

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL

DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO
E GÁS NATURAL

2021



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente

RELATÓRIO ANUAL DE SEGURANÇA OPERACIONAL DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Superintendência de Segurança Operacional e
Meio Ambiente



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Rodolfo Henrique de Saboia

Diretores

Symone Christine de Santana Araújo (Diretoria I)

Cláudio Jorge Martins de Souza (Diretor substituto – Diretoria II)

Marina Abelha Ferreira (Diretora substituta – Diretoria III)

Luiz Henrique de Oliveira Bispo (Diretor substituto – Diretoria IV)

Superintendente de Segurança Operacional e Meio Ambiente

Raphael Neves Moura

Superintendente Adjunta de Segurança Operacional e Meio Ambiente em exercício

Nayara Nunes Ferreira

Elaboração

Alberto Rodamilans Freire de Carvalho
 Alexandre Maciel Kosmalski Costa
 André Lopes dos Santos
 Bruna Rocha Rodrigues
 Carolina Maia de Carvalho
 Daniella Christina Xavier de Oliveira
 Elson Meneses Correia
 Francisco José Marcelo Pereira
 Gabriela Roman Michalowski
 Jessica Barreto de Moraes
 Karen Alves de Souza
 Lívia Cartolano da Silva
 Luciano da Silva Pinto Teixeira
 Ludmyla Carolina Mariano Barbosa
 Marcos Vinícius de Paula Chaiben
 Michelle Maximiano Steenhagen
 Moisés Vieira Pinto
 Nilce Olivier Costa
 Rafael Augusto do Couto Albuquerque
 Rodrigo Ribeiro de Lucena
 Tiago Machado de Souza Jacques
 Thiago da Silva Ormonde
 Thiago da Silva Pires
 Vitor José Campos Bourbon

Revisão

Laís Palazzo Almada
 Luciene Ferreira Pedrosa
 Nayara Nunes Ferreira

Aprovação

Raphael Neves Moura

Rev.	Descrição	Elaborado	Revisado	Aprovado	Páginas alteradas
01	Alteração do gráfico 1, da tabela 4 e da tabela 7	EMC, RAA	LFP	RNM	9, 20, 31

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	1
1. PANDEMIA DE COVID-19 E SEUS DESDOBRAMENTOS NA SEGURANÇA OPERACIONAL	6
2. NÍVEL DE ATIVIDADE DA INDÚSTRIA DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO	9
2.1 EVOLUÇÃO DO NÍVEL DE ATIVIDADE	9
2.2 INÍCIO DE ATIVIDADES EM 2021	11
2.3 DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES.....	14
3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL.....	16
3.1 AUDITORIAS REGULARES E DE VERIFICAÇÃO DE NÃO CONFORMIDADES.....	21
3.2 AUDITORIA PARA VERIFICAÇÃO DE ATENDIMENTO ÀS RECOMENDAÇÕES DE INCIDENTES	22
3.3 AUDITORIAS DE CESSÃO DE DIREITOS	23
3.4 AUDITORIAS PRÉ-OPERACIONAIS	25
3.5 AUDITORIAS TEMÁTICAS	27
3.5.1 Sistema de contenção primária e sistema de alívio e despressurização	28
3.5.2 Sistema de detecção de fogo e gás	29
3.5.3 Gerenciamento de grandes emergências em poços.....	29
3.6 NÃO CONFORMIDADES CRÍTICAS E MEDIDAS CAUTELARES.....	30
4. ABORDAGENS INTEGRADAS PARA FOMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL	35
5. INFRAÇÕES	37
6. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS	39
6.1 INCIDENTES NAS ATIVIDADES MARÍTIMAS.....	39
6.2 INCIDENTES NAS ATIVIDADES TERRESTRES	46
6.3 LIÇÕES APRENDIDAS COM OS INCIDENTES OPERACIONAIS	49
6.3.1 Alertas de segurança e principais ocorrências	49
6.3.2 Falhas em risers.....	51
7. ARCABOUÇO REGULATÓRIO DE SEGURANÇA OPERACIONAL NA EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	53
8. SUSTENTABILIDADE E REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA	55
8.1 SUSTENTABILIDADE E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA.....	56
8.2 PUBLICIDADE ÀS EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA.....	57
8.3 COOPERAÇÃO PARA MITIGAÇÃO DAS EMISSÕES DE CO ₂	58
8.4 APRIMORAMENTO REGULATÓRIO.....	59
9. AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ÀS RODADAS DE LICITAÇÃO	59
10. LICENCIAMENTO AMBIENTAL E A DEVOLUÇÃO DE PRAZO OU SUSPENSÃO DE CONTRATOS	61
10.1 BACIAS SEDIMENTARES TERRESTRES.....	61
10.2 BACIAS SEDIMENTARES MARÍTIMAS	63

11. COOPERAÇÕES E PARCERIAS	66
11.1 <i>INTERNATIONAL REGULATORS FORUM (IRF)</i>	66
11.2 PSA.....	66
11.3 OURO NEGRO.....	68
11.4 OUTRAS PARCERIAS	69
12. CONCLUSÕES	70

RESUMO EXECUTIVO

No presente relatório são apresentados os resultados de segurança operacional e meio ambiente das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural para o ano de 2021, apurados pela Superintendência de Segurança Operacional e Meio Ambiente (SSM), em atendimento à atribuição disposta na Portaria ANP nº 265/2020, que estabelece o regimento interno da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

São detalhados, portanto, os resultados das fiscalizações regulares e da verificação de incidentes, no intuito de apresentar os indicadores de desempenho de segurança operacional e os resultados de ações de injeção relacionadas à indústria de E&P no Brasil. De forma complementar, são apresentadas informações sobre o arcabouço regulatório de segurança operacional, processo de cessão de direitos e descomissionamento de instalações.

No que se refere aos aspectos ambientais, são divulgados os resultados das atividades desenvolvidas em colaboração com os órgãos ambientais, com foco na realização das rodadas de licitação e na busca de soluções para aprimorar o processo de licenciamento e a conformidade ambiental das atividades de E&P. Em relação à sustentabilidade, são divulgadas informações sobre as emissões de gases de efeito estufa (GEE) provenientes das atividades desenvolvidas no âmbito dos contratos de partilha de produção, bem como as ações realizadas pela ANP para incentivar a mitigação e a redução das emissões por parte da indústria de E&P.

Assim como em 2020, a pandemia de Covid-19 demandou uma atuação diferenciada, tanto do setor de E&P quanto da SSM, na condução de suas atividades. Nesse sentido, a SSM manteve o acompanhamento das medidas tomadas pelos Operadores para mitigação da situação de contingência provocada pelo cenário pandêmico, de forma a garantir a segurança operacional das instalações.

Em relação ao nível de atividade em 2021, as operações marítimas foram responsáveis por cerca de 97% da produção de petróleo e 83% da produção de gás no Brasil, representando 75% das horas trabalhadas. Já as atividades terrestres, com 25% das horas trabalhadas, contribuíram com aproximadamente 3% da produção de petróleo e 17% da produção de gás. Evidencia-se, portanto, a intensidade das atividades terrestres em termos de mão-de-obra, ressaltando sua importância e potencial de impacto econômico e social, ao mesmo tempo em que a exposição humana a riscos industriais requer especial atenção.

Em 2021, foram realizadas pela SSM/ANP 48 ações de fiscalizações de segurança operacional de caráter preventivo. A abordagem de auditorias temáticas, com foco em elementos críticos de segurança, permaneceu e se concentrou no tema de barreiras dos cenários de incêndio e explosão. Especificamente, os sistemas de contenção primária; de alívio e depressurização; e de detecção de fogo e gás, foram objeto de escrutínio regulatório no ano.

Foram identificadas 295 não conformidades em sede de fiscalização, sendo 45 delas críticas, atingindo um nível de criticidade¹ de 15%, assim como em 2020, cujo valor foi o maior já observado. Parte das não conformidades críticas se relaciona a desvios em elementos críticos que já foram tema de auditorias específicas da ANP, como válvulas SDV e sistema de dilúvio. Há clara oportunidade de aprimoramento dos sistemas de gestão de segurança para incorporar lições aprendidas, incluindo os resultados de auditorias pretéritas, o que poderia melhorar os

¹ Nível de criticidade é a relação entre o nº de não conformidades críticas e o nº total de não conformidades emitidas.

índices supracitados, ou, ao menos, diminuir a criticidade das não conformidades constatadas em 2021.

Ressaltam-se os projetos colaborativos, realizados em conjunto com os agentes regulados e outras partes interessadas. Trata-se de abordagem regulatória focada em novas estratégias de desenvolvimento e aprimoramento dos aspectos de segurança das operações, dissociada do ambiente de fiscalização. O primeiro deles foi o LabTank, em virtude das recorrentes falhas em sistemas navais (em especial, de casco e tancagem) que resultaram em vazamentos maiores, e o segundo foi o Workshop de Auditoria Interna, visando aprimorar a qualidade das auditorias realizadas pelas empresas em suas unidades e sistemas de gestão. Ambos terão como resultado a elaboração de documento contendo procedimentos e melhores práticas para indústria, com recomendações para a otimização dos processos e o aumento da segurança operacional.

O ano de 2021 foi marcado pela redução do passivo de processos pendentes de julgamento de primeira instância, resultando na diminuição substancial do tempo entre a lavratura do auto de infração e a conclusão do processo sancionador. As multas de segurança operacional, aplicadas, a partir de 121 processos julgados em 1ª Instância, totalizaram R\$ 251.926.317,40. As multas recolhidas no período, por sua vez, totalizaram R\$ 144.573.502,57².

A transferência de ativos de E&P por meio de cessão de direitos e obrigações movimentou, de forma intensa, o mercado de óleo e gás em 2021, impulsionada, sobretudo, pela continuidade na venda de ativos pela Petrobras. Apesar de mencionado nos Relatórios Anuais de Segurança Operacional de 2019 e 2020, o tema continua merecendo atenção especial da ANP, em matéria de segurança operacional. As dificuldades identificadas nos relatórios anteriores, a exemplo da transferência tardia ou incompleta de informações essenciais para a gestão dos riscos operacionais, foram enfrentados com o aperfeiçoamento dos instrumentos orientativos, a exemplo do Manual de Procedimento de Cessão, e com os procedimentos de avaliação e fiscalização das instalações objeto de cessão. Também houve um maior rigor do ente regulador nas análises dos pedidos de cessão e no estabelecimento de condicionantes para o início das operações. Por outro lado, o avanço na gestão da segurança operacional ainda esbarra na necessidade de melhoria na fase de *due diligence*, para que as empresas adquirentes possam identificar e inventariar as reais condições das instalações e processos operacionais, de forma a identificar *gaps* e soluções para a continuidade operacional segura.

Na análise dos incidentes ocorridos em 2021, merece destaque o fato de não ter havido fatalidades em instalações *onshore* de E&P. Em instalações *offshore*, ocorreu uma fatalidade, em virtude de queda em altura, durante execução de atividade de inspeção e medição de espessura em tanque de carga. Ressalta-se que o trabalho em altura é regulado por norma específica (NR-35), e exclui-se das estatísticas as fatalidades por COVID-19, que serão tratadas em capítulo específico. Observou-se também um aumento nas taxas das três tipologias de incidentes relatadas para ANP relacionadas a incêndio em instalações *offshore*. A auditoria temática de barreiras dos cenários de incêndio e explosão identificou desvios que precisam ser tratados com urgência. Incidentes com falhas em *risers* também permaneceram ocorrendo com frequência relevante e precisam ser enfrentados. Deste modo, mais uma vez, ressalta-se que as lições aprendidas com incidentes precisam ser efetivamente incorporadas aos sistemas de gestão de segurança operacional dos Operadores. A ANP, entendendo que um dos principais objetivos da regulação, no âmbito da segurança operacional, é a disseminação de conhecimento, publicou sete

² Os Operadores fazem jus a desconto de 30% no valor da multa, caso renunciem ao direito de recorrer à 2ª Instância. O recolhimento também pode ocorrer, em alguns casos, somente no ano-calendário seguinte.

alertas de segurança, incluindo três relacionados a *risers* e, pela primeira vez, um relacionado a acidente em instalação *onshore*.

No âmbito da regulação, o ano de 2021 foi marcado pela publicação da Resolução ANP nº 851/2021, em substituição a Resolução ANP nº 37/2015, que dispõe sobre o procedimento de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P e estabelece os casos de concessão de prazo para os Operadores se adequarem aos regulamentos técnicos de segurança operacional. A nova norma pretende permitir maior destinação de recursos dos Operadores em atividades que tenham impacto direto na segurança operacional, ao eliminar obrigações de envio de documentos e planos de ação ao órgão regulador e, conseqüentemente, reduzir o custo regulatório para ambas as partes.

Em consonância com o cenário mundial de transição energética, a ANP iniciou o projeto “Indicadores de sustentabilidade e redução de emissões de gases de efeito estufa”. A partir da articulação com os diversos *stakeholders* da indústria de óleo e gás, pretende-se identificar oportunidades para o desenvolvimento regulatório, visando incentivar o uso de melhores práticas e, com isso, minimizar as emissões de gases de efeito estufa. Apesar do esforço realizado nos últimos anos, ainda é um desafio para o setor desenvolver ou atualizar suas diretrizes de projeto e aprimorar os processos corporativos de gerenciamento de projetos para que o risco relacionado às emissões seja considerado na tomada de decisão.

Em relação à avaliação ambiental prévia às rodadas de licitações, observa-se que os Estudos Ambientais de Áreas Sedimentares (EAAS) da bacia terrestre do Solimões³ e das bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe⁴, concluídos em 2020, ainda dependem de manifestação da Comissão Interministerial, a ser formada por representantes designados pelo MME e pelo MMA, para que suas respectivas Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS) sejam finalizadas. Por outro lado, de forma a dar continuidade à outorga de áreas, a ANP promoveu articulação com órgãos ambientais estaduais e federais visando à elaboração de manifestações conjuntas do MME e do MMA para oferta de 220 blocos exploratórios e 7 áreas com acumulações marginais no âmbito da Oferta Permanente, 199 blocos exploratórios no âmbito da 18ª Rodada de Licitação e 4 áreas no âmbito da 8ª Rodada de Partilha de Produção.

No que se refere aos contratos de concessão suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o ano de 2021 encerrou com oito contratos suspensos no ambiente *onshore*, sendo apenas um associado a dificuldades no licenciamento ambiental, e os demais em virtude de restrições ao fraturamento hidráulico em reservatórios não convencionais. Já no ambiente *offshore*, não houve alteração em relação ao ano anterior, finalizando com 35 contratos suspensos, sendo 40% deles localizados na bacia de Barreirinhas, situada em área de nova fronteira exploratória na Margem Equatorial.

Iniciativas para o aprimoramento do processo de licenciamento ambiental vêm sendo desenvolvidas, tais como o projeto “poço transparente”, com foco em projeto-piloto utilizando fraturamento hidráulico não convencional, e o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate), com o lançamento do Caderno de Boas Práticas para o licenciamento ambiental *onshore*. Com o objetivo de propor estratégias para aumentar a sinergia entre o planejamento da oferta de áreas para E&P e o

³ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-do-solimoes>

⁴ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-de-sergipe-alagoas-e-jacuipe>

Desafio #4: Estabelecimento das diretrizes de projeto e aprimoramento dos processos corporativos de gerenciamento de projetos, para que o risco de carbono passe a ser considerado na tomada de decisão.

Espera-se que seja dada ampla divulgação ao presente relatório, cujas lições e conhecimentos devem permear os agentes regulados e seus contratados, de forma a catalisar mudanças e promover melhorias nos índices de segurança operacional e sustentabilidade da indústria do petróleo e gás natural do Brasil.

1. PANDEMIA DE COVID-19 E SEUS DESDOBRAMENTOS NA SEGURANÇA OPERACIONAL

Com base no acompanhamento inicial dos impactos e desdobramentos da pandemia, em 20/04/2020, foi publicada a Resolução ANP nº 816/2020, que alterou temporariamente o arcabouço regulatório, estabelecendo procedimentos a serem adotados pelos agentes regulados durante o estado de emergência. A Resolução ANP nº 816/2020, alterada pela Resolução ANP nº 820/2020, teve vigência até 31/03/2021, quando foi substituída pela Resolução ANP nº 836/2020, a qual estabeleceu novos procedimentos para os Operadores de E&P.

