



CADERNO DE BOAS PRÁTICAS DE E&P

DIRETRIZES PARA LICENCIAMENTO AMBIENTAL
DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO
DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM TERRA
REATE 2020

DEZEMBRO 2021

Copyright © 2021 Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP)

Todos os direitos reservados ao Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP).

A reprodução não autorizada desta publicação, por qualquer meio, seja total ou parcial, constitui violação da Lei nº 9610/98 (Lei de Direitos Autorais).

Dados internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

Elaborada pela biblioteca do Centro de Informação e Documentação Hélio Beltrão – IBP

I59 Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
Diretrizes para o Licenciamento Ambiental de Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – REATE 2020 / Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – Rio de Janeiro: IBP, 2020. Livro digital: il. color.; PDF. – (Caderno de boas práticas de E&P)

Modo de acesso:

[https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/caderno-de-boas-praticas-de-ep-/](https://www.ibp.org.br/material/publicacoes/caderno-de-boas-praticas-de-ep/)

ISBN: 978-65-88039-10-6

1. Petróleo 2. Exploração 3. Produção 4. Licenciamento Ambiental I. IBP II. Associação Brasileira de Empresas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás – ABEP

CDD 629.477

www.ibp.org.br



IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
Avenida Almirante Barroso, 52 - 21º e 26 andares
Centro, Rio de Janeiro-RJ – CEP: 20031-918
Tel.: (+55 21) 2112-9000

O Grupo de Trabalho para elaboração destas diretrizes foi composto dos seguintes membros (em ordem alfabética):

Alice Barcelos	Perenco
Anabal Santos	ABPIP
Anderson Cantarino	IBP
Andrea Gallo	Consultora
Carlos Henrique Mendes	IBP
Carolina Coimbra	IBP
Fabio Edgar	Imetame
Felipe Roza	Eneva
João Vitor Moreira	PetroReconcavo
Joice Peixoto	IBP
Mara Oliveira	3 R
Maria Augusta	IBP
Milena Santos	PetroReconcavo
Pedro Alem	IBP
Pedro Carneiro	Petrobras
Renata Sarmiento	Petrobras
Renato Cordeiro	Perenco
Sergio Fantini	Imetame

Agradecemos a todos os órgãos estaduais de meio ambiente dos estados onde há atividades de exploração e produção de petróleo e gás, bem como, as secretarias de Meio Ambiente dos Estados do Amazonas e Maranhão pela participação nos *workshops* e reuniões para debater o caderno e pelo envio de críticas, sugestões, ajustes e aprimoramentos que certamente tornam este caderno ainda melhor e útil para todas as partes.

Agradecemos também a ANP, SPPI e EPE pelo apoio na construção deste caderno e participação efetiva em todas as reuniões com os órgãos ambientais estaduais apoiando a iniciativa e ajudando a dirimir dúvidas.

APRESENTAÇÃO

O Comitê de Saúde, Segurança e Meio Ambiente (SMS) e o Comitê de Águas Rasas e Atividades Terrestres, ambos do IBP, estão ligados à Gerência Executiva de SMS e Operações e à Gerência Executiva de Áreas Terrestres, Águas Rasas e Política Industrial, respectivamente. Assim como os outros comitês do instituto, ambos são compostos por funcionários das empresas associadas de petróleo e gás, que debatem diversos temas de interesse do setor ligados às áreas de licenciamento ambiental, resposta à emergência para derramamento de óleo no mar, segurança operacional, saúde do trabalhador, melhores investimentos no setor de O&G, através de políticas públicas adequadas e aperfeiçoamento nas regulamentações, dentre outras atividades.

A partir do segundo semestre de 2020, o Comitê de Águas Rasas e Atividades Terrestres, instituiu o grupo de trabalho conjunto com associados da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) sobre o Licenciamento Ambiental *Onshore*, para dar seguimento aos objetivos do Reate 2020 - Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres.

O Reate foi instituído pela Resolução CNPE nº 27 de 12/12/2019, que estabeleceu entre seus objetivos a promoção de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental no mercado em terra, inclusive a elaboração de guia de orientação para agentes econômicos. Como produto específico do Subcomitê de Licenciamento Ambiental Reate 2020, foi elaborado relatório que avalia os referidos procedimentos em curso, aponta eventuais condições desfavoráveis à agilidade e eficácia do licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres e indica possibilidades preliminares de contornar tais condições.

A discussão e engajamento com o setor público são parte fundamental para o sucesso do grupo IBP/ABPIP, assim como propostas de pesquisas a serem desenvolvidas e a participação da academia.

Os cadernos do IBP buscam alinhar o que é a prática atual da indústria no Brasil com relação ao tema do caderno e às melhores práticas internacionais vigentes, adaptando-as para a realidade brasileira. Revisões estão previstas, sempre que necessário.

Cabe salientar, porém, que as orientações não têm o intuito de eliminar ou se sobrepor à legislação e a eventuais critérios, padrões e normas internas de cada empresa, que podem ser adotados de forma complementar ou prioritária aos critérios estabelecidos nestas diretrizes, desde que sejam mais ou igualmente conservadores e não incorram em riscos considerados inaceitáveis. O caderno se propõe, entretanto, a fornecer subsídios técnicos e boas práticas da indústria para que cada estado da Federação discuta a melhoria dos requerimentos legais existentes para permitir o salto de produção previsto pelo Reate.

Para conhecimento e com o objetivo de coletar informações a partir da *expertise* técnica dos órgãos licenciadores com atuação no âmbito da abrangência do Reate, foi apresentada a minuta do Caderno de Boas Práticas e posteriormente encaminhado o documento para contribuições aos seguintes órgãos ambientais estaduais e secretarias de governo: IMA e SEMARH-AL, Ipaam e Sema – AM, Inema-BA, Semace-CE, Seama-ES, Semad-GO, Sema-MA, Imasul-MS, Sema-MT e Idema-RN.

Os comentários e sugestões recebidos, a partir dos procedimentos e legislação ambiental aplicados ao licenciamento da atividade em cada estado produtor foram notadamente importantes como subsídio à melhoria e adequação textual das informações disponibilizadas no Caderno, o que favoreceu ao MME, numa segunda etapa, com a participação da SSPI-ME, da EPE, e da ANP, promover em conjunto com o IBP e a ABPIP nova rodada de discussão, resultando numa articulação específica com as instituições competentes, onde esclarecimentos adicionais foram prestados pelo setor produtivo e os *feedbacks* pertinentes considerados para consolidação das informações técnicas.

SUMÁRIO

Apresentação	4
Definições, siglas e abreviaturas	10
1. Introdução	12
2. O licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres	14
2.1 O processo de licenciamento ambiental	14
2.2 Prazos de licenciamento	15
2.3 Legislação ambiental sobre petróleo e gás	16
2.4 Relatório Subcomitê de Licenciamento Ambiental – Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – Reate 2020	18
2.5 Síntese	19
3. Descrição das atividades de E&P em terra no Brasil	20
3.1 Histórico da produção em terra no Brasil	20
3.2 Dados das atividades de produção de petróleo e gás em terra no Brasil	20
3.3 Retomada das atividades de exploração e produção de petróleo e gás em terra no Brasil	28
3.4 Síntese	30
4. Procedimentos vigentes no licenciamento ambiental em terra	31
4.1 Licenciamento ambiental de sísmica <i>onshore</i>	36
4.2 Licenciamento ambiental de perfuração <i>onshore</i>	36
4.3 Licenciamento ambiental de produção <i>onshore</i>	38
4.4 Aprimoramento do processo de licenciamento <i>onshore</i>	38
5. Principais aspectos e impactos das atividades de E&P em terra	41
6. Boas práticas de licenciamento ambiental	54
6.1 Zoneamento ambiental	54
6.2 Avaliação dos impactos e riscos	57

6.2.1	Atividade de levantamento sísmico	61
6.2.2	Atividade de perfuração de poços	65
6.2.3	Atividade de produção	68
6.3	Boas práticas na rotina operacional	73
6.3.1	Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS)	74
6.3.2	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas	75
6.3.3	Plano de gerenciamento do consumo de água	77
6.3.4	Plano de Gerenciamento de Efluentes (PGE)	78
6.3.5	Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR), Plano de Gestão de Acidentes e Plano de Atendimento/Resposta a Emergências (PAE ou PRE)	79
6.3.6	Plano de gerenciamento de materiais explosivos (levantamentos sísmicos)	82
6.3.7	Programa de Comunicação Social (PCS)	83
6.3.8	Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) ...	83
6.3.9	Plano de controle da emissão de ruído	84
6.3.10	Programa de revegetação e acompanhamento de supressão de vegetação	84
6.3.11	Plano para minimização dos impactos devido à luminosidade	85
6.3.12	Plano de gerenciamento de produtos químicos	85
Anexo A – Conteúdos típicos de termos de referência para a atividade de levantamento sísmico em ambientes terrestres		86
Anexo B – Conteúdos típicos de termos de referência para a atividade de perfuração de poços em ambientes terrestres		89
Anexo C – Conteúdos típicos de termos de referência para a atividade de produção de óleo e gás em ambientes terrestres		93
Anexo D – Normas adotadas no licenciamento de atividades de exploração e produção <i>onshore</i>		96
Documentos de Referência e Legislação		98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Produção de óleo e gás (<i>onshore</i>)	21
Figura 2	Evolução da produção de óleo e gás (MMboe/d)	22
Figura 3	Evolução da produção <i>offshore</i> e <i>onshore</i> (Mboe/d)	22
Figura 4	Construção de poços (mar versus terra)	23
Figura 5	Campos de maior produção <i>onshore</i>	24
Figura 6	Fator de recuperação no Brasil	26
Figura 7	Fator de recuperação por ambiente (reserva 3P) no Brasil	27
Figura 8	Fluxograma dos estudos ambientais	40
Figura 9	Mapa ilustrativo de um zoneamento ambiental espacial de uma área de interesses	56
Figura 10	Classes de favorabilidade	57
Figura 11	Matriz de riscos	60
Figura 12	Evolução da quantidade de poços perfurados em terra	61
Figura 13	Requisitos para operador conforme o risco da atividade	71
Figura 14	Proposta de harmonização do licenciamento ambiental <i>onshore</i>	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Bacias com maiores níveis de produção (<i>onshore</i> e <i>offshore</i>)	24
Tabela 2	Passos do processo de licenciamento ambiental	31
Tabela 3	Emissão de termos de referência e legislação aplicável ao licenciamento de atividades de E&P de óleo e gás terrestre	32
Tabela 4	Tipos de licença para atividade sísmica adotadas pelos OEMAs no licenciamento de atividades de E&P de óleo e gás terrestre	33
Tabela 5	Tipos de licença para atividade de perfuração adotadas pelos OEMAs	33
Tabela 6	Tipos de licença para atividade de produção adotadas pelos OEMAs	34
Tabela 7	Tipos de licença para unidades de processamento e infraestrutura adotadas pelos OEMAs	35
Tabela 8	Validade média das licenças/autorizações para as atividades de levantamento sísmico, perfuração e produção de O&G	39
Tabela 9	Aspectos ambientais associados às atividades de E&P de óleo e gás terrestre	44
Tabela 10	Matriz de aspectos e impactos da atividade de levantamento sísmico	45
Tabela 11	Matriz de aspectos e impactos da atividade de perfuração de poços	46
Tabela 11	Matriz de aspectos e impactos da atividade de perfuração de poços (Continuação 1)	47
Tabela 11	Matriz de aspectos e impactos da atividade de perfuração de poços (Continuação 2)	48
Tabela 12	Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G	49

Tabela 12	Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G (Continuação 1)	50
Tabela 12	Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G (Continuação 2)	51
Tabela 12	Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G (Continuação 3)	52
Tabela 13	Dados e informações para o mapeamento de restrições e zoneamento ambiental	55
Tabela 14	Análise dos riscos associados aos aspectos da atividade de levantamento sísmico por grupamento (área)	63
Tabela 15	Análise dos riscos associados aos aspectos da atividade de perfuração de poços por grupamento (proximidade de áreas sensíveis e profundidade de poços)	66
Tabela 16	Análise dos riscos associados aos aspectos da atividade de produção e processamento por grupamento (distância de recursos hídricos e porte do empreendimento)	69
Tabela 17	Recomendação dos tipos de licença a serem emitidas conforme a atividade e seu grupo	71

DEFINIÇÕES, SIGLAS E ABREVIATURAS

AA	Autorização Ambiental
AE	Autorização Especial
Adema (SE)	Administração Estadual do Meio Ambiente
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ASV	Autorização de Supressão de Vegetação
ATO	Autorização Temporária de Operação
CAR	Cadastro Ambiental Rural
CDF	Certificado de Destinação Final
Cepam (AL)	Conselho Estadual de Proteção Ambiental de Alagoas
Cepam (BA)	Conselho Estadual do Meio Ambiente (BA)
CIL	Certificado de Isenção de Licenciamento
Conama	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CTMA	Comitê Temático de Meio Ambiente
EA	Estudo Ambiental
EAAS	Estudo Ambiental de Área Sedimentar
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Estudo de Viabilidade Ambiental
E&P	Exploração e Produção
Ibama	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IDH	Índice de Desenvolvimento Humano
Idema (RN)	Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente
Iema (ES)	Instituto de Meio Ambiente e Recursos Hídricos
IMA (AL)	Instituto do Meio Ambiente de Alagoas
IN	Instrução Normativa
Incra	Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária
Inema (BA)	Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos
IOGP	International Association of Oil & Gas Producers
Ipaam	Instituto de Proteção Ambiental do Amazonas
Ipieca	International Petroleum Industry Environmental Conservation Association

LAC	Licença por Adesão e Compromisso
LI	Licença de Instalação
LP	Licença de Produção
LPper	Licença Prévia para Perfuração
LPpro	Licença Prévia de Produção para Pesquisa
LO	Licença de Operação
LS	Licença Simplificada
LU	Licença Única
LUA	Licença Única Ambiental
LUAR	Licença Única Ambiental de Regularização
MMboe	Milhões de Barris de Óleo Equivalente
Mbpd	Mil barris de petróleo por dia
MME	Ministério de Minas e Energia
MTR	Manifesto de Transporte de Resíduos
MWth	<i>Megawatt Thermal</i>
NR	Norma Regulamentadora
OEMAs	Órgãos Estaduais do Meio Ambiente
O&G	Óleo e Gás
PCA	Plano de Controle Ambiental
PNMA	Política Nacional do Meio Ambiente
Prominp	Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural
RCA	Relatório de Controle Ambiental
Reate	Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres
Rima	Relatório de Meio Ambiente
RTDT	Regulamento Técnico de Dutos Terrestres
SDP	Superintendência de Desenvolvimento e Produção (ANP)
Sem (MA)	Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais
Semace (CE)	Superintendência Estadual do Meio Ambiente
SGIP	Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços
Sigep	Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção
Sisnama	Sistema Nacional do Meio Ambiente
TR	Termo de Referência

1 INTRODUÇÃO

Em dezembro de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a Resolução nº 27, de 12 de dezembro de 2019, que instituiu o programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - Reate 2020 e em seu artigo 3º do inciso II criou o Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres.

O programa buscou avançar na implantação de uma política nacional que fortaleça a atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em áreas terrestres no Brasil. Para realizar tal feito uma agenda foi construída para promover sinergias entre os produtores, fornecedores e financiadores dessa atividade, com o objetivo final de aumentar a exploração e produção competitiva de petróleo, e principalmente, gás natural em terra, visando a uma indústria de E&P terrestre forte e competitiva, com produção crescente e com pluralidade de operadores e fornecedores de bens e serviços.

Os objetivos estratégicos do Reate 2020 foram: revitalizar as atividades de E&P em áreas terrestres no território nacional e reverter a tendência de declínio da curva de produção das áreas *onshore*; aumentar o fator de recuperação de hidrocarbonetos, e aumentar regularmente a produção competitiva de gás natural; fomentar o aproveitamento de recursos em reservatórios de baixa permeabilidade; estimular o desenvolvimento local e regional; e aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

A primeira ação do comitê, foi a criação de subcomitês com o objetivo de atender às competências e os objetivos estratégicos estabelecidos pelo programa. Assim, entre outros, foi criado o subcomitê, com coordenação específica, sobre licenciamento ambiental com a função de propor, em articulação com entes federativos, instituições e conselhos governamentais e associações representativas do setor produtivo, subsídios técnicos para a promoção de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental.

Em julho de 2020 o Ministério de Minas e Energia publicou os relatórios finais do comitê e conseqüentemente todos os subcomitês tiveram a publicação dos seus relatórios, incluindo o subcomitê de licenciamento ambiental. A fim de avaliar os referidos procedimentos em curso, apontar eventuais condições desfavoráveis à agilidade e eficácia do licenciamento ambiental e indicar possibilidades de contornar tais condições, o relatório contextualiza o assunto, aborda o processo de licenciamento ambiental nos estados produtores, apresenta pontos de aprimoramento identificados pela indústria e sugestões de simplificação, harmonização e uniformização de procedimentos no processo de licenciamento.

O presente caderno não trata da exploração de fontes não convencionais de energia, como o gás natural extraído de folhelho¹ (*shale gas*, em inglês), que possui impactos ambientais próprios.

¹ Folhelho é uma rocha argilosa de origem sedimentar. Xisto é uma rocha metamórfica, de outra origem, portanto. Tradicionalmente, no Brasil, tem sido comum chamar folhelho (*shale*) de xisto (*schist*), ou seja, de forma equivocada, de gás de xisto.

Uma proposta que está presente no relatório é a elaboração do presente caderno de boas práticas para o licenciamento *onshore*. Seu principal objetivo é contribuir para:

- 1) Simplificação e harmonização no processo de licenciamento ambiental das atividades petrolíferas *onshore*.
- 2) Uniformização de procedimentos de licenciamento ambiental das atividades petrolíferas *onshore*.
- 3) Complementar o modelo de comando-controle com a adoção efetiva de Sistemas de Gestão Ambiental.
- 4) Recomendar a adoção de tipos de licenciamento ambiental compatíveis com o porte, localização e tipo de atividade a ser executada (sísmica, perfuração ou produção). O Caderno de Boas Práticas de E&P foi dividido em seis capítulos, sendo o primeiro, uma introdução ao programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate), envolvendo seus objetivos estratégicos, ações e subcomitês envolvidos.

O capítulo 2 descreve do processo de licenciamento ambiental, desde o pedido da licença até a sua emissão, tipos de licenças, prazos, legislações e aplicações na área de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres.

O capítulo 3 faz uma descrição geral das atividades de exploração e produção de petróleo e gás em terra no Brasil, abrangendo o histórico de E&P e dados regionais e temporais dessas atividades.

O capítulo 4 apresenta os procedimentos para a obtenção das licenças ambientais para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás em terra, bem como o passo-a-passo junto aos órgãos envolvidos.

O capítulo 5 traz definições de aspectos e impactos de uma maneira geral, bem como os principais impactos provenientes das diversas etapas do processo de E&P de Petróleo e Gás natural.

O capítulo 6 apresenta uma discussão sobre as boas práticas utilizadas na gestão ambiental e operacional, que estão alinhadas com as práticas ESG (*Environmental, Social and Governance*) com o objetivo de minimizar os impactos ambientais negativos, conforme o caso.

2 O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES

2.1 O processo de licenciamento ambiental

Segundo a Resolução Conama nº 237/97, o licenciamento ambiental é um procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

No Brasil, os diferentes estudos ambientais oferecem os elementos necessários para a análise dos potenciais impactos ambientais das atividades de sísmica, de perfuração e de produção de P&G, bem como das medidas propostas para a prevenção, mitigação e/ou compensação dos impactos negativos.

A apresentação no órgão ambiental das informações bem como a realização do estudo ambiental, quando solicitados, devem preceder a execução de qualquer atividade. É importante, portanto, identificar possíveis impactos ambientais e, a partir de sua relevância e duração, prevenir a ocorrência de eventuais danos.

O processo de licenciamento ambiental inicia-se quando o concessionário encaminha ao órgão ambiental os documentos e informações requeridas para a abertura do processo. Atendendo ao arcabouço legal vigente, o processo é classificado ao rito específico, no qual poderá ser solicitada a emissão do Termo de Referência, quando couber.

Nesse Termo de Referência são apresentados os itens a serem estudados e que precisam ser descritos no respectivo estudo ambiental.

Quando é identificada a necessidade de elaboração de estudo ambiental, o empreendedor deve encaminhá-lo ao órgão licenciador, juntamente com o pedido da licença ambiental. Pedido este que deverá ser publicado no Diário Oficial do Estado em que ocorrerá tal atividade, no sentido de dar transparência e ampla publicidade. O órgão ambiental analisará o estudo apresentado e, se achar necessário, realizará vistorias técnicas, bem como poderá solicitar esclarecimentos e complementações, podendo, o órgão ambiental licenciador, ao emitir parecer técnico conclusivo, deferir, ou não, o pedido de licença. A Resolução Conama nº 237/97 prevê em seu artigo 10, item IV, uma única consulta do órgão ao empreendedor para sanar dúvidas, mas pode haver a reiteração da solicitação, no caso em que os esclarecimentos e complementações não tenham sido satisfatórios.

Conforme o artigo 2º da Resolução Conama nº 09/1987, a audiência pública pode ser solicitada sempre que julgar necessário, ou quando for solicitado por entidade civil, pelo Ministério Público, ou por 50 (cinquenta) ou mais cidadãos, o órgão de meio ambiente promoverá a realização de audiência pública com a finalidade de expor aos interessados o conteúdo do produto em análise e do seu referido Rima, dirimindo dúvidas e recolhendo dos presentes as críticas e sugestões a respeito (artigo 1º).

Uma vez emitida a licença ambiental correspondente, o concessionário poderá iniciar as atividades cumprindo a legislação ambiental aplicável, as condicionantes de licença e executando as medidas preventivas e mitigadoras aprovadas pelo órgão ambiental.

2.2 Prazos de licenciamento

De acordo com a Resolução Conama nº 237/97, resguardadas as diferentes competências e prazos estabelecidos pelos órgãos estaduais para atuação, o prazo para a análise e deferimento/indeferimento dos diferentes estudos ambientais é de, no máximo, 6 meses, com exceção feita para o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o seu respectivo Relatório de Meio Ambiente (Rima), cujo prazo para o deferimento/indeferimento é de até 12 meses, a partir do recebimento de estudo ambiental pelo órgão ambiental licenciador.

É possível que o prazo inicie a contagem somente após a conferência, pelo órgão ambiental, da lista de verificação, assegurando que o estudo está completo, de acordo com o Termo de Referência (TR).

No caso de não atendimento ao especificado no referido TR, o estudo ambiental pode ser devolvido ao concessionário para os ajustes necessários.

Como regra, após o órgão ambiental aceitar ou emitir um parecer técnico sobre o estudo ambiental, solicitando esclarecimentos ou complementações, o prazo para a emissão da licença para de ser contabilizado, sendo reiniciado com o envio da resposta ao parecer, pelo concessionário. É importante salientar que o concessionário tem um prazo máximo de 4 meses para responder ao parecer técnico, podendo ser estendido, desde que justificado.

Em paralelo ao licenciamento, os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural preveem a execução de um programa exploratório, a ser cumprido pelo concessionário no decorrer da fase de exploração. Após essa fase, caso ocorra declaração de comercialidade, o concessionário precisará instalar meios para viabilizar a produção e o escoamento do fluido a ser produzido. Ambas as fases devem ser realizadas nos prazos acordados com a ANP.

Os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural são assinados entre a ANP e a empresa ou consórcio de empresas vencedor do leilão realizado pela ANP, mais conhecido como rodada de licitações. Caso haja atraso comprovado no processo de licenciamento ambiental, motivado pelo órgão ambiental competente, que impeça a execução dos programas exploratórios, previamente acordados com a ANP, os concessionários podem requerer à agência a aplicação de cláusula do contrato de concessão, que permite a prorrogação ou a suspensão do curso do prazo contratual desses programas.

Nos contratos de concessão há referência a casos fortuitos e de força maior como motivo para suspender o contrato ou dispensar a execução de certa atividade, conforme descrito a seguir:

A ANP, a pedido do Concessionário, poderá, excepcionalmente, suspender o curso do prazo contratual se comprovada perante a Agência o atraso da deliberação sobre o licenciamento ambiental por culpa exclusiva dos órgãos ambientais competentes. Será determinado, a critério da ANP, o período pelo qual o curso do prazo do Contrato ficará suspenso.

2.3 Legislação ambiental sobre petróleo e gás

Antes da promulgação da CRFB/1988, a Lei nº 6.938/81 instituiu a Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) e criou o Sistema Nacional do Meio Ambiente (Sisnama), o que representou o marco do sistema normativo ambiental brasileiro. O licenciamento ambiental é definido como um instrumento da PNMA.

A Resolução Conama nº 01/86 estabeleceu os critérios básicos e as diretrizes gerais para a Avaliação de Impacto Ambiental e o conteúdo necessário para elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (Rima).

Devido às particularidades da indústria de petróleo, em 1994, foi publicada a Resolução Conama nº 23/1994 que regulamenta os procedimentos especiais para o licenciamento das atividades de exploração, perfuração e produção de petróleo e gás natural. Esta norma considera como atividade de exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural as seguintes atividades:

- a) a perfuração de poços para identificação de jazidas;
- b) a produção para pesquisa sobre a viabilidade econômica;
- c) a produção efetiva para fins comerciais.

A Resolução Conama nº 23/1994 estabelece a Licença Prévia de Perfuração (LPper) e a Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro), além das Licenças de Instalação (LI) e Operação (LO) para o caso de declaração de comercialidade do campo.

- » Licença Prévia para Perfuração (LPer): autoriza a atividade de perfuração e apresenta o empreendedor, a concessão, o Relatório de Controle Ambiental (RCA) das atividades e a delimitação da área de atuação pretendida.
- » Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro): autoriza a produção para pesquisa da viabilidade econômica da jazida, apresenta o empreendedor, a concessão e o Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA).

Em 1997, o Conama publicou a Resolução nº 237/1997 que regulamenta o licenciamento ambiental estabelecido na PNMA. Um dos principais pontos dessa resolução é a definição de competência dos órgãos em âmbito federal, estadual, Distrito Federal e municipal para licenciar.

Em 2011, é promulgada a Lei Complementar nº 140/2011, que aborda a questão das competências para o licenciamento. É definido na Resolução nº 237/1997 e corroborado na Lei Complementar nº 140/2011, a competência do licenciamento do Ibama, órgão licenciador federal para os empreendimentos de exploração de petróleo e gás natural marítimos. Para as atividades desenvolvidas em terra, geralmente, a competência cabe aos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente (OEMAs).

Portanto, os Órgãos Estaduais do Meio Ambiente são responsáveis por regulamentar os critérios e procedimentos de licenciamento dos empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural situados nas bacias sedimentares terrestres, respeitando a compatibilidade legal de seus instrumentos com a legislação federal.

Importante citar, também, a Resolução Conama nº 398 de 2008, que disciplina procedimentos para o empreendedor elaborar seu Plano de Emergência Individual. Fixa, ainda, a necessidade de treinamentos e realização de exercícios simulados prévios, bem como a necessidade de relacionar os equipamentos e materiais a serem utilizados em caso de incidentes de poluição por óleo.

Pode-se ainda citar, de forma não exaustiva, algumas outras normas relevantes para o tema e aplicáveis à indústria de P&G:

- » A Lei do Petróleo estabelece, no artigo 1º, inciso IV, como um dos objetivos das políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia, a proteção do meio ambiente e a promoção da conservação de energia. No artigo 44, incisos I e V, direciona ao concessionário, por intermédio de cláusulas constantes no contrato de concessão, alguns deveres de interesse ambiental: (i) adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente e (ii) responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades contratadas de exploração, desenvolvimento e produção, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário.
- » A Lei nº 9.966/2000, que dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional. Pontos de destaque: (i) a imposição ao poder público de obrigações de relevante interesse ambiental, em respeito ao princípio da prevenção; (ii) a afirmação expressa da responsabilidade do degradador pelos danos ambientais decorrentes de suas atividades; (iii) a obrigatoriedade das auditorias ambientais bienais e (iv) a legitimidade tanto do Ministério Público Federal, quanto do Estadual para propor ação acerca da matéria a que se refere a referida lei.
- » A Portaria Interministerial MMA/MME nº 198/2012, que institui a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS), disciplinando sua relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas e terrestres, e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades. O instrumento central do processo de AAAS é o Estudo Ambiental de Área Sedimentar (EAAS), o qual deve promover a análise de uma determinada área sedimentar, considerando os recursos de petróleo e gás natural potencialmente existentes e as condições e características socioambientais predominantes, em função dos impactos e riscos ambientais associados às atividades petrolíferas. É um estudo multidisciplinar, destinado a subsidiar a tomada de decisão sobre a concessão de áreas para exploração de petróleo e gás natural, além de conter recomendações a serem integradas aos processos decisórios relativos à outorga de blocos exploratórios e ao respectivo licenciamento ambiental de atividades petrolíferas.
- » A Resolução CNPE nº 17/2017, que estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Em seu artigo 1º estabelece a maximização da recuperação dos recursos *in situ* dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no país, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais.

§ 1º Na implementação da Política, as seguintes diretrizes deverão ser observadas:

IX - Promover a previsibilidade quanto ao licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos, por meio do estabelecimento de diálogo entre os atores governamentais e setoriais; e

X - Assegurar a observância das normas e procedimentos ambientais, de segurança operacional e das melhores práticas nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, de forma ambientalmente sustentável.

Em seu Artigo 6º determina que 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 dos empreendimentos petrolíferos, segundo as melhores práticas internacionais.

§ 1º Os estudos, referidos no caput, contemplarão a análise do diagnóstico socioambiental de bacias sedimentares e da identificação dos potenciais impactos socioambientais associados às atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, subsidiarão a classificação da aptidão da bacia sedimentar avaliada para o desenvolvimento das referidas atividades ou empreendimentos, bem como a definição de recomendações a serem integradas aos processos decisórios relativos à outorga de áreas e ao respectivo licenciamento ambiental.

§ 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, complementadas, no que se refere a bacias sedimentares terrestres, por pareceres emanados pelos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente, com competência para o licenciamento ambiental na área em questão.

§ 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.

- » A ANP também pode incluir cláusulas visando à proteção ambiental no contratos de concessão, sendo, geralmente o item denominado "Meio Ambiente", que se divide em "Controle Ambiental" e "Responsabilidade por Danos e Prejuízos".

2.4 Relatório Subcomitê de Licenciamento Ambiental - Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres - Reate 2020

A Resolução CNPE nº 27 de 12/12/2019 instituiu o Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres e estabeleceu entre seus objetivos a promoção de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental no mercado em terra, inclusive a elaboração de guia de orientação para agentes econômicos.

Como produto específico do Subcomitê de Licenciamento Ambiental Reate 2020, foi elaborado relatório² que avalia os referidos procedimentos em curso, aponta aprimoramentos à agilidade e eficácia do licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em áreas terrestres e indica possibilidades preliminares de contornar tais condições.

