assessment: insights from offshore oil and gas development in Brazil. **Impact Assessment and Project Appraisal**, v. 36, n. 4, p. 358–370 <https://doi.org/10.1080/14615517.2018.1475615>, 4 jul. 2018.

VIOLA, E.; GONÇALVES, V. K. Brazil ups and downs in global environmental governance in the 21st century. **Revista Brasileira de Política Internacional**, v. 62, n. 2 <https://doi.org/10.1590/0034-7329201900210>, 2019.

WADE, L.; WHITEHEAD, H.; WEILGART, L. Conflict of interest in research on anthropogenic noise and marine mammals: Does funding bias conclusions? **Marine Policy**, v. 34, n. 2, p. 320–327 <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2009.08.009>, mar. 2010.

WAMSLEY, W. H.; FORD, R. Introduction to Roller-Cone and Polycrystalline Diamond Drill Bits. Em: **Petroleum Engineering Handbook**. SPE: Society of Petroleum Engineers, 2006. v. IIp. 221–264.

WANDESFORDE-SMITH, G.; MOREIRA, I. V. D. Subnational government and EIA in the developing world: Bureaucratic strategy and political change in Rio de Janeiro, Brazil. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 5, n. 3, p. 223–238 [https://doi.org/10.1016/0195-9255\(85\)90003-4](https://doi.org/10.1016/0195-9255(85)90003-4), set. 1985.

WARDLE, C. S. et al. Effects of seismic air guns on marine fish. **Continental Shelf Research**, v. 21, n. 8–10, p. 1005–1027 [https://doi.org/10.1016/S0278-4343\(00\)00122-9](https://doi.org/10.1016/S0278-4343(00)00122-9), maio 2001.

WÄRNBACK, A.; HILDING-RYDEVIK, T. Cumulative effects in Swedish EIA practice - difficulties and obstacles. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 29, n. 2, p. 107–115 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2008.05.001>, 2009.

WEIR, C. R.; DOLMAN, S. J. Comparative Review of the Regional Marine Mammal Mitigation Guidelines Implemented During Industrial Seismic Surveys, and Guidance Towards a Worldwide Standard. **Journal of International Wildlife Law & Policy**, v. 10, n. 1, p. 1–27 <https://doi.org/10.1080/13880290701229838>, 16 mar. 2007.

WILLIAMS, A.; DUPUY, K. Deciding over nature: Corruption and environmental impact assessments. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 65, n. October 2016, p. 118–124 <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2017.05.002>, jul. 2017.

WILLIAMS, R. et al. Impacts of anthropogenic noise on marine life: Publication patterns, new discoveries, and future directions in research and management. **Ocean & Coastal Management**, v. 115, p. 17–24 <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2015.05.021>, out. 2015.

WOOD MACKENZIE. **Closing the Gap Technology for a Net Zero North Sea**. Extract: Oil and Gas, 2020.

WORLD BANK. **Environmental, health, and safety guidelines for offshore oil and gas development**. June 5, 2015: The World Bank Group, 2015. Disponível em: <[https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics\\_ext\\_content/ifc\\_external\\_corporate\\_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines](https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/topics_ext_content/ifc_external_corporate_site/sustainability-at-ifc/policies-standards/ehs-guidelines)>. Acesso em: 8 mar. 2022.

WRIGHT, A. J. et al. Myth and Momentum: A Critique of Environmental Impact Assessments. **Journal of Environmental Protection**, v. 04, n. 08, p. 72–77 <https://doi.org/10.4236/jep.2013.48A2009>, 2013.

WRIGHT, A. J.; KYHN, L. A. Practical management of cumulative anthropogenic impacts with working marine examples. **Conservation Biology**, v. 29, n. 2, p. 333–340 <https://doi.org/10.1111/cobi.12425>, 2015.

YANG, T. The Emergence of the Environmental Impact Assessment Duty as a Global Legal Norm and General Principle of Law. **Hastings Law Journal**, v. 70, p. 525, 2019.

YEO, D. C. J. et al. Semisubmersible oil platforms: understudied and potentially major vectors of biofouling-mediated invasions. **Biofouling**, v. 26, n. 2, p. 179–186 <https://doi.org/10.1080/08927010903402438>, 2009.

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 5ª Ed. ed. Porto Alegre. Tradução: Cristhian Matheus Herrera: Bookman, 2015.



*Imagens geradas por inteligência artificial. Plataforma: Midjourney.  
Prompt de texto: "The most incredible offshore petroleum field ever witnessed, wonderful, colourful".*

## 9. Documentos citados

---



#	Documento	Tipo	Autor
1	Decreto Federal nº 5.300/2004	Decreto Federal	Presidência da República
2	Decreto Federal nº 88.351/1983	Decreto Federal	Presidência da República
3	Decreto Federal nº 9.759/2019	Decreto Federal	Presidência da República
4	Decreto Federal nº 99.274/1990	Decreto Federal	Presidência da República
5	Decreto Federal s/nº de 9/12/2002	Decreto Federal	Presidência da República
6	Informação Técnica ELPN/IBAMA nº 011/2004	Informação Técnica	IBAMA
7	Informação Técnica ELPN/IBAMA nº 012/03	Informação Técnica	IBAMA
8	Informação Técnica ELPN/IBAMA nº 023/2002	Informação Técnica	IBAMA
9	Informação Técnica nº 02/2019-CGMAC	Informação Técnica	IBAMA
10	Informação Técnica nº 31/2019-COPROD	Informação Técnica	IBAMA
11	Informação Técnica nº 34/2020-COPROD	Informação Técnica	IBAMA
12	Informação Técnica nº 7/2019-COPROD	Informação Técnica	IBAMA
13	Instrução Normativa IBAMA nº 01/2018	Instrução Normativa	IBAMA
14	Instrução Normativa IBAMA nº 11/2019	Instrução Normativa	IBAMA
15	Instrução Normativa IBAMA nº 16/2018	Instrução Normativa	IBAMA
16	Instrução Normativa IBAMA nº 22/2009	Instrução Normativa	IBAMA
17	Instrução Normativa IBAMA nº 28/2020	Instrução Normativa	IBAMA
18	Instrução Normativa IBAMA nº 30/2020	Instrução Normativa	IBAMA
19	Instrução Normativa IBAMA nº 8/2018	Instrução Normativa	IBAMA
20	Instrução Normativa IBAMA/ICMBio nº 01/2011	Instrução Normativa	IBAMA-ICMBio
21	Instrução Normativa IBAMA/ICMBio nº 02/2011	Instrução Normativa	IBAMA-ICMBio
22	Lei nº 10.410/2002	Lei Federal	Congresso Nacional
23	Lei nº 10.650/2003	Lei Federal	Congresso Nacional
24	Lei nº 11.097/2005	Lei Federal	Congresso Nacional
25	Lei nº 12.305/2010	Lei Federal	Congresso Nacional

26	Lei n° 6.938/1981	Lei Federal	Congresso Nacional
27	Lei n° 9.478/1997	Lei Federal	Congresso Nacional
28	Lei n° 9.605/1998	Lei Federal	Congresso Nacional
29	Nota Informativa COEXP n° 9569781/2021	Nota Informativa	IBAMA
30	Nota Técnica CGPEG n° 01/2010	Nota Técnica	IBAMA
31	Nota Técnica CGPEG n° 01/2011	Nota Técnica	IBAMA
32	Nota Técnica CGPEG n° 02/2013	Nota Técnica	IBAMA
33	Nota Técnica CGPEG n° 03/2009	Nota Técnica	IBAMA
34	Nota Técnica CGPEG n° 03/2013	Nota Técnica	IBAMA
35	Nota Técnica CGPEG n° 04/2012	Nota Técnica	IBAMA
36	Nota Técnica CGPEG n° 06/2012	Nota Técnica	IBAMA
37	Nota Técnica CGPEG n° 08/2008	Nota Técnica	IBAMA
38	Nota Técnica CGPEG n° 08/2012	Nota Técnica	IBAMA
39	Nota Técnica CGPEG n° 89/2015	Nota Técnica	IBAMA
40	Nota Técnica COEXP n° 01/2019	Nota Técnica	IBAMA
41	Nota Técnica COEXP n° 01/2021	Nota Técnica	IBAMA
42	Nota Técnica COEXP n° 02/2021	Nota Técnica	IBAMA
43	Nota Técnica COEXP n° 06/2018	Nota Técnica	IBAMA
44	Nota Técnica COEXP n° 10/2018	Nota Técnica	IBAMA
45	Nota Técnica COPROD n° 05/2020	Nota Técnica	IBAMA
46	Nota Técnica COPROD n° 07/2020	Nota Técnica	IBAMA
47	Nota Técnica COPROD n° 08/2020	Nota Técnica	IBAMA
48	Nota Técnica n° 02/2012 – CGPEG/DILIC/IBAMA	Nota Técnica	IBAMA
49	Nota Técnica n° 03/2013 - CGPEG/DILIC/IBAMA	Nota Técnica	IBAMA
50	Nota Técnica n° 123/SSM/2018	Nota Técnica	ANP
51	Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA n° 0127/2013	Parecer Técnico	IBAMA
52	Parecer Técnico ELPN/IBAMA n° 154/04	Parecer Técnico	IBAMA
53	Parecer Técnico GTPEG n° 01/2013	Parecer Técnico	GTPEG
54	Parecer Técnico n° 105/2016-10 CPROD/IBAMA	Parecer Técnico	IBAMA
55	Parecer Técnico n° 215/2018- COEXP/CGMAC/DILIC	Parecer Técnico	IBAMA
56	Parecer Técnico n° 22/2019-DILIC	Parecer Técnico	IBAMA
57	Parecer Técnico n° 380/2019- COPROD/CGMAC/DILIC	Parecer Técnico	IBAMA

58	Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC	Parecer Técnico	IBAMA
59	Parecer Técnico nº 488/2016-18 COEXP/IBAMA	Parecer Técnico	IBAMA
60	Portaria IBAMA nº 166-N/1998	Portaria	IBAMA
61	Portaria Interministerial MME/MMA nº 622/2014	Portaria	MME-MMA
62	Portaria Interministerial MME-MMA nº 01/2022	Portaria	MME-MMA
63	Portaria MMA nº 422/2011	Portaria	MMA
64	Portaria Normativa IBAMA nº 101/1993	Portaria	IBAMA
65	Resolução ANP nº 46/2016	Resolução	ANP
66	Resolução ANP nº 699/2017	Resolução	ANP
67	Resolução ANP nº 757/2018	Resolução	ANP
68	Resolução ANP nº 806/2020	Resolução	ANP
69	Resolução ANP nº 817/2020	Resolução	ANP
70	Resolução CNPE nº 03/2020	Resolução	CNPE
71	Resolução CNPE nº 08/2003	Resolução	CNPE
72	Resolução CNPE nº 17/2017	Resolução	CNPE
73	Resolução CNPE nº 26/2021	Resolução	CNPE
74	Resolução CNPE nº 27/2021	Resolução	CNPE
75	Resolução CONAMA nº 01/1986	Resolução	CONAMA
76	Resolução CONAMA nº 23/1994	Resolução	CONAMA
77	Resolução CONAMA nº 237/1997	Resolução	CONAMA
78	Resolução CONAMA nº 350/2004	Resolução	CONAMA
79	Resolução CONAMA nº 357/2005	Resolução	CONAMA
80	Resolução CONAMA nº 393/2007	Resolução	CONAMA
81	Resolução CONAMA nº 398/2008	Resolução	CONAMA



*Imagem gerada por inteligência artificial. Plataforma: DALL-E 2.  
Prompt de texto: "A floating offshore drilling rig in the ocean, in van Gogh's style".*

## Apêndices

---

## **10. APÊNDICE A – As tipologias de petróleo e gás offshore: caracterização tecnológica e principais impactos e riscos ambientais**

---

Este apêndice contém, para cada tipologia analisada nesta tese, uma breve caracterização tecnológica, considerações sobre a dinâmica da atividade no Brasil e a descrição dos principais impactos e riscos ambientais. Este material foi pensado para servir de referência e complementação para as discussões apresentadas no corpo principal da tese.

Durante a discussão de impactos e riscos ambientais de cada tipologia, alguns aspectos importantes da prática do licenciamento serão abordados, incluindo a evolução histórica e desafios relacionados a questões técnicas específicas.

### **10.1. Pesquisas sísmicas marítimas: ferramentas de exploração e monitoramento da produção**

Na cadeia produtiva de petróleo e gás, o que se convencionou chamar de fase exploratória é aquela onde se utilizam diferentes métodos para identificar e avaliar a existência de potenciais reservatórios petrolíferos. Tipicamente, a exploração é iniciada com atividades de geoquímica e geofísica – como mapeamentos de exsudações naturais de hidrocarbonetos e levantamentos gravimétricos e magnetométricos. Em seguida, métodos geofísicos de maior precisão (como as pesquisas sísmicas marítimas<sup>141</sup>) são executados nas áreas mais promissoras. Apenas após a identificação de prospectos com maior probabilidade de conter acumulações petrolíferas é que são perfurados os poços exploratórios para confirmar a existência da jazida.

Essa sequência de atividades embute um aumento progressivo de custos e uma redução progressiva de incertezas a respeito da existência da acumulação petrolífera, indo de técnicas indiretas até a técnica direta por excelência: a perfuração de poços (Figura 51).

---

<sup>141</sup> A terminologia “pesquisa sísmica” consolidou-se no Brasil a partir da Resolução CONAMA nº350/2004 e sua Licença de Pesquisa Sísmica. Outros termos equivalentes e ainda bastante utilizados são “aquisição de dados sísmicos” e “levantamentos sísmicos”.

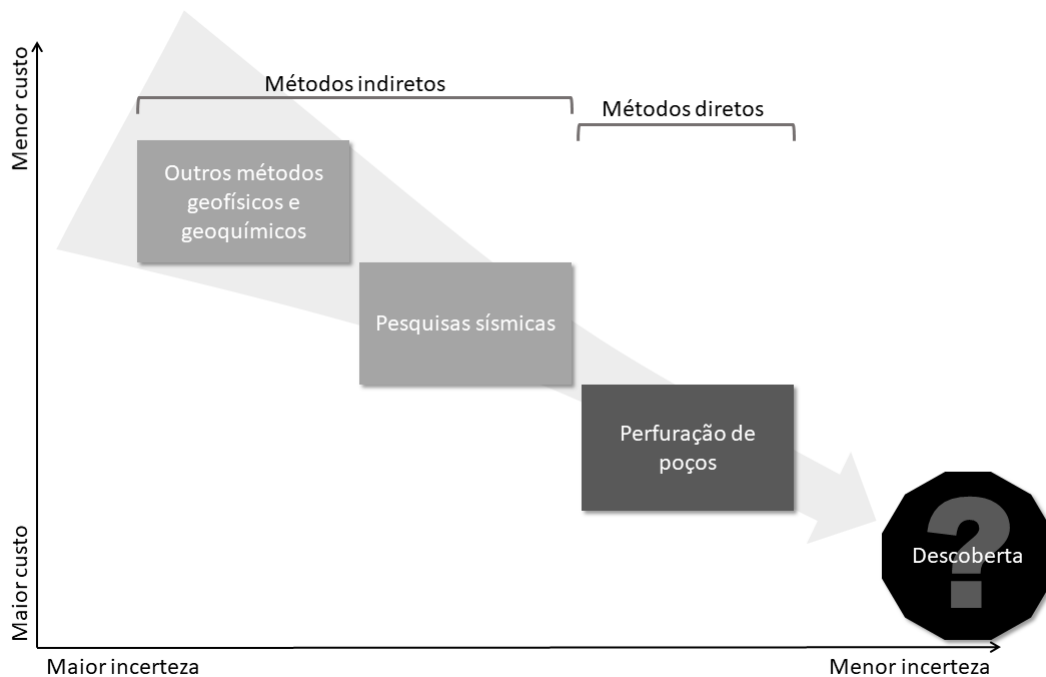


Figura 51: Técnicas utilizadas na fase de exploração petrolífera, organizadas conceitualmente por custo relativo e grau de incerteza quanto ao conhecimento geológico. Fonte: elaboração própria.

Nesse contexto, as pesquisas sísmicas se consolidaram como o método indireto mais importante na cadeia exploratória ao longo das últimas décadas, sendo sempre realizadas antes da perfuração de poços (DONDURUR, 2018).

Recentemente, com avanços tecnológicos que proporcionaram maior repetibilidade nas pesquisas sísmicas, a técnica passou a ser utilizada também para fins de monitoramento dos reservatórios, já na fase de produção. No entanto, seu maior emprego segue sendo na fase de exploração, como ferramenta de busca de jazidas.

### 10.1.1. Evolução tecnológica

A pesquisa sísmica, em todas as suas modalidades, envolve a emissão de energia sonora ao subsolo e a captação do retorno desse sinal à superfície. A energia acústica inserida na crosta terrestre é refletida e refratada pelas diferentes camadas geológicas, permitindo que os geofísicos façam um imageamento da subsuperfície a partir da medição do tempo de retorno do sinal acústico até os sensores (LANDRØ; AMUNDSEN, 2018). A analogia tradicionalmente feita é com o imageamento médico do

corpo humano através de ultrassom (GISINER, 2016) – a pesquisa sísmica é a ultrassonografia da Terra.

Inicialmente, a tecnologia só era capaz de gerar “fatias” ou seções bidimensionais (2D) do subsolo. Com os avanços na engenharia, na instrumentação e no processamento dos dados, foi possível adquirir dados sobre seções cada vez mais próximas entre si até que o resultado pudesse compor um volume tridimensional de dados – a pesquisa sísmica 3D.

No caso das pesquisas sísmicas marítimas, as primeiras técnicas utilizavam cargas explosivas de dinamite como fonte acústica (LUGG, 1979). Essas detonações causavam grande mortalidade da fauna marinha (KEARNS; BOYD, 1965), mas foram comumente utilizadas até o final da década de 1960.

A partir da década de 1970, a busca por fontes sísmicas menos impactantes ao meio ambiente levou ao desenvolvimento dos canhões de ar (*airguns*), que desde então são a fonte sísmica mais utilizada nas pesquisas sísmicas marítimas (LANDRØ; AMUNDSEN, 2018) Os canhões de ar são cilindros de ar comprimido capazes de liberar subitamente um pulso de energia na água (Figura 52).

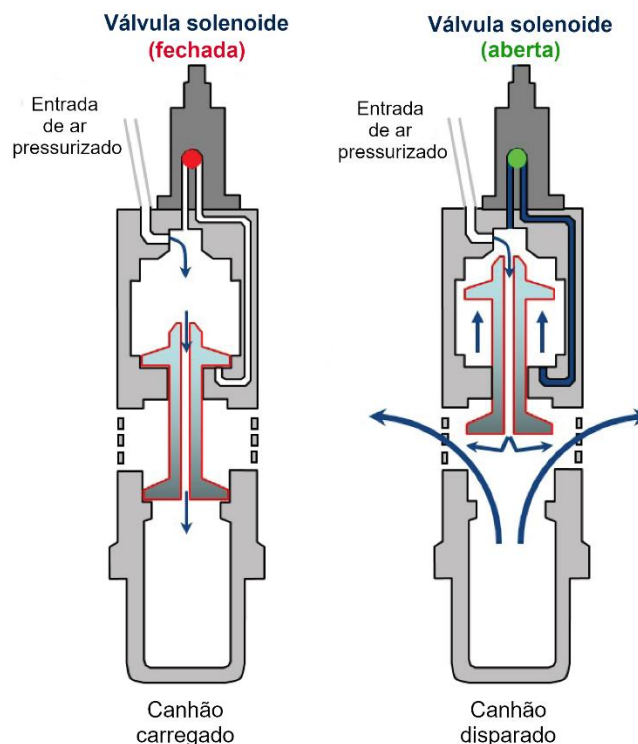
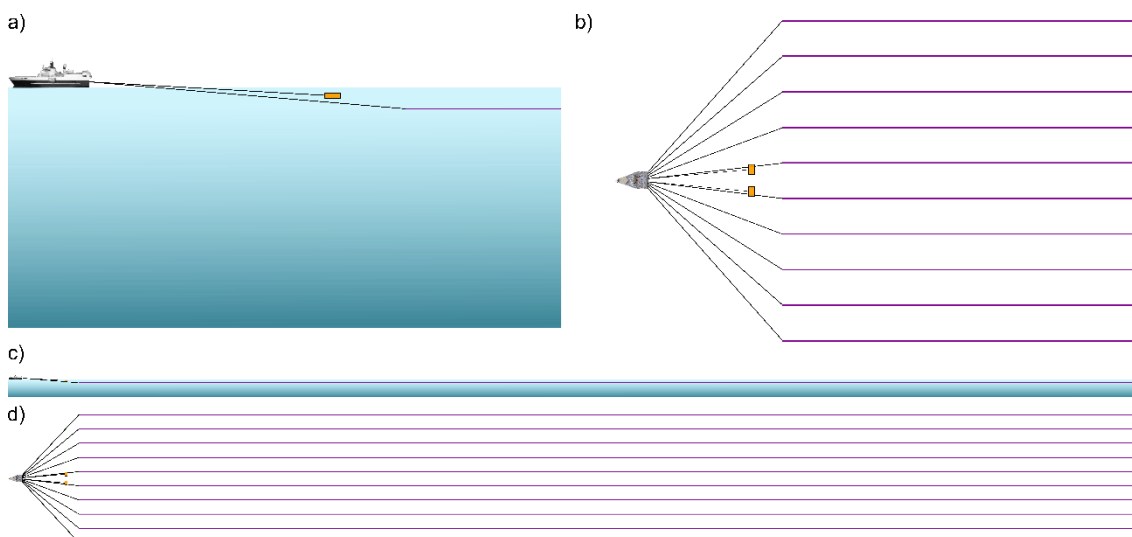


Figura 52: Esquema ilustrando o funcionamento de um canhão de ar típico, com a câmara de ar comprimido e a válvula que controla sua abertura súbita. Fonte: adaptado de Gisinier (2016).

Os canhões de ar são utilizados geralmente em arranjos de dezenas de unidades, organizadas espacialmente para otimizar a emissão de energia acústica na direção do fundo do mar. Cada canhão individual tem normalmente entre 10 e 250 pol<sup>3</sup> de volume interno (aproximadamente entre 0,15 e 4 Litros) (DONDURUR, 2018) e cada arranjo de canhões possui um volume total na faixa de 3.000 a 8.000 pol<sup>3</sup> (LANDRØ; AMUNDSEN, 2018). No Brasil, há registro de utilização de arranjos entre 2.450 e 8.475 pol<sup>3</sup>, mas os volumes mais comuns estão na faixa entre 3.000 e 5.000 pol<sup>3</sup>.

O outro componente obrigatório das pesquisas sísmicas é o arranjo de sensores ou receptores, destinados a captar a energia acústica que foi refletida e refratada pelas camadas geológicas. No caso da pesquisa sísmica marítima, a modalidade mais utilizada nas últimas décadas é a de cabos flutuantes (*streamers*). Esses cabos flutuantes possuem sensores capazes de registrar o retorno do pulso sísmico e são rebocados pela embarcação sísmica entre 6 e 20 metros de profundidade. Os *streamers* possuem tipicamente entre 6 e 8 km de comprimento ou mais, dependendo da profundidade do alvo geológico (ROBERTSSON; LAWS; KRAGH, 2015). Uma pesquisa sísmica 3D típica pode utilizar entre 8 e 16 cabos flutuantes em paralelo (DONDURUR, 2018), mas hoje existem navios capazes de rebocar simultaneamente até 24 *streamers*<sup>142</sup>. Com espaçamento entre cabos tipicamente de 100-200 metros, os arranjos sísmicos possuem uma pegada que pode ultrapassar 15 km<sup>2</sup>, sendo por vezes citados como a maior estrutura móvel feita pelo homem (HAMBLING, 2016).



**Figura 53:** Esquema em escala aproximada dos principais elementos de um arranjo sísmico de cabos flutuantes. a) Vista lateral (recorte). b) Vista aérea (recorte). c) Vista lateral (completa). d) Vista aérea (completa). Parâmetros utilizados: Fonte sísmica dual, 10 cabos sísmicos (pesquisa 3D), tamanho do navio: 100 x 50 m, distância entre cabos: 100 m, distância navio-fonte: 300 m, distância navio-cabos: 400 m, comprimento dos cabos: 8.000 m, largura total do arranjo: 900 m. Fonte: elaboração própria.

<sup>142</sup> Os navios da Classe Ramform Titan da PGS.



Alternativamente, os sensores também podem ser colocados no fundo do oceano, seja ao longo de cabos (OBC – *Ocean Bottom Cables*) ou em unidades avulsas (OBN – *Ocean Bottom Nodes*), como representado na Figura 54. Essas configurações fornecem uma qualidade superior ao imageamento do subsolo, mas são consideravelmente mais custosas que as pesquisas com cabos flutuantes (AMINZADEH; DASGUPTA, 2013). Em áreas com muitos obstáculos à navegação (plataformas, por exemplo), as pesquisas com sensores no fundo podem ser a melhor opção para a aquisição de dados sísmicos (ROBERTSSON; LAWS; KRAGH, 2015).

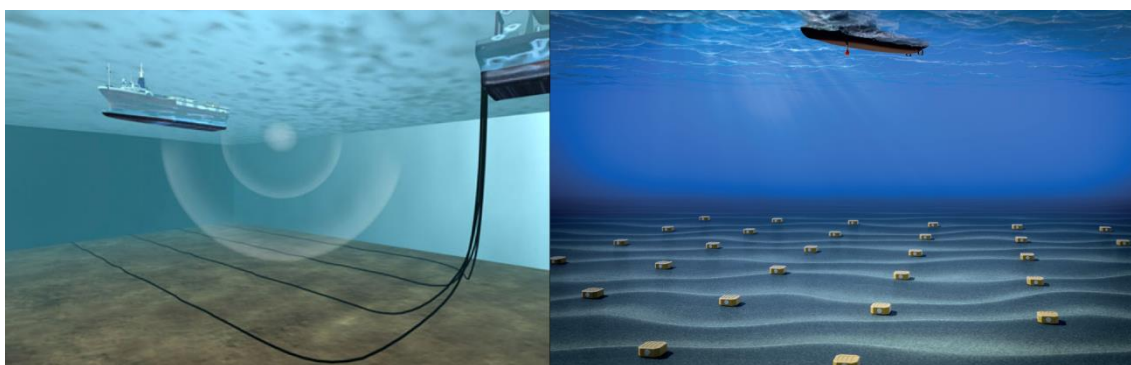


Figura 54: Ilustrações representando as técnicas de registro de cabos de fundo (OBC) e nodes (OBN). Fonte: Peak Seismic (2021) e Kongsberg Maritime (2019).

Seja com cabos flutuantes ou sensores de fundo, uma modalidade de pesquisa sísmica que vem crescendo na última década é a 4D – na realidade, a repetição de pesquisas 3D no tempo (a quarta dimensão), para fins de monitoramento de reservatórios. O avanço fundamental para a viabilidade da sísmica 4D, também chamada de *time-lapse*, foi a maior precisão no posicionamento dos elementos de fonte e registro, permitindo maior repetibilidade e comparabilidade entre levantamentos feitos em momentos distintos (DONDURUR, 2018).

### **10.1.2. Dinâmica do mercado**

O mercado das pesquisas sísmicas marítimas é caracterizado como um serviço especializado a ser contratado pelas empresas petrolíferas. No Brasil, a legislação denomina esses prestadores de serviço como EAD – Empresas de Aquisição de Dados. Hoje em dia, as EADs são multinacionais especializadas em aquisição de dados geofísicos, com operações globalizadas e nichos de atuação específicos.

Não é um mercado muito extenso: Dondurur (2018) cita a existência de 14 companhias operando globalmente, mas a queda no preço do petróleo na segunda metade da década de 2010 forçou um significativo rearranjo no setor, com diversas falências, fusões e aquisições nos últimos anos (BEAUBOUF, 2020).

Existem basicamente dois tipos de pesquisa sísmica, no que se refere ao modelo de negócios: as pesquisas “proprietárias”, quando a atividade é contratada com exclusividade para uma empresa petrolífera (que retém a propriedade do dado adquirido), e as “multicliente”. As pesquisas multicliente, anteriormente conhecidas como “spec” ou especulativas, são aquelas onde o custo da operação é coberto total ou parcialmente pela empresa de aquisição de dados, que depois vende ou licencia o dado a diferentes petrolíferas, de modo não-exclusivo, para recuperar o investimento realizado. Enquanto as pesquisas proprietárias são realizadas estritamente dentro da área ou bloco sob concessão da petrolífera, as pesquisas multicliente tendem a se estender por maiores áreas, incluindo blocos já licitados e novas áreas prospectivas, de maneira a aumentar o valor do pacote de dados no mercado. Há também diferenças no período de confidencialidade do dado adquirido: enquanto um dado sísmico “exclusivo” ou “proprietário” torna-se público em 5 anos no Brasil, aqueles adquiridos de modo “não-exclusivo” ou “multicliente” gozam de 10 anos de sigilo, para aumentar a possibilidade de comercialização e estimular a realização de pesquisas sísmicas no país<sup>143</sup>.

A estratégia multicliente tem ganhado importância relativa no mercado global de sísmica nos últimos anos, possivelmente em função da repartição de custos e riscos entre diferentes atores (JONES, 2018). Esse aumento de atividade especulativa tem consequências importantes para a situação do licenciamento ambiental no Brasil, como se verá em outros pontos nesta tese, na medida em que propicia uma “corrida do ouro” autorizativa – onde a licença ambiental pode ser o fator diferencial para uma e não outra pesquisa ser executada.

### ***10.1.3.Principais impactos ambientais***

As pesquisas sísmicas marítimas vêm sendo alvo de significativa controvérsia quanto aos seus impactos ambientais desde os tempos da utilização de explosivos (KEARNS; BOYD, 1965). Hoje em dia, há uma crescente preocupação da comunidade científica com a poluição sonora marítima em geral (DUARTE et al., 2021; KUNC; MCLAUGHLIN; SCHMIDT, 2016; SIMMONDS et al., 2014; WILLIAMS et al., 2015) e

---

<sup>143</sup> Os períodos de confidencialidade dos dados sísmicos são definidos atualmente pela Resolução ANP n° 757/2018.

com as pesquisas sísmicas em específico (ELLIOTT et al., 2019; HILDEBRAND, 2009; NOWACEK et al., 2015).

No que se refere aos impactos dos disparos de canhões de ar sobre a fauna marinha, há extensa literatura produzida nas últimas duas décadas. Dentro desse universo, existem algumas tentativas de consolidação do conhecimento por meio de revisões segmentadas por tema: mamíferos marinhos (CASTELLOTE; LLORENS, 2016; GOMEZ et al., 2016; GORDON et al., 2003; NOWACEK et al., 2013), peixes e invertebrados (CARROLL et al., 2017; HAWKINS; PEMBROKE; POPPER, 2015; MORIYASU et al., 2004; SIVLE et al., 2021; SLABBEKOORN et al., 2019), e tartarugas marinhas (NELMS et al., 2016). Na dissertação de mestrado do autor desta tese há uma consolidação do conhecimento disponível à época (VILARDO, 2007) – um dos poucos materiais disponíveis sobre o tema em português.

Nesta tese, não haveria espaço para uma nova revisão detalhada dos impactos da pesquisa sísmica sobre a biota marinha. Assim, opta-se aqui por fornecer um panorama mais geral sobre o tema, suficiente para ilustrar a complexidade das questões e suas consequências para a avaliação de impacto ambiental da atividade.

Uma maneira mais básica de compreender os impactos acústicos da pesquisa sísmica sobre os organismos aquáticos é através de um gradiente hipotético entre o impacto mais severo possível (morte) até a ausência completa da percepção sonora. De modo geral, esse gradiente se estenderia a partir das imediações dos canhões de ar até uma distância longa o suficiente para o som produzido “desaparecer” no ruído ambiente.



Figura 55: Esquema genérico do gradiente de interferência dos pulsos sísmicos na vida marinha. Fonte: elaboração própria.

Hoje em dia, o debate na literatura acadêmica está bem mais concentrado nos efeitos comportamentais na fauna do que na possibilidade de morte de organismos. Há aparente consenso que mortes são uma consequência improvável para macrofauna – embora hipóteses como a de embolia gasosa e encalhes de cetáceos em massa continuem sendo investigadas (CASTELLOTE; LLORENS, 2016; GORDON et al., 2003; GUERRA; GONZÁLEZ; ROCHA, 2004; MCGEADY; MCMAHON; BERROW, 2016).

A exceção a esse consenso é o debate sobre mortalidade do zooplâncton<sup>144</sup>. Apesar da notável escassez de pesquisas sobre esse grupo (FIELDS et al., 2019), nas últimas décadas alguns estudos registraram efeito letal de disparos sísmicos sobre organismos planctônicos. Essa mortalidade aparenta ser restrita à imediata vizinhança dos canhões de ar, tipicamente em distâncias menores que 5 metros (BOOMAN et al., 1996; CHRISTIAN et al., 2003; PAYNE, 2004). A avaliação predominante era de que essa mortalidade não seria significativa, dada a alta mortalidade natural diária do zooplâncton (SAETRE; ONA, 1996).

Recentemente, no entanto, um estudo australiano realizado *in situ* chegou a conclusões bem diferentes (MCCAULEY et al., 2017). O experimento encontrou significativa redução da abundância e um aumento da mortalidade de zooplâncton após exposição a disparos de canhões de ar. Os efeitos foram observados a distâncias de até 1,2 km da fonte sísmica, o que contraria fortemente as evidências disponíveis até então. Alterações dessa magnitude na estrutura da comunidade planctônica podem ter consequências severas para toda a cadeia trófica oceânica e comprometer o equilíbrio dos ecossistemas locais. Em função disso, o estudo despertou novo interesse da comunidade científica e de reguladores sobre o tema e novas pesquisas estão sendo planejadas para tentar esclarecer a controvérsia.

Para os demais grupos da biota marinha, há crescente reconhecimento que os impactos acústicos comportamentais são os mais importantes a serem considerados (RADFORD; KERRIDGE; SIMPSON, 2014). Para dar conta da enorme variabilidade de respostas que existem entre grupos de vertebrados – principalmente mamíferos, tartarugas e peixes – alguns modelos buscaram sintetizar as possibilidades de impacto não-letal sobre a fauna (Figura 56)

---

<sup>144</sup> O zooplâncton marinho é composto por seres flutuantes que vivem em grande medida à mercê das correntes, com pequena capacidade de locomoção autônoma. Há grande variedade de grupos no zooplâncton, como microcrustáceos, protozoários, larvas de insetos e ovos de peixes.

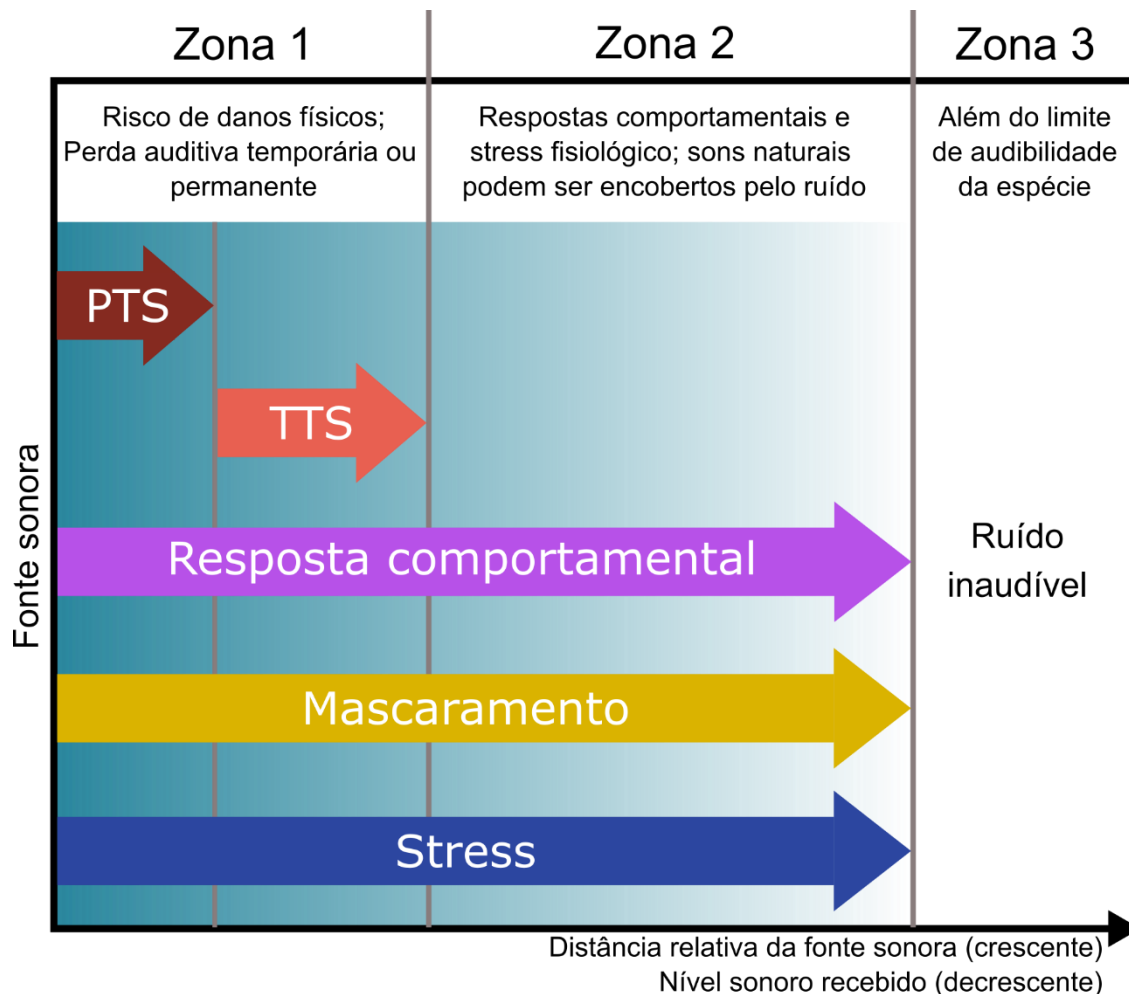


Figura 56: Modelo geral do impacto acústico sobre espécies da macrofauna oceânica, de acordo com o nível sonoro recebido. Cada espécie terá sensibilidade específica aos disparos da fonte sísmica, dependendo de sua capacidade auditiva, forma de comunicação preferencial e hábitos ecológicos. No nível do indivíduo, o impacto pode variar com a fase da vida, o comportamento sendo executado e o estado de saúde do animal. PTS: Permanent Threshold Shift (Alteração permanente de limiar auditivo). TTS: Temporary Threshold Shift (Alteração temporária de limiar auditivo). Fonte: adaptado de Gomez et al. (2016).