No que se refere aos aspectos relacionados à segurança operacional das atividades de E&P *offshore*, permaneceu a necessidade de comunicar à ANP: (i) os casos de suspeita e de confirmação de Covid-19 e os casos de óbitos entre os trabalhadores que estiveram a bordo de instalações de E&P; (ii) os impactos gerados na segurança das operações e as medidas adotadas para conter a propagação da Covid-19; (iii) o quantitativo de *personnel on board* (POB) normal e reduzido; e (iv) os números da estrutura de resposta à emergência (EOR) normal e reduzido. Desta forma, a SSM manteve o acompanhamento das medidas tomadas pelos Operadores para mitigação da situação de contingência provocada pela pandemia de Covid-19, de forma a garantir a segurança operacional das instalações.

Ao longo de 2021, os dados foram coletados a partir de sistema informatizado desenvolvido pela SSM para esse fim. A SSM, utilizando-se de interfaces gráficas desenvolvidas internamente (painéis dinâmicos), consolidou as informações, disponibilizando-as em seu *site*⁹ (Figura 1), conferindo total transparência para a sociedade dos impactos da pandemia na manutenção das atividades petrolíferas *offshore*, e encaminhou-as para o Ministério de Minas e Energia (MME), para permitir o acompanhamento estratégico da pandemia a bordo das plataformas.

Do início do monitoramento, em abril de 2020, até 31/12/2021, 6.607 casos de Covid-19 foram confirmados (Figura 2), dentre os quais 4.597 profissionais acessaram instalações de perfuração e produção de petróleo e gás natural *offshore*, registrando-se 14 óbitos. Em 2021 ocorreram 11 óbitos por COVID-19, com maior concentração no primeiro semestre do ano, totalizando 9 casos.

A Figura 3 apresenta o acompanhamento do percentual de POB das instalações, informação que alerta para a necessidade de verificação, por parte da ANP, da suficiência, em termos de quantidade e de funções, da equipe de trabalhadores a bordo para manter as operações seguras.

⁹ Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNGI3YThhYzQtNDIwMi00OTE5LTg2OTktYTc2N2UyZWYwZDQzliwidCI6ljQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzIxMyJ9>

Casos de COVID confirmados

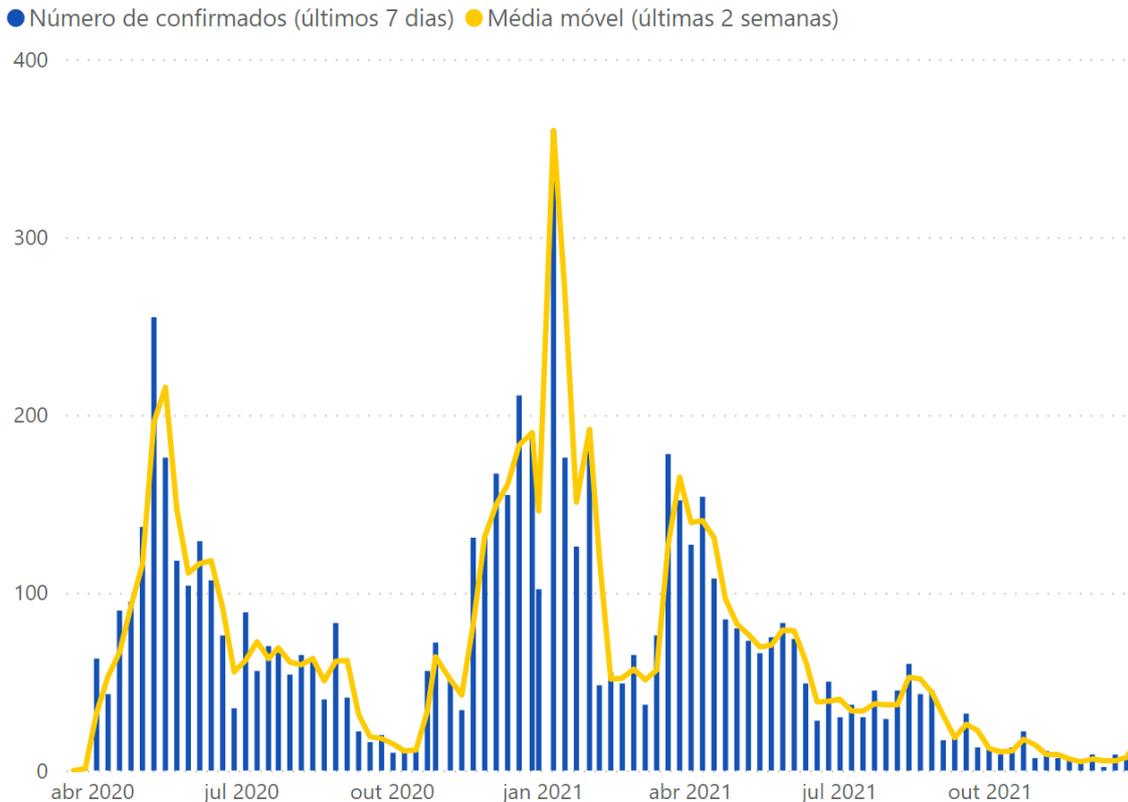


Figura 1 – Casos de Covid-19 confirmados em instalações offshore até 31/12/2021
 (Fonte: Painel dinâmico de dados de Covid de instalações de exploração e produção)

Casos de COVID confirmados acumulados

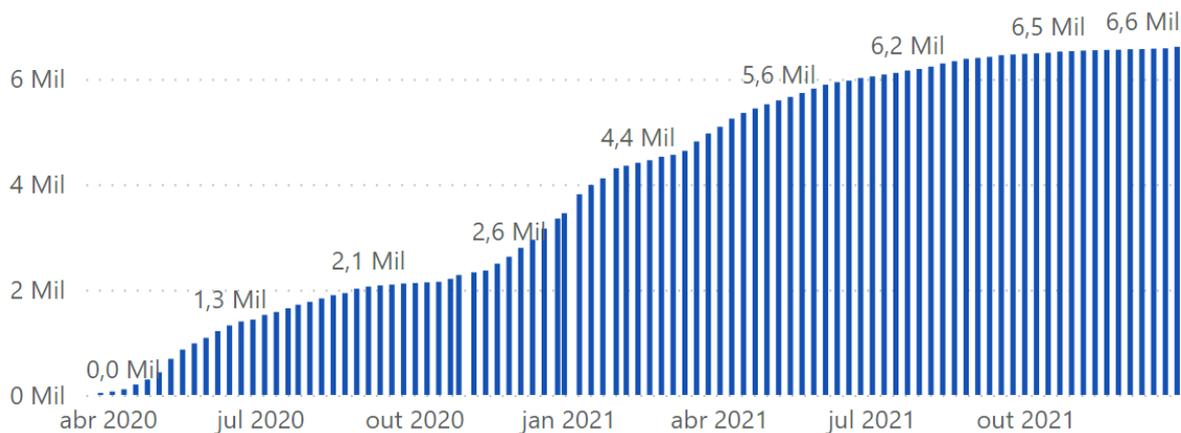


Figura 2 – Casos de Covid-19 acumulados em instalações offshore até 31/12/2021
 (Fonte: Painel dinâmico de dados de Covid de instalações de exploração e produção)

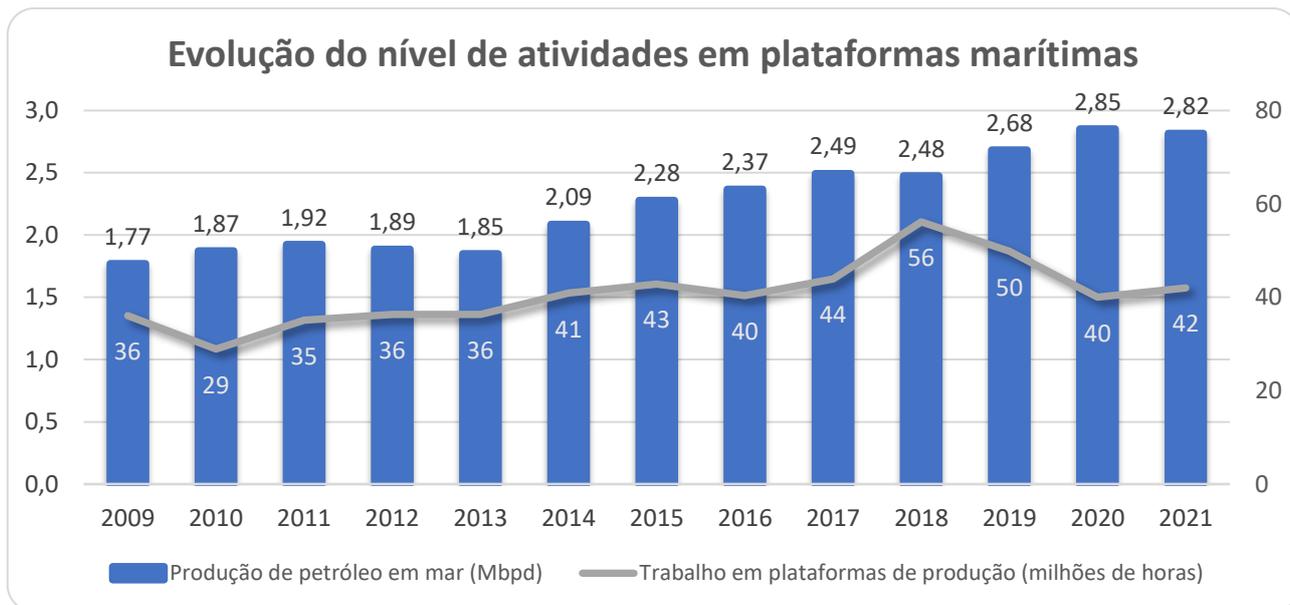


Gráfico 2 – Evolução do nível de atividades em plataformas marítimas desde 2009

(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores e de dados estatísticos da ANP)

O Gráfico 3 ratifica a tendência de declínio nas atividades terrestres observada desde 2012.

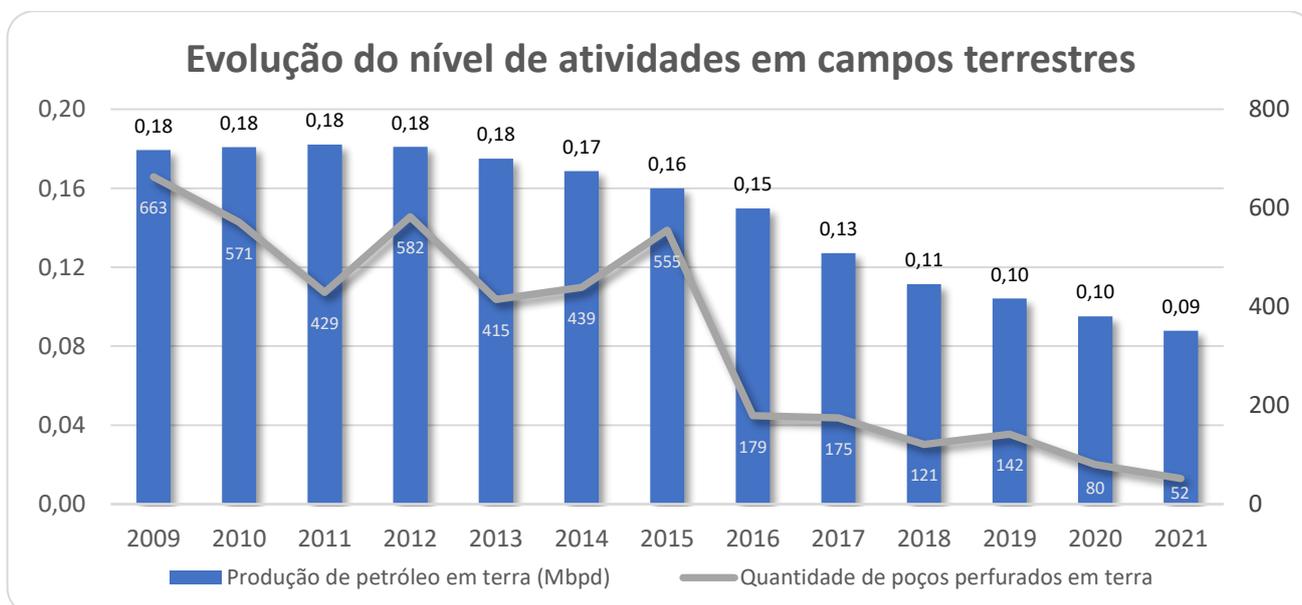


Gráfico 3 – Evolução do nível de atividades em campos terrestres desde 2009

(Fonte: Elaborado a partir dados estatísticos da ANP e do painel dinâmico de Dados Técnicos)

O Gráfico 4 apresenta o comparativo entre as atividades marítimas e terrestres realizadas em 2021. As atividades marítimas foram responsáveis por cerca de 97% da produção de petróleo, com 2,82 Mbpd, e 83% da produção de gás natural, com 40.537 milhões de m³. As horas trabalhadas em atividades marítimas representaram 75% do total, com 11% dos poços em produção no Brasil.

Por outro lado, apesar de as atividades terrestres contribuírem com apenas 3% da produção do petróleo nacional, verifica-se que se trata de atividade intensiva em mão-de-obra (25% do total), o que evidencia a importância econômica e social da atividade e, conseqüentemente, demanda atenção quanto à exposição humana aos riscos industriais.

Já a quantidade de poços perfurados em mar e terra foi bastante similar em 2021¹³.

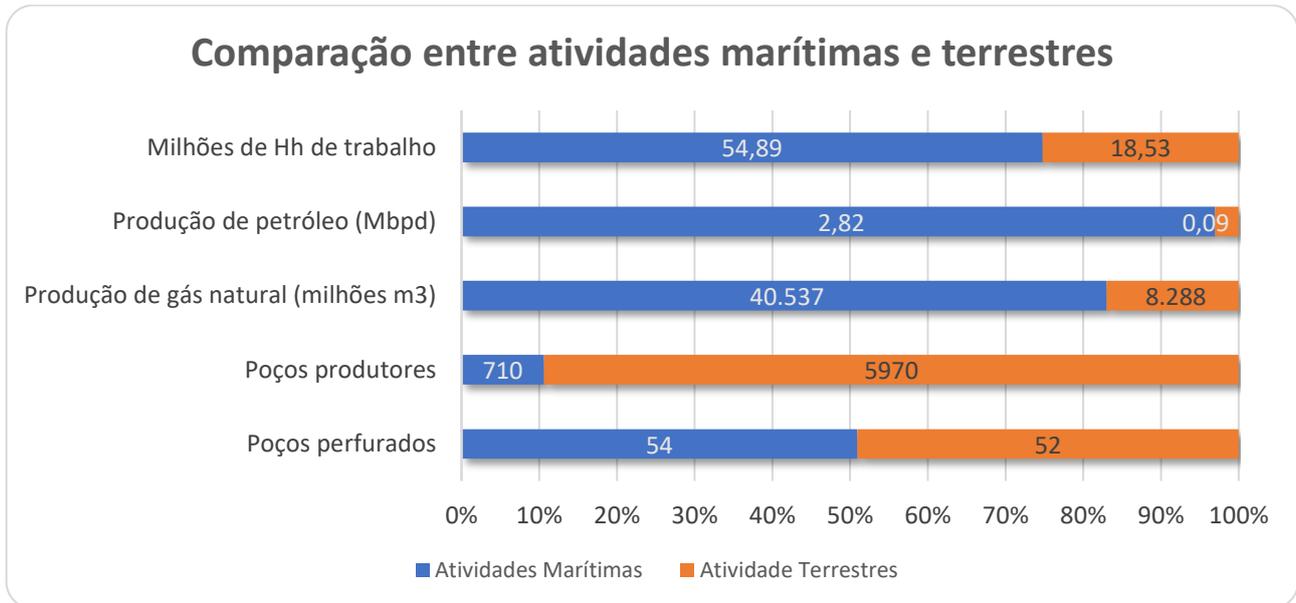


Gráfico 4 – Comparação entre atividades em instalações marítimas e terrestres em 2021

(Fonte: elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, de dados estatísticos da ANP e do painel dinâmico de Dados Técnicos)

2.2 Início de atividades em 2021

A publicação da aprovação da Documentação de Segurança Operacional (DSO) no Diário Oficial da União é o ato administrativo que indica, com relação à segurança operacional, a permissão para o início das atividades de instalações marítimas e campos terrestres, conforme o art. 3º, §5º da Resolução ANP nº 43/2007 e o art. 3º, §4º da Resolução ANP nº 2/2010.