Em síntese, o relatório apresenta breve histórico sobre o licenciamento ambiental e um panorama dos instrumentos normativos e regulatórios vigentes, além de um diagnóstico da situação atual das atividades de exploração e produção de petróleo e gás.

²Relatório Subcomitê Licenciamento Ambiental - Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres Reate 2020, julho 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ministerio-de-minas-e-energia-publica-relatorios-finais-do-comite-reate-2020/RelatorioSubcomitILicenciamentoAmbiental.pdf>

A análise dos pedidos de prorrogação ou suspensão de prazos contratuais, junto à ANP, relacionados ao licenciamento ambiental identificou diversos óbices para a obtenção da licença ambiental, como, por exemplo:

- i) dificuldade de acesso aos documentos técnicos do campo dos antigos proprietários;
- ii) dificuldade de obter do Incra a Concessão de Uso de Área;
- iii) necessidade de tempo adicional para atender às exigências do órgão ambiental;
- iv) demora do órgão ambiental na análise e resposta aos documentos apresentados pelo operador; e
- v) dificuldade de obtenção de um documento de autorização de acesso às instalações fornecido pelos proprietários das terras.

Para elaboração do relatório, houve consulta aos operadores terrestres sobre suas experiências com os órgãos responsáveis, tendo sido verificado que os desafios basicamente estão associados à demora na análise dos documentos apresentados e na solicitação de documentos complementares de terceiros. A percepção é de que os processos de licenciamento ambiental aparentam cercar-se de uma série de requisitos a serem cumpridos, que criam dificuldades para obtenção da licença em função do número e complexidade de exigências, da capacidade técnica, operacional e de infraestrutura do órgão ambiental e de outros eventuais fatores exógenos ao projeto, o que pode ser agravado de acordo com a tecnologia de produção a ser utilizada nas atividades de exploração e produção.

Em relação aos contratos de áreas terrestres junto à ANP, o ano de 2020 encerrou com 19 suspensos, em decorrência de dificuldades relacionadas a questões de licenciamento ou judicialização.

O relatório do subcomitê também apresentou o diagnóstico do processo de licenciamento ambiental nos estados produtores de petróleo e gás natural, cujos principais dispositivos legais serão destacados aqui no presente Caderno. Os desafios identificados pela indústria no processo do licenciamento ambiental das atividades de E&P em áreas terrestres serviram de referência para a elaboração das propostas constantes deste documento.

2.5 Síntese

O regramento para o licenciamento ambiental federal, descrito neste capítulo, junto com as regulações específicas de cada estado utilizados pelos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente (OEMAs) para o licenciamento das atividades de E&P *onshore* (Anexo D), levam a requerimentos diferentes para uma mesma atividade, havendo também algumas dificuldades conforme descritas no item 4.4. Assim, o presente Caderno de Boas Práticas apresenta propostas que poderão, gradativamente, contribuir para o equacionamento dos seguintes aspectos:

- » otimização de prazos para análise e concessão da licença ambiental;
- » conteúdos distintos para os termos de referência, alinhados aos riscos das atividades, e à sua localização;
- » abrangência e cobertura das licenças, dependendo das complexidades;
- » simplificação e harmonização no processo de licenciamento ambiental das atividades petrolíferas em áreas terrestres, sem prejuízo à segurança socioambiental ou operacional.

3 DESCRIÇÃO DAS ATIVIDADES DE E&P EM TERRA NO BRASIL

3.1 Histórico da produção em terra no Brasil

Em 1941, a produção comercial de petróleo e gás natural *onshore* no país teve início, no campo de Candeias na Bacia do Recôncavo. Durante seu pico de produção, em 1959, chegou a produzir mais de 15 mil barris/dia (em dezembro de 2020, produziu cerca de 750 barris/dia). Pouco depois, foram descobertos os campos de Dom João, em 1947, e de Água Grande, em 1951. Este último, em 1960, ano do pico de sua produção, produziu 50 mil barris/dia e em dezembro de 2020, produziu cerca de 700 barris/dia.³

Em 3 de outubro de 1953 a Lei nº 2.004/53 criou a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), sob o controle acionário da União, e com a função de exercer o monopólio das atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados (MORAIS, 2013).

Na década de 60, Petrobras passou a direcionar seus investimentos para a Bacia de Sergipe-Alagoas e teve seu esforço coroado pela descoberta de Carmópolis em 1963, um dos maiores campos de petróleo do país, com mais de 1 bilhão de barris de petróleo *in place* (MENDONÇA, SPADINI, MILANI, 2004).

Até o ano de 1968 quase todas as bacias terrestres foram reconhecidas, atingindo a marca de mil poços perfurados, tendo a produção brasileira atingido seu pico em 1970, principalmente devido às bacias do Recôncavo e Sergipe.

Mesmo com a transição e mudança de foco dos investimentos para as descobertas no mar, os esforços exploratórios de vários anos nas bacias paleozoicas foram recompensados com a descoberta do Campo de Juruá na Bacia do Amazonas, com acumulações de gás (MENDONÇA, SPADINI, MILANI, 2004). Outras descobertas importantes nas bacias terrestres brasileiras foram feitas, em 1964 na Bacia de Tucano Sul; em 1969 na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo; em 1978 a descoberta de gás natural na Bacia do Solimões e em 1986 a descoberta de óleo na Bacia do Solimões (BACOCOLI, GUIMARÃES, 2004).

A exploração terrestre foi vigorosa e produtiva desde sua criação, perdendo espaço somente a partir dos anos 1980, com as consecutivas descobertas de reservas gigantes no mar.

A descoberta do pré-sal no território brasileiro, anunciada em 2007, se tornou um marco para o setor de O&G. Com sua produção em alta escala, atualmente representa mais 70% da produção de óleo e gás no país em fevereiro de 2021 (*Portos e Navios*, acesso em 17/3/2021).

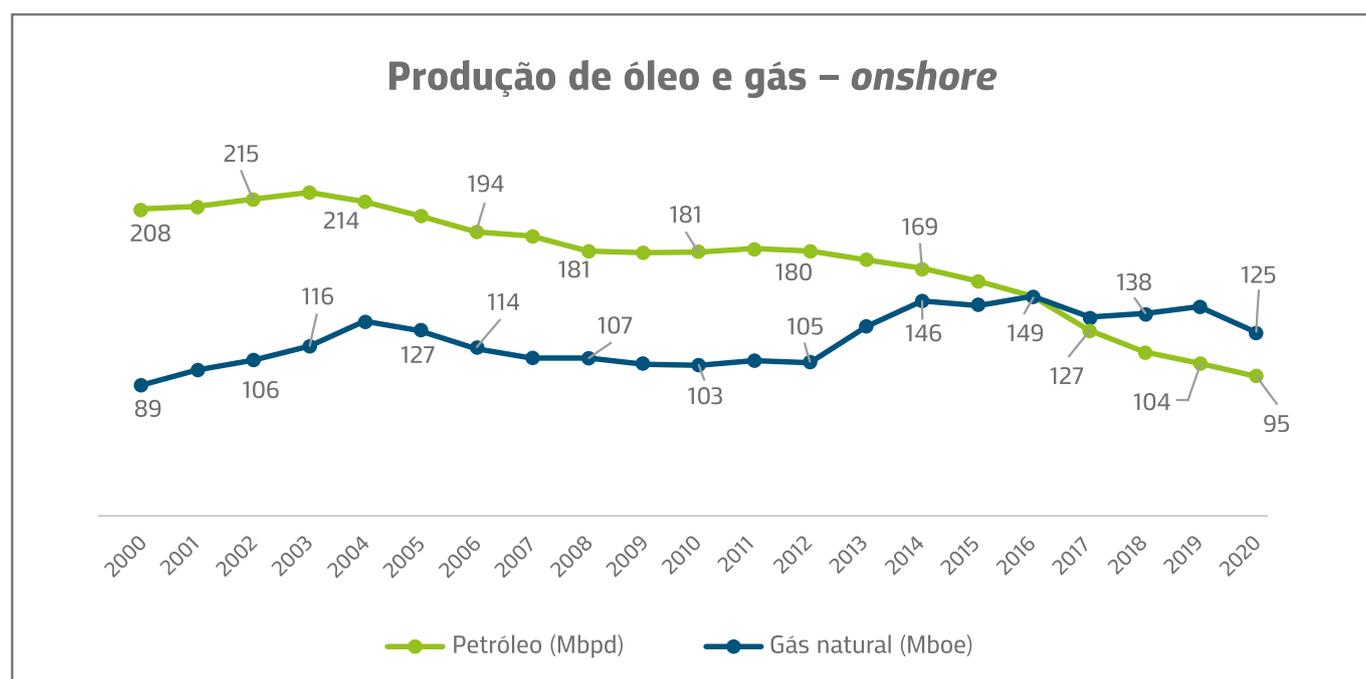
3.2 Dados das atividades de produção de petróleo e gás em terra no Brasil

De acordo com os dados disponibilizados no Boletim da Produção da ANP do mês de agosto de 2020, atualmente o pré-sal representa em torno de 70% da produção de óleo e gás no Brasil, sendo o pós-sal responsável por 24%, seguido do *onshore* com apenas 6% da produção total.

³ Conforme painel dinâmico da ANP. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>

A figura 1 demonstra o declínio ocorrido na produção de óleo (Mbpd) ao longo desses anos no ambiente terrestre. Essa queda no volume de produção em óleo representou cerca de 54% entre os anos de 2000 e 2020.

Figura 1 – Produção de óleo e gás (onshore)

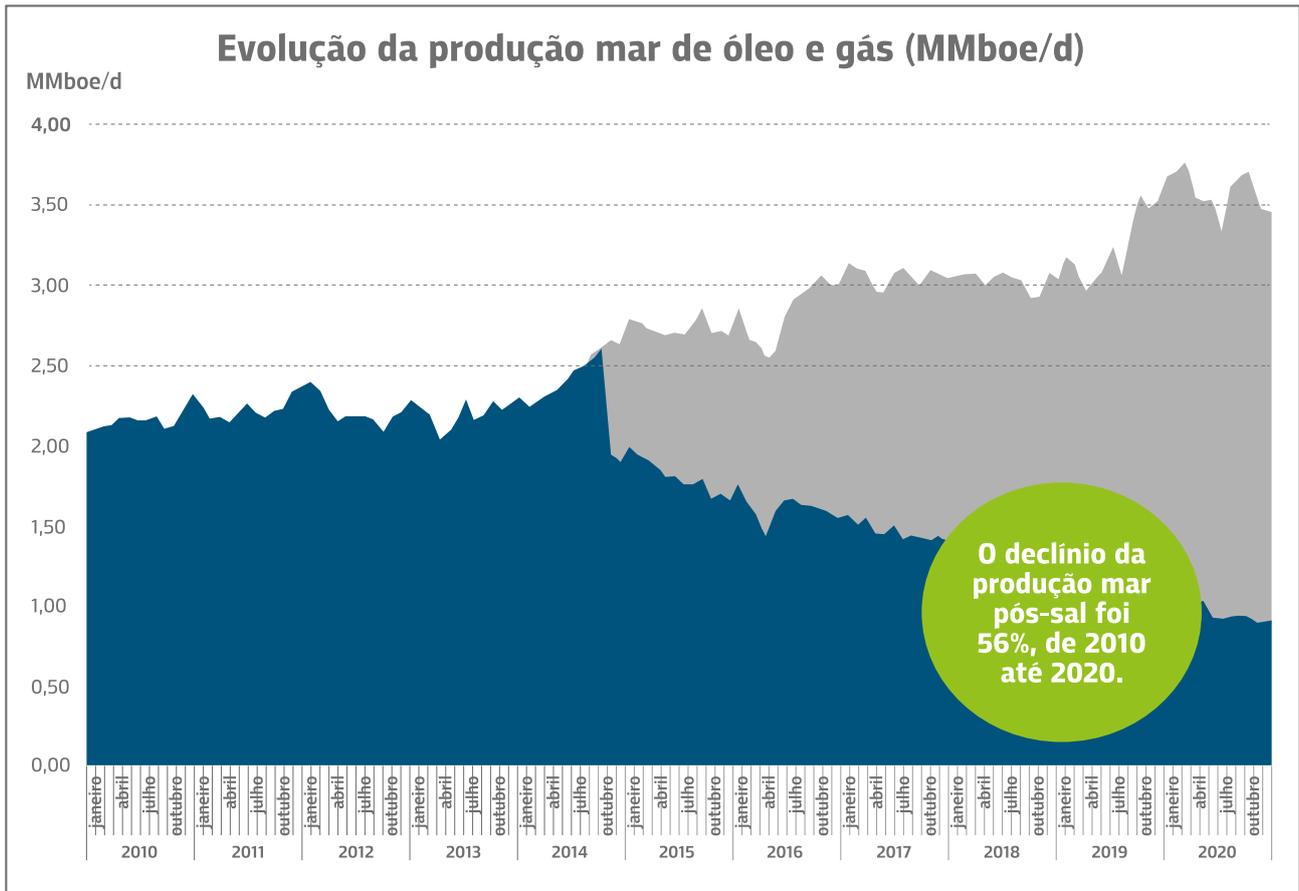


Fonte: Elaboração IBP com base de dados da ANP.

Em contrapartida, a figura 2 demonstra o aumento da relevância do gás natural no ambiente *onshore*. O estado do Amazonas em 2019 manteve sua liderança da produção de gás natural, com 5,6 bilhões de m³, crescendo 6,8% neste ano. Com uma produção média de 15,3 milhões de m³/dia, o estado foi responsável por 12,5% do volume total produzido no país.

O direcionamento dos grandes investimentos para a região do pré-sal foi percebido não apenas pelo ambiente *onshore*, mas também pela região do pós-sal, que teve sua produção reduzida entre os anos de 2010 e 2020, cerca de 56%. A figura 2 reflete o quanto houve de redução de produção nessa região.

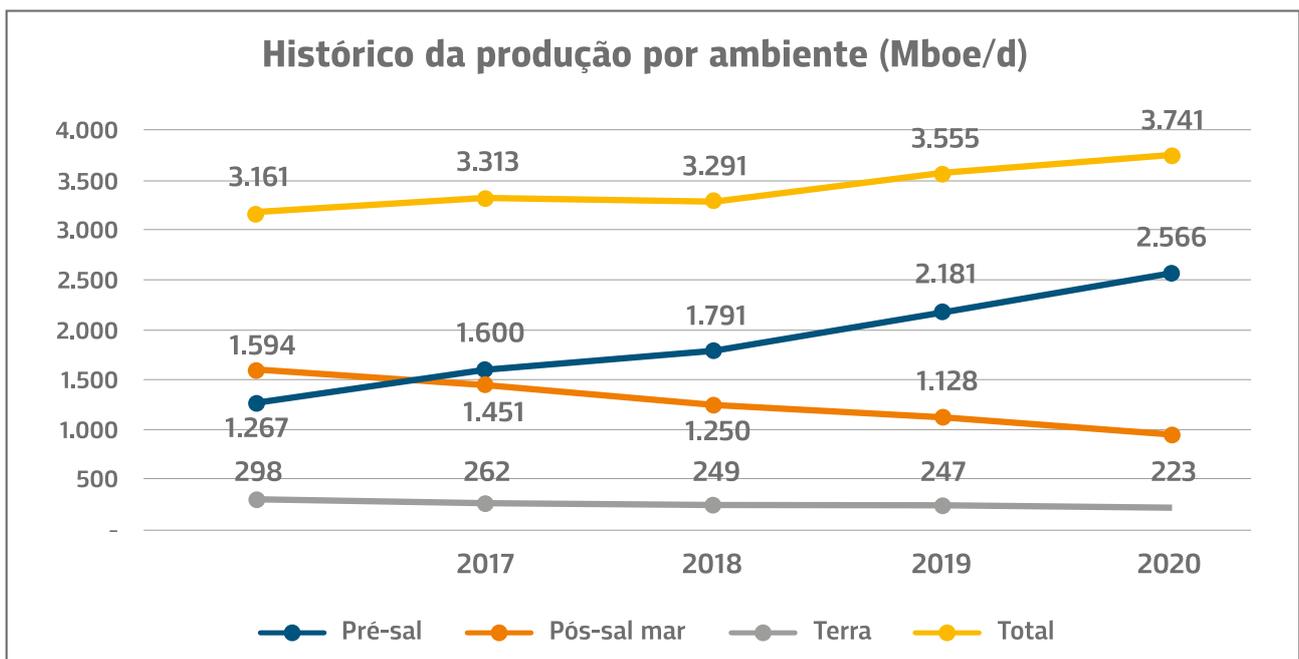
Figura 2 – Evolução da produção de óleo e gás (MMboe/d)



Fonte: Elaboração IBP com base de dados da ANP.

A figura 3 demonstra a representatividade nos diferentes ambientes em termos de produção de óleo e gás natural de 2016 a 2020.

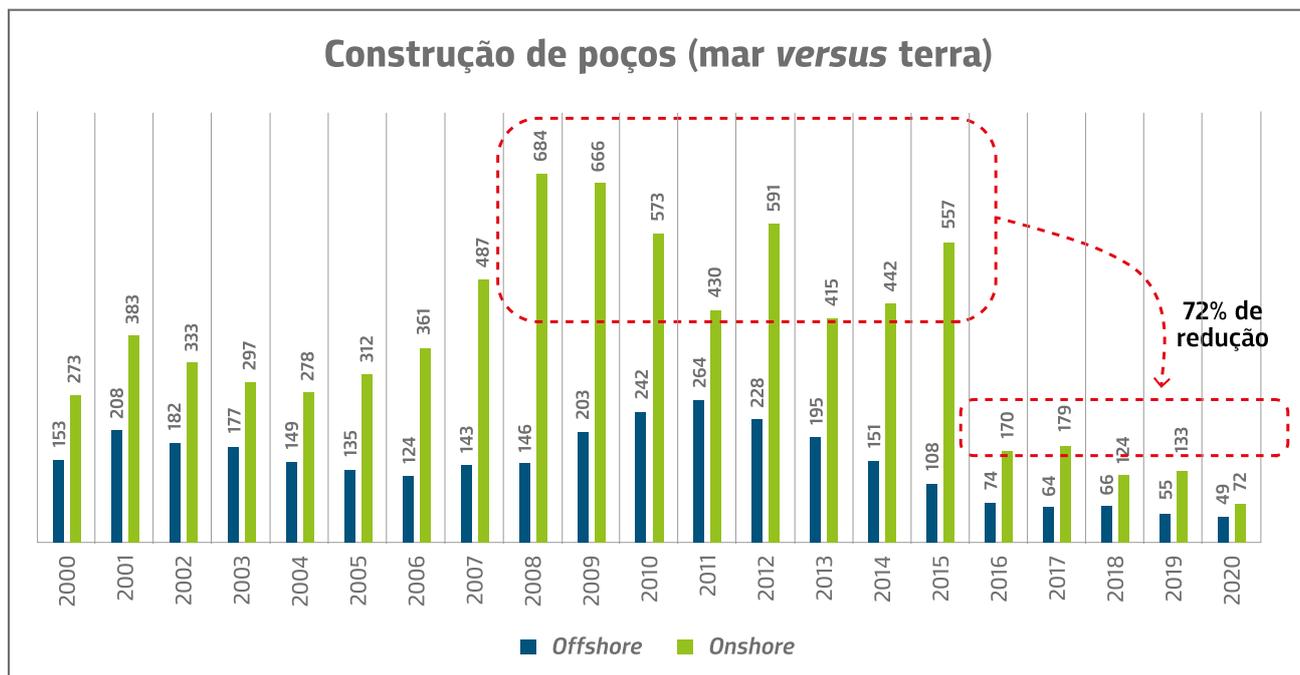
Figura 3 – Evolução da produção offshore e onshore (Mboe/d)



Fonte: Boletim da Produção da ANP, dezembro/2020.

A figura 4 também demonstra o encolhimento das atividades no *onshore*, refletindo o número de construção de poços por ambiente, *onshore* e *offshore*. Essa redução foi na ordem de 70%.

Figura 4 – Construção de poços (mar versus terra)



Fonte: Elaboração IBP com base de dados da ANP.

Apesar do declínio na produção no ambiente terrestre, sua atuação possui grande importância adicional para o Brasil, pois ocorre no interior do país, na maioria dos casos, em municípios com baixa renda e baixo Índice de Desenvolvimento Humano (IDH). Muitos deles contam com os *royalties* do petróleo em seus orçamentos e dependem dessa atividade para que haja certo dinamismo econômico no entorno de suas regiões.

Cabe ressaltar que os campos dos três ambientes (pré-sal, pós-sal e *onshore*) encontram-se atualmente em fases diferentes. Enquanto os campos do pré-sal estão em fase de desenvolvimento e de crescimento da produção, os campos do pós-sal e do *onshore* já se encontram em declínio, ou seja, são campos maduros ou em meia-vida. Adicionalmente, a produção por poço do pré-sal é significativamente superior à dos poços do pós-sal e *onshore*, portanto seus esforços exploratórios apresentam melhores resultados, fatores que ajudam a justificar sua maior atratividade econômica.

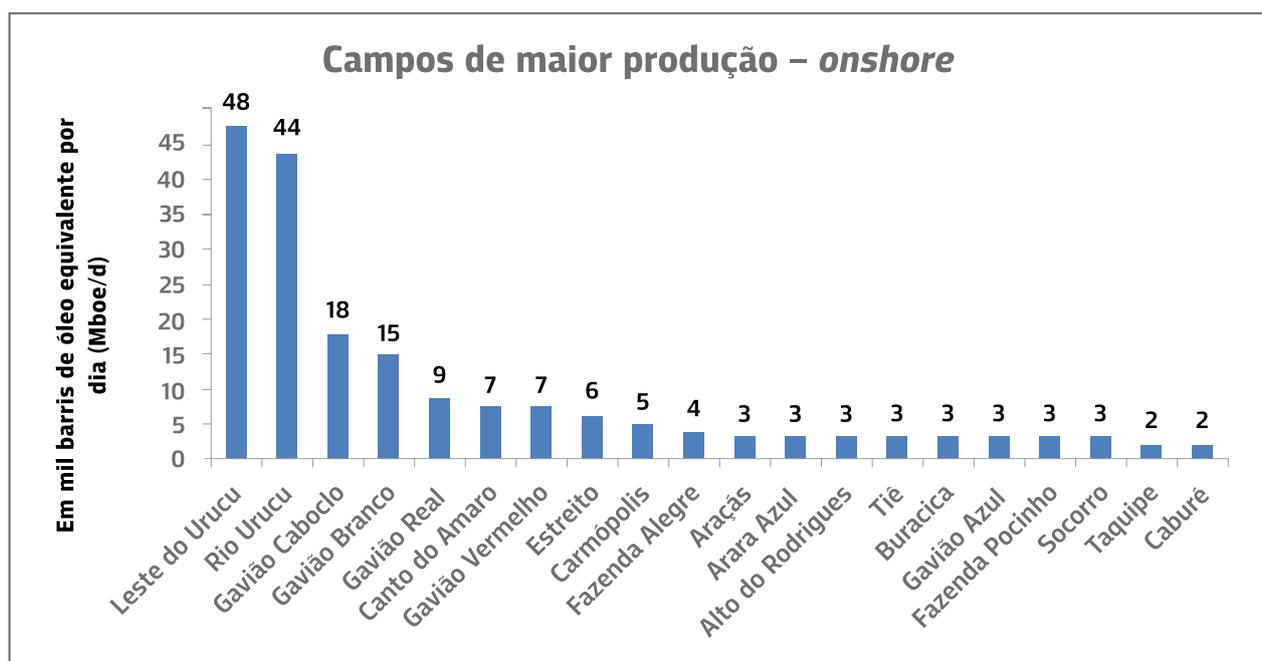
Todos esses dados ajudam a justificar a atratividade superior dos projetos de E&P nas áreas do pré-sal quando comparados às áreas do pós-sal e *onshore*. No entanto, isso não significa que as oportunidades nessas áreas e interesse de empresas de menor porte tenham desaparecido.

Abaixo, são apresentadas algumas percepções quanto aos projetos na área do pré-sal.

- » Os projetos do pré-sal permitem maior potencial de receita para as empresas.
- » Os projetos do pré-sal geram maiores valores de arrecadação para o governo.
- » O atual movimento dos investimentos para as áreas do pré-sal ocorreu por um número reduzido de grandes empresas.

De acordo com o Boletim da Produção da ANP, publicado em dezembro de 2020, a figura 5 mostra os campos terrestres de maior produção em Mboe/d.

Figura 5 – Campos de maior produção (onshore)



Fonte: Boletim da Produção da ANP, setembro/2021.

Os dois maiores campos produtores estão na Bacia de Solimões, que na tabela abaixo aparece em terceiro lugar em termos de produção total (boe/d):

Tabela 1 – Bacias com maiores níveis de produção (onshore e offshore)

Bacia	Petróleo (bbl/d)	Gás natural (Mm ³ /d)	Produção total (boe/d)	Nº de campos produtores
Santos	2.171.769	90.361	2.740.121	20
Campos	731.242	14.748	824.006	28
Solimões	13.412	12.878	94.412	6
Parnaíba	53	8.077	50.854	5
Potiguar	33.632	666	37.819	71
Recôncavo	21.565	2.137	35.008	72
Espírito Santo	19.859	901	25.527	31
Camamu	214	2.769	17.631	1
Sergipe	7.333	40	7.587	17
Alagoas	1.660	594	5.397	11
Amazonas	37	136	890	1
Tucano Sul	3	65	414	3
Barreirinhas	24	0	25	1
Total geral	3.000.801	133.373	3.839.691	267

Fonte: Boletim da Produção ANP, setembro/2021.

De acordo com o panorama mostrado pela ANP em 2018, no Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, entre as bacias de novas fronteiras no ambiente *onshore*, apenas as bacias de Solimões e Parnaíba são produtoras de petróleo e/ou gás natural. As bacias do Acre, Amazonas, Paraná, Parecis e São Francisco possuem a propensão para a produção de gás natural e a Bacia Madre de Deus não possui um único poço perfurado.

O parágrafo acima introduziu o assunto que será explorado a seguir, que consiste no desafio de aumentar a atratividade de novas atividades exploratórias no ambiente terrestre.

As áreas sedimentares emersas do território brasileiro são compartimentadas em 53 bacias, que somam uma superfície de 5,12 milhões de quilômetros quadrados. Entretanto, a área efetiva, ou seja, a parte da bacia sedimentar com chances para a existência de acumulações de petróleo ou de gás natural, compreende uma superfície de 2,52 milhões de quilômetros quadrados, 49,3% da área sedimentar terrestre total (MENDES *et al*, 2019).

Das 53 bacias emersas ou com porções emersas em território brasileiro, do ponto de vista exploratório, cinco são consideradas maduras e 48, novas fronteiras. As bacias terrestres maduras são: Alagoas, Espírito Santo, Mucuri, Potiguar, Recôncavo e Sergipe (MENDES *et al*, 2019).

Das 48 bacias sedimentares terrestres consideradas novas fronteiras exploratórias, 27 não têm área efetiva, ou seja, não interessam para exploração e produção de hidrocarbonetos. Das 21 bacias sedimentares terrestres efetivas, 15 não se dispõe de informações oficiais individualizadas. São elas: Acre-Madre de Deus, Bragança-Vizeu, Ceará, Jatobá, Jequitinhonha, Marajó, Paraná, Parecis, Pernambuco-Paraíba, Rio do Peixe, São Francisco, São Luís, Tacutu, Tucano Central e Tucano Norte (MENDES *et al*, 2019).

Apenas 4% da área sedimentar brasileira, considerando o *onshore* e o *offshore*, já está contratada, portanto, ainda há um imenso potencial para ser desvendado.

O governo brasileiro enxergou a relevância desse tema, e publicou em 2019 pela Resolução CNPE nº 27, instituindo Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate). Em 2020 houve a publicação da Resolução CNPE nº 5 de 2020, revisando a resolução anterior.

Uma das metas do Reate é a duplicação da produção de petróleo e gás em terra, em 10 anos, e o presente trabalho alinha-se ao alcance desta meta do programa, sendo ele o de "promoção de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental, inclusive a elaboração de guia de orientação para agentes econômicos".

Mais recentemente, o MME publicou a Consulta Pública nº 102/2020 em que traz propostas geradas no âmbito do Reate para o modelo de oferta de áreas para exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em bacias de fronteira exploratória terrestres, envolvendo a configuração dos blocos exploratórios e o rito contratual da fase de exploração, que visam propiciar o aumento do interesse e competitividade por estas áreas. O IBP e ABPIP participaram da consulta pública e suas contribuições já foram disponibilizadas no *site* do MME. O prazo da consulta pública foi até o dia 15 de janeiro de 2021.

Outra frente de atuação do governo voltada para as atividades de E&P no ambiente *onshore* é a maximização da vida útil de seus projetos. Conforme mencionado anteriormente, cerca de 70% dos

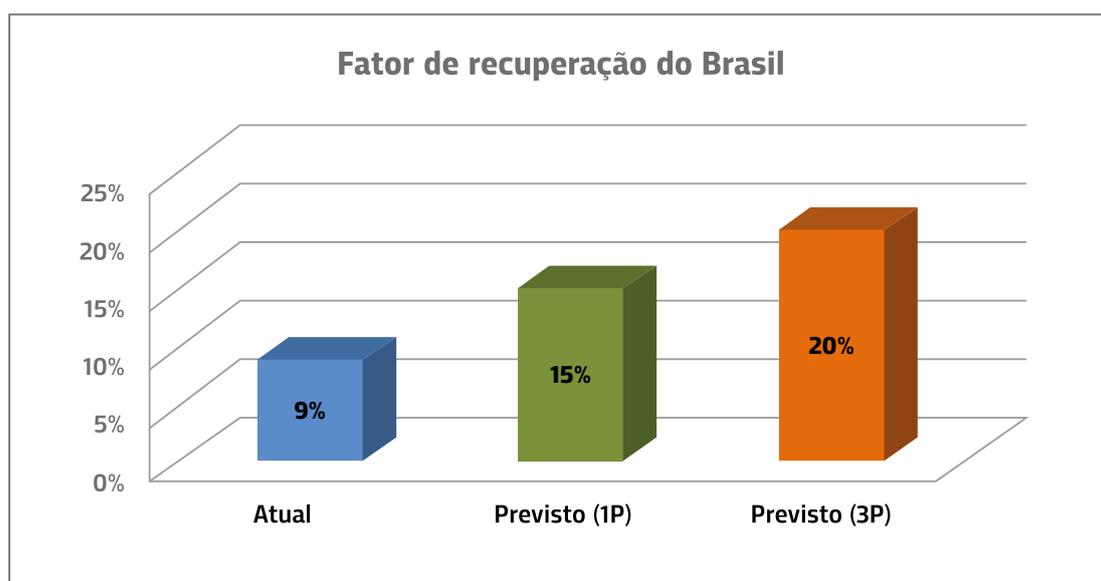
campos *onshore* são considerados maduros, ou seja, tem mais de 25 anos ou já produziram mais de 70% de suas reservas.