A tarefa de tentar estabelecer valores numéricos para as distâncias que compõem as zonas de impacto da Figura 56 é inglória. Não apenas a sensibilidade de cada espécie – e, no limite, cada indivíduo – é singular, como a própria propagação sonora no ambiente marinho depende de inúmeras variáveis como profundidade da lâmina d'água, tipo de fundo, relevo, nível de ruído ambiental etc. (NOWACEK et al., 2015). Em uma aproximação grosseira, é possível dizer que a Zona 1 (danos físicos e auditivos) varia na ordem de grandeza de metros e a Zona 2 (impactos comportamentais) se estende por quilômetros. O limite superior dessa zona é bastante variável, mas há registro de pulsos sísmicos em hidrofones localizados na cordilheira mesoatlântica – a 4.000 km de onde a pesquisa sísmica estava sendo realizada no nordeste do Brasil (NIEUKIRK et al., 2012).

Determinar o impacto dos pulsos sísmicos sobre o comportamento individual de animais marinhos – por mais complexo que seja – é apenas parte do desafio. Potencialmente mais importante para a gestão das pesquisas sísmicas é compreender as consequências do impacto acústico para as populações, comunidades ou mesmo para os ecossistemas. Ou seja: que significado populacional determinada reação comportamental acarreta? O que representa para a população de baleias Jubarte uma redução no comportamento vocal (CERCHIO et al., 2014)? Ou a redução no tempo de mergulho (DUNLOP et al., 2015)? Qual o significado para a comunidade recifal da resposta de alarme que a sísmica induz em certas espécies de peixes (WARDLE et al., 2001)?

Tentando avançar na compreensão dessa questão, o Conselho de Pesquisa Nacional dos EUA propôs um modelo conceitual denominado PCAD – *Population Consequences of Acoustic Disturbances*<sup>145</sup>. O modelo envolve cinco níveis de variáveis que são relacionadas através de quatro funções de transferência que buscam traduzir os impactos comportamentais individuais até o nível populacional.

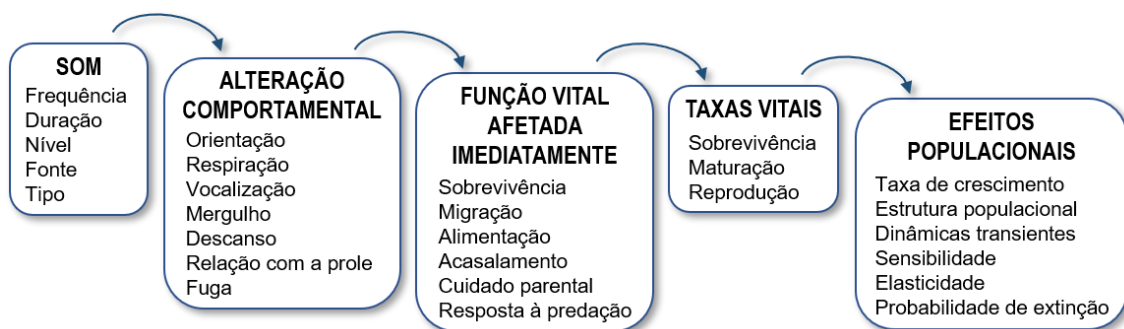


Figura 57: Modelo conceitual PCAD para relacionar perturbações acústicas e efeitos populacionais. O modelo foi pensado primariamente para mamíferos marinhos, mas sua lógica pode ser aplicada à fauna marinha em geral. Fonte: adaptado de NRC (2005).

Os próprios autores do modelo PCAD reconhecem, no entanto, que significativas lacunas de conhecimento persistem e dificultam a aplicação do modelo na prática (NATIONAL RESEARCH COUNCIL, 2005). Muitas lacunas de conhecimento continuam presentes até hoje e dificultam a utilização do PCAD como um modelo preditivo. Por esses motivos, é comum o clamor na literatura por mais pesquisas dedicadas às variáveis do modelo e suas funções de transferência (ELLIOTT et al., 2019; NOWACEK et al., 2013; SLABBEKOORN et al., 2019).

Em suma, apesar do significativo avanço nas últimas décadas, o impacto das pesquisas sísmicas sobre a fauna marinha continua cercado por incertezas e

<sup>145</sup> Consequências Populacionais de Perturbações Acústicas.

controvérsias. Este cenário adiciona complexidade à regulação ambiental da atividade, como se pode ver no Capítulo 3 desta tese.

## **10.2.Perfuração de poços marítimos: a alma do setor**

A perfuração de poços é possivelmente a atividade mais reconhecida da indústria petrolífera – apesar de representar um problemático poço em descontrole, a clássica cena de óleo jorrando para o alto é icônica no imaginário popular. Desde o início da exploração petrolífera até os dias de hoje, a perfuração de poços segue sendo o principal método de procura e descoberta de jazidas de óleo e gás. Sem perfuração de poços, não há como recuperar os hidrocarbonetos aprisionados em rochas sedimentares subterrâneas. É apenas através da conexão física entre o reservatório e a superfície que se pode confirmar a presença de óleo e gás natural na formação (SPEIGHT, 2015).

Por outro lado, a perfuração de poços marítimos é uma das atividades em que o risco ambiental é mais preocupante – acidentes têm o potencial de gerar as também icônicas imagens de extensas manchas de óleo no mar, contaminar animais e ecossistemas inteiros, além de prejuízos multimilionários.

Este capítulo inicia por dois aspectos centrais para conhecer a perfuração de poços marítimos: a tecnologia empregada e seus impactos e riscos ambientais.

### ***10.2.1.Breve caracterização da tecnologia***

A perfuração de poços petrolíferos é uma atividade que vem sendo desenvolvida e aprimorada há mais de 150 anos. Seu princípio básico permanece intacto: trata-se de perfurar as camadas de rochas que compõem o subsolo até a profundidade onde se encontram as camadas saturadas de hidrocarbonetos, conectando fisicamente o reservatório petrolífero à superfície. O furo feito nas rochas e todos os equipamentos e materiais utilizados para estabilizar e tornar funcional essa estrutura é o que chamamos de poço de petróleo.

As rochas são perfuradas com o uso de brocas especializadas rotatórias (Figura 58), que ficam localizadas ao final de um conjunto de tubos denominado coluna de perfuração. A coluna de perfuração é normalmente composta por seções de tubos de 10 metros, que vão sendo adicionados à medida que a broca avança no subsolo. A

coluna de perfuração é oca – o que permite a injeção de fluidos de perfuração em seu interior.



*Figura 58: Exemplos de brocas utilizadas na perfuração de poços de petróleo. Cada geometria e composição material é ajustada à geologia da seção do poço sendo perfurado. Fonte: Wamsley e Ford (2006).*

Os fluidos de perfuração, também conhecidos como “lama” de perfuração, são fundamentais para a atividade de perfuração. Dentre suas muitas funções, os fluidos de perfuração são responsáveis por (IADC, 2000):

- carrear para a superfície os resíduos rochosos (cascalhos). Esse retorno se dá pelo espaço anelar entre a coluna de perfuração e a parede do poço;
- transmitir força hidráulica para girar a broca;
- lubrificar e resfriar a broca rotatória;
- adequar a pressão hidrostática do poço em relação à pressão dos fluidos presentes nas formações geológicas sendo perfuradas;



- minimizar a deposição de cascalhos em suspensão quando a circulação está temporariamente paralisada;
- suportar e proteger as paredes do poço;
- reduzir ao mínimo qualquer dano às formações penetradas;
- garantir a obtenção do máximo de informações sobre as formações penetradas.

Os fluidos de perfuração são bastante variáveis em termos de composição – cada tipo de poço e fase da perfuração podem utilizar diferentes fluidos. A circulação de fluidos por dentro da coluna de perfuração e retornando pelo espaço anelar no entorno é um dos principais instrumentos para gerenciamento da perfuração (Figura 59c). Os fluidos são caracterizados pela sua fase contínua (também denominada de base). As duas principais categorias de fluidos de perfuração são: fluidos de base aquosa e fluidos de base não-aquosa, envolvendo fluidos de base oleosa ou de base sintética (IOGP, 2021). Os fluidos de base aquosa são mais baratos e utilizados sempre que possível, mas fluidos de base não-aquosa são mais adequados para trechos de maior complexidade técnica de um poço – normalmente trechos mais próximos das zonas contendo hidrocarbonetos ou trechos de grande inclinação (IOGP, 2016). Assim, não é incomum a utilização de fluidos de base aquosa e não-aquosa em diferentes seções de um mesmo poço (IPIECA; OGP, 2009).

Além das bases utilizadas nos fluidos, diversos componentes são adicionados para que o composto final tenha as propriedades físico-químicas desejadas para a fase do poço sendo perfurado (HOSSAIN; AL-MEJED, 2015). O principal aditivo utilizado em fluidos de perfuração é a barita (sulfato de bário), mineral inerte e bastante insolúvel utilizado para aumentar a densidade dos fluidos. Muitos outros aditivos são utilizados nesse processo de ajuste do fluido, como agentes viscosificantes (ex: bentonita), dispersantes, defloculantes, emulsionantes, biocidas, lubrificantes, inibidores de corrosão, controladores de pH etc. (SCHAFFEL, 2002).

O poço petrolífero é composto por várias seções de diâmetro decrescente (Figura 59), gerando ao final uma estrutura telescópica invertida: mais larga na superfície (geralmente algo como 36 polegadas ou 91 cm) e mais estreita no fundo (em torno de 7 polegadas ou 18 cm). Na medida em que o poço vai sendo perfurado, cada seção recebe um revestimento de aço antes de a perfuração seguir para a próxima seção (Figura 59b). Esses revestimentos são cimentados na parede do poço, efetivamente isolando a perfuração das formações geológicas adjacentes.

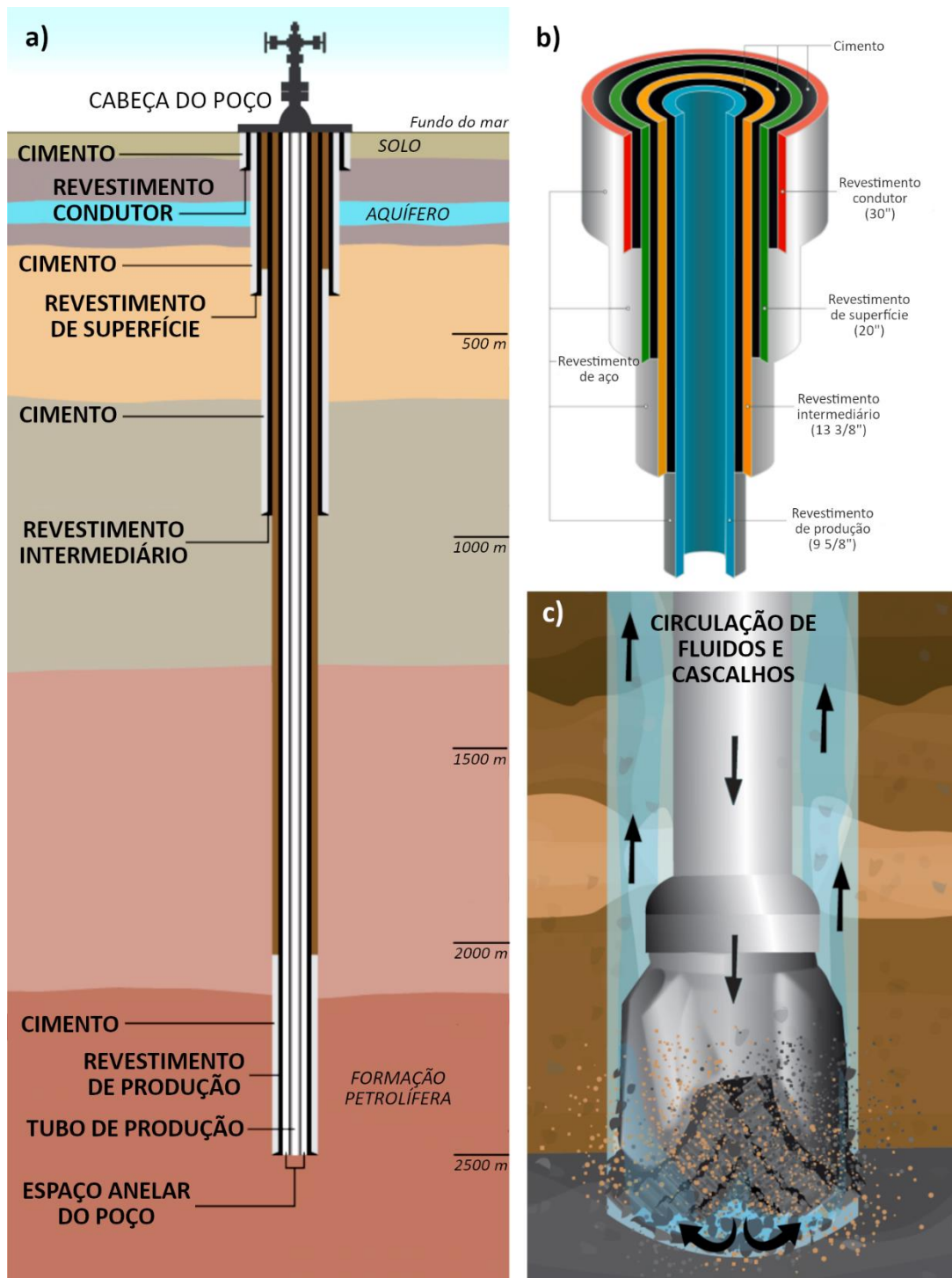
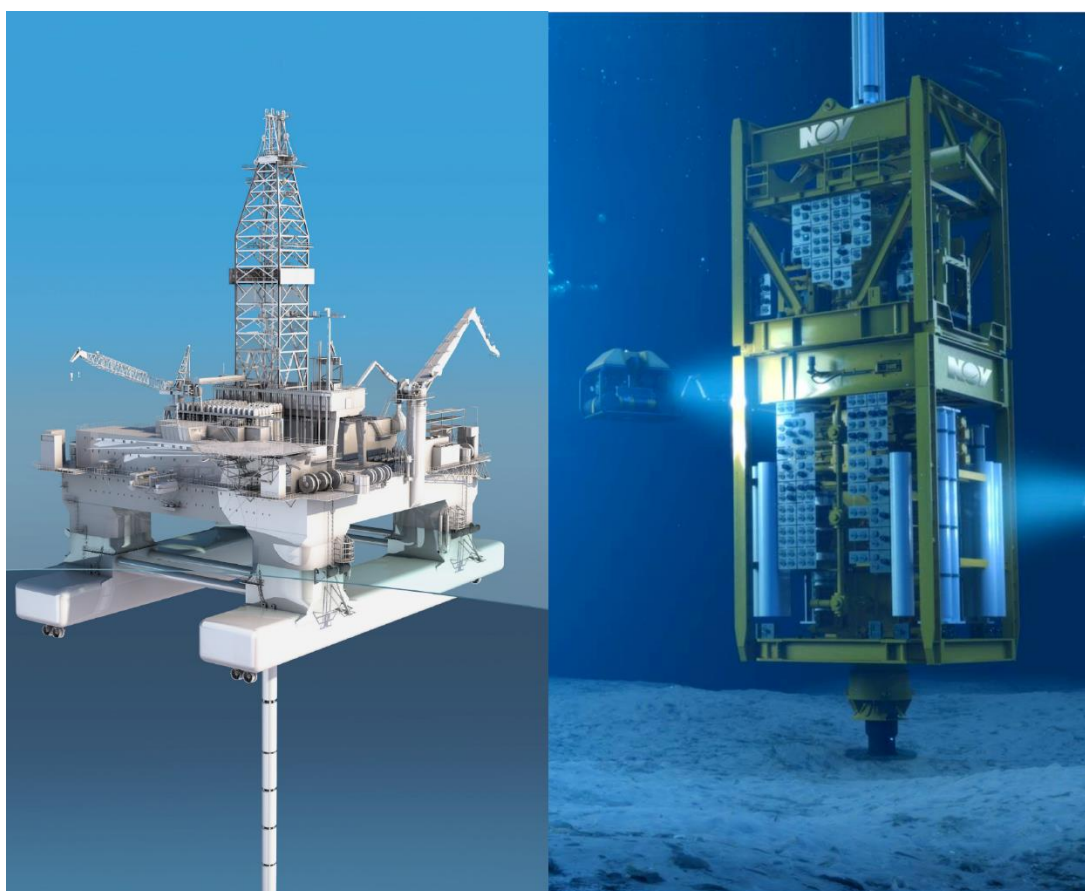


Figura 59: a) Desenho esquemático da geometria telescópica de um poço de petróleo. b) Detalhe dos diferentes revestimentos instalados a cada fase do poço. Entre parênteses, o diâmetro exemplificativo de cada uma das fases em polegadas. c) Detalhe da circulação de fluidos e cascalhos no fundo do poço, descendo pela coluna de perfuração e subindo pelo espaço anelar do poço. Desenhos fora de escala. Fontes: ilustrações modificadas de ProPublica/AI Granberg, Devon Energy e Holmager (2014).

Depois da fase inicial da perfuração, um conjunto de válvulas de controle é instalado na cabeça do poço, junto ao fundo do mar. Esse conjunto de válvulas, denominado *blowout preventer* (BOP), é fundamental para aumentar o controle do poço

e reduzir a chance de um acidente com vazamento de óleo. A operação do BOP deve ser capaz de “matar” o poço em caso de aumento súbito da pressão interna dos fluidos – uma falha nesse equipamento pode ter consequências catastróficas<sup>146</sup>.

No caso dos poços marítimos, a cabeça do poço e o BOP são conectados à plataforma de perfuração através de um condutor chamado *riser* de perfuração (Figura 60). Por dentro do riser passam a coluna de perfuração e diversos equipamentos ligados à instrumentação e operação do poço. É essa estrutura que permite o retorno dos fluidos de perfuração e cascalhos até a plataforma e ela precisa ser flexível e resistente o suficiente para lidar com os movimentos da plataforma e das correntes marítimas (SPEIGHT, 2015).



*Figura 60: Representação de uma sonda flutuante (esquerda) com riser de perfuração descendo em direção ao blowout preventer (BOP) assentado na cabeça do poço no leito marinho (direita). Note o riser de perfuração saindo acima do BOP, conectando-o à plataforma na superfície. A coluna de perfuração opera por dentro do riser de perfuração. Fontes: [www.equinor.com](http://www.equinor.com) e [www.drillingcontractor.org](http://www.drillingcontractor.org).*

A perfuração marítima pode ser feita a partir de diferentes tipos de plataformas, também chamadas de sondas de perfuração. A principal variável nesse caso é a

---

<sup>146</sup> O acidente com a plataforma Deepwater Horizon nos EUA em 2010 envolveu a falha do *blowout preventer*.

profundidade de operação: até cerca de 120 metros de lâmina d'água, a opção mais utilizada no Brasil e no mundo é a sonda do tipo autoelevatória (ou *jack-up*), que pode ser rebocada flutuando até a locação e depois desce suas pernas até o solo marinho e suspende o casco acima da superfície da água (LAIK, 2018). Para profundidades maiores, é preciso utilizar estruturas flutuantes como as sondas semissubmersíveis e os navios-sonda (LYONS; PLISGA, 2005). Nesses casos, as plataformas podem operar ancoradas ao fundo do mar ou utilizando modernos sistemas de posicionamento dinâmico.

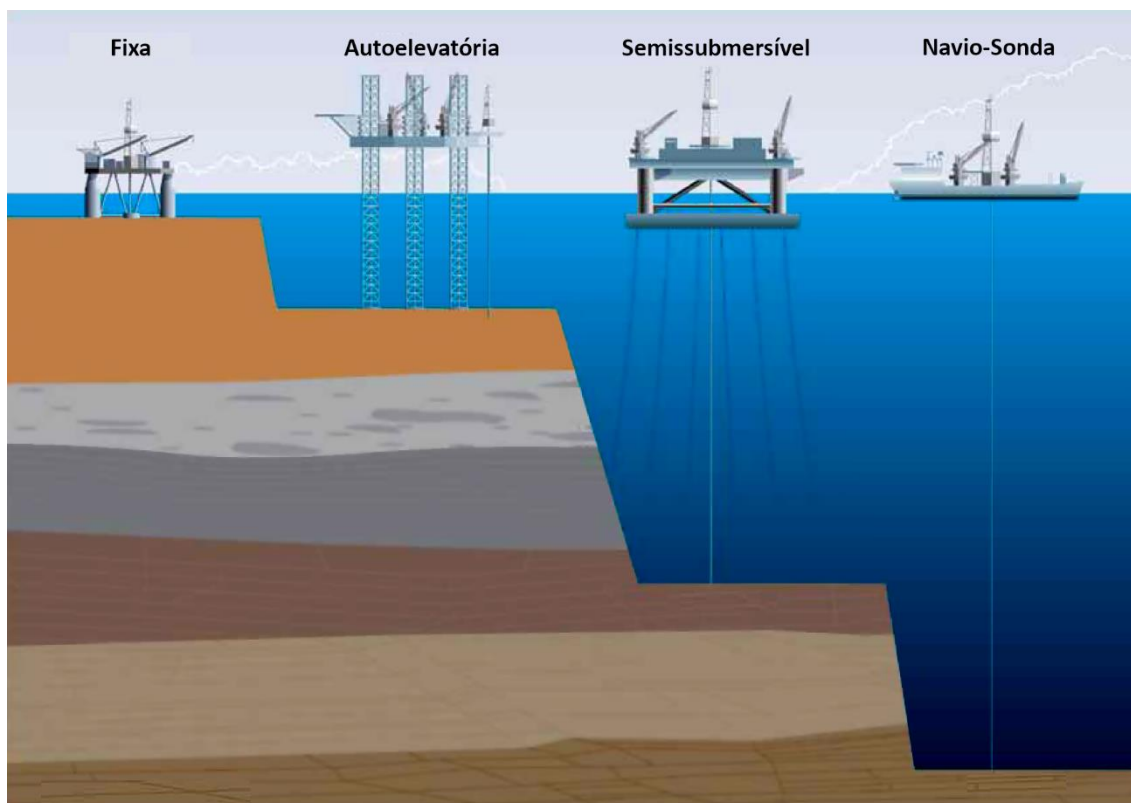


Figura 61: Principais tipos de sondas marítimas de perfuração. Ilustração fora de escala. Fonte: [www.shell.us/alaska](http://www.shell.us/alaska).

Os poços petrolíferos podem ser classificados segundo diversos critérios. No Brasil, a ANP estabeleceu uma tipologia de categorias que basicamente divide os poços em exploratórios e exploratórios. Exploratórios são aqueles destinados a encontrar, testar, delimitar e avaliar potenciais descobertas petrolíferas. Já os exploratórios são aqueles utilizados na fase de produção para efetivamente drenar uma jazida, seja produzindo o hidrocarboneto em si (poço produtor) ou injetando fluidos para otimizar a recuperação do reservatório (poço injetor). Há ainda casos especiais como os poços utilizados para captação ou descarte de água ou armazenamento de gases.

Poços podem ainda ser classificados de acordo com sua geometria (vertical, direcional, horizontal, multilateral etc.) ou em função de seu resultado (seco ou com

hidrocarbonetos). Há um detalhamento maior de todas essas classificações na Resolução ANP nº 699 de 06/09/2017.

A Agência disponibiliza em seu site uma tabela<sup>147</sup> contendo dados sobre todos os poços perfurados no Brasil (“tabela de poços da ANP”), permitindo diversas análises sobre a evolução da atividade. Focando nos últimos 30 anos, por exemplo, é possível verificar que foram perfurados 3.816 poços nas diversas bacias sedimentares marítimas brasileiras, com destaque para Campos e Santos.

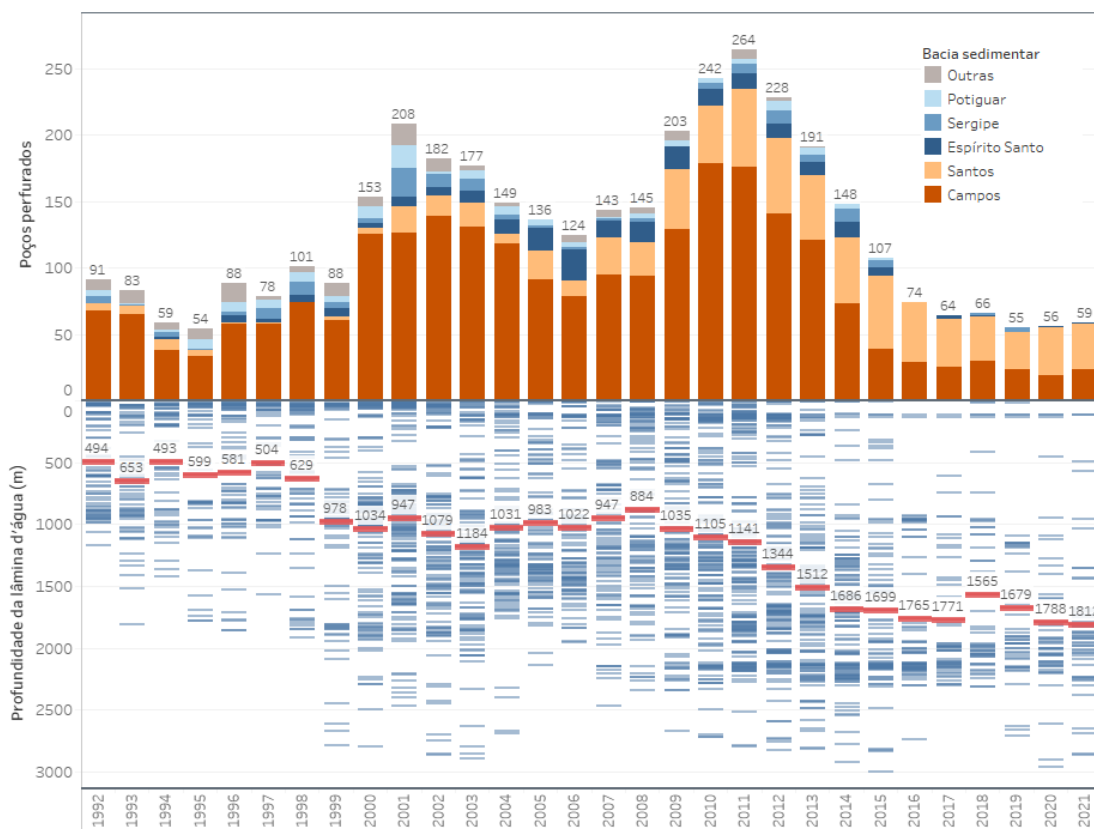


Figura 62: Poços perfurados nas bacias sedimentares marítimas brasileiras entre 1992 e 2021. É nítida a tendência rumo às águas mais profundas ao longo do tempo. Profundidade média anual dos poços em vermelho. Fonte: elaboração própria com base em dados disponibilizados pela ANP.

As grandes descobertas realizadas a partir de 2006 na camada pré-sal foram pivotais na tendência de aumento da profundidade média dos poços marítimos no Brasil. Em apenas 10 anos, entre 2008 e 2017, a lâmina d’água média dos poços perfurados passou de 884 a 1.771 metros (Figura 62). A escassez progressiva de poços em águas mais rasas também está relacionada às avaliações ambientais prévias das rodadas de

<sup>147</sup> <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/ad/tabela-de-pocos.xlsx>

licitações, que dificultaram a oferta de blocos exploratórios em pequenas profundidades a partir de 2004 (ver Capítulo 2 para mais detalhes).

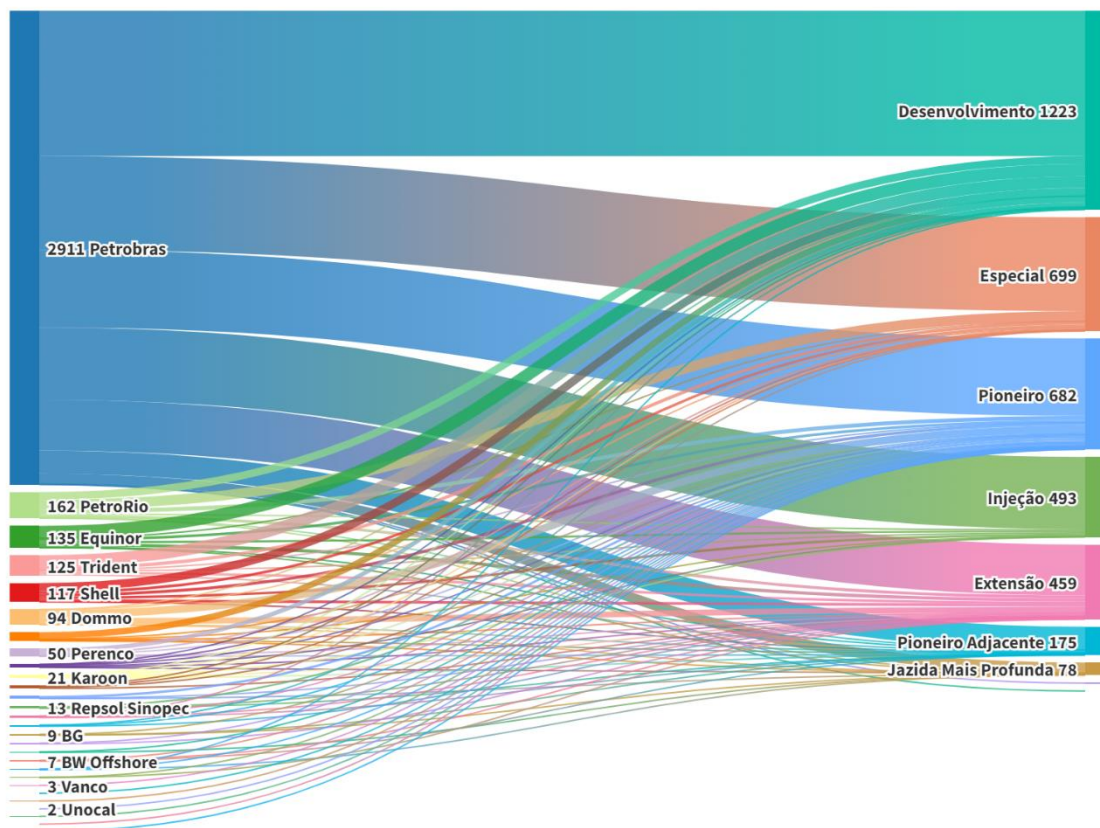


Figura 63: Poços marítimos perfurados no Brasil entre 1992 e 2021, classificados por categoria conforme a Resolução ANP n° 699/2017. O nome da empresa reflete a operadora atualmente responsável pelo poço, não a que realizou a perfuração. Empresas que mudaram de nome recentemente tiveram a nomenclatura padronizada para o nome atual (OGX para Dommo, Statoil para Equinor, etc.). Total de poços representados: 3.816. Fonte: elaboração própria com base em dados disponibilizados pela ANP.

O domínio da Petrobras na atividade exploratória offshore é evidente e esperado (Figura 64), dado o longo histórico monopolista e a fatia de mercado que ainda cabe à empresa. No entanto, o domínio histórico da companhia é ainda maior do que os dados obtidos na tabela de poços da ANP indicam, pois nela estão representadas as operadoras atuais dos poços (e não quem efetivamente os perfurou). Entre 2017 e 2022, pelo menos 250 poços perfurados pela Petrobras passaram a ser administrados por outras empresas em função da política de desinvestimento da companhia.

Outra tendência que os dados evidenciam é a redução do esforço de exploração a partir do pico de 130 poços exploratórios em 2011 – desde 2016 não se perfuram mais de 12 poços exploratórios marítimos em um ano no Brasil, apesar da retomada das rodadas de licitações em 2013.

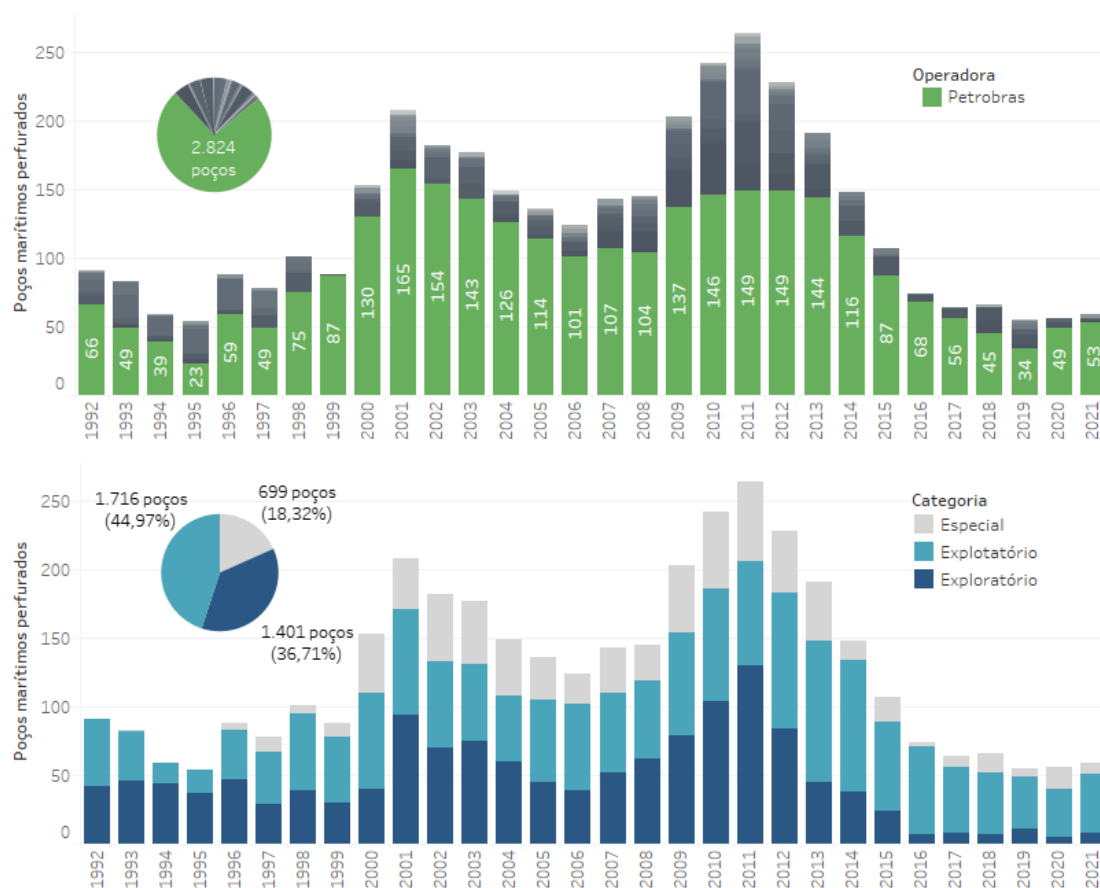


Figura 64: Poços perfurados nas bacias sedimentares marítimas brasileiras entre 1992 e 2021, com destaque para o predomínio da Petrobras e o declínio da atividade exploratória na última década. Fonte: elaboração própria com base em dados disponibilizados pela ANP.

## 10.2.2.Principais impactos ambientais

A perfuração de poços é possivelmente a atividade mais preocupante da cadeia de exploração e produção offshore de petróleo sob a perspectiva ambiental. Nem tanto pelos impactos rotineiros, como se verá adiante, mas especialmente em função dos riscos de perda de controle do poço e os vazamentos de hidrocarbonetos no ambiente.

O objetivo deste item não é uma avaliação detalhada dos impactos da tipologia, mas um panorama geral das principais questões envolvidas nas atividades de perfuração marítima.

### 10.2.2.1.Impactos operacionais

Do ponto de vista dos impactos rotineiros ou operacionais – isto é, que acontecem durante a execução normal da atividade – o principal fator de impacto está

relacionado ao lançamento de fluidos e cascalhos no ambiente. Durante a execução do poço, há pelo menos duas fases distintas no que se refere ao gerenciamento de fluidos e cascalhos. Na fase inicial do poço, antes da instalação do riser de perfuração (fase *riserless*), os fluidos utilizados e os cascalhos gerados se depositam ao redor da boca do poço. Após a instalação do riser, os fluidos e cascalhos passam a ser carregados até a plataforma, onde são submetidos a um processo de limpeza (cascalhos) e acondicionamento (fluidos).

Após a lavagem e inspeção para atendimento de requisitos mínimos de descontaminação, os cascalhos geralmente são lançados ao mar a partir da plataforma, logo abaixo da superfície da água, gerando uma pluma de deposição de material. Já os fluidos normalmente são reutilizados e entram novamente na circulação do poço até que suas propriedades se tornem incompatíveis com aquela fase específica da perfuração e eles precisem ser descartados (IOGP, 2016). Nessa etapa, os fluidos de base aquosa costumam ser descartados a partir da plataforma, logo abaixo da linha d'água, assim como os cascalhos. No entanto, os fluidos de base não-aquosa possuem maior toxicidade ambiental e não podem ser descartados diretamente na coluna d'água na maioria das jurisdições. Nesses casos, as opções mais utilizadas são o descarte em terra ou a injeção em poços marítimos (IOGP, 2021).

O impacto ambiental do descarte marítimo de cascalhos e fluidos de perfuração depende de fatores específicos da localização do poço e das condições de descarte (Figura 65). Estas determinam as características das plumas de dispersão submarina do rejeito e se haverá a formação de pilhas concentradas de cascalho no fundo. A toxicidade inerente ao fluido e a efetividade do processo de tratamento pré-descarte também podem favorecer ou minimizar o impacto à vida marinha.

A extensão espacial máxima dos efeitos deletérios para fluidos de base aquosa e base sintética já foi documentada entre 50 e 1.000 metros da cabeça do poço, enquanto fluidos de base oleosa – praticamente banidos ao redor do mundo – já tiveram efeitos medidos até 6 km da origem do lançamento (ELLIS; FRASER; RUSSELL, 2012). No que se refere à extensão temporal das alterações, comunidades bentônicas afetadas por descarte de cascalhos e fluidos de base oleosa no Mar do Norte ainda estavam em processo de recuperação 8 anos após a exposição (HENRY et al., 2017).