Assim, em 2021, foram aprovadas 53 Documentações de Segurança Operacional (DSO), conforme Tabela 1. **Dessas aprovações, 40 (75%) foram em decorrência de processos de cessão de direitos e obrigações de contratos de E&P.** Destacam-se também: (i) a aprovação de DSOs das novas unidades marítimas de produção FPSO Carioca e Peregrino C; e (ii) a aprovação da sonda marítima Valaris Renaissance, que opera pela primeira vez no Brasil.

¹³ Os dados de produção e poços perfurados e produtores são provenientes dos anuários estatísticos, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico>. Ressalta-se que, quando da elaboração deste relatório, o Anuário Estatístico 2021 ainda não havia sido publicado.

Tabela 1 – DSOs aprovadas em 2021

	Tipo de instalação	Instalação/Campo	Operador do Contrato	Operador da Instalação
1	Campo terrestre	Cachoeirinha	Potiguar	Potiguar
2	Campo terrestre	Sabiá Bico-de-Osso	Potiguar	Potiguar
3	Campo terrestre	Sabiá da Mata	Potiguar	Potiguar
4	Campo terrestre	Asa Branca	Potiguar	Potiguar
5	Campo terrestre	Patativa	Potiguar	Potiguar
6	Campo terrestre	Norte de Fazenda Caruaçu	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
7	Campo terrestre	Remanso	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
8	Campo terrestre	Rio dos Ovos	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
9	Campo terrestre	Água Grande	3R Petroleum	3R Petroleum
10	Campo terrestre	Bonsucesso	3R Petroleum	3R Petroleum
11	Campo terrestre	Porto Carão	3R Petroleum	3R Petroleum
12	Campo terrestre	Sesmaria	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
13	Campo terrestre	Pojuca	3R Petroleum	3R Petroleum
14	Campo terrestre	Rio Pojuca	3R Petroleum	3R Petroleum
15	Campo terrestre	Cassarongongo	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
16	Campo terrestre	Fazenda Belém	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
17	Campo terrestre	Gomo	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
18	Campo terrestre	Salina Cristal	3R Petroleum	3R Petroleum
19	Campo terrestre	Sanhaçu	3R Petroleum	3R Petroleum
20	Campo terrestre	Mata de São João	Petrorecôncavo	Petrorecôncavo
21	Campo terrestre	Macau	3R Petroleum	3R Petroleum
22	Campo terrestre	Lagoa Aroeira	3R Petroleum	3R Petroleum
23	Campo terrestre	Fazenda Guindaste	Petrosynergy	Petrosynergy
24	Campo terrestre	Biriba	SPE Miranga S.A.	SPE Miranga S.A.
25	Campo terrestre	Jacuípe	SPE Miranga S.A.	SPE Miranga S.A.
26	Campo terrestre	Miranga	SPE Miranga S.A.	SPE Miranga S.A.
27	Campo terrestre	Miranga Norte	SPE Miranga S.A.	SPE Miranga S.A.
28	Campo terrestre	Riacho São Pedro	SPE Miranga S.A.	SPE Miranga S.A.
29	Campo terrestre	Itaparica	Newo Óleo e Gás	Newo Óleo e Gás
30	Campo terrestre	Tiriba	Slim Drilling	Slim Drilling
31	Campo terrestre	Rio Preto Oeste	Karavan Seacrest	Karavan Seacrest
32	Campo terrestre	Fazenda Queimadas	Karavan Seacrest	Karavan Seacrest
33	Campo terrestre	Fazenda São Jorge	Karavan Seacrest	Karavan Seacrest
34	Campo terrestre	Inhambu	Karavan Seacrest	Karavan Seacrest
35	Campo terrestre	São Mateus	Karavan Seacrest	Karavan Seacrest
36	Campo terrestre	Rio São Mateus	Karavan Seacrest	Karavan Seacrest
37	Plataforma de produção	FPSO Carioca	Petrobras	Modec
38	Plataforma de produção	Peregrino C	Equinor	Equinor
39	Plataforma de produção	Plataforma de Aratum 1	3R Petroleum	3R Petroleum
40	Plataforma de produção	Plataforma de Aratum 2	3R Petroleum	3R Petroleum
41	Plataforma de produção	Plataforma 65	Trident	Trident
42	Plataforma de produção	Plataforma de Pampo 1	Trident	Trident
43	Plataforma de produção	Plataforma 08	Trident	Trident
44	Plataforma de produção	Plataforma de Enchova	Trident	Trident
45	Plataforma de produção	FPSO Bravo	PetroRio	PetroRio

46	Sonda marítima	Atlantic Star	Petrobras	Constellation
47	Sonda marítima	Brava Star	Petrobras	Queiroz Galvão
48	Sonda marítima	Ocean Courage	Petrobras	Brasdrill
49	Sonda marítima	Atlantic Zephyr	PetroRio	PetroRio
50	Sonda marítima	Ocean Courage	Petrobras	Brasdrill
51	Sonda marítima	Valaris Renaissance	Total	Valaris
52	Sonda marítima	West Tellus	Shell	Seadrill
53	Sonda marítima	Norbe IX	Petrobras	Ocyan

Quanto às permissões para operação, destaca-se o ocorrido com a sonda Ocean Courage (SS-75), cuja DSO havia sido aprovada, inicialmente, em abril de 2021. No entanto, a aprovação dessa DSO foi revogada em junho do mesmo ano, antes do início da operação da sonda, em consequência de um acidente com helicóptero ocorrido no heliponto dessa instalação, quando ela estava em deslocamento para a locação onde operaria. Ainda que a sonda estivesse em situação pré-operacional na ocasião do acidente e que não houvesse falhas constatadas na DSO submetida, foi necessário que o Operador demonstrasse que as condições de integridade estrutural e de segurança operacional da instalação não foram prejudicadas pelo acidente para reaver sua permissão à operação do ativo. Assim, a permissão de início da operação ficou sujeita à aprovação de nova DSO, que foi realizada após verificação pela ANP dos fatores causais e das causas-raiz do incidente e da avaliação das consequências do evento à instalação.

Em outros dois casos, no ano de 2021, foram emitidas aprovações de DSO com escopo limitado, impondo-se restrições quanto às atividades permitidas nas instalações. Na análise da DSO da sonda Valaris Renaissance (DS-15), foi detectada a ausência de equipamento (secador de cascalho), o que resultou na permissão restrita apenas às atividades que não incluíssem a perfuração de zonas com hidrocarbonetos. Em seguida, após uma descrição mais detalhada dos fluidos de perfuração e do gerenciamento de resíduos realizado na instalação, a aprovação da DSO sem restrições dessa sonda foi publicada.

Já na DSO da sonda Atlantic Zephyr não foi comprovado o alinhamento do projeto do sistema de BOP (*blowout preventer*) da instalação com as melhores práticas da indústria. Ademais, as informações sobre as interfaces das linhas de suprimento de fluidos e cimento com a sonda não se mostraram suficientes. Por conseguinte, a DSO dessa instalação foi aprovada estritamente para a operação de substituição de equipamentos de fundo que compõem o sistema de elevação artificial BCS (bombeio centrífugo submerso), em poços não surgentes.

Em ambos os casos, destaca-se a obrigação contratual dos operadores de planejar, preparar, executar e controlar as operações de maneira diligente, eficiente e apropriada, de acordo com a legislação vigente e com as melhores práticas da indústria do petróleo, inclusive na observação de normas e procedimentos técnicos, científicos e de segurança pertinentes. Se não comprovada a adoção das melhores práticas vigentes na operação das instalações de E&P, a permissão à operação do ativo poderá ser restrita, negada ou revogada, sem prejuízo a outras providências da Agência previstas na legislação.

Para simplificação do trâmite de aprovação de DSO nos casos de cessão de direitos nos quais não há mudanças significativas à segurança operacional dos ativos cedidos, é possível ao novo Operador realizar o endosso da DSO submetida pela empresa cedente para a obtenção da permissão da ANP ao início de suas atividades. A ANP oferece instruções à submissão de DSO e

realização desse endosso no Manual de Procedimento de Cessão publicado no site da Agência, atualizado em novembro de 2021¹⁴.

Adicionalmente, para mitigar a possibilidade de erros na submissão da DSO e na realização do endosso, a ANP adotou a prática de incluir informações mais específicas diretamente nos processos de cessão de direitos. No entanto, ainda assim, dentre as DSOs desse tipo submetidas em 2021, foram constatados vários casos de envio de documentação incompleta ou desatualizada, decorrentes, em geral, de transferência deficiente de informações e documentos do cedente ao cessionário e de desatenção às instruções fornecidas. Essas falhas de envio da DSO ocasionam dispêndio adicional de recursos da ANP e dos agentes regulados, visto que requerem várias iterações e reiteradas submissões e análises da documentação, até que seja alcançada a aprovação da DSO, com potencial de provocar atrasos ao início das atividades.

Por fim, por meio do Painel Dinâmico de Documentação de Segurança Operacional de Instalações de E&P¹⁵, publicado no site da ANP, os agentes econômicos e o público em geral passaram a ter acesso a informações consolidadas sobre o processo de aprovação das DSO, organizadas de maneira intuitiva e de fácil navegação, conferindo maior transparência ao processo de aprovação dessa documentação. Nesse painel é possível realizar consultas de dados sobre cada instalação marítima ou campo terrestre, como número do processo, status de aprovação da DSO e características técnicas gerais do ativo, bem como acessar estatísticas atualizadas referentes às três categorias de ativos apresentadas no sistema: plataformas de produção, sondas marítimas e campos terrestres.

2.3 Descomissionamento de instalações

Durante o ano de 2021, foram aprovados oito Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs), sendo seis em campos marítimos e três em campos terrestres (Tabela 2), localizados em diversas bacias sedimentares, com predominância da bacia de Campos.

Tabela 2 – PDIs aprovados em 2021

	PDI	Campo	Bacia	Ambiente	Operador
1	Campo de Itaparica (PDI Executivo)	Itaparica	Recôncavo	Terrestre	Petrobras
2	Campo de Miranga Leste (PDI Executivo)	Miranga Leste	Recôncavo	Terrestre	Petrobras
3	Campo de Rio Ibiribas (PDI Executivo)	Rio Ibiribas	Espírito Santo	Terrestre	Petrobras
4	Campo de Siri (PDI Executivo)	Siri	Potiguar	Marítimo	Petrobras
5	FPSO Capixaba (PDI Executivo)	Jubarte	Campos	Marítimo	Petrobras
6	FPSO Polvo (PDI Executivo)	Polvo	Campos	Marítimo	PetroRio
7	Plataforma P-33 (PDI Conceitual)	Marlim	Campos	Marítimo	Petrobras
8	SPA-2 do Campo de Mero (PDI Conceitual)	Mero	Santos	Marítimo	Petrobras

¹⁴ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/arq-procedimento/manual-procedimento-cessao.pdf>

¹⁵ Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoia0GNiN2QwM2ltYTliMC00MTU2LThlMjltOGIwNjdiZDNmMzc2liwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzlxMyJ9>

À exceção do descomissionamento do Campo de Siri¹⁶, os demais PDIs marítimos foram aprovados no âmbito da Resolução ANP nº 817/2020 e trataram de descomissionamentos parciais de instalações, sem devolução integral do campo. Dois deles – FPSO Capixaba e P-33 – fazem parte de projetos de revitalização de campos de produção, como o Parque das Baleias e Marlim.

O processo de evolução regulatória do descomissionamento de instalações de E&P de petróleo e gás natural é contínuo e o aprendizado decorre do uso das regras atuais nos casos concretos. Ainda que existam pontos de melhoria, merece destaque a maior celeridade na aprovação dos PDIs e RDIs pela ANP, no ano de 2021, decorrente da padronização dos documentos exigidos pela Resolução ANP nº 817/2020. No IX Workshop de Segurança Operacional e Meio Ambiente da ANP (IX SOMA) foi realizada apresentação sobre a avaliação da Resolução ANP nº 817/2020 após um ano da sua aplicação¹⁷.

No contexto de aprimoramento e clareza da aplicabilidade das regras, no âmbito da ANP, foram elaborados os seguintes documentos: matriz de normas de descomissionamento¹⁸; orientações para elaboração de termo de compromisso de cessão de direitos¹⁹; nota técnica explicativa da regulamentação, aprovada pela Diretoria Colegiada por meio do Despacho Decisório nº 3/2021/SSM²⁰; e acordos de cooperação entre a ANP e órgãos técnicos nacionais e internacionais²¹, que resultaram em publicações relevantes para o mercado, como, por exemplo, o Caderno Descomissionamento *Offshore* no Brasil: Oportunidades, Desafios & Soluções (ANP e FGV)²².

Sobre o descomissionamento de instalações submarinas, da análise dos PDIs submetidos pelos Operadores em 2021, há predominância das propostas, a partir de análises multicritério como ferramenta de auxílio à tomada de decisão, que preveem o recolhimento integral dos *risers*, com a permanência *in situ* de parte das linhas flexíveis, umbilicais e dutos rígidos.

Contudo, verifica-se a necessidade de melhoria na elaboração das análises multicritérios, principalmente na definição dos parâmetros utilizados nos estudos comparativos. Deve ser considerada a introdução do uso de métodos de *screening* de alternativas, observando critérios

¹⁶ O Plano de Desativação do campo de Siri foi protocolado antes da publicação da Resolução ANP nº 817/2020 e trata do descomissionamento total das instalações, com devolução da área.

¹⁷ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/workshop-soma/ix-workshop-de-seguranca-operacional-e-meio-ambiente-soma>; e no YouTube: <https://www.youtube.com/watch?v=6-icRHDq2Zg>

¹⁸ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/di/matriz-de-normas-de-descomissionamento-e-desmantelamento.pdf>

¹⁹ Disponível em: <http://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/di/orientacoes-termo-de-compromisso.pdf>

²⁰ Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-817-2020-dispoe-sobreo-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural-a-inclusao-de-area-terrestre-sob-contrato-em-processo-de-licitacao-a-alienacao-e-a-reversao-de-bens-o-cumprimento-de-obrigacoes-remanescentes-a-devolucao-de-areae-da-outras-providencias?origin=instituicao&q=817/2020>

²¹ Destaca-se a parceria entre a ANP e o *International Regulatory Forum* (IRF) no *IRF Decommissioning Work Group*; a parceria entre a ANP e o *Petroleum Safety Authority* da Noruega; a participação em grupos de trabalho, como o Comitê SOBENA sobre Desmonte e Descomissionamento; e a participação no grupo de trabalho Interdisciplinar (GTI) para o projeto "Reciclagem Naval no Estado do Rio de Janeiro".

²² Disponíveis em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>

baseados em melhores práticas da indústria e utilizando métodos quantitativos capazes de reduzir a subjetividade das avaliações.

Percebe-se maiores desafios na avaliação de critérios dependentes das condições ambientais e das condições reais das instalações (condições estruturais, trechos de dutos enterrados, trechos em balanço *etc.*). O maior uso de métodos quantitativos na avaliação desses critérios com forte natureza probabilística pode reduzir a subjetividade das análises e evitar a dominância dos critérios determinísticos, como o critério econômico, sobre todos os demais. Dessa forma, há oportunidade de melhorias significativas nas informações a serem apresentadas nos próximos PDIs, no que se refere à elaboração de estudos de comparação das alternativas de descomissionamento.