Nesse contexto de medidas de fomento para intensificar as atividades em projetos de menor rentabilidade, como os campos marginais ou que já atingiram boa parte de sua curva de produção, como os maduros, observa-se constantemente o assunto "fator de recuperação". Como fazer para maximizar a vida útil dos projetos e com isso gerar benefícios diretos e indiretos para a sociedade, através de empregos gerados e arrecadações por parte do governo?

No *workshop* realizado pela ANP em 2017, foi apresentado o fator de recuperação de alguns países como Noruega e Reino Unido, chegando a 70% e 46%, respectivamente, sendo bastante superiores ao FR brasileiro.

O fator de recuperação previsto para todas as jazidas de hidrocarbonetos no Brasil registradas, com base nas reservas 1P⁴ e 3P, é de 15% e 20%, respectivamente, como pode ser visto na figura 6.

Figura 6 – Fator de recuperação no Brasil

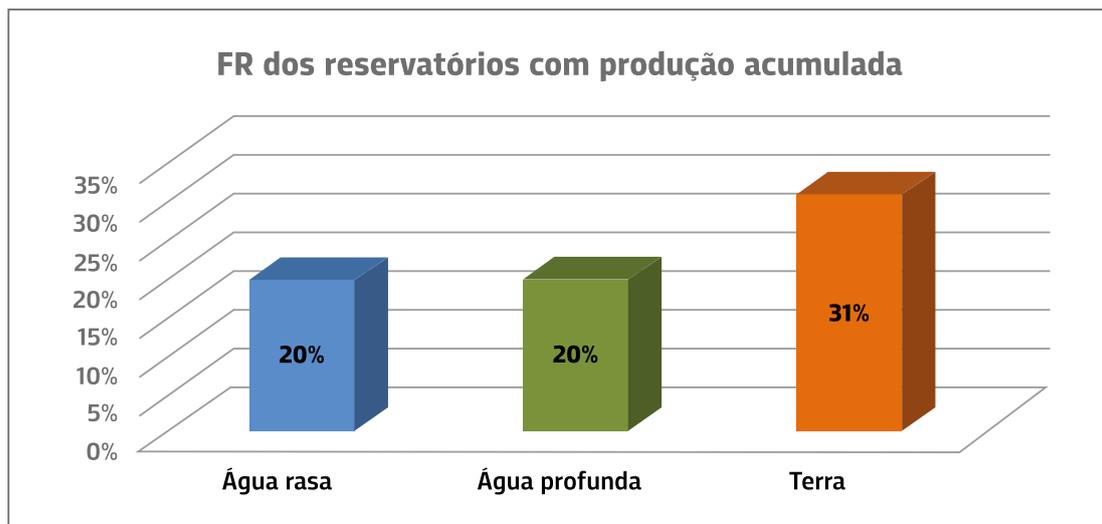


Fontes: ANP/SDP/SIGEP.

A figura 7 mostra o fator de recuperação por ambiente, considerando as reservas 3P.

⁴ As reservas de óleo e gás podem ser categorizadas como provadas (1P), provadas e prováveis (2P) ou provadas, prováveis e possíveis (3P), dependendo da escala de incerteza quanto à quantidade de recursos que podem ser extraídos e a chance de comercialização. As somas das reservas provadas, prováveis e possíveis, também denominadas como reservas 3P, são chamadas de reservas totais.

Figura 7 – Fator de recuperação por ambiente (reserva 3P) no Brasil



Fontes: ANP/SDP/SIGEP.

De acordo com a Nota Técnica nº 12/2020, disponibilizada pela Consulta Pública nº 19/2020 (voltada para a regulamentação da redução de *royalties* para médias e pequenas empresas), publicada no dia 4 de novembro de 2020, "deve-se buscar o máximo aproveitamento dos recursos já descobertos nas **bacias maduras brasileiras**, através do aumento do fator de recuperação dos reservatórios. A expectativa para o fator de recuperação **médio desses campos** no Brasil é de 24%, sendo que o mesmo índice no mundo é algo em torno de 35%".

De acordo com a apresentação da ANP para a Câmara Oficial da Espanha de Comércio no Brasil, em 2017, a agência mostra a relevância de adicionar em 1% o investimento no fator de recuperação nos campos em terra. **Ao adicionar 1% dos investimentos realizados no FR** (fator de recuperação) no ambiente terrestre, **há a previsão de R\$ 5 bilhões em novos investimentos**, gerando a **arrecadação de R\$ 3 bilhões em royalties** através de um **aumento de produção na ordem de 200 Mboe**.

Desde 2007 a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vem publicando estudos contínuos e cíclicos com o Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás (ZNMT) cujo objetivo geral é a obtenção de uma base de informações georreferenciadas que permite representar zonas, na forma de mapas, sobre a importância relativa das diversas áreas do país para o desenvolvimento econômico nacional do setor de petróleo e gás. Essa base de informações constitui-se em importante instrumento para o planejamento energético, no contexto do Plano Nacional de Energia (PNE) e do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), uma vez que "compete à EPE fornecer subsídios atualizados, com base em estudos, incluindo os de zoneamento dos recursos de petróleo e gás natural, em especial para as áreas sem contratos com a União, para auxiliar o MME e a ANP nos esforços para o pleno desenvolvimento do setor petrolífero nacional", segundo a Resolução CNPE nº 17 de 8 de junho de 2017. A publicação mais recente do ZNMT refere-se ao ciclo de 2017-2019 (EPE, 2019).⁵

⁵ Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Ciclo 2017-2019/Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2019.

3.3 Retomada das atividades de exploração e produção de petróleo e gás em terra no Brasil

Conforme informado anteriormente as atividades de E&P no ambiente *onshore* estão localizadas principalmente no interior do Brasil, com um alto impacto positivo na geração de empregos e renda, e aumento da arrecadação para as regiões.

Algumas reflexões podem ser feitas quanto aos investimentos em projetos *onshore* e no *offshore* convencional:

- a) os distintos níveis de complexidade de projetos *onshore* e *offshore* em águas rasas permitem a participação de empresas de portes pequeno e médio e, de modo geral, têm campanhas de produção mais rápidas que em águas profundas;
- b) os projetos terrestres e em águas rasas apresentam menor complexidade operacional e demandam um montante menor de investimentos;
- c) projetos com menor complexidade operacional requerem geralmente um montante menor de investimentos e podem ser viabilizados por empresas de menor porte. Projetos de maior complexidade envolvem empresas de grande porte;
- d) a atividade *onshore* propicia o desenvolvimento e crescimento da indústria local, permitindo nos diferentes contextos, maior diversidade de *players* e gerando impactos positivos sobre a renda e emprego. Como as campanhas são mais rápidas, os benefícios são viabilizados em um horizonte de tempo mais curto;
- e) a diversidade de *players* consiste em inúmeras entidades da cadeia da indústria do petróleo compreendendo empresas de petróleo operadoras e não operadoras brasileiras e estrangeiras, prestadores de serviços, entidades do comércio, saúde e educação entre outras;

Diante deste contexto, com a percepção de que para aumentar a atratividade de projetos que não possuem o elevado potencial de geração de receita da região do pré-sal e a fim de maximizar os investimentos em projetos de E&P no Brasil, o governo, por meio da ANP, tem direcionado esforços para regulamentar incentivos para essas áreas. Um exemplo foi a Resolução nº 749/2018, que passou a definir conceitos para os campos maduros nos diferentes ambientes, *onshore* e *offshore*, e a permitir a concessão de incentivos para a produção incremental desses campos. No dia 21 de fevereiro de 2020, a ANP publicou em seu *site* a primeira aprovação da redução da alíquota de *royalties* sobre a produção incremental em campo maduro. O incentivo foi concedido ao campo de Polvo, na Bacia de Campos, operado pela empresa PetroRio.

Outra medida importante foi o lançamento do Reate. Em dezembro de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a Resolução nº 27, de 12 de dezembro de 2019, que instituiu o Programa Reate 2020 e em seu artigo 3º do inciso II da referida resolução criou-se o Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres. O programa, que conta com a ANP em seu Comitê Diretivo, tem como objetivos propor e monitorar ações, projetos e políticas voltadas ao incremento das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em terra.

Outro exemplo foi a Resolução CNPE nº 17/2017, que autorizou a realização da oferta permanente que permite à ANP licitar "os campos devolvidos ou em processo de devolução, bem como os blocos

exploratórios com ou sem descobertas que lhe sejam devolvidos, assim como ofertar áreas que já tenham sido objeto de autorizações de parte do CNPE em licitações anteriores".

Ainda por meio da Resolução CNPE nº 17/2017, o CNPE estabeleceu diretrizes para estimular o aumento da produção nos campos maduros, incentivando as operadoras que não estejam investindo para o aproveitamento pleno dos recursos descobertos a ceder seu direito de exploração a outro operador. Nesse contexto, os possíveis campos maduros da Petrobras, não priorizados em seu plano estratégico, seriam postos à venda. Em 2018, a ANP divulgou a Tomada Pública de Contribuições nº 08/2018 com o objetivo de receber contribuições para a regulamentação de incentivos para Campos Marginais. O IBP participou da TPC 08/2018 por meio das contribuições realizadas pelo Comitê *Onshore* de Águas Rasas.

O CNPE publicou, em junho de 2020, a Resolução do CNPE nº 04 de 2020 em que orienta a regulamentação pela ANP da redução das alíquotas de *royalties* para pequenas e médias empresas. Apesar de não fazer referência ao ambiente terrestre, sabe-se que as empresas que atuam no ambiente em terra possuem um porte menor quando comparadas ao ambiente *offshore*. Atualmente a ANP divulgou a Consulta Pública nº 19/2020 com a minuta da resolução que tem como objetivo definir as diretrizes para conceder a redução da alíquota de *royalties* para pequenas e médias empresas.

Com o intuito de fomentar novas descobertas no ambiente *onshore*, considerando o elevado potencial ainda a ser explorado (assunto tratado no item anterior), foi publicada a Consulta Pública nº 102/2020, que trouxe propostas geradas no âmbito do Reate para o modelo de oferta de áreas para exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em bacias de fronteira exploratória terrestres, envolvendo a configuração dos blocos exploratórios e o rito contratual da fase de exploração, que visam propiciar o aumento do interesse e competitividade por essas áreas.

Na Nota Técnica nº 92/2020, divulgada por consulta pública, o Ministério de Minas e Energia corrobora com o entendimento de que é necessário aumentar as atividades exploratórias no ambiente terrestre. Seguem abaixo alguns trechos citados da referida nota técnica:

2.2. Entretanto, o Brasil conta com imensas áreas sedimentares terrestres pouco ou quase nada exploradas conhecidas como "bacias de fronteira exploratória", não possuindo quantidade de dados geológicos e geofísicos suficientes para se fazer uma avaliação confiável do seu potencial para descobertas de acumulações de petróleo e gás natural. Alguns dos entraves para investimentos em muitas dessas áreas consiste na sua localização, distante de centros consumidores, com dificuldades logísticas e de monetização, com grande carência de estruturas básicas como estradas, aeroportos, portos, refinarias, linhas de transmissão e dutos de transporte do hidrocarboneto produzido.

2.3. No cenário atual, onde prevalecem condições de baixa atratividade para áreas de fronteira exploratória, medidas governamentais são necessárias para se tentar atrair investimentos no menor prazo possível, sob pena dos recursos permanecerem terminantemente inexplorados.

2.4. Neste documento, serão apresentadas propostas, formuladas no âmbito do REATE 2020, ao modelo de oferta de áreas para E&P de petróleo e gás natural em bacias de fronteira exploratória terrestres. Pretende-se que estas propostas forneçam subsídios para o aprimoramento do processo de licitação e contrato de concessão para a E&P de petróleo e gás natural em bacias de fronteira exploratória terrestres.

3.4 Síntese

A produção comercial de petróleo e gás natural no país teve seu início em ambiente terrestre, onde atingiu o ápice na década de 70, perdendo espaço a partir dos anos 1980 para as descobertas de reservas gigantes no mar, culminando na descoberta do pré-sal em 2007.

O pré-sal, com sua produção em alta escala no ambiente *offshore*, representa atualmente mais 70% da produção de óleo e gás no país, enquanto o *onshore* responde por apenas 6% da produção total.

Enquanto as atividades de E&P *offshore*, especialmente no pré-sal, envolvem riscos maiores e demandam investimentos elevados em tecnologia, sendo lideradas por grandes empresas, as atividades de E&P no ambiente *onshore* demandam menor investimento, permitindo a participação de empresas de pequeno e médio porte.

As atividades de exploração e produção *onshore* estão localizadas principalmente no interior do Brasil, onde têm alto impacto positivo na geração de empregos e renda, e aumento da arrecadação para essas regiões. O impacto socioeconômico do desenvolvimento *onshore* é reflexo também da menor complexidade dos projetos, envolvendo uma maior diversidade de *players* na cadeia da indústria do petróleo compreendendo desde empresas de petróleo, prestadores de serviços, entidades do comércio, entre outras.

Assim, desde 2017 o MME, CNPE e ANP vêm adotando medidas que visam fortalecer as atividades de E&P *onshore*, sendo o Reate a principal ferramenta criada para essa finalidade. Uma das metas do Reate é a duplicação da produção de petróleo e gás em terra, em 10 anos, sendo a otimização do licenciamento ambiental diagnosticada como uma das ações necessárias para o atingimento dessa meta.

4 PROCEDIMENTOS VIGENTES NO LICENCIAMENTO AMBIENTAL EM TERRA

Considerando o arcabouço legal apresentado no capítulo 2 e consultando as operadoras que atuam nas bacias sedimentares terrestres localizadas nos estados do Espírito Santo, Bahia, Sergipe, Alagoas, Rio Grande do Norte, Ceará, Maranhão e Amazonas, apresenta-se a seguir um resumo das práticas atuais dos OEMAs na condução do licenciamento ambiental das principais atividades de E&P de óleo e gás em terra.

Os passos do processo de licenciamento ambiental, desde a abertura do processo até a emissão da respectiva licença ambiental, são apresentados na tabela 2.

Tabela 2 – Passos do processo de licenciamento ambiental

Passos do processo de licenciamento
1. Verificar, junto ao órgão ambiental licenciador, a documentação requerida e os formulários que precisam ser preenchidos.
2. Providenciar a documentação requerida e dar entrada no pedido de licenciamento, conforme orientação do órgão ambiental.
3. Elaborar o Termo de Referência (TR) ⁶ pelo concessionário ou órgão licenciador, caso seja requerido.
4. Elaborar o estudo ambiental seguindo as orientações do órgão licenciador por meio da consultoria contratada ou do próprio concessionário.
5. Encaminhar o estudo ambiental elaborado juntamente com outras documentações requeridas, conforme o caso pelo concessionário.
6. Conferir a documentação e o estudo ambiental pelo órgão ambiental conforme orientação prévia.
7. Iniciar a análise técnica do estudo ambiental.
8. Solicitar esclarecimentos e complementações do estudo ambiental apresentado, caso seja necessário, pelo órgão ambiental.
9. Emitir parecer técnico conclusivo deferindo ou indeferindo o pedido de licença ambiental pelo órgão ambiental.
10. Emitir a licença ambiental requerida com as condicionantes necessárias para a realização da atividade, no caso de deferimento pelo órgão ambiental.
11. Iniciar a atividade de E&P, cumprindo as determinações requeridas pelo órgão ambiental e os programas ambientais propostos e aprovados.

Fonte: Elaboração IBP.

⁶ Há estados nos quais o empreendedor propõe um Termo de Referência (TR) para os estudos a serem apresentados e o OEMA avalia, revisa e aprova. Alguns estados têm TR padrão para algumas atividades ou mesmo roteiros mínimos para a elaboração de estudos ambientais, como no caso de Alagoas (Resolução Cepam nº 10/2018).

De forma geral, o processo de licenciamento das atividades de sísmica, perfuração e produção, independentemente do local e, conseqüentemente, do órgão licenciador, exige dos empreendedores alguns documentos e autorizações acessórias, sempre que cabível. São elas: Autorização de Supressão da Vegetação (ASV), Autorização para Supressão de Vegetação para Uso Alternativo do Solo (UAS), Autorização de Manejo de Fauna Silvestre (AFMS), Concessão de Direito Real de Uso (CDRU) quando em terras pertencentes à União e regularização da reserva legal, conforme definido no Código Florestal.

Alguns órgãos estaduais de meio ambiente utilizam a Resolução Conama nº 23/94 para o licenciamento, uma vez que ela institui procedimentos específicos para o licenciamento das atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de petróleo e gás natural e trata essencialmente das atividades de perfuração e produção de petróleo e gás, com definição de tipologias de licenças e de instrumentos de suporte (estudos, relatórios e projetos) ambientais necessários para a emissão das licenças. Outros estados, adotam o sistema trifásico de licenciamento (LP/LI/LO), conforme definido na Resolução Conama nº 237/97 para o licenciamento das atividades de E&P terrestre. O Anexo D apresenta a legislação federal e estadual aplicável ao licenciamento das atividades de E&P *onshore*.

As tabelas 3 a 7 resumem os tipos de licença atualmente emitidas no âmbito das atividades de E&P nos estados, por tipologia de atividade.

Tabela 3 – Emissão de termos de referência e legislação aplicável ao licenciamento de atividades de E&P de óleo e gás terrestre

	Iema (ES)	Inema (BA)	Adema (SE)	IMA (AL)	Idema (RN)	Semace (CE)	Sema (MA)	Ipaam (AM)
Termo de Referência (TR)	Proposto pelo empreendedor	Proposto pelo empreendedor	Sem TR	✓	TR padrão para RCA e RAF ⁷	✓	Proposto pelo empreendedor	✓
Legislação estadual	Decreto nº 4.039-R/16 (Silcap)	Decreto Estadual nº 14.024/12 (e alterações) Resolução Sepram nº 3.022/02	Resolução Cema nº 11/79 Resolução Cema/SE nº 19/01	Lei Estadual nº 6.787/2006 e suas atualizações; Cepam nº 10/2018; Instrução Normativa IMA/AL nº 03/2021	LC nº 272/04 (e alterações) LC nº 336/06 LC nº 558/15 LC nº 590/17	Lei Estadual nº 11.411/87 Resolução Coema/CE nº 02/19	Resolução Conama nº 23/1994	Decreto nº 10.028/87

Fonte: Elaboração IBP com base de dados dos OEMAs.

⁷ Relatório de Atividades Florestais.

Tabela 4 – Tipos de licença para atividade sísmica adotados pelos OEMAs no licenciamento de atividades de E&P de óleo e gás terrestre

	Iema (ES)	Inema (BA)	Adema (SE)	IMA (AL)	Idema (RN)	Semace (CE)	Sema (MA)	Ipaam (AM)
SÍSMICA								
Licença Única (LU)	✓							
Autorização Ambiental (AA)		✓	✓	✓		✓	✓	
Licença Prévia (LP)								✓
Licença de Operação (LO)					✓			

Fonte: Elaboração IBP com base em informações dos OEMAS.

Tabela 5 – Tipos de licença para atividade de perfuração adotados pelos OEMAs

	Iema (ES)	Inema (BA)	Adema (SE)	IMA (AL)	Idema (RN)	Semace (CE)	Sema (MA)	Ipaam (AM)
PERFURAÇÃO								
Autorização Ambiental (AA)		✓						
Licença Simplificada (LS)		✓	✓	✓		✓	✓	
Licença Prévia (LP)	✓							
Licença de Instalação (LI)	✓					✓		
Licença Prévia para Perfuração (LPper)			✓	✓	✓		✓	✓

Fonte: Elaboração IBP com base em informações dos OEMAS.

Tabela 6 – Tipos de licença para atividade de produção adotados pelos OEMAs

	Iema (ES)	Inema (BA)	Adema (SE)	IMA (AL)	Idema (RN)	Semace (CE)	Sema (MA)	Ipaam (AM)
PRODUÇÃO								
Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPpro)			✓	✓	✓		✓	✓
Licença Prévia (LP)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Licença de Instalação (LI)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Licença de Operação (LO)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Licença Provisória de Operação (LPO)	✓	✓	✓		✓			
Licença de Alteração (LA)		✓					✓	
Licença de Instalação e Operação (LIO)					✓			
Licença Ambiental de Regularização (LAR)							✓	
Licença Única Ambiental (LUA)							✓	
Licença Única Ambiental de Regularização (LUAR)							✓	
Renovação de Licença de Operação (RenLO)							✓	

Fonte: Elaboração IBP com base em informações dos OEMAS.

Tabela 7 – Tipos de licença para unidades de processamento e infraestrutura adotados pelos OEMAs

	Iema (ES)	Inema (BA)	Adema (SE)	IMA (AL)	Idema (RN)	Semace (CE)	Sema (MA)	Ipaam (AM)
UNIDADES DE PROCESSAMENTO (INFRAESTRUTURA)/OUTROS								
Licença Prévia (LP)				✓		✓	✓	✓
Licença de Instalação (LI)	✓			✓		✓	✓	✓
Licença de Operação (LO)				✓		✓	✓	✓
Licença Ambiental Simplificada (LAS)								
Licença Simplificada (LS)			✓			✓		
Certificado de Isenção de Licenciamento (CIL)								
Licença Ambiental (LA)		✓			✓			
Licença de Regularização de Operação (LRO)					✓			
Autorização Especial para atividades temporárias de baixo impacto (AE)					✓			
Autorização Temporária de Operação (ATO)					✓			
Renovações e prorrogações					✓			

Fonte: Elaboração IBP com base em informações dos OEMAS.

4.1 Licenciamento ambiental de sísmica *onshore*

Em geral, o licenciamento para a execução de levantamentos sísmicos é realizado em uma única etapa, ou seja, pela solicitação de uma única licença ou autorização. Entretanto, a documentação ou os estudos solicitados apresentam diferentes níveis de detalhamento e exigências. Possivelmente essas diferenças se dão pela extensão da área proposta para os levantamentos ou pela proximidade de áreas sensíveis, visto que em geral o levantamento sísmico é uma atividade de curta duração, cujos aspectos de maior impacto ambiental são também temporários (uso do solo e emissão de ruídos). Ainda assim, o OEMA, algumas vezes, vislumbrando o possível desenvolvimento de atividades futuras de produção de P&G, requer o levantamento de dados primários que extrapolam as características da fase exploratória, como, por exemplo, a caracterização de recursos hídricos subterrâneos. Por outro lado, alguns OEMAs sinalizam a possibilidade de licenciar de forma unificada a atividade sísmica em blocos adjacentes ou próximos.

4.2 Licenciamento ambiental de perfuração *onshore*

Guardadas as diferenças intrínsecas entre as atividades de levantamento geofísico e perfuração de poços, no licenciamento da atividade de perfuração observa-se o uso de autorizações e de licenças específicas, a depender do estado onde se desenvolve a atividade. Em alguns estados foi verificada a possibilidade de uma única licença contemplar a perfuração de um conjunto de poços. Nos estados que adotam o sistema trifásico de licenciamento (LP, LI, LO) a perfuração é licenciada pela obtenção de LP e LI ou apenas de LI. As licenças para perfuração, em geral, incluem as instalações de superfície (linhas e acessos), desde que solicitadas, descritas e avaliadas no processo de licenciamento.

Em alguns estados observa-se um processo mais orgânico de licenciamento, onde os poços vão sendo licenciados, um a um, com autorizações, que podem incluir a infraestrutura necessária para testes complementares e de longa duração e, após a declaração de comercialidade de um conjunto de poços testados, é solicitada uma licença de operação para a produção do conjunto de poços. Outro ponto relevante é que, dadas as características da atividade de perfuração, onde a ocupação da superfície corresponde a um pequeno percentual da área efetivamente explorada em subsuperfície, alguns órgãos entendem não haver necessidade de realização de levantamento de dados primários (exemplo: flora e fauna) para o diagnóstico ambiental, podendo este ser realizado a partir de dados secundários.

De maneira geral, o licenciamento para perfuração é similar nas diferentes regiões, independentemente da natureza do poço (exploratório, produtor, injetor), desde que, na descrição da atividade e nos estudos, tenham sido contempladas as facilidades necessárias para a execução da atividade. Somente em um estado observa-se a necessidade de mais de uma licença para a perfuração de um único poço, uma vez que, além da licença de perfuração, é necessária a obtenção de licença específica para acessos com extensão superior a 50m e outra específica para linha de surgência, no caso de poços de desenvolvimento. Nesse cenário, são solicitadas duas licenças para instalação de poços exploratórios e três para poços produtores.

Vale ainda mencionar que, em alguns estados, como por exemplo a Bahia,⁸ a instalação de novos poços em bases já existentes, ou seja, sem necessidade de supressão de vegetação, por exemplo, é requerido apenas um cadastro de acordo com alguns pré-requisitos.

Situações em que a perfuração de poços terrestres de **petróleo e gás, poços estratigráficos e amostradores** a ser realizada em campos de óleo e gás licenciados ficará isenta do procedimento de licenciamento, de acordo com o artigo 142-D do Decreto Estadual nº 14.024/2012, desde que:

1. a atividade ocorra em locações de poços existentes já autorizados ou licenciados;
2. não haja ampliação da locação (ativos);
3. a perfuração dos novos poços não implique na alteração do porte da atividade ou empreendimento, em razão do número de poços por campo, conforme definido no Anexo IV do referido Decreto;
4. a realização deste cadastro não isenta a obrigatoriedade de prévia autorização para supressão de vegetação nativa, assim como para a outorga de direito de recursos hídricos e demais atos autorizativos associados;
5. não sejam realizados procedimentos de fraturamento hidráulico;
6. a extensão projetada do poço cadastrado não ultrapasse mais que 1,2 vezes a extensão do poço já autorizado;
7. seja realizada em áreas antropizadas;
8. não ocorram intervenções em áreas de vegetação nativa;
9. não implique na relocação de pessoas e mantenha distância segura de residências e aglomerados urbanos;
10. não ocorra intervenção em unidade de conservação, zona de amortecimento, áreas de preservação permanente, áreas costeiras, sítios e/ou ocorrências arqueológicas, espeleológicas e paleontológicas;
11. não interfira em terras indígenas e/ou comunidades tradicionais, conforme legislação
12. não implique em assoreamentos, desvios e/ou intervenções nos cursos d'água e uso de substâncias químicas que venham a contaminar e/ou alterar a qualidade dos recursos hídricos;
13. utilize acesso e área de servidão das linhas de produção existentes;
14. não utilize material de empréstimo e nem gere bota-fora;
15. os taludes e saias de aterro do acesso, da locação e da área de servidão das linhas de produção estejam cobertos totalmente por gramíneas ou vegetação;
16. exista sistema de canaletas nas bordas da locação direcionadas para caixa de separação água/óleo;
17. seja utilizado fluido base água na primeira fase de perfuração, ao longo de toda extensão da Formação São Sebastião;

Essa lista consta no sistema eletrônico do Inema, o Seia, e precisa ter um "de acordo" do usuário/requerente para prosseguir com o preenchimento do cadastro e obtenção do certificado de cadastro.

Na fase de pré-produção, de teste de curta e longa duração, é necessária a solicitação de licença específica em alguns estados, enquanto em outros essa etapa é contemplada nas licenças ou autorizações para perfuração, desde que adequadamente descritas e avaliadas nos estudos e documentos apresentados ao OEMA.

⁸ http://www.seia.ba.gov.br/sites/default/files/legislation/Decreto%2014024_2012.pdf

4.3 Licenciamento ambiental de produção *onshore*

Na etapa de produção propriamente dita, tendo sido declarada a comercialidade dos poços de interesse, em alguns estados é possível solicitar licença de operação para produção dos poços já perfurados, com instalação de tanques de armazenagem e acessórios. Caso a produção seja incrementada ao ponto de ser necessária a instalação de estação de tratamento, são solicitadas as licenças prévia, de instalação e de operação (LP/LI/LO) para a estação.

Em outros estados a instalação de linhas, tanques e estações de tratamento passa pelo processo trifásico de licenciamento, LP/LI/LO, e o tipo de estudo a ser apresentado depende do porte do empreendimento, por vezes associado ao número de poços. Ao final do processo uma única LO é obtida para o conjunto de atividades desenvolvidas no campo, ou seja, poços produtores/injetores, linhas, tanques e estações. Mais uma vez, em um único estado é identificada a necessidade de obtenção das licenças no sistema trifásico (LP/LI/LO) para cada instalação auxiliar (sistemas de injeção, estação coletora ou de teste etc.), individualmente.

4.4 Aprimoramento do processo de licenciamento *onshore*

A atividade de E&P de P&G terrestre tem semelhanças com a atividade de mineração: ambas são extrativas, utilizadoras de recursos ambientais, geradoras de divisas, lidam com *commodities*; têm duas etapas bem definidas e similares (pesquisa e lavra = exploração e produção). E por serem causadoras de impacto ambiental e receberem investimentos/financiamentos, ambas atividades são foco de instituições que visam estabelecer e identificar boas práticas de gestão ambiental. Tais instituições divulgam, periodicamente, publicações com essas boas práticas, no sentido de difundir-las entre suas empresas associadas ou financiadas, visando estabelecer padrões cada vez mais elevados nas práticas ambientais de cada um desses dois segmentos.

Nesse sentido, é natural que boas práticas introduzidas por um segmento também sejam de conhecimento do outro segmento. Obviamente, certas práticas terão aplicabilidade restritas ao segmento de origem, não sendo extensivas ao outro segmento. Um exemplo é a incorporação de resíduos de perfuração (cascalho) e de rejeitos de mineração em blocos cerâmicos.

Devido a essa relação de proximidade, em certos OEMAs, como o Inema (BA), configurou que ambas as atividades sejam licenciadas pelo mesmo setor do órgão, no caso a Coordenação de Mineração (Comin). O mesmo setor licencia empreendimentos de mineração e de E&P de P&G em terra.

No estado da Bahia há a previsão de certas atividades serem objeto de licença por adesão e compromisso (LAC),⁹ concedida eletronicamente, seguindo critérios e condições estabelecidos pelo órgão licenciador, para empreendimentos ou atividades considerados de baixo e médio potencial poluidor, a exemplo de postos de combustível, estações rádio base e transporte de resíduos perigosos. No estado do Espírito Santo há a previsão da extração de rochas ornamentais ser objeto de LAC.¹⁰

⁹ Lei nº 12.377/2011 regulamentada pelo Decreto Estadual nº 14.024/2012.

¹⁰ O Instituto Estadual de Meio Ambiente e Recursos Hídricos (Iema) atualizou o Sistema de Licenciamento e Controle das Atividades Poluidoras ou Degradadoras do Meio Ambiente (Silcap), por meio do Decreto nº 4.039/2016. O aprimoramento do "Licenciamento Simplificado", e a alteração da denominação do seu instrumento, o qual passou a ser "Licença Ambiental por Adesão e Compromisso (LAC)".