Parâmetro	Risco associado	
	BAIXO	ALTO
Velocidade das correntes superficiais	Rápida	Lenta
Temperatura e propriedades químicas no fundo marinho	Específico de cada local*	
Profundidade da lâmina d'água	Profunda	Rasa
Tipo de fluido de perfuração	Base aquosa e Base sintética sem HPAs	Demais fluidos
Escala do projeto e número de poços perfurados	Pequena (ex.: poço exploratório)	Grande (ex.: poços de desenvolvimento)
Proximidade com pesqueiros ou ambientes/organismos sensíveis	Distante	Próximo
* Comunidades microbianas são tipicamente adaptadas à temperatura ambiente do local.		

*Figura 65: Síntese dos principais parâmetros que modulam o risco de danos à biota marinha em função do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração no ambiente marinho. Fonte: adaptado de IOGP (2021).*

A Figura 66 sintetiza os possíveis impactos do descarte de fluidos e cascalhos de perfuração no ambiente marinho, tanto sob a perspectiva física (aumento da turbidez da água, soterramento, etc.) quanto biológica (toxicidade, prejuízo à respiração, etc.). Regiões com histórico de intensa atividade exploratória tendem a acumular enormes quantidades de cascalhos no fundo do mar, com contaminantes diversos como hidrocarbonetos, metais e substâncias radioativas (BREUER et al., 2004). A exposição crônica a esses contaminantes pode causar efeitos de longo prazo em populações marinhas, mas a real extensão desses efeitos ainda é uma importante lacuna de conhecimento (ELLIS; FRASER; RUSSELL, 2012).

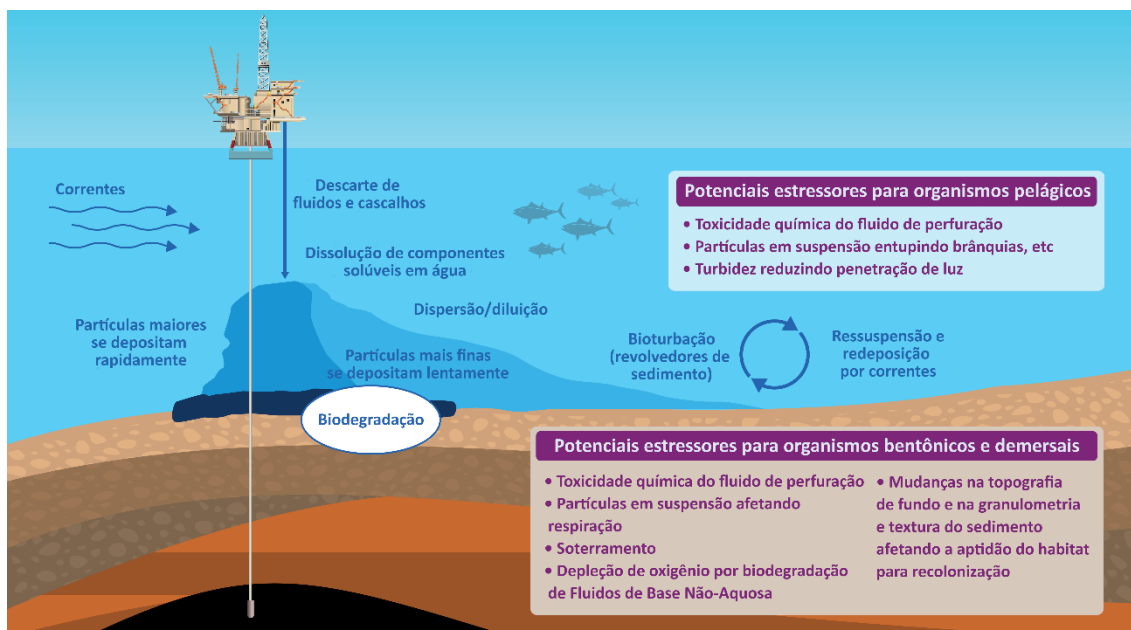


Figura 66: Trajetória espacial e estressores introduzidos pelo descarte de cascalhos e fluidos de perfuração no ambiente marinho. Fonte: adaptado de IOGP (2021).

Para dar uma melhor dimensão da questão do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração, o Quadro 31 a seguir mostra quanto foi descartado pela Petrobras entre os anos de 2009 e 2020 apenas na Bacia de Campos.

Ano	Fluidos Base Aquosa (ton)	Cascalho Total (ton)	Fluidos Não-Aquosos (ton)
2009	149.422,13	39.062,53	433,39
2010	131.832,58	51.542,19	693,78
2011	118.662,87	35.512,62	523,40
2012	121.207,42	42.499,55	678,23
2013	188.564,47	52.291,30	726,23
2014	120.208,67	24.550,58	264,83
2015	78.582,24	18.155,83	119,41
2016	97.517,06	17.214,57	202,94
2017	68.312,15	16.532,31	262,34
2018	44.561,28	8.789,59	177,26
2019	36.096,05	11.944,53	120,34
2020	38.701,34	9.356,49	169,45
<b>Total</b>	<b>1.193.668,26</b>	<b>327.452,09</b>	<b>4.371,60</b>

Quadro 31: Quantitativo em toneladas do descarte de cascalhos e fluidos de perfuração e completção da Petrobras na Bacia de Campos. Os dados de Fluidos Não-Aquosos se referem à base orgânica aderida ao cascalho descartado. Fonte: dados informados pela Petrobras no licenciamento da Área Geográfica da Bacia de Campos (AGBC), processo IBAMA nº 02001.005368/2003-31.

No caso brasileiro, uma grande preocupação durante o processo de licenciamento ambiental no que tange aos impactos do descarte de fluidos e cascalhos é a presença de comunidades de organismos bentônicos (recifes de corais, bancos de rodólitos e outras) na área do poço. O IBAMA não permite a perfuração de poços sobre essas formações biológicas, devendo a empresa apresentar documentação fotográfica do tipo de fundo encontrado na locação do poço. Caso haja presença de comunidades bentônicas próximas à localização do poço, pode ser exigido o deslocamento do ponto de descarte de fluidos e cascalhos para águas mais distantes e profundas<sup>148</sup>.

Além das medidas de restrição locacional, o IBAMA estabelece diretrizes específicas para o uso e descarte de fluidos de perfuração, que são incorporadas aos Termos de Referência para elaboração dos estudos ambientais para fins de licenciamento. De modo geral, as regras vigentes para uso e descarte de fluidos e cascalhos de perfuração<sup>149</sup> no Brasil envolvem:

- É permitido o uso de fluidos de perfuração de base aquosa e de base não-aquosa. Para os fluidos de base não-aquosa, é exigido que a concentração de HPA<sup>150</sup> na base orgânica não ultrapasse a razão de 10 mg HPA/kg de fluido base (< 10 ppm) e que tais bases sejam aprovadas em testes padronizados de ecotoxicidade e biodegradabilidade.

- O descarte de cascalhos e fluidos de perfuração de base aquosa é permitido, desde que não haja a presença de óleo livre em amostra pré-descarte.

- O descarte de fluidos de perfuração de base não-aquosa não é permitido.

- O descarte de cascalhos com fluidos de base não-aquosa aderido é permitido desde que: (i) não seja detectado óleo livre na amostra, (ii) o teor de base orgânica aderida seja inferior a 5,9% ou 7,9% (caso a base seja de ésteres, éteres ou acetais), (iii) a amostra passe em testes de ecotoxicidade, biodegradabilidade e conteúdo máximo de HPA (<10 ppm).

Essas regras são comparáveis com práticas utilizadas internacionalmente, apesar de existirem diferentes abordagens para esse controle. Duas tendências

---

<sup>148</sup> Diretrizes mais recentes foram editadas por meio da Nota Técnica nº3/2021/COEXP/CGMAC/DILIC, de 31/5/2021.

<sup>149</sup> As diretrizes são bem mais detalhadas e incluem regras também para fluidos complementares, utilizados para completação, lavagem, cimentação etc. Além disso, são estabelecidos os padrões técnicos para realização dos testes em amostras e os requisitos para monitoramento dos descartes e para o gerenciamento dos fluidos e cascalhos.

<sup>150</sup> HPAs – Hidrocarbonetos Policíclicos Aromáticos, são poluentes altamente perigosos para a vida marinha, comprovadamente carcinogênicos.

principais podem ser caracterizadas, ajustadas às influentes regiões do Golfo do México (EUA) e Mar do Norte (Europa). A regulação dos EUA é focada no controle dos fluidos e cascalhos e na definição de parâmetros aceitáveis para toxicidade na água e no sedimento, na biodegradação e no conteúdo de HPA, com ênfase no controle *end-of-pipe*. Já a abordagem europeia está baseada na Convenção OSPAR<sup>151</sup> e envolve o controle dos produtos químicos individuais que compõem os fluidos e tem um caráter mais voltado à gestão de riscos prioritários (IOGP, 2021).

Ambas as abordagens resultam em efeitos similares em termos de estímulo à utilização de fluidos de base aquosa e restrição ao uso de fluidos não-aquosos. A principal diferença entre o resultado das regulações dos EUA e da Europa é o teor de base orgânica aderida ao cascalho: enquanto no Golfo do México se permite o descarte de cascalhos com até 6,9% de base aderida (9,4% para bases ésteres), na Europa esse limite é de 1%. De modo geral, os países tendem a adotar regulamentação inspirada em um ou outro modelo. Até o Grupo Banco Mundial baseia suas recomendações nesses dois parâmetros: em suas *EHS guidelines* para o setor de petróleo e gás, o teor de base orgânica admitido para descarte de cascalho contaminado com fluidos não-aquosos varia entre 1% para novas instalações e 6,9% (9,4% ésteres) para instalações já existentes (WORLD BANK, 2015).

O limite de 1% de base orgânica aderida ao cascalho obriga à utilização de métodos avançados para tratamento da mistura, como técnicas de dessorção térmica. Na prática, como essas técnicas utilizam equipamentos caros e que ocupam grande espaço nas plataformas, o limite tende a incentivar outras soluções que não o descarte no mar, como o tratamento e disposição em terra ou a reinjeção dos cascalhos em poços dedicados a isso.

No Brasil, o IBAMA decidiu adotar regras inspiradas no modelo do Golfo do México, menos restritivo que boa parte da prática internacional. No Quadro 32 há um comparativo dos principais aspectos da regulação de fluidos e cascalhos no Brasil e nas jurisdições de referência.

<b>Tipo</b>	<b>EUA (Golfo do México)</b>	<b>Europa (Mar do Norte)</b>	<b>Brasil</b>
<b>Fluidos base aquosa (uso)</b>	Toxicidade aguda: LC50 > 30.000 ppm Hg e Cd em baritina: Hg < 1 ppm; Cd < 3 ppm	Cada produto que compõe a formulação do fluido é avaliado individualmente, de	Toxicidade aguda: LC50 > 30.000 ppm Hg e Cd em baritina: Hg < 1 ppm; Cd < 3 ppm

<sup>151</sup> *Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic*, ou Convenção para a Proteção do Ambiente Marinho do Atlântico Nordeste, em livre tradução. A Convenção OSPAR foi estabelecida em 1992 e o nome deriva da junção de Oslo e Paris, nomes de convenções anteriores que serviram de base para a atual.

		acordo com critérios da União Europeia.	
<b>Fluidos base aquosa (descarte)</b>	Descarte permitido desde que se confirme ausência de óleo livre no fluido	Descarte permitido sem nenhuma restrição	Descarte é permitido desde que: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se confirme ausência de óleo livre no fluido</li> <li>• HPA &lt; 10 ppm em amostra pré-descarte</li> <li>• Toxicidade &gt; 30.000 ppm em amostra pré-descarte</li> </ul>
<b>Fluidos base não-aquosa (uso)</b>	Uso de diesel é proibido. Biodegradabilidade: performance igual ou superior à olefina interna C16-18 Toxicidade em sedimento: performance igual ou superior à olefina interna C16-18 ou fluido de perfuração padrão HPA: < 10 ppm Hg e Cd em baritina: Hg < 1 ppm; Cd < 3 ppm	Uso de diesel é proibido. Uso na fase inicial do poço é proibido – exceções podem ser concedidas por razões geológicas ou de segurança. Cada produto que compõe a formulação do fluido é avaliado individualmente, de acordo com critérios da União Europeia.	Uso de diesel é proibido. Biodegradabilidade: performance igual ou superior à olefina interna C16-18 Toxicidade em sedimento: performance igual ou superior à olefina interna C16-18 HPA: < 10 ppm Hg e Cd em baritina: Hg < 1 ppm; Cd < 3 ppm
<b>Fluidos base não-aquosa (descarte)</b>	Proibido o descarte	Proibido o descarte	Proibido o descarte
<b>Cascalhos com Fluido base aquosa aderido (descarte)</b>	Descarte permitido desde que se confirme ausência de óleo livre no fluido	Descarte permitido. Durante a perfuração de fases contendo reservatório de óleo é exigido monitoramento, mas não há limite para teor de óleo	Descarte permitido desde que: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se confirme ausência de óleo livre no fluido</li> <li>• HPA &lt; 10 ppm em amostra pré-descarte</li> </ul>
<b>Cascalhos com Fluido base não-aquosa aderido (descarte)</b>	Descarte permitido desde que: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se confirme ausência de óleo livre ou de formação</li> <li>• HPA &lt; 10 ppm</li> <li>• Toxicidade &gt; 30.000 ppm</li> <li>• Teor de base orgânica aderido ao cascalho &lt; 6,9% (olefina interna) ou &lt; 9,4% (éster)</li> </ul>	Teor de base orgânica aderido ao cascalho < 1%	Descarte permitido desde que: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se confirme ausência de óleo livre ou de formação</li> <li>• HPA &lt; 10 ppm em amostra pré-descarte</li> <li>• Toxicidade &gt; 30.000 ppm em amostra pré-descarte</li> <li>• Teor de base orgânica aderido ao cascalho &lt; 5,9% (parafinas e olefinas) ou &lt; 7,9% (ésteres, éteres e acetais)</li> </ul>

Quadro 32: Síntese comparativa das abordagens de controle de cascalhos e fluidos de perfuração em jurisdições tradicionalmente produtoras de petróleo offshore. Fontes: IOGP (2021) e IBP (2021).

No entanto, houve uma tentativa recente do corpo técnico do IBAMA de estabelecer critérios mais restritivos para o descarte de cascalhos e fluidos de perfuração no ambiente marinho. Uma análise detalhada desse caso vai além do escopo desta tese, mas um breve registro é pertinente.

### ***A nova regulação para fluidos e cascalhos***

Uma nova regulação para o uso e descarte de fluidos e cascalhos de perfuração no Brasil vinha sendo discutida com a indústria durante muitos anos – a primeira versão, oriunda de debates no âmbito do Prominp, foi minutada em 2011. No entanto, logo no início de 2012, antes da aprovação da minuta elaborada, o IBAMA descobriu em vistorias de campo a existência de práticas que inviabilizavam o controle da poluição como imaginado anteriormente. Especialmente no caso da Petrobras (maior perfuradora de poços do país), descobriu-se que era disseminada a prática de condicionamento de fluidos de perfuração em navios flúideiros, através da mistura direta de fluidos já utilizados anteriormente em poços distintos. Esses *blends* tendem a acumular óleo ao longo do tempo, em função do contato com as formações dos poços. Dessa forma, a noção de controle prévio das formulações de fluido – que era o cerne da prática até então – se tornou completamente obsoleta, sendo necessário criar um mecanismo de controle pós-utilização do fluido e pré-descarte no ambiente (“*end-of-pipe*”). Ao mesmo tempo em que se desenhava o novo modelo de controle, novas evidências do impacto ambiental do lançamento de cascalhos e fluidos de perfuração foram sendo publicadas, fortalecendo o argumento para redução do descarte marítimo das substâncias em questão.

Assim, em 2014 o IBAMA elaborou nova proposta de Instrução Normativa para regulamentação do tema, envolvendo as regras gerais supramencionadas, baseadas na regulação do Golfo do México (EUA). A proposta foi submetida à consulta pública em março/2014 e recebeu diversas contribuições da indústria. No entanto, seguiu-se um período de troca de governo e mudanças na gestão do IBAMA, fazendo com que a normativa não fosse imediatamente editada, apesar da proposta técnica finalizada. A proposta só veio a ser retomada no final de 2017, levando à publicação da Instrução Normativa IBAMA nº 01/2018 em 2 de janeiro de 2018.

A IN IBAMA nº 01/2018 era essencialmente o mesmo texto consolidado pós-consulta pública de 2014, mas com algumas modificações pontuais importantes. Tais modificações foram motivadas pela evolução de entendimentos técnicos em função de vistorias e acompanhamentos de campo realizados pelo IBAMA nos anos que se passaram desde então. Uma dessas modificações era a proibição do descarte de cascalhos e fluidos oriundos da fase de reservatório (ou zonas produtoras) dos poços, em função da provável contaminação por hidrocarbonetos.

A indústria não aceitou bem essa restrição, com base no argumento de que já havia a previsão de testes para detecção de óleo nas amostras de cascalho, baseados nos métodos EPA 1617 (*Static Sheen Test*) e EPA 1670 (*Reverse Phase Extraction - RPE*). Segundo a indústria, passando nos citados testes, mesmo o cascalho da fase de reservatório poderia ser descartado, desde que se enquadrasse nas demais restrições. A posição do IBAMA, registrada em documentos técnicos internos, era de precaução motivada por evidências coletadas em embarques realizados para avaliação dos Projetos de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos das empresas. Vistorias de campo identificaram inúmeros problemas na realização dos testes supracitados, incluindo<sup>152</sup>: a) técnicos a bordo das plataformas sem capacidade técnica para realizar e interpretar adequadamente resultados; b) teste de confirmação de contaminação exigido pela EPA (cromatografia) não é viável no Brasil por questões logísticas alegadas pelas empresas; c) ausência de laudos técnicos assinados pelos responsáveis pelos testes *static sheen* e RPE nas atividades monitoradas; d) ausência de qualquer resultado positivo para contaminação por óleo nas atividades monitoradas, mesmo para cascalhos de fase de reservatório. Assim, por precaução, o IBAMA decidiu restringir o descarte de cascalhos da fase de reservatório, assumindo que a contaminação por óleo era provável e que os testes realizados a bordo não eram confiáveis.

Além dessa restrição específica para a fase de reservatório, a IN IBAMA nº 01/2018 também sinalizava para eliminação total do descarte de cascalhos no mar em um prazo de 4 anos a partir da publicação da IN. A premissa era o alinhamento com a Política Nacional de Resíduos Sólidos (Lei nº 12.305/2010), que proíbe a disposição final de resíduos sólidos ou rejeitos no mar (art. 47, inciso I). Essa política de descarte zero obrigaria a uma significativa reformulação da logística das operações de perfuração marítima no Brasil.

Esses dois pontos somados causaram forte reação da indústria após a publicação da IN IBAMA nº 01/2018. Em maio de 2018, as empresas, organizadas através do IBP, protocolaram formalmente no IBAMA uma Nota Técnica solicitando a revisão desses dois pontos específicos da IN. Inicialmente, essa reação levou ao adiamento do início da vigência da IN para 30 de junho de 2018 (IN IBAMA nº 8/2018). Posteriormente, o início da vigência das novas regras foi adiado para 30 de setembro de 2019 para licenças de operação já emitidas anteriormente (IN IBAMA nº 16/2018), o que significou a quase totalidade dos poços perfurados no país.

---

<sup>152</sup> Nota Técnica nº 6/2018/COEXP/CGMAC/DILIC, de 19/6/2018.

Além das empresas, a própria ANP uniu-se ao conjunto de contestantes em 20 de junho de 2018, ao encaminhar ao IBAMA uma Nota Técnica da agência defendendo a revisão dos dois itens controversos da normativa. A Nota Técnica nº 123/SSM/2018 citou e corroborou os achados da Nota do IBP, em uma clara advocacia em nome da indústria. A Nota da ANP terminou com recomendação explícita para que o IBAMA suspenda os itens em questão da IN.

No início de 2019, já sob nova presidência em função da mudança do governo federal, o IBAMA suspendeu de vez os efeitos da IN IBAMA nº 01/2018 até a “resolução da divergência jurídica” entre o instituto e a ANP no que diz respeito à questão da Política Nacional de Resíduos Sólidos (IN IBAMA nº 11, de 14 de março de 2019).

Em julho de 2019, a ANP encaminhou ao presidente do IBAMA Eduardo Bim um ofício<sup>153</sup> contendo em anexo uma minuta de diretrizes para uso e descarte de fluidos e cascalhos de perfuração, solicitando

(...) seus préstimos no sentido de dar encaminhamento ao tema, no sentido de:

- a) Constituir grupo de trabalho para redefinir a IN 01/2018, em que participariam, minimamente, o IBAMA, ANP, SPPI e IBP; e
- b) Determinar que enquanto os trabalhos não forem concluídos, o documento do Anexo I seja referência para tratamento do tema de descarte de fluidos e cascalhos de perfuração.

As Diretrizes propostas pela ANP no Anexo I são em essência a IN IBAMA nº 01/2018 sem os pontos controversos da PNRS e da proibição do descarte da zona de reservatório, além de pequenas alterações em métodos analíticos.

Apenas três dias depois, em extenso despacho de 10 páginas<sup>154</sup>, o presidente do IBAMA acolheu a minuta da ANP e adotou como obrigatória no licenciamento federal as diretrizes propostas. Ressalta-se que o presidente sequer consultou a própria equipe técnica do instituto sobre a adequação das diretrizes encaminhadas pela ANP, baseando o próprio despacho em argumentos técnicos sobre os quais não é versado enquanto profissional do direito. Assim, os fatos apontam para a provável utilização de embasamento técnico externo ao IBAMA, não revelado processualmente.

Há extensa literatura sobre o conceito de captura regulatória (p.ex.: CARPENTER; MOSS, 2014; DAL BO, 2006; LIMA; FONSECA, 2021; PORTMAN, 2014) e também sobre o desmonte geral da proteção ambiental sob Bolsonaro (p.ex.:

---

<sup>153</sup> Ofício nº 498/2019/SSM-e-ANP, de 19/7/2019.

<sup>154</sup> Despacho nº 5540547/2019-GABIN, de 22/7/2019.



ATHAYDE et al., 2022; BARBOSA; ALVES; GRELE, 2021; MENEZES; BARBOSA, 2021; RAJÃO et al., 2022; RUARO; FERRANTE; FEARNSSIDE, 2021; VALE et al., 2021), mas uma avaliação mais abrangente do caso descrito está além do escopo desta tese.

Apesar dessas dificuldades recentes, o controle exercido pelo IBAMA sobre o uso e descarte de fluidos e cascalhos de perfuração está em patamar compatível com a prática internacional, como resumido no Quadro 32. A questão da confiabilidade dos testes realizados a bordo e da desejável redução do descarte de resíduos em geral no mar não estão plenamente equacionadas e podem ser revisitadas no futuro, a depender da mudança do ambiente regulatório e de novas evidências técnicas.

### ***Outros impactos operacionais***

Além dos impactos causados pelo lançamento de cascalhos e fluidos de perfuração no ambiente marinho, existem outros impactos operacionais menos relevantes da atividade de perfuração de poços marítimos. Se a sonda for do tipo ancorada ou apoiada no fundo, por exemplo, há a perturbação da comunidade bentônica pelo arrasto das âncoras ou apoio das pernas da plataforma no fundo. Caso a sonda tenha posicionamento dinâmico, esse impacto não ocorre.

O funcionamento da unidade marítima envolve a geração de resíduos, efluentes e emissões atmosféricas. A operação de uma plataforma de perfuração gera diversos tipos de efluentes: sanitários, oleosos, águas de drenagem, além de resíduos sólidos em geral. Cada tipo de efluente/resíduo possui o tratamento e a destinação aprovados no processo de licenciamento ambiental, e parte significativa dos efluentes é tratada e lançada no próprio ambiente marinho, considerando a legislação em vigor.

No que se refere às emissões atmosféricas, as principais fontes emissoras são os geradores a diesel utilizados para fornecer energia para a plataforma de perfuração e seus equipamentos. Na eventual realização de testes de formação, é possível que haja necessidade de queima do óleo e do gás produzidos em até 72 horas de fluxo. Nesses casos, há emissões substanciais de gases de efeito estufa derivadas da combustão dos hidrocarbonetos.

Por fim, a atividade regular de perfuração também mobiliza atividades de apoio marítimo ao seu redor: barcos de apoio logístico, de suprimento, helicópteros etc. Em uma região já tradicionalmente habituada à atividade offshore, tal incremento tende a ser desprezível. Em novas fronteiras, no entanto, as atividades de apoio offshore podem

representar modificações significativas no fluxo de embarcações e de bens e serviços na economia local, nem sempre com efeitos inteiramente positivos.

Apesar de potencialmente relevantes – especialmente em áreas ambientalmente sensíveis – os impactos operacionais da perfuração marítima tendem a ser considerados menos preocupantes do que os impactos potenciais relacionados à atividade.

#### **10.2.2.2. Impactos potenciais**

Os impactos potenciais – também por vezes denominados de acidentais – são aqueles associados a condições anormais (falhas) de funcionamento do empreendimento. Em algumas tipologias (como a perfuração de poços marítimos), o resultado do mau funcionamento do empreendimento pode ser mais significativo do que os impactos decorrentes de seu funcionamento esperado (SÁNCHEZ, 2013b). Nesse caso, o mau funcionamento em questão envolve a perda do controle do poço e o lançamento de hidrocarbonetos no ambiente.

A perda de controle do poço, conhecido como *blowout* no jargão petrolífero, é um cenário geralmente catastrófico que pode lançar grandes volumes de óleo no oceano. Um *blowout* recente de grande repercussão internacional aconteceu em 2010 no Golfo do México (EUA), quando a sonda Deepwater Horizon perfurava um poço para a BP em águas de aproximadamente 1.500 metros de profundidade. Onze trabalhadores da plataforma morreram em uma explosão decorrente do *blowout*. O poço Macondo vazou durante 87 dias, lançando no mar cerca de 5 milhões de barris de óleo cru (MCNUTT et al., 2012).

As consequências ambientais do lançamento de petróleo cru no ambiente dependem de diversos fatores contextuais: o volume vazado, o tipo de óleo, as condições oceanográficas (correntes, profundidade, estratificação etc.), a profundidade do ponto de vazamento, o fluxo de hidrocarbonetos, e muitas outras variáveis. Da mesma forma, aspectos relacionados ao combate ao vazamento podem interferir no destino do óleo: se houve aplicação de dispersantes químicos, o nível de sucesso no estabelecimento de barreiras, coleta e remoção do óleo superficial etc.

O petróleo cru contém diversos componentes tóxicos à vida de modo geral, como hidrocarbonetos poliaromáticos (HPAs) e metais pesados, com efeitos potencialmente deletérios ao longo das cadeias tróficas marítimas. Uma revisão acadêmica dos impactos do vazamento da Deepwater Horizon evidenciou a toxicidade do óleo para

diversos tipos de organismos, como plâncton, invertebrados, peixes, aves e mamíferos marinhos, causando efeitos como redução no crescimento, doenças, prejuízos à reprodução e à saúde fisiológica, além de mortalidade (BEYER et al., 2016). Danos econômicos expressivos também são derivados da poluição por óleo, afetando setores como a pesca e o turismo.

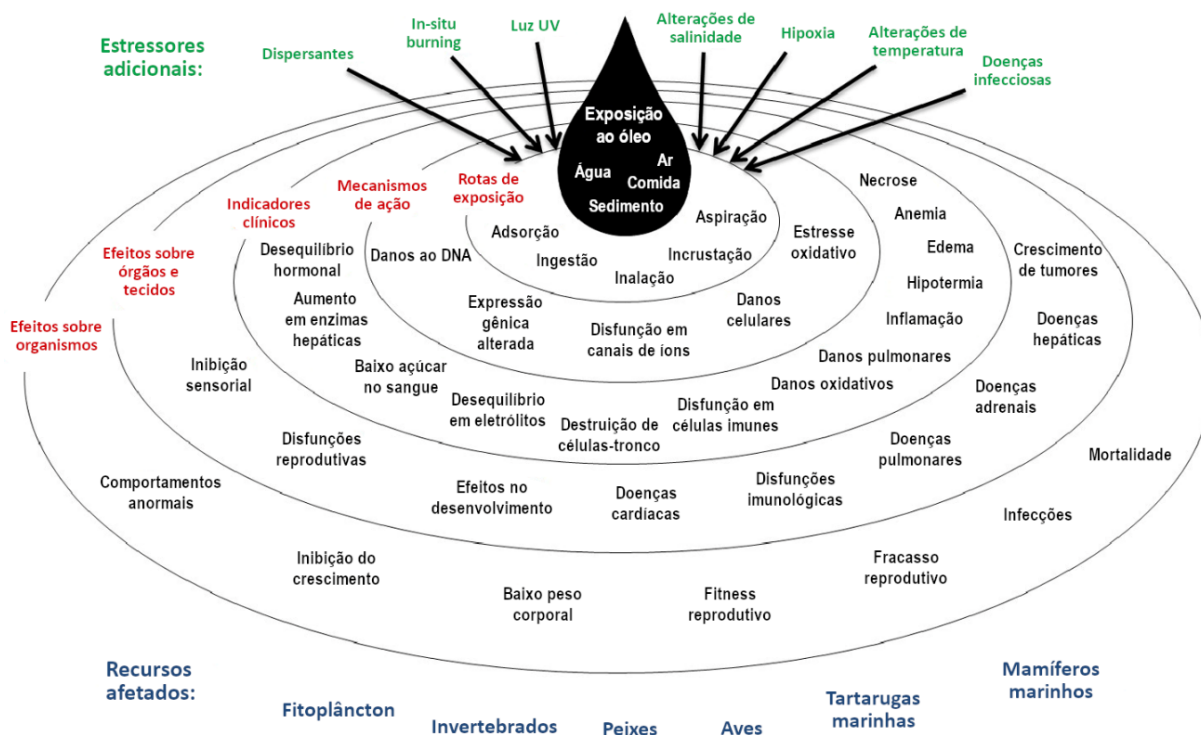


Figura 67: Síntese das consequências biológicas potenciais de um vazamento de óleo no mar. Todas os elementos da figura têm suporte em pesquisas realizadas após o desastre da Deepwater Horizon em 2010. Não estão representadas as consequências à saúde humana ou à economia. Fonte: adaptado de Beyer et al. (2016).

Com consequências potenciais tão desastrosas, controlar o poço é fundamental durante todas as fases da execução da perfuração marítima. Nesse contexto, controlar o poço significa o gerenciamento das pressões dentro do poço, evitando o influxo inesperado e descontrolado de fluidos da formação (óleo, gás e/ou água) para dentro do poço (HOSSAIN; AL-MEJED, 2015). Esse influxo de fluidos da formação é conhecido no jargão como *kick* e é percebido na plataforma pelos sensores como um aumento súbito na pressão do fluido de perfuração.

O *kick* acontece quando a pressão dos fluidos contidos em algum trecho de rocha sendo perfurada é maior do que a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração (MITCHELL; MISKA, 2011). Manter essa pressão equilibrada é um dos principais objetivos do programa de fluidos de perfuração do poço. Os *kicks* geralmente são reversíveis, caso detectados a tempo, através do aumento do “peso” (densidade)

do fluido de perfuração. Depois de controlada a pressão, são feitas manobras para retirada do fluido invasor do poço.

No entanto, quando o *kick* é muito severo ou não é detectado a tempo, não há mais possibilidade de controle apenas pelo gerenciamento do fluido de perfuração e barreiras mecânicas precisam ser acionadas. Essas barreiras de segurança ficam agrupadas no equipamento chamado BOP (*blowout preventer*), na cabeça do poço (ver Figura 60). No BOP existem diferentes tipos de barreiras físicas (preventores anulares, gavetas, válvulas etc.) que podem bloquear a saída de fluidos do poço em diversas circunstâncias.

O pior cenário acontece quando há falha na operação do BOP, como houve no poço Macondo, e não é mais possível evitar o extravasamento dos fluidos para a superfície. Nesse caso, é grande a possibilidade de ocorrência de explosões na plataforma, com riscos severos à vida humana, e lançamento dos hidrocarbonetos no ambiente marinho. Quando um cenário como esse acontece, há duas estratégias complementares para a retomada do controle do poço: o capeamento/contenção (*capping/containment*) e a perfuração de poços de alívio.

O capeamento e a contenção submarina são métodos complementares para obter novamente o controle do poço (ou ao menos o direcionamento do fluxo) após uma falha no BOP. Essas técnicas são relativamente recentes e foram desenvolvidas no contexto da resposta ao *blowout* da Deepwater Horizon, cujo vazamento originava-se na cabeça do poço, no fundo do mar. O capeamento utiliza um equipamento (*capping stack*) similar a um pequeno BOP, que deve ser instalado sobre o que restou da cabeça do poço para permitir a retomada do controle sobre o fluxo de hidrocarbonetos. Caso o *capping stack* não possa ser instalado por qualquer motivo operacional (ou falhe em fechar o poço mesmo instalado) há ainda a opção de empregar outros equipamentos adicionais para a contenção e direcionamento controlado do fluxo de hidrocarbonetos para processamento na superfície e destinação provisória (armazenamento em navio-tanque, *flaring* ou incineração, a depender do cenário), enquanto não é viabilizado o controle definitivo do poço.

Os sistemas de capeamento e contenção submarina existentes no mundo são fruto de esforços colaborativos entre empresas petrolíferas, que cofinanciaram seu desenvolvimento tecnológico e hoje compartilham acesso a esses sistemas, armazenados em locais estratégicos ao redor do mundo, prontos para acionamento rápido. A principal iniciativa global desse tipo é a *Oil Spill Response* (OSRL), que possui

um de seus *capping stacks* armazenados em Angra dos Reis/RJ<sup>155</sup>. A Petrobras é membro da OSRL, assim como a maioria das petrolíferas em operação no Brasil. Outros dois arranjos conjuntos da indústria operam exclusivamente na região do Golfo do México (EUA): Marine Well Containment Company (MWCC) e Helix Well Containment Group (HWCG). Há ainda *capping stacks* de propriedade da empresa Wild Well Control disponíveis no Reino Unido e em Cingapura (IOGP, 2020).

Apesar da importância desses sistemas de capeamento e contenção para a resposta a um *blowout* submarino, é provável que a solução definitiva para “matar” o poço passe pela perfuração de um ou mais poços de alívio. Estes são poços perfurados próximos ao poço em descontrole com o objetivo de interceptá-lo e amortecer o fluxo de hidrocarbonetos com a injeção de fluidos com alta densidade. Poços de alívio começam verticalmente e em determinada profundidade são inflexionados em direção ao poço problemático. A aproximação final é auxiliada por ferramentas e sensores magnéticos que viabilizam a precisão necessária para a interceptação do poço. A partir da conexão entre os poços, é possível utilizar as técnicas usuais de controle de pressão com fluidos de perfuração e posterior cimentação definitiva do poço.

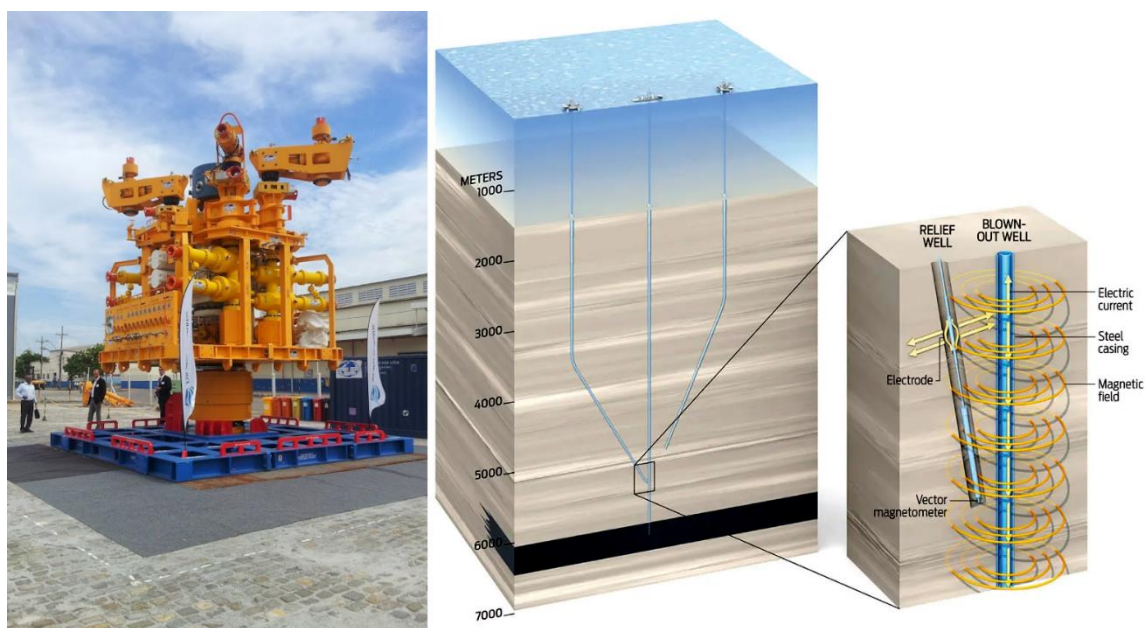


Figura 68: À esquerda, o *capping stack* da base da OSRL em Angra dos Reis, no seu lançamento em março/2014. À direita, ilustração esquemática de uma situação em que dois poços de alívio estão sendo perfurados simultaneamente. Fonte: foto do autor e <https://spectrum.ieee.org/how-to-drill-a-relief-well>.

Um caso especial é o *blowout* subterrâneo ou *underground blowout*. Quando a pressão do *kick* (ou aquela utilizada para controlá-lo) é maior do que a resistência dos

<sup>155</sup> Os outros 3 equipamentos disponíveis globalmente ficam na Noruega, Cingapura e África do Sul.

revestimentos do poço, pode ocorrer a fratura desse material, possibilitando que fluidos da formação saiam do espaço anular do poço e penetrem em formações adjacentes. Caso essa fratura ocorra já próximo à superfície, é possível que os fluidos da formação encontrem um caminho até o assoalho marinho por meio de fissuras e falhas geológicas. Essa situação é de difícil controle, pois o escape dos hidrocarbonetos no fundo do mar pode assumir múltiplas formas. Foi exatamente o que ocorreu em 2011 no Campo de Frade, operado à época pela petrolífera Chevron na Bacia de Campos<sup>156</sup> (ANP, 2012).