Um outro objetivo da ANP é o aprimoramento do regime regulatório, conferindo ainda maior clareza às regras, atribuições, prazos e procedimentos adotados por cada um dos órgãos envolvidos. Nesse sentido, a publicação de uma matriz de competências que abranja a ANP, a Marinha e o Ibama contribuirá para o alcance desse objetivo. Tal publicação está programada para ocorrer em 2022.

Além da aprovação dos PDIs, foram analisados pela SSM quatro Relatórios de Descomissionamento de Instalações (RDIs). Nesses casos, foram parte dos procedimentos para rescisão contratual, já que antecederam as devoluções das áreas dos campos (Tabela 3).

Tabela 3 – RDIs aprovados em 2021

	RDI	Campo	Bacia	Ambiente	Operador
1	Campo de Lagoa Pacas	Lagoa Pacas	Sergipe-Alagoas	Terrestre	Petrosynergy
2	Campo de Lagoa do Doutor	Lagoa do Doutor	Espírito Santo	Terrestre	Vipetro Petróleo
3	Campo de São Manoel	São Manoel	Potiguar	Terrestre	Arclima Engenharia
4	Campo de Sul de Sapinhoá	Sul de Sapinhoá	Santos	Marítimo	Petrobras

3. AUDITORIAS DE SEGURANÇA OPERACIONAL

A fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P no Brasil, que possui foco preventivo, é executada por meio de auditorias, que verificam a conformidade aos respectivos regulamentos técnicos²³ afetos às instalações e ambientes nos quais se inserem (Figura 4).

²³ Resolução ANP nº 43/2007, que institui o regime de segurança operacional e o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO), aplicável às instalações marítimas de perfuração e produção de petróleo e gás natural;

Resolução ANP nº 02/2010, que amplia a aplicação do SGSO em atividades terrestres para empresas que possuem atividades marítimas e estabelece o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade (SGI) estrutural das instalações terrestres de produção de petróleo e gás natural;

Resolução ANP nº 06/2011, que estabelece o Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT) para a movimentação de petróleo, derivados e gás natural;

Resolução ANP nº 41/2015, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional de sistemas submarinos (SGSS); e

Resolução ANP nº 46/2016, que estabelece o regulamento técnico do sistema de gerenciamento da segurança operacional da integridade de poços (SGIP).

Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/servicos/legislacao-da-anp>

Arcabouço regulatório de segurança operacional



Resoluções complementares

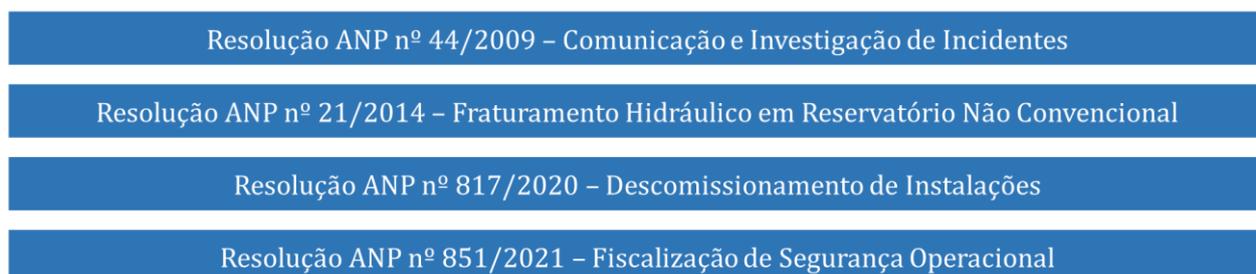


Figura 4 – Arcabouço regulatório de segurança operacional para as atividades de E&P

Em 2021, foram realizadas 48 ações de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P (Gráfico 5)²⁴.

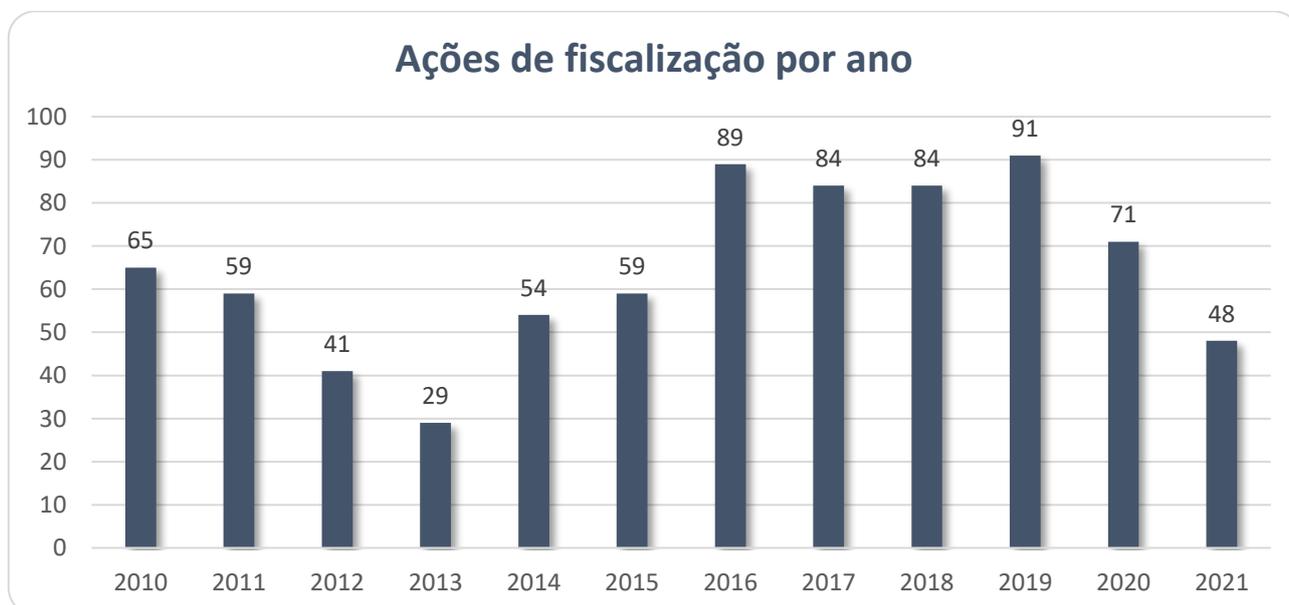


Gráfico 5 – Quantidade de ações de fiscalização por ano

(Fonte: SSM)

²⁴ Ressalta-se que em uma mesma ação de fiscalização podem ser verificadas mais de uma instalação (ex.: poços e instalações de um campo terrestre), ou seja, o número de instalações auditadas pode superar o quantitativo de ações de fiscalização.

Ainda em decorrência da pandemia de Covid-19, as auditorias continuaram sendo realizadas com o escopo de fiscalização limitado e definido em cinco grupos: (i) regulares e de verificação de não conformidades; (ii) verificação de atendimento às recomendações de incidentes; (iii) cessão de direitos; (iv) pré-operacionais; e (v) temáticas. As principais questões identificadas em relação a esses grupos serão detalhadas nos subitens a seguir.

Destaca-se que, as auditorias remotas apresentem limitações naturais, impostas pela ausência dos fiscais nas instalações, esse modelo adiciona importante opção de supervisão regulatória, a ser aprimorada e aplicada no contexto “pós-pandemia”.

A Tabela 4 apresenta o resumo das informações relacionadas às auditorias realizadas em 2021, destacando as executadas em plataformas, sondas e campos terrestres. Ressalta-se que uma única ação de fiscalização ou auditoria pode englobar múltiplas instalações/ativos.

Tabela 4 – Resumo de auditorias em 2021

48 auditorias de segurança operacional em 2021				
Auditorias offshore		Auditorias onshore		
39		9		
Auditorias em plataformas de produção marítimas				
Em 2021 foram realizadas 27 auditorias em plataformas de produção marítimas, englobando 65 instalações .				
Distribuição por Operador do Contrato				
	Operador do Contrato	Instalações em 2021	Instalações auditadas em 2021	Taxa de cobertura do operador
1	Enauta	1	0	0%
2	Equinor	4	0	0%
3	Karoon	1	0	0%
4	Perenco	8	8	100%
5	Petrobras	127	54	43%
6	PetroRio	4	1	25%
7	Shell	2	1	50%
8	SPE 3R Petroleum	2	0	0%
9	Total	1	0	0%
10	Trident	4	1	25%
	Quantitativo total	154	65	42%
Distribuição por Operador da Instalação				
	Operador da Instalação	Instalações em 2021	Instalações auditadas em 2021	Taxa de cobertura do operador
1	BW	1	0	0%
2	Equinor	4	0	0%
3	Modec	12	6	50%
4	OOG TKP	2	0	0%
5	Perenco	8	8	100%
6	Petrobras	109	44	40%
7	PetroRio	3	1	33%
8	Saipem	1	1	100%
9	SBM	7	4	57%
10	SPE 3R Petroleum	2	0	0%
11	Altera Infrastructure	1	0	0%
12	Trident	4	1	25%
	Quantitativo total	154	65	42%
OBS: Os números incluem: (i) unidade descomissionada em 2021: FPSO Polvo; (ii) unidade desativada em 2021: NT-Lindoia; (iii) unidade auditada antes do início da operação: FPSO Guanabara.				

Auditorias em sondas marítimas

Em 2021 foram realizadas **4 auditorias** em sondas marítimas, englobando **4 instalações**.

Distribuição por Operador do Contrato

	Operador do Contrato	Instalações em 2021	Instalações auditadas em 2021	Taxa de cobertura do operador
1	Equinor	2	0	0%
2	ExxonMobil	1	0	0%
3	Perenco	1	0	0%
4	Petrobras	24	3	12,5%
5	PetroRio	2	0	0%
6	Shell	1	1	100%
7	Total	1	0	0%
	Quantitativo total	31*	4	13%

(*) A unidade West Tellus operou em 2021 para Petrobras e Shell

Distribuição por Operador da Instalação

	Operador da Instalação	Instalações em 2021	Instalações auditadas em 2021	Taxa de cobertura do operador
1	Brasdrill	1	0	0%
2	Constellation	7	1	14%
3	Equinor*	2	0	0%
4	Etesco	1	0	0%
5	Helix	2	0	0%
6	Ocyan	5	1	20%
7	Perenco*	1	0	0%
8	Petrobras*	2	0	0%
9	PetroRio*	2	0	0%
10	Petroserv (Ventura)	2	0	0%
11	Seadrill	2	1	0%
12	Transocean	3	1	33%
13	Valaris (EnSCO)	1	0	0%
	Quantitativo total	31	4	13%

(*) Inclui sondas em unidades fixas de produção

Auditorias em campos terrestres

Em 2021 foram realizadas **9 auditorias** em campos terrestres, englobando **54 campos**.

Distribuição por Operador do Contrato e por Operador da Instalação

	Operador do Contrato	Campos em 2021	Campos auditados em 2021	Taxa de cobertura do operador
1	Alvopetro	2	0	0%
2	Duna Energia	2	0	0%
3	Energizzi	1	0	0%
4	Eneva	6	0	0%
5	Imetame	6	6	100%
6	Karavan Seacrest	6	0	0%
7	Maha	2	1	50%
8	Newo	1	0	0%
9	Nova Petróleo	3	0	0%
10	Origem Energia	4	0	0%
11	Partex	1	0	0%
12	Petroborn	1	0	0%
13	Petrobras	85	21	25%
14	Petrom	1	0	0%
15	Petrorecôncavo	11	0	0%
16	Petrosynergy	9	1	11%
17	Phoenix	1	0	0%
18	Potiguar	25	25	100%
19	Recôncavo	1	0	0%
20	Slim Drilling	1	0	0%
21	SPE Miranga	5	0	0%
22	Vipetro	1	0	0%
	Quantitativo total	175	54	31%

OBS: Em 2021, não houve diferença entre os Operadores de Contrato e os Operadores de Instalação.

3.1 Auditorias regulares e de verificação de não conformidades

As auditorias denominadas como regulares são aquelas executadas para verificar a implementação das práticas de gestão de determinado regulamento técnico de segurança operacional, porém, sem um foco pré-determinado. Já as auditorias para verificação de não conformidades buscam realizar o *follow-up* (acompanhamento de ações) das não conformidades emitidas em uma ação de fiscalização anterior.

O resultado desse tipo de auditoria, com foco no regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional (SGSO) em instalações de produção *offshore*, demonstra que desvios identificados em ações pretéritas ainda são recorrentes. Essa constatação induz a concluir que a abrangência dos desvios identificados, realizada pelos Operadores em suas instalações, não foi eficaz, demonstrando que questões relacionadas a sistemas críticos ainda precisam ser superadas.

Como poderá ser observado no item 3.5, desvios semelhantes aos verificados durante as auditorias temáticas sobre válvulas SDV (*shutdown valve*) e sistema de dilúvio, realizadas em 2019 e 2020, ainda consistem nas principais razões para emissão de não conformidades críticas. Somado a isso, conforme item 6.1, as taxas de incidentes relacionados a incêndio aumentaram em 2021.

No que se refere às auditorias que tiveram como foco o regulamento técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade de Poços (SGIP) em unidades de perfuração marítimas, observou-se falhas relativas a poços na condição de abandono temporário que estavam sem qualquer monitoramento por período superior a 3 anos. Trata-se de desvio recorrente, que eleva os riscos das operações em poços, tratado, inclusive, no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020.

Assim, o conhecimento e a mitigação de riscos relacionados à integridade de poços sob condição de abandono temporário ainda requerem atenção da indústria e precisarão ser enfatizados nas ações de fiscalização futuras, dada a ausência de monitoramento após 3 anos da parada da produção, conforme exigência do regulamento técnico do SGIP. Durante essas auditorias, também foram constatados: (i) ausência de tratativas para as ações recomendadas em auditorias interna de integridade de poços; (ii) falta de avaliação adequada de riscos e ações mitigadoras quando há elementos de barreiras compartilhados; e (iii) falhas na gestão documental de integridade de poços.

Verifica-se, portanto, a falta de implementação de processo robusto de melhoria contínua por parte dos Operadores, em deficiência já amplamente diagnosticada pela Agência e que possui implicações de segurança operacional e ambientais. É responsabilidade dos Operadores solucionar a questão, que será objeto de intenso escrutínio da ANP.

Desta forma, considera-se que o **Desafio #3** do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020 – *“Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo”* – ainda precisa ser superado.

3.2 Auditoria para verificação de atendimento às recomendações de incidentes

Em 2021 foi realizada auditoria, no âmbito da Operação Ouro Negro e a partir de demanda do Ministério Público Federal – Procuradoria da República no Município de São Pedro da Aldeia, para verificar se a Petrobras estava implementando de forma adequada as recomendações provenientes da investigação do incidente ocorrido na P-53, em 2019²⁵. Trata-se de incidente com descarga de 122 m³ de óleo que atingiu a costa da Região dos Lagos, no Rio de Janeiro.

A investigação da Petrobras realizada à época concluiu que houve um descontrole de processo na plataforma P-53, relacionado: (i) à integridade do medidor de interface água/óleo do separador; (ii) ao procedimento de monitoramento da qualidade da água descartada; (iii) à gestão da mudança do controle operacional de interface; e (iv) à identificação de riscos. Já a comissão de investigação liderada pela ANP, e com participação do Ibama, identificou fator

²⁵ Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/arquivos-relatorios-de-investigacao-de-incidentes/plataforma-p-53/relatorio-p-53_final.pdf

causal e causas raiz não apontadas pela Petrobras na investigação própria, referentes: (v) a ações de resposta a emergência que poderiam ter evitado o toque de óleo na costa; (vi) à responsabilidade gerencial; e (vii) à gestão de integridade dos equipamentos de separação do óleo, especificamente o medidor de nível do separador trifásico e o medidor *online* de teor de óleo e graxas (TOG). A partir dessas constatações, o relatório de investigação apresentou uma série de recomendações visando evitar a recorrência desta tipologia de incidente.