No estado do Ceará há inúmeras atividades com previsão de licenciamento utilizando essa modalidade de licenciamento, a depender do porte do empreendimento e do potencial poluidor da atividade.¹¹ No estado do Paraná também há previsão de uso da LAC,¹² que autoriza a instalação e a operação de atividade ou empreendimento, de pequeno potencial de impacto ambiental. O Instituto do Meio Ambiente (IMA) de Santa Catarina vem adotando, da mesma forma, essa modalidade de licenciamento,¹³ possibilitando que o solicitante encaminhe pela internet a documentação exigida em lei para a avaliação ambiental da atividade. Após a emissão da LAC, o IMA realiza, em forma de auditoria, a avaliação dos processos para a averiguação do cumprimento legal das obrigações ambientais pertinentes.

Com essas iniciativas, há expectativa dos órgãos ambientais estaduais de redução significativa do tempo para a emissão das licenças. Para as atividades de E&P, conforme descrito no item 6.2, vislumbra-se a possibilidade de, em certas condições (afastamento de áreas sensíveis e em menor porte, com baixo potencial de impacto), ser objeto de LAC. A fiscalização ou a auditoria dos órgãos públicos permanecem como ferramentas fundamentais para avaliar os processos para averiguação do cumprimento legal das obrigações ambientais.

No que diz respeito à validade das licenças, observa-se na tabela 8, a existência de prazos de validade inferiores ao mínimo estabelecido na Resolução Conama nº 237, certamente atrelados a prazos estabelecidos em legislação estadual. Portanto, o prazo de validade das licenças varia de estado para estado, coexistindo licenças de operação por poço com validade de apenas 1 ano, enquanto em outros estados LP/LI para instalação e perfuração de poços têm validade de 4 anos, assim como licenças para operação de instalações de produção têm validade de 3 anos em um estado e 6 anos em outro.

Tabela 8 – Validade média das licenças/autorizações para as atividades de levantamento sísmico, perfuração e produção de O&G

Validade das licenças (anos)	Iema (ES)	Inema (BA)	Adema (SE)	IMA (AL)	Idema (RN)	Semace (CE)	Sema (MA)	Ipaam (AM)
Sísmica	até 10	2*	1	1	3	–	–	até 4
Perfuração	até 5 (LP/LI)	2*	1	4	até 2	2	1	até 4
Produção	4-10	até 8	até 10	2	até 6	4 a 10	2 a 4	até 5

* Prorrogável por igual período, de acordo com o Decreto Estadual nº 14.024/2012.

Fonte: Elaboração IBP com base em informações dos OEMAS.

Visando homogeneizar os prazos de validade das licenças nos diferentes estados, uma sugestão de boa prática seria a adoção dos mesmos prazos por todos os OEMAS, tendo como referência os prazos máximos já estabelecidos na Resolução Conama nº 237/97. Assim, os prazos propostos seriam de 5 anos para LP, 6 anos para LI e 10 anos para LO. Tais prazos não implicariam redução do controle pelo OEMA e sim redução do número de processos bem como possibilidade de reforçar a fiscalização.

¹¹ Resolução Coema nº 02 de 11/4/2019.

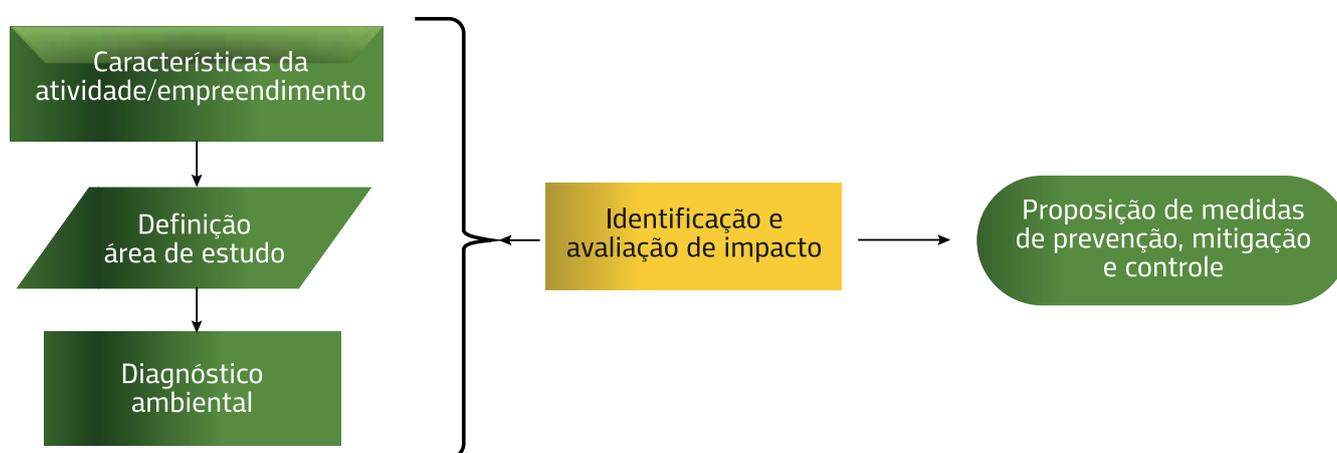
¹² Resolução Cema nº 107 de 9/9/2020.

¹³ Prevista na Lei nº 16.283/2013, regulamentada pelo artigo 2º, XXVII, da Resolução nº 98/2017 do Conselho Estadual do Meio Ambiente de Santa Catarina (Consema).

Um aspecto positivo de destaque é o processo de licenciamento 100% eletrônico já implantado em alguns estados, como na Bahia, Maranhão, Ceará e Rio Grande do Norte, assim como as autorizações para supressão vegetal encaminhadas pelo sistema Sinaflor,¹⁴ o qual ainda se encontra em implantação em alguns estados.

Como se observa no fluxograma da figura 8, o processo decisório sobre a viabilidade ambiental de uma atividade/empreendimento baseia-se nas características da atividade a ser realizada e o local onde ela se insere, sendo a identificação e avaliação de impactos ambientais o ponto de convergência e análise das interações entre uma atividade ou empreendimento (seus aspectos) e os fatores ambientais na região onde se insere. É a partir dessa avaliação de impactos que se originam as medidas necessárias e suficientes para a prevenção e mitigação dos impactos negativos e compensação dos não mitigáveis.

Figura 8 – Fluxograma dos estudos ambientais



Fonte: Elaboração IBP.

A avaliação dos impactos e suas medidas preventivas, mitigadoras e compensatórias permite ao órgão ambiental a tomada de decisão sobre a viabilidade ambiental de atividades e de empreendimentos. Com base na experiência adquirida ao longo dos anos com as atividades de E&P de petróleo e gás em ambientes terrestres, é apresentado, no capítulo 5, o mapeamento dos principais aspectos e impactos decorrentes dessas atividades. Espera-se que esse mapeamento, ainda que venha a ser complementado, revisado ou aprimorado, sirva como referência para os agentes (operadores, reguladores etc.) envolvidos no processo de tomada de decisão sobre a viabilidade ambiental de atividades de E&P em qualquer região do país.

¹⁴ Sistema Nacional de Controle da Origem dos Produtos Florestais (Sinaflor) integra o controle da origem da madeira, do carvão e de outros produtos ou subprodutos florestais, sob coordenação, fiscalização e regulamentação do Ibama. O Sinaflor foi instituído pela Instrução Normativa nº 21, de 24 de dezembro de 2014, em observância dos artigos 35 e 36 da Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012.

5 PRINCIPAIS ASPECTOS E IMPACTOS DAS ATIVIDADES DE E&P EM TERRA

A International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (Ipieca) em conjunto com a International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) publicaram o relatório 254 (IOGP-IPIECA, 2020) sobre a gestão ambiental no segmento de exploração e produção da indústria de óleo e gás. Nesse documento apresentam uma visão das práticas de gestão ambiental no segmento de E&P com foco no gerenciamento dos riscos de potenciais impactos para o meio ambiente durante as atividades de E&P de petróleo e gás.

O relatório 254 (IOGP-IPIECA, 2020) serviu de base para o mapeamento dos principais aspectos e impactos das atividades de E&P terrestre, uma vez que se trata de um documento recém-publicado por duas associações internacionais, que congregam muitas empresas que atuam no segmento de E&P em diferentes continentes, e que tem por propósito promover as boas práticas e conhecimentos para a melhoria do desempenho ambiental e social dessa indústria.

Outros documentos, como o relatório elaborado no âmbito do Prominp¹⁵ sobre o aproveitamento de hidrocarbonetos não convencionais (PROMINP/CTMA, 2016), o relatório do Subcomitê de Licenciamento Ambiental do Reate (REATE, 2020), o Estudo Ambiental de Área Sedimentar na Bacia Terrestre do Solimões (EPE, 2020), o Guia de Avaliação de Impacto Ambiental para Sistemas de Transmissão de Energia elaborado pelo Ibama (IBAMA, 2019), além de intensa troca de informações com as empresas que atuam na exploração e produção de óleo e gás nas bacias sedimentares brasileiras, serviram de referência para a elaboração das matrizes de aspectos e impactos apresentadas neste capítulo.

Considerando o objetivo do capítulo, foram adotadas as seguintes definições de acordo com Sánchez (2020):

COMPONENTE AMBIENTAL OU SOCIAL SELECIONADO – componente escolhido, com base em critérios que devem ser explicitados, para avaliação de impactos;

ASPECTO – elemento das atividades, produtos ou serviços de uma organização que interage ou pode interagir com o meio ambiente (NBR ISO 14001:2015);

IMPACTO AMBIENTAL – a mudança em um parâmetro ambiental, num determinado período e numa determinada área, que resulta de uma dada atividade, comparada com a situação que ocorreria se essa atividade não tivesse sido iniciada (WATHERN, 1988a, *apud* SÁNCHEZ, 2013);

IDENTIFICAÇÃO DE IMPACTOS – identificação das consequências esperadas de um determinado empreendimento e dos mecanismos pelos quais se dão em relações de causa e efeito, a partir das ações modificadoras do meio ambiente que compõem um empreendimento ou outra ação humana;

IMPACTO DIRETO – aquele que decorre das atividades ou ações realizadas pelo empreendedor, por empresas por ele contratadas, ou que por ele possam ser controladas;

¹⁵ Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), instituído pelo Decreto nº 4.925/2003 e revogado pelo Decreto nº 10.087/2019.

IMPACTO INDIRETO – aquele que decorre (i) de um impacto direto causado pelo projeto (impacto de segunda ou terceira ordem); ou (ii) de ações de terceiros facilitadas pela presença do empreendimento (impacto induzido);

MEDIDAS COMPENSATÓRIAS – ações que visam compensar a perda de um bem ou função que será perdido em decorrência do projeto em análise;

MEDIDAS MITIGADORAS – ações propostas com a finalidade de reduzir a magnitude ou a importância dos impactos adversos;

MEDIDAS POTENCIALIZADORAS – ações propostas com a finalidade de realçar a magnitude ou a importância dos impactos benéficos;

MONITORAMENTO AMBIENTAL – coleta sistemática e periódica de dados previamente selecionados, com o objetivo principal de verificar o atendimento a requisitos predeterminados.

De acordo com as características das atividades de E&P de óleo e gás terrestre apresentadas nos capítulos 2 e 4, nos quais foram descritas as principais fases dos empreendimentos de E&P terrestre, foram identificados os principais aspectos associados às atividades de levantamento sísmico, perfuração e produção.

Os aspectos foram agrupados, seguindo a planilha publicada pela IOGP-IPIECA 2020, em: uso do solo, emissões, descarte de resíduos, eventos não planejados e socioeconômicos, sendo que para cada grupo foram identificados aspectos mais específicos, tais como descarte de água produzida, emissões de GEE etc., conforme apresentado na tabela 9.

Embora a planilha da IOGP-IPieca, 2020, não mencione em detalhes os aspectos positivos provenientes da atividade de P&G, podemos dizer que eles são relativos à cadeia produtiva – turismo de negócios; geração de emprego e renda e *royalties* para os municípios envolvidos.

Observa-se nos municípios produtores de petróleo o crescimento do turismo de negócios, sendo necessária a criação de uma infraestrutura capaz de receber esse contingente humano. Esse tipo de turismo pode ainda se desdobrar na busca de outros atrativos existentes na região, como a gastronomia típica, aspectos culturais e folclóricos, esporte, aventura e mesmo lazer. São beneficiados com as atividades de P&G: os hotéis, restaurantes, meios de transportes e estabelecimentos de lazer.

Na geração de emprego e renda, além dos empregos diretos gerados na atividade, várias empresas com interesse no setor acabam por expandir o número de postos de trabalho e aumentar a renda dos municípios envolvidos. O aumento desses postos de trabalho representa um crescimento na renda da população, motivando a maior arrecadação nos estados e municípios e permitindo maior investimento em infraestrutura, não só para a indústria, mas para a própria população em geral.

Para muitos municípios, a arrecadação dos valores advindos do pagamento de *royalties* passa a ser essencial. É desse montante que vem a verba para investimento em infraestrutura, para a capacitação da população e, ainda, para o estabelecimento de planos de desenvolvimento para o próprio município.

Assim, podem ser sintetizados os principais impactos positivos oriundos da indústria do petróleo e gás:

- » dinamização do comércio e serviços locais;
- » geração de empregos diretos e indiretos;
- » aumento na arrecadação dos municípios;
- » uma distribuição mais igualitária da renda; e
- » desenvolvimento do turismo ligado principalmente a negócios, feiras e eventos.

Uma vez conhecidos os aspectos, a possibilidade de se gerar potenciais impactos e componentes ambientais podem ser identificados (exemplo: fauna, flora, corpos d'água, solo, ar). A seguir são apresentadas as matrizes de aspecto e impactos geradas para as etapas de levantamento sísmico, perfuração e produção, as quais buscam explicitar as relações entre as atividades necessárias para sua realização e os impactos socioambientais potencialmente causados por tais atividades. Vale ressaltar que impactos para as pessoas em geral e para os trabalhadores (saúde e segurança) em particular, assim como impactos indiretos (segunda e terceira ordem), não são aqui tratados, o que, no nosso entendimento, não altera os encaminhamentos elaborados.

As matrizes apresentam os principais impactos associados aos aspectos selecionados para cada atividade de E&P de óleo e gás (tabelas 10, 11 e 12) e buscam associar, a cada impacto, as respectivas medidas de controle ambiental necessárias para evitar, minimizar ou monitorar esses impactos.

Tabela 9 – Aspectos ambientais associados às atividades de E&P de óleo e gás terrestre

ATIVIDADES	ASPECTOS																									
	USO DO SOLO				EMISSIONES						DESCARTES			RESÍDUOS			EVENTOS NÃO PLANEJADOS				SOCIOECONÔMICOS					
	Presença física de colaboradores	Perturbação física (preparação da área) – supressão de vegetação/terraplanagem	Consumo/captação de água	Tráfego de veículos, máquinas e equipamentos	Geração de ruídos (som e vibrações)	Geração de luz/luminosidade	Emissões de gases e poluentes	Fugitivas	Ventilação	Queima	Drenagem local	Geração de esgoto, águas cinzas, resíduos alimentares	Geração de água produzida	Uso de produtos químicos de processo e produção	Geração de resíduos de perfuração (cascalhos, lama e cimento)	Geração de resíduos perigosos	Geração de resíduos de intervenções	Resíduos sólidos não perigosos	Vazamentos – produtos químicos a granel	Vazamentos – reabastecimento	Vazamentos – colisão/tanques/ruptura de linhas	Grandes vazamentos	Fogo/incêndios	Migração e permanência de pessoas e trabalhadores	Desenvolvimento petrolífero	Dinamização da economia
Levantamentos sísmicos																										
Perfuração exploratória e de avaliação																										
Produção e processamento																										

Legenda:

Sem geração de impacto esperado	
Menor potencial de geração de impacto	
Maior potencial de geração de impacto	

Fonte: Adaptado de Ipieca, 2020.

Tabela 10 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de levantamento sísmico

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
USO DO SOLO	Presença física de colaboradores na área	Incremento na geração de resíduos e efluentes	Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Captura de espécies de fauna e flora	Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
	Preparação da área - supressão de vegetação	Erosão do solo	Programa de revegetação e acompanhamento de supressão de vegetação conforme o item 6.3.10
		Assoreamento de corpos hídricos	
		Fragmentação do habitat da fauna terrestre	
		Alteração da qualidade da água superficial	
Alteração da qualidade da água subterrânea			
EMISSÕES	Geração de ruídos (som e vibrações)	Perturbação ou incômodo para a comunidade local	Plano de controle da emissão de ruído conforme item 6.3.9
		Perturbação do comportamento da fauna	
	Emissão de gases e poluentes (GEE, NOx, SOx, PM, VOC)	Alteração da qualidade do ar	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2
		Perturbação ou incômodo para a comunidade local	
DESCARTES	Geração de esgoto, água cinza e resíduos alimentares	Contaminação do solo	Plano de gerenciamento de efluentes (PGE) conforme item 6.3.4
		Atração de fauna terrestre e sinantrópica	
		Alteração da qualidade da água superficial	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1
		Alteração da qualidade da água subterrânea	
RESÍDUOS	Geração de resíduos perigosos ¹⁶	Redução da qualidade da água superficial (potencial em caso de descarte acidental)	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS), conforme item 6.3.1 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8 Programa de comunicação social (PCS) conforme item 6.3.7
		Contaminação do solo (potencial em caso de descarte acidental)	
		Contaminação das águas subterrâneas (potencial em caso de descarte acidental)	
		Alteração ou perda de indivíduos da fauna: impactos diretos (potencial em caso de descarte acidental)	
	Geração de resíduos sólidos não perigosos	Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitats de fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local (potencial em caso de descarte acidental)	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS), conforme item 6.3.1 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Ingestão pela fauna ou avifauna potencialmente levando a ferimentos ou morte	
		Emaranhamento/aprisionamento de fauna potencialmente levando a ferimentos ou morte	
		Contaminação das águas superficiais	
EVENTOS NÃO PLANEJADOS	Vazamentos - reabastecimento	Contaminação de solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5
		Toxicidade para a flora e a fauna	
	Vazamentos - colisão/tanque	Contaminação de solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5
		Toxicidade para a flora e a fauna	
	Explosão descontrolada ou acidental de explosivos	Alteração da qualidade do solo	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5
		Alteração da qualidade do ar	
		Alteração da qualidade dos recursos hídricos	Plano de gerenciamento de materiais explosivos constante no item 6.3.6
		Redução da fauna e flora (perda de indivíduos) e afugentamento da fauna	
Perturbação para a comunidade local			

¹⁶ Podem incluir: resíduos biológicos e medicamentos desatualizados de instalações médicas, materiais contaminados por óleo (por exemplo, sorbents, filtros e trapos), baterias, tubos de luz fluorescente, resíduos de óleos, recipientes contaminados utilizados para armazenamento de material perigoso, explosivos não detonados.

Fonte: Elaboração IBP.

Tabela 11 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de perfuração de poços

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
USO DO SOLO	Presença física de colaboradores na área	Incremento na geração de resíduos e efluentes	Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Captura de espécies de fauna e flora	Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
	Preparação da área - supressão de vegetação	Erosão do solo	Programa de revegetação e acompanhamento de supressão de vegetação conforme o item 6.3.10
		Assoreamento de corpos hídricos	
		Fragmentação do habitat da fauna terrestre	
		Alteração da qualidade da água superficial	
		Alteração da qualidade da água subterrânea	
	Preparação da área - terraplanagem e base de poço	Alteração de microclima (em áreas maiores)	Programa de revegetação e acompanhamento de supressão de vegetação conforme o item 6.3.10
		Erosão do solo devido à perturbação do solo (vento e água)	
		A modificação de acidentes geográficos (morfologia), altera as linhas de drenagem naturais, promovendo mudanças no escoamento superficial e fluxos de água	
		Assoreamento de corpos hídricos	
	Tráfego de veículos, máquinas e equipamentos	Impermeabilização do solo - interrupção dos fluxos de água de superfície/aumento do escoamento de água de superfície	Programa de revegetação e acompanhamento de supressão de vegetação conforme o item 6.3.10
		Geração de poeira	
Lesão ou morte de fauna			
Erosão			
Consumo de água (não captada na locação)	Incômodo comunidade local	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8	
	Aumento da demanda de água industrial e água potável		
EMISSÕES	Geração de ruídos (som e vibrações)	Perturbação ou incômodo para a comunidade local	Plano de controle da emissão de ruído conforme item 6.3.9
		Perturbação do comportamento da fauna	
	Geração de Luz/luminosidade	Perturbação ou incômodo para a comunidade local	Plano para minimização dos impactos devido à luminosidade conforme item 6.3.11
		Perturbação do comportamento da fauna, por exemplo, mudança nos padrões de migração	
	Geração de emissão de gases e poluentes (GEE, NOx, SOx, PM, VOC)	Alteração da qualidade do ar	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2
		Perturbação ou incômodo para a comunidade local	

Fonte: Elaboração IBP.

Tabela 11 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de perfuração de poços (continuação 1)

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
DESCARTES	Drenagem local	Alteração da qualidade do solo	Plano de gerenciamento de efluentes (PGE) conforme item 6.3.4
		Alteração da qualidade das águas superficiais	
		Alteração de águas subterrâneas	
	Geração de esgoto, água cinza e resíduos alimentares	Alteração da qualidade do solo	Plano de gerenciamento de efluentes (PGE) conforme item 6.3.4
		Atração de fauna terrestre e sinantrópica	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1
		Alteração da qualidade da água superficial	
		Alteração da qualidade da água subterrânea	
	Utilização de produtos químicos de processo e perfuração	Alteração da qualidade das águas superficiais	Plano de gerenciamento de produtos químicos conforme item 6.3.12
		Contaminação do solo	
		Alteração da qualidade de águas subterrâneas	
		Lesão ou morte de fauna, ou seja, impactos diretos	
		Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitat da fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local	
RESÍDUOS	Geração de resíduos de perfuração (cascalhos, lama/fluido e cimento)	Alteração da qualidade da água superficial	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Contaminação do solo	
		Alteração das águas subterrâneas	
		Alteração ou perda de indivíduos da fauna: impactos diretos	
		Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitats de fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local	
	Geração de resíduos perigosos ¹⁷	Alteração da qualidade da água superficial (potencial em caso de descarte acidental)	Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Alteração da qualidade do solo (potencial em caso de descarte acidental)	
		Alteração da qualidade das águas subterrâneas (potencial em caso de descarte acidental)	
		Alteração ou perda de indivíduos da fauna: impactos diretos (potencial em caso de descarte acidental)	
		Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitats de fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local (potencial em caso de descarte acidental)	
	Geração de resíduos sólidos não perigosos	Ingestão pela fauna ou avifauna potencialmente levando a ferimentos ou morte	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS), conforme item 6.3.1
		Emaranhamento/aprisionamento de fauna potencialmente levando a ferimentos ou morte	
		Alteração da qualidade das águas superficiais	Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Alteração da qualidade do solo	

¹⁷ Podem incluir: solventes recuperados, produtos químicos em excesso ou gastos, fluidos de perfuração, tintas, resíduos biológicos e medicamentos desatualizados de instalações médicas, materiais contaminados por óleo (por exemplo, sorbents, filtros e trapos), baterias, tubos de luz fluorescentes, resíduos de óleos, adsorventes de remoção de mercúrio, recipientes contaminados utilizados para armazenamento de material perigoso.

Fonte: Elaboração IBP.

Tabela 11 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de perfuração de poços (continuação 2)

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
EVENTOS NÃO PLANEJADOS	Vazamentos – produtos químicos a granel e perda de fluido de perfuração para a formação	Contaminação de solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5
		Toxicidade para a flora e fauna	
	Perda de fluido de perfuração para a formação	Contaminação de solos e águas subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5 SGIP conforme Resolução ANP nº 46/2016
	Vazamentos – reabastecimento	Contaminação de solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5
		Toxicidade para a flora e a fauna	
	Vazamentos – colisão/tanques/ruptura de linhas	Contaminação de solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5 RTDT conforme Resolução ANP nº 06/2011 RTSGI conforme Resolução ANP nº 02/2010
		Toxicidade para a flora ea fauna	
	Grandes vazamentos	Contaminação do solo, águas superficiais e/ou subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5 SGIP conforme Resolução ANP nº 46/2016 RTDT conforme Resolução ANP nº 06/2011
		Toxicidade para a flora e a fauna	
		Impactos na saúde, incômodo, impacto econômico e perturbação para as populações locais	
	Incêndios	Alteração da qualidade do solo	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5 SGIP conforme Resolução ANP nº 46/2016 RTDT conforme Resolução ANP nº 06/2011
		Alteração da qualidade do ar	
		Alteração da qualidade dos recursos hídricos	
		Redução da fauna e flora (perda de indivíduos) e afugentamento da fauna	

Fonte: Elaboração IBP.

Tabela 12 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
USO DO SOLO	Presença física de colaboradores na área	Incremento na geração de resíduos e efluentes	Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Captura de espécies de fauna e flora	
	Tráfego de veículos, máquinas e equipamentos	Geração de poeira	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Lesão ou morte de fauna	
		Erosão	
		Incômodo na comunidade local	
	Consumo de água (considerando captação na locação)	Aumento da demanda de água industrial e água potável, Aumento da pressão sobre os recursos naturais (impacto nos sistemas fluviais)	Plano de gerenciamento do consumo de água conforme item 6.3.3
		Impactos nas espécies e ecossistemas dependentes da água subterrânea	
		Impactos na agricultura vizinha	
		Redução da disponibilidade de água potável	
Impactos sociais nas atividades/vida diária das comunidades locais			
Consumo de energia elétrica	Aumento da pressão sobre os recursos naturais	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2	
EMISSÕES	Geração de ruídos (som e vibrações)	Perturbação ou incômodo para a comunidade local	Plano de controle da emissão de ruído conforme item 6.3.9
		Perturbação do comportamento da fauna	
	Geração de luz/luminosidade	Perturbação ou incômodo para a comunidade local	Plano para minimização dos impactos devido à luminosidade conforme item 6.3.11
		Perturbação do comportamento da fauna, por exemplo, mudança nos padrões de migração	
	Emissões de gases e poluentes ¹⁸	Alteração da qualidade do ar	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2
	Fugitivas	Emissão de gases de efeito estufa	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2
Ventilação e queima	Liberção de VOCs, predominantemente metano, diretamente para a atmosfera	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2	

¹⁸ GEE, NOx, SOx, PM, VOC - geração de energia elétrica, equipamentos de compressão e bombeio, queima de gás, atividade veicular.

Fonte: Elaboração IBP.

Tabela 12 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G (continuação 1)

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
DESCARTES	Drenagem local	Alteração da qualidade do solo	Plano de gerenciamento de efluentes (PGE) conforme item 6.3.4
		Alteração da qualidade das águas superficiais	
		Alteração da qualidade de águas subterrâneas	
	Geração de esgoto, água cinza e resíduos alimentares	Alteração da qualidade do solo	Plano de gerenciamento de efluentes (PGE) conforme item 6.3.4
		Alteração da qualidade da água superficial	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1
		Atração de fauna terrestre e sinantrópica	
	Geração de água produzida	Alteração da qualidade das águas superficiais ou escoamento de águas pluviais	Plano de gerenciamento de efluentes (PGE) conforme item 6.3.4
		Alteração da qualidade dos solos	
		Alteração da qualidade das águas subterrâneas e impactos na flora e na fauna	
	Utilização de produtos químicos de processo e produção	Redução da qualidade das águas superficiais	Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas constante no item 6.3.2
		Alteração da qualidade do solo	
		Alteração da qualidade de águas subterrâneas	
Lesão ou morte de fauna, ou seja, impactos diretos			
Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitat da fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local			
RESÍDUOS	Geração de resíduos de intervenções ¹⁹	Redução da qualidade da água superficial	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Alteração da qualidade do solo	
		Alteração da qualidade das águas subterrâneas	
		Alteração ou perda de indivíduos da fauna: impactos diretos	
		Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitats de fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local	
	Geração de resíduos perigosos ²⁰	Redução da qualidade da água superficial (potencial em caso de descarte acidental)	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Alteração da qualidade do solo (potencial em caso de descarte acidental)	
		Alteração da qualidade das águas subterrâneas (potencial em caso de descarte acidental)	
		Alteração ou perda de indivíduos da fauna: impactos diretos (potencial em caso de descarte acidental)	
		Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitats de fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local (potencial em caso de descarte acidental)	
	Geração de areias produzidas	Alteração da qualidade das águas superficiais contaminação do solo	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1 Plano de gerenciamento de efluentes (PGE) conforme item 6.3.4
		Alteração da qualidade de águas subterrâneas	
		Lesão ou morte de fauna, ou seja, impactos diretos	
		Perda ou declínio da flora nativa, comunidades de vegetação e habitat da fauna, com potenciais impactos secundários na fauna local	
	Geração de resíduos sólidos não perigosos	Ingestão pela fauna ou avifauna potencialmente levando a ferimentos ou morte	Plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) conforme item 6.3.1 Programa de educação ambiental dos trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Emaranhamento/aprisionamento de fauna potencialmente levando a ferimentos ou morte	
		Alteração da qualidade das águas superficiais	
		Alteração da qualidade do solo	

¹⁹ Borra, areia, corte de cimento, sucata metálica, fluido de completação usado - água salina com produtos químicos.

²⁰ Podem incluir: NORM, solventes recuperados; produtos químicos em excesso ou gastos, fluidos de processo e produção, tintas, resíduos biológicos e medicamentos desatualizados de instalações médicas, materiais contaminados por óleo (por exemplo, *sorbents*, filtros e trapos), baterias, tubos de luz fluorescente, resíduos de óleos, adsorventes de remoção de mercúrio, recipientes contaminados utilizados para armazenamento de material perigoso.

Fonte: Elaboração IBP.

Tabela 12 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G (continuação 2)

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
EVENTOS NÃO PLANEJADOS	Vazamentos – produtos químicos a granel	Alteração da qualidade dos solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5
		Toxicidade para a flora e a fauna	
	Vazamentos – reabastecimento	Alteração da qualidade dos solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5
		Toxicidade para a flora e a fauna	
	Vazamentos – colisão/tanques/ruptura de linhas	Alteração da qualidade dos solos, águas superficiais e subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5 SGIP conforme Resolução ANP nº 46/2016 RTDT conforme Resolução ANP nº 06/2011 RTSGI conforme Resolução ANP nº 02/2010
		Toxicidade para a flora e a fauna	
	Grandes vazamentos	Alteração da qualidade do solo, águas superficiais e/ou subterrâneas	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5 SGIP conforme Resolução ANP nº 46/2016 RTDT conforme Resolução ANP nº 06/2011 RTSGI conforme Resolução ANP nº 02/2010
		Toxicidade para a flora e a fauna	
		Impactos na saúde, incômodo, impacto econômico e perturbação para as populações locais	
	Incêndios	Alteração da qualidade do solo	Plano de gerenciamento de riscos (PGR), plano de gestão de acidentes e plano de atendimento/resposta a emergências (PAE ou PRE) conforme o item 6.3.5 SGIP conforme Resolução ANP nº 46/2016 RTDT conforme Resolução ANP nº 06/2011 RTSGI conforme Resolução ANP nº 02/2010
		Alteração da qualidade do ar	
		Alteração da qualidade dos recursos hídricos	
		Redução da fauna e flora (perda de indivíduos) e afugentamento da fauna	

Fonte: Elaboração IBP.