O incidente teve início no dia 7/11/2011, durante a perfuração do poço 9-FR-50DP-RJS, situado a 1.184 m de profundidade e a cerca de 120 km do litoral do estado do Rio de Janeiro. Ao atingir o reservatório N560, a sonda recebeu indicações de um *kick*, ou seja, um súbito aumento da pressão do poço. A resposta imediata foi o fechamento do BOP para controle da situação. No entanto, esse procedimento elevou ainda mais a pressão no interior do poço, causando uma fratura da parede do poço em uma região de poço aberto (sem revestimento). Por essa fratura, os fluidos do reservatório passaram a escapar, encontrando um caminho até o leito marinho, de onde vazaram para o oceano. A estimativa oficial é de que 3.700 barris de óleo cru tenham sido lançados no ambiente até que uma solução efetiva tivesse sido implementada.

As investigações da ANP concluíram que o acidente poderia ter sido evitado caso a empresa tivesse adotado uma conduta mais segura no planejamento e execução do poço em questão. As pressões do reservatório foram inexplicavelmente subestimadas, uma vez que já era um campo bem conhecido e em produção pela empresa (que utilizava exatamente técnicas de injeção de água para aumentar a pressão no reservatório). O poço tinha um trecho demasiadamente longo sem revestimento, estando a última sapata a uma profundidade muito pequena (apenas 600 metros do leito marinho), em desacordo com as recomendações técnicas da indústria. Por fim, a empresa demorou dois dias até reconhecer que estava em situação de *underground blowout*, apesar da visualização de uma mancha órfã na superfície em 8/11/2011 pela Petrobras. A Chevron só acionou uma empresa especializada em controle avançado de poço em 10/11/2011, que finalmente conseguiu controlar o poço em 13/11/2011. No entanto, o volume de óleo que já estava migrando pelas fissuras

---

<sup>156</sup> A descrição do incidente é baseada no Relatório Final da investigação conduzida pela ANP à época, disponível em [https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/arquivos-relatorios-de-investigacao-de-incidentes/campo-de-frade/relatorio-frade-i\\_final.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/arquivos-relatorios-de-investigacao-de-incidentes/campo-de-frade/relatorio-frade-i_final.pdf)

geológicas em direção à superfície seguiu seu caminho em função do gradiente de pressões e de densidade.

Nesse caso da Chevron em Frade, o *blowout* subterrâneo se manifestou sob a forma de exsudações no leito marinho, com a aparência de um gotejamento invertido<sup>157</sup>. Esse “gotejamento” acontecia em linhas próximas ao poço em questão (Figura 69). A solução para contenção do vazamento envolveu a instalação de diversos pequenos coletores submarinos de óleo diretamente sobre as fissuras. Esses coletores acumulam o óleo no interior de uma estrutura no formato de uma pirâmide, com uma válvula no topo que permite a drenagem periódica e destinação do óleo para terra. Foram instalados quase 100 coletores ao longo dos meses que se seguiram ao *blowout*. O volume de óleo coletado por essas estruturas declinou de mais de 11.000 Litros em 2012 para menos de 100 L em 2020<sup>158</sup> – mas o petróleo ainda vaza do fundo do mar no campo de Frade até hoje.

Acidentes como esses servem – ou deveriam servir – para aprimorar o gerenciamento dos riscos da atividade de perfuração, aperfeiçoando controles, métodos e tecnologias voltadas à segurança da operação e ao planejamento e execução da contingência a vazamentos. Como toda indústria de risco, há uma tendência de minimização da percepção do risco ao longo do tempo na ausência de acidentes. Nessas circunstâncias, vai se consolidando uma crença de que as salvaguardas estabelecidas são suficientes para evitar desastres mais graves, até que novos acidentes acontecem e renovam o ciclo de aprendizado, reforçando a cultura de segurança operacional.

---

<sup>157</sup> A ANP disponibilizou um vídeo em seu canal no youtube mostrando esse fenômeno: [www.youtube.com/watch?v=xu10oQHPEGc](https://www.youtube.com/watch?v=xu10oQHPEGc)

<sup>158</sup> Informações constantes do documento “Projeto de Monitoramento Ambiental Consolidado (PMA) – Perfuração – Campo de Frade”, de junho/2021, apresentado ao IBAMA no contexto do licenciamento ambiental da perfuração de novos poços pela PetroRio, empresa que adquiriu a participação da Chevron no campo em 2019.

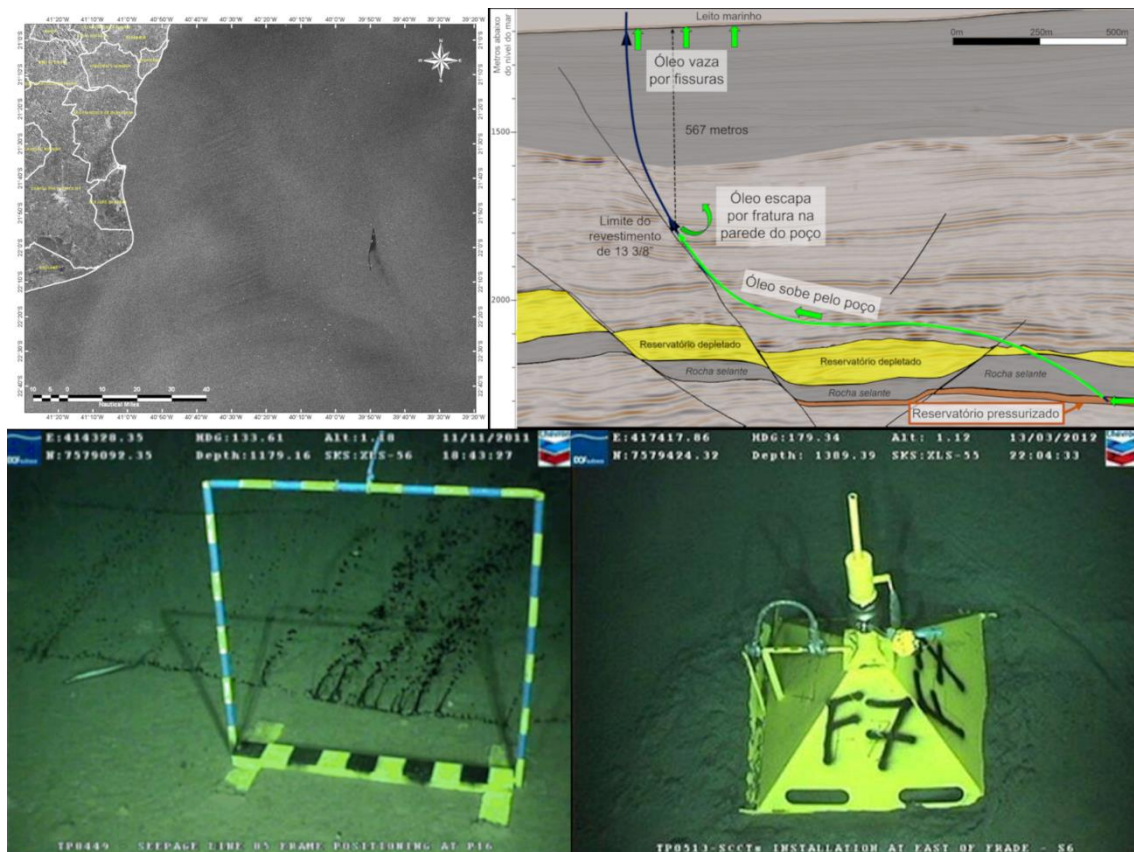


Figura 69: Vazamento causado por blowout subterrâneo no Campo de Frade, em 2011. Acima à esquerda: imagem de satélite Radarsat do dia 11/11/2011, mostrando a mancha de óleo na superfície do mar. Acima à direita: desenho esquemático mostrando a migração do óleo desde o reservatório pressurizado (após o “kick”) até o escape do poço através de fratura logo abaixo da última sapata de revestimento. Abaixo à esquerda: aparência do vazamento no leito marinho no dia 11/11/2011, antes do controle do poço. Abaixo à direita: uma das unidades de contenção submarina instaladas pela Chevron para coletar o óleo que seguiu vazando do leito marinho. Fonte: material recebido pelo IBAMA no contexto da resposta ao vazamento, em 2011/2012.

No licenciamento ambiental da perfuração marítima conduzido pelo IBAMA, as questões relacionadas aos impactos potenciais (acidentais) são incorporadas no âmbito dos estudos ambientais mediante um capítulo específico de Análise e Gerenciamento de Riscos Ambientais e o Plano de Emergência Individual (PEI), respectivamente relacionados às dimensões de prevenção e de contingência a acidentes. Como consequência dos aprendizados advindos dos acidentes mencionados anteriormente, ambas as dimensões (prevenção/contingência) passaram por aperfeiçoamentos significativos na última década.

Na dimensão de prevenção, a análise de riscos exigida no âmbito do licenciamento passou por um processo de sofisticação metodológica e hoje vai além da discussão qualitativa de perigos e consequências, sendo exigida uma análise quantitativa de riscos ambientais. Essa análise envolve o cálculo do risco para cada componente de valor ambiental selecionado, incluindo uma avaliação de aceitabilidade



baseada na relação entre o tempo de recuperação daquele componente vis-à-vis o tempo de ocorrência potencial do dano.

Já na dimensão de contingência, a última década resultou em mudanças significativas na abordagem quanto ao preparo para emergências no licenciamento ambiental. A partir do estudo de caso do desastre da BP no Golfo do México (EUA), foram ficando evidentes as limitações das técnicas de contenção e recolhimento de óleo derramado no mar. Na prática, apenas um volume bem pequeno consegue ser efetivamente retirado da água pelas estratégias tradicionais de barreiras flutuantes e equipamentos como *skimmers*. Naturalmente, a partição exata de destinos para o óleo vazado depende de inúmeras variáveis específicas do acidente em questão, mas a maior parte do volume vazado pode acabar indo parar no litoral, se dispersar na coluna d'água ou sedimentar no leito marinho. Assim, a contenção e recolhimento em alto-mar desempenha um papel modesto, na melhor das hipóteses. No entanto, até o início da década de 2010 o planejamento da resposta a emergências no Brasil (através dos Planos de Emergência Individuais) era centrado nas estratégias offshore e pouca atenção era dada às intervenções costeiras.

A gravidade do vazamento no Golfo do México em 2010 acendeu um alerta sobre a necessidade de aprimorar o preparo a emergências sob o ponto de vista da resposta costeira no país. Foi nos anos seguintes ao acidente da BP que o licenciamento ambiental começou a exigir das empresas o aprofundamento das estratégias de proteção e limpeza do litoral, além de fomentar a estruturação do atendimento à fauna oleada ao longo da costa brasileira. Nesse processo, três elementos interconectados foram fundamentais para um novo patamar de preparo à emergência: (i) Projetos de Proteção e Limpeza de Costa/Proteção à Fauna, (ii) Projetos de Monitoramento de Praias (PMPs) e (iii) Simulados/Avaliações Pré-Operacionais.

### ***Projetos de Proteção e Limpeza de Costa/Proteção à Fauna***

Essa temática evoluiu simultaneamente dentro dos processos individuais de licenciamento e numa agenda de aprimoramento regulatório de diálogo entre o IBAMA e a indústria. Essa agenda regulatória teve como marco um Acordo de Cooperação Técnica entre o IBAMA e o IBP<sup>159</sup> assinado em 30 de agosto de 2013. Dentre os projetos desenvolvidos no âmbito do ACT, estavam o Projeto de Proteção e Limpeza de Costa

---

<sup>159</sup> Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, associação nacional das empresas petrolíferas, atua como representante do setor nos mais diversos fóruns.

e o Projeto de Proteção à Fauna, que tinham como objetivo o levantamento de dados ambientais de todo o litoral brasileiro e ilhas costeiras para servir de suporte para o planejamento e gestão de uma operação de resposta a acidentes envolvendo derramamento de óleo no mar. Esse mapeamento – inédito na escala realizada – gerou uma base de dados georreferenciados que foi batizada de MAREM – Mapeamento Ambiental para Resposta à Emergência no Mar. A base pode ser acessada em <http://www.marem-br.com.br> e é um excelente recurso para o planejamento da resposta a contingências no Brasil até hoje<sup>160</sup>.

Em paralelo, o IBAMA buscou qualificar dentro do licenciamento o tratamento da questão da proteção da fauna em caso de acidentes com derramamento de óleo. Como em muitos exemplos, a obrigação do pioneirismo e da inovação foi imposta à maior operadora do país, a Petrobras. Naquele momento, em função do licenciamento dos sistemas de produção no pré-sal, a empresa já vinha sendo cobrada a implementar um novo patamar de preparo a emergências. Em dezembro de 2013, o IBAMA e a Petrobras organizaram um Seminário Internacional de Proteção à Fauna em Caso de Vazamento de Óleo que reuniu mais de 300 participantes e estabeleceu as bases para a evolução do debate do tema no país. Em pouco tempo, um Plano de Proteção à Fauna (PPAF) passou a ser exigido como documento complementar aos Planos de Emergência Individuais (PEIs) em todos os licenciamentos conduzidos pelo IBAMA. A necessidade de elaborar os PPAF foi, juntamente com os Projetos de Monitoramento de Praias (PMPs), responsável pela estruturação de uma rede de atendimento à fauna ao longo do litoral brasileiro nos últimos anos.

### ***Projetos de Monitoramento de Praias (PMPs)***

Os PMPs têm o objetivo de monitorar os impactos da indústria petrolífera na fauna marinha, seja pela avaliação da frequência de encalhes de espécies sentinelas, seja pelo alerta para eventos de mortalidade de animais marinhos, para os quais tenta-se determinar o motivo do óbito e o estado de saúde dos indivíduos, sinalizando o estado da saúde ambiental regional. Inicialmente exigidos no contexto da realização de atividades exploratórias em áreas sensíveis, a partir do começo da década de 2010 os PMPs começaram a ser exigidos também como condicionantes para o conjunto de

---

<sup>160</sup> Apesar da inegável qualidade técnica do MAREM, não se criou até hoje a governança necessária para que haja a atualização periódica da base de dados. Sem isso, corre-se o risco de obsolescência das informações geradas e a perda da sua utilidade para fins de planejamento para emergências.

atividades da Petrobras nas principais bacias petrolíferas, sendo um dos primeiros exercícios de regionalização de programas de monitoramento da empresa.

Hoje em dia os PMPs alcançaram uma escala impressionante e são provavelmente a maior iniciativa do tipo no mundo. Considerando apenas os projetos regionais da Petrobras, estão em monitoramento regular atualmente mais de 3.300 km de praias no Brasil, o que corresponde a cerca de 1/3 do litoral brasileiro (Figura 70). Com tal amostragem, é possível compreender melhor os padrões nacionais de encalhes e arribadas e as variações regionais – o que pode se mostrar fundamental em caso de grandes acidentes com vazamento de óleo no mar.

Soma-se a isso o esforço de padronização metodológica e de gestão de dados que vem sendo empreendido para todos os PMPs. A partir de 2020, todos os monitoramentos sob responsabilidade da Petrobras depositam seus dados na plataforma de acesso público SIMBA (<https://simba.petrobras.com.br>). Nela é possível encontrar os registros georreferenciados de ocorrências de aves, quelônios e mamíferos marinhos, incluindo fotos, descrições, laudos necroscópicos e análises complementares quando for o caso, constituindo valiosa contribuição dos PMPs para conservação da biodiversidade marinha e qualificando a avaliação dos impactos da indústria petrolífera sobre esse ecossistema.

Por fim, o efeito estruturante: ao envolver instituições locais que já trabalhavam com conservação da fauna marinha, os PMPs têm contribuído para a melhoria das condições de trabalho de dezenas de organizações, incluindo centenas de profissionais associados. Hoje o Brasil conta com pelo menos 15 Centros de Reabilitação e 10 Unidades de Estabilização de Animais Marinhos ao longo do litoral, estruturados ou ampliados em função dos PMPs (em sinergia com os PPAFs). Isso representou um aumento significativo na capacidade de atendimento à fauna oleada em emergências com vazamento de óleo no mar.

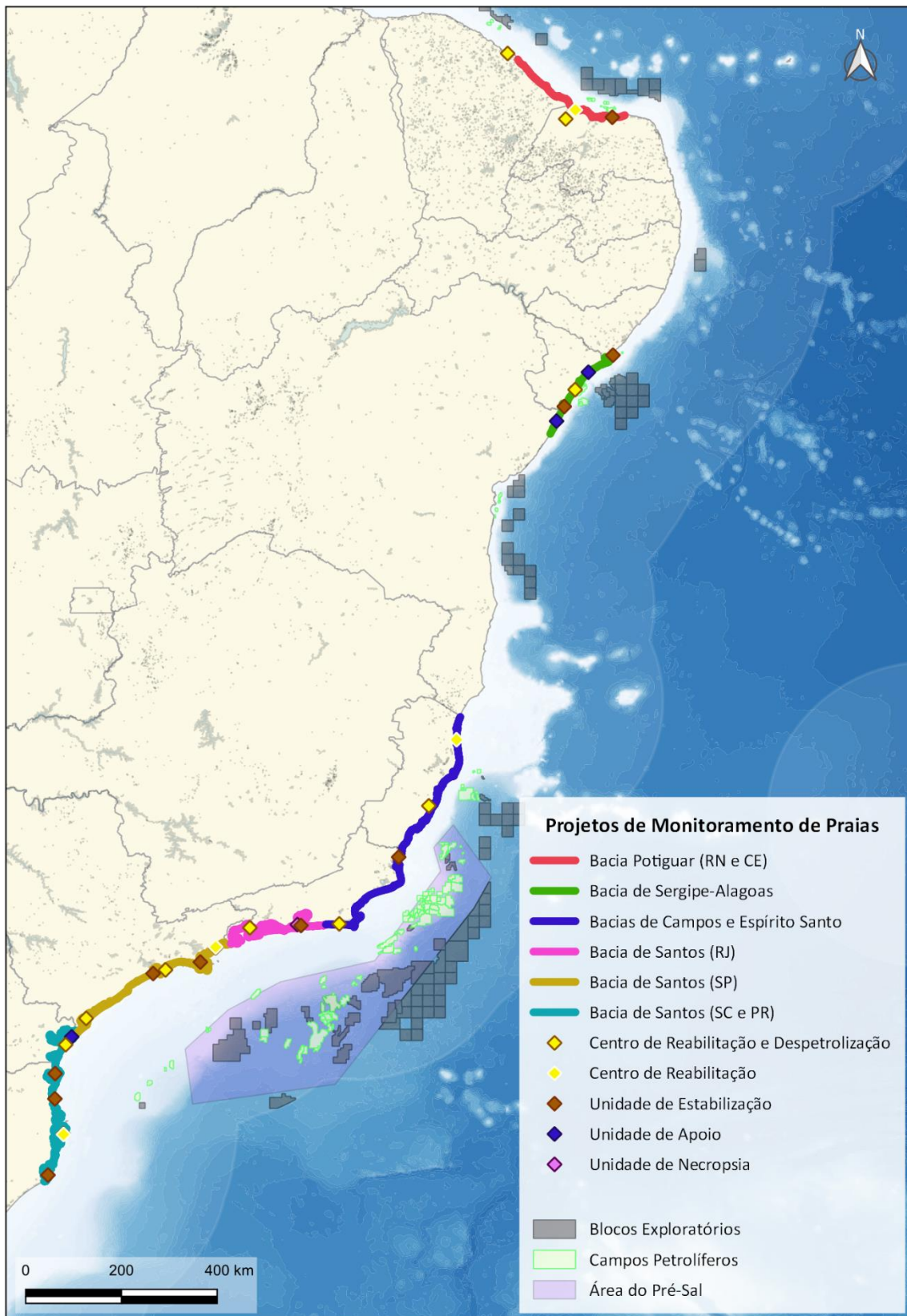


Figura 70: Extensão dos Projetos de Monitoramento de Praias regulares em atividade hoje em dia, com indicação da localização dos Centros de Reabilitação e demais bases envolvidas no atendimento à fauna oleada. Não estão representados os diversos PMPs já finalizados, realizados durante a execução de atividades transitórias como pesquisas sísmicas ou perfuração de poços em bacias sedimentares de nova fronteira. Fonte: elaboração própria com base nos relatórios de atividades encaminhados ao IBAMA.

### **Simulados/Avaliações Pré-Operacionais**

Em todas as indústrias que lidam com riscos operacionais, a realização de exercícios simulados de emergência é uma ferramenta importante para testar e aprimorar a capacidade de resposta planejada. No caso do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore no Brasil, os simulados também ganharam relevância ao longo da última década. O maior rigor nos requisitos relacionados aos PEIs se refletiu em exercícios simulados mais complexos e ambiciosos, desenhados com o objetivo de efetivamente testar a capacidade organizacional de resposta. Boa parte dos simulados mais simples (envolvendo testagem de equipamentos específicos, por exemplo) são realizados rotineiramente pela própria empresa – o diferencial foi que o IBAMA passou a acompanhar e avaliar criticamente os exercícios de mobilização completa (*full deployment*), que envolvem toda a Estrutura Organizacional de Resposta da companhia. Hoje em dia, as operadoras que já estão na fase de produção realizam ao menos um desses simulados por ano, por campo/bacia<sup>161</sup>. O IBAMA acompanha em média mais de 10 simulados desses por ano<sup>162</sup>.

Para as atividades de perfuração marítima, a inovação foi a criação da APO – Avaliação Pré-Operacional. As APOs são exercícios simulados de emergência realizados antes da concessão da licença ambiental, como último passo para aprovação do PEI apresentado. A ideia é testar a estrutura de resposta proposta pela empresa, incluindo equipamentos, comunicações e comando do incidente. As APOs são exigidas pelo IBAMA quando a operação está sendo proposta em áreas ambientalmente sensíveis e a viabilidade do Plano de Emergência precisa ser demonstrada *in loco*. Caso fiquem evidenciados problemas graves na execução do plano, o IBAMA recusa a aprovação do PEI até que em nova APO a empresa demonstre ter sanado as questões observadas. Normalmente as APOs envolvem a simulação do atendimento costeiro, com proteção de estuários e atendimento à fauna oleada, servindo também como envolvimento preliminar da comunidade potencialmente afetada que pode vir a ter moradores e embarcações recrutados como voluntários para auxílio à resposta.

O conceito de avaliação pré-operacional de um plano de emergência em áreas sensíveis foi aplicado pela primeira vez no licenciamento da perfuração de poços no campo BM-CAL-4, na Bacia de Camamu-Almada, em 2007. Ainda sem o nome de APO,

---

<sup>161</sup> No caso da Petrobras, dado o volume de operações e o caráter regionalizado da sua estrutura de resposta a emergências, os simulados são feitos por bacia sedimentar, incluindo atividades de produção e de perfuração de poços.

<sup>162</sup> Comunicação pessoal com analista ambiental da área de preparo para emergências, abril/2022.

o mesmo conceito foi utilizado para os licenciamentos da perfuração de poços nos blocos BM-J-2 e BM-CAL-10 em 2011, todos localizados em áreas sensíveis. Em 2012, o conceito foi consolidado e inserido na Nota Técnica nº 02/2012 – CGPEG/DILIC/IBAMA, posteriormente atualizada após consulta pública para Nota Técnica nº 03/2013 – CGPEG/DILIC/IBAMA, que estabelece diretrizes para aprovação dos PEIs. Nessa Nota Técnica ficou definido que:

Para aprovação de Planos de Emergência de atividades em áreas ambientalmente sensíveis, será necessária a demonstração prévia da efetividade da estratégia proposta através da realização e aprovação da Avaliação Pré-Operacional - APO, um exercício de resposta a vazamento de óleo, no qual será avaliada a capacidade da empresa em executar satisfatoriamente as estratégias indicadas no PEI (Nota Técnica nº 03/2013 – CGPEG/DILIC/IBAMA, item III.9 – Avaliação Pré-Operacional - APO).

A primeira vez que um simulado prévio foi chamado de APO foi em 2013, quando do licenciamento da perfuração no bloco BM-CAL-13. Hoje, as APOs fazem parte do conjunto de estratégias empregadas pelo IBAMA para prevenir e minimizar os impactos potenciais da atividade de perfuração de poços marítimos.

Este item caracterizou a atividade de perfuração marítima de poços e seus principais impactos ambientais operacionais e potenciais. Tendo essa síntese como referência, o Capítulo 4 deste tese resgata a evolução do licenciamento ambiental da tipologia no Brasil e discute alguns desafios para sua efetividade.

### **10.3. Produção e escoamento de petróleo e gás natural: a etapa da recompensa**

A fase exploratória, que em geral envolve a realização de pesquisas sísmicas e perfuração de poços, tem como objetivo maior a descoberta de acumulações comercialmente viáveis de hidrocarbonetos no subsolo. Uma vez localizada essa acumulação, é iniciada uma fase de transição na qual a empresa petrolífera busca avaliar qualitativamente e quantitativamente a descoberta. Em outras palavras, é preciso entender que tipo de fluido está armazenado no reservatório<sup>163</sup> (petróleo, gás ou uma mistura destes), qual a extensão espacial da acumulação e quais as condições de extração (parâmetros como viscosidade, pressão, compartimentalização etc.).

---

<sup>163</sup> Tecnicamente, reservatório é a formação rochosa porosa, em subsuperfície, contendo acumulação de hidrocarbonetos. Um campo petrolífero é a unidade econômica de exploração, podendo conter diversos reservatórios em seu interior.

Essa fase de testes – ou avaliação da descoberta – pode demorar de alguns meses a poucos anos e geralmente inclui a perfuração de poços de avaliação ao redor do poço pioneiro. É comum também haver uma produção preliminar, ou de pesquisa, para ajudar a avaliar as condições do reservatório para produção definitiva. Esses empreendimentos são denominados Testes de Longa Duração (TLDs) ou Sistemas de Produção Antecipada (SPA), dependendo se já houve a declaração de comercialidade do campo junto à ANP.

Uma vez compreendido o reservatório, o projeto definitivo do sistema de produção e escoamento pode ser desenhado e comissionado no local. A instalação do sistema definitivo de produção caracteriza o final da fase de exploração e o início da fase de exploração petrolífera. Essa fase é onde finalmente a empresa começa a ter lucro com o empreendimento e pode durar por décadas – a depender das características do reservatório e do ritmo de produção.

Essa produção marítima pode ser escoada de diferentes formas até as instalações de refino em terra. No Brasil, as formas mais utilizadas são através de dutos (gasodutos, principalmente) ou navios petroleiros. No arcabouço vigente do licenciamento ambiental, apenas a primeira opção é parte do processo conduzido pelo IBAMA. No caso do escoamento via navios petroleiros, a responsabilidade do licenciamento vai até a transferência do óleo cru. Uma vez desconectado da plataforma de produção, o transporte marítimo desse petróleo passa a ser regulado pelas normas marítimas de prevenção da poluição e escapa do licenciamento ambiental federal.

Assim, este capítulo abordará o licenciamento dos sistemas de produção offshore de petróleo e gás e seu escoamento por dutos para terra, iniciando por dois aspectos centrais: a tecnologia empregada e seus impactos e riscos ambientais.

### ***10.3.1. Breve caracterização da tecnologia***

As tecnologias e equipamentos utilizados para a produção de petróleo e gás offshore são bastante variadas e dependem dos contextos ambientais específicos de cada região produtora. Nesta tese serão priorizados os desenhos mais comuns nas bacias sedimentares brasileiras.

#### ***10.3.1.1. Plataformas de produção***

As plataformas de produção são equipamentos utilizados para efetivamente trazer o petróleo e o gás para a superfície e prepará-los para o escoamento para a etapa de refino. Dessa forma, elas dependem da execução prévia dos poços que serão

conectados à plataforma para produção dos hidrocarbonetos. Há a possibilidade de novos poços seguirem sendo perfurados e conectados a uma plataforma já em produção – especialmente no contexto de plataformas flutuantes.

Hoje em dia, plataformas de produção com mais de 15 poços conectados são comuns no Brasil. Uma mesma plataforma costuma operar tanto poços produtores quanto injetores: poços destinados a injetar fluidos no reservatório (gás ou água) para auxiliar no escoamento do fluido principal sendo produzido ou simplesmente como alternativa de descarte de gases ou líquidos indesejados.

Existem basicamente dois tipos de plataformas de produção: as fixas e as flutuantes. As fixas foram utilizadas extensivamente no desenvolvimento dos campos em águas rasas da Petrobras e podem ser instaladas em profundidades de até 300 metros (PETROBRAS, 2022b). No entanto, a plataforma fixa instalada em águas mais profundas no Brasil é a do campo de Mexilhão, na bacia de Santos, localizada em uma lâmina d'água de 172 metros<sup>164</sup>.

As plataformas fixas ficam apoiadas no fundo marinho, geralmente por meio de pernas tubulares de aço que formam uma estrutura denominada jaqueta. A base da jaqueta é conectada a estacas cravadas no fundo do mar, gerando uma estrutura firme e capaz de suportar a instalação do deck e da planta de processo e demais utilidades. O controle dos poços é feito a partir da própria plataforma, na chamada completação seca. Isso significa que a Árvore de Natal – o conjunto de válvulas de controle do poço<sup>165</sup> – fica localizada acima da lâmina d'água, junto à plataforma.

---

<sup>164</sup> Dados disponibilizados pela ANP em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/lista-de-plataformas-em-operacao>.

<sup>165</sup> A “Árvore de Natal” é o equipamento equivalente ao BOP (*blowout preventer*) para os poços de produção.





*Figura 71: Plataforma fixa Peregrino A operando no campo de Peregrino, na bacia de Campos.  
Fonte: Agência epbr.*

Já as plataformas flutuantes são adequadas a profundidades superiores a 100 metros, podendo operar em águas profundas e ultra profundas. No Brasil, existem plataformas flutuantes instaladas desde 105 metros (FPSO OSX3, em Campos) até 2288 metros (FPSO P-70, em Santos) de lâmina d'água. Hoje, as plataformas flutuantes em operação no país são de 4 tipos diferentes: Semissubmersíveis, FPSOs, FPU ou TLWP, sendo as duas primeiras mais comuns.

As plataformas semissubmersíveis são apoiadas em flutuadores submersos e estabilizadas por ancoragem no fundo e por motores de posicionamento dinâmico instalados no casco. Não possui armazenamento de petróleo ou gás – sempre opera conectada por dutos para terra ou alguma instalação marítima intermediária. Existem 10 plataformas semissubmersíveis em operação no Brasil, todas na bacia de Campos.



Figura 72: Plataforma semissubmersível P-52 operando no campo de Roncador, na bacia de Campos. Fonte: Agência Reuters.

As plataformas do tipo FPSO são hoje as mais comuns no Brasil: das 63 unidades estacionárias de produção em operação no país, 37 são do tipo FPSO – todas nas bacias do Sudeste. Os FPSOs são navios-plataformas flutuantes que possuem capacidade de armazenamento temporário do petróleo produzido, que periodicamente precisa ser transferido para navios petroleiros de alívio. O nome descreve bem suas funções: *Floating Production, Storage and Offloading* (FPSO). Boa parte dos FPSOs em operação é de navios petroleiros convertidos para a nova função, mas recentemente a Petrobras vem construindo alguns FPSOs a partir de projetos originais. Os maiores FPSOs em operação possuem mais de 330 metros de comprimento e podem processar até 180.000 barris de óleo ao dia. Novos projetos em licenciamento possuem capacidade ainda maior, chegando a 225.000 barris de óleo/dia e 12 milhões de m<sup>3</sup> de gás/dia<sup>166</sup>.

Os FPSOs geralmente são ancorados no fundo marinho por meio de estacas-torpedo e podem operar em profundidades superiores a 2.000 metros. A capacidade de armazenamento temporário de óleo permite que os FPSOs sejam instalados a grandes distâncias da costa, onde não há viabilidade para instalação de oleodutos (PETROBRAS, 2022b).

---

<sup>166</sup> Especificação do “FPSO teórico 1” apresentado no EIA da Etapa 4 do pré-sal.



Figura 73: FPSO Cidade de Itaguaí operando no campo de Lula, na bacia de Santos. Fonte: André Motta/Petrobras.

Existe apenas uma unidade do tipo FPU (*Floating Production Unit*) em operação no Brasil: a P-53, no campo de Marlim Leste na bacia de Campos. Esse tipo de plataforma não possui capacidade de armazenamento de óleo, então sempre opera em conjunto com outras instalações de escoamento. No caso concreto, a P-53 é um antigo navio petroleiro convertido em plataforma e sua produção de óleo é escoada por dutos até a Plataforma de Rebombeio Autônoma (PRA-1) e a de gás para a plataforma P-26.

Há também um único caso de plataforma do tipo TLWP (*Tension Leg Wellhead Platform*) operando no Brasil: a P-61, no campo de Papa-terra na bacia de Campos. As TLWP, ou plataformas de pernas atirantadas, são estruturas flutuantes cuja estabilidade é assegurada por meio do ancoramento no fundo do mar através de cabos de aço tracionados. Essa estabilidade permite que seja feita uma completação seca dos poços, com árvores de natal localizadas na superfície, junto à plataforma. Como não há capacidade de armazenamento, a produção precisa ser escoada diretamente. No caso concreto, o óleo é transferido para o FPSO P-63, localizado no mesmo campo.



Figura 74: Exemplos de plataformas do tipo FPSO e TLWP. a) FPSO P-53, operando no campo de Marlim Leste, bacia de Campos. b) TLWP P-61, operando no campo de Papa-terra, bacia de Campos. c) Maquete da P-61, mostrando os tendões que ancoram a plataforma no fundo marinho. Fontes: a) Agência O Globo, b) Marinha/DPC, c) Lilliput Escritório de Maquetes.

Geograficamente, a bacia de Campos é onde se localiza a maior parte das plataformas em atividade no segundo semestre de 2022 (ver Quadro 33). A bacia de Santos fica em segundo lugar, com um desenvolvimento fortemente baseado em FPSOs. Os últimos anos viram um movimento muito significativo de desativação de diversas plataformas antigas da Petrobras, especialmente nas bacias de Campos, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará. O número de plataformas fixas em operação no país caiu de 84 em junho de 2018 para apenas 14 em junho de 2022. Parte dessa redução talvez seja temporária, dado que algumas dessas plataformas foram “hibernadas” e podem, em teoria, ser reativadas em algum momento. Esse movimento depende do andamento do programa de desinvestimento da Petrobras e também do preço internacional do barril de petróleo.

Tipo/Bacia	Campos	Santos	Potiguar	Espírito Santo	Camamu	Total Geral
Fixa	8	1	3	1	1	14
FPSO	14	22		1		37
FPU	1					1
Semissubmersível	10					10
TLWP	1					1
<b>Total Geral</b>	<b>34</b>	<b>23</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>63</b>

Quadro 33: Plataformas (Unidades Estacionárias de Produção) em operação no Brasil em setembro/2022, por tipo e bacia. Fonte: elaboração própria com dados disponíveis em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/lista-de-plataformas-em-operacao>

Nas unidades do tipo FPSO, FPU e Semissubmersíveis, a completação dos poços é feita no fundo do mar – ou seja, a árvore de natal é instalada na cabeça dos poços e operada remotamente. É a chamada completação “molhada”.



Figura 75: Árvore de Natal molhada construída em 2014 no Parque Tecnológico do Rio, na Ilha do Fundão, Rio de Janeiro. Fonte: FMC Technologies Brasil.

### 10.3.1.2. Plantas de produção

Reservatórios de petróleo geralmente contêm uma mistura de óleo, gás e água, em diferentes proporções dependendo das condições específicas do reservatório. Sendo assim, a principal tarefa realizada a bordo das plataformas de produção é a separação desses diferentes produtos e a sua preparação para o destino definido em projeto. Isso é feito pela planta de processo: um conjunto de equipamentos destinado a realizar essa separação e tratamento das porções óleo, gás e água do fluido produzido.



Figura 76: FPSO Cidade de Ilhabela, operando para a Petrobras no campo de Sapinhoá, bacia de Santos. Destaque para a planta de processo ocupando boa parte do convés da embarcação. Fonte: Petrobras (2022b).

Quanto ao tratamento do óleo separado, em síntese, a planta de processo é responsável por gerar um fluxo que atenda às especificações necessárias para seu escoamento como óleo cru, ajustando por exemplo seu conteúdo de água, teor de sedimentos e salinidade. Uma vez especificado, o óleo pode ser exportado via oleoduto ou em navios petroleiros, através do procedimento chamado alívio ou *offloading*.

Já o tratamento do gás produzido busca ajustar suas propriedades (teor de umidade, remoção de CO<sub>2</sub> etc.) para que possa ser comprimido e utilizado em três finalidades possíveis: (i) como gás combustível para gerar energia para a própria plataforma; (ii) como fluido injetado para aumentar a produção do reservatório (*gas lift*); e (iii) como hidrocarboneto exportado por gasodutos para terra. É no sistema de tratamento de gás que há o sistema de segurança conhecido como tocha ou *flare*, destinado a absorver variações de pressão em situações emergenciais, queimando o gás excedente.

A água separada do fluido produzido é tratada para redução do conteúdo de óleos, graxas e outros contaminantes e depois é descartada no próprio oceano. Os parâmetros legais para descarte da água produzida são dados pela Resolução CONAMA nº 393/2007, que também estabelece os requisitos de monitoramento desse descarte.

Há também muitas plataformas que utilizam injeção de água para otimizar a produção do reservatório. A água é injetada sob pressão em pontos estratégicos do reservatório, ajudando a “empurrar” o fluido hidrocarboneto para os poços produtores. Para essa função, a água preferencialmente utilizada é a própria água do mar, captada e tratada na planta de processo. A utilização da água produzida para injeção também é possível, mas seu tratamento para garantir a eficiência da injeção e evitar danos ao reservatório é mais custoso e tecnicamente desafiador (BADER, 2007) – daí a preferência geral pela utilização da água marinha. Em jurisdições onde o descarte é fortemente regulado por razões ambientais, como é o caso dos Estados Unidos, a maioria das plataformas utiliza a reinjeção em reservatórios, seja para descarte ou para auxiliar na recuperação de hidrocarbonetos (LIANG et al., 2018).