Como resultado da ação de fiscalização, verificou-se que os prazos estabelecidos para atendimento a recomendações da investigação do incidente eram excessivamente longos, o que indica, de forma mais pragmática, falha na realização de ações corretivas ou preventivas. Além disso, identificou-se outras falhas que reforçam a dificuldade de se estabelecer prazos adequados ao risco, tais como: elementos críticos em falha que ficaram tempo excessivo sem nenhuma providência, embora detectada a falha; gestão de mudanças baseadas em análise de riscos simplória, com ações mitigadoras inócuas, sem evidências de cancelamento ou correção da respectiva gestão de mudança; e falhas na gestão da integridade dos equipamentos da instalação, com destaque para a pouca disponibilidade de sensores portáteis de gás, por estar a maioria fora de operação.

Observa-se, portanto, uma significativa quantidade de evidências que se relacionavam ao escasso provimento de recursos, levando à identificação de não conformidade grave na prática de gestão nº 1 – Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade, do SSGO. Desta forma, considera-se que o **Desafio #3** do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020 – *“Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo”* – ainda precisa ser superado.

3.3 Auditorias de cessão de direitos

As auditorias nas cessões de direitos são realizadas, idealmente, antes da concretização da cessão (*closing*). Além de verificar a conformidade do atendimento aos regulamentos técnicos pelo atual Operador do Contrato (cedente), esta tipologia de auditoria também avalia a passagem de informações técnicas entre o cedente e o cessionário (por exemplo, histórico de manutenções, recomendações técnicas em aberto e gestões de mudança) e como o novo Operador (cessionário) está se preparando para assumir o ativo.

Na sistemática adotada em 2021, a partir de solicitação da ANP, o cedente produzia um diagnóstico sobre as barreiras de segurança, com participação do cessionário, e viabilizava um *workshop* com a participação de cedente e cessionário para sua apresentação. Em seguida, era realizada pela ANP a auditoria para verificação do sistema de gestão do cedente. Em todas as ações de fiscalização foi requerida a participação do cessionário, visando a transparência e transferência de informações. Ao final do processo de auditoria, os resultados e as conclusões foram encaminhados tanto para o cedente quanto para o cessionário. Tal sistemática visa proporcionar a continuidade segura das operações a partir da assunção de novos operadores.

A Tabela 5 apresenta as ações de fiscalização realizadas pela SSM em 2021 no âmbito dos processos de cessão de direitos que implicarão em mudança de operador na etapa de produção. Embora a ANP reconheça os resultados positivos deste tipo de ação, não há obrigatoriedade de realização de auditorias pela Agência para todos os casos de cessão, uma vez que a execução de fiscalização segue os critérios de priorização da SSM. É importante ressaltar que a auditoria da

ANP não deve ser interpretada como substitutiva de uma atividade de *due dilligence* do cessionário para aquisição do ativo.

Tabela 5 – Ações de fiscalização realizadas em 2021 no âmbito do processo de cessão de direitos

Contratos	Ambiente	Cedente	Cessionária
Polo Pescada Plataforma de Arabaiana 1; Plataforma de Pescada 1a; Plataforma de Pescada 1b; Plataforma de Pescada 2	Mar	Petrobras	3R Petroleum
Polo Miranga Apraiús; Biriba; Fazenda Onça; Jacuípe; Miranga; Miranga Norte; Riacho São Pedro; Rio Pipiri; Sussuarana	Terra	Petrobras	SPE Miranga S.A.
Polo Peroá Peroá; Cangoá	Mar	Petrobras	3R Petroleum Offshore S.A.
Polo Alagoas Anambé; Arapaçu; Furado; Paru; Pilar; São Miguel dos Campos	Terra	Petrobras	Origem Energia Alagoas S.A.

Como resultado das ações realizadas em 2020 e 2021, verificou-se que a indústria vem buscando aprimorar o processo de cessão de direitos, com a transferência dos dados e das informações técnicas de forma antecipada, permitindo ao cessionário conhecer melhor o risco das instalações que está adquirindo e a sua real condição operacional.

Em novembro de 2021, foi publicada a última revisão do Manual de Procedimento de Cessão²⁶, que apresenta um texto mais didático e consolida as experiências adquiridas nos últimos anos. Para a revisão das instruções referentes à segurança operacional e meio ambiente, a SSM coletou subsídios a partir de: (i) discussões com a indústria sobre a experiência nacional na cessão de direitos; (ii) lições aprendidas com as ações de fiscalização de segurança operacional que ocorreram previamente à conclusão da cessão de direitos; e (iii) pesquisa de casos internacionais^{27,28,29} que envolvessem questões de segurança operacional relacionadas à transferência de operações e de ativos antigos, marítimos e terrestres.

Ainda no contexto de orientação da indústria visando a implementação de um modelo de gestão mais seguro, em 2021, a SSM participou dos fóruns da Mesa Reate e do Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar), contribuindo com as discussões relacionadas ao processo de cessão de direitos. No IX SOMA, também foi realizada

²⁶ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/cessao-de-contratos/arq-procedimento/manual-procedimento-cessao.pdf>

²⁷ Disponível em: <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/independent-review-into-the-circumstances-leading-to-the-administration-and-liquidation-of-northern-oil-and-gas-australia-noga>

²⁸ Disponível em: <https://www.energysafetycanada.com/Attachments/DownloadResource?attachmentGuid=3c887b9b-8457-489b-a836-465c5cdce26d&open=True>

²⁹ Disponível em: <https://petroskills.com/brownfieldwebinar>

apresentação com os principais desvios identificados pela ANP quanto à segurança operacional nesse processo de transferência de ativos³⁰.

A partir de uma avaliação dos resultados das auditorias, destacam-se três lições aprendidas que devem ser internalizados pelos cessionários:

1ª lição: conhecer os perigos e os riscos das instalações, condição essencial que permitirá ao cessionário endossar ou protocolar uma Documentação de Segurança Operacional (DSO), bem como auxiliar no dimensionamento da força de trabalho e nas medidas de controle do risco. Esta condição somente é possível após o acesso à toda documentação de segurança operacional e meio ambiente dos ativos da cedente pela cessionária.

2ª lição: garantir a efetividade das barreiras identificadas nos estudos de riscos e procedimentos do cessionário, adotando as medidas necessárias para manter o risco controlado e eliminando ou reduzindo ao máximo os riscos de perdas de contenção. O cessionário deve ser capaz de identificar os desvios e de fazer o devido endereçamento para os seus tratamentos, que envolvem imediato contingenciamento (para o caso de desvios críticos), correção ou estabelecimento de medidas preventivas.

3ª lição: conhecer todos os elementos críticos de segurança operacional contingenciados, bem como realizar uma análise crítica dos contingenciamentos e restaurar a condição original de projeto do elemento crítico, sanando a degradação. Como resultado dessa análise crítica e, em casos excepcionais em que não for restaurada a condição de projeto do elemento crítico, deve-se garantir que as medidas de controle de risco estejam adequadas para que o risco esteja na zona ALARP (*as low as reasonably practicable*), até que seja possível o reestabelecimento completo do elemento crítico.

As conclusões apresentadas no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020, quanto à designação antecipada de pessoa responsável para implementar o SGSO e a realização de um diagnóstico (*due diligence*) que identifique e avalie os riscos, permanecem válidas.

Por fim, a contratação de novas unidades para construção e intervenção em poços por parte dos novos Operadores requer uma avaliação quanto à adequação ao gerenciamento de integridade nas etapas do ciclo de vida com presença de sonda. Portanto, atenção deve ser dada às auditorias de comissionamento realizadas previamente ao início das operações, à integração entre os sistemas de gestão Operador-Contratada (documentação de interface – *bridging document*), ao treinamento da força de trabalho e ao alinhamento dos requisitos de contratação com as melhores práticas da indústria.

3.4 Auditorias pré-operacionais

Em 2021, foram realizadas duas auditorias pré-operacionais: no FPSO Carioca e no FPSO Guanabara. A Modec é a Operadora das instalações e a Petrobras é a Operadora dos contratos. Em virtude do recrudescimento da pandemia de Covid-19 não foi possível realizar o deslocamento, e as auditorias pré-operacionais foram realizadas remotamente.

Achados de auditorias pré-operacionais podem ser considerados:

³⁰ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/workshop-soma/ix-workshop-de-seguranca-operacional-e-meio-ambiente-soma>; e no YouTube: <https://www.youtube.com/watch?v=6-icRHDq2Zg>

- Condicionantes: quando a ação pendente de realização está sendo corretamente gerida pelo sistema de gestão, mas há uma situação que deve ser solucionada antes do início das operações. Uma condicionante não consiste em uma não conformidade.
- Não conformidades: quando é identificado desvio em relação aos requisitos regulatórios.

Em decorrência da auditoria no FPSO Carioca, foram emitidas seis não conformidades graves, cinco moderadas e duas leves, além de 28 condicionantes.

Merecem destaque as discussões acerca do teste de desempenho do sistema de combate a incêndio por CO₂. Durante verificação de atendimento das condicionantes, dentre elas os testes de desempenho dos sistemas críticos, foi identificado que o Operador não havia realizado o teste com o acionamento do sistema e verificação da concentração de CO₂ nos ambientes, conforme exigência da norma NFPA-12. Embora a classificadora tivesse aceitado não realizar os testes, concedendo um *wavier* após solicitação do Operador, tal conduta operacional não se enquadra no arcabouço regulatório brasileiro. Os planos e procedimentos para testes que visam à integridade de Sistemas Críticos de Segurança Operacional precisam, necessariamente, estar alinhados com as normas, padrões e boas práticas de engenharia (item 13.2.1 do regulamento técnico do SGSO – Resolução ANP nº 43/2007).

O teste foi realizado após determinação da ANP. Em decorrência, foram constatados desvios relevantes, entre eles, falha na aplicação de critério de projeto (adoção do critério de *design* para a praça de máquinas, ao invés do critério para o compartimento de quadros elétricos e para o compartimento do *variable frequency driver* – *VFD Room*). Outro desvio foi em relação ao desempenho do sistema, dado que não foi atendida a concentração de CO₂ requerida após dois minutos de acionamento.

Desta maneira, ratifica-se a necessidade de teste de desempenho efetivo dos sistemas, especialmente dos sistemas críticos. Situação similar já havia sido comunicada aos Operadores quanto à medição de vazão durante os testes de dilúvio, quando foram constatados casos em que os testes sem medição de vazão não eram capazes de identificar o baixo desempenho do sistema.

Quanto à auditoria pré-operacional do FPSO Guanabara, foram emitidas dez não conformidades graves e três não conformidades moderadas. Além disso, foram emitidas 29 condicionantes para o início das operações.

Em virtude de atrasos na construção, a ação de fiscalização foi realizada ainda em estágio prematuro de construção e comissionamento, impossibilitando a verificação de alguns sistemas críticos, o que foi contornado com a determinação da ANP para realização de auditoria interna (ou de terceira parte) nesses sistemas.

Dessa forma, como medida de aprimoramento de suas ações, a ANP passará a acompanhar o estágio de construção da plataforma e, quando necessário, realizar a reprogramação da auditoria pré-operacional, programando-a para execução, idealmente, 30 dias antes da saída do estaleiro. Ressalta-se, ainda, que a atividade pré-operacional é complexa, e que o Operador deverá encaminhar as evidências de atendimento de todas as condicionantes e não conformidades 30 dias antes do primeiro óleo. O não envio das evidências dentro do prazo legal, em especial das condicionantes, pode vir a causar atrasos no início das operações.

3.5 Auditorias temáticas

As auditorias temáticas decorrem da identificação de desvios que se repetem sistematicamente nas instalações de diferentes Operadores. Sua abordagem envolve, durante uma única ação, a avaliação de um tópico de gerenciamento de segurança operacional em diversas instalações de um mesmo detentor de direitos de E&P. Trata-se, portanto, de ação de grande alcance, para a melhoria da gestão de segurança operacional na indústria. Elas são precedidas de um autodiagnóstico sobre as barreiras de segurança, elaborado pelo Operador e entregue à ANP, como o objetivo de:

- Desenvolver a capacidade analítica dos Operadores;
- Comunicar à alta liderança os desvios encontrados, visando o tratamento abrangente no âmbito corporativo das empresas;
- Induzir o endereçamento dos problemas identificados, por meio do estabelecimento de planos de ação baseados em risco;
- Garantir que o Operador identifique e faça cessar imediatamente eventuais condições de risco grave e iminente (RGI);
- Garantir que o processo de tomada de decisão do Operador, sobre o qual são estabelecidos os planos de ação, inclua a devida aplicação de técnicas de redução de risco a níveis toleráveis, utilizando-se do princípio ALARP ou outro critério previsto em procedimentos e/ou nas boas práticas de engenharia;
- Garantir que a aplicação do princípio ALARP seja verificável e que, em casos mais complexos, considere o emprego de técnicas capazes de reduzir a subjetividade, como as de avaliação custo-benefício e avaliações quantitativas ou semiquantitativas;
- Garantir que as decisões tomadas a partir das recomendações de estudos de risco (medidas/prazos): (i) estejam fundamentadas em análises e boas práticas reconhecidas (custo-benefício, risco, confiabilidade, entre outras); e (ii) tenham sua implementação efetivamente endereçadas.

Com isso, espera-se que os Operadores realizem uma análise profunda sobre o tema proposto, bem como elaborem um diagnóstico detalhado, com base nas melhores práticas da indústria – mas não se limitando a elas – no qual esteja descrito cada desvio identificado, com o devido endereçamento para tratamento. Os tratamentos envolvem imediato contingenciamento (para o caso de elementos críticos degradados), correção e estabelecimento de medidas preventivas, de modo a não ocorrerem situações de risco grave e iminente para pessoas e para o meio ambiente.

Ao longo de 2021, foram realizadas cinco auditorias temáticas com foco na verificação de barreiras associadas aos cenários de incêndio e explosão, englobando 12 instalações. Por sua vez, esse tema foi subdividido em: (i) sistema de contenção primária; (ii) sistema de alívio e depressurização; e (iii) sistema de detecção de fogo e gás (Tabela 6). Além disso, houve desdobramento das auditorias temáticas realizadas em 2020 para avaliação do gerenciamento de grandes emergências em poços, conforme item 3.5.3.

Tabela 6 – Auditorias temáticas realizadas em 2021

Temática	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Instalações
Sistema de contenção primária e sistema de alívio e despressurização	Petrobras	Modec	Cidade de Mangaratiba
	Perenco	Perenco	PVM-3
	Petrobras	Petrobras	P-43, P-54, P-56, P-62, P-66 e PRA-1
	Petrobras	SBM	Cidade de Paraty
Sistema de detecção de fogo e gás	Petrobras	Petrobras	P-25, P-31 e P-57
Total	2	4	12

3.5.1 Sistema de contenção primária e sistema de alívio e despressurização

As auditorias com foco nos sistemas de contenção primária avaliaram a conformidade da gestão de integridade de equipamentos e tubulações. Os principais desvios identificados foram:

- Falha na garantia da integridade mecânica das linhas de processo e da rede de combate a incêndio (seja por falta ou atraso nas inspeções ou pela falha no gerenciamento das recomendações técnicas);
- Falha na aplicação dos reparos temporários, sendo estas as principais causas geradoras dos desvios críticos e demais não conformidades identificadas;
- Procedimento inadequado para garantia da qualidade dos reparos temporários em linhas críticas (fluido perigoso ou sistema de combate a incêndios);
- Recomendações de inspeção classificadas incorretamente, não condizentes com o risco.

O sistema de alívio e despressurização foi avaliado quanto à integridade de seus componentes (*shutdown, blowdown e pressure safety valve, flaring & venting* e tubulações), assim como quanto ao seu correto dimensionamento. Verificou-se também as atuais condições de operação e observância aos limites operacionais, como, por exemplo, a PMTA (pressão máxima de trabalho admissível) de determinado vaso.

O principal desvio encontrado foi o subdimensionamento do sistema do *flare*, levando as unidades a uma condição de risco grave e iminente, visto que o sistema não suportaria a vazão de despressurização quando fosse demandado. Das 15 instalações auditadas, dez apresentaram problemas relacionados ao subdimensionamento do sistema de *flare*. Evidenciou-se que, frequentemente, os cenários de despressurização provenientes de *blackout, emergency shutdown system-4 (ESD-4)*, falha no sistema de controle e abertura simultânea das *blowdown valves (BDV)*, não eram considerados nos memoriais de cálculo de vazão máxima.