Tabela 12 – Matriz de aspectos e impactos da atividade de produção e processamento de O&G (continuação 3)

Aspecto		Impacto	Medidas e programas ambientais
SOCIOECONÔMICOS	Migração e permanência de pessoas e trabalhadores	Alteração nas dinâmicas rodoviárias/hidroviárias	Planejar criteriosamente os transportes e trajetos levando em consideração o porte dos equipamentos/veículos pesados, horários e o fluxo de tráfego, de forma a garantir o máximo de segurança aos usuários do sistema viário local, assim como às comunidades locais e ao meio ambiente Implantar sinalização adequada das vias utilizadas para o transporte de carga Realizar manutenção periódica das vias visando assegurar a trafegabilidade e evitar acidentes
		Aumento da demanda por serviços públicos (e privados) e infraestrutura	Avaliar as condições de infraestrutura local Estabelecer parceria com gestores públicos locais para acompanhamento da demanda na rede de saúde e segurança Programa de Comunicação Social (PCS) conforme item 6.3.7 Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Alteração do cotidiano das comunidades locais	Programa de comunicação social (PCS) conforme item 6.3.7
		Incremento da caça e retirada de indivíduos da fauna silvestre	Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
		Risco de aumento de doenças	Realizar de campanhas de saúde pública, junto aos trabalhadores de obras Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT) conforme item 6.3.8
	Dinamização da economia	Geração de empregos (diretos e indiretos)	Priorizar a contratação da mão de obra local quando viável
		Alterações nas arrecadações de impostos, tributos e participações governamentais	Priorizar a aquisição de materiais e serviços na região (municípios/estado da área de influência)
		Dinamização da economia	Priorizar a aquisição de materiais e serviços na região (municípios/estado da área de influência)
		Pressão sobre os serviços públicos	Monitorar o afluxo populacional aos municípios em função do empreendimento, visando à adoção de medidas compensatórias, em parceria com as municipalidades

Fonte: Elaboração IBP.

Observando as matrizes é possível verificar que a maioria das medidas mitigadoras e de controle está associada ao sistema de gestão ambiental das operadoras, como, por exemplo, os programas de Educação Ambiental dos Trabalhadores, Controle da Poluição (gestão de resíduos, efluentes e emissões), Gerenciamento de Riscos (incluindo a manutenção e inspeção preventiva de equipamentos), Recuperação de Áreas Degradadas, Comunicação Social e Atendimento a Emergências. Em adição, a implementação do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP), Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade Estrutural das Instalações Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural (RTDT e RTSGI), requeridos pelas Resoluções ANP nº 46/2016, ANP nº 06/2011 e ANP nº 02/2010, respectivamente, apresentam-se como um sistema eficiente na prevenção de eventos não planejados associados às atividades exploratórias e de produção. Esses sistemas são uma forma eficaz de atender às exigências legais e corporativas durante o desenvolvimento das atividades de E&P de óleo e gás.

6 BOAS PRÁTICAS DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL

No âmbito do licenciamento as boas práticas envolvem desde a avaliação locacional na fase conceitual do projeto, mapeamento prévio de aspectos e de potenciais impactos para contemplar as melhores tecnologias e práticas de gestão, até a elaboração de estudos ambientais que representem, com qualidade, o alinhamento do desenvolvimento das atividades com uma condição ambientalmente adequada e segura de operação, não somente porque atendem ao cumprimento da legislação em vigor, mas, sempre que viável, com o estabelecimento de metas de redução de poluentes e de insumos.

Diante dessas percepções, são apresentadas, neste capítulo, boas práticas aplicáveis ao licenciamento de atividades de E&P de óleo e gás terrestre.

Em geral, as agências ambientais realizam uma primeira triagem sobre o processo de licenciamento ambiental a partir de informações prestadas pelo empreendedor, onde é caracterizada a atividade a ser desenvolvida, o local onde se desenvolverá e demais informações de suporte. É nessa etapa que se identifica a oportunidade de adoção de uma boa prática por parte dos empreendedores, qual seja, a apresentação do zoneamento ambiental prévio ou mapeamento de restrições (mapas temáticos), também chamado de análise por critérios múltiplos, a depender da dimensão da atividade e da sua localização.

Outra sugestão de boa prática é o uso do conceito de risco para o agrupamento das atividades, em função de seus aspectos e das características ambientais da região onde ela se insere.

São apresentados, a seguir, exemplos de boas práticas usualmente adotadas na rotina da gestão ambiental e operacional, que podem agregar qualidade ao desempenho ambiental das empresas e que poderão evidenciar o aperfeiçoamento dos ritos e procedimentos em vigor para licenciamento ambiental das atividades em terra. São aderentes às sugestões de especialistas, e estão alinhadas com as práticas de ESG (sigla em inglês que significa Ambiental, Social e de Governança – *Environmental, Social and Governance*), na qual o E, no ESG, de critérios ambientais, considera que toda empresa usa energia e recursos; toda empresa afeta e é afetada pelo meio ambiente (MCKINSEY, gestão 2019).

6.1 Zoneamento ambiental

O zoneamento ambiental, normatizado pela Política Nacional do Meio Ambiente (inciso II, artigo 9º, Lei nº 6.938/81), serve para delimitar geograficamente áreas territoriais com o objetivo de estabelecer regimes especiais de uso, gozo e fruição da propriedade, buscando um planejamento do uso e ocupação do solo baseado nas características de cada localidade sem comprometer seus recursos naturais e o meio ambiente.

A atividade de E&P terrestre é caracterizada por grande distribuição espacial em bacias sedimentares, ocorrendo, com frequência, conflito com outras atividades econômicas (silvicultura, mineração, agricultura, pecuária), espaços territoriais especialmente protegidos (unidades de conservação, zonas de amortecimento, áreas de preservação permanente, reservas legais, sítios arqueológicos, quilombos, terras indígenas) e serviços públicos (rodovias, ferrovias, transmissão e distribuição de energia). Visando gerenciar ou evitar esses conflitos, o conhecimento prévio por parte do empreendedor da localização

desses espaços no planejamento de suas atividades, facilita a proposição de localização viável para a atividade/empreendimento, atendendo requisitos técnicos, econômicos, legais e ambientais.

Observando os principais aspectos e impactos associados às atividades de E&P de óleo e gás em terra, bem como a experiência já adquirida pelos operadores e órgãos ambientais nos projetos desenvolvidos por esse segmento, é possível definir critérios socioambientais locais favoráveis para a implantação dessas atividades.

Assim, a partir de um diagnóstico prévio do bloco, *ring fence*²¹ ou campo onde se pretende desenvolver atividades de E&P, utilizando dados secundários previamente aprovados pelo OEMA,²² ou, quando inexistentes, dados primários, sendo estes analisados de forma integrada, é possível contribuir para a indicação de áreas ambientalmente sensíveis ou para o apontamento de áreas vulneráveis, na área de estudo. A tabela 13 apresenta alguns dos principais dados e informações a serem mapeadas visando ao zoneamento ambiental.

Tabela 13 – Dados e informações para o mapeamento de restrições e zoneamento ambiental

Unidades de conservação
Área de preservação permanente (faixas marginais de cursos d'água, lagoas, restingas, manguezais etc.)
Áreas prioritárias para conservação
Uso e ocupação do solo (infraestrutura, vegetação secundária em estágio inicial, áreas urbanizadas etc.)
Plano diretor dos municípios
Comunidades tradicionais (indígenas e quilombolas)
Patrimônio arqueológico e espeleológico

Fonte: Elaboração IBP.

Boa parte dos dados e informações listados na tabela 13 são parte integrante de bases de dados oficiais disponíveis nos órgãos governamentais, como o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan), Fundação Cultural Palmares (FCP), Fundação Nacional do Índio (Funai), Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio) e Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e ANP. Nos casos em que a informação disponível for somente de âmbito regional, um reconhecimento de campo feito com uma equipe reduzida pode atender às necessidades dessas avaliações. Naturalmente, outros critérios podem ser agregados, a depender das características da área de interesse, tais como relevo do terreno, ocorrência de espécies da fauna e da flora em extinção etc. A figura 9 exemplifica um zoneamento realizado a partir do diagnóstico da região de interesse.

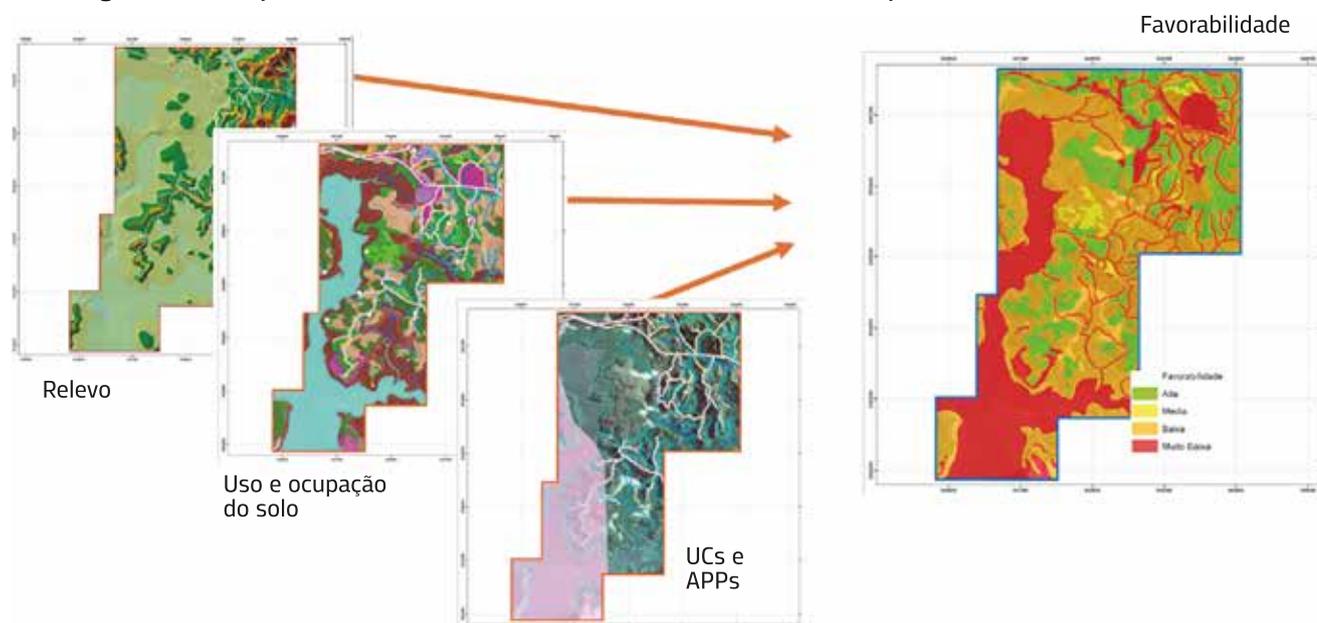
Nesse ponto, vale destacar que na fase de planejamento da oferta de blocos, a ANP solicita parecer aos OEMAs ao ICMBio e à Funai, quanto à existência de impedimentos para a oferta de blocos. A

²¹ *Ring fence*: área estratégica em torno de um campo criada com o objetivo de aumentar a probabilidade de descoberta de novos campos produtores no ativo. Sua forma comum é a de um paralelogramo.

²² Aprovados em estudos anteriores na mesma região.

partir desses pareceres é realizada, quando necessária, a fusão ou exclusão de blocos em áreas mais sensíveis, visando minimizar litígios futuros. Entretanto, áreas em fase de estudo para implantação de áreas protegidas não são excluídas, assim como as zonas de amortecimento de áreas protegidas ainda não demarcadas ficam indefinidas. Essas informações constam na documentação disponibilizada por ocasião da oferta dos blocos e devem ser observadas quando da realização do zoneamento.

Figura 9 – Mapa ilustrativo de um zoneamento ambiental espacial de uma área de interesse



Fonte: Petrobras, 2016.

Ao indicar áreas com maior ou menor suscetibilidade para implantação de atividades específicas, o zoneamento irá nortear a viabilidade ambiental da atividade, auxiliando na escolha das alternativas locacionais, a área mais adequada ambientalmente. A figura 10 apresenta um exemplo de análise de múltiplos critérios resultando em uma classificação de favorabilidade relacionada à implantação de empreendimentos/atividades, como perfuração de poços de petróleo, e alteração ou implantação de instalações em um campo produtor de óleo e gás.

Figura 10 – Classes de favorabilidade

	CLASSE DE FAVORABILIDADE	OCORRÊNCIA	COR NO MAPA
4	ALTA	<ul style="list-style-type: none"> • Área degradada • Pastagem/gramíneas/capoeira • Área de base de poço • Instalação de produção de petróleo e gás natural • Acessos • Reflorestamentos/cinturão verde • Uso rural da terra (plantações ou cultivos) • Canteiro de prestadores de serviços 	VERDE
3	MÉDIA	<ul style="list-style-type: none"> • Vegetação secundária em estágio inicial de regeneração • Área alagada/charco 	AMARELO
2	BAIXA	<ul style="list-style-type: none"> • Área de preservação permanente • Vegetação secundária em estágio médio ou avançado de regeneração • Comunidade rural (assentamentos do Inkra, assentamentos do MST) • Reservatório artificial • Reserva legal averbada 	LARANJA
1	MUITO BAIXA	<ul style="list-style-type: none"> • Área urbana urbanizada • Curso d'água • Nascente • Espécies florestais imunes ao corte • Rodovia (BR ou BA) • Faixa de domínio de rodovia • Rede de distribuição de energia • Mar 	VERMELHO

Fonte: Petrobras, 2016.

A classificação de favorabilidade poderá colaborar com a instalação de um sistema de gestão ambiental proativo, agregando valor aos projetos e, como consequência, facilitando, também, no processo de tomada de decisão do órgão ambiental envolvido na análise da viabilidade do empreendimento ou atividade.

6.2 Avaliação dos impactos e riscos

Uma outra proposta de mecanismo que visa harmonizar o processo de avaliação da viabilidade ambiental de atividades de E&P de petróleo e gás terrestres, em diferentes estados da Federação, foi desenvolvida com base no conceito de risco.

Segundo Sánchez (2013), uma lista positiva é a principal ferramenta empregada pela regulamentação brasileira para definir os tipos de empreendimentos sujeitos à apresentação e aprovação prévia de um estudo de impacto ambiental: o artigo 2º da Resolução Conama nº 01/86 relaciona, exemplificando, 17 tipos de empreendimentos, alguns acompanhados de um critério de porte. A lista propositiva é de fácil aplicação e aparenta objetividade, no entanto, reflete uma classificação prévia genérica do potencial

de impacto ambiental de um empreendimento e não leva em conta as condições locais. Assim, um projeto turístico em uma área litorânea com manguezais, restingas e ecossistemas diversificados poderá causar impactos significativos, enquanto um empreendimento de petróleo e gás, em uma área rural, ocupada por pastagens, talvez não venha a causar impactos significativos.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás podem resultar em potenciais impactos ao meio físico, biótico e socioambiental, podendo vir a ser submetido ao rito de licenciamento, a partir da elaboração de estudos ambientais que visam analisar a viabilidade ambiental e locacional dos projetos. O processo de avaliação de impactos ambientais deve ser realizado de acordo com a escala/complexidade do projeto.

A legislação ambiental também prevê a adoção de estudos ambientais simplificados, podendo ser aplicados pelos órgãos licenciadores, a partir de critérios previamente estabelecidos. A instalação de projetos semelhantes, situados em localizações cujos estudos ambientais já tenham sido aprovados pelos órgãos ambientais, poderia incentivar a adoção do rito simplificado.

A definição do escopo dos estudos ambientais (EA) permite que o empreendedor atenda o que a autoridade ambiental considera ser importante para o desenvolvimento da atividade e, portanto, determina o que deve ser apresentado no estudo ambiental requerido. Nessa etapa leva-se em consideração, que o tipo e a magnitude dos impactos dependem de muitos fatores, tais como o estágio e a duração da atividade, o porte e a complexidade dela, além da natureza e sensibilidade do ambiente físico e social circundante.

Nesse ponto vale destacar a importância da incorporação do conhecimento, já adquirido sobre as áreas onde os empreendimentos se inserem, na definição do conteúdo dos estudos ambientais necessários ao licenciamento ambiental (inclusive EIA/RIMA). Assim, o OEMA pode dispensar o empreendedor de gerar informações já disponíveis em: estudos ambientais de abrangência regional, devidamente validados pelos órgãos ambientais por ato específico; em Estudos Ambientais de Área Sedimentar (EAAS) e respectivos relatórios conclusivos, em processos administrativos de referência; ou outros estudos realizados sob responsabilidade, demanda ou supervisão do poder público, inclusive oriundos de outros processos de licenciamento ambiental. Para serem consideradas válidas para fins de licenciamento ambiental, essas informações devem estar disponíveis publicamente para acesso de qualquer parte interessada, ao menos em meio digital via rede mundial de computadores.

Mais recentemente, alguns órgãos ambientais estaduais estão atuando com licenciamentos que consideram situações nas quais os impactos da atividade ou empreendimento já são devidamente conhecidos, assim como as condições da instalação e operação da atividade. Trata-se de uma nova modalidade de licença ambiental, a Licença Ambiental por Adesão e Compromisso (LAC), que busca "autorizar a instalação e a operação de atividade ou empreendimento, de pequeno potencial de impacto ambiental, mediante declaração de adesão e compromisso do empreendedor aos critérios, pré-condições, requisitos e condicionantes ambientais estabelecidos pela autoridade licenciadora, desde que se conheçam previamente os impactos ambientais da atividade ou empreendimento, as características ambientais da área de implantação e as condições de sua instalação e operação".

Essa modalidade de licença está prevista nº PL 3.729/2004,²³ que transita na Câmara Federal de Deputados em regime de urgência e encontra-se pronto para pauta no plenário, a depender de entendimentos políticos entre as lideranças partidárias.

A LAC dispensa a realização de estudos técnicos, que posteriormente seriam submetidos à análise do órgão ambiental, o que poderia demandar tempo considerado desnecessário pelos interessados, atrasando em muito o início das atividades. O pressuposto é que o próprio empreendedor possa apresentar seu sistema de gestão ambiental ao órgão licenciador, com toda a documentação que demonstre o atendimento dos critérios, condições, requisitos e condicionantes ambientais estabelecidos pela autoridade licenciadora. A LAC não deverá ser aplicada indiscriminadamente, devendo, cada instância colegiada estadual, estabelecer critérios em resoluções específicas. Neste caderno, apresentamos as condições operacionais e locacionais para um empreendimento ser passível de licenciamento pela LAC, incluindo também a recomendação dos programas ambientais mínimos que os empreendimentos devem seguir para a obtenção da LAC.

Para que os aprimoramentos propostos neste caderno se efetivem em sua completude, é necessário a adequação normativa de alguns estados para permitir o licenciamento ambiental conforme os ritos aqui propostos, inclusive com a incorporação da LAC, sendo possível neste período de transição para uma nova normativa, a adoção do licenciamento ambiental simplificado que poderia ser aplicado nos casos em que as características do empreendimento estejam de acordo com as restrições impostas para a emissão da LAC conforme estabelecido no capítulo 6.2.1, 6.2.2 e 6.2.3.

Neste capítulo elaborou-se uma proposta de classificação de riscos para cada uma das atividades a partir da definição de algumas métricas relacionadas com:

- » o estágio e o tempo da atividade;
- » a dimensão e a complexidade da atividade;
- » a natureza e a sensibilidade do ambiente circundante.

Risco ambiental é definido, segundo a Society for Risk Analysis,²⁴ como o potencial de realização de consequências adversas indesejadas para a saúde ou a vida humana, para o ambiente ou para bens materiais. O risco por sua vez é a combinação de probabilidade de determinadas ocorrências de perigos e a gravidade dos impactos resultantes de tais ocorrências (IFC, 2012).²⁵

A análise dos riscos associados aos aspectos identificados na tabela 9 tomou como referencial os impactos listados nas matrizes apresentadas no capítulo 5 para cada uma das atividades e a matriz de riscos ilustrada a seguir.

²³ Dispõe sobre o licenciamento ambiental, regulamenta o inciso IV do § 1º do artigo 225 da Constituição Federal, e dá outras providências.

²⁴ A Society for Risk Analysis (SRA) é uma sociedade internacional multidisciplinar, interdisciplinar e acadêmica que oferece um fórum aberto para todos aqueles que estão interessados na análise de risco. A análise de risco é amplamente definida para incluir avaliação de risco, caracterização de risco, comunicação de risco, gestão de risco e política relacionada a risco, no contexto de riscos de preocupação para indivíduos, para organizações dos setores público e privado e para a sociedade em um local nível regional, nacional ou global.

²⁵ Corporação Financeira Internacional – Nota de Orientação 1 Avaliação e Gestão de Riscos e Impactos Socioambientais (janeiro, 2012).

Figura 11 – Matriz de riscos

Consequência x probabilidade	Leve	Médio	Grave	Gravíssimo
Alta				
Média				
Baixa				
Rara				
	B	M	A	
	ACOMPANHAR	MITIGAR	TRATAR	

Fonte: Elaboração IBP.

A seguir são apresentadas as métricas adotadas para agrupar as atividades bem como a avaliação dos riscos (probabilidade de ocorrência x consequência) associados aos principais aspectos de cada uma das atividades analisadas para cada um dos grupos identificados.

Vale destacar que se trata de proposta inicial, sujeita a ajustes durante o processo de discussão com os órgãos estaduais de meio ambiente.

De acordo com o Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), em 80 anos, o Brasil já perfurou um total de 29.748 poços para explorar petróleo e gás natural, sendo 23.041 em terra e 6.707 no mar. De 2009 a 2019 foram perfurados 4.271 poços em terra (ANP, 2020).²⁶ Para efeito de comparação, a Argentina já perfurou 60 mil poços e os EUA, 4 milhões.

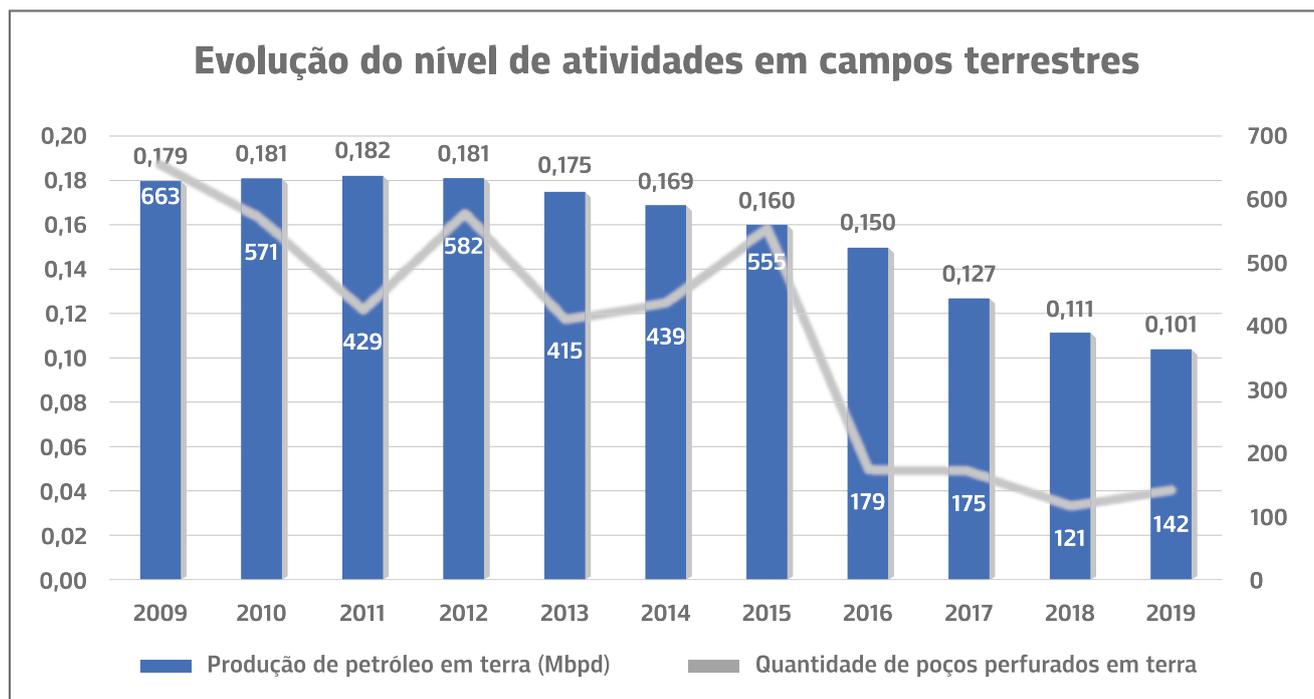
Em média, de acordo com dados de 2018 da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) a produção de petróleo média de um poço terrestre foi de 16 barris por dia (b/d) enquanto a de um poço marítimo foi de 1.603 b/d (CBIE, 2019).²⁷

Dessa forma, há duas constatações relevantes para este documento: 1) que há acúmulo de conhecimento para o licenciamento ambiental das atividades de perfuração de poços terrestres, após os milhares perfurados no país, nos últimos anos, e 2) a média de produção de um poço terrestre tem dimensão reduzida, o que, no nosso entendimento, permite tratamento simplificado no processo de licenciamento, a depender do risco da atividade, em especial da sua localização.

²⁶ Relatório Anual de Segurança Operacional ANP – 2019.

²⁷ Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/quantos-pocos-de-petroleo-e-gas-temos-no-brasil/#:~:text=Em%2oitenta%20anos%2C%20o%20Brasil,terra%20e%20no%206.707%20mar.&text=Do%20nosso%20total%20de%20quase,ainda%20na%20d%C3%A9cada%20de%201950>. Acesso em: 28/12/2020.

Figura 12 – Evolução da quantidade de poços perfurados em terra



Fonte: ANP, 2020.

6.2.1 Atividade de levantamento sísmico

Considerando as características típicas dos levantamentos sísmicos em ambiente terrestre, a métrica adotada para agrupá-los em diferentes classes ou situações foi a área do polígono de aquisição, no interior do qual estarão localizados os pontos de tiro (PT). Ainda que os blocos exploratórios terrestres leiloados pela ANP apresentem em média dimensões de 6,5km por 4,5km (cerca de 30km²), os levantamentos sísmicos são em geral realizados em polígonos maiores. Assim, de acordo com a prática das operadoras são propostos três grupos, como segue:

- (A) menor que 100km²;
- (B) entre 100 e 250km²;
- (C) superior a 250km².

Importante observar que as métricas propostas acima poderão ser ajustadas, no futuro, em função de possíveis mudanças nos critérios de oferta permanente de blocos exploratórios regionais, com áreas entre 7.000 e 36.000km², em discussão no Ministério de Minas e Energia (MME), e eventualmente reavaliar esses limites propostos.²⁸

²⁸ Disponível em: http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=4f0ad695-b199-7633-a6bf-c133a3b81236&groupId=36212.

Em geral as restrições ambientais no interior dos polígonos de aquisição tornam-se vazios de aquisição, uma vez que não é possível colocar PT nessas áreas, a exemplo de perímetro urbano, residências (afastamento de 100m) e APPs.²⁹ Portanto, tais restrições já existentes não devem pesar no processo de análise de viabilidade ambiental, uma vez que essas áreas já são evitadas/impeditivas para a atividade.

De fato, o principal impacto dessa atividade está relacionado com a quantidade de efetivo mobilizado atuando no campo, pressionando o uso por serviços, tais como: tratamento de efluentes, gerenciamento de resíduos, demanda por refeição/alimentação, uso da rede de transporte. Por outro lado, além das consequências serem consideradas leves e reversíveis, essa atividade é realizada em curto período (normalmente em até 6 meses) e, conforme os levantamentos avançam no polígono, as áreas vão sendo liberadas para outros usos.

Assim, para cada grupo (A, B, C) foi realizada a classificação do risco associado a cada aspecto elencado para a atividade de levantamento sísmico, conforme apresentado na tabela 14.

²⁹ Segundo o atual Código Florestal, Lei nº 12.651/12: Artigo 3º Para os efeitos desta Lei, entende-se por:
II – Área de Preservação Permanente – APP: área protegida, coberta ou não por vegetação nativa, com a função ambiental de preservar os recursos hídricos, a paisagem, a estabilidade geológica e a biodiversidade, facilitar o fluxo gênico de fauna e flora, proteger o solo e assegurar o bem-estar das populações humanas.

Tabela 14 – Análise dos riscos associados aos aspectos da atividade de levantamento sísmico por grupamento (área)

ATIVIDADES	ASPECTOS								
	Uso do solo		Descartes	Emissões		Resíduos		Eventos não planejados	
	Presença física de colaboradores	Perturbação física (limpeza e preparação da área – supressão de vegetação)	Geração de esgoto, águas cinzas, resíduos alimentares	Ruídos (som e vibrações)	Emissão de gases e poluentes (GEE, PM)	Resíduos perigosos (ex.: explosivos não detonados)	Resíduos sólidos não perigosos	Vazamentos – reabastecimento/colisão	Detonação descontrolada ou acidental de explosivos
Grupo A	Polígono com área de até 100km ²								
Consequência	L	L	L	L	L	L	L	M	GV
Probabilidade	A	A	A	A	M	A	B	R	R
Risco	B	B	B	B	B	B	B	B	M
Grupo B	Polígono com área entre 100 e 250km ²								
Consequência	L	M	L	L	L	L	L	M	GV
Probabilidade	A	A	A	A	M	A	B	R	R
Risco	B	M	B	B	B	B	B	B	M
Grupo C	Polígono com área superior a 250km ²								
Consequência	M	M	L	L	L	L	L	M	GV
Probabilidade	A	A	A	A	M	A	B	R	R
Risco	M	M	B	B	B	B	B	B	M

Consequência: L (leve), M (médio), G (grave), GV (gravíssimo)

Probabilidade: A (alta), M (média), B (baixa), R (rara)

Acompanhar	B
Mitigar	M
Tratar	A

Fonte: Elaboração IBP.

Como pode ser observado na tabela 14, os riscos associados à atividade de levantamento sísmico recaem, em sua maioria, no grupo dos riscos a serem acompanhados (verde), sendo os riscos a serem mitigados (amarelo) associados a eventos não planejados e aqueles associados com o uso do solo. A classificação das consequências associadas ao uso do solo de leve para médio entre os grupos A, B e C, se dá justamente pelo aumento da área de levantamento. Já um evento não planejado de detonação descontrolada de explosivos é raro (baixa probabilidade), porém se ocorrer foi considerado que a consequência seria gravíssima.