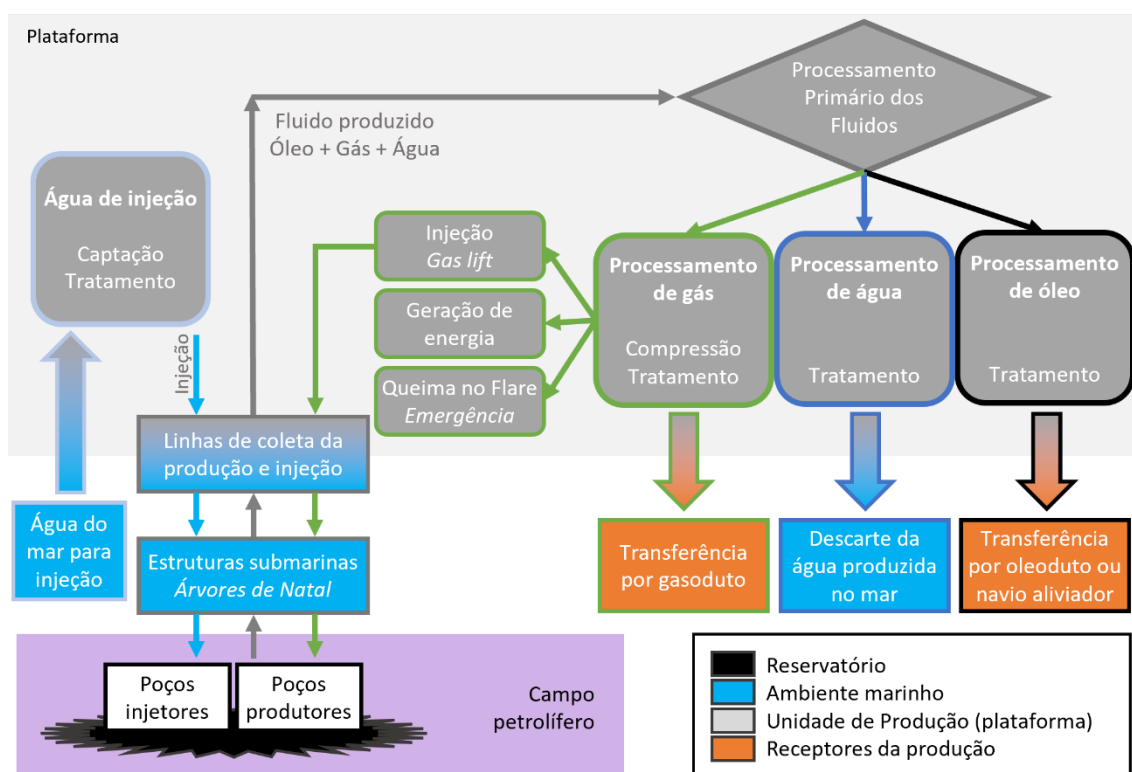


Figura 77: Fluxograma simplificado genérico do processo de produção de óleo e gás no ambiente marinho. O exemplo representa uma plataforma flutuante com completação molhada (Árvores de Natal no fundo do mar) e descarte de água produzida. Fonte: adaptado de Petrobras/Habtec (2005).

### 10.3.1.3. Arranjos submarinos

As plataformas são a parte mais visível dos sistemas de produção offshore de óleo e gás, mas há muito acontecendo abaixo da linha do mar. Os arranjos submarinos são bastante variados e dependem da situação específica de cada campo de produção: a disposição espacial dos poços, a presença de obstáculos, a profundidade local, a forma de escoamento dos fluidos etc.

Os elementos básicos dos arranjos submarinos são as árvores de natal molhadas (ANMs) e as linhas de produção e injeção – dutos flexíveis que conectam os poços às plataformas. Há também as linhas ou umbilicais de controle eletro-hidráulico, que servem para controlar os equipamentos submarinos, incluindo as válvulas das ANMs. A depender do projeto, esses elementos podem se configurar de maneira simples ou bastante complexa. Equipamentos auxiliares podem ser empregados para gerenciamento dos fluxos da produção, como *manifolds*<sup>167</sup> ou PLEMs/PLETs<sup>168</sup>.

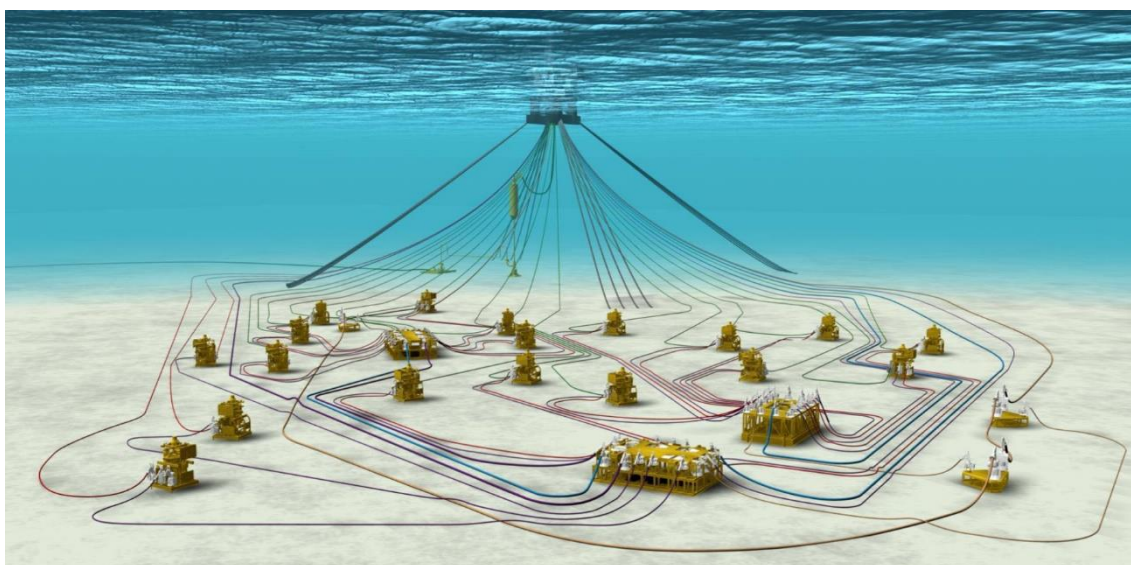


Figura 78: Ilustração de arranjo submarino de produção, contendo árvores de natal molhadas, manifolds, linhas de produção/injeção, umbilicais de controle, PLEMs/PLETs e sistema de ancoragem. Fonte: Subsea7.

Com o avanço tecnológico, foi possível aumentar a complexidade dos desenhos dos arranjos submarinos em função da capacidade de posicionamento preciso dos equipamentos no fundo do oceano. Hoje em dia, boa parte dos serviços subaquáticos é feito com auxílio de ROVs – veículos operados remotamente a partir da plataforma ou de embarcações de apoio.

<sup>167</sup> Equipamento para agregação e controle de linhas submarinas, reduzindo a quantidade de dutos (*risers*) que chegam à plataforma.

<sup>168</sup> *Pipeline End Manifold* (PLEM) e *Pipeline End Termination* (PLET) são estruturas destinadas à interligação de linhas e dutos submarinos.



#### 10.3.1.4. Escoamento da produção

Uma vez separado em seus produtos básicos de óleo e gás, o petróleo precisa ser escoado a partir de seu local de produção até onde será refinado ou tratado para distribuição e uso final. No que se refere ao escoamento, óleo e gás seguem destinos bastante diferentes.

Na prática brasileira, o meio predominante de escoamento de óleo cru é por meio de navios petroleiros, também denominados aliviadores. Os navios aliviadores recebem o óleo cru das plataformas produtoras por meio de um processo chamado *offloading*. O método mais comum é a transferência simples através de mangotes conectados entre a plataforma e o navio aliviador.



Figura 79: Operação de alívio (*offloading*) realizada a partir do FPSO P-48, operando no campo de Caratinga, na bacia de Campos. Fonte: Agência Petrobras.

Como os FPSOs são capazes de armazenar temporariamente a produção dos próprios tanques, a operação de alívio é realizada em intervalos regulares, a depender do fluxo de produção e da capacidade dos tanques. Uma frequência típica de alívio para um FPSO altamente produtivo do pré-sal seria de uma vez por semana<sup>169</sup>, podendo variar para mais ou menos dependendo do caso concreto.

---

<sup>169</sup> Dados informados no EIA da Etapa 4 do pré-sal (PETROBRAS/CTA, 2021).

A outra opção para escoamento da produção de óleo é através de oleodutos. Essa opção, apesar do menor custo operacional, requer gastos significativos para sua construção e resulta em um sistema pouco flexível, com muito capital imobilizado. Em função do alto custo, geralmente está restrita a situações próximas à costa, onde há conexões convenientes com a infraestrutura de refino.

É o caso, por exemplo, do escoamento da produção das plataformas fixas em águas rasas na bacia de Campos, cujo óleo chega à terra na estação de Barra do Furado, em Quissamã/RJ, por meio de oleodutos originados nos campos de Enchova e Garoupa. Recentemente, no entanto, em função do programa de desinvestimento da Petrobras, muitos desses campos em águas rasas foram vendidos para outras empresas.

Também era exportada para terra via dutos a produção dos campos em águas rasas na bacia de Sergipe-Alagoas – a diferença nesse caso é que o duto carregava a produção multifásica e a separação e tratamento era realizada já nas instalações terrestres. No entanto, a produção nessas plataformas já vinha em declínio há muitos anos, tendo perdido relevância nacional no contexto das descobertas em águas profundas no Sudeste. Em 2019, das 28 plataformas de produção na bacia, apenas 8 estavam operacionais (ANP/ECOLOGY, 2020). Com a pandemia da COVID-19, as demais plataformas foram paralisadas e até hoje a produção na porção marinha da bacia não foi retomada.

Na porção profunda da bacia de Campos, há uma solução híbrida de escoamento de óleo. A produção dos campos de Marlim Leste (P-53), Marlim Sul (P-51) e Roncador (P-52 e P-55) é exportada via oleoduto até um cluster composto pelas plataformas PRA-1 e FSO Cidade de Macaé<sup>170</sup>. De lá, a produção é efetivamente escoada através de navios aliviadores, que se conectam diretamente ao FSO.

Já o escoamento de gás natural é completamente dependente da disponibilidade de gasodutos e de infraestrutura de tratamento em terra, uma vez que o armazenamento do gás offshore é tecnicamente complexo e perigoso. Hoje, mais de 90% do gás natural produzido no ambiente marinho é oriundo das bacias de Campos e Santos.

Um grande salto de oferta de gás veio com a descoberta do pré-sal em meados dos anos 2000. A primeira solução para escoamento dessa produção foi a conexão com o gasoduto que interliga o campo de Mexilhão à UTGCA - Unidade de Tratamento de

---

<sup>170</sup> PRA – Plataforma de Rebombeio Autônomo e FSO – unidade flutuante capaz de armazenar e transferir óleo (*Floating, Storage and Offloading*).

Gás Monteiro Lobato, instalada em Caraguatatuba/SP. Essa ficou conhecida como a Rota 1 de escoamento de gás do pré-sal e opera desde 2011. O segundo caminho, conhecido como Rota 2, conecta o polo de produção do pré-sal com a Unidade de Tratamento de Gás de Cabiúnas (UTGCAB), localizada em Macaé/RJ. A Rota 2 entrou em operação em 2016. Já a Rota 3 está em fase final de construção e conecta a produção do pré-sal ao Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (COMPERJ), em Itaboraí/RJ.

A capacidade de escoamento das Rotas é a seguinte: Rota 1 – 10 milhões de m<sup>3</sup>/dia, Rota 2 – 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia e Rota 3 – 18 milhões de m<sup>3</sup>/dia (capacidade planejada). Atualmente, a maior parte da produção de gás natural da bacia de Santos é reinjetada nos reservatórios para otimização da recuperação de petróleo, mas também em grande medida pelo gargalo de infraestrutura de processamento e transporte em terra. Em dados de maio de 2022<sup>171</sup>, 61% da produção de gás natural na bacia de Santos foi reinjetada nos reservatórios: na média diária de 97 milhões de m<sup>3</sup> produzidos, quase 60 milhões de m<sup>3</sup> foram reinjetados.

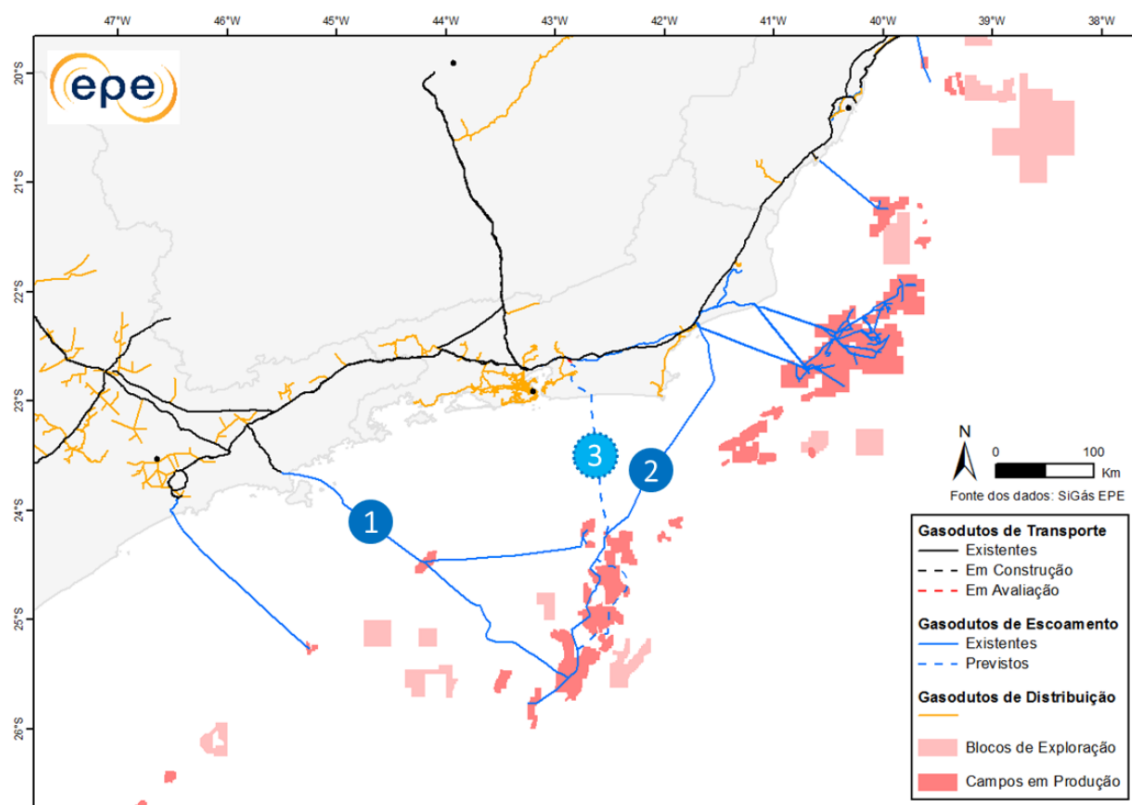


Figura 80: Malha de gasodutos para escoamento de gás natural nas bacias do Sudeste. Os números em azul correspondem às rotas de escoamento de gás do pré-sal da bacia de Santos. O gasoduto Rota 3, planejado para escoar gás para o COMPERJ, ainda não está operacional. Fonte: EPE (2019).

<sup>171</sup> Dados obtidos no Painel Dinâmico de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, disponível no site da agência.

Em 2019, a avaliação da EPE era de que a partir de 2027 a capacidade instalada nas Rotas 1, 2 e 3 estaria obsoleta em relação à produção líquida de gás natural do pré-sal. Nesse cenário, a EPE propõe a construção do gasoduto Rota 4, em duas alternativas de traçado: 4a, com chegada em terra em Cubatão/SP e 4b, com destino ao Porto de Itaguaí/RJ (EPE, 2019).

### 10.3.1.5. Desenvolvimento de um campo

Outro aspecto relevante para compreender a tipologia de produção de petróleo e gás é o comportamento de um campo ao longo do tempo. No Brasil, um campo offshore típico possui uma mistura de óleo, gás natural e água em proporções que vão sendo alteradas ao longo do tempo com a produção, especialmente no caso da utilização de técnicas de injeção de água ou gás como mecanismo de otimização da recuperação. Assim, se há água sendo injetada no reservatório, ao longo do tempo os poços passarão a produzir proporcionalmente mais água em relação aos hidrocarbonetos alvo.

Um perfil típico de produção é apresentado na Figura 81. Após o pico inicial, a produção de óleo e gás vai declinando com o tempo, enquanto a de água cresce.

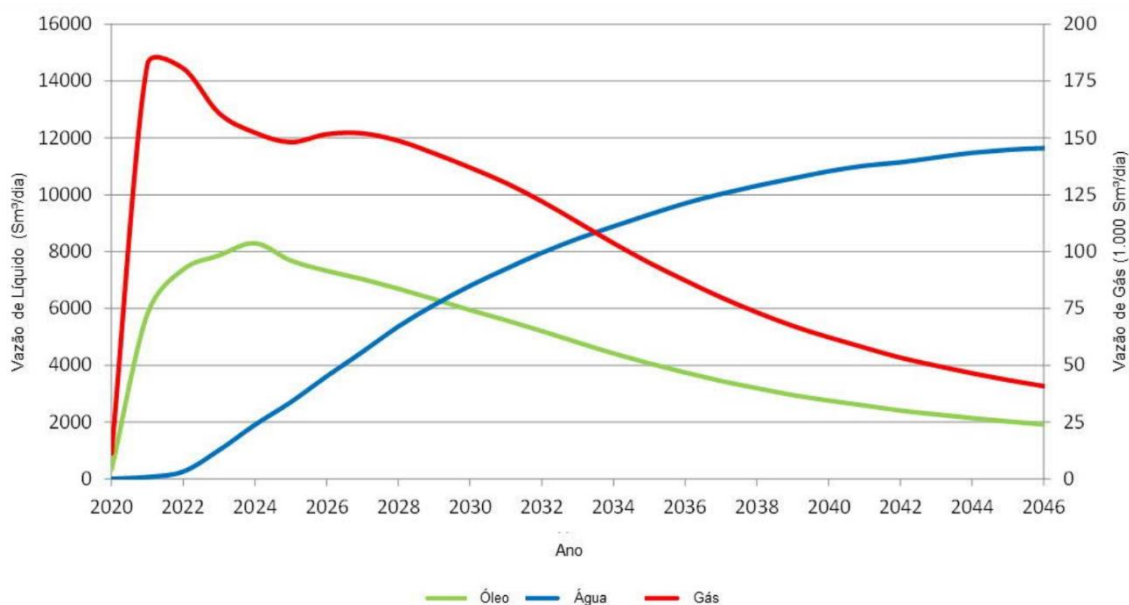


Figura 81: Curva de produção prevista para a Fase II do campo de Peregrino, na bacia de Campos. Fonte: Equinor/Aecom (2018).

Além disso, ao contrário do que se possa imaginar, as tecnologias atuais só permitem recuperar uma parte do óleo contido na jazida. A maior parte seguirá

impregnando a rocha-reservatório, mesmo após anos de esforços para produção. A estimativa geralmente aceita é que apenas algo entre 20 e 40% do volume de petróleo *in place* pode ser produzido com os métodos tradicionais (MUGGERIDGE et al., 2014) – é o chamado fator de recuperação. Dependendo da situação do reservatório, a utilização de técnicas de recuperação avançada (EOR – *Enhanced Oil Recovery*) pode representar um aumento do fator de recuperação para algo entre 45 e 60% (BABUSIAUX; BAUQUIS, 2007).

Com isso em mente, a produtividade de um reservatório varia ao longo do tempo. De modo geral, a vida útil de um campo petrolífero é função da estratégia de exploração, que define em última análise o fator de recuperação final. Essa estratégia pode variar dependendo dos objetivos da companhia, afetando a longevidade do campo. Um foco excessivo na maximização da produção no curto prazo pode significar um menor fator de recuperação ao final da vida útil do campo, por exemplo. Inversamente, a otimização da produção buscando o maior fator de recuperação possível pode significar menor taxa de produção ao longo do tempo.

Esforços para aumentar a produtividade de um campo ao final de sua vida útil podem significar a perfuração de novos poços de produção/injeção ou até a mudança na estratégia de exploração e escoamento. Na revitalização dos campos de Marlim e Voador na bacia de Campos, por exemplo, a Petrobras está substituindo as plataformas originais dos campos (P-18, P-19, P-20, P-26, P-32, P-33, P-35, P-37 e P-47) por dois FPSOs recém-convertidos. As plataformas originais – 4 semissubmersíveis, 2 FSOs e 3 FPSOs – serão descomissionadas. Para a nova configuração da produção, 11 novos poços serão perfurados. Além dos novos poços, 42 poços antigos serão remanejados para o FPSO Anita Garibaldi e 30 para o FPSO Anna Nery, entre poços produtores e injetores<sup>172</sup>. A previsão atual é de início das operações dos novos FPSOs em 2023.

#### **10.3.1.6. Breve histórico e situação da produção offshore no Brasil**

A produção marítima de petróleo no Brasil começou em 1954 no campo de Dom João Mar, localizado em águas rasas no fundo da Baía de Todos os Santos, no recôncavo baiano. No entanto, a menos de 5 metros de profundidade, a operação na bacia do Recôncavo ainda era muito similar à extração terrestre do ponto de vista

---

<sup>172</sup> Dados obtidos no EIA/RIMA do projeto de revitalização dos campos de Marlim e Voador – Processo IBAMA nº 02001.000592/2017-31.

tecnológico. A primeira produção efetivamente marítima no país só veio a acontecer em 1968 com a descoberta do campo de Guaricema, em águas rasas no litoral sergipano.

O avanço para águas mais profundas foi marcado pelas primeiras descobertas na bacia de Campos: Garoupa (1974), Namorado (1975) e Enchova (1976). No campo de Enchova, a 120 metros de profundidade, se deu a primeira produção comercial da bacia, em 1977. Uma sequência de novas descobertas na bacia de Campos consolidou a região como a grande província petrolífera brasileira e contribuindo para que a produção nacional de petróleo chegasse a 500.000 barris/dia ao final de 1984 (MENDONÇA; SPADINI; MILANI, 2004).

A primeira grande descoberta em águas profundas ocorreu em 1985, com a perfuração de um poço a 853 m de lâmina d'água encontrando o que viria a ser batizado de campo de Marlim. Esse campo gigante, localizado entre 620 e 1050 m de profundidade, teve sua produção iniciada em 1991 e atingiu o pico de produção em 2002, com cerca de 600.000 barris/dia. Nessa época, Marlim representava cerca de metade da produção marítima de óleo no Brasil. Entre maio de 1999 e setembro de 2020 Marlim foi o campo com maior produção acumulada da história no Brasil, posto que só foi perder para o campo de Lula (Tupi) no pré-sal da bacia de Santos.

Seguindo a trajetória de pioneirismo tecnológico, a Petrobras avançou para águas ultra profundas na bacia de Campos na década de 1990. Um campo representativo dessa fase foi o campo de Roncador, descoberto em 1996 através de um poço perfurado à profundidade de 1.845 m, a 130 km do litoral do Rio de Janeiro (MILANI; ARAÚJO, 2003). Roncador começou a produção comercial em 1999 e é o campo com maior volume original de óleo<sup>173</sup> no pós-sal: 9,6 bilhões de barris, segundo o Boletim Anual de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2021 da ANP (ANP, 2022a).

O domínio da bacia de Campos durou até meados da década de 2000, quando a descoberta de acumulações extraordinárias sob uma espessa camada geológica de sal na bacia de Santos mudou o cenário do setor petrolífero no Brasil. A denominada província do pré-sal compreende uma faixa de aproximadamente 800 por 200 km ao largo do litoral sudeste brasileiro, em águas profundas e ultra profundas. O poço pioneiro que finalmente obteve sucesso em atravessar a camada de sal custou 254 milhões de dólares e durou mais de um ano para ser perfurado (SAUER;

---

<sup>173</sup> Também chamado volume de óleo *in place*.

RODRIGUES, 2016). A descoberta do primeiro campo, batizado Tupi e renomeado em 2010 para campo de Lula<sup>174</sup>, foi informada à ANP em julho de 2006.

Nos anos seguintes, a Petrobras adotou uma estratégia inédita de aceleração no desenvolvimento dos campos do pré-sal, focando em unidades do tipo FPSO e na antecipação da produção via Testes de Longa Duração (TLD) e Sistemas de Produção Antecipada (SPA). Com poços de altíssima produtividade e uma eficiência cada vez maior no desenvolvimento dos projetos, a província do pré-sal rapidamente se tornou majoritária no cenário da produção nacional de óleo e gás. Para se ter uma dimensão do quão extraordinária é a produtividade desses reservatórios, em maio de 2022 havia 15 poços individuais no pré-sal produzindo em média mais de 40.000 barris/dia<sup>175</sup>. Nesse mesmo mês, a soma da produção de todos os poços de todas as bacias marítimas (exceto Campos e Santos)<sup>176</sup> foi em média de 13.054 barris/dia.

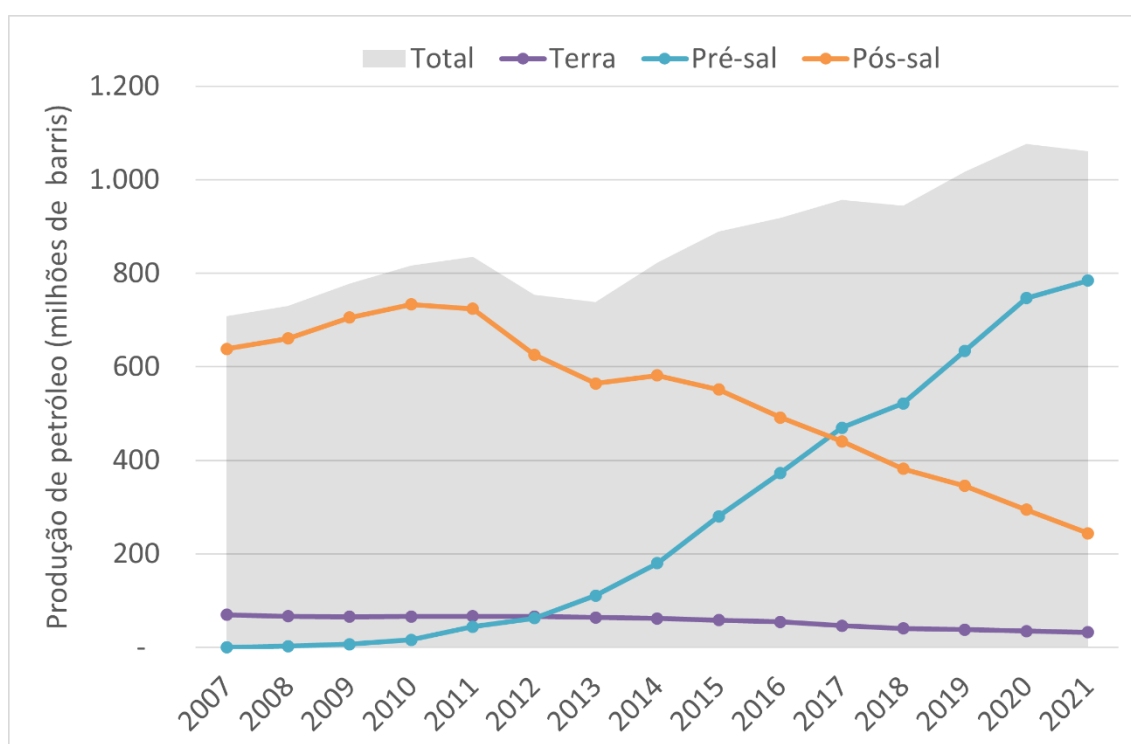


Figura 82: Evolução da produção anual de petróleo no Brasil (2007-2021). Dados incluem óleo e condensado. A partir de 2018, a produção do pré-sal ultrapassa a soma da produção do pós-sal e de terra. Fonte: elaboração própria com dados do Anuário Estatístico ANP.

<sup>174</sup> O nome Lula segue a tradição brasileira de batizar campos marítimos com nomes de animais da fauna marinha. No entanto, dada a óbvia associação com o presidente Luiz Inácio Lula da Silva, o batismo foi questionado na justiça e em 2020 o TRF da 4ª região decidiu pela revogação do nome. A ANP retomou a nomenclatura Tupi, mas é comum hoje em dia a referência mista (Lula).

<sup>175</sup> Neste item, dados atualizados de produção foram obtidos nas publicações online da ANP: Painéis Dinâmicos da Produção, Anuário Estatístico 2021, Boletim Mensal da Produção ou Dados Abertos.

<sup>176</sup> Bacias do Espírito Santo, Camamu, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Ceará.

Outra evidência da impressionante produtividade do pré-sal é o tempo transcorrido entre a descoberta de óleo na província e o patamar de 1 milhão de barris ao dia: a marca foi atingida em maio de 2016, apenas 11 anos após a conclusão do primeiro poço descobridor e 7 anos após o início da produção no campo de Lula (Tupi). Como comparação, a companhia levou 45 anos para alcançar o patamar de 1 milhão de barris/dia nos campos do pós-sal<sup>177</sup>. Recentemente, o aprendizado dos primeiros projetos e a contínua evolução tecnológica geraram ganhos adicionais de produtividade: se em Lula (Tupi) a Petrobras demorou 5,9 anos para atingir a marca de 600 mil barris/dia, no campo de Búzios esse patamar foi alcançado em apenas 1,9 anos (PETROBRAS, 2021).

Em setembro de 2022, a produção do pré-sal já se aproximava a 75% da produção nacional, alcançando praticamente 3 milhões de barris/dia de petróleo equivalente (incluindo gás natural e condensado). Segundo estimativas da EPE, em 2032 o Pré-Sal representará 80% da produção total de petróleo do país (EPE, 2022).

A Petrobras segue sendo de longe a maior operadora no país, concentrando 93,6% da produção de petróleo e 89,9% da produção de gás natural, de acordo com dados do Boletim Mensal da Produção da ANP de junho de 2022. Considerando as informações contidas no planejamento estratégico da companhia, a Petrobras segue cada vez mais focada no pré-sal, prevendo investir 67% do orçamento de E&P na província no período 2023-2027 (PETROBRAS, 2022a).

Esse foco da companhia no pré-sal teve como importante elemento nos últimos anos o processo de “desinvestimento”, no qual diversos ativos foram vendidos a outros operadores. Esse processo foi acelerado durante o governo Bolsonaro, que concentrou 62,4% das vendas realizadas desde 2015 – a maior parte delas no setor de E&P (LUNA, 2022). No que diz respeito à produção marítima de petróleo, diversos campos da companhia já foram vendidos, como Golfinho, Albacora Leste, Lapa, Papa-terra, Maromba, Peroá, Cangoá, Baúna, além de diversos campos em águas rasas no Nordeste. Nessa listagem estão tanto campos maduros, com baixa produtividade, como áreas relevantes no pré-sal.

Enquanto alguns desses ativos vendidos ou à venda estão em plena operação, outros tiveram sua produção paralisada ou “hibernada” – especialmente durante a pandemia da COVID-19 – e a retomada da produção possivelmente dependerá de esforços para revitalização dos campos. É o caso, por exemplo, da produção em águas

---

<sup>177</sup> Esse valor foi alcançado em 1998.



rasas nas bacias de Campos, Sergipe/Alagoas e Ceará: a hibernação de 62 plataformas ocorreu no início de 2020 e elas nunca mais foram reativadas. No comunicado à época, a companhia informou que “essas plataformas não apresentam condições econômicas para operar com preços baixos de petróleo e são ativos em processos de venda”.

Assim, em síntese, a produção marítima de petróleo no Brasil segue ainda bastante concentrada nas mãos da Petrobras, com foco cada vez maior no pré-sal, em uma trajetória de crescimento contínuo há décadas. A produção é oriunda basicamente das bacias de Santos (75,7%) e Campos (21,6%), com todas as outras bacias juntas produzindo apenas 2,7% do volume total, em dados de junho/2022. A única nova descoberta em desenvolvimento encontra-se em águas profundas na bacia de Sergipe-Alagoas, onde a Petrobras pretende iniciar a produção em 2026.

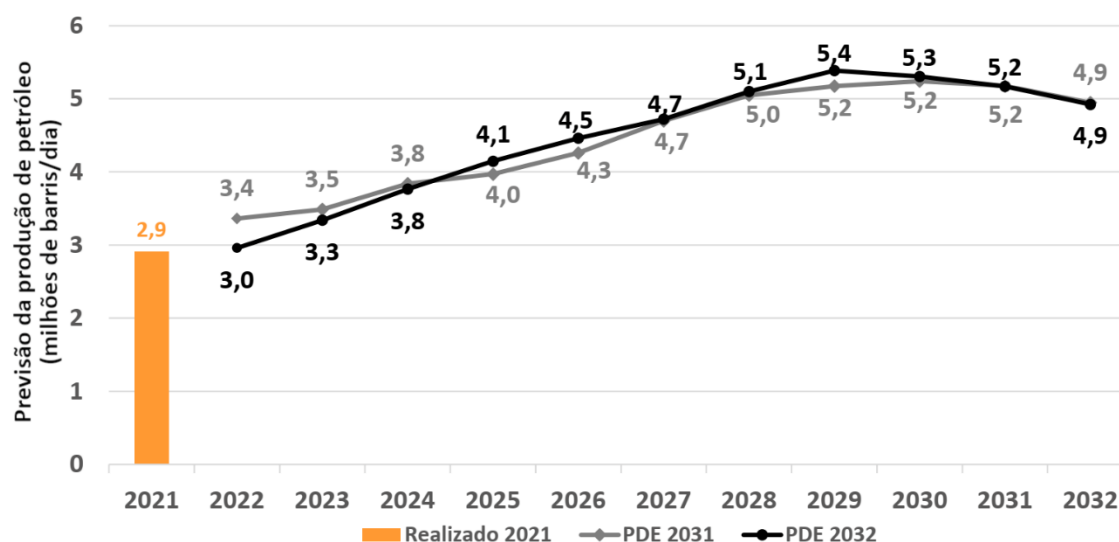


Figura 83: Previsão da evolução da produção de petróleo brasileiro no horizonte decenal. Comparação entre a previsão do PDE2031 e do PDE2032. Fonte: Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) 2032 – Cadernos de Estudo (EPE, 2022).

A trajetória prevista para a produção nacional de petróleo pode ser vista na Figura 83. Com os projetos atualmente em planejamento, a produção sairá do patamar atual de 3 milhões de barris/dia até um pico de 5,4 milhões de barris/dia em 2029, até terminar a década em 4,9 milhões de barris/dia (EPE, 2022).

Feita esta breve caracterização da tecnologia e do setor de produção marítima de petróleo, serão apresentados a seguir os principais impactos ambientais dessa etapa.

### **10.3.2.Principais impactos ambientais**

Diferente das etapas exploratórias efêmeras, a produção de petróleo e gás offshore se caracteriza pela longa duração dos empreendimentos, com a exploração de um campo podendo durar várias décadas. Assim, três etapas bem definidas são observadas: instalação, operação e descomissionamento.

O objetivo deste item não é uma avaliação detalhada dos impactos da tipologia, mas um panorama geral das principais questões envolvidas nas atividades de produção e escoamento de petróleo offshore. Considerando a massiva predominância dos sistemas flutuantes (SS e FPSO) nas bacias brasileiras na última década, esta seção tratará de modo geral os impactos desse tipo de empreendimento.

#### **10.3.2.1.Fase de instalação**

Os impactos ambientais da fase de instalação dependem, naturalmente, do sistema de produção sendo instalado. No caso dos sistemas flutuantes, os principais impactos sobre os meios físico e biótico ocorrem quando da ancoragem da plataforma e da instalação das linhas de produção e dutos de escoamento no fundo marinho. Tanto o cravamento das âncoras quanto a deposição das linhas e dutos têm o potencial de soterrar organismos que habitam o fundo marinho (organismos bentônicos). Dentre as comunidades potencialmente afetadas estão recifes de corais, bancos de rodólitos etc.

Assim, a principal forma de evitar esse impacto é através do mapeamento preciso do fundo antes da definição em detalhe do projeto a ser implementado. Nesse caso, há grande oportunidade para o licenciamento contribuir efetivamente para a redução dos impactos ambientais.

Um caso emblemático ocorreu no licenciamento do sistema de produção do campo de Papa-terra, na bacia de Campos, em 2013. O projeto da Petrobras envolvia a instalação de uma plataforma TLWP (P-61) e um FPSO (P-63). Ao FPSO P-63 estariam conectadas diversas linhas de produção, injeção e umbilicais referentes aos diferentes poços do campo. Apesar de expressamente solicitado no Termo de Referência, o EIA foi apresentado sem uma caracterização detalhada das comunidades biológicas potencialmente impactadas pela instalação das estruturas submarinas. No estudo original, a área por onde seriam instaladas as linhas submarinas da P-63 conteria “depósito de movimento de massa recente” (área em laranja na Figura 84).

Em parecer técnico de análise do EIA, o IBAMA identificou a ausência da caracterização detalhada das comunidades biológicas de fundo e solicitou a

apresentação de complementações ao estudo. Na resposta ao parecer técnico, a Petrobras apresentou dados primários coletados com uso de ROV (submarino autônomo) confirmando que as feições anteriormente identificadas como “depósitos de movimento de massa recente” eram, na realidade, bancos de corais. Nessa mesma resposta, a empresa apresentou informações resumidas a respeito de alternativas de projeto para evitar o impacto sobre os corais – todas elas inviáveis, segundo a empresa, uma vez que a construção da plataforma e demais estruturas já estava em estágio avançado e alterações de projeto seriam impossíveis. De acordo com a argumentação apresentada, era um fato consumado.

Na sequência, em novo parecer técnico, o IBAMA ofereceu a única conclusão condizente com a situação:

Conforme exposto no presente parecer técnico, entende-se que a identificação tardia de elemento de relevância ambiental como o banco de coral na área de instalação do empreendimento trouxe prejuízos à Avaliação dos Impactos Ambientais – de fato nem o EIA nem suas complementações fazem menção à impactos do empreendimento sobre os bancos de corais – impedindo que fossem avaliadas, no momento adequado, alternativas tecnológicas e locacionais (o que é um dos principais objetivos do processo de Avaliação de Impactos Ambientais - AIA).

Assim, considerando a boa prática da avaliação de impacto ambiental e os imperativos atuais de proteção à biodiversidade, não é razoável tolerar a ocorrência de danos a comunidades ecologicamente relevantes sem outra justificativa que não a identificação tardia no processo de licenciamento. Ressalta-se que não se trata de um dano considerado necessário ao empreendimento (como uma supressão de vegetação para construção de uma estrada), mas uma consequência negativa provavelmente evitável – mas que não foi levada em consideração no desenho do projeto, apesar da demanda explícita do IBAMA para que fosse.