Enquanto os memoriais de cálculos eram revistos e os tratamentos definitivos realizados, foram estabelecidas contingências como: mudança na temporização das BDVs; retirada de operação e despressurização de equipamentos; criação de procedimentos e bloqueio de *pressure vacuum valves (PVs)* e BDVs. Ressalta-se que esses contingenciamentos foram estabelecidos por meio de gestões de mudanças com base em estudos de risco, como Análise Preliminar de Riscos (APR), *Hazard and Operability Study (HAZOP)* e *Failure mode, effects, and criticality analysis (FMECA)*.

Visto que nove das 11 instalações da Petrobras auditadas apresentaram subdimensionamento do sistema do *flare*, a ANP solicitou a criação de um Grupo de Trabalho interno na companhia com o intuito de realizar a verificação das contingências aplicadas, dos prazos estabelecidos nos planos de ação e para garantir o atendimento desses prazos.

3.5.2 Sistema de detecção de fogo e gás

Com relação à auditoria do sistema de detecção de fogo e gás, foram verificadas: filosofias de detecção, lógicas de votação, gestão de inibições, critérios de alocação e testes dos detectores de fogo e gás, estratégia de combate a incêndio na área de contenção de produtos químicos e implementação de recomendações dos estudos de dispersão de gases.

Os principais desvios encontrados nesta auditoria foram:

- Falha na sistemática de inibição – considerando que o sistema de gestão do Operador possuía permissividade para sucessivas inibições na mesma *fire zone*, sem gestão de risco adequada, chegando-se ao limite de haver redução significativa na cobertura;
- Ausência de um mínimo de detectores na *fire zone* para cumprir o disposto na matriz de causa e efeito, de modo que ações lógicas jamais seriam tomadas automaticamente;
- Falha no contingenciamento de detectores de fogo e gás inibidos.

3.5.3 Gerenciamento de grandes emergências em poços

O resultado das auditorias temáticas realizadas em 2020 para averiguação dos planos e estruturas de resposta para grandes emergências em poços, em conformidade com a Resolução ANP nº 46/2016, apontou a necessidade de: (i) estabelecer acordos de cooperação mútuo (*Mutual Assistance Principle*), cujo objetivo é possibilitar o compartilhamento de sondas entre operadores em situação de perda de controle de poço (*blowout*); (ii) identificar os recursos disponíveis para compartilhamento durante um incidente de descontrole de poço.

Assim, dando continuidade às ações para avaliação da estrutura de resposta da indústria *offshore* para um cenário de *blowout*, a SSM, em outubro de 2021, emitiu o Ofício-Circular nº 1/2021/SSM-CSO/SSM/ANP-RJ. Seu objetivo era caracterizar, de forma mais ampla, o cenário atual da indústria quanto à estrutura de atendimento a grandes emergências relacionadas a poços, em consonância com a prática de gestão 14 do regulamento técnico do SGIP. A partir de um formulário, anexo ao Ofício-Circular, a SSM solicitou informações sobre: disponibilidade de sondas para construção de poços de alívio (próprias ou mediante acordos de cooperação); contratos de disponibilidade de equipamentos de capeamento (*capping system*); e histórico de exercícios simulados.

O *capping system* foi originalmente concebido para conter o derramamento descontrolado de petróleo ocorrido após o acidente com a sonda *Deepwater Horizon*, no Golfo do México, em 2010. Atualmente, é considerado como um sistema crítico de segurança operacional de mitigação efetiva em eventos de *blowout*. Portanto, é imprescindível a demonstração de que ele se encontra disponível durante a operação e intervenção em poços. Igualmente, a identificação da existência de recurso (sonda) dimensionado para executar poço de alívio, no caso de emergência, seja através de acordos de cooperação mútuo entre os operadores, ou por meios próprios, se faz necessária. A indisponibilidade de barreiras de segurança/contingências poderá impactar a realização das operações de perfuração.

3.6 Não conformidades críticas e medidas cautelares

No ano de 2021, foram lavradas 45 não conformidades críticas em auditorias de segurança operacional, sendo 44 no ambiente *offshore* e uma no ambiente *onshore*. O índice de criticidade – relação entre o número de não conformidades críticas e o total de não conformidades – atingiu 15%, mesmo valor observado em 2020 (Gráfico 6).

Destaca-se que parte das atividades de fiscalização foram direcionadas para verificação do gerenciamento de elementos críticos para a segurança operacional das instalações, isto é, auditorias com maior foco em sistemas, equipamentos e procedimentos que poderiam, em caso de falha, causar ou contribuir significativamente para um acidente operacional de grande severidade. Como consequência, ampliou-se o potencial de identificação de desvios críticos.

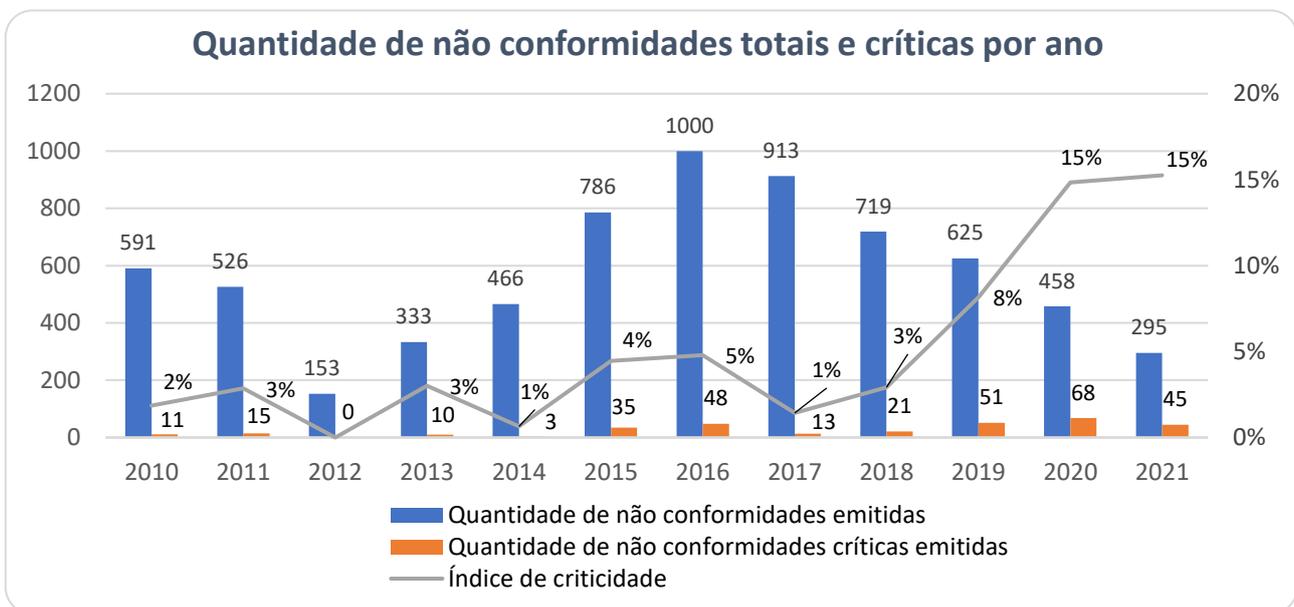


Gráfico 6 - Quantidade de não conformidades críticas emitidas por ano

(Fonte: SSM)

A Tabela 7 lista as instalações de produção marítimas para as quais foram emitidas não conformidades críticas em auditorias realizadas em 2021, identificando aquelas em que houve:

- Interdições totais, quando envolve a parada da unidade como um todo;
- Interdições parciais, quando envolve a parada de um sistema, subsistema, equipamento ou procedimento;
- Manutenção das operações, não havendo interdição a bordo. Tal situação ocorre quando uma não conformidade crítica é identificada e o Operador adota, durante a ação de fiscalização, providências capazes de cessar a situação de risco grave e iminente (§ único, art. 5º da Resolução ANP nº 851/2021), não eximindo o operador da lavratura do auto de infração.

Ressalta-se que uma instalação pode receber mais de uma não conformidade crítica durante uma ação de fiscalização, o que, no entanto, resulta em apenas uma interdição.

Tabela 7 – Instalações de produção marítimas que receberam notificação de não conformidades críticas e/ou medidas cautelares, identificando as que foram interdidadas, em 2021

Unidade	Operador do Contrato	Operador da Instalação	Nº de NC críticas	Tipo	Interdição	Desinterdição
Plataforma de Arabaiana 1/ Plataforma de Pescada 1a/ Plataforma de Pescada 1b/ Plataforma de Pescada 2 ⁽¹⁾	Petrobras	Petrobras	3	Parcial	26/02/2021	09/04/2021
Plataforma de Vermelho 3	Perenco	Perenco	4	Parcial	09/03/2021	09/04/2021
Plataforma de Merluza ⁽²⁾	Petrobras	Petrobras	0	Total	29/04/2021	-
Plataforma de Merluza	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 54 ⁽³⁾	Petrobras	Petrobras	0	Total	12/11/2021	17/12/2021
Petrobras 08	Trident	Trident	4	-	-	-
Petrobras 25	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-
Petrobras 31	Petrobras	Petrobras	3	-	-	-
Petrobras 32	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 35	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-
Petrobras 57	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Petrobras 65	Trident	Trident	4	-	-	-
FPSO Cidade de São Paulo	Petrobras	Modec	1	-	-	-
Plataforma de Rebombeio Autônoma 1	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
FPSO Cidade de Niterói	Petrobras	Modec	2	-	-	-
Plataforma de Garoupa	Petrobras	Petrobras	2	-	-	-
Plataforma de Enchova	Trident	Trident	4	-	-	-
Plataforma de Cherne 1	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Plataforma de Namorado	Petrobras	Petrobras	1	-	-	-
Plataforma de Pampo 1	Trident	Trident	4	-	-	-
FPSO Cidade de Ilhabela	Petrobras	SBM	1	-	-	-
FPSO Petrojarl 1	Enauta	Teekay Petrojarl	2	-	-	-

⁽¹⁾ As três não conformidades críticas foram lavradas para todas as unidades.

⁽²⁾ Ação de fiscalização relacionada à apuração de uma denúncia envolvendo a plataforma de Merluza que resultou em sua interdição, sem a lavratura de não conformidade crítica (atividade prévia à publicação da Resolução nº 851/2021). A instalação encontra-se hibernada e o Operador não apresentou documentação requerendo sua desinterdição até o momento.

⁽³⁾ Auditoria realizada em 2021, que resultou na interdição total da unidade em virtude da constatação de risco grave e iminente. Contudo, o relatório da auditoria, contendo a não conformidade crítica, foi emitido em 2022, motivo pelo qual a não conformidade crítica não consta na tabela.

O elevado índice de não conformidades críticas é indicativo de que os operadores de contrato e de instalação não vêm planejando e provendo recursos suficientes para a implementação e o funcionamento dos seus respectivos sistemas de gerenciamento da segurança operacional. Evidencia ainda que o sistema não está estruturado de forma a impedir recorrentes desvios críticos, seja numa mesma instalação, seja na frota do Operador.

Quando a prática operacional aplicada não apresenta desempenho suficiente para garantir uma operação segura, é esperado que as práticas de gestão de monitoramento e melhoria contínua do desempenho e de auditoria sejam capazes de identificar as não conformidades e suas causas, resultando no aprimoramento do sistema de gestão em momento anterior às fiscalizações da ANP. Diante da consistente tendência de aumento de não conformidades críticas, observado a partir de 2018, recomenda-se que tais práticas de gestão recebam maior atenção por parte dos operadores, para auxiliar na prevenção de acidentes maiores.

Assim, em 2021, constata-se que o *Desafio #3: Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo*, proposto no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020, ainda precisa ser superado.

Agrava a situação o fato de 43% das não conformidades críticas lavradas em unidades *offshore* terem sido identificadas durante as auditorias temáticas, **nas quais a ANP previamente notifica o Operador a realizar um autodiagnóstico e a elaborar um plano de ação compatível com a complexidade do risco**. Portanto, o Operador tinha conhecimento prévio dos sistemas que seriam fiscalizados e, com isso, foi conferida pela ANP mais uma oportunidade para identificar estes desvios críticos, saneando-os, ou, ao menos, implementando ações contingenciais adequadas, até a execução do plano de ação definitivo (Tabela 8).

Tabela 8 - Número de não conformidades críticas emitidas durante as auditorias temáticas em 2021

Auditoria temática	Nº de NCs críticas
Sistema de contenção primária e sistema de alívio e despressurização	13
Sistema de detecção de fogo e gás	6

Sendo assim, ficam patentes as deficiências dos Operadores em realizar auditorias internas, realizar autodiagnósticos e aplicar outras ferramentas de controle de verificação de elementos críticos de segurança operacional, demandando esforços imediatos da indústria na busca por aprimoramentos nos seus sistemas de gestão. A identificação de não conformidades críticas pode gerar multas, interdições e a rescisão dos contratos, caso seja evidenciada, de forma reiterada, a incapacidade dos Operadores de implementarem e gerirem um sistema de gerenciamento de segurança operacional adequado.

Do total de desvios que geraram não conformidades críticas em 2021, 26% e 18% estão associados, respectivamente, aos elementos críticos SDV (shutdown valve) e sistema de dilúvio, os quais foram objeto de auditorias temáticas durante os anos de 2019 e 2020 (Gráfico 7), evidenciando deficiência sistêmica dos sistemas de gerenciamento dos Operadores.

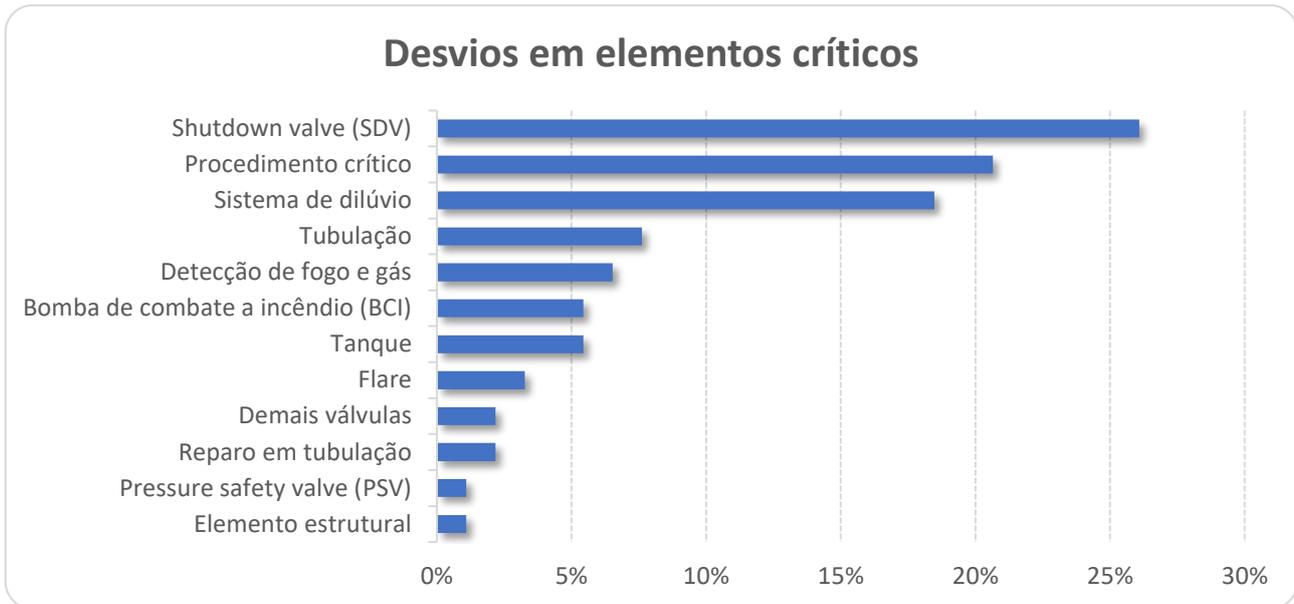


Gráfico 7 – Desvios em elementos críticos que geraram não conformidades críticas em 2021

(Fonte: SSM)

Os desvios relacionados a SDVs são bastante semelhantes àqueles observados em 2019 e 2020, podendo-se citar: (i) falha em estabelecer planos de inspeção e testes; (ii) ausência de realização de teste de estanqueidade; (iii) existência de testes que não atendem aos *performance-standards*, sem medidas contingenciais associadas; e (iv) contingências implementadas durante período muito extenso.