Em resumo, estabeleceu-se para o presente Caderno de Boas Práticas, para o tema **atividade de levantamento sísmico**:

- » Para o grupo A (polígonos com até 100km²), no qual só se observa risco a ser mitigado para eventos não planejados, ou seja, acidentais, uma licença ambiental por adesão e compromisso (LAC) entre as partes mostra-se uma boa ferramenta de controle, desde que a atividade:
 - não exija corte ou supressão de vegetação nativa;
 - não esteja localizada em área de preservação permanente, de acordo com a legislação vigente;
 - não esteja localizada em unidades de conservação ou sua zona de amortecimento;
 - não afete cavidades naturais subterrâneas;
 - não esteja localizada em áreas úmidas;
 - não esteja localizada em áreas de bens culturais acautelados;
 - não esteja localizada em terras indígenas, quilombolas e de comunidades tradicionais;
 - não esteja em área urbana consolidada.³⁰
- » A LAC também é considerada para o grupo B, eventualmente com destaque aos cuidados quanto à "limpeza e preparação da área de apoio, se houver".
- » Para o grupo C, em função do porte do levantamento é proposto um TR padrão (semelhante ao Anexo A).

Para o processo de licenciamento ambiental de levantamentos sísmicos, sugere-se que se adote para definição da área de influência da atividade, tanto para efeito de estudos ambientais como para projetos de monitoramento ambiental, círculos com 100m de raio (centrado no ponto de tiro) estimado com base no aspecto vibração da detonação. Fica a critério do OEMA permitir que o empreendedor demonstre área de influência diferente, caso queira adotar distância menor.

³⁰ Parcela da área urbana com densidade demográfica superior a 50 habitantes por hectare e malha viária implantada e que tenha, no mínimo, dois dos seguintes equipamentos de infraestrutura urbana implantados: drenagem de águas pluviais urbanas; esgotamento sanitário; abastecimento de água potável; distribuição de energia elétrica; ou limpeza urbana, coleta e manejo de resíduos sólidos. *Vide* art. 47, inc. II, Lei nº 11.977/2009.

6.2.2 Atividade de perfuração de poços

No caso da atividade de perfuração de poços, a métrica adotada levou em consideração a distância de áreas protegidas dos poços a serem perfurados, por se mostrar como fator de maior relevância para a classificação dos riscos. Para essa análise foram consideradas áreas protegidas as unidades de conservação de uso sustentável, definidas pelo Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (Lei nº 9.985/2000).

Foram propostos três grupos, com base na distância de áreas protegidas, tendo sido usada como referência a Resolução Conama nº 428/10 e a Lei nº 9.985/2000.

- (A) locação fora de áreas protegidas (distância maior ou igual a 3km);
- (B) locação próxima de áreas protegidas (menor que 3km de distância);
- (C) locação em áreas protegidas (unidades de uso sustentável).

Para cada grupo (A, B e C) foi realizada a classificação do risco associado aos aspectos elencados para a atividade de perfuração, conforme apresentado na tabela 15.

Tabela 15 – Análise dos riscos associados aos aspectos da atividade de perfuração de poços por grupamento (proximidade de áreas sensíveis e profundidade de poços)

ATIVIDADES	ASPECTOS																			
	USO DO SOLO				EMISSIONES					DESCARTES			RESÍDUOS		EVENTOS NÃO PLANEJADOS					
	Presença física de colaboradores	Perturbação física (limpeza e preparação da área - supressão de vegetação)	Preparação da área - terraplanagem e base de poço	Consumo/captação de água	Ruídos (som e vibrações)	Luminosidade	Gases e poluentes (GEE, NOx, SOx, PM, VOC)	Ventilação de gás	Queima de gás	Drenagem local	Geração de esgoto, águas cinzas, resíduos alimentares	Utilização de produtos químicos de processo e perfuração	Resíduos de perfuração (cascalhos, lama e cimento)	Resíduos sólidos não perigosos	Vazamentos – produtos químicos	Perda de fluido de perfuração para a formação	Vazamentos – reabastecimento	Vazamentos – colisão/tanques/ruptura de linhas	Grandes vazamentos	Fogo/incêndio
Grupo A	Localção fora de áreas protegidas (distância maior ou igual a 3km)																			
Consequência	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	M	L	L	G	M
Probabilidade	A	A	S	A	B	B	B	R	R	A	A	A	A	A	B	B	R	R	R	R
Risco	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	B
Grupo B	Localção próxima de área protegidas (menos de 3km de distância)																			
Consequência	L	L	L	L	M	M	M	L	L	L	L	L	L	L	G	G	L	L	GV	M
Probabilidade	A	A	A	A	B	B	B	R	R	A	A	A	A	A	B	B	R	R	R	R
Risco	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M	B	B	M	B
Grupo C	Localção em áreas protegidas (unidades de uso sustentável)																			
Consequência	L	L	L	L	M	M	M	L	L	L	L	L	M	L	G	GV	L	L	GV	M
Probabilidade	A	A	A	A	B	B	B	R	R	A	A	A	A	A	B	B	R	R	R	R
Risco	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	B	M	A	B	B	M	B

Legenda:

Consequência: L (leve), M (médio), G (grave), GV (gravíssimo)

Probabilidade: A (alta), M (média), B (baixa), R (rara)

Acompanhar	
Mitigar	
Tratar	

Fonte: Elaboração IBP.

A partir da tabela 15 nota-se que, quando distante de áreas protegidas, os riscos recaem nas classes de acompanhamento (verde) e mitigação (amarelo). Os riscos a serem tratados surgem com a maior proximidade de áreas protegidas. A atividade em áreas protegidas, quando inevitável, deverá naturalmente ser acompanhada de medidas de compensação, mitigação e controle eficazes.

Em resumo, estabeleceu-se para o presente Caderno de Boas Práticas, para o tema Atividade de perfuração de poços:

- » (A) Em locações já existentes ou fora de áreas protegidas (distância maior ou igual a 3km): LAC, com especial atenção às **medidas preventivas de acidentes**, complementadas pelo Plano de Gestão de Acidentes (ou de gerenciamento de riscos) e de Atendimento a Emergências, desde que também as estruturas do bloco ou campo:
 - não exijam corte ou supressão de vegetação nativa;
 - não afetem cavidades naturais subterrâneas;
 - não estejam localizadas em área a montante de ponto de captação de água para abastecimento público, estejam distantes pelo menos 300m;³¹
 - não estejam localizadas em áreas úmidas;
 - não estejam localizadas em áreas de bens culturais acautelados;
 - não estejam localizadas em terras indígenas, quilombolas e de comunidades tradicionais;
 - não estejam localizadas em áreas suscetíveis à ocorrência de deslizamentos de grande impacto, inundações bruscas ou processos geológicos ou hidrológicos, conforme previstas no artigo 42-A da Lei federal nº 10.257/2001;
 - não estejam localizadas em APP;
 - não esteja em área urbana consolidada.³²
- » (B) Locação próxima de área protegida (menos de 3km de distância): LAC ou TR padrão (semelhante ao do Anexo B), a depender do conhecimento ambiental prévio da área do bloco ou conjunto de blocos, por parte do OEMA, com especial atenção às medidas preventivas de acidentes conforme o risco, complementadas pelo Plano de Gestão de Acidentes (ou de gerenciamento de riscos) e de Atendimento a Emergências, desde que observados os mesmos critérios definidos no item (A).
- » (C) Locação em áreas protegidas (unidades de uso sustentável): para o grupo C, em função da localização da atividade, a depender do conhecimento da região em que se inserir a atividade, poderão ser exigidos TRs específicos, caso a caso.

³¹ Distância para situação mais crítica, de aquífero aflorante no estado de São Paulo, definida com base em Wahnfried e Hirata (2005), <https://aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/view/23240>, ficando a critério do OEMA possibilitar que o empreendedor demonstre o potencial de atenuação caso queira adotar distância menor.

³² Parcela da área urbana com densidade demográfica superior a 50 habitantes por hectare e malha viária implantada e que tenha, no mínimo, dois dos seguintes equipamentos de infraestrutura urbana implantados: drenagem de águas pluviais urbanas; esgotamento sanitário; abastecimento de água potável; distribuição de energia elétrica; ou limpeza urbana, coleta e manejo de resíduos sólidos. *Vide* artigo 47, inc. II, Lei nº 11.977/2009.

Sugere-se adotar para definição da área de influência da atividade de perfuração, tanto para efeito de estudos ambientais como para projetos de monitoramento ambiental, círculo com 235m de raio (centrado na cabeça do poço) definido com base nos aspectos ruído³³ e emissões atmosféricas de uma sonda de perfuração. Fica a critério do OEMA permitir que o empreendedor demonstre área de influência diferente, caso queira adotar distância menor.

6.2.3 Atividade de produção

Com base na experiência dos operadores, a distância de áreas protegidas, com especial atenção aos recursos hídricos, é um dos pontos mais relevantes na avaliação da viabilidade ambiental de projetos de produção de óleo e gás em ambientes terrestres, pois tem impacto nas questões relativas à drenagem e possível contaminação de recursos hídricos. O porte dos empreendimentos tem reflexo no aumento da probabilidade de eventos acidentais, bem como nas suas possíveis consequências.

A combinação do porte desses empreendimentos com a distância de áreas protegidas, à semelhança dos critérios adotados para atividades de perfuração, foi adotada como métrica para a avaliação dos riscos dessa atividade, sendo propostos três grupos indicados a seguir:

- (A) até 20 poços, fora de áreas protegidas (distância maior ou igual a 3km);
- (B) de 21 até 40 poços, independentemente da distância de áreas protegidas;
- (C) mais de 40 poços ou com instalação terrestre de produção, independentemente da distância de áreas protegidas.

Para cada grupo (A, B, C), definido em função do porte da atividade ou proximidade de áreas protegidas, foi realizada a classificação do risco associado a cada aspecto elencado para a atividade de produção, conforme apresentado na tabela 16.

O termo aqui utilizado como "instalação terrestre de produção", considera:³⁴ estação de captação de água, estação coletora de petróleo, estação de compressores, estação de distribuição de gás, estação de geração de vapor (EGV), estação de injeção de água, estação de oratamento de óleo (ETO), parque de armazenamento e unidade de processamento de gás natural (UPGN). Ficam fora desse conceito os tanques isolados (de carga/descarga da produção bruta de petróleo).

³³ Distância estimada para atenuação de ruídos de uma sonda de perfuração ao nível de 50dB (nível definido na norma ABNT 10151:2019 para área estritamente residencial urbana ou de hospitais no período diurno ou para área mista predominantemente residencial no período noturno).

³⁴ Fonte: N-2242 - Determinação da Área de Domínio das Instalações Terrestres de Produção, rev. A, 5/2002, revalidada em 1/2012.

Tabela 16 – Análise dos riscos associados aos aspectos da atividade de produção e processamento por grupamento (distância de recursos hídricos e porte do empreendimento)

ATIVIDADES	ASPECTOS																					
	USO DO SOLO				EMISSIONES						DESCARTES				RESÍDUOS			EVENTOS NÃO PLANEJADOS				
	Presença física de colaboradores	Tráfego de veículos, máquinas e equipamentos	Consumo/captação de água	Consumo de energia elétrica	Ruídos (som e vibrações)	Luminosidade	Gases poluentes	Fugitivas	Ventilação de gás	Queima de gás	Drenagem local	Geração de esgoto, águas cinzas, resíduos alimentares	Geração de água produzida	Produtos químicos de processo	Resíduos de intervenções	Resíduos perigosos (NORM)	Resíduos sólidos não perigosos	Vazamentos – produtos químicos	Vazamentos – reabastecimento	Vazamentos – colisão/tanques/ruptura de linhas	Grandes vazamentos	Fogo/incêndio
Grupo A	Campo com até 20 poços fora de áreas protegidas (distância maior ou igual a 3km)																					
Consequência	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	M	M	M	G	G
Probabilidade	A	A	A	A	M	M	M	B	B	B	B	B	A	A	A	R	A	R	B	M	R	R
Risco	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	M
Grupo B	Campo entre 21 e 40 poços, independentemente da distância de áreas protegidas																					
Consequência	M	M	M	M	M	M	M	M	L	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	G	GV	GV
Probabilidade	A	A	A	A	M	M	M	M	M	M	M	M	A	A	A	B	A	B	M	M	B	B
Risco	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	B	M	B	B	M	A	A
Grupo C	Campo com mais de 40 poços ou com instalação terrestre de produção, independentemente da distância de áreas protegidas																					
Consequência	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	GV	GV	GV
Probabilidade	A	A	A	A	M	M	A	M	M	A	A	A	A	A	A	B	A	M	A	A	B	B
Risco	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	B	M	M	M	A	A	A

Legenda:

Consequência: L (leve), M (médio), G (grave), GV (gravíssimo)

Probabilidade: A (alta), M (média), B (baixa), R (rara)

Acompanhar	
Mitigar	
Tratar	

Fonte: Elaboração IBP.

Observa-se a partir da tabela 17 a indicação de um maior número de medidas de mitigação e controle com o incremento do porte dos empreendimentos, apenas para o grupo A os riscos foram classificados em sua maioria passíveis de acompanhamento (verde). Ainda assim, nota-se claramente que os maiores riscos estão associados a eventos não planejados.

Em resumo, estabeleceu-se para o presente Caderno de Boas Práticas, para o tema atividade de produção:

- » A – até 20 poços ou sem instalação terrestre de produção – LAC, com especial atenção às medidas preventivas de acidentes conforme o risco, complementadas pelo Plano de Gestão de Acidentes (ou de gerenciamento de riscos) e de Atendimento a Emergências, desde que também as estruturas do campo:
 - não exijam corte ou supressão de vegetação nativa;
 - não afetem Cavidades Naturais Subterrâneas;
 - no caso de estarem a montante de ponto de captação de água para abastecimento público, estejam distantes pelo menos 300m;³⁵
 - não estejam localizadas em áreas úmidas;³⁶
 - não estejam localizadas em áreas de bens culturais acautelados;
 - não estejam localizadas em terras indígenas, quilombolas e de comunidades tradicionais;
 - não estejam localizadas em áreas suscetíveis à ocorrência de deslizamentos de grande impacto, inundações bruscas ou processos geológicos ou hidrológicos, conforme previstas no artigo 42-A da Lei federal nº 10.257/2001;
 - não estejam localizadas em APP;
 - não estejam em área urbana consolidada.
- » B – entre 21 e 40 poços (LAC com as restrições do grupo A) ou TR padrão (semelhante ao do Anexo C), a depender do conhecimento ambiental prévio da área do campo, por parte do OEMA, com especial atenção às **medidas preventivas de acidentes** conforme o risco, complementadas pelo Plano de Gestão de Acidentes (ou de gerenciamento de riscos) e de Atendimento a Emergências.
- » C – com mais de 40 poços ou com instalação terrestre de produção - TR padrão similar ao do Anexo C, podendo incluir especificidades locais, com ênfase adicional em Plano de Gestão de Acidentes (ou de gerenciamento de riscos) e de Atendimento a Emergências.

³⁵ Distância para situação mais crítica, de aquífero aflorante no estado de São Paulo, definida com base em Wahnfried, Hirata (2005), <https://aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/view/23240>, ficando a critério do OEMA possibilitar que o empreendedor demonstre o potencial de atenuação caso queira adotar distância menor.

³⁶ Segundo o WWF, as áreas úmidas são complexos ecossistemas que englobam desde as áreas marinhas e costeiras até as continentais e as artificiais. Alguns exemplos são os lagos, manguezais, pântanos e áreas irrigadas para agricultura, reservatórios de hidrelétricas etc. Ao todo, são classificados 42 diferentes tipos de zonas úmidas. https://www.wwf.org.br/natureza_brasileira/questoes_ambientais/areas_umidas/

Sugere-se adotar para definição da área de influência da atividade de produção, tanto para efeito de estudos ambientais como para projetos de monitoramento ambiental, círculo com 50m de raio (centrado na cabeça do poço e ao longo de estruturas e linhas) definido com base nos aspectos ruído das sondas de produção e equipamentos (bombas e motores). Fica a critério do OEMA permitir que o empreendedor demonstre área de influência diferente, caso queira adotar distância menor.

A área de influência será apresentada e justificada no estudo ambiental que será apresentado pelo empreendedor no âmbito do licenciamento ambiental trifásico, previsto para o grupo C.

De maneira geral, verifica-se que as atividades de E&P terrestres não apresentam riscos elevados, sendo estes em geral associados a eventos não planejados, ou seja, decorrentes de acidentes.

Considerando as análises de risco acima apresentadas, como já sinalizado, acredita-se ser viável definir estratégias diferenciadas para a avaliação da viabilidade ambiental desses empreendimentos e, conseqüentemente, dos processos de licenciamento dessas atividades, conforme apresentado na tabela 17.

Tabela 17 – Recomendação dos tipos de licença a serem emitidas conforme a atividade e seu grupo

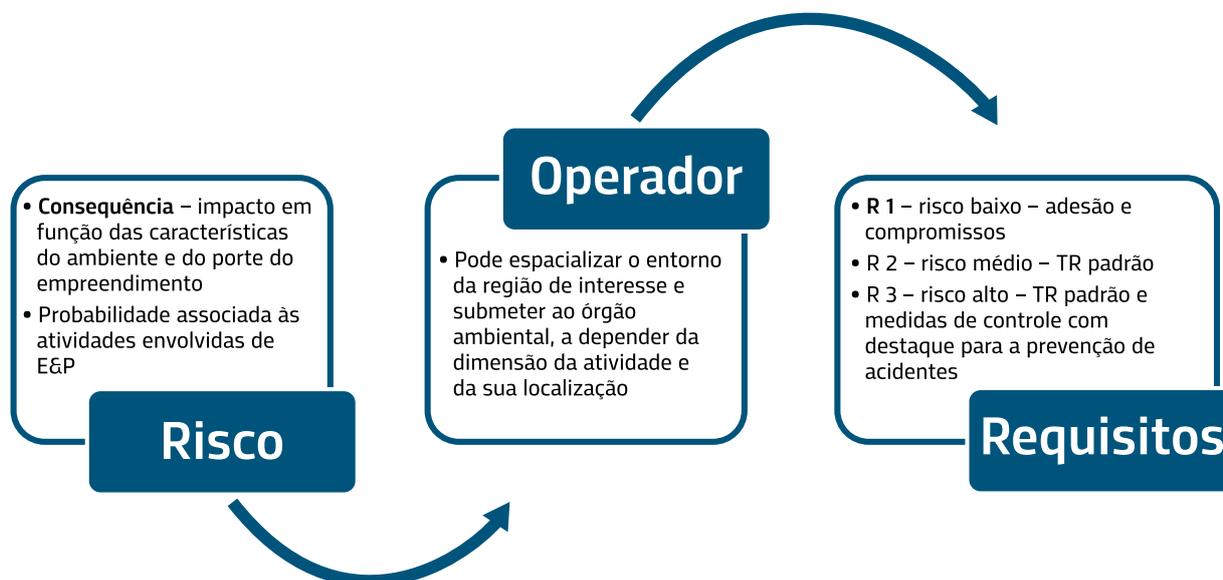
Grupos	Sísmica	Perfuração	Produção
A	LAC	LAC	LAC
B	LAC	LAC ou LO*	LAC ou LO*
C	LO	LO	LP/LI/LO

*A depender das restrições aplicáveis ao grupo A.

Fonte: Elaboração IBP.

Em síntese, este Caderno associa os grupos e riscos identificados com requisitos do licenciamento ambiental, como ilustrado no diagrama abaixo.

Figura 13 – Requisitos para o operador conforme o risco da atividade



Fonte: Elaboração IBP.

Os potenciais impactos e riscos ambientais precisam ser gerenciados durante a vida útil dos projetos. A gestão de riscos dos projetos é o sistema de gestão, que é uma estrutura da empresa que tem um processo sistemático e consistente de gestão de riscos. Os Sistemas de Gestão Ambiental (SGA) são uma forma eficaz de gerenciar o desempenho ambiental e garantir que o desenvolvimento das atividades atenda às exigências legais e corporativas. O SGA apresenta controles internos que demonstram como uma empresa cumpre as leis e regulamentos e facilita a implementação da política ambiental de uma empresa. O setor de O&G geralmente utiliza sistemas de gestão integrados para saúde, segurança, e meio ambiente, muitas vezes conhecidos como Sistemas de Gestão Operacional.

Para atividades em que o risco pode ser classificado como baixo, como o caso das atividades presentes no grupo A e algumas do grupos B, mostra-se razoável assumir como uma boa prática que o SGA do operador sirva como garantia do desenvolvimento dessas atividades sem que seja necessário um rito completo de licenciamento ambiental, ou seja, triagem do projeto, emissão de TR, apresentação de EA e análise e aprovação do EA pelo órgão ambiental.

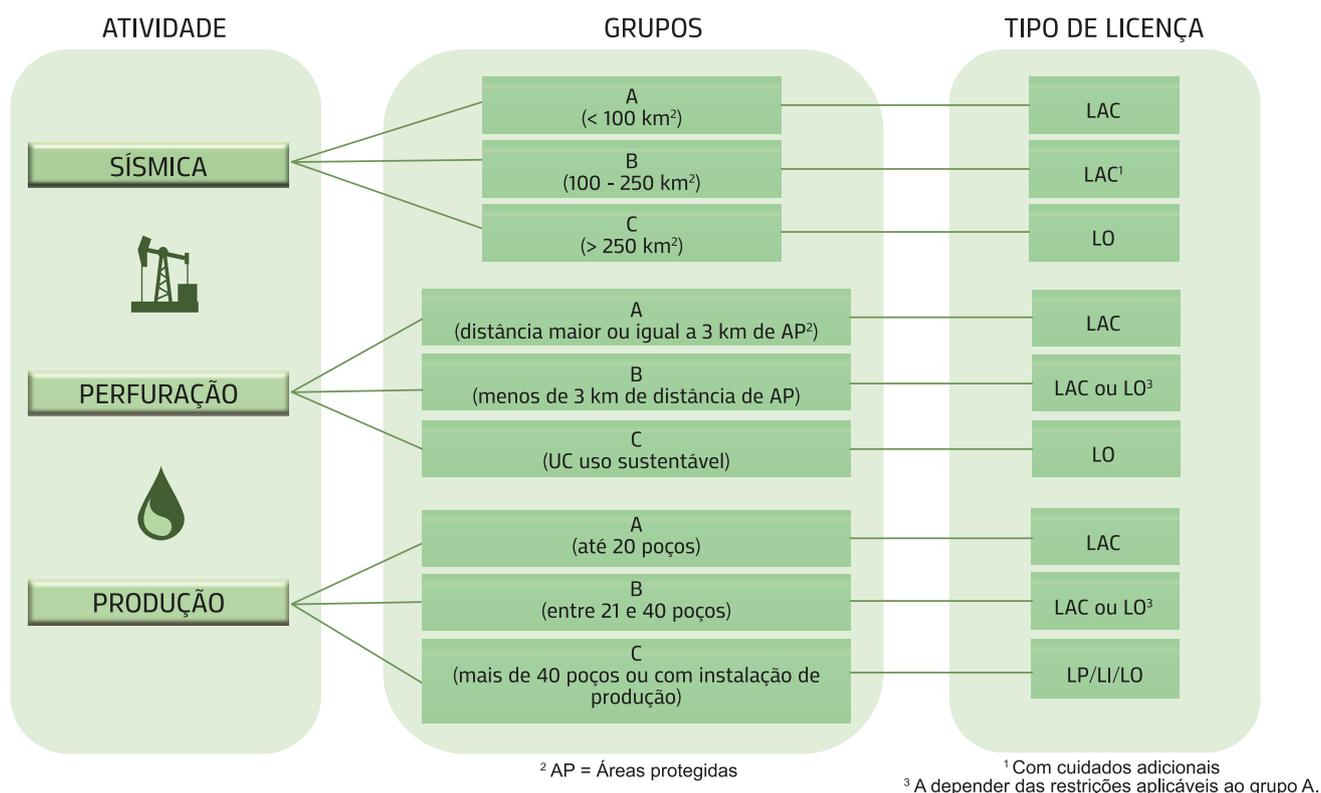
Assim, o licenciamento ambiental por adesão e compromisso, no qual o empreendedor deve apresentar, além da documentação básica exigida para controle da atividade, evidências das medidas de mitigação e controle adotadas em suas operações, sempre que solicitadas pelo órgão ambiental, é uma forma transparente e direta de reforçar a responsabilidade do empreendedor pela gestão sustentável de suas atividades e, do órgão ambiental, como agente fiscalizador de requisitos legais e de qualidade ambiental. Nesse cenário estão enquadradas várias atividades/empreendimentos, conforme comentado anteriormente. No item 8.3 são apresentadas boas práticas de gestão ambiental que podem suportar processos de adesão e compromisso.

Nos demais casos, ou seja, quando o risco for avaliado como médio ou alto, poderiam ser considerados Termos de Referência (TR) padrão para as atividades de levantamento sísmico, perfuração e produção, como os propostos nos Anexos A, B e C, previamente acordados com os OEMAs.

Entende-se que o Termo de Referência (TR) proposto pelo empreendedor ou elaborado pelo órgão ambiental é, na maioria das vezes, a ferramenta utilizada para definir o escopo dos estudos ambientais a serem submetidos, tendo por base as informações fornecidas pelo empreendedor na fase de análise (triagem) das características do empreendimento. Entretanto, a abordagem apresentada considera a proposta de agrupamento com base na experiência dos operadores e do histórico das atividades, tendo-se buscado identificar aspectos e impactos potencialmente significativos (matrizes do capítulo 7) que deverão ser abordadas no EA, anexando-se propostas de conteúdos típicos de Termos de Referência (Anexos A, B e C) para as várias atividades, o que pode contribuir para a simplificação e harmonização do processo de licenciamento ambiental das atividades petrolíferas *onshore*, como também para a uniformização de procedimentos de licenciamento ambiental dessas atividades.

A relação de confiança entre as agências ambientais e os operadores de petróleo e gás é de fundamental importância para garantir a gestão ambiental efetiva das atividades de petróleo e gás, exigindo que haja uma estrutura clara, que cada parte esteja ciente de suas respectivas funções e interfaces e as realize de forma eficaz, transparente e responsável. O fluxograma apresentado na figura 14 resume a proposta de harmonização do processo de licenciamento das atividades terrestres de E&P.

Figura 14 – Proposta de harmonização do licenciamento ambiental *onshore*



Fonte: Elaboração IBP.

6.3 Boas práticas na rotina operacional

Como mencionado anteriormente, os Sistemas de Gestão Ambiental são uma forma eficaz de gerenciar o desempenho ambiental e garantir que o desenvolvimento das atividades de E&P de óleo e gás atendam às exigências legais e corporativas e buscando a melhoria contínua.

Assim, é importante notar que, mesmo na hipótese de não ser necessária a apresentação de um estudo de impacto ambiental, a identificação continuada de aspectos e impactos potenciais decorrentes das atividades deve ser utilizada para alimentar os planos de gestão e desempenho ambiental nas diferentes etapas do empreendimento (projeto, instalação, operação, descomissionamento).

Importante destacar que existem outros instrumentos que permitem o controle governamental tais como normas técnicas e jurídicas que disciplinam as atividades, ou normas e padrões de emissões de poluentes, de destinação de resíduos sólidos, regras que determinam a manutenção de uma certa porcentagem de cobertura vegetal em cada imóvel rural e o zoneamento etc., os quais são parte integrante dos planos de gestão.

A seguir são apresentadas algumas propostas de programas ambientais descritos com base nas melhores práticas internacionais (IOGP-IPIECA, 2020) que podem ser propostos e adotados pelas empresas no processo de licenciamento e execução das suas atividades na proporção e profundidade necessária para prevenir e/ou minimizar os impactos negativos identificados. As informações geradas por esses programas podem também retroalimentar estudos ambientais e processos de licenciamento.

6.3.1 Plano de Gerenciamento de Resíduos Sólidos (PGRS)

O PGRS se aplica a todas as atividades de E&P de petróleo e gás e deve ter como objetivos:

- » gerar o mínimo possível de resíduos sólidos;
- » reutilizar, reciclar o máximo possível dos resíduos gerados;
- » proceder à disposição final adequada, isto é, de acordo com as normas legais vigentes, de todos os resíduos gerados e não reciclados.

Sempre que possível deve ser observada a seguinte escala de prioridades sobre a destinação de resíduos:

- i. Devolução ao fabricante; reuso; reciclagem; acondicionamento; e rerrefino.
- ii. Outras formas de disposição final (logística reversa, onde possível, (coprocessamento, descontaminação ou atividades similares; aterro sanitário; aterro industrial; incineração).

A classificação dos resíduos deve seguir as orientações da NBR 10.004/2004, da ABNT: Classe I, resíduos perigosos; Classe IIA, resíduos não inertes e não perigosos; e Classe IIB, resíduos inertes e não perigosos.

Os resíduos perigosos devem ser segregados em tambores ou tanques de retenção (para resíduos líquidos) e acondicionados em recipientes que resistam ao material poluente. A área de armazenamento dos resíduos (temporária) deve ser adequadamente projetada com contenção. Deve-se primar para que os recipientes estejam posicionados de forma que seu conteúdo não venha a constituir riscos aos colaboradores e visitantes, bem como ao ambiente. Deve-se cuidar, também, para que os resíduos recicláveis não sejam contaminados por óleo e/ou produtos químicos.

Para os resíduos sólidos, devem ser instalados coletores para promover e facilitar a separação desses resíduos pelos colaboradores. Os coletores devem ser posicionados em locais de fácil acesso e distribuídos de forma a contemplar os diversos pontos de geração. Cada coletor deve apresentar a cor correspondente ao tipo de resíduo que nele deve estar contido, de acordo com o código de cores preconizado na Resolução Conama nº 275/2001.

O PGRS deve contemplar o preenchimento de fichas com registro do ciclo de vida dos resíduos, desde sua geração até a destinação final, passando pelas fases de armazenamento temporário e transporte até a destinação final (reciclagem, reuso, aterros etc.), juntamente com as características dos resíduos (tipos, peso etc.).

Destaca-se nesse ponto que o MMA instituiu o Manifesto de Transporte de Resíduos (MTR) *online* (Portaria MMA nº 280/2020), um sistema público que permite a rastreabilidade dos resíduos gerados e destinados que agregará informações para fiscalização e controle dos resíduos (<http://mtr.sinir.gov.br/>). Esse sistema é um importante instrumento de gestão de resíduos e fiscalização pelos órgãos ambientais quanto à geração, armazenamento temporário, transporte e a destinação final dos resíduos, que deveria passar a vigorar a partir de 1/1/21.

Atualmente existem *softwares* no mercado que visam facilitar o atendimento à legislação de maneira simples e confiável, gerando automaticamente MTRs, CDFs e relatórios para o atendimento à Resolução Conama nº 313 e Ibama.

A destinação final dos resíduos gerados deve ser sempre para instalações licenciadas e aptas a gerir para aquele tipo de resíduo. Para os fluidos e cascalhos de perfuração, e outros resíduos com alto poder calorífico, orienta-se buscar o coprocessamento ou aterros devidamente licenciados.

Para os resíduos alimentares, realizar compostagem sob condições controladas. Utilizar recipientes adequados para os resíduos e mantê-los em bom estado.

Especificamente para os fluidos de perfuração:

- » armazenar e acondicionar os resíduos de forma adequada, possibilidade de injeção de cascalhos "secos";
- » considerar o uso de sistemas de gerenciamento de fluidos de perfuração de *loop* fechado, onde praticável, para reduzir o risco de vazamento de poços, o risco de derramamentos de superfície, resíduos volumes e *pad size*;
- » injetar fluidos e cascalhos em poço de descarte dedicado, quando viável;
- » buscar alternativas tecnológicas que permitam inertização e reaproveitamento de cascalho gerado, reduzindo a destinação, a exemplo de utilização na pavimentação de bases de sonda, e/ou outras estruturas nas próprias locações.