Além disso, a ausência desta informação no EIA – ocorrência de bancos de corais no local pretendido para instalação do empreendimento – impediu que fosse dada publicidade a este fato durante o processo de licenciamento, que envolveu a distribuição do EIA/RIMA a diversas instituições e sua disponibilização pública no site do IBAMA. Atores da sociedade que possuam interesse específico na conservação de corais não puderam ser informados e apresentar suas considerações ao processo de licenciamento.

Assim, considera-se que a continuidade deste processo de licenciamento como instruído até o momento somente seria possível se apresentada alternativa de nenhum dano ou danos extremamente reduzidos sobre a comunidade de corais.

Com base no exposto, uma vez que de acordo com a própria empresa não existem alternativas para evitar os impactos sobre os bancos de corais que ocorrem no local pretendido para a instalação do empreendimento, que sequer foram avaliados no EIA e suas complementações; bancos estes não identificados no EIA disponibilizado publicamente; **sugere-se o indeferimento do**

**requerimento de licença prévia** para o Sistema de produção e escoamento de gás natural e petróleo no campo de Papa-Terra. (Parecer Técnico CGPEG/DILIC/IBAMA nº 0127/2013, de 24/4/2013, p.36, grifo nosso)

A Diretoria de Licenciamento Ambiental à época decidiu enviar a análise técnica para manifestação da Petrobras antes de aceitar a sugestão de indeferimento do pedido de licença. Após dois meses de reuniões técnicas tensas e alta pressão política, a empresa finalmente apresentou uma nova versão do projeto em que o arranjo submarino evitava completamente o banco de corais (ver Figura 84). A alternativa de projeto que não existia, passou a existir. A Licença Prévia nº 463/2013 foi concedida em 2 de julho de 2013.

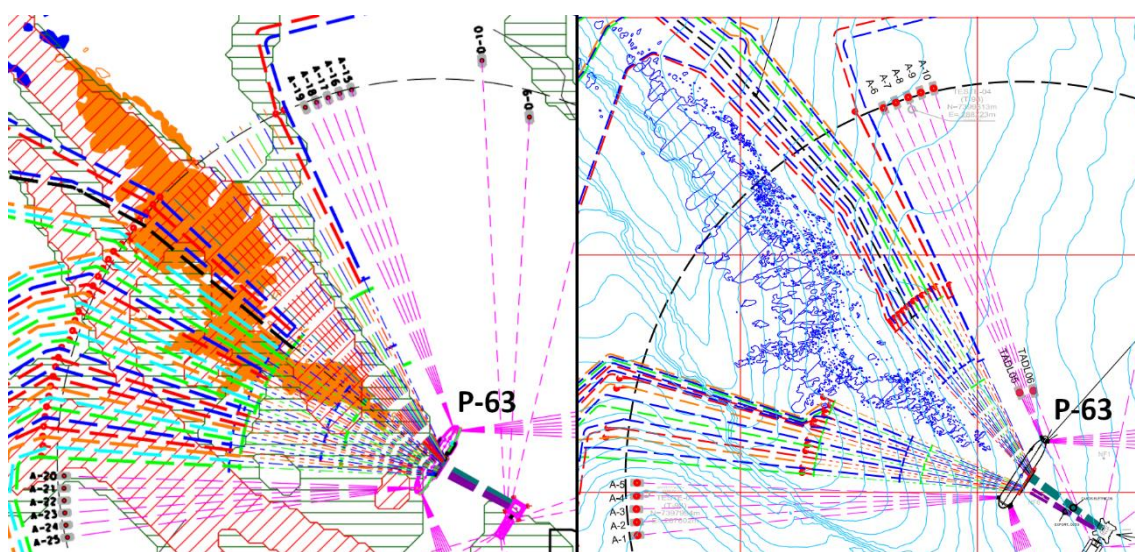


Figura 84: Alteração no arranjo de fundo da plataforma P-63 (campo de Papa-terra) para evitar a passagem de linhas de produção sobre recifes de corais, localizados a noroeste da plataforma. À esquerda, detalhe do mapa apresentado no EIA original. À direita, situação do arranjo após a alteração de projeto, sem impacto nos corais. Fonte: elaboração própria com base em mapas do processo de licenciamento ambiental.

O caso Papa-terra é ilustrativo da importância da análise de alternativas de projeto no processo de AIA, desde que lastreada em diagnósticos ambientais competentes. No caso concreto, foi possível evitar impactos da instalação de estruturas sobre os bancos de corais de águas profundas.

O soterramento ou destruição do habitat de organismos bentônicos é talvez o impacto mais evidente da fase de instalação, porém não é o único. No que se refere ao meio biótico, a instalação de um sistema de produção envolve um aumento significativo na circulação de embarcações na região, o que acarreta um risco aumentado de colisões com grandes cetáceos, por exemplo. Além disso, a deposição física de linhas e dutos não é o único perigo à fauna no processo: para limpeza e preparação das linhas são utilizadas diversas substâncias químicas que precisam ser escolhidas com cuidado

para evitar contaminação da água do mar no local. Há ainda preocupação com a geração de ruídos na fase de instalação, especialmente em situações nas quais há a necessidade de utilização de bate-estacas (*pile driving*) para fixação de estruturas no fundo marinho.

Já em relação ao meio socioeconômico, os impactos começam muito antes da instalação. O setor de petróleo é tão poderoso que a mera especulação a respeito dos movimentos da indústria já pode gerar expectativas relevantes na população. Anúncios de esforços exploratórios offshore podem desencadear uma série de movimentos socioeconômicos em terra em função dessa expectativa. A região de Santos e do litoral norte de São Paulo viveram isso acentuadamente nos anos que se seguiram ao anúncio das grandes acumulações encontradas no pré-sal da bacia de Santos. Diversas empresas e ramos inteiros de negócios se instalaram na região em função da expectativa de crescimento econômico, mesmo antes da Petrobras definir suas estratégias de operação e suprimento de bens e serviços. Os aluguéis subiram vertiginosamente, pressionando a parcela mais pobre da população – que ainda sofria com a concorrência do novo fluxo migratório para a região<sup>178</sup>.

É claro que uma parte dessa expectativa pode se revelar acertada e acabar ocorrendo certo impacto socioeconômico positivo em termos de geração de emprego, contratação de serviços e recolhimento de tributos. Mas no geral os distúrbios sociais causados como efeitos indiretos da chegada do petróleo numa região podem ser bem mais disruptivos e generalizados que os potenciais benefícios setorizados. Para contrabalancear esses potenciais impactos negativos, seria preciso forte investimento público em planejamento urbano e em políticas de desenvolvimento social. No entanto, tais iniciativas independem completamente do processo de licenciamento ambiental – há muito pouco o que a autoridade ambiental possa fazer para mitigar esse tipo de impacto.

O IBAMA tem trabalhado com uma perspectiva de ao menos “iluminar” esses processos, para facilitar o seu endereçamento por quem de fato tenha responsabilidade e autoridade sobre eles. Assim, no licenciamento ambiental integrado do pré-sal, por exemplo, foram desenvolvidos diversos projetos de monitoramento socioeconômico para gerar as bases de dados que podem facilitar políticas públicas para a região: Projeto de Monitoramento Socioeconômico (PMS), Projeto de Monitoramento do Transporte e da Destinação de Insumos e Resíduos da Bacia de Santos (PMIR), Projeto

---

<sup>178</sup> Informações recebidas pelo autor a partir de relatos feitos nas audiências públicas do licenciamento das etapas 1 e 2 do pré-sal, entre 2011 e 2014.

de Monitoramento do Tráfego de Aeronaves (PMTA), Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE), Projeto de Monitoramento Socioespacial dos Trabalhadores (PMST), Programa Macrorregional de Caracterização de Rendas Petrolíferas (PMCRP), dentre outros.

A instalação de dutos que chegam à praia possui impactos específicos e que precisam de gerenciamento. Desde a restrição temporária de acesso a áreas de pesca em águas rasas até o desmatamento eventualmente necessário para o canteiro de obras em terra, há diversos impactos que ocorrem durante a fase de instalação desses dutos. O ponto crítico desses projetos normalmente é a chegada à praia. Nos últimos projetos de gasoduto terra-mar licenciados pela Petrobras (Rotas 2 e 3), a técnica utilizada para a zona de transição foi a perfuração direcional: um furo em ângulo raso é realizado a partir de terra até emergir no fundo do mar a certa distância da praia (entre 1 e 1,2 km nos casos citados).

#### **10.3.2.2. Fase de operação**

A fase de operação de um empreendimento de produção marítima de petróleo e gás pode se estender por décadas, a depender da produtividade do reservatório. A ANP estabelece uma duração padrão de 27 anos para a fase de produção dos contratos de concessão, mas esse prazo pode ser estendido caso a empresa demonstre condições de seguir produzindo no campo.

Esse período de operações é marcado por certa estabilidade nos aspectos geradores de impacto e no risco ambiental associado às operações. De modo resumido, as principais questões da fase de operações envolvem o descarte de água produzida, as emissões de gases de efeito estufa e o risco, sempre presente, de vazamentos de hidrocarbonetos para o ambiente.

#### **Água Produzida**

A água produzida é aquela que chega à plataforma misturada com hidrocarbonetos nas linhas de produção. Após separação na planta de processo, ela é geralmente tratada e descartada no próprio mar, junto à plataforma. Por vir do reservatório, a água produzida chega à superfície contaminada com uma variedade de substâncias químicas incluindo metais, compostos orgânicos e radioisótopos, além de óleo, obviamente. Seu tratamento para enquadramento nos parâmetros de segurança ambiental é desafiador tanto pela diversidade de contaminantes como pelo alto volume produzido, especialmente em fases mais avançadas de depleção do reservatório.

Em 2018, o volume total de água produzida nas bacias sedimentares marítimas chegou ao valor recorde de 121.594.717,15 m<sup>3</sup>, para depois entrar em uma trajetória descendente, mesmo com o aumento na produção de óleo (Figura 85). Esse comportamento se deveu à entrada em produção de novos campos e à paralisação na produção de campos antigos, que produziam proporcionalmente mais água por barril de óleo extraído.

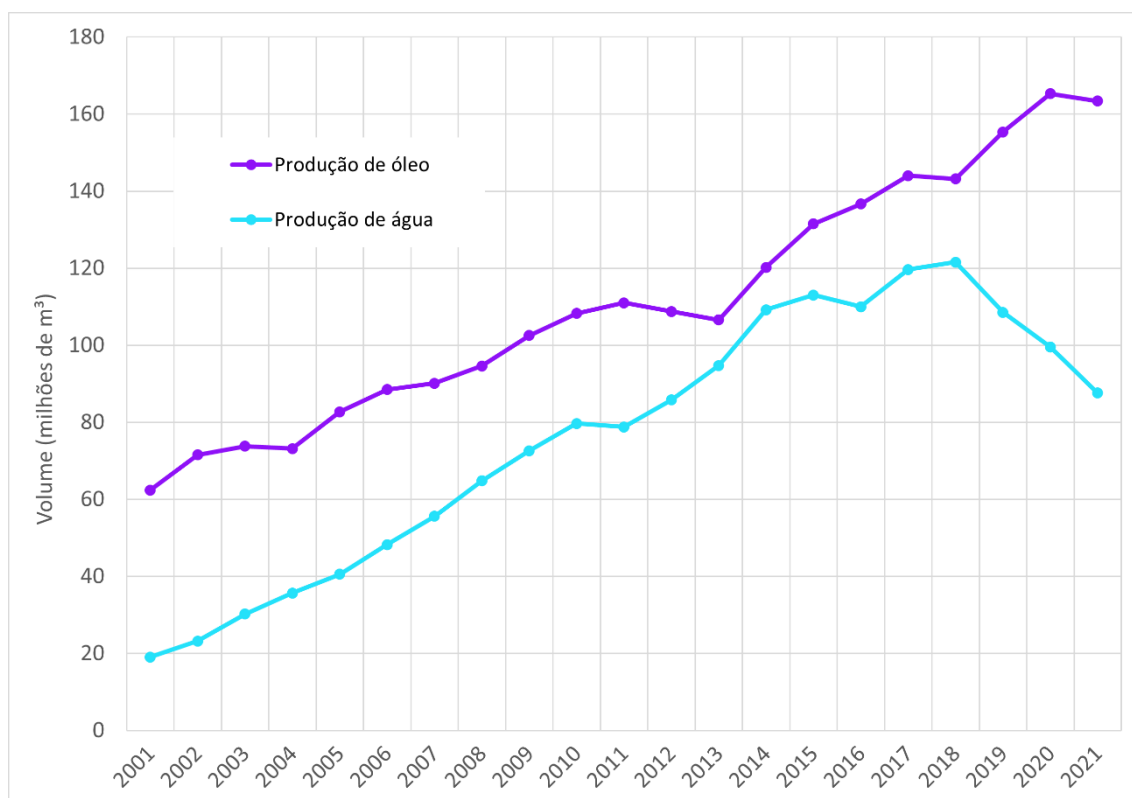


Figura 85: Volume total produzido de óleo e água nas bacias sedimentares marítimas entre 2001 e 2021. Fonte: elaboração própria com dados disponíveis no site da ANP.

Como visto anteriormente, a reinjeção de água produzida é uma prática ainda pouco utilizada no Brasil. As empresas alegam razões logísticas, de custo e de segurança para que essa reinjeção não seja feita. Assim, é possível assumir que a maior parte desse volume de água – contaminada com óleo e outros poluentes – está sendo descartado no mar. A presença de óleo na água tem efeitos deletérios sobre a fauna e a flora marinhas, conforme evidências apresentadas anteriormente nesta tese.

Os parâmetros regulatórios para descarte da água produzida são dados pela Resolução CONAMA n° 393/2007. O principal aspecto controlado pela resolução é o teor de óleos e graxas (TOG), cujo valor não pode ultrapassar a média mensal de 29 mg/L ou um máximo diário de 42 mg/L. Em adição a esse critério quantitativo, a resolução estabelece um critério qualitativo de enquadramento:

Art. 4º A água produzida somente poderá ser lançada, direta ou indiretamente, no mar desde que obedeça às condições, padrões e exigências dispostos nesta Resolução e **não acarrete ao mar**, no entorno do ponto de lançamento, **características diversas da classe de enquadramento** para a área definida, com exceção da zona de mistura.

Parágrafo único. Para efeito desta Resolução, **a zona de mistura está limitada a um raio de 500 m do ponto de descarte**. (Resolução CONAMA nº 393/2007, grifo nosso)

A classe de enquadramento mencionada refere-se à classificação feita pela Resolução CONAMA nº 357/2005, para a qual as Águas Salinas de Classe 1 precisam ter óleos e graxas “virtualmente ausentes” (art. 18, inciso I, alínea c). Assim, de acordo com a legislação vigente, qualquer presença detectável de óleos e graxas (“característica diversa”) no corpo hídrico a uma distância superior de 500 m do ponto de descarte configura irregularidade. Ou seja, não só é preciso demonstrar o atendimento aos limites quantitativos especificados para o TOG, como não pode haver sinais visíveis de óleo na água a partir de 500 m do ponto de lançamento.



*Figura 86: Imagem aérea de descarte de água produzida gerando mancha iridescente na água. Plataforma P-40, em 28/11/2012, na bacia de Campos. Fonte: registros fotográficos de acompanhamento de simulado de emergência, foto da analista ambiental Ana Paula Fernandez (IBAMA).*

No entanto, como a imagem acima ilustra, muitas plataformas têm tido dificuldades para realizar o enquadramento da sua água produzida nos parâmetros legais. A depender da composição da mistura de hidrocarbonetos do reservatório e da



qualidade dos equipamentos de tratamento a bordo, o desenquadramento da água de produção pode virar um problema crônico da plataforma. Desde 2017, o IBAMA já emitiu mais de 750 autos de infração para eventos de lançamento de água produzida fora dos parâmetros estabelecidos pelo CONAMA, resultando em multas de quase 100 milhões de reais. O avanço das tecnologias de sensoriamento remoto (ver Figura 87) facilitou a identificação de feições suspeitas de descarte irregular de água produzida offshore.

Em novembro/dezembro de 2016, no âmbito da Operação Ouro Negro<sup>179</sup>, foi realizada uma auditoria na plataforma P-51 da Petrobras para investigar denúncias e evidências de lançamento de água produzida com teor de óleos e graxas (TOG) superior ao permitido pela legislação em vigor. A operação realizou análises independentes da água produzida coletada a bordo e acabou revelando a utilização sistemática de métodos inadequados de medição pela empresa, como registrado no Parecer Técnico nº 43/2017-COPROD/CGMAC/DILIC, de 13 de junho de 2017:

(...) conclui-se que a Petrobras apresenta resultados de TOG falsos ou enganosos, em função da utilização de procedimento interno tendencioso e impróprio de análise em laboratório da empresa, abrangendo ampla gama de plataformas desde 2008, procedimento este que retira parcela significativa do teor de óleos e graxas, em desacordo com a Resolução CONAMA Nº 393/2007 (...).

Em consequência, além de multas totalizando quase 15 milhões de Reais, o IBAMA e a Petrobras assinaram um Termo de Compromisso (TC) para estipular as condições para a adequação das 28 plataformas com problemas crônicos de tratamento da água produzida à Resolução CONAMA nº 393/2007. O TC foi firmado em fevereiro de 2018 e envolveu o pagamento de R\$ 100 milhões a título de medida compensatória, a serem empregados em projetos de conservação da biodiversidade marinha e costeira. Além dos recursos para compensação e da adequação nos processos nas plataformas, o TC também viabilizou embarcações para fiscalização ambiental federal e serviços de monitoramento aéreo da região (aeronaves e sensoriamento remoto).

---

<sup>179</sup> A Operação Ouro Negro foi uma força-tarefa envolvendo ANP, IBAMA, Marinha, Ministério Público do Trabalho, Anvisa e outras instituições convidadas com o objetivo de investigar possíveis irregularidades nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás offshore.

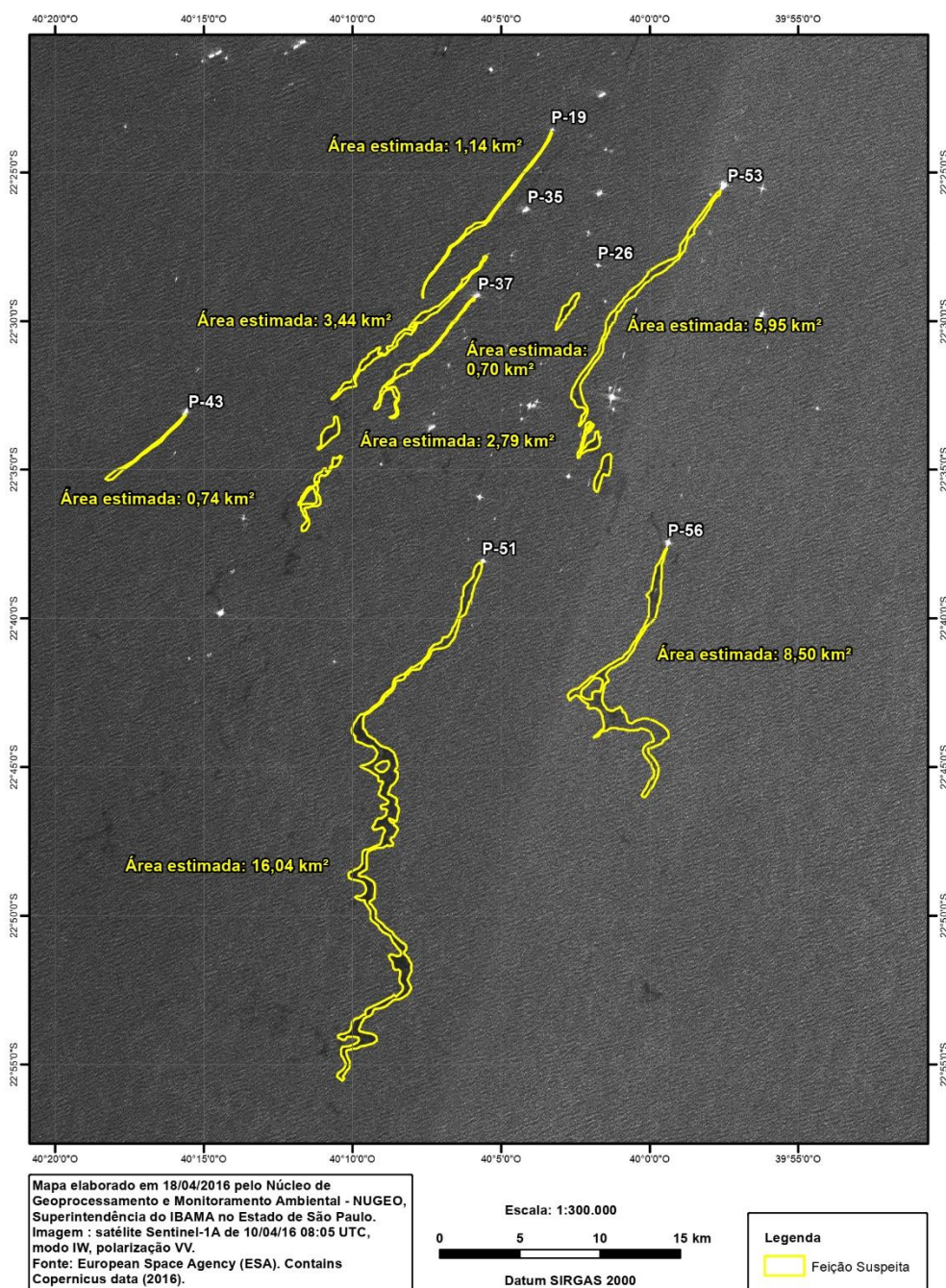


Figura 87: Exemplo de detecção de feições suspeitas em imagens de satélite (radar de abertura sintética). A presença de óleo na água causa alisamento da superfície, gerando uma diferença na reflectância capturada pelo radar. Fonte: NUGEO/IBAMA/SP.

Esse aumento de *enforcement* no controle da água produzida nos últimos anos significou que a reinjeção para fins de descarte passou a ser mais atrativa para as empresas e a prática vem crescendo no país. O IBAMA tem estimulado essa forma de destinação tanto no âmbito do Termo de Compromisso com a Petrobras (que já possui diversas plataformas reinjetando água produzida) quanto em processos de

licenciamento de todas as operadoras. Novas plataformas<sup>180</sup> já estão sendo construídas com sistemas para tratamento e condicionamento da água produzida para reinjeção no reservatório.

De acordo com dados disponibilizados pela ANP na internet, entre janeiro e junho de 2022 foram produzidos 40,1 milhões de m<sup>3</sup> de água nos campos marítimos no Brasil. Considerando apenas a reinjeção feita pelas plataformas da Petrobras incluídas no Termo de Compromisso, o volume reinjetado foi de 7,2 milhões de m<sup>3</sup> no mesmo período – ou seja, aproximadamente 18% do total da água produzida já vem sendo reinjetada nos reservatórios ao invés de serem lançadas no mar.

Apesar desses avanços no controle e na reinjeção, o lançamento de água produzida no oceano continua sendo um importante tópico de preocupação ambiental. Em 2021, a Petrobras lançou no ambiente o equivalente a 2.000 toneladas de óleos e graxas<sup>181</sup> misturadas na água produzida descartada (PETROBRAS, 2022c), evidenciando que o descarte de água produzida no oceano não pode ser normalizado e a redução contínua deve ser um objetivo claro da regulação ambiental.

### ***Emissões de Gases de Efeito Estufa***

Com a emergência climática cada vez em maior evidência, as emissões de gases de efeito estufa (GEE) ganharam relevância no debate sobre os impactos ambientais do setor. No caso da fase de produção de petróleo e gás offshore, as principais emissões brasileiras derivam de duas categorias de fontes<sup>182</sup>: (i) a combustão de gás natural para geração de energia a bordo das plataformas (combustão estacionária) e (ii) emissões fugitivas (intencionais/projetadas ou não-intencionais).

#### ***(i) Combustão para fins energéticos***

Estima-se que a combustão de gás para fins energéticos seja responsável por aproximadamente 75% das emissões da produção de petróleo offshore (OGUK, 2019). Nos FPSOs do pré-sal, essa proporção parece ser ainda mais elevada, ultrapassando 85% em alguns casos (PETROBRAS/CTA, 2021). Em geral, nas plataformas mais modernas, a queima de gás faz funcionar turbogeradores elétricos e caldeiras para geração térmica – o óleo diesel é utilizado apenas durante o comissionamento da

---

<sup>180</sup> Exemplos: FPSO Anita Garibaldi, FPSO Anna Nery, FPSO Bacalhau, plataforma fixa Peregrino C, todos os FPSOs da Etapa 4 do pré-sal.

<sup>181</sup> Dados referentes a todas as operações da companhia, produção em terra incluída.

<sup>182</sup> As categorias mencionadas foram baseadas na metodologia de inventários nacionais do IPCC (2006).

unidade e os sistemas mudam para gás assim que a produção estiver estabilizada. O gás natural consumido geralmente vem da própria produção do campo (autoconsumo).

Reduzir as emissões oriundas da geração de energia envolve atuar em duas vertentes possíveis: reduzir a demanda energética da operação, por meio de ganhos de eficiência no processo, ou atuar na própria geração de energia rumo a alternativas de baixo carbono. Do lado dos ganhos de eficiência, Nguyen et al. (2016b) encontraram reduções de até 20% no consumo energético por meio de otimização de processos offshore, mas alertam que é necessário avaliar individualmente a situação de cada plataforma e suas condições específicas. Allahyarzadeh-Bidgoli et al. (2018) estudaram especificamente o caso dos FPSOs que operam no pré-sal e modelaram o impacto de uma otimização da planta de processo em termos de pressões de operação. O estudo concluiu que tal regulamentação do processo pode gerar uma redução de 4,6% no consumo de combustíveis e de 6,3% na demanda energética da plataforma. Em um trabalho recente, Vidoza et al. (2019) projetaram um possível *Offshore Power Hub* para o pré-sal brasileiro. Eles chegaram à conclusão de que um hub flutuante de ciclo combinado poderia ser uma solução atrativa para aumentar a eficiência energética no polo pré-sal. O estudo estimou uma redução de 19% nas emissões de CO<sub>2</sub> durante toda a vida útil do *power hub*, quando comparado a um cenário convencional de oferta de energia para as plataformas. Nessa mesma linha, Flórez-Orrego et al. (2022) propõem reduzir o custo inicial de investimento através da utilização de FPSOs descomissionados para geração centralizada de energia offshore. O estudo encontrou eficiências energéticas até 10% superiores à geração tradicional, mesmo com redução de até 75% nas emissões.

Do lado da geração de energia, há muita expectativa quanto à eletrificação das plataformas offshore – desde que a energia elétrica seja gerada a partir de fontes de baixo carbono. Além da redução das emissões de GEE, a eletrificação geraria outros benefícios como a liberação de espaço e carga no deck da plataforma (SCHAFFEL et al., 2019). A eletrificação dos sistemas offshore pode ser total ou parcial (NGUYEN et al., 2016a): alguns equipamentos de alta potência, como compressores de gás e caldeiras, podem ser de difícil eletrificação em um primeiro estágio (WOOD MACKENZIE, 2020). Três principais alternativas são descritas na literatura para eletrificação de plataformas offshore: conexão ao grid em terra (PfS – *Power from Shore*), geração offshore com CCS e geração eólica offshore (GRAINGER et al., 2021).

No Brasil, a alternativa de conexão ao grid terrestre parece bastante complicada para o pré-sal em função da distância da costa e grande profundidade dos campos em produção, tornando proibitivos os custos envolvidos. Por outro lado, o PfS pode ser uma

alternativa interessante para ativos mais próximos da costa, como projetos antigos da bacia de Campos ou do Nordeste.

A geração eólica offshore também vem sendo cogitada para suprir eletricidade para plataformas (ver, por exemplo, HE et al., 2013; NOVGORODCEV; JARQUÍN-LAGUNA, 2021; SCHAFFEL et al., 2019). O primeiro projeto de grande escala para eletrificar plataformas petrolíferas a partir de energia eólica offshore flutuante está sendo comissionado em 2022 na Noruega. O projeto Hywind Tampen é desenvolvido pela Equinor e irá operar 8 turbinas flutuantes em um complexo eólico offshore junto aos campos de Snorre e Gultaks, totalizando 88 MW de capacidade instalada. As turbinas estão sendo posicionadas em profundidades entre 260 e 300 metros e a energia gerada suprirá cerca de 35% da demanda anual das 5 plataformas que operam no campo.

Há uma sinergia adicional entre os setores de petróleo e geração eólica que envolve a utilização de plataformas fixas descomissionadas para viabilizar a instalação de turbinas eólicas em águas rasas com um menor custo de mobilização. A dissertação de Carvalho (2019) se debruçou sobre essa questão e concluiu que há grande potencial nos campos de águas rasas da bacia Potiguar, no litoral dos estados do Ceará e Rio Grande do Norte. Há importantes desafios, no entanto, quanto à conservação de estruturas mais antigas e o custo desse reaproveitamento para um novo ciclo de operação (BARROS et al., 2017).

#### *(ii) Emissões fugitivas*

As emissões fugitivas são aquelas não relacionadas à geração de energia e podem ser divididas em intencionais (ou projetadas) e não-intencionais. As emissões não-intencionais são as que se originam em vazamentos ao longo dos sistemas offshore: falhas em vedação, desgaste de peças, pequenos defeitos em válvulas, bombas etc. Para a redução dessas emissões, o principal caminho é investir em manutenção preventiva e detecção de vazamentos. Hargreaves (2019) apresenta uma compilação das medidas operacionais com potencial para redução das emissões fugitivas em plataformas de petróleo. O estudo afirma que programas de detecção de vazamentos e manutenção preventiva podem reduzir entre 78 e 92% das emissões não intencionais, como as oriundas de juntas, vedações e superfícies rotativas. Técnicas como imageamento ótico de vazamento, detector acústico de vazamento e detecção de vazamentos a laser têm sido utilizadas com sucesso em tais programas.

Em contraste, as emissões fugitivas projetadas ou intencionais são aquelas que ocorrem em função de necessidades do próprio processo de produção: a queima de gás natural em tocha (*flaring*) e a ventilação de gases in natura para a atmosfera (*venting*).

A queima de gás em tocha é um dispositivo de segurança utilizado em praticamente todas as plataformas de produção, para lidar com volumes excedentes de gás natural que por algum motivo não puderam ser processados. No entanto, para além dessa função de segurança, o *flaring* já foi muito utilizado para dispor do gás natural produzido sem alternativa economicamente viável de aproveitamento. Como o óleo tende a ser muito mais rentável, por vezes o gás natural era considerado um subproduto a ser descartado. No início dos anos 2010, com o aumento da importância energética do gás natural e o crescimento da preocupação com emissões de GEE, a queima rotineira de gás em *flare* passou a ser objeto de intensa regulação por parte da ANP e do IBAMA. Ao longo dessa década, houve uma redução expressiva na queima rotineira de gás natural em tocha no Brasil, aumentando o chamado IUGA – Índice de Utilização de Gás Natural (Figura 88).

De acordo com a regulamentação mais recente da ANP, Resolução nº 806/2020, o IUGA precisa ser superior a 97% para unidades em operação e superior a 98% para unidades que iniciem operação a partir de 2025. O IUGA é definido como sendo o percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido.

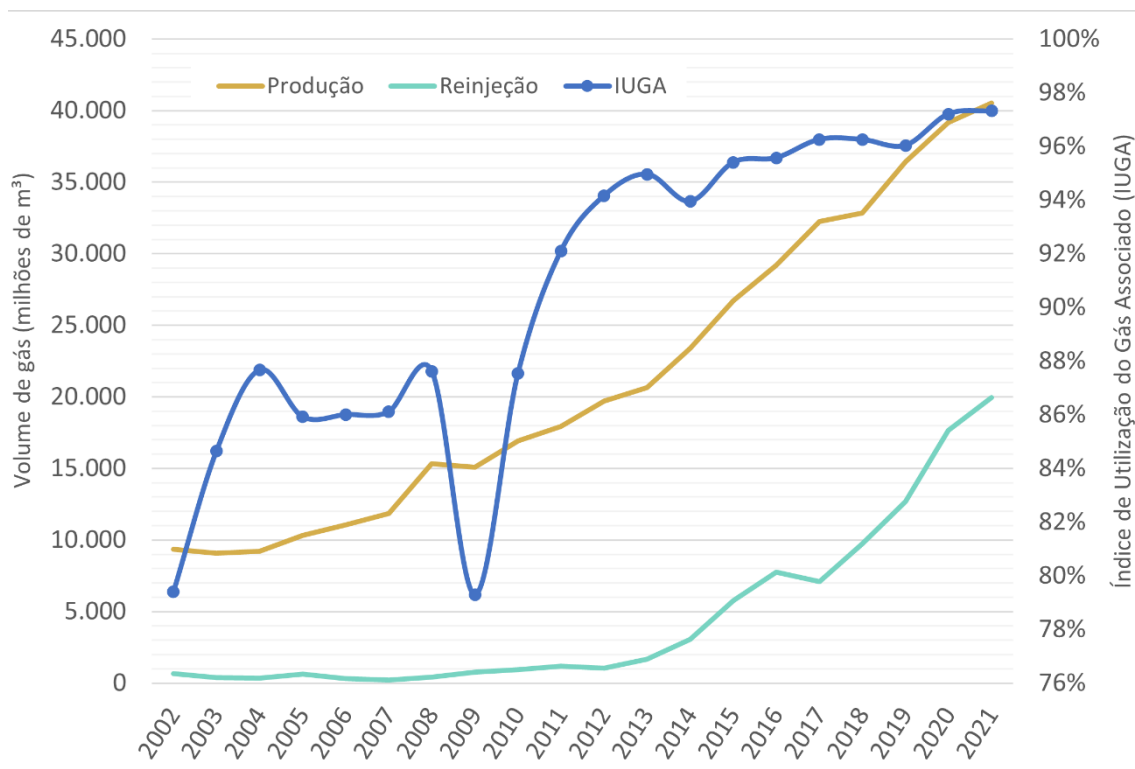


Figura 88: Evolução da produção de gás natural no ambiente marinho, incluindo o volume reinjetado e o índice de utilização do gás associado. Fonte: elaboração própria com dados da ANP.

Do ponto de vista do setor privado, a eliminação da queima rotineira do gás em tocha até 2030 é objeto de uma iniciativa do Banco Mundial denominada *Zero Routine Flaring by 2030*. Já se comprometeram publicamente com essa iniciativa as principais operadoras offshore do Brasil: Petrobras, Equinor, Shell, Total, por exemplo. A Petrobras, responsável por 73,1% da produção nacional de petróleo em 2021 (ANP, 2022b), é um ator fundamental para a evolução do cenário brasileiro. De acordo com seu Relatório de Sustentabilidade 2021 (PETROBRAS, 2022c), a companhia está estabelecendo como padrão o equipamento FGRU (*Flare Gas Recovery Unit*), também conhecido como *flare* fechado, que permite a recirculação de gases para o processamento na unidade, evitando sua queima. O FGRU já está operacional nas plataformas P-66, P-70 e P-77 e a previsão é de que outras 8 unidades comecem a utilizar o sistema ainda em 2022.

Além da redução do *flaring*, outro ponto importante dessa evolução foi a decisão da Petrobras de minimizar as emissões da produção no pré-sal desde o início. Assim que os primeiros testes bem-sucedidos foram a público, ficou evidente que a composição do petróleo da província do pré-sal era rica em CO<sub>2</sub>. Sob grande pressão da sociedade, da ANP e do IBAMA, a companhia inseriu em sua estratégia exploratória o compromisso de não liberar esse gás na atmosfera, mas utilizá-lo como parte do

processo de recuperação secundária do petróleo através da reinjeção no reservatório. Assim, todos os FPSOs do pré-sal possuem sistemas de separação e reinjeção de CO<sub>2</sub>. Os volumes dessa operação são tão significativos que a reinjeção de CO<sub>2</sub> no pré-sal foi considerado o maior projeto de CCUS – *Carbon Capture, Utilization and Storage* no mundo em 2021, em termos de injeção anual (GLOBAL CCS INSTITUTE, 2021). Em 2021 apenas, foram reinjetados 8,7 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> nos campos do pré-sal, totalizando 30,1 milhões de toneladas armazenadas desde 2008 (PETROBRAS, 2022c). Para os projetos ainda sem conexão à infraestrutura de escoamento (gasodutos), toda a produção de gás natural é reinjetada no reservatório, descontada a fração utilizada como combustível para a unidade. Uma evolução recente em fase de testes é a tecnologia Hisep (*High Pressure Separation*), na qual a Petrobras pretende separar o CO<sub>2</sub> da corrente produzida ainda no fundo do mar e reinjetá-lo no reservatório – permitindo que a planta de processamento de gás a bordo do FPSO seja menor e mais eficiente, reduzindo emissões em consequência (PETROBRAS, 2022c).

Tomando os projetos do pré-sal como referência, um momento crítico em termos de emissões de GEE é o comissionamento das plataformas, quando a infraestrutura de tratamento e escoamento ou reinjeção do gás natural ainda não está funcional e o gás produzido precisa ser queimado na tocha. Cada comissionamento varia com as características do projeto de desenvolvimento do reservatório e da planta de processo, mas a duração típica dessa fase é de 6 meses (180 dias).

A ANP e o IBAMA são responsáveis por regular o desempenho ambiental das companhias petrolíferas e estabeleceram como limite para as operações no pré-sal uma queima diária de 500.000 m<sup>3</sup>. Assim, as principais variáveis que afetam o volume total queimado em 180 dias (Figura 89) são relacionadas à ordem de entrada em funcionamento de equipamentos da planta de processo. Normalmente, a produção começa com a interligação do primeiro poço produtor. Nesse estágio, todo gás associado produzido precisa ser queimado na tocha.