Analogamente, observa-se os seguintes desvios relacionados ao sistema de dilúvio, entre outros: (i) ausência de testes molhado; (ii) realização de testes sem medição de vazão; (iii) realização de medição de vazão com metodologia não aderente a melhores práticas; e (iv) ausência de medição de tempo de abertura e de pressão das ADVs (válvulas de dilúvio).

Com relação aos desvios identificados em procedimentos críticos, pode-se destacar: (i) presença de trabalhadores novos na instalação executando procedimentos críticos, mas sem treinamento correspondente; (ii) descumprimento do procedimento crítico que estabelece o quantitativo mínimo de POB; e (iii) estabelecimento de procedimentos críticos não adequados, ou falha no cumprimento de procedimentos, que induzem a não garantia de integridade mecânica ou introduzem riscos adicionais na instalação.

No que se refere à tubulação, quarto elemento crítico de maior representatividade nos desvios críticos identificados, a falha na garantia de integridade de linhas de combate a incêndio e fluido perigoso é a principal questão que demanda endereçamento. Em diversas instalações, foram constatadas linhas não inspecionadas ou com degradação acentuada. Em situações específicas foram constatados vazamentos durante as ações de fiscalização e linhas contendo fluido perigoso com espessura mínima abaixo da requerida e sem contingenciamento.

As linhas de fluidos perigosos e pressurizadas devem passar por manutenção por profissionais capacitados e com materiais comprovadamente adequados ao serviço pretendido. O profissional habilitado, embora tenha competência para atestar a validade do serviço de inspeção, deve se utilizar de técnicas previstas em normas de segurança para a emissão de seu parecer, especialmente quando da extensão de prazo, não devendo ser admitida sem uma justificativa tecnicamente válida.

Especificamente sobre reparos, ainda são observados desvios, principalmente, em relação a sua certificação e à garantia da qualidade em linha de fluido perigoso/pressurizada. Porém, ressalta-se que os problemas com reparos não certificados mencionados no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020 reduziram bastante, demonstrando a evolução quanto a este tema.

Além das questões relatadas anteriormente, os seguintes desvios também merecem destaque como motivadores de interdições em unidades marítimas de produção em 2021:

- Planta em operação sem detectores de fogo e gás ou com redução da cobertura em áreas específicas da unidade e sem contingenciamento associado;
- BCI (bomba de combate a incêndio) com desempenho inferior ao recomendado pela norma NFPA-25 e sem contingenciamento associado;
- Subdimensionamento de *vent* de tanque de produto químico e sem contingenciamento associado;
- Remoção do sistema de abafamento por CO₂ do sistema do *flare* com gerenciamento inadequado dos riscos;
- BDV (*blowdown valve*) sem teste funcional.

As evidências detalhadas neste tópico, em especial aquelas relacionadas aos elementos críticos SDV e sistema de dilúvio, demonstram que os desvios continuam recorrentes e que as ações realizadas pelos Operadores não eliminaram as causas das não conformidades. Portanto, não alcançaram a abrangência no desempenho de sua frota, não sendo eficazes do ponto de vista de promoção de melhoria na gestão de integridade desses elementos. Esse fato evidencia as dificuldades dos Operadores em modificar o seu sistema de gestão para eliminar problemas sistemáticos associados à gestão de riscos operacionais.

Desta forma, dois anos após a proposição do **Desafio #2** no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019 – *“Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção”* – diagnostica-se que a indústria não conseguiu superá-lo, o que indica a necessidade de ações regulatórias mais restritivas que visem à segurança das operações, conforme Mapa Estratégico 2021-2024 da ANP³¹.

Ao se retomar os desafios de 2019 e de 2020, fica claro que a indústria está sendo incapaz de mover-se adiante e de promover as melhorias em termos de segurança operacional. Perseguir os desafios postos, no sentido de promover ações concretas e eficazes, é fundamental para que o órgão regulador e os Operadores possam focar em novas questões críticas e estabelecer novos patamares de segurança operacional. Essas ações práticas esperadas não serão tomadas sem o comprometimento da alta liderança das empresas, conforme expectativa apresentada no **Desafio #3** do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020: *“Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo”*.

Nesse sentido e considerando as deficiências citadas anteriormente em relação à elaboração de diagnósticos pelo Operadores, a SSM entende que a indústria deve aprimorar sua

³¹ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/gestao-da-estrategia>

governança associada ao gerenciamento de barreiras. Como parte das ações de aprimoramento, é necessário buscar a verificação das suas barreiras, a partir do cumprimento de seus protocolos de confirmação e teste, e buscar que o exame dos resultados da verificação das barreiras seja conduzido por empresa de terceira parte que tenha *expertise* e que possa contribuir para a garantia de disponibilidade e integridade dos elementos críticos.

Em paralelo, com relação a esse aspecto, a SSM pretende atuar em diferentes frentes para buscar a aderência do mercado aos regulamentos, podendo-se citar:

- Adoção de medidas regulatórias mais restritivas quando constatados desvios graves associados aos elementos críticos que já foram objeto de temáticas e de outras ações específicas;
- Estabelecimento de indicadores de desempenho associados aos elementos críticos e o monitoramento desses indicadores por unidade *offshore*; e
- Solicitação de atestado de verificação de barreiras, a ser realizado por organismo de terceira parte, quando constatado que o Operador, recorrentemente, falha no gerenciamento de seus elementos críticos.

4. ABORDAGENS INTEGRADAS PARA FOMENTO DA SEGURANÇA OPERACIONAL

Um dos objetivos estratégicos da ANP, conforme seu Mapa Estratégico³² para o período 2021-2024, é: ***“Promover ações integradas de conscientização e fiscalização da indústria e sistematizar o monitoramento da segurança das operações, realizando parcerias e convênios e aplicando novas tecnologias na definição das estratégias de monitoramento e fiscalização do mercado”***.

De forma a colocar em prática esse objetivo, a SSM tem realizado atividades orientativas, desassociadas do ambiente de fiscalização, como reuniões com Operadores e Associações, publicação de relatórios, produção de workshops, entre outros, visando promover ações integradas e estimular que as atividades de E&P sejam realizadas de forma segura e sustentável. Neste contexto, a SSM organizou dois projetos de atuação diferenciada com agentes regulados e outras partes interessadas.

O primeiro projeto foi o LabTank, que tem como objetivo prevenir a recorrência de eventos provenientes de falhas em sistemas navais, por meio de um diagnóstico de oportunidades de melhoria nas barreiras aos cenários de falha. O projeto foi idealizado a partir do **Desafio #1** para a indústria do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2019 – ***“Aumento da robustez das ações de prevenção e mitigação de vazamento de óleo no mar, através de auditorias de barreira, implementação de ações de abrangência e lições aprendidas”***.

Com a parceria voluntária de integrantes das operadoras Petrobras, Equinor, Shell, PetroRio, SBM Offshore e Modec; das classificadoras ABS, Bureau Veritas e DNV; do *Center for Chemical Process Safety* (CCPS); da Marinha do Brasil e do LabRisco-USP, a ANP, a partir da metodologia *bowtie*, definiu barreiras que se tornaram objeto de estudo de três grupos de trabalho: (i) Monitoramento das condições operacionais versus condição de projeto do sistema de armazenamento (tanques de carga e de armazenamento de água); (ii) Avaliação da mudança

³² Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/gestao-da-estrategia>

para alteração do tipo de fluido armazenado; (iii) Realização de inspeção em tanques de carga e de armazenamento de água.

Os grupos de trabalho, por sua vez, identificaram oportunidades de melhorias associadas a cada uma das barreiras. Como resultado, será produzido um documento indicando os resultados do projeto e estabelecendo melhores práticas para indústria, visando o gerenciamento de integridade em tanques.

O segundo projeto foi a realização de workshops focados em auditorias internas, tema que se relaciona com o *Desafio #2* para a indústria do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020 – *“Aprimoramento da execução das auditorias internas e da implementação de planos de ação, visando à diminuição dos riscos das atividades e, conseqüentemente, a redução dos índices de não conformidades críticas”*.

Com o objetivo de estimular a indústria a aperfeiçoar a condução de suas auditorias internas, foi realizado um workshop com a Petrobras, de 12 a 14/04/2021, e outro, em parceria com a Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (ABESPetro), com a *International Association of Drilling Contractors* (IADC) e com o Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP), de 16 a 19/08/2021. Como resultado do segundo workshop, foram elaboradas trilhas para realização de auditorias internas de 10 práticas de gestão do SGSO, cujo detalhamento suscitará na elaboração de um Guia de Boas Práticas, a ser publicado em 2022.

Merece destaque o aprendizado *on the job* durante os dois projetos. A busca pela melhoria da segurança operacional começou a partir das discussões nos grupos, com a participação de especialistas de cada tema em uma mesma equipe. A troca de experiências entre os participantes enriqueceu as discussões, aprimorando o resultado. Com as apresentações ao final das discussões, os líderes de cada grupo disseminaram conhecimentos técnicos, proporcionando uma forte troca entre as empresas mais experientes e as menos experientes.

O aprendizado terá continuidade com o aprimoramento do material que foi produzido pelos grupos, visando sua aplicação, e permanecerá durante a consulta dos guias pelos interessados. Deste modo, espera-se que os Operadores sejam capazes de endereçar as problemáticas tratadas nos projetos sem a intervenção da ANP.

Considera-se que a integração realizada durante os dois projetos citados foi satisfatória e, portanto, pretende-se dar continuidade ao modelo em 2022. Como exemplo, cita-se a futura colaboração da ANP no *Joint Industry Project* (JIP) sobre dutos flexíveis, coordenado pelo *Wood Group* e com participação de empresas e órgãos reguladores. As reuniões preliminares, de definição de escopo, foram iniciadas em 2021 e o projeto tem como objetivo o estabelecimento de um programa de trabalho de interesse mútuo e a proposição de soluções para os desafios do setor relacionados a essa temática.

Por fim, destaca-se que durante o IX SOMA foi realizada uma apresentação sobre as abordagens diferenciadas para fomento da segurança operacional, bem como exposta a visão da indústria sobre a valorização da prática de auditoria interna³³.

³³ Disponíveis em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/workshop-soma/ix-workshop-de-seguranca-operacional-e-meio-ambiente-soma>; e no YouTube: <https://www.youtube.com/watch?v=6-icRHDq2Zg>

5. INFRAÇÕES

Os processos sancionadores analisados pela SSM compreendem infrações atreladas a desvios em diferentes práticas de gestão contempladas nos regulamentos técnicos de segurança operacional, bem como desvios apurados por meio da investigação de denúncias e de incidentes, entre outras infrações.

Durante o ano de 2021, a SSM intensificou significativamente as análises e julgamentos de processos sancionadores, objetivando a redução do passivo que aguardava julgamento, de modo a diminuir, em especial, o tempo entre a lavratura do auto de infração e a conclusão do processo sancionador.

A celeridade no julgamento dos processos de infrações no âmbito da segurança operacional, além de melhor se adequar às normas legais aplicáveis, evita o excessivo descolamento temporal entre o primeiro e o último ato desta cadeia de verificação de saneamento das não conformidades. Desta forma, os resultados das ações de fiscalização realizadas pela SSM são mais bem percebidos pelos agentes regulados, enfatizando-se o caráter pedagógico-punitivo da pena. Seguindo essa diretriz, foi alcançado em 2021 um número recorde em julgamentos, totalizando 121 processos julgados (Gráfico 8).

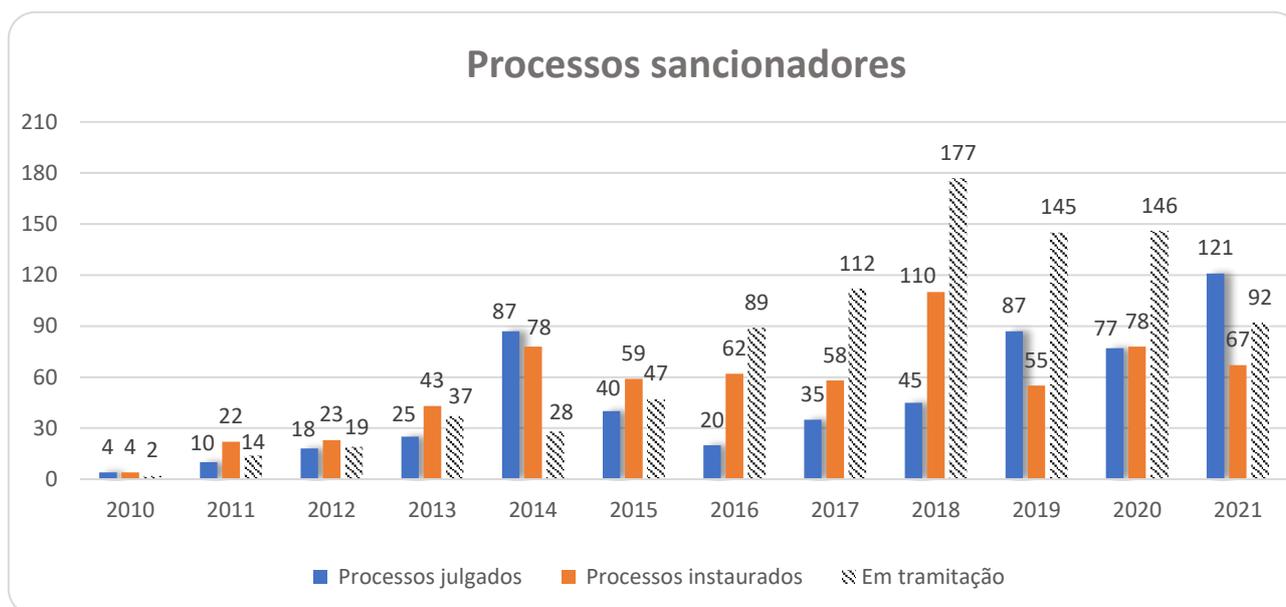


Gráfico 8 - Quantidade de processos instaurados, julgados e em tramitação na 1ª instância

(Fonte: SSM)

A aplicação de multas totalizou um valor de R\$ 251.926.317,40. Já as multas recolhidas em 2021, por sua vez, somam um valor equivalente a R\$ 144.523.502,57. Por meio do Gráfico 9, é possível analisar comparativamente os valores recolhidos e aplicados anualmente desde 2010, de onde depreende-se que em 2021 também foram atingidos patamares muito superiores aos anos anteriores. Cumpre destacar que a lei faculta o pagamento da multa com 30% de desconto, nos casos em que o interessado renuncia ao direito de recorrer e efetua o pagamento no prazo do recurso.



Gráfico 9 – Valores de multas aplicadas e recolhidas anualmente pela SSM desde 2010

(Fonte: SSM)

Merece destaque no ano de 2021, as medidas no sentido de garantir, ainda mais, a efetividade do princípio da individualização da pena, por meio da aplicação de agravantes e atenuantes específicas, conforme o caso. De acordo com a metodologia vigente em 2021, disposta na Nota Técnica nº 191/SSM/2017³⁴, diversas circunstâncias podem ser consideradas para ponderar o valor final da pena pecuniária.

Neste sentido, utilizou-se da aplicação de percentuais de agravamento e de atenuantes, sempre que cabível diante do caso concreto. Como exemplos, citam-se os seguintes casos: (i) FPSO Cidade de São Vicente e P-43, nos quais foi constatada a ausência de implementação de recomendações de Relatórios de Investigação de Incidentes, fazendo jus ao percentual de agravamento de 25%; (ii) Sonda Norbe VIII, agravado em 185% em função de acidente que resultou em três fatalidades; e (iii) Plataforma de Pampo I, ativo no qual foi considerada atitude protelatória, culminando com a sua cessão sem o saneamento de diversas evidências objetivas apontadas em sucessivas ações de fiscalização da Agência, dando origem a 30% de agravamento da pena.