No caso específico de haver a geração de NORM durante a atividade de produção, adotar as seguintes práticas:

- » reduzir a produção de areia usando medidas de controle de areia de fundo de poço na conclusão do poço;
- » transportar, tratar e descartar em uma instalação de tratamento apropriada, quando viável, a areia produzida removida do equipamento de processo;
- » gerenciar o NORM para que não ocorra nenhuma liberação para o ambiente terrestre;
- » tratar, processar, isolar e/ou descartar de acordo com as boas práticas internacionais da indústria lodo, incrustações ou equipamentos contendo NORM;
- » testar contaminação por NORM em equipamentos e linhas recuperados.

6.3.2 Plano de gerenciamento de consumo de energia e emissões atmosféricas

A gestão de emissões atmosféricas, apesar de ser mais relevante para a atividade de produção de O&G (ventilação, fugitivas etc.) é passível de ser aplicada nas atividades de sísmica e perfuração. Mais uma vez, deve ser vista como forma de retroalimentar o Sistema de Gestão Ambiental, além de gerar informações relevantes para aprimoramento dos estudos ambientais, do licenciamento ambiental, ou mesmo de exigências legais.

Assim, o registro do consumo de energia elétrica e de combustíveis (óleo, gás ou diesel) a cada dia ou mês, em cada equipamento inventariado, permite estimar a intensidade energética da atividade sendo realizada.

Em relação aos combustíveis, conhecendo sua composição ou usando uma composição padrão é possível estimar as emissões atmosféricas (CO, NO_x, SO_x, MP)³⁷ de fontes de combustão (motores, caldeiras) a partir de uso de protocolos (API ou EPA³⁸). Dessa forma será possível ter uma estimativa da intensidade de emissão da atividade realizada. Além de fontes de combustão, podem ser acompanhadas outras fontes (tanques, válvulas) que não têm combustão, mas emitem CO₂, permitindo estimar a intensidade de carbono da atividade e compará-la com *benchmarks* (e.g., IOGP).

Deve-se assegurar que as emissões não resultem em concentrações de poluentes que atinjam ou excedam diretrizes e padrões de qualidade ambiental relevantes, aplicando legislações nacionais padrões, ou, na sua ausência, as atuais Diretrizes de Qualidade do Ar da OMS ou outras fontes reconhecidas internacionalmente.

Para minimizar a geração de poeira devido ao tráfego de veículos, máquinas e equipamentos, implementar técnicas de supressão de poeira como, por exemplo, aplicação de água.

Além do gerenciamento de emissões, considera-se como boas práticas relacionadas ao consumo de energia, as seguintes iniciativas:

- » considerar um programa permanente de manutenção periódica de veículos, equipamentos e máquinas a combustão para assegurar emissões dentro dos padrões;
- » utilizar equipamentos de alta eficiência para minimizar a demanda de energia;
- » selecionar diesel com baixo teor de enxofre (0,5% em peso de enxofre);
- » maximizar a eficiência no uso de energia elétrica e, quando possível, integrar fontes de energia renováveis nos empreendimentos;
- » realizar manutenção regular e dispositivos de controle de emissões em veículos e máquinas.

Para as atividades de produção, algumas boas práticas na geração de energia, gestão das emissões fugitivas e ventilação de gases a serem consideradas.

a) Geração de energia

- » Utilizar geradores de energia que incorporam tecnologia de baixas emissões como padrão (por exemplo, baixas emissões secas para menores liberações de NO_x durante a combustão de combustível).
- » Aderir às Diretrizes Gerais de EHS do Banco Mundial para pequenas instalações de processo de combustão (3MWth-50 MWth).

b) Emissões fugitivas (válvulas, flanges, bombas, conectores, compressores, drenos)

- » Selecionar válvulas, flanges, acessórios, vedações e embalagens adequadas considerando requisitos de segurança e adequação, bem como sua capacidade de reduzir vazamentos de gás/emissões fugitivas.
- » Implementar programas adequados, eficazes e regulares de detecção e reparo de vazamentos.

³⁷ Registra-se a disponibilidade no mercado de *softwares* específicos para gestão de emissões e para a realização do inventário de gases de efeito estufa (GEEs).

³⁸ O American Petroleum Institute (API) representa todos os segmentos da indústria de petróleo e gás natural dos Estados Unidos da América (EUA). Agência de Proteção Ambiental dos EUA (EPA). A missão da EPA é proteger a saúde humana e o meio ambiente nos EUA.

- » Observar o Protocolo de Montreal (aceito pelo Brasil com o Decreto nº 99.280, de 6 de junho de 1990). Nenhum sistema novo ou processo deve ser instalado usando CFCs, halons, 1,1,1-tricloroetano, tetracloreto de carbono, brometo de metila ou HBFCs. P. S.: HCFCs devendo ser considerados apenas como alternativas provisórias, conforme determinado pelos compromissos e regulamentos pertinentes.

c) Ventilação³⁹ e queima⁴⁰

- » Controlar e gerenciar rigidamente o fluxo de gás.
- » Recuperar o gás.
- » Instalar unidade de vapor para carregamento e descarregamento de operações com hidrocarbonetos.
- » Aplicar tecnologias para minimizar a emissão de óxidos de nitrogênio, partículas e CO₂ para a atmosfera.
- » Enviar o gás para um sistema de gás *flare* eficiente em casos de emergência ou falha do equipamento, o excesso de gás não deve ser ventilado.

6.3.3 Plano de gerenciamento do consumo de água

A depender do porte e características da atividade, o consumo de água pode ser um aspecto relevante. Assim, adotar a prática de registrar o consumo de água no mês, pela leitura de hidrômetros permitirá a estimativa de intensidade hídrica da atividade em execução. Essa prática também se aplica, de forma simples, no caso das atividades de levantamentos sísmicos e perfuração, onde muitas vezes o abastecimento é realizado por caminhões pipa, com o registro da quantidade de caminhões no dia ou no mês, permitindo a mesma estimativa do consumo.

A partir do reconhecimento dos volumes consumidos é possível estabelecer mecanismos de otimização do uso de recursos hídricos e de redução do consumo, seja por mecanismos de reúso, captação de água da chuva etc.

Para as atividades de perfuração e produção, a drenagem local deve considerar:

- » instalar contenção na área de hidrocarbonetos e áreas de armazenamento de produtos químicos;
- » garantir sistemas de drenagem das áreas de processo (drenagem aberta e fechada);
- » aplicar controles (por exemplo, bandejas de gotejamento) para coletar o escoamento do equipamento que não está contido dentro de uma área delimitada e o conteúdo encaminhado para um sistema de drenagem fechado;
- » tratar, previamente ao descarte, drenagem contaminada de acordo com as legislações aplicáveis ou contenção e envio para disposição em local adequado.

³⁹ Durante a produção de gás natural, ele pode ser ventilado intencionalmente como parte do processo, ou de forma não planejada por razões de segurança.

⁴⁰ Durante a produção de gás natural, ele pode ser queimado intencionalmente como parte do processo, ou como um evento não planejado para controlar a pressão por razões de segurança, como devido ao aumento de pressão na cabeça do poço. A queima de gás natural gera CO₂ e outras emissões como é queimado na ponta do queimador.

Para as atividades de produção, considerar ainda como boas práticas:

- » conduzir amostragem de água de linha de base e mapeamento de recursos hídricos;
- » considerar e avaliar opções/alternativas de resfriamento de processo para o uso de água como um meio de refrigeração;
- » maximizar a eficiência hídrica aplicando, quando possível, tecnologias eficientes para reutilização da água;
- » monitorar a qualidade da água e a condição de todos os aquíferos utilizados durante a operação.

6.3.4 Plano de Gerenciamento de Efluentes (PGE)

Os principais efluentes gerados nas atividades de E&P de O&G terrestre são água produzida, esgoto sanitário, águas cinzas e água de drenagem, cujas boas práticas de gerenciamento são brevemente descritas.

a) Esgoto sanitário, águas cinzas e água de drenagem

A realização de lavagem de veículos, máquinas e peças deve ser realizada em local adequado para evitar contaminação do solo.

Não descartar esgoto/água cinza não tratados diretamente em cursos d'água/corpos d'água.

Utilizar fossas sépticas para tratamento e descarte de esgoto doméstico ou acumular o efluente em reservatórios esgotados periodicamente por carros sugadores que levam o efluente para tratamento e destinação adequados, na ausência de redes de coleta de esgoto.

Realizar descargas de esgoto ou água cinza para água superficial em concentrações dentro dos critérios de qualidade da água regulamentados; na ausência de critérios adotar normas internacionais apropriadas ou diretrizes para a qualidade da água.

Outra premissa a ser observada é a recuperação de toda água oleosa resultante do sistema de drenagem contaminada em caixa de recuperação (com separação do óleo) e tratamento para destinação final adequada.

Para as atividades de perfuração e produção, projetar e instalar ETEs de acordo com regulamentos locais e orientação e inspecioná-las regularmente.

Não havendo Estação de Tratamento de Esgoto (ETE), o recolhimento de efluente sanitário deve ser fiscalizado e realizado com caminhões sugadores, garantindo que ele seja encaminhado para tratamento por empresa ambientalmente licenciada.

b) Água produzida

Avaliar e integrar no projeto inicial alternativas viáveis para o tratamento e descarte da água produzida (ex.: reinjeção), visando à recuperação secundária de hidrocarbonetos ou em alguma outra estrutura geológica para disposição final.

Gerenciar a integridade das linhas de injeção e tanques de estocagem.

Selecionar cuidadosamente os produtos químicos de produção, levando em consideração: taxa de aplicação, toxicidade, biodisponibilidade e potencial de bioacumulação.

Gerir a integridade dos poços na etapa de produção.

Armazenar a água produzida em tanques de armazenamento temporários ou transportar por tubulação para uma estação de tratamento de água antes de ser descartada.

Quando necessário e viável o descarte de água produzida (excedente) em corpos d'água, o tratamento para descarte deve observar os requisitos da Resolução Conama nº 430/2011, sendo observar os padrões de qualidade d'água no corpo receptor conforme preconiza a Resolução Conama nº 357/2005.

c) NORM – areia

Recuperar e encaminhar para um sistema de tratamento e descarte adequado a água usada para remover o óleo da areia produzida, quando houver.

6.3.5 Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR), Plano de Gestão de Acidentes e Plano de Atendimento/Resposta a Emergências (PAE ou PRE)

A partir da identificação e análise dos riscos de SMS relacionados à(s) atividade(s) pretendida(s), torna-se fundamental o estabelecimento de controles operacionais para cada tarefa que possa causar acidentes com potenciais danos a pessoas, ao patrimônio e ao meio ambiente.

O Plano de Gerenciamento de Riscos (PGR) deve contemplar um conjunto de ações técnicas e administrativas, que têm por objetivo prevenir, reduzir e controlar os riscos, bem como manter uma instalação operando dentro de padrões de segurança considerados toleráveis ao longo de sua vida útil.

As atividades de manutenção devem fazer parte do gerenciamento de riscos, onde os equipamentos e acessórios devem ser mantidos permanentemente limpos e em boas condições de funcionamento. Os instrumentos de apoio à segurança e à operação devem ter sua manutenção adequada para evitar vazamentos na gaxeta; desgastes de algum acessório podendo causar algum vazamento; entre outros. Deve haver grades de proteção no entorno do poço, placas indicativas e bacias de contenção íntegras.

A redução dos riscos numa instalação ou atividade perigosa pode ser obtida pela adoção de medidas que visem reduzir tanto as frequências de ocorrência dos acidentes (ações preventivas), quanto as suas respectivas consequências (ações mitigadoras).

Portanto, o PGR deve contemplar os seguintes itens: informações de segurança de processo; procedimentos e ações necessárias para o correto gerenciamento; definição de atribuições; garantia da integridade de sistemas críticos (programa de manutenção e inspeção); procedimentos operacionais, incluindo partida e parada; capacitação e treinamento; gestão de contratação de terceiros; registro e investigação de anomalias e incidentes; gestão de mudanças; cronograma para implantação/acompanhamento das ações propostas e procedimentos de emergência.

Como resultado da análise de risco elaborada para a realização das atividades, algumas boas práticas no gerenciamento de risco, cuja viabilidade deve ser avaliada caso a caso, são apresentadas a seguir.

a) Reabastecimento:

- » realizar o reabastecimento durante o dia, exceto quando considerações de segurança têm prioridade;
- » inspecionar regularmente a integridade da mangueira de transferência, limitando os volumes de combustível retidos na mangueira de transferência e pelo uso de válvulas à prova de falhas para garantir o desligamento rápido do combustível de bombas;
- » monitorar continuamente os níveis do tanque para evitar transbordamento;
- » realizar o reabastecimento por pessoal treinado usando procedimentos definidos;
- » estabelecer medidas de prevenção de derramamento e plano de resposta a emergências, com pessoal treinado na implementação da prevenção de derramamento e plano de resposta de emergência.

b) Prevenção e mitigação de vazamentos por colisão, ruptura de tanque e tubulações:

- » projetar, construir e manter adequadamente a infraestrutura de armazenamento, manuseio e transferência;
- » adotar contenção primária e secundária quando apropriado;
- » implementar manutenção contínua e procedimentos de inspeção.

b1) Para a atividade de produção:

- » testar a integridade dos equipamentos de superfície de alta pressão (cabeça do poço, linhas de fluxo, *manifolds*, tubulação e equipamentos de bombeamento);
- » monitorar equipamentos, como monitoramento de pressão para vazamentos;
- » realizar teste de estanqueidade previamente ao comissionamento para garantir que não haja vazamentos nas linhas e dutos;
- » implementar manutenção contínua e procedimentos de inspeção;
- » estabelecer medidas de prevenção de derramamento e plano de resposta a emergências;
- » manter pessoal treinado na execução da resposta a emergências.

c) Prevenção e mitigação de acidentes por explosão:

- » cumprir medidas preventivas, reguladas pelo Exército, tais como: manejo por pessoa habilitada (*blaster*), transporte em veículo adequado, armazenamento em paiol conforme regras do Exército (garantir ventilação, afastamento e segurança);
- » acionar os procedimentos previamente estabelecidos em casos de explosão/emergência;
- » inspecionar e manter as rotas de fuga.

d) Prevenção e mitigação de acidentes por vazamentos de produtos químicos:

- » selecionar os produtos químicos menos perigosos, avaliando-os em termos ambientais, de segurança, técnicos e comerciais de desempenho;
- » transportar produtos químicos a granel utilizando motoristas devidamente licenciados que cumpram os regulamentos de direção e condições de direção;

- » projetar, construir e manter infraestrutura adequada para armazenamento, manuseio e transferência dos produtos;
- » instalar contenção em áreas de armazenamento, manuseio e transferência de produtos químicos;
- » adotar contenção primária e secundária quando apropriado.

e) Prevenção de grandes vazamentos:

- » adotar as melhores práticas da indústria nas atividades de projeto e controle de poços;
- » implantar medidas de prevenção de *blowout* com foco na manutenção da pressão hidrostática do poço estimulando efetivamente as pressões do fluido de formação e a resistência das formações de subsuperfície;
- » testar a integridade de poço (por exemplo, teste de pressão negativa, perfil de adesão de cimento) a ser realizado;
- » WOMP, WCCP (ou similar) em vigor que inclui uma descrição das medidas e arranjos que serão usados para recuperar o controle do poço se houver uma perda de integridade;
- » buscar as melhores práticas na implantação do SGIP;
- » instalar BOP de poço certificado em cada poço: projeto de BOP, manutenção e reparo de acordo com os requisitos regulamentares e padrões da indústria;
- » elaborar planos de contingência para operações de poço, incluindo identificação de disposições para tamponamento de poços (*capping*), perfuração de poços de alívio e outras medidas de resposta, incluindo planos de mobilização de recursos, em caso de descontrole de poço (*blowout*);
- » implementar manutenção contínua e procedimentos de inspeção para manter integridade da instalação;
- » manter equipe certificada em controle de poço e realização de simulados em controle de poço;
- » inspecionar e manter as rotas de fuga.

f) Incêndio:

- » instalar equipamentos de combate/prevenção a incêndios;
- » inspecionar e manter os equipamentos de combate a incêndio/material para contenção de óleo;
- » inspecionar e manter as rotas de fuga.

Além do estabelecimento de controles operacionais, o PGR deve prever as ações de procedimentos de prontidão para o gerenciamento e atendimento às possíveis consequências de acidentes, ou seja, os planos de Gestão de Acidentes e de Atendimento a Emergências.

O Plano de Gestão de Acidentes deve apresentar diretrizes para a gestão de acidentes e atendimento às emergências abrangendo cenários de vazamento do poço para águas subterrâneas e superficiais; liberação de gases inflamáveis do poço ou dutos; incêndios e inundações; vazamentos e derramamentos de produtos químicos, água de retorno ou água produzida; e vazamentos durante o transporte, entre outros que tenham sido levantados na análise de riscos da atividade ou instalação.

No Plano de Gestão de Acidentes, devem ser previstos:

- plano de resposta para vazamentos de óleo, onde deve ser observado o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual conforme previsto na Resolução Conama nº 398/08;
- registro de vazamentos de óleo ou produtos químicos;
- notificação de incidentes ambientais, investigação e acompanhamento;
- realização de exercícios de contingência e treinamento das equipes de resposta aos incidentes.

O Plano de Atendimento/Resposta a Emergência (PRE) deve prever os diferentes níveis de atuação, a depender das dimensões do incidente. De maneira geral num primeiro nível deverá ser acionado o Plano de Emergência Individual (PEI), com os recursos previstos (humanos e materiais) para controle e combate à causa do incidente e Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) correspondente, para eventos restritos ao local da ocorrência.

Caso os recursos do PEI não sejam suficientes deve ser previsto o acionamento de outras Estruturas Organizacionais de Resposta (EOR) bem como o acionamento de planos regionais de resposta.

Ponto fundamental de atenção é a comunicação imediata de incidentes ao órgão ambiental competente, conforme previsto nas legislações estaduais e nas condicionantes de licenças bem como para a ANP, de acordo com os procedimentos estabelecidos na Resolução ANP nº 44/2009. Além da comunicação de incidente (CI) deve ser encaminhado também o Relatório Detalhado de Incidentes (RDI) para a ANP pelo Sistema Integrado de Segurança Operacional, módulo de Incidentes (SISO-Incidentes), que pode ser acessado por meio dos sistemas da ANP, disponível no menu superior da página principal do portal da agência.

6.3.6 Plano de gerenciamento de materiais explosivos (levantamentos sísmicos)

Esse plano se aplica à atividade de levantamento sísmico, onde deve ser adotada a prática de "carga zero no terreno", ou seja, a não permanência na área de qualquer carga em condição de causar dano a pessoas ou ao meio ambiente, após a execução dos trabalhos de detonação e registro sísmico.

A base normativa para o manuseio de materiais explosivos no Brasil é o denominado R-105 (Regulamento do Serviço de Fiscalização da Importação, Depósito e Tráfego de Produtos Controlados pelo Ministério da Defesa Exército – SFIDT). O regulamento vige desde a década de 1960, tendo sido atualizado ao longo dos anos 1970, 1980 e 1990. A legislação federal sobre o assunto é a NR-19 – Explosivos (Norma Regulamentadora do Ministério do Trabalho e Emprego, Portaria nº 3214 de 8/6/1978).

As atividades relacionadas ao material explosivo devem ser sistematizadas e controladas seguindo normas específicas que disciplinem os processos de transporte, armazenagem e manuseio dos materiais explosivos.

Deve ser destacado que não haverá detonação com explosivos em áreas de preservação permanente (APP) conforme a legislação em vigor, como, por exemplo, áreas de manguezal, assim como devem ser estabelecidas distâncias mínimas de segurança para carregamento de explosivos em relação a

edificações, dutos, poços produtores, tubulações de água, rodovias, ferrovias, cursos d'água (conforme Código Florestal), alta tensão etc.

6.3.7 Programa de Comunicação Social (PCS)

Programas de comunicação social têm por objetivo implementar ações de comunicação junto às comunidades das áreas de influência das atividades, difundindo informações qualificadas sobre as atividades de E&P de óleo e gás, considerando as especificidades do público, da atividade e da região em que se insere. De maneira geral, o programa deve viabilizar ferramentas para:

- » assegurar a compreensão das atividades desenvolvidas na área;
- » disponibilizar para a sociedade informações sobre os impactos socioambientais e programas ambientais adotados para a minimização, mitigação e compensação dos impactos ambientais decorrentes do empreendimento;
- » manter um canal de comunicação entre a comunidade e o empreendedor, que possibilite o esclarecimento de dúvidas, recebimento de críticas e de sugestões;
- » esclarecer sobre critérios e política de indenizações e ressarcimento de danos, conforme o caso;
- » para as atividades de sísmica, realizar campanhas educativas com as comunidades sobre explosivos não detonados: dando orientações de como proceder quando encontrá-los (mantém-se um telefone 0800 para isso).

6.3.8 Programa de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT)

Esse programa tem por objetivo promover a educação ambiental dos trabalhadores, visando estimular atitudes condizentes com as questões ambientais, com foco na melhoria contínua do SGA das atividades.

A educação ambiental dos trabalhadores enfatiza as interferências causadas ao meio natural, bem como os cuidados necessários à execução das atividades nas quais estão envolvidos, focando práticas individuais e coletivas de preservação e respeito ao meio ambiente, promovendo uma convivência positiva.

Para que o programa tenha êxito, deve ser definido um cronograma de treinamentos para capacitação permanente de toda a força de trabalho envolvida nas atividades, com previsão de atualização/reciclagem periódica. Alguns temas recomendados para serem incluídos no PEAT são:

- » melhores práticas de condução de veículos;
- » a importância da preservação da vida silvestre local;
- » gestão adequada de resíduos;
- » legislação ambiental aplicada às atividades.

6.3.9 Plano de controle da emissão de ruído

Os veículos e equipamentos utilizados deverão ser objeto de manutenção para eliminação de problemas mecânicos operacionais, de forma a minimizar as emissões de ruído e vibrações. Para tal, as seguintes ações são recomendadas:

- » identificar locais e horários sensíveis e evitá-los (ou implementar distância de separação) quando possível, como alimentação e reprodução de animais selvagens, operações nas proximidades de receptores residenciais ou urbanos (transferência temporária de moradores);
- » identificar as áreas/fontes mais ruidosas com instrumentos/requisitos para o pessoal;
- » instalar barreira para ruído.

Especificamente para a atividade sísmica:

- » modelar a dispersão de ruídos (considerando fontes de ruído, como explosivos etc.);
- » restringir o uso da fonte sísmica ao mínimo necessário para completar o levantamento.

6.3.10 Programa de revegetação e acompanhamento de supressão de vegetação

O Programa de Acompanhamento da Supressão de Vegetação busca o controle do corte da vegetação, permitindo exclusivamente a supressão dos indivíduos arbóreos e fragmentos florestais que sejam autorizados pelos órgãos ambientais competentes, ou seja, cuja supressão seja necessária para o desenvolvimento das atividades. Para a realização deste programa, considerar:

- » realizar levantamentos relevantes de flora e fauna para identificar, mapear e evitar habitats críticos, característicos das águas superficiais e formas de relevo suscetíveis;
- » em áreas em que se faça necessário, de acordo com dados disponíveis para fauna e levantamentos prévios ao licenciamento da locação, implementar medidas para proteger a fauna, tais como: construção de cercas de segurança, saídas de fauna e travessias de fauna;
- » implementar medidas de reintegração e reabilitação, naqueles empreendimentos localizados em áreas de maior sensibilidade ambiental e comprovada ocorrência de supressão vegetal.

Para evitar a erosão do solo e realizar a revegetação, quando necessária, considerar:

- » realizar projeto topográfico e construção de forma a reduzir o potencial de erosão;
- » manter a drenagem natural sempre que possível; quando não for possível manter a drenagem natural, incorporar características como drenos de desvio;
- » instalar medidas temporárias e permanentes de controle de erosão e sedimentos, quando necessário;
- » revegetar taludes.

Por fim é importante a manutenção da área da locação, entorno do poço, antepoço e da unidade de bombeio livre de vegetação.

6.3.11 Plano para minimização dos impactos devido à luminosidade

Para minimizar os potenciais impactos decorrentes da luminosidade durante as atividades de perfuração e produção, algumas boas práticas são apresentadas abaixo:

- » minimizar a iluminação externa para as necessidades operacionais e de segurança, exceto no caso de uma emergência;
- » utilizar iluminação que limita a atração de insetos (por exemplo, acessórios de sódio);
- » utilizar iluminação direcional (<70°), direcionada para baixo, sem propagação de luz acima da horizontal;
- » instalar gaiolas ou telas nas lâmpadas para proteção da fauna.

6.3.12 Plano de gerenciamento de produtos químicos

A utilização de produtos químicos de processo e perfuração pode gerar impactos ambientais negativos durante as atividades de perfuração e produção, podendo se tomar como boas práticas:

- » selecionar produtos químicos com o menor perigo e o menor potencial ambiental impacto, sempre que possível;
- » projetar instalações para isolamento e contenção em áreas de alto risco;
- » manusear fluidos em sistemas fechados e reciclados;
- » realizar tratamento biológico ou físico no local ou fora do local em instalação aprovada;
- » monitorar as concentrações químicas em fluidos;
- » recuperar o fluido e armazenar de forma adequada, ou seja, em tanques de armazenamento revestidos e fechados.

ANEXO A – CONTEÚDOS TÍPICOS DE TERMOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE LEVANTAMENTO SÍSMICO EM AMBIENTES TERRESTRES

ESCOPO DO ESTUDO AMBIENTAL PARA LEVANTAMENTOS SÍSMICOS

(1) Informações do empreendedor

- (a) Informar se o requerente da licença é empresa operadora ou de aquisição sísmica.
- (b) Informar se o estudo ambiental foi feito por consultoria ambiental, pela empresa operadora ou pela empresa de aquisição sísmica.
- (c) Empresa operadora: informar nome, CNPJ, código CNAE, endereço do escritório, endereço do empreendimento/atividade, representante legal e responsável técnico.
- (d) Empresa de aquisição sísmica (se já houver): informar nome, CNPJ, código CNAE, endereço do escritório, endereço do empreendimento/atividade, representante legal e responsável técnico.
- (e) Consultoria ambiental (se aplicável): informar nome, CNPJ, código CNAE, endereço do escritório, representante legal e responsável técnico.

(2) Histórico da área

- (a) Informar para cada bloco em que será realizada aquisição de dados: nome do bloco, número de contrato junto à ANP, data de assinatura, fase atual (exploratória, desenvolvimento ou produção) e prazos firmados junto à ANP.
- (b) Informar licença ambiental vigente, caso a sísmica seja em campo/sistema de produção em operação.

(3) Caracterização da atividade

Descrever a atividade, informando/apresentando:

- (a) área de aquisição: em tabela com as coordenadas dos vértices (e a área total em km²) e em mapa com divisão municipal;
- (b) localização das bases de apoio: em tabela com as coordenadas e em mapa com divisão municipal e área de aquisição;
- (c) infraestrutura e serviços disponíveis nas bases de apoio (*e.g.*, abastecimento de combustível, abastecimento de água, coleta e/ou tratamento de esgoto, fornecimento ou geração de energia elétrica, gerenciamento de resíduos, cozinha, refeitório, dormitório, enfermaria, oficina de automóveis, equipamentos sanitários, área de vivência, escritório, depósito de equipamentos, estacionamento);
- (d) quantidade de trabalhadores, regime e escala de trabalho (*e.g.*, 400 trabalhadores se revezando a cada 7 dias em regime de 8 horas por dia, resultando em 200 trabalhadores a cada escala);

- (e) realização da atividade de aquisição de dados (*e.g.*, contato com o superficiário, abertura de picada, levantamento topográfico, abertura de furos, distribuição de cabos e geofones, carregamento, detonação, registro, recolhimento de cabos e geofones, tamponamento, recuperação da picada - se necessário -, quitação com superficiário);
- (f) cronograma das tarefas desenvolvidas na atividade de aquisição (ver itens 3.e, 5.a.I e 6.a.I), com resolução/discretização mensal;
- (g) estimativa da quantidade de furos, profundidade (média ou variação) e de carga explosiva (média por furo ou variação por furo);
- (h) regras de restrição à atividade e afastamento (*e.g.*, 100m de núcleo urbano, 100m de residências, 100m de rodovias, 100m de cursos d'água perenes, 100m de patrimônio histórico ou arqueológico).

Nota: Não será solicitada informação sobre a localização do paiol uma vez que se trata de informação delicada devido à segurança pública e patrimonial, além de já ser objeto de autorização junto ao Exército Brasileiro.

(4) Diagnóstico ambiental

- (a) Delimitação da área de estudo (área de aquisição e bases de apoio deverão estar em seu interior, bem como a área de influência, a ser apresentada no item 5.e).
- (b) Descrever situação atual dos seguintes meios (no interior da área delimitada em 4.a):
 - (I) meio físico: recursos hídricos, clima, solos, geologia;
 - (II) meio biótico: fauna, flora, áreas protegidas (APPs, RLs, UCs);
 - (III) meio socioeconômico: atividades econômicas, população, núcleos urbanos, indicador socioeconômico (*e.g.*, IFDM), patrimônio histórico e arqueológico, terra indígena, remanescente de comunidade de quilombo, assentamento rural.

Nota: Em cada item, apresentar mapas temáticos sobre foto aérea ou imagem de satélite recente e registros fotográficos georreferenciados.

- (c) Apresentar mapa consolidando e delimitando as restrições ambientais à atividade (detectadas em 4.b), sobre foto aérea ou imagem de satélite recente.

(5) Avaliação de impactos ambientais

- (a) Listar:
 - (I) tarefas desenvolvidas na atividade de aquisição (ver item 3.e);
 - (II) aspectos de cada tarefa (*e.g.*, geração de resíduo, geração de efluente, vibração, consumo de água, emissão, ruído);
 - (III) impacto de cada aspecto.
- (b) Descrever o impacto de cada aspecto, quantificando - por estimativa -, localizando no tempo e no espaço e, por fim, classificando de forma a indicar a significância do impacto.
- (c) Apresentar as medidas de gestão (preventivas, mitigadoras, compensatórias, potencializadoras) para cada impacto descrito.

Nota: As regras informadas em 3.h são exemplos de medidas preventivas.

- (d) Apresentar matriz resumindo os itens 5.b e 5.c.
- (e) Apresentar mapa com a área de influência da atividade, considerando a superposição dos impactos, sobre foto aérea ou imagem de satélite recente.