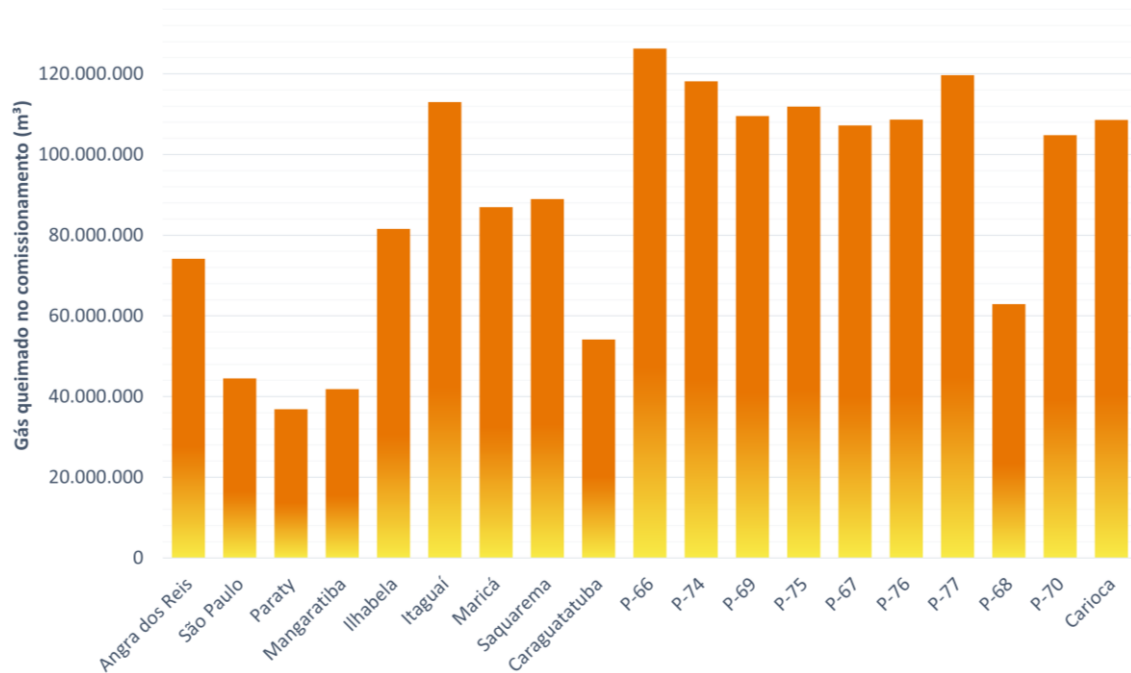


Figura 89: Volume de gás natural queimado na tocha durante os 180 primeiros dias de comissionamento dos FPSOs do pré-sal instalados e comissionados até setembro/2022. Fonte: elaboração própria com base em dados informados nos processos de licenciamento ambiental.

A Figura 90 ilustra as emissões fugitivas estimadas (excluindo-se as oriundas de queima para fins energéticos) dos FPSOs do pré-sal que entraram em operação até o final de 2019. Os períodos de comissionamento<sup>183</sup> formam claros picos de emissões e constituem um período crítico a ser otimizado para minimização das emissões fugitivas das operações offshore.

<sup>183</sup> Para elaboração do gráfico foi estabelecida uma curva típica de comissionamento, posteriormente aplicada ao volume efetivamente queimado no período, conforme relatório da companhia.

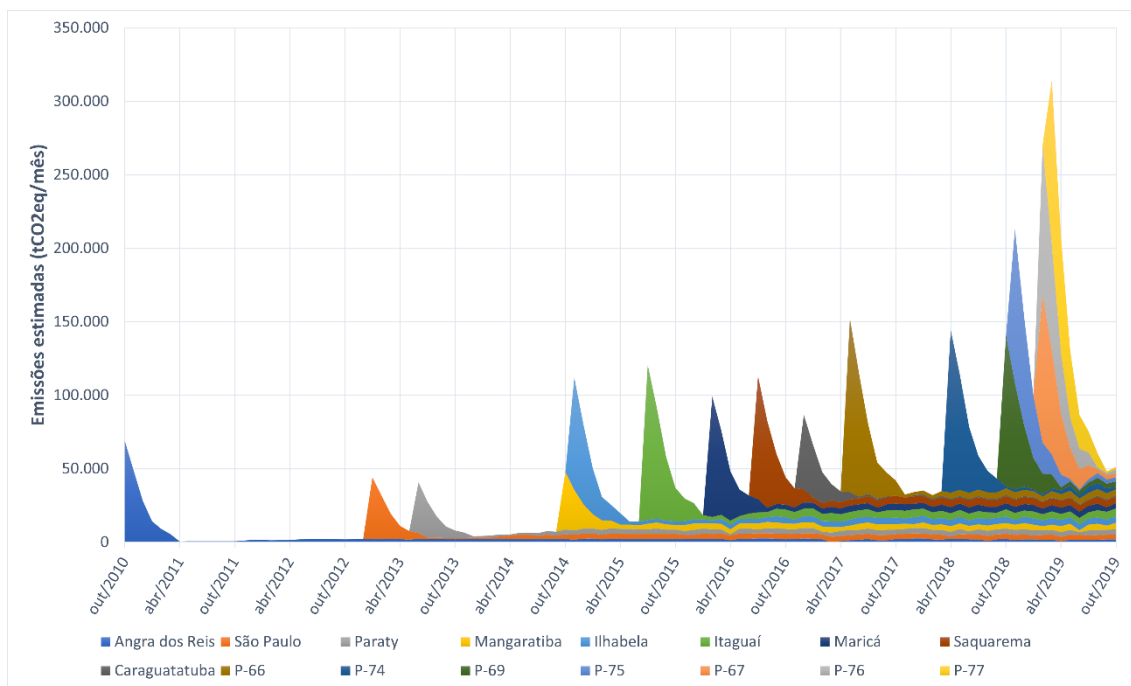


Figura 90: Estimativa das emissões fugitivas dos FPSOs do pré-sal entre 2010 e 2019. Os picos são referentes ao período de comissionamento, no qual grande parte do gás natural produzido é queimado na tocha. Emissões fugitivas consideradas: queima na tocha e ventilação nos tanques de armazenamento (flashing). Fonte: elaboração própria a partir de dados reais de produção de óleo e queima de gás informados nos processos de licenciamento ambiental.

A sequência que minimiza as emissões é aquela que prioriza a utilização do gás para geração de energia a bordo e, em seguida, a entrada em funcionamento dos compressores que possibilitam a reinjeção de gás e a interligação de um poço injetor como segundo poço do FPSO. No entanto, a conexão de um poço injetor significa na prática postergar a conexão de outros poços produtores e, portanto, adiar produção e receita. Assim, na ausência de regulação mais restritiva, a companhia pode conduzir um comissionamento de forma mais lenta, priorizando a conexão de poços produtores em detrimento de poços injetores ou mesmo da conexão com a infraestrutura de escoamento (para o que é necessário o comissionamento dos compressores de exportação). Nas Licenças de Operação mais recentes emitidas para FPSOs do pré-sal (Etapa 3), o IBAMA estipulou duas condicionantes para minimizar as emissões da fase de comissionamento:

(...)

2.3 A reinjeção do gás produzido deverá ser iniciada até o 75º dia de produção<sup>184</sup>. Em qualquer momento após o 75º dia de operação, caso a reinjeção de todo o gás natural associado não seja possível, a produção de petróleo e gás deverá ser interrompida e a sua retomada

<sup>184</sup> A adoção do 75º dia como referência foi em função do grande volume de gás a ser queimado segundo o projeto. Em outros FPSOs recentes, esse limite foi de 90 dias.

deve ser precedida de aprovação pelo IBAMA de proposta alternativa de mitigação a ser apresentada pela empresa.

2.4 A entrada em produção do 2º poço produtor (inclusive) em diante deverá ser previamente autorizada pelo IBAMA com base em relatório do comissionamento, (...).

(Licença de Operação nº 1640/2022 – DP de Mero 1 – FPSO Guanabara)

Para os FPSOs da etapa 4 do pré-sal, a Petrobras está prevendo o início da reinjeção de gás ao final de 90 dias de comissionamento, reduzindo fortemente o volume de queima no *flare* (PETROBRAS/CTA, 2021).

Além da etapa de comissionamento dos projetos de desenvolvimento da produção, uma outra atividade que requer maior atenção quanto às emissões são os Testes de Longa Duração (TLDs)<sup>185</sup>. Os TLDs são realizados para aumentar a compreensão do reservatório e ajudar a otimizar o projeto definitivo de aproveitamento do campo. Uma plataforma temporária é conectada a um poço por vez e realiza uma produção de alguns meses para avaliar os parâmetros necessários. Como é uma atividade efêmera, não há alternativa para escoamento do gás natural produzido, que é queimado na tocha durante o período do teste.

Os TLDs fizeram parte da estratégia inicial da Petrobras para acelerar a produção no pré-sal – eles são uma forma de antecipar a monetização do campo enquanto se prepara o sistema definitivo de produção. No entanto, dadas as grandes vazões dos poços do pré-sal, a queima indiscriminada do gás associado pareceu inadequada ao IBAMA e à ANP, que estabeleceram desde os primeiros TLDs uma limitação de 500.000 m<sup>3</sup>/dia de queima. Na prática, isso significa limitar a produtividade em óleo dos poços sendo testados. Além dessa limitação, o IBAMA ainda exige implementação de medidas compensatórias para as emissões – boa parte dos aportes da Petrobras ao Fundo Amazônia se originaram dessa forma.

Outra fonte potencialmente relevante de emissões nas operações offshore é a ventilação de gases in natura para a atmosfera. Na etapa de produção uma das possíveis fontes de gases ventilados é a perda por evaporação nos tanques de armazenamento. Quando o óleo chega aos tanques de um FPSO, por exemplo, passa de um vaso de alta pressão para uma condição de baixa pressão, o que pode acarretar a saída de gases da solução (*flashing*). Esses gases saídos de solução podem gerar emissões relevantes caso sejam ventilados à atmosfera, considerando os volumes

---

<sup>185</sup> Quando realizados após a declaração de comercialidade junto à ANP, os testes de longa duração têm sido denominados SPA – Sistemas de Produção Antecipada.

processados em um FPSO. No entanto, essas emissões podem ser significativamente mitigadas através de um equipamento denominado Unidade de Recuperação de Vapores (URV), que promove a coleta desses gases e os recoloca no sistema de tratamento, evitando que eles sejam simplesmente ventilados para a atmosfera. Os FPSOs utilizados no pré-sal, de modo geral, empregam URVs nos seus sistemas de tanques de óleo, minimizando o problema.

Há ainda muita expectativa quanto ao papel da captura e armazenamento geológico de carbono (CCS) para minimizar as emissões do setor de petróleo e gás. Já existe grande experiência com reinjeção de gás na indústria, especialmente no Brasil. Nesse sentido, um estudo de Rochedo et al. (2016) estimou que, no caso do pré-sal brasileiro, a captura e reinjeção do CO<sub>2</sub> é especialmente atrativa, dado o alto volume desse gás no gás natural produzido. Dessa forma, a separação do CO<sub>2</sub> permite a exportação do gás natural em condições mais especificadas para venda. O estudo pondera que a receita gerada pelo aproveitamento do gás natural mais que compensa o custo da implementação das tecnologias de membranas necessárias para a separação dos gases, compondo um custo negativo de abatimento entre 71,60 e 594,30 US\$/tCO<sub>2</sub>, a depender da composição do gás e do custo das membranas.

Essa medida já está em curso atualmente como padrão nas operações da Petrobras no pré-sal, porém o CO<sub>2</sub> está sendo reinjetado nos próprios reservatórios produtores, como mecanismo de aumento da pressão de reservatório e otimização da recuperação. Dessa forma, não se trata de um CCS definitivo e a tendência é o CO<sub>2</sub> ser produzido em proporções cada vez maiores ao longo da vida do campo. Provavelmente a criação de sistemas de armazenamento geológico definitivo dependerá de desenvolvimento tecnológico futuro, com custos ainda bastante incertos. Um estudo recente da EPE (2018) menciona ainda a possibilidade de construção de uma malha de carodutos para que o CO<sub>2</sub> do pré-sal da Bacia de Santos possa ser utilizado para aumentar o fator de recuperação de campos do pós-sal da Bacia de Campos. De toda forma, restaria o desafio do armazenamento geológico definitivo, talvez nesse caso aproveitando o final da vida útil dos campos do pós-sal para deixar o CO<sub>2</sub> no próprio reservatório depletado.

Por fim, é surpreendente como até hoje não existem dados consolidados de inventários de emissões do setor de E&P offshore no Brasil. No licenciamento ambiental são apresentadas estimativas genéricas no contexto dos estudos de impacto ambiental, mas não há a apresentação de relatórios de emissões efetivamente ocorridas – com exceção de procedimentos específicos como o comissionamento de novas unidades.

Um sistema de relatoria anual poderia ser facilmente implementado no contexto de cada Licença de Operação, compondo um valioso conjunto de dados que poderiam ser utilizados para subsidiar um processo de redução contínua de emissões, com metas e indicadores. Preferencialmente online, essa relatoria poderia estar aninhada no sistema de relatoria da poluição proposto anteriormente no item 4.2.2 (p.144).

### ***Risco acidental: vazamentos***

A operação de uma plataforma de produção é uma atividade complexa que envolve riscos significativos. No entanto, diferente da etapa de perfuração na qual há o gerenciamento de riscos geológicos e comportamentos inesperados de poços sendo perfurados, na produção a situação de modo geral é mais controlada. Os poços estão devidamente completados e suas características são bem conhecidas por estudos realizados durante a perfuração. Dessa forma, os riscos associados à perda de controle dos poços (*blowouts*) são bastante reduzidos nessa fase.

Plataformas de produção podem armazenar grandes quantidades de óleo cru – até 450.000 m<sup>3</sup> no caso dos FPSOs mais recentes do pré-sal. Assim, um acidente que envolvesse o afundamento ou a explosão do casco de uma unidade dessas poderia ter consequências catastróficas. No entanto, tais cenários são bastante raros e nenhum caso foi documentado nas últimas décadas. Boa parte dessas embarcações mais modernas possui casco duplo e muitos outros dispositivos de segurança que reduzem a chance de vazamentos mais significativos a partir dos tanques de armazenamento de óleo cru.

Assim, a maior parte dos vazamentos da etapa de produção de hidrocarbonetos está relacionada a falhas em equipamentos de transferência de óleo, seja do poço para a superfície (linhas e *risers*), seja durante operações de alívio para navios transportadores (*offloading*). Ocorrem também com certa frequência vazamentos de óleo diesel durante operações de transferência do combustível. A Figura 91, elaborada a partir dos comunicados de incidentes recebidos pela ANP, evidencia a evolução dos vazamentos de óleo cru e diesel em operações offshore na última década, discriminando a quantidade de eventos e o volume total vazado a cada ano.

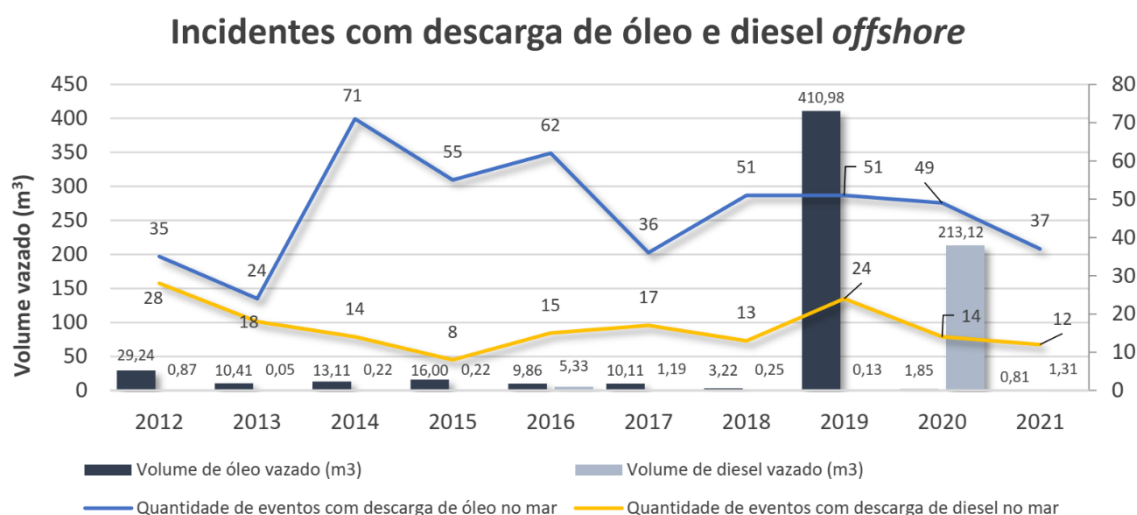


Figura 91: Vazamentos de óleo cru e diesel em atividades offshore de E&P no Brasil (2012-2021), incluindo quantidade de eventos e volume vazado por ano. Fonte: Relatório Anual de Segurança Operacional da ANP 2021 (ANP, 2022c).

Como regra geral, os vazamentos mais frequentes envolvem volumes reduzidos, sendo mais raros os vazamentos de maior volume. Ou seja, poucos eventos são responsáveis pela maior parte do volume vazado ao mar. Dados globais do IOGP corroboram essa premissa em levantamento envolvendo mais de 40 empresas associadas (Figura 92).

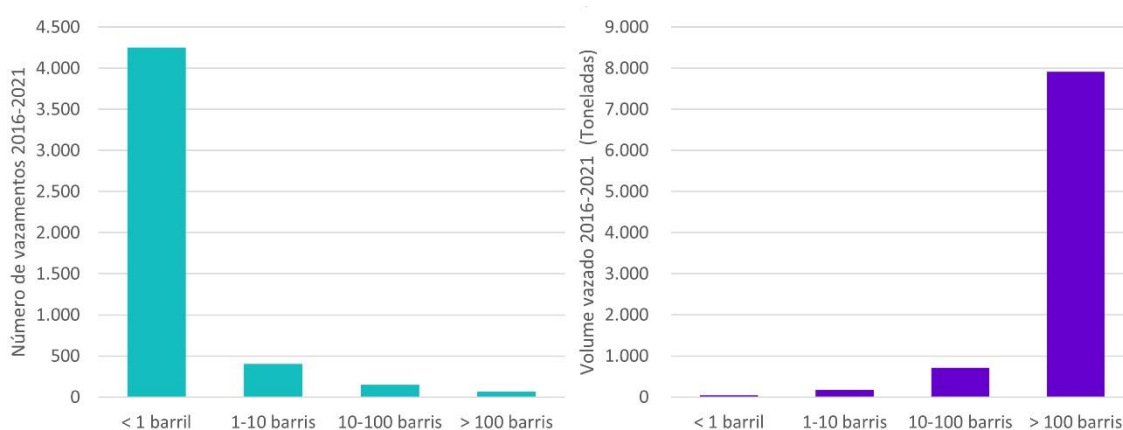


Figura 92: Típica relação inversa entre número de vazamentos de petróleo e volume vazado. Dados globais referentes ao período de 2016 a 2021, informados por 40 empresas que compõem o IOGP. Fonte: elaboração própria com dados de IOGP (2022).

Trazendo o caso específico da Petrobras, responsável por mais de 90% do petróleo produzido no país, a empresa afirma ter dado origem a apenas oito eventos com vazamento superior a 4 m³ no período entre 2010 e 2019 em operações de E&P offshore, conforme Quadro 34 a seguir.

Data	Descrição	Instalação	Campo	Bacia	Volume (m³)	Classificação da descarga
31/01/2012	Vazamento de 18,18 m³ devido a quebra do EPR ( <i>Early Production Riser</i> ) do FPSO Dynamic Producer.	FPSO Dynamic Producer	BM-S-9	Santos	18,18	Média
13/02/2012	Descarga na linha de interligação da saída de óleo com a saída de água de separador de produção da P-43	P-43	Barracuda	Campos	5,00	Pequena
23/04/2015	Descarga de petróleo devido a furo em oleoduto submarino que interliga as plataformas PCM-06 e PCM-05, litoral de Sergipe.	PCM-06	Camorim	Sergipe	7,00	Pequena
23/10/2017	Descarga de 7,0 m³ de petróleo bruto para o mar oriundo de falha na linha de produção do poço.	P-50	Albacora Leste	Campos	7,00	Pequena
02/01/2019	Descarga por rachadura no chapeamento do fundo do casco da plataforma.	FPSO RJ	Espadarte	Campos	15,36	Média
23/02/2019	Houve rompimento dos estojos em flange do mangote de offload durante transferência de óleo para navio aliviador.	P-58	Parque das Baleias	Campos	251,80	Grande
24/03/2019	Descarga por conta de perda de interface água/óleo no separador de produção, acarretando arraste de óleo para o sistema de água produzida e consequente descarga de água com alto teor de óleo para o mar.	P-53	Marlim Leste	Campos	122,00	Média
23/08/2019	Descarga ocasionada a partir de trincas no bojo de tanque de armazenamento de petróleo da plataforma.	FPSO Cidade do Rio de Janeiro	Espadarte	Campos	10,26	Média

Quadro 34: Eventos acidentais com vazamento superior a 4 m³ relatados pela Petrobras no período 2010-2019. Fonte: EIA da atividade de produção e escoamento de petróleo e gás natural no pré-sal - Etapa 4 (PETROBRAS/CTA, 2021).

Dessas ocorrências, a de maior porte foi originada pela ruptura de um mangote de transferência de óleo cru em uma operação de *offloading* da plataforma P-58. As ocorrências médias<sup>186</sup> envolveram um problema no casco de um FPSO sendo descomissionado (FPSO Cidade do Rio de Janeiro); uma quebra de *riser* de produção (FPSO Dynamic Producer); e um desvio de processo envolvendo falha em equipamento de separação água/óleo em plataforma sem tanque de armazenamento temporário de água produzida (P-53). Esse último incidente, que envolveu o lançamento de 122 m³ de óleo através da saída de água produzida, gerou toque de óleo na costa, com resíduos oleosos sendo identificados em praias na Região dos Lagos (RJ).

Essas características evidenciam que a mitigação do risco de vazamento na etapa de produção está bastante associada à prevenção de falhas de equipamentos e ao desenho de sistemas com dispositivos redundantes de segurança – basicamente o mesmo receituário de gestão de risco de sistemas industriais complexos. Os desafios adicionais se dão pela condição offshore das instalações e também pela existência dos arranjos submarinos, que oferecem perigos típicos da produção marítima de petróleo e gás.

<sup>186</sup> A classificação das descargas é dada pela Resolução CONAMA n°398/2008: de 0 a 8 m³ - pequena; entre 8 e 200 m³ - média; acima de 200m³ - grande.

No tema da contingência offshore, IBAMA e ANP compartilham boa parte das responsabilidades regulatórias. No entanto, há uma vocação específica de cada instituição: enquanto o IBAMA possui grande expertise nas consequências ambientais e no planejamento da resposta a vazamentos, a ANP possui técnicos mais especializados em segurança operacional, capazes de se aprofundar nos detalhes da engenharia dos processos offshore. A complementaridade das competências e a responsabilidade compartilhada tornam a cooperação entre as agências algo fundamental para o avanço da capacidade regulatória quando o assunto é prevenção e resposta a emergências com vazamentos offshore.

Nos últimos anos, algumas operações conjuntas foram executadas no âmbito da Operação Ouro Negro, anteriormente mencionada neste capítulo. O próprio incidente da P-53 envolvendo lançamento de 122 m<sup>3</sup> de óleo no mar foi objeto de investigação conjunta<sup>187</sup> entre as duas agências.

### **10.3.2.3. Fase de descomissionamento**

Como todo projeto de exploração mineral, a vida útil de um projeto de produção petrolífera é finita – em algum momento a atividade perde sua economicidade e a decisão racional do operador é de cessar o empreendimento. Essa etapa final é chamada de descomissionamento das instalações. A definição de descomissionamento no regramento brasileiro é:

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. (Resolução ANP nº 817/2020)

---

<sup>187</sup> O relatório conjunto está disponível em novembro de 2022 em [https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/arquivos-relatorios-de-investigacao-de-incidentes/plataforma-p-53/relatorio-p-53\\_final.pdf](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/arquivos-relatorios-de-investigacao-de-incidentes/plataforma-p-53/relatorio-p-53_final.pdf)



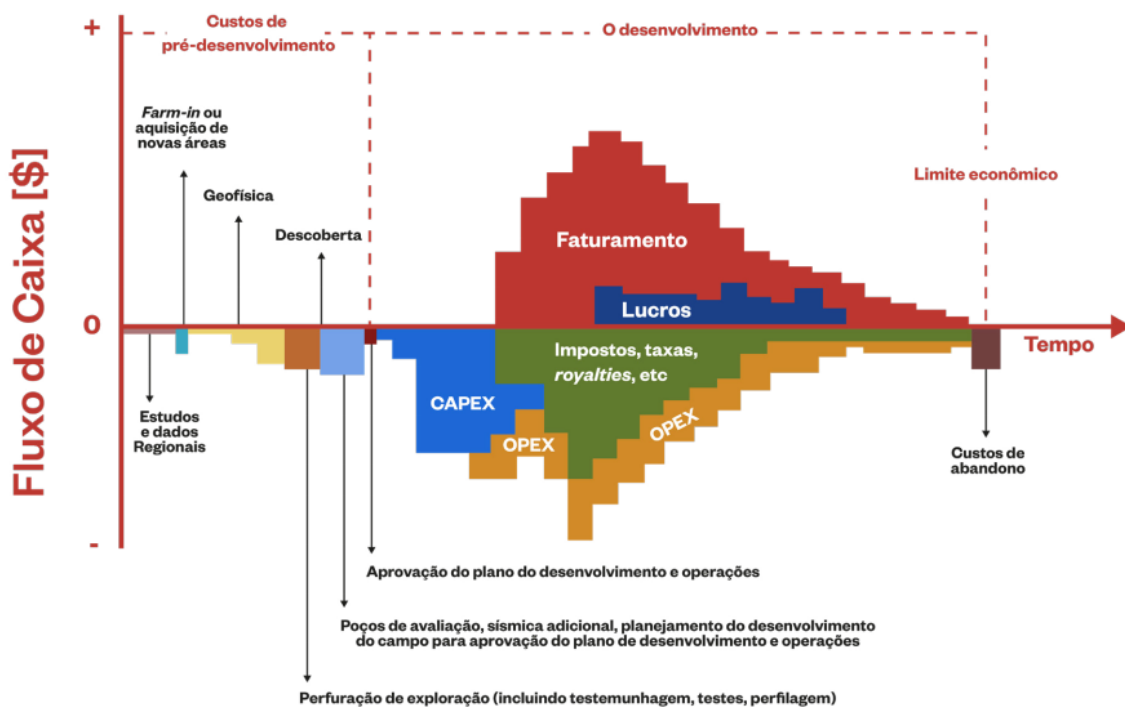


Figura 93: Exemplo de fluxo de caixa para projeto de exploração e produção de petróleo, com declínio do faturamento ao longo do tempo. Os custos para o abandono podem ser significativos e precisam ser provisionados durante a vida útil do empreendimento. Fonte: TCU (2021).

A complexidade do descomissionamento de sistemas de produção offshore depende, naturalmente, da configuração específica do sistema em questão. Um sistema de produção offshore pode ser dividido em três grandes grupos para fins de descomissionamento: (i) unidade de produção (plataformas e *topsides*<sup>188</sup>); (ii) arranjos submarinos; e (iii) poços (ANP; FGV, 2021). Cada categoria dessas possui procedimentos e desafios distintos para o descomissionamento.

### **Unidades de produção**

No que diz respeito às plataformas e *topsides* associados, a principal variável diz respeito à mobilidade da unidade. De modo geral, é possível considerar que estruturas flutuantes (ex.: FPSOs e Semissubmersíveis) são mais facilmente descomissionadas que estruturas fixas ao leito marinho. Enquanto estruturas flutuantes podem ser simplesmente rebocadas para outro local para atuarem em novos projetos ou serem desativadas, as plataformas fixas necessitam da aplicação de técnicas específicas para desconexão do fundo, com o uso de explosivos ou corte químico – técnicas que podem causar danos à fauna marinha (SCHROEDER; LOVE, 2004).

<sup>188</sup> *Topsides* são as estruturas que ficam acima da linha d'água em uma unidade offshore, incluindo as plantas de processo, utilidades, casario, deck e demais componentes de superfície.

Considerando a complexidade dos fatores envolvidos, é grande o debate acerca da melhor opção para descomissionamento de plataformas fixas. Apesar de algumas legislações internacionais priorizarem a opção da retirada completa das estruturas, há crescente suporte para que a decisão seja flexível, caso-a-caso e baseada em evidências científicas (FORTUNE; PATERSON, 2020; FOWLER et al., 2018; SOMMER et al., 2019). As principais alternativas teóricas são variações das duas únicas possibilidades: remover a plataforma ou deixá-la no mesmo local (EKINS; VANNER; FIREBRACE, 2006). A remoção pode ser completa, com o corte das fundações sendo feito abaixo do leito marinho, ou parcial, com a permanência da base da plataforma no fundo e a liberação de coluna d'água para segurança da navegação (FGV, 2022). A remoção de estruturas *topside* pode requerer o uso de embarcações especializadas (HLV – *Heavy Lift Vessels*) para içamentos de grande porte, em operações de alto custo e significativo risco associado (MIMMI et al., 2017; VIDAL et al., 2022).

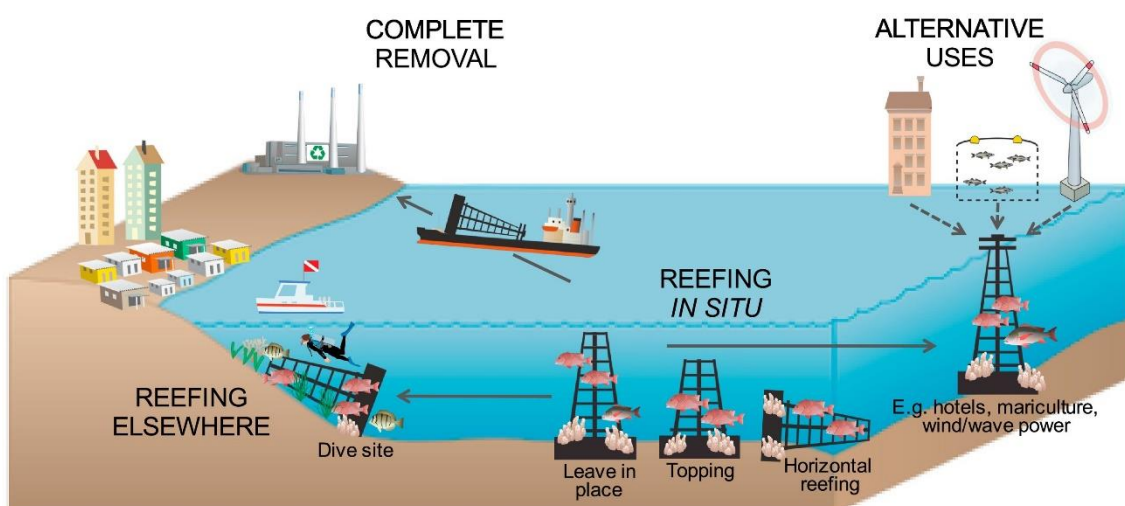


Figura 94: Alternativas para o descomissionamento de plataformas fixas (jaquetas). Fonte: Sommer et al (2019).

A permanência parcial ou completa da plataforma no local é geralmente revestida da lógica dos recifes artificiais, segundo a qual a estrutura submarina, uma vez colonizada por muitos anos, já desempenha importantes funções ecológicas e sua retirada poderia ser mais danosa que benéfica ao ecossistema (FOWLER et al., 2018; MCLEAN et al., 2022). A prática de conversão de plataformas fixas em recifes artificiais é bem estabelecida em algumas partes do mundo, como no Golfo do México (EUA). Lá, todos os estados costeiros possuem programas *Rigs-to-Reef* estaduais e em 2017 mais

de 500 plataformas<sup>189</sup> já haviam sido convertidas em recifes artificiais (KAISER; SHIVELY; SHIPLEY, 2020).

No Brasil, a possibilidade de conversão de plataformas de petróleo em recifes artificiais é, no mínimo, controversa. Há previsão de licenciamento ambiental federal específico para a tipologia, mas o regramento é bastante insatisfatório. O Decreto nº 5.300/2004, que regulamenta o Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro – PNGC, estipulou um prazo de um ano para MMA e IBAMA proporem uma resolução ao CONAMA para regulamentar a implantação de recifes artificiais marinhos no Brasil. Um Grupo de Trabalho chegou a ser criado no CONAMA para o assunto, mas a última informação disponível no site do Conselho data de setembro de 2009 e informa que o GT foi criado, mas não instalado. Nesse vácuo normativo, o IBAMA elaborou a Instrução Normativa nº 22/2009 que estabelecia alguns contornos básicos para o processo de licenciamento, incluindo a previsão de Termo de Referência específico para cada processo. O próprio IBAMA revogou a citada IN em junho de 2019, com base em uma alegada “necessidade de atualização”, afirmando que o licenciamento seguiria “critérios técnicos” enquanto se discutia nova regulamentação<sup>190</sup>.

A nova regulamentação foi publicada no apagar das luzes de 2020, em 24 de dezembro – a IN nº 28/2020. A nova IN avançou pouco no efetivo regramento do licenciamento da tipologia, mas atraiu grande controvérsia pelo artigo 5º:

Art. 5º. Não são consideradas recifes artificiais as estruturas que façam parte de projetos cujo objetivo não seja aquele elencado no Artigo 4º desta Instrução Normativa, tais como as instalações portuárias, **as de exploração e produção de petróleo e gás natural**, os dutos e as de proteção de costa, mesmo que estejam colonizadas por organismos marinhos.

Parágrafo único. Mediante licenciamento ambiental específico, poderá ser autorizada a conversão para recife artificial as estruturas oriundas de projetos originalmente licenciados para outros objetivos, desde que extinta sua finalidade original e que possam servir a pelo menos um dos objetivos elencados no Artigo 4º desta Instrução Normativa.

(Instrução Normativa IBAMA nº 28/2020, grifo nosso)

A controvérsia foi imediata, levando à revogação do parágrafo único do artigo 5º uma semana depois, pela IN nº 30/2020, de 30 de dezembro de 2020. No despacho de

---

<sup>189</sup> O site do BSEE – *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* ([www.bsee.gov/what-we-do/environmental-compliance/environmental-programs/rigs-to-reefs](http://www.bsee.gov/what-we-do/environmental-compliance/environmental-programs/rigs-to-reefs)) informa que até dezembro de 2021 já haviam sido convertidas em recifes artificiais 573 plataformas originalmente instaladas no Golfo do México.

<sup>190</sup> Revogada pela IN nº 17/2019. No governo Bolsonaro iniciativas de desregulamentação ganharam força substancial, muitas vezes com motivação nebulosa.

justificativa para a revogação<sup>191</sup>, o Diretor de Licenciamento Ambiental do IBAMA argumenta que o parágrafo único “poderia dar margem a equivocada interpretação segundo a qual trataria do tema envolvendo descomissionamento de estruturas”. Ou seja, não só as normativas sobre licenciamento ambiental de recifes artificiais seguem genéricas como há uma intenção explícita do IBAMA de desvincular a discussão do descomissionamento de estruturas offshore de petróleo e gás. Dada a iminente desativação definitiva de dezenas de plataformas fixas no Brasil, este cenário regulatório representa uma previsível fonte de conflitos e deveria ser enfrentado pelo governo federal o quanto antes.

Outro fator relevante que precisa ser considerado na tomada de decisão sobre o descomissionamento de plataformas é a presença de espécies invasoras aderidas aos cascos e jaquetas. No caso brasileiro é preocupante a situação do coral-sol (*Tubastraea spp.*), espécie exótica bastante agressiva que foi introduzida no Atlântico Sul pela indústria petrolífera e hoje se alastrou por boa parte do litoral (CREED et al., 2017, 2021). Há especial preocupação com a destinação de plataformas antigas como recifes artificiais, especialmente se houver o deslocamento destas para áreas com atrativos turísticos (MIRANDA et al., 2020). Nesses casos, é fundamental implementar estratégias de prevenção da disseminação do coral-sol para que o descomissionamento não seja um vetor de agravamento da situação.

### **Arranjos submarinos**

Além da decisão a respeito da plataforma e equipamentos de superfície, é preciso decidir o que fazer com o arranjo submarino associado à produção: linhas, dutos, âncoras, *manifolds* etc. No caso brasileiro, o descomissionamento dos arranjos submarinos representa um desafio especial em função das características dos nossos sistemas: grande variação de profundidade (indo de águas rasas até ultra profundas), uso extensivo de linhas flexíveis e umbilicais submarinos (podendo chegar até 300 km de comprimento total em um único projeto), muitos poços por plataforma e sistemas submarinos instalados há muito tempo (alguns instalados ainda na década de 1980), por exemplo (ANP; FGV, 2021; FGV, 2022).

Além dos desafios em termos de custo e logística, o enorme volume de equipamentos a serem retirados do fundo marinho coloca pressão sobre a infraestrutura terrestre que irá receber e dar a destinação final aos materiais (EKINS; VANNER;

---

<sup>191</sup> Despacho nº 9050792/2020-DILIC, de 30/12/2020.

FIREBRACE, 2006). Há no Brasil hoje uma escassez de estaleiros e portos capazes de realizar os procedimentos de desmantelamento, recondicionamento e reciclagem de materiais (MIMMI et al., 2017). Segundo a FGV (2022), apenas o estaleiro Atlântico Sul – localizado em Ipojuca/PE - é certificado para operações de desmantelamento e reciclagem de estruturas offshore. Por outro lado, é grande a expectativa para o desenvolvimento de um mercado interno voltado ao descomissionamento – há previsão de investimentos de R\$ 42,11 bilhões entre 2022 e 2026 para descomissionamento de instalações marítimas, segundo o Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da ANP.

Outra questão importante para o descomissionamento de arranjos submarinos é a possibilidade de contaminação ambiental a partir de substâncias residuais presentes em dutos e linhas flexíveis. A depender dos cuidados com limpeza e manuseio dos equipamentos, diversos poluentes podem ser dispersados na coluna d'água, incluindo metais pesados e substâncias radioativas<sup>192</sup> presentes no óleo e em outros fluidos utilizados no processo (MACINTOSH et al., 2022; SOMMER et al., 2019).

Há no Brasil uma situação crítica no que diz respeito aos arranjos submarinos lançados durante o período do monopólio estatal da Petrobras. Muitos desses materiais foram depositados no fundo em uma época anterior às técnicas modernas de posicionamento preciso e utilização de ROVs. Como resultado, muitos desses arranjos submarinos mais antigos, em especial na bacia de Campos, são verdadeiros emaranhados de linhas flexíveis (Figura 95). Recolher com segurança esses emaranhados é um desafio de alta complexidade e custos elevados.

No Projeto de Descomissionamento da plataforma semissubmersível P-15, por exemplo, a Petrobras descreve a situação crítica dos emaranhados. No projeto, encaminhado ao IBAMA em abril de 2020, a empresa informa que precisa de mais tempo para realizar estudos adicionais, incluindo eventuais novos imageamentos com ROV e estima que o recolhimento dessas linhas flexíveis só poderá ser realizada entre os anos de 2023 e 2028, propondo a permanência temporária dos equipamentos no fundo enquanto as análises técnicas detalhadas são elaboradas.

---

<sup>192</sup> NORM – *Naturally Occurring Radioactive Materials*.



*Figura 95: Exemplo de cruzamento múltiplo entre linhas flexíveis que compõem um arranjo submarino instalado há muitos anos na bacia de Campos. Fonte: Projeto de descomissionamento da Plataforma Semissubmersível P-15, da Petrobras. Abril/2020.*

O problema do passivo da Petrobras monopolista é ainda mais complexo que as linhas flexíveis lançadas sem posicionamento de precisão. Em uma época sem controles externos relativos à questão ambiental, era prática usual da companhia realizar lançamento “provisório” de equipamentos ao mar para otimizar custos e logística. Isso deu origem a situações como o chamado Almojarifado Submarino.

A partir de 1991, a Petrobras começou a utilizar algumas áreas em águas rasas na bacia de Campos (entre 60 e 130 m de profundidade) para armazenamento temporário de equipamentos, especialmente linhas flexíveis e sistemas de ancoragem. Os equipamentos eram deixados organizadamente no fundo do mar e recuperados quando algum projeto necessitava deles. As áreas de almojarifado submarino chegaram a totalizar 460 km<sup>2</sup> na bacia de Campos (ver Figura 96).

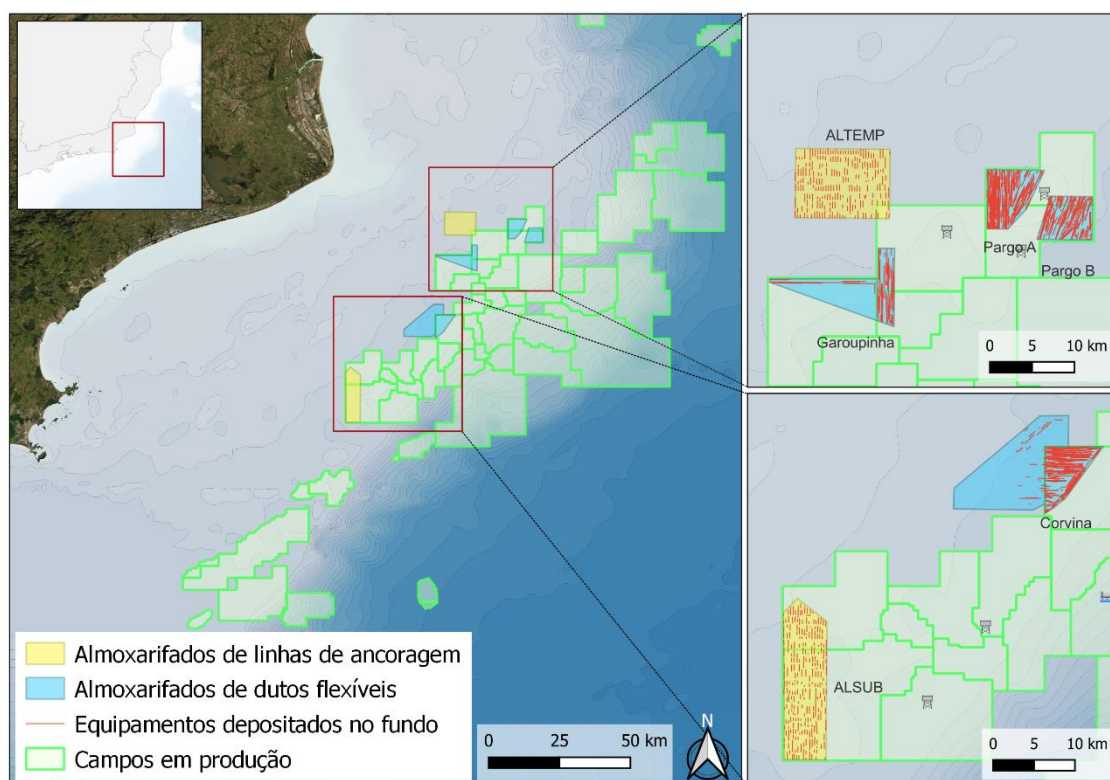


Figura 96: Localização dos almoxarifados submarinos utilizados pela Petrobras entre 1991 e 2016 na bacia de Campos. Muitos equipamentos seguem armazenados no fundo marinho, aguardando descomissionamento definitivo. Fonte: elaboração própria com dados do processo administrativo de acompanhamento dos almoxarifados submarinos (processo IBAMA nº 02022.000944/2016-20).

No entanto, essa prática de armazenamento temporário em almoxarifados submarinos nunca havia sido informada ao IBAMA até 2011, quando um mapa digital encaminhado no contexto do Projeto de Desativação de Instalações Descomissionadas (PDID), elaborado no âmbito do TAC de Produção<sup>193</sup>, apresentou grandes áreas sinalizadas como “almoxarifados” sem nenhuma informação adicional. Essas áreas, bem como sua dinâmica de funcionamento, nunca haviam sido apresentadas anteriormente ao órgão licenciador – nem em novos projetos licenciados nem no contexto da regularização de projetos antigos (TAC). A partir desse primeiro momento, o IBAMA buscou esclarecimentos junto à companhia sobre o que efetivamente eram essas áreas e que papel desempenhavam nas operações na bacia de Campos. Aos poucos, foi ficando evidente que a Petrobras realizava de modo corriqueiro atividades de deposição e retirada de equipamentos nessas áreas, à completa revelia do licenciamento ambiental. Atividades essas que equivalem em intensidade à instalação de diversos sistemas submarinos por ano, em áreas que nunca foram submetidas a

<sup>193</sup> O TAC de Produção da bacia de Campos foi firmado em dezembro de 2002 para regularização do licenciamento ambiental de plataformas em operação não licenciadas ou com licença ambiental não renovada.

nenhuma avaliação de impacto ambiental nem eram monitoradas. Com o tempo, foi identificado que algumas dessas áreas apresentam ecossistemas sensíveis de bancos de algas calcárias.

O IBAMA só conseguiu obter informações mais consistentes sobre os almoxarifados submarinos em 2016, quando informou claramente à Petrobras que “essas áreas não foram licenciadas para essa finalidade”<sup>194</sup> e que, portanto, a empresa não estava autorizada a armazenar novos equipamentos nestas ou noutras áreas sem a devida autorização para tal. Em resposta, a empresa confirmou que não estava mais depositando novos equipamentos nos almoxarifados submarinos. Ou seja, a Petrobras operou em segredo almoxarifados submarinos entre 1991 e 2016, tendo deliberadamente ocultado sua existência do IBAMA durante a elaboração do TAC de Produção em 2002 e durante diversos outros licenciamentos na bacia de Campos nesse período.

A postura da empresa na condução deste caso é de difícil compreensão: os almoxarifados submarinos poderiam ter sido incluídos sem dificuldades no TAC de produção ou mesmo licenciados em separado ou no contexto de algum outro sistema de produção ao longo dos anos. A opção pelo sigilo aparenta ter relação com os altos custos para o adequado descomissionamento das operações dos almoxarifados – ao longo dos anos muitos equipamentos foram abandonados na prática nessas áreas, sem perspectiva de serem reutilizados. Enquanto pôde, a empresa foi empurrando a “sujeira para debaixo do tapete” e adiando o inevitável custo de destinação das toneladas de equipamentos armazenados no fundo do mar. Em meados de 2016, a empresa afirmava ter armazenados nos almoxarifados submarinos quase 1.450 km de linhas flexíveis e sistemas de ancoragem. Para fins de comparação, um sistema típico de produção no pré-sal possui uma extensão total de cerca de 170 km de linhas apoiadas no fundo marinho<sup>195</sup>. Em reuniões com o IBAMA em 2016, a Petrobras estimou o custo da retirada completa dos equipamentos em R\$ 1,5 bilhão, a serem aplicados ao longo de cinco anos de execução.

Após o recolhimento de informações detalhadas o suficiente, em setembro de 2018 o IBAMA aplicou uma multa no valor de R\$ 2.510.500,00 à Petrobras por “fazer funcionar atividade de uso de áreas do leito marinho na Bacia de Campos como ‘almoxarifados submarinos’ (depósito de materiais submarinos) sem licença do órgão ambiental competente”. Em paralelo, foram conduzidas negociações para formulação

---

<sup>194</sup> Parecer Técnico nº 02022.000105/2016-10 CPROD/IBAMA, de 24/2/2016.

<sup>195</sup> Parecer Técnico nº 380/2019-COPROD/CGMAC/DILIC, de 25/9/2019.



de um TAC para regularizar o descomissionamento dos almoxarifados submarinos da bacia de Campos. O TAC terminou sendo assinado entre a Petrobras, o MPF e o Funbio<sup>196</sup> em março de 2021, incluindo a destinação de R\$ 20.057.083,49 para projetos de conservação ambiental no litoral do Rio de Janeiro. O TAC inclui também atividades de monitoramento e recuperação ambiental e prevê que o recolhimento dos equipamentos acontecerá até o final de 2027.

Não há explicação razoável para o IBAMA não ter assinado o TAC como compromitente, uma vez que conduziu todo o processo técnico, incluindo a construção dos termos do TAC. Em um dos “considerandos” do TAC assinado, consta que foi facultado ao IBAMA “firmar, na qualidade de COMPROMITENTE o presente instrumento e que este declinou de sua assinatura”. É possível que isto tenha relação com a interdição ideológica ocorrida no governo Bolsonaro relativa à destinação de recursos envolvendo organizações não-governamentais. Sem a opção de participar de um TAC onde o recurso seria gerenciado pelo Funbio ou organização similar, a solução encontrada pelo IBAMA foi simplesmente ficar de fora do TAC.

### **Poços**

O termo técnico para o fechamento de poços de petróleo é “abandono”. O abandono de poços é regulamentado pela Resolução ANP nº 46/2016, que instituiu o Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços – SGIP. A resolução estabelece que o abandono permanente é aquele no qual não há interesse na reentrada futura no poço – este é o caso que interessa no descomissionamento de sistemas de produção. O abandono permanente tem como premissa o isolamento de intervalos com potencial de fluxo, prevenindo qualquer chance de vazamento futuro para o ambiente. Para tanto, a resolução exige a implementação de, no mínimo, dois CSBs – Conjunto Solidários de Barreiras:

Conjunto de um ou mais elementos com o objetivo de impedir o fluxo não intencional de fluidos da formação para o meio externo e entre intervalos no poço, considerando todos os caminhos possíveis (Resolução ANP nº 46/2016 – definições).

---

<sup>196</sup> O Funbio – Fundo Brasileiro para a Biodiversidade foi criado em 1996 e é “um mecanismo financeiro nacional privado, sem fins lucrativos, que trabalha em parceria com os setores governamental e privado e a sociedade civil para que recursos estratégicos e financeiros sejam destinados a iniciativas efetivas de conservação da biodiversidade” (autodefinição do site do Funbio).

Pouco após a publicação da Resolução ANP, o IBP editou um documento de Diretrizes para Abandono de Poços (IBP, 2017) contendo um mapa do caminho para as empresas operarem em conformidade com o SGIP no que diz respeito ao abandono.

Na prática, o abandono permanente de poços é o componente mais custoso do processo de descomissionamento. No caso brasileiro em especial, com grande predominância de completação molhada (árvores de natal no fundo oceânico), o abandono de poços geralmente envolve a mobilização de uma sonda de perfuração, o que compõe parte significativa do custo da operação. Da previsão de R\$ 42,11 bilhões a serem investidos em descomissionamento marítimo no Brasil entre 2022 e 2026<sup>197</sup>, R\$ 24,18 bilhões são para abandono permanente de poços (57,43% do total). Apesar disso, os custos do abandono de poços marítimos no Brasil parecem estar alinhados com os de outras regiões petrolíferas no globo (MIMMI et al., 2017). Até 2026, a previsão das operadoras enviada à ANP é de abandono permanente de 612 poços marítimos no Brasil, 355 dos quais na bacia de Campos (58% do total).

Do ponto de vista ambiental, toda reentrada em poços envolve riscos acidentais. A operação de abandono em poços de completação molhada requer a instalação de equipamentos de segurança como o BOP – *blowout preventer*. Os riscos ambientais da operação com poços foram caracterizados no item 10.2.2.

### ***Status do descomissionamento no Brasil***

O Brasil vive a expectativa de uma explosão de demanda por descomissionamento de instalações offshore (ANP; FGV, 2021). A idade média das plataformas na maioria das bacias sedimentares marítimas é bastante avançada (Figura 97) e em muitos casos já ultrapassou a vida útil originalmente planejada.

---

<sup>197</sup> Dados do Programa Anual de Trabalho 2022 da ANP, disponíveis no Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P.

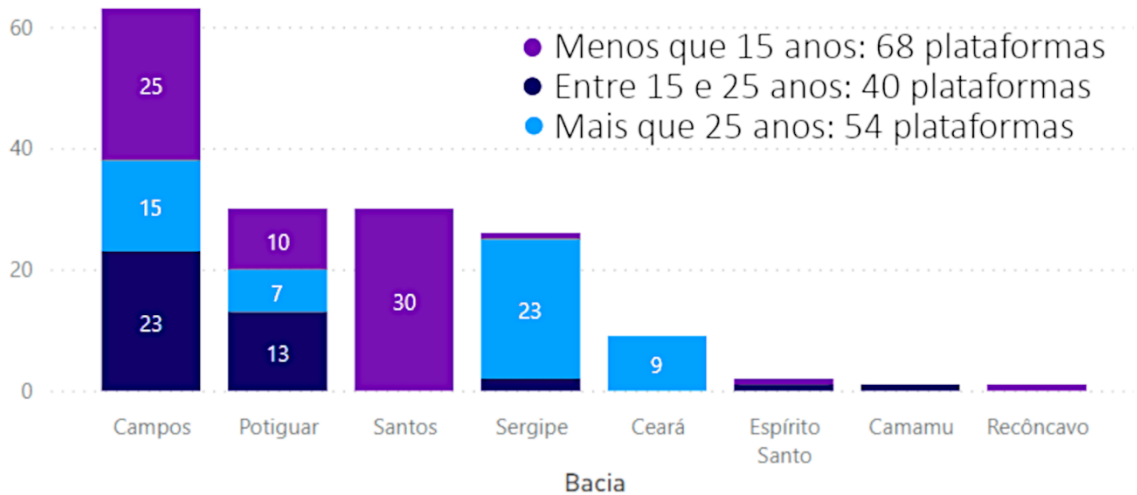


Figura 97: Situação da idade das plataformas marítimas no Brasil. Atualizado em novembro/2022. Fonte: Adaptado do Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da ANP.

Com a edição da Resolução ANP nº 817/2020, o descomissionamento ganhou novo regramento no Brasil. A partir de sua entrada em vigor o documento a ser apresentado pelas operadoras (PDIs – Programas de Descomissionamento de Instalações) deve ser o mesmo para as três instituições que precisam aprovar o procedimento: ANP, IBAMA e Marinha. A resolução estabelece também um prazo mínimo de cinco anos de antecedência para submissão do PDI para instalações marítimas. Apesar da submissão do mesmo documento, a análise de cada instituição é feita independentemente, dentro dos ritos e procedimentos específicos de suas atribuições.

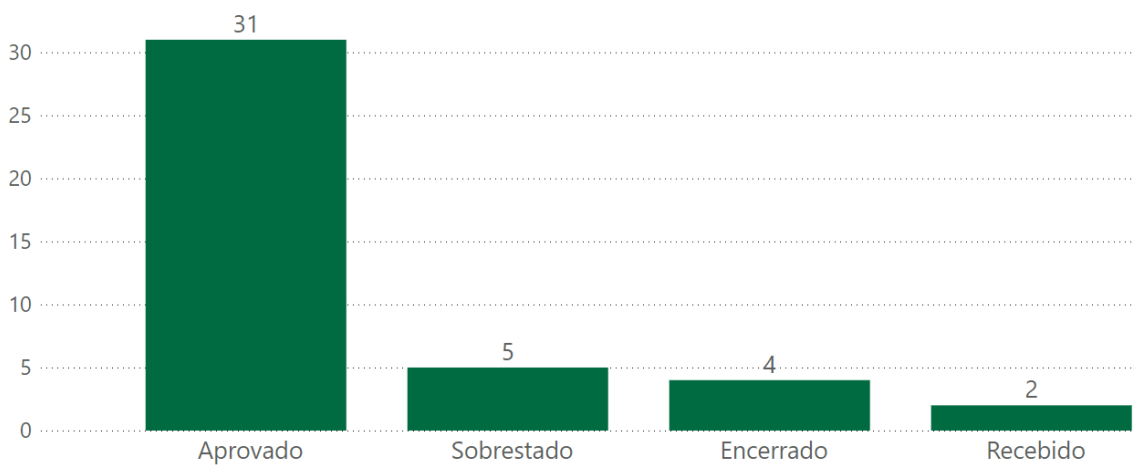


Figura 98: Situação dos PDIs submetidos à ANP para instalações marítimas em 17/11/2022. Fonte: Painel Dinâmico de Descomissionamento de Instalações de E&P da ANP.

Do ponto de vista das opções de descomissionamento, a regra básica estabelecida pela ANP é a remoção completa dos equipamentos e instalações da área, sendo vedado o alijamento (descarte) no mar. Contudo, a resolução estabelece que a remoção parcial ou permanência definitiva podem ser admitidas em caráter excepcional, desde que apresentada justificativa contendo análise comparativa fundamentada em cinco dimensões: técnica, ambiental, social, econômica e de segurança.

Na perspectiva do IBAMA, o descomissionamento é tratado como um dos projetos ambientais condicionantes das licenças de operação. O Projeto de Descomissionamento é apresentado no contexto do Estudo de Impacto Ambiental e contém informações genéricas sobre os procedimentos a serem realizados anos à frente. Quando da emissão da licença de operação para determinado sistema de produção, o IBAMA estipula uma condicionante obrigando a empresa a atualizar e detalhar o Projeto de Descomissionamento com uma antecedência mínima de 5 anos do final das operações.

No entanto, ressalte-se que este é o procedimento atual aplicado a licenciamentos recentes, após a Resolução ANP nº 817/2020. Anteriormente, o IBAMA especificava uma antecedência mínima de 90 dias para atualização do então chamado Projeto de Desativação – prazo claramente insuficiente para uma tomada de decisão responsável sobre o tema. Aliás, não só o prazo era insuficiente, como não era cumprido pelas empresas. O quadro a seguir exemplifica o problema com casos concretos.

<b>Processo IBAMA</b>	<b>Instalação</b>	<b>Cessação da produção</b>	<b>Protocolo projeto de descomissionamento</b>
02022.005303/1998-18	Campo de Cação	Julho/2010	Dezembro/2014
02001.124307/2017-77	Plataforma P-12	Fevereiro/2015	Maio/2015
02022.001266/2004-89	FPSO Cidade do Rio de Janeiro	30/6/2018	13/6/2018

*Quadro 35: Exemplos de protocolo tardio do projeto de descomissionamento/desativação atualizado. Fonte: Informação Técnica nº 34/2020-COPROD/CGMAC/DILIC.*

Na prática, o que acontece hoje é a apresentação do mesmo PDI encaminhado à ANP, a título de atualização do Projeto de Descomissionamento (Desativação) previsto como condicionante da licença de operação. Do ponto de vista das opções a serem avaliadas, a perspectiva técnica do IBAMA é similar à da ANP: a alternativa básica é a remoção completa dos equipamentos. Essa orientação foi consolidada na Informação Técnica nº 31/2019-COPROD/CGMAC/DILIC, de dezembro de 2019, e está alinhada com marcos internacionais como a Resolução IMO A.672(16) de 1989 e a

Decisão OSPAR 98/3<sup>198</sup>. Qualquer solução diferente da remoção completa é possível, mas precisa ser justificada e embasada por uma avaliação comparativa robusta, levando em consideração aspectos ecológicos, sociais e econômicos. A IT n° 31/2019 trazia ainda exemplos de situações que poderiam constituir exceções à remoção integral:

- Risco inaceitável à segurança dos trabalhadores;
- Riscos inaceitáveis ao ambiente marinho ou impactos ambientais injustificáveis;
- Inexequibilidade técnica;
- Custos extremos;
- Seja atribuído um novo uso.

Dutos rígidos e sistemas de ancoragem, por exemplo, já foram objeto de autorização específica do IBAMA para permanência *in situ*, após avaliação criteriosa e detalhada das opções disponíveis. As únicas plataformas fixas já descomissionadas no país, no entanto – campo de Cação, no Espírito Santo – tiveram toda sua estrutura removida, incluindo *topsides* e a jaqueta de aço.

No entanto, a publicação das orientações técnicas do IBAMA causou forte reação da indústria, notadamente da Petrobras e do IBP. Entre março e julho de 2020, ambos encaminharam documento à Diretoria de Licenciamento Ambiental do IBAMA com queixas a respeito da Informação Técnica n° 31/2019-COPROD/CGMAC/DILIC. Os pleitos principais diziam respeito à possibilidade de fracionamento do processo de descomissionamento (unidades de produção, sistemas submarinos e poços) e a não-existência de alternativa-padrão de remoção completa, deixando a análise de alternativas como princípio básico. Na manifestação, a Petrobras e o IBP cometem a ousadia de sugerir que o Diretor de Licenciamento Ambiental do IBAMA consultasse a própria procuradoria federal do instituto sobre o conteúdo da IT n° 31/2019. Inexplicavelmente, a sugestão foi acatada pela gestão do IBAMA.

A resposta da Procuradoria Federal Especializada (PFE)<sup>199</sup> em linhas gerais deu razão aos entendimentos da equipe técnica do IBAMA: a autorização do descomissionamento por etapas é possível desde que faça sentido técnico (e não seja utilizada para dificultar avaliações integradas de impacto) e a existência de regra geral

---

<sup>198</sup> Aplicável aos países signatários da convenção OSPAR (Oslo-Paris), como Dinamarca, Alemanha, Irlanda, Holanda, Noruega, Espanha e Reino Unido. É o padrão para o Mar do Norte.

<sup>199</sup> Parecer n° 00072/2020/CONEP/PFE-IBAMA-SEDE/PGF/AGU, de 2/9/2020.

de remoção completa é plenamente compatível com o regramento jurídico existente e não se confunde com presunção processual ou decisão padrão.

Apesar disso, como resultado dessa controvérsia, a Diretoria de Licenciamento Ambiental decidiu, em março de 2021, suspender os “efeitos orientativos” da IT n° 31/2019, solicitar a elaboração de uma Orientação Técnica Normativa (OTN) sobre o assunto e impor um regramento de transição para o tema (Anexo I do Despacho n° 9436769/2021-DILIC). As OTNs são documentos normativos de maior peso e relevância que Informações Técnicas, sendo coerente a opção pelo *upgrade* de tipo normativo. No entanto, no direcionamento técnico provisório – elaborado individualmente pelo então Coordenador-Geral da área<sup>200</sup> (CGMAC) – consta que o IBAMA:

considerará a avaliação de impactos ambientais como processo norteador para a avaliação e fundamentação técnica do processo decisório referente à aprovação ou reprovação de PDIs, **sendo vedada a indicação de regra ou diretriz geral a ser alcançada.** (Despacho n° 9436769/2021-DILIC, de 30/3/2021, grifo nosso)

No despacho consta ainda que a futura OTN deverá se balizar pelas diretrizes estabelecidas no referido anexo. Ou seja, ficou configurado um alinhamento entre a DILIC, a CGMAC e a indústria, em oposição ao entendimento da equipe técnica, consolidado em anos de estudo do tema e prática do licenciamento.

A OTN até hoje não foi elaborada e o último prazo acordado entre a equipe técnica e a DILIC para apresentação de uma minuta é 31/3/2023. Desta maneira, o entendimento formalmente válido hoje é de que o IBAMA avaliará cada proposta de descomissionamento com base em uma análise comparativa multidisciplinar, sem que haja a orientação básica pela remoção total.

Essa situação parece um tanto esdrúxula, especialmente quando se considera que a diretriz básica de remoção total é estabelecida na própria Resolução ANP n° 817/2020 e em diversos outros documentos legais e normativos. Em realidade, a recuperação ambiental após a conclusão da atividade é o paradigma básico de qualquer exploração mineral:

Art. 225. Todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade

---

<sup>200</sup> Durante esse período, a Coordenação-Geral de empreendimentos marítimos e costeiros (CGMAC) do IBAMA era exercida por Alex Garcia de Almeida, servidor de carreira da ANP. Durante sua gestão, acumulou várias divergências com a equipe técnica, que o considerava excessivamente permeável às pressões da indústria de modo geral. Tal comportamento lhe rendeu 2 denúncias da Asibama/RJ ao MPF por ações e omissões. Após deixar o cargo no IBAMA, ocupou breves posições na ANP e no Ministério da Economia. Em setembro de 2022 pediu exoneração do cargo público e foi trabalhar na petrolífera BW Energy.

de vida, impondo-se ao poder público e à coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações.

§ 1º Para assegurar a efetividade desse direito, incumbe ao poder público:

(...)

IV - exigir, na forma da lei, para instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente, estudo prévio de impacto ambiental, a que se dará publicidade.

(...)

§ 2º **Aquele que explorar recursos minerais fica obrigado a recuperar o meio ambiente degradado**, de acordo com solução técnica exigida pelo órgão público competente, na forma da lei.

(Constituição da República Federativa do Brasil, 1988, grifo nosso)

Assim, parece óbvio que a remoção total das estruturas segue sendo uma hipótese inicial e as alternativas a ela devem ser propostas com base em estudos que considerem opções alternativas de modo multidisciplinar/multicritério.

Do ponto de vista procedimental, hoje a autorização para o descomissionamento – integral ou em etapas – é dada pelo IBAMA no contexto da própria Licença de Operação, como se fossem anuências para modificação do projeto licenciado. Ou seja, é uma decisão técnica, comunicada ao empreendedor diretamente pela área técnica do IBAMA, no âmbito da comunicação normal do processo de licenciamento.

Em auditoria recente, esse procedimento causou incômodo ao TCU, cujos auditores entenderam que a decisão sobre descomissionamento deveria escalar ao presidente do IBAMA, mesma instância responsável pela concessão das licenças ambientais, ao menos nos casos em que a solução proposta fosse diferente daquela que constava no EIA original. Esse entendimento não foi compartilhado pelo Ministro relator da auditoria e a recomendação acabou ficando fora do Acórdão nº 1740/2021 – TCU – Plenário, de 21 de julho de 2021. O entendimento do Ministro Walton Rodrigues foi de que como as análises técnicas do licenciamento prévio já são delegadas pelo presidente do IBAMA à área técnica, “havia a concordância tácita para que os técnicos do órgão também definissem a forma de descomissionamento ao final da operação da unidade” (Relatório de Auditoria TC 039.462/2019-6, Voto do Relator, p. 7).

As demais recomendações feitas pelo TCU ao IBAMA em função dessa auditoria, focada em processos de descomissionamento offshore, foram:

1 - que o IBAMA incorpore a utilização de ferramentas de análise que permitam a avaliação das alternativas de descomissionamento em um contexto de múltiplas variáveis, a exemplo da análise comparativa multicritério;

2 - que o IBAMA apresente ao TCU plano de estruturação da área responsável pela análise dos projetos de descomissionamento das instalações (PDI), com vistas a garantir a contento a análise dos processos referentes ao estoque de unidades de produção que serão desativadas nos próximos anos;

Em resposta de outubro de 2021, o IBAMA esclareceu que: (1) já adota avaliação comparativa de opções, no contexto da avaliação de impacto ambiental multidisciplinar; e (2) tal estruturação dependeria de decisões do governo federal (mudar estrutura de cargos, realizar concursos etc.) e está fora da autonomia do instituto. Em agosto de 2022, as recomendações foram consideradas satisfatoriamente respondidas e o processo foi encerrado pelo TCU.

No entanto, talvez a contribuição mais interessante da auditoria do TCU seja exatamente aquela que ficou de fora das recomendações do Acórdão. Muito já se debateu sobre a possibilidade de uma licença específica para a fase de descomissionamento – a ideia já circula há mais de 20 anos na literatura do campo (ex.: MALHEIROS, 2002; MALHEIROS; LA ROVERE, 2000). Porém, uma licença específica para esta etapa não parece ter apelo significativo – mesmo na prática de estados e municípios, são raros os casos em que se criou uma licença de desativação ou descomissionamento. No município do Rio de Janeiro, por exemplo, houve a previsão de uma Licença Municipal de Desativação (LMD) entre 2007 e 2015, tendo sido emitidas 66 LMDs no período<sup>201</sup>. Mas a prática parece ser escassa no país – geralmente a desativação de empreendimentos é autorizada processualmente no âmbito da Licença de Operação.

No caso das atividades de produção marítima de petróleo e gás, uma solução que poderia trazer benefícios para a prática seria a criação de uma autorização específica, a ser concedida pelo IBAMA, aos empreendimentos que tivessem seu PDI aprovado tecnicamente. Uma Autorização para o Descomissionamento, assinada pela presidência do IBAMA, garantiria a validação da análise técnica pela alta gestão e traria mais segurança jurídica ao processo. Outras autorizações complementares já existem no contexto do licenciamento ambiental federal, como a Autorização para Supressão de Vegetação (ASV) e a Autorização para captura, coleta e transporte de material biológico

---

<sup>201</sup> Listagem disponível em <https://smdeis.prefeitura.rio/wp-content/uploads/sites/50/2022/11/LICENCAS-AMBIENTAIS.pdf>. Acesso em novembro de 2022.



(ABIO). Tal Autorização para o Descomissionamento poderia ser criada através de ato administrativo do próprio IBAMA, dando mais estrutura e publicidade ao consentimento que hoje é expresso apenas dentro dos processos de licenciamento.

Como descrito neste item, a etapa de produção e escoamento de petróleo e gás pode ser causadora de impactos ambientais tanto na fase de instalação, quanto nas de operação e descomissionamento. O licenciamento ambiental da tipologia, portanto, precisa desempenhar um papel relevante na prevenção e mitigação desses impactos e riscos. A evolução e estado atual do instrumento é o foco do Capítulo 5 desta tese.

**11. APÊNDICE B – Principais projetos de investigação científica exigidos como condicionante no licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas**

<b>Grupos estudados</b>	<b>Bacia</b>	<b>Abordagem</b>	<b>Análise</b>	<b>Referências</b>
Camarões, lagostas, peixes	CA	Exposição controlada de animais engaiolados usando arranjo de canhão de ar pequeno (360 pol <sup>3</sup> ) em águas rasas.	Avaliação visual e histopatológica de danos	(GIA/UFPR, 2002)
Macrozooplâncton	CA	Exposição controlada de animais em redes usando arranjo de canhão de ar pequeno (360 pol <sup>3</sup> ) em águas rasas.	Comparação de taxa de mortalidade	(GIA/UFPR, 2002)
Camarões	CA	Pesca controlada (arrasto)	Comparação de taxa de captura	(ANDRIGUETTO-FILHO et al., 2005; GIA/UFPR, 2002)
Zooplâncton	CA	Exposição controlada de zooplâncton em redes utilizando pequeno arranjo de canhões de ar (360 pol <sup>3</sup> ) em águas rasas	Comparação de taxa de mortalidade	(GIA/UFPR, 2004)
Peixes	CA	Exposição controlada de animais em tanques-rede utilizando pequeno arranjo de canhões de ar (360 pol <sup>3</sup> ) em águas rasas	Avaliação comportamental (vídeo) e histopatológica de danos	(BOEGER et al., 2006; GIA/UFPR, 2004)
Peixes	CA	Exposição controlada de animais livres e em tanques-rede utilizando arranjo comercial de canhões de ar (3090 pol <sup>3</sup> ) em águas rasas	Avaliação comportamental (vídeo) e histopatológica de danos	(GEIA/UFPR; EVEREST, 2004)
Zooplâncton	ES	Arrastos controlados de plâncton a 10 m de distância lateral de arranjo comercial de canhões de ar (5085 pol <sup>3</sup> )	Comparação de taxa de mortalidade	(THALASSA; ECOLOGY BRASIL, 2009)
Peixes	ES	Exposição controlada de peixes vivendo ao redor de plataforma fixa utilizando arranjo comercial de canhões de ar (5085 pol <sup>3</sup> )	Avaliação de comportamento e abundância por vídeo	(UFES; PETROBRAS, 2012)

<b>Grupos estudados</b>	<b>Bacia</b>	<b>Abordagem</b>	<b>Análise</b>	<b>Referências</b>
Peixe ( <i>Coryphaena hippurus</i> )	ES	Pesca controlada (longline)	Comparação de taxa de captura	(UFRJ; UFES; EKMAN, 2015)
Cetáceos, aves, peixes	POT	Cruzeiro oceanográfico em região de montes submarinos	Ocorrência de espécies	(ENGEIO, 2017)
Tartarugas marinhas ( <i>L. e. C.caretta</i> )	SEAL	Telemetria satelital de fêmeas	Comportamento internidal e migratório	(ENGEIO et al., 2017)
Tartarugas marinhas ( <i>Eretmochelys imbricata</i> )	POT	Telemetria satelital de fêmeas	Comportamento internidal e migratório	(ENGEIO; CENTRO TAMAR-ICMBIO, 2016)
Baleias Jubarte ( <i>Megaptera novaeangliae</i> )	ES	Telemetria satelital de baleias migratórias	Comportamento migratório	(INSTITUTO AQUALIE, 2017)
Cetáceos	S	Monitoramento aéreo	Ocorrência, distribuição e comportamento de espécies	(UESC; INSTITUTO AQUALIE, 2012)

Quadro 36: Principais projetos de investigação científica exigidos como condicionante no licenciamento das pesquisas sísmicas marítimas até 2017. Bacias sedimentares: CA – Camamu/Almada, ES – Espírito Santo, POT – Potiguar, SEAL – Sergipe/Alagoas, S – Santos.

**12. APÊNDICE C – Linha do tempo com os principais marcos da evolução do licenciamento ambiental de petróleo e gás natural no Brasil (1998-2022)**

	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Capacidade institucional</b>	(dez) Criação do ELPN				(nov) Chegada de analistas ambientais do primeiro concurso
<b>Arcabouço normativo</b>					
<b>Regularização das atividades</b>	(dez) Emissão de 5 LPPer autorizando a Petrobras a realizar perfurações nas principais bacias sedimentares				(out) IBAMA multa a Petrobras por perfurar em desacordo com as LPPer de 1998 (dez) Assinatura do TAC de produção da Bacia de Campos (dez) Decreto s/nº - autoriza a continuidade das perfurações da Petrobras até assinatura dos TACs
<b>Avaliação ambiental prévia das rodadas</b>					

	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Capacidade institucional</b>			(out) Chegada de novos analistas ambientais concursados	(mar) Conversão do ELPN em CGPEG	(mai) Chegada de novos analistas ambientais concursados
<b>Arcabouço normativo</b>		(jul) Resolução CONAMA n° 350/2004 - licenciamento da pesquisa sísmica marítima			(ago) Resolução CONAMA n° 393/2007 - Descarte de água de produção
<b>Regularização das atividades</b>	(jan) Termo de Compromisso com empresas de sísmica, relativo às pesquisas realizadas sem licença ambiental em 1999-2000	(ago) Assinatura do TAC de perfuração da Bacia de Campos		(jan) Assinatura do TAC de perfuração da Bacia do Espírito Santo	(abr) Assinatura do TAC de perfuração e produção da Bacia de Santos
<b>Avaliação ambiental prévia das rodadas</b>	(jul) Resolução CNPE n° 08/2003 - aprova a 5ª rodada e estabelece a consulta ambiental prévia para as próximas rodadas (ago) 5ª rodada de licitações da ANP - controvérsia dos blocos em Abrolhos	(ago) 6ª rodada de licitações da ANP - primeira consulta prévia à área ambiental			

	2008	2009	2010	2011	2012
<b>Capacidade institucional</b>		(jul) Chegada de novos analistas ambientais concursados	(mar) Criação da UALAE em Aracaju	(mai) Chegada de novos analistas ambientais concursados	
<b>Arcabouço normativo</b>	(jun) Resolução CONAMA n° 398/2008 - Conteúdo mínimo do PEI			(out) Portaria MMA n° 422/2011 - licenciamento ambiental petróleo e gás offshore	
<b>Regularização das atividades</b>	(ago) Licença de Operação n° 782/2008 - Perfuração na Área Geográfica da Bacia de Campos	(mar) Licença de Operação n° 823/2009 - Perfuração na Área Geográfica da Bacia do Espírito Santo		(fev) Licença de Operação n° 1006/2011 - Perfuração na Área Geográfica da Bacia de Santos	
<b>Avaliação ambiental prévia das rodadas</b>	(abr) Portaria MMA n° 119/2008 - Criação do GTPEG				(abr) Portaria Interministerial n°198/2012 - Cria a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS)

	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Capacidade institucional</b>	(dez) Chegada de novos analistas ambientais concursados	(set) Fim da UALAE e criação da UAL			(jun) Fim da CGPEG no Rio de Janeiro e criação da CGMAC em Brasília
<b>Arcabouço normativo</b>					
<b>Regularização das atividades</b>					
<b>Avaliação ambiental prévia das rodadas</b>	(nov) Escolha das bacias de Sergipe-Alagoas e Jacuípe para primeira AAAS marítima	(nov) Constituição do CTA - Comitê Técnico de Acompanhamento para a AAAS marítima			(jun) Resolução CNPE nº17/2017 - nova política de exploração e produção de petróleo e gás, ratifica consulta ambiental prévia

	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Capacidade institucional</b>					
<b>Arcabouço normativo</b>					
<b>Regularização das atividades</b>			(ago) Licença de Operação n° 1589/2020 - última LO do TAC de produção da Bacia de Campos		
<b>Avaliação ambiental prévia das rodadas</b>		(abr) "Revogação" do governo Bolsonaro extingue GTPEG  (out) Publicação da versão preliminar do EAAS de SEAL-Jacuípe	(jul) Publicação do EAAS final de SEAL-Jacuípe		(mar) Portaria Interministerial MME-MMA n° 01/2022 - novas regras para consulta ambiental prévia