(6) Avaliação de riscos ambientais

- (a) Listar:
 - (I) tarefas desenvolvidas na atividade de aquisição (ver item 3.e);
 - (II) perigos de cada tarefa (*e.g.*, vazamento de combustível);
 - (III) causas de cada perigo (*e.g.* corrosão em tanque de armazenamento);
 - (IV) medidas de prevenção de cada causa (*e.g.*, inspeção e manutenção periódica do tanque);
 - (V) consequências de cada perigo (*e.g.*, incêndio);
 - (VI) medidas de mitigação de cada consequência (*e.g.*, treinamento e manutenção de brigada de emergência na base de apoio).
- (b) Caracterizar o cenário de perigo quanto à frequência e severidade, de forma a indicar a tolerabilidade do risco.
- (c) Apresentar os itens 6.a e 6.b em uma matriz.
- (d) Apresentar matriz resumindo a quantificação dos cenários de perigo em cada categoria de frequência, severidade e tolerabilidade.

(7) Prognóstico ambiental

Apresentar uma perspectiva da área de estudo ao término da atividade, em termos ambientais, considerando o diagnóstico e as medidas de gestão dos impactos.

ANEXO B – CONTEÚDOS TÍPICOS DE TERMOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE PERFURAÇÃO DE POÇOS EM AMBIENTES TERRESTRES

ESCOPO DO ESTUDO AMBIENTAL PARA PERFURAÇÃO DE POÇOS

(1) Informações do empreendedor

- (a) Informar se o estudo ambiental foi feito por consultoria ambiental ou pela empresa operadora.
- (b) Empresa operadora: informar nome, CNPJ, código CNAE, endereço do escritório, endereço do empreendimento, representante legal e responsável técnico.
- (c) Consultoria ambiental (se aplicável): informar nome, CNPJ, código CNAE, endereço do escritório, representante legal e responsável técnico.

(2) Histórico da área

- (a) Informar a origem do bloco/área/campo/sistema de produção: nome do bloco, número de contrato junto à ANP, data de assinatura, fase atual (exploratória, desenvolvimento ou produção) e prazos firmados junto à ANP.
- (b) Listar licenças ambientais obtidas anteriormente: sísmica e - eventualmente - produção.

Nota: O estudo poderá abranger mais de uma perfuração, desde que todas sejam em um mesmo bloco/área - em caso de fase exploratória - ou campo/sistema de produção - em caso de fase de produção.

(3) Caracterização da atividade

Descrever a atividade, informando/apresentando:

- (a) bloco/área/campo/sistema de produção: em tabela com as coordenadas dos vértices (e a área total em km²) e em mapa com divisão municipal;
- (b) localização da:
 - (I) perfuração e tanque (ainda inexistentes): em tabela com as coordenadas;
 - (II) perfuração, duto e tanque (ainda inexistentes), base de apoio, estações, tanques isolados, dutos e/ou poços (existentes): em mapa com divisão municipal e bloco/área/campo/sistema de produção;
- (c) quantidade de trabalhadores, regime e escala de trabalho (*e.g.*, 80 trabalhadores se revezando a cada 7 dias em regime de 12 horas por dia, resultando em 20 trabalhadores em cada turno);
- (d) realização da atividade de perfuração (*e.g.*, limpeza do terreno, terraplanagem, construção de dispositivos de drenagem, construção de base de concreto, construção do antepoço, cravação de condutor, montagem da sonda, perfuração, teste, desmontagem da sonda);
- (e) processos e operações existentes na sonda de perfuração (*e.g.*, separação de sólidos, secagem de cascalho);

- (f) realização das atividades em caso de sucesso na perfuração (*e.g.*, completação, montagem de duto, construção de bacia de contenção, montagem de tanque, teste de longa duração);
- (g) realização das atividades em caso de sucesso no teste de longa duração - ou seja, seguir para produção antecipada (*e.g.*, escoamento por duto, descarga em carreta, transporte por carreta);
- (h) realização das atividades em caso de insucesso na perfuração (*e.g.*, tamponamento, corte do revestimento, remoção da base de concreto, recuperação ambiental);
- (i) realização das atividades em caso de insucesso no teste de longa duração (*e.g.*, limpeza de dutos enterrados, tamponamento de dutos enterrados, remoção de dutos aéreos, remoção do tanque, remoção da bacia de contenção);
- (j) cronograma das tarefas desenvolvidas na atividade de perfuração (ver itens 3.d a 3.i), com resolução/discretização mensal;
- (k) plano de construção do acesso rodoviário e base: dimensões do acesso e base, volume de corte e aterro, localização da jazida e bota-fora, em tabela/quadro e em mapa sobre foto aérea ou imagem de satélite recente;
- (l) plano de perfuração: cota inicial, cota final, extensão, profundidade vertical, diâmetro da broca, diâmetro do revestimento, fluido de perfuração, formações geológicas e litologias de cada fase, em tabela/quadro;
- (m) regras de restrição à atividade e afastamento (*e.g.*, 200m de núcleo urbano, 200m de residências, 200m de rodovias, 30m de cursos d'água perenes ou intermitentes, 100m de patrimônio histórico ou arqueológico).

Nota: A empresa operadora deverá comunicar o órgão, informando:

- (a) em caso de sucesso na perfuração:
 - (I) se em fase exploratória: que prosseguirá com - ou, eventualmente, concluiu - a implantação das instalações descritas anteriormente (ver item 3.f) para teste de longa duração - duto, tanque -, de forma que a licença para perfuração cubra o teste de longa duração;
 - (II) se em fase de produção: que prosseguirá com - ou, eventualmente, concluiu - a implantação das instalações descritas anteriormente (ver item 3.f) para produção - duto, tanque -, de forma que a licença existente para produção do campo/sistema de produção cubra a operação do poço, duto, tanque;
- (b) em caso de sucesso no teste de longa duração: que prosseguirá com as atividades descritas anteriormente (ver item 3.g) para produção antecipada - escoamento, descarga, transporte -, de forma que a licença para perfuração cubra a produção antecipada;
- (c) em caso de insucesso na perfuração: que prosseguirá com o descomissionamento do poço, conforme descrito anteriormente (ver item 3.h), de forma que a licença para perfuração cubra o descomissionamento;
- (d) em caso de insucesso no teste de longa duração: que prosseguirá com o descomissionamento do poço, duto, tanque, conforme descrito anteriormente (ver itens 3.h e 3.i), de forma que a licença para perfuração cubra o descomissionamento.

(4) Diagnóstico ambiental

- (a) Delimitação da área de estudo (acesso rodoviário e base do poço deverão estar em seu interior, bem como a área de influência, a ser apresentada no item 5.e).
- (b) Descrever situação atual dos seguintes meios (no interior da área delimitada em 4.a):
 - (I) meio físico: recursos hídricos, clima, solos, geologia;
 - (II) meio biótico: fauna, flora, áreas protegidas (APPs, RLs, UCs);
 - (III) meio socioeconômico: atividades econômicas, população, núcleos urbanos, indicador socioeconômico (*e.g.*, IFDM), patrimônio histórico e arqueológico, terra indígena, remanescente de comunidade de quilombo, assentamento rural.

Nota: Em cada item, apresentar mapas temáticos sobre foto aérea ou imagem de satélite recente e registros fotográficos georreferenciados.

- (c) Apresentar mapa consolidando e delimitando as restrições ambientais à atividade (detectadas em 4.b), sobre foto aérea ou imagem de satélite recente.

(5) Avaliação de impactos ambientais

- (a) Listar:
 - (I) tarefas desenvolvidas na atividade de aquisição (ver itens 3.d a 3.l);
 - (II) aspectos de cada tarefa (*e.g.*, geração de resíduo, geração de efluente, vibração, consumo de água, emissão, ruído);
 - (III) impacto de cada aspecto.
- (b) Descrever o impacto de cada aspecto, quantificando - por estimativa -, localizando no tempo e no espaço e, por fim, classificando de forma a indicar a significância do impacto.
- (c) Apresentar as medidas de gestão (preventivas, mitigadoras, compensatórias, potencializadoras) para cada impacto descrito.

Nota: As regras informadas em 3.m são exemplos de medidas preventivas.

- (d) Apresentar matriz resumindo os itens 5.b e 5.c.
- (e) Apresentar mapa com a área de influência da atividade, considerando a superposição dos impactos, sobre foto aérea ou imagem de satélite recente.

(6) Avaliação de riscos ambientais

- (a) Listar:
 - (I) tarefas desenvolvidas na atividade (ver itens 3.d a 3.l);
 - (II) perigos de cada tarefa (*e.g.*, vazamento de combustível, liberação descontrolada de emulsão e/ou gás, liberação descontrolada de fluido de perfuração na superfície, influxo descontrolado de fluido de perfuração para a formação geológica);
 - (III) causas de cada perigo (*e.g.* corrosão em tanque de armazenamento, rompimento de duto, incompatibilidade entre a pressão exercida pelo fluido de perfuração e a pressão exercida pelo fluido existente na formação geológica);

- (IV) medidas de prevenção de cada causa (*e.g.*, inspeção e manutenção periódica do tanque, sinalização de advertência e orientação quanto à presença de duto no local, monitoramento de pressão e vazão, treinamento em controle de poço);
- (V) consequências de cada perigo (*e.g.*, incêndio, explosão, contaminação do solo, contaminação de aquíferos);
- (VI) medidas de mitigação de cada consequência (*e.g.*, treinamento e manutenção de brigada de emergência na base de apoio, acionamento da estrutura de resposta prevista no plano de emergência, limpeza da área atingida com remoção do solo contaminado conduzida por equipe treinada, atenuação natural monitorada por equipe treinada).
- (b) Caracterizar o cenário de perigo quanto à frequência e severidade, de forma a indicar a tolerabilidade do risco.
- (c) Apresentar os itens 6.a e 6.b em uma matriz.
- (d) Apresentar matriz resumindo a quantificação dos cenários de perigo em cada categoria de frequência, severidade e tolerabilidade.

(7) Prognóstico ambiental

Apresentar uma perspectiva da área de estudo ao término da atividade, em termos ambientais, considerando o diagnóstico e as medidas de gestão dos impactos, para os cenários:

- (a) sucesso na perfuração e no teste de longa duração;
- (b) insucesso na perfuração ou no teste de longa duração.

ANEXO C – CONTEÚDOS TÍPICOS DE TERMOS DE REFERÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS EM AMBIENTES TERRESTRES

ESCOPO DO ESTUDO AMBIENTAL PARA PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS

(1) Informações do empreendedor

- (a) Informar se o estudo ambiental foi feito por consultoria ambiental ou pela empresa operadora.
- (b) Empresa operadora: informar nome, CNPJ, código CNAE, endereço do escritório, endereço do empreendimento, representante legal e responsável técnico.
- (c) Consultoria ambiental (se aplicável): informar nome, CNPJ, código CNAE, endereço do escritório, representante legal e responsável técnico.

(2) Histórico da área

- (a) Informar a origem do bloco/área/campo/sistema de produção: nome do bloco, número de contrato junto à ANP, data de assinatura, fase atual (exploratória, desenvolvimento ou produção) e prazos firmados junto à ANP.
- (b) Listar licenças ambientais obtidas anteriormente: sísmica, perfuração e - eventualmente - produção.

Nota: O estudo poderá abranger mais de um bloco/área/campo, desde que apresente um sistema de produção que integre esses blocos/áreas/campos.

(3) Caracterização do empreendimento

Descrever o sistema de produção, informando/apresentando:

- (a) área/campo: em tabela com as coordenadas dos vértices (e a área total em km²) e em mapa com divisão municipal;
- (b) localização de base de apoio, estações, tanques isolados, dutos e/ou poços: em tabela com as coordenadas (exceto dutos) e em mapa com divisão municipal e área/campo;
- (c) infraestrutura e serviços disponíveis na base de apoio (*e.g.*, abastecimento de combustível, abastecimento de água, coleta e/ou tratamento de esgoto, fornecimento ou geração de energia elétrica, gerenciamento de resíduos, cozinha, refeitório, dormitório, enfermaria, oficina de automóveis, equipamentos sanitários, área de vivência, escritório, depósito de equipamentos, estacionamento, área de alienação);
- (d) processos e operações existentes na estação (*e.g.*, processamento do óleo/gás, separação do óleo/gás, tratamento da emulsão, tratamento da água, tratamento e processamento do gás);
- (e) inventário de equipamentos existentes na estação (*e.g.*, flotores, tratadores, caldeiras, separadores, compressores, motores/bombas, tanques), por capacidade;
- (f) inventário dos tanques isolados, por volume;

- (g) inventário dos dutos, por extensão, diâmetro, fluido escoado e material;
- (h) inventário dos poços, por tipo - produtor de óleo, produtor de água, produtor de gás, injetor de água, injetor de vapor, injetor de gás -, método de elevação, extensão e profundidade vertical;
- (i) quantidade de trabalhadores, regime e escala de trabalho (*e.g.*, 10 trabalhadores em turno de 8 horas por dia - regime administrativo -, oito trabalhadores se revezando a cada 7 dias em regime de 12 horas por dia, resultando em dois trabalhadores em cada turno);
- (j) atividade de intervenção para manutenção da produção (*e.g.*, fraturamento/estimulação, acidificação, canhoneio);
- (k) atividade de inspeção e manutenção dos equipamentos, tanques isolados, dutos e poços.

Nota: O item 3.e pode ser incluído no item 3.d.

(4) Diagnóstico ambiental

- (a) Delimitação da área de estudo (área/campo, base de apoio, estações, tanques isolados, dutos e/ou poços deverão estar em seu interior, bem como a área de influência, a ser apresentada no item 5.e).
- (b) Descrever situação atual dos seguintes meios (no interior da área delimitada em 4.a):
 - (I) meio físico: recursos hídricos, clima, solos, geologia;
 - (II) meio biótico: fauna, flora, áreas protegidas (APPs, RLs, UCs);
 - (III) meio socioeconômico: atividades econômicas, população, núcleos urbanos, indicador socioeconômico (*e.g.*, IFDM), patrimônio histórico e arqueológico, terra indígena, remanescente de comunidade de quilombo, assentamento rural.

Nota: Em cada item, apresentar mapas temáticos sobre foto aérea ou imagem de satélite recente e registros fotográficos georreferenciados.

- (c) Apresentar mapa consolidando e delimitando as restrições ambientais ao empreendimento (detectadas em 4.b), sobre foto aérea ou imagem de satélite recente.

(5) Avaliação de impactos ambientais

- (a) Listar:
 - (I) tarefas desenvolvidas no empreendimento (ver itens 3.c a 3.k);
 - (II) aspectos de cada tarefa (*e.g.*, geração de resíduo, geração de efluente, vibração, consumo de água, emissão, ruído);
 - (III) impacto de cada aspecto.
- (b) Descrever o impacto de cada aspecto, quantificando - por estimativa -, localizando no tempo e no espaço e, por fim, classificando de forma a indicar a significância do impacto.
- (c) Apresentar as medidas de gestão (preventivas, mitigadoras, compensatórias, potencializadoras) para cada impacto descrito.
- (d) Apresentar matriz resumindo os itens 5.b e 5.c.
- (e) Apresentar mapa com a área de influência da atividade, considerando a superposição dos impactos, sobre foto aérea ou imagem de satélite recente.

(6) Avaliação de riscos ambientais

(a) Listar:

(I) tarefas desenvolvidas no empreendimento (ver itens 3.c a 3.k);

(II) perigos de cada tarefa (*e.g.*, vazamento de combustível, liberação descontrolada de emulsão e/ou gás, liberação descontrolada de fluido de completação na superfície);

(III) causas de cada perigo (*e.g.* corrosão em tanque de armazenamento, rompimento de duto, incompatibilidade entre a pressão exercida pelo fluido de completação e a pressão exercida pelo fluido existente na formação geológica);

(IV) medidas de prevenção de cada causa (*e.g.*, inspeção e manutenção periódica do tanque, sinalização de advertência e orientação quanto à presença de duto no local, monitoramento de pressão e vazão);

(V) consequências de cada perigo (*e.g.*, incêndio, explosão, contaminação do solo);

(VI) medidas de mitigação de cada consequência (*e.g.*, treinamento e manutenção de brigada de emergência na base de apoio, acionamento da estrutura de resposta prevista no plano de emergência, limpeza da área atingida com remoção do solo contaminado conduzida por equipe treinada).

(b) Caracterizar o cenário de perigo quanto à frequência e severidade, de forma a indicar a tolerabilidade do risco.

(c) Apresentar os itens 6.a e 6.b em uma matriz.

(d) Apresentar matriz resumindo a quantificação dos cenários de perigo em cada categoria de frequência, severidade e tolerabilidade.

(7) Prognóstico ambiental

Apresentar uma perspectiva da área de estudo ao término do empreendimento, em termos ambientais, considerando o diagnóstico e as medidas de gestão dos impactos.

ANEXO D – NORMAS ADOTADAS NO LICENCIAMENTO DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO *ONSHORE*

Norma	Unidade da Federação	Descritivo
Resolução Conama nº 01/1986	União	Define as situações e estabelece os requisitos e condições para desenvolvimento de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).
Resolução Conama nº 23/1994	União	Institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural.
Resolução Conama nº 237/1997	União	Dispõe sobre licenciamento ambiental; competência da União, estados e municípios; listagem de atividades sujeitas ao licenciamento; estudos ambientais, Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental.
Resolução Conama nº 09/1987	União	Dispõe sobre a realização de audiências públicas no processo de licenciamento ambiental.
Resolução Conama nº 494/2020	União	Estabelece, em caráter excepcional e temporário, nos casos de licenciamento ambiental, a possibilidade de realização de audiência pública de forma remota, por meio da rede mundial de computadores, durante o período da pandemia do novo coronavírus (Covid-19).
Decreto nº 4.039/2016 (Silcap-ES)	ES	Dispõe sobre o Sistema de Licenciamento e Controle das Atividades Poluidoras ou Degradoras do Meio Ambiente (Silcap).
Decreto Estadual nº 14.024/2012	BA	Regulamenta a Lei nº 10.431/2006, que instituiu a Política de Meio Ambiente e de Proteção à Biodiversidade do Estado da Bahia, e da Lei nº 11.612/2009, que dispõe sobre a Política Estadual de Recursos Hídricos e o Sistema Estadual de Gerenciamento de Recursos Hídricos.
Resolução Sepram nº 3.022/02	BA	Aprova a Norma Técnica NT – 006 e seu Anexo I, que dispõe sobre o Processo de Licenciamento Ambiental da Atividade de Exploração e Lavra de Jazida de Petróleo e Gás Natural, em terra, no estado da Bahia.
Lei Estadual nº 8.497/2018	SE	Dispõe sobre o licenciamento ambiental no estado de Sergipe.
Resolução CECMA nº 11/1979	SE	Trata do Sistema de Licenciamento de Atividades poluidoras a se instalarem no estado de Sergipe.
Resolução CECMA nº 19/2001	SE	Disciplina o licenciamento das atividades poluidoras.
Lei nº 7.625/2014	AL	Altera a Lei Estadual nº 6.787, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a consolidação dos procedimentos adotados quanto ao licenciamento ambiental, das infrações administrativas, e dá outras providências.

Norma	Unidade da Federação	Descritivo
Decreto Estadual nº 3.908/1979	AL	Institui o Sistema Estadual de Licenciamento de Atividades Poluidoras ou Potencialmente Poluidoras (Selap).
Resolução Cepram nº 10/2018	AL	Define os procedimentos de aprovação dos processos de licenciamento de competência estadual, aprova a Listagem das Atividades Consideradas Potencialmente Causadoras de Degradação Ambiental passíveis de licenciamento ambiental pelo Instituto do Meio Ambiente do Estado de Alagoas (IMA/AL), e dá outras providências.
Lei Complementar nº 272/2004	RN	Regulamenta os artigos 150 e 154 da Constituição Estadual, revoga as Leis Complementares Estaduais nº 140/1996, e nº 148/1996, dispõe sobre a Política e o Sistema Estadual do Meio Ambiente, as infrações e sanções administrativas ambientais, as unidades estaduais de conservação da natureza, institui medidas compensatórias ambientais, e dá outras providências.
Lei Complementar nº 336/2006	RN	Altera a Lei Complementar Estadual nº 272/2004, e dá outras providências.
Lei Complementar nº 558/2015	RN	Altera a Lei Complementar Estadual nº 272/2004, e dá outras providências.
Lei Complementar nº 590/2017	RN	Altera a Lei Complementar nº 272/2004 que institui a Política Estadual do Meio Ambiente para revogar o § 2º do artigo 50, acrescentar o artigo 50-A e dá outras providências.
Lei Estadual nº 11.411/1987	CE	Dispõe sobre a Política Estadual do Meio Ambiente, e cria o Conselho Estadual do Meio Ambiente (Coema), a Superintendência Estadual do Meio Ambiente (Semace) e dá outras providências.
Resolução Coema nº 02/2019	CE	Dispõe sobre os critérios, procedimento, parâmetros e custos aplicados aos processos de licenciamento e autorização ambiental no âmbito da Superintendência Estadual do Meio Ambiente (Semace).
Resolução Consema nº 02/2004	MA	Dispõe sobre o licenciamento ambiental dos empreendimentos de carcinicultura na zona costeira e demais áreas propícias no território do estado do Maranhão.
Resolução Cinsema nº 98/2017	MA	Aprova, nos termos do inciso XIII, do art. 12, da Lei nº 14.675, de 13 de abril de 2009, a listagem das atividades sujeitas ao licenciamento ambiental, define os estudos ambientais necessários e estabelece outras providências.
Lei nº 3.785/2012	AM	Dispõe sobre o licenciamento ambiental no estado do Amazonas, revoga a Lei nº 3.219, de 28 de dezembro de 2007, e dá outras providências.

DOCUMENTOS DE REFERÊNCIA E LEGISLAÇÃO

Comitê para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, REATE 2020. Relatório Subcomitê de Licenciamento Ambiental, julho/2020.

Consórcio PIATAM/COPPETEC & EPE. 2019. Estudo Ambiental de Área Sedimentar na Bacia Terrestre do Solimões: EAAS Preliminar Relatório Técnico destinado à Consulta Pública. Consórcio PIATAM/COPPETEC, Manaus, AM & Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Rio de Janeiro, RJ. 497 p.

Decreto Estadual nº 14.024/2012 – Regulamenta a Lei nº 10.431/2006, que instituiu a Política de Meio Ambiente e de Proteção à Biodiversidade do Estado da Bahia, e da Lei nº 11.612/2009, que dispõe sobre a Política Estadual de Recursos Hídricos e o Sistema Estadual de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

Decreto Estadual nº 3.908/1979 - Institui o Sistema Estadual de Licenciamento de Atividades Poluidoras ou Potencialmente Poluidoras (SELAP).

Decreto nº 10.028/1987 - Trata do Sistema Estadual de Licenciamento de Atividades com Potencial de Impacto Ambiental. Dispõe sobre o Sistema Estadual de Licenciamento de Atividades com Potencial de Impacto no Meio Ambiente e aplicação de penalidades e dá outras providências.

Decreto nº 4039/2016 - Dispõe sobre o Sistema de Licenciamento e Controle das Atividades Poluidoras ou Degradoras do Meio Ambiente - SILCAP, com aplicação obrigatória no Estado do Espírito Santo.

Diretoria de Licenciamento Ambiental do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), 2019. Guia de Avaliação de Impacto Ambiental para Sistemas de Transmissão de Energia - Parte 1.

Flavia Da Costa Limmer. O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA. Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia (Brazilian Journal of Oil, Gas and Energy Law). 14/12/2018.

IOPG-IPIECA, 2020. Environmental Management in The Upstream Oil and Gas Industry. Reino Unido. Versão 2. Disponível em: Environmental management in the Upstream Oil and Gas Industry | IOPG Publications library.

Lei Complementar nº 272/2004 - Regulamenta os artigos 150 e 154 da Constituição Estadual, revoga as Leis Complementares Estaduais nº 140/1996, e nº 148/1996, dispõe sobre a Política e o Sistema Estadual do Meio Ambiente, as infrações e sanções administrativas ambientais, as unidades estaduais de conservação da natureza, institui medidas compensatórias ambientais, e dá outras providências.

Lei Complementar nº 336/2006 - Altera a Lei Complementar Estadual nº 272/2004, e dá outras providências.

Lei Complementar nº 558/2015 - Altera a Lei Complementar Estadual nº 272/2004, e dá outras providências.

Lei Complementar nº 590/2017 - Altera da Lei Complementar nº 272/2004 que institui a Política Estadual do Meio Ambiente para revogar o § 2º do art. 50, acrescentar o art. 50-A e dá outras providências.

Lei Estadual nº 8.497/2018 - Dispõe sobre o Licenciamento ambiental no Estado de Sergipe.

Lei nº 11.411/1987 - Dispõe sobre a Política Estadual do Meio Ambiente, e cria o Conselho Estadual do Meio Ambiente COEMA, a Superintendência Estadual do Meio Ambiente - SEMACE e dá outras providências.

Lei nº 12.377/2011 - Altera a Lei nº 10.431/2006 que dispõe sobre a Política Estadual de Meio Ambiente e de Proteção à Biodiversidade, a Lei nº 11.612/2009, que dispõe sobre a Política Estadual de Recursos Hídricos e a Lei nº 11.051/2008, que reestrutura o Grupo Ocupacional Fiscalização e Regulação.

Lei nº 16.283/2013 - Altera a Lei nº 14.675/2009, que institui o Código estadual do meio Ambiente e estabelece outras providências.

Lei nº 3785/2012 - Dispõe sobre o licenciamento ambiental no Estado do Amazonas, revoga a Lei 3.219, de 28 de dezembro de 2007, e dá outras providências.

Lei nº 7625/2014 - Altera a Lei Estadual nº 6.787, de 22 de dezembro de 2006, que dispõe sobre a consolidação dos procedimentos adotados quanto ao licenciamento ambiental, das infrações administrativas, e dá outras providências.

Lei nº 9.478, de agosto de 1997 (lei do petróleo). Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Lei nº 9.966, de 28 de abril de 2000 - Dispõe sobre a prevenção, o controle e a fiscalização da poluição causada por lançamento de óleo e outras substâncias nocivas ou perigosas em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências.

Mendes, A. P. do A. et al. 2019. Produção de petróleo terrestre no Brasil. BNDES, Rio de Janeiro, v. 25, nº 49, p. 215-264.

Portaria Interministerial MME/MMA nº 198/2012 – Dispões sobre a instituição da Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS, disciplinando sua relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas e terrestres, e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades.

Portos e Navios. Produção de petróleo e gás do pré-sal representa 73% do total nacional em fevereiro. <https://www.portosenavios.com.br/noticias/offshore/producao-de-petroleo-e-gas-do-pre-sal-representa-73-do-total-nacional-em-fevereiro>. Acesso em 17/03/2021.

Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural. Comitê Temático de Meio Ambiente (PROMINP/CTMA), 2016. Aproveitamento de Hidrocarbonetos não convencionais no Brasil.

Relatório Anual de Exploração 2020 – Superintendência de Exploração SEP – ANP.

Resolução CECMA nº 11/1979 - Trata do Sistema de Licenciamento de Atividades poluidoras a se instalarem no Estado de Sergipe.

Resolução CECMA nº 19/2001 - Disciplina o Licenciamento das Atividades poluidoras.

Resolução CEMA nº 107/2020 - Estabelecer conceitos, requisitos, critérios, diretrizes e procedimentos administrativos referentes ao licenciamento ambiental, a serem cumpridos no território do Estado do Paraná.

Resolução CEPRAM N° 3.022/2002 - Aprova a Norma Técnica NT – 006 e seu Anexo I, que dispõe sobre o Processo de Licenciamento Ambiental da Atividade de Exploração e Lavra de Jazida de Petróleo e Gás Natural, em terra, no Estado da Bahia.

Resolução CEPRAM nº 10/2018 - Define os procedimentos de aprovação dos processos de licenciamento de competência estadual, aprova a Listagem das Atividades Consideradas Potencialmente Causadoras de Degradação Ambiental passíveis de licenciamento ambiental pelo Instituto do Meio Ambiente do Estado de Alagoas – IMA/AL, e dá outras providências.

Resolução CNPE nº 17/2017 - Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência.

Resolução COEMA nº 02/2019 - Dispõe sobre os critérios, procedimento, parâmetros e custos aplicados aos processos de licenciamento e autorização ambiental no âmbito da Superintendência Estadual do Meio Ambiente - SEMACE.

Resolução COEMA nº 02/2019 - Dispõe sobre os procedimentos, critérios, parâmetros e custos aplicados aos processos de licenciamento e autorização ambiental no âmbito da superintendência estadual do meio ambiente – SEMACE.

Resolução Conama nº 23/1994 - Institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas à exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural.

Resolução Conama nº 237/1997 - Dispõe sobre licenciamento ambiental; competência da União, Estados e Municípios; listagem de atividades sujeitas ao licenciamento; Estudos Ambientais, Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental.

Resolução Conama nº 494/2020 Estabelece, em caráter excepcional e temporário, nos casos de licenciamento ambiental, a possibilidade de realização de audiência pública de forma remota, por meio da Rede Mundial de Computadores, durante o período da pandemia do Novo Coronavírus (COVID-19).

Resolução Conama nº 01/1986 - Define as situações e estabelece os requisitos e condições para desenvolvimento de Estudo de Impacto Ambiental – EIA e respectivo Relatório de Impacto Ambiental – RIMA.

Resolução Conama nº 09/1987 - Dispõe sobre a realização de Audiências Públicas no processo de licenciamento ambiental.

Resolução CONSEMA nº 02/2004 - Dispõe sobre o licenciamento ambiental dos empreendimentos de carcinicultura na zona costeira e demais áreas propícias no território do Estado do Maranhão.

Resolução CONSEMA nº 98/2017 - Aprova, nos termos do inciso XIII, do art. 12, da Lei nº 14.675, de 13 de abril de 2009, a listagem das atividades sujeitas ao licenciamento ambiental, define os estudos ambientais necessários e estabelece outras providências.

Sánchez, L.H. (2013). Avaliação de Impacto Ambiental: conceitos e métodos. 2ª edição. São Paulo: Oficina de Textos.

Sánchez, L.H. (2020). Avaliação de Impacto Ambiental: conceitos e métodos. 3ª edição atual e aprimorada. São Paulo: Oficina de Textos.

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

Presidente

Eberaldo de Almeida Neto

Diretora Executiva Corporativa

Cristina Pinho

Diretor Executivo de E&P

Flávio Vianna

Gerência Executiva de SMS e Operações

Carlos Henrique Abreu Mendes

Anderson Cantarino

Maria Augusta Nogueira

Carolina Mendes Coimbra

Juliana Barbosa

Gerência Executiva de Política Industrial

Pedro Alem

Joice Peixoto

Nathalia Baltazar

Comitê de SMS

Coordenadora: Daniele Lomba

Comitê de Águas Rasas e Atividades Terrestres

Coordenadora: Alice Alves Barcelos

Expediente:

Gerente de Comunicação e Relacionamento com Associados

Adriana Barbedo

Coordenação Editorial

Priscila Zamponi

Demy Gonçalves

Projeto Gráfico

Trama Criações de Arte

Banco de Imagens

IBP



IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

Av. Almirante Barroso, 52 – 21º e 26º andares – RJ – Tel.: (21) 2112-9000