Tal tendência nos julgamentos, que teve início em meados de 2020, e se firmou ao longo de 2021, influenciou no processo de revisão da dosimetria, a ser concluída no primeiro trimestre de 2022. O aprimoramento da dosimetria aplicada pela SSM em seus processos sancionadores busca cada vez mais diferenciá-la em função das características da infração e dos resultados efetivamente produzidos, a fim de refinar a gradação das multas, tornando-as mais aderentes e proporcionais às condutas identificadas. Além disso, é um importante instrumento de regulação, na medida que objetiva prever respostas mais severas para resultados que oferecem maior risco ao exercício das atividades, ou para ocorrências nas quais o regulador identifica como de elevada frequência, e que se pretende coibir em prol da segurança das operações e proteção do meio ambiente no setor de E&P.

³⁴ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/processos-sancionadores/notas-tecnicas/nota-tecnica-ssm-191-2017.pdf>

6. ANÁLISE DOS INCIDENTES OPERACIONAIS

As informações sobre os incidentes comunicados pelos Operadores nos termos da Resolução ANP nº 44/2009 são analisadas pela SSM de forma a identificar tendências e oportunidades de melhoria, tanto por parte da indústria, quanto no escopo regulatório da ANP. Em 2021, foram recebidas 2.666 comunicações de incidentes em atividades de E&P, das quais cerca de 62% ocorreram em instalações *offshore* e 38% em instalações *onshore*.

6.1 Incidentes nas atividades marítimas

Os dados referentes às instalações marítimas que executam atividades de E&P são exibidos na forma de taxas, conforme detalhadamente descrito no sítio da ANP³⁵. Os *benchmarkings* utilizados nesta seção foram obtidos a partir dos dados divulgados pelo *International Regulators Forum* (IRF) em seu Projeto de Acompanhamento de Desempenho, para os anos de 2012 a 2020³⁶.

A Tabela 9 apresenta um detalhamento dos incidentes *offshore*, que contempla acidentes e quase acidentes, em 2021. Incidentes em plataformas de produção e sondas marítimas correspondem a cerca de 80%. Os demais 317 incidentes são relacionados a outras instalações, como poços, sistemas submarinos e embarcações de apoio.

Tabela 9 – Resumo dos incidentes *offshore* em 2021

1640 incidentes <i>offshore</i> em 2021			
Plataformas de produção		Sondas marítimas	
1139 comunicados		184 comunicados	
Acidentes mais comunicados		Acidentes mais comunicados	
1	Princípio de incêndio	69	
2	Descarte fora de especificação de água produzida	50	
3	Descarga menor de óleo	43	
4	Descarga menor de material com alto potencial de dano	36	
5	Descarga menor de água oleosa	33	
			1
			31
			2
			13
			3
			10
			4
			8
			5
			7

³⁵ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/indicadores-de-desempenho-anuais>

³⁶ O IRF, do qual o Brasil é participante, consiste em um fórum internacional de órgãos reguladores das atividades de petróleo *offshore*. Os dados dos países de referência relativos a 2021 ainda não se encontravam disponíveis quando da elaboração deste relatório.

O Gráfico 10 apresenta a taxa de fatalidades (FAR) das atividades *offshore* no Brasil de 2009 a 2021.

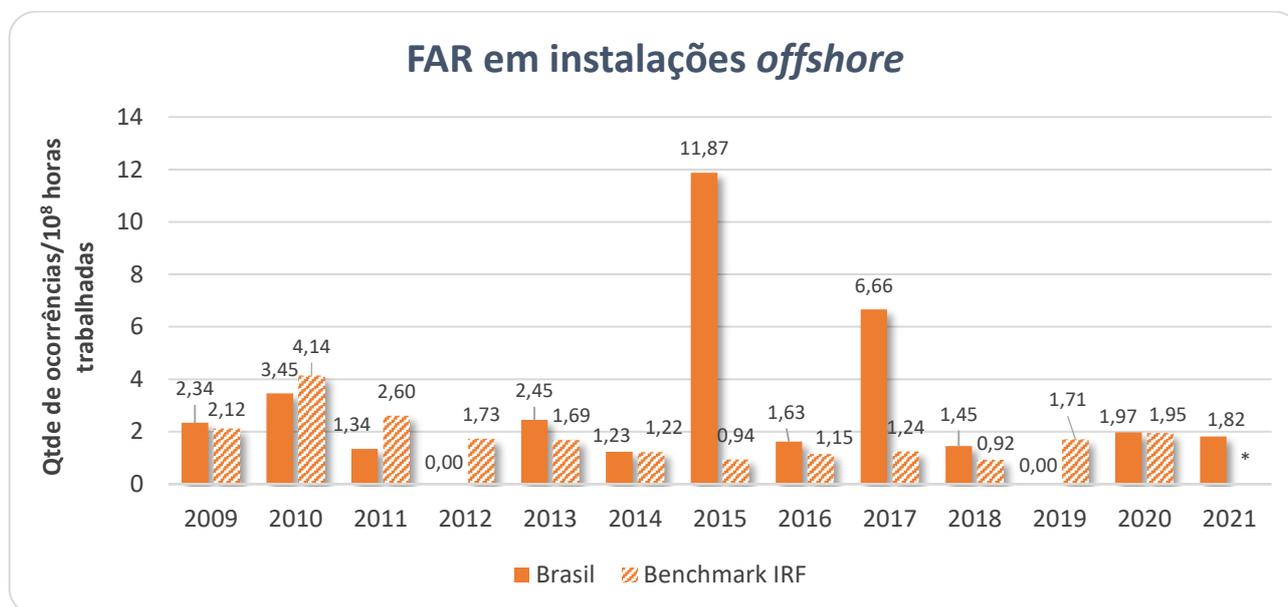


Gráfico 10 – FAR em instalações de exploração e produção *offshore* de 2009 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, do sistema SISO-incidentes e do *benchmark* com o IRF)

Em 2021, ocorreu uma fatalidade em instalação *offshore* devida à queda em altura de cerca de 18 metros, durante trabalho de inspeção e medição de espessura em tanque de carga no FPSO Cidade de Mangaratiba (Petrobras). A ANP acompanhou a investigação realizada pelo Operador da Instalação (MODEC), que constatou, como causas raiz para o acidente, falhas relacionadas ao planejamento e supervisão do trabalho.

Os valores observados em 2015 e em 2017 se referem à ocorrência de acidentes com múltiplas fatalidades, respectivamente, no FPSO Cidade de São Mateus e na sonda Norbe VIII. Ambos foram investigados pela ANP e os relatórios podem ser consultados no site da Agência³⁷. Ressalta-se que o arcabouço regulatório e o planejamento de fiscalizações visam justamente à minimização de acidentes que envolvam múltiplas fatalidades e ferimentos graves, como ocorrido em 2015 e 2017.

Analogamente ao conceito de FAR, o Gráfico 11 apresenta a taxa de ferimentos graves³⁸, referente à quantidade de colaboradores feridos gravemente por cada milhão de horas trabalhadas em instalações *offshore*.

³⁷ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1>

³⁸ Ferimento grave: qualquer ocorrência, decorrente de fato ou ato intencional ou acidental, envolvendo:

a) fratura (excluindo de dedos); b) amputação; c) perda de consciência devido à asfixia ou à exposição a substâncias nocivas ou perigosas; d) lesão de órgãos internos; e) deslocamento de articulações; f) perda de visão; g) hipotermia ou outras doenças relacionadas à exposição a temperaturas extremas; ou h) necessidade de internação por mais de 24 (vinte e quatro) horas.

Ferimentos graves em instalações *offshore*

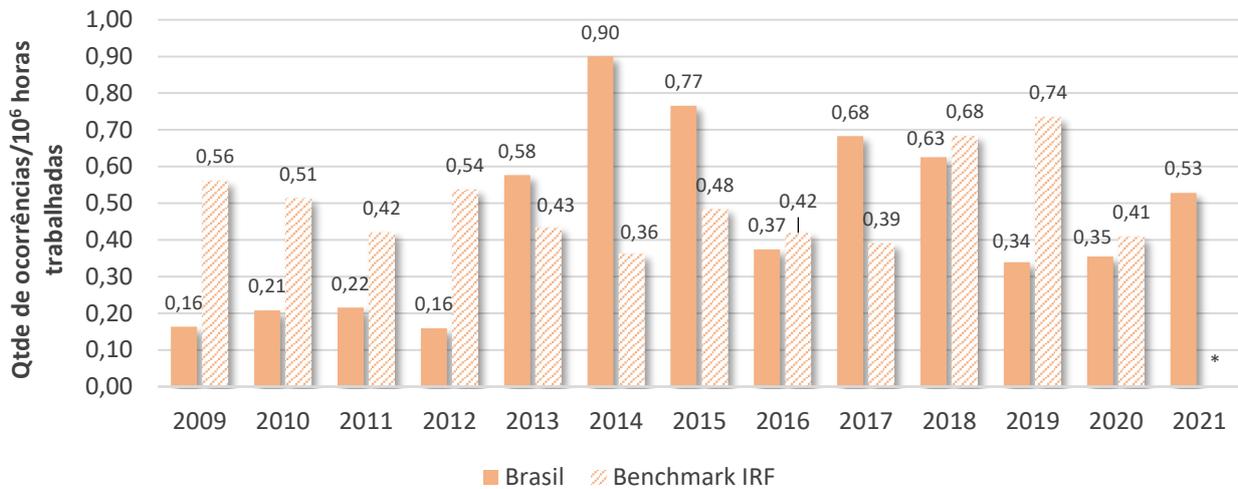


Gráfico 11 – Taxas de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *offshore* de 2009 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, do sistema SISO-incidentes e do *benchmark* com o IRF)

O Gráfico 12 ilustra as taxas de perda de contenção significativa de gás inflamável³⁹ nas instalações *offshore*.

Perdas de contenção significante de gás inflamável em instalações *offshore*

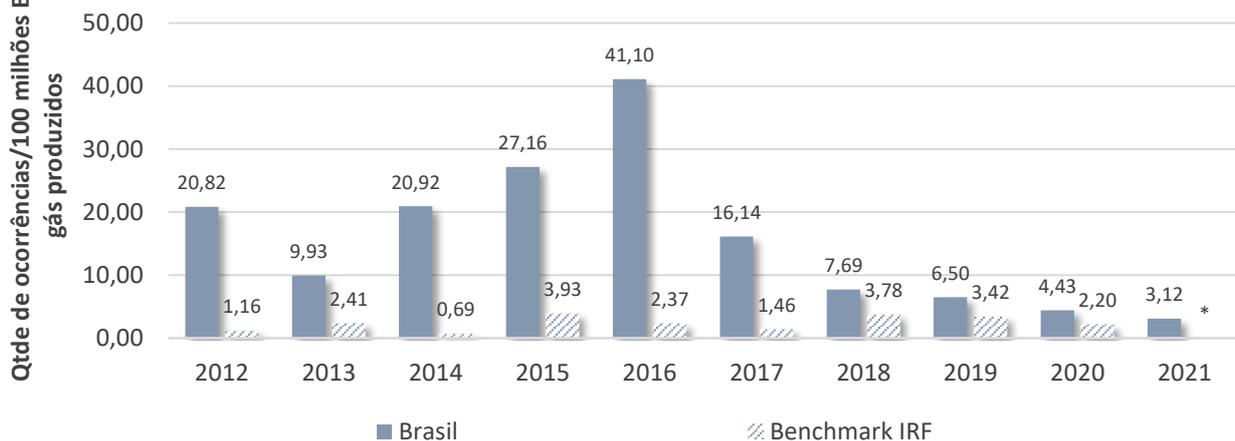


Gráfico 12 – Taxas de perdas de contenção significante de gás inflamável em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir do sistema SISO-incidentes, de dados estatísticos da ANP e do *benchmark* com o IRF)

³⁹ Perda de contenção significativa de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atenda ao menos uma das seguintes condições:

a) Taxa de liberação entre 0,1 kg.s-1 e 1 kg.s-1, com duração entre 2 e 5 minutos; b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s-1, com liberação de uma massa total entre 1 e 300 kg durante todo o evento.

13. As taxas de perdas de contenção maiores⁴⁰ de gás inflamável são apresentadas no Gráfico 13.

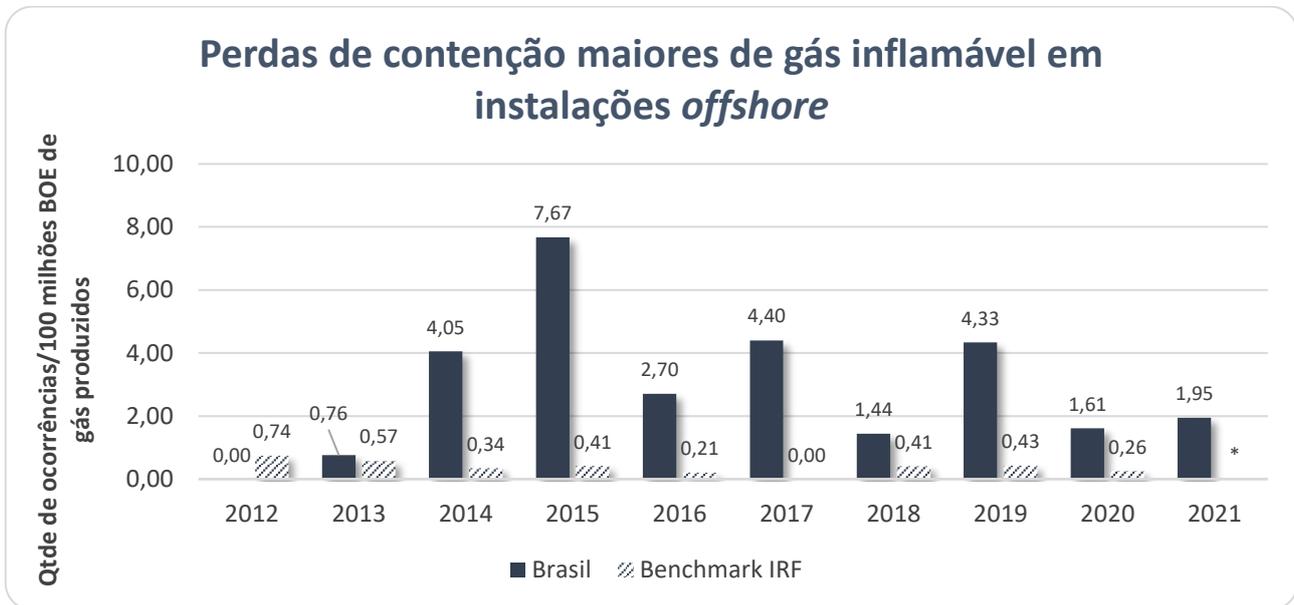


Gráfico 13 – Taxas de perdas de contenção maior de gás inflamável em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir do sistema SISO-incidentes, de dados estatísticos da ANP e do *benchmark* com o IRF)

Com relação a abalroamentos⁴¹, até o ano de 2021, foram registrados apenas eventos de abalroamento significantes, não havendo registros de abalroamentos maiores em instalações de E&P atuando no Brasil. O Gráfico 14 apresenta a variação nas taxas de abalroamentos significantes em instalações de E&P.

⁴⁰ Perda de contenção maior de gás inflamável é qualquer liberação de gás inflamável que atinja ao menos uma das seguintes condições:

a) Taxa de liberação maior que 1 kg.s⁻¹ com duração superior a 5 minutos; e/ou b) Taxa de liberação maior ou igual a 0,1 kg.s⁻¹, com a liberação de uma massa total maior do que 300 kg durante todo o evento.

⁴¹ Abalroamento significativo é qualquer abalroamento entre instalações *offshore*, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause:

(a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade; ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma Instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

Abalroamento maior é qualquer abalroamento entre instalações, de instalações com embarcações e/ou aeronaves que cause:

(a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação ou (c) dano para uma instalação *offshore* que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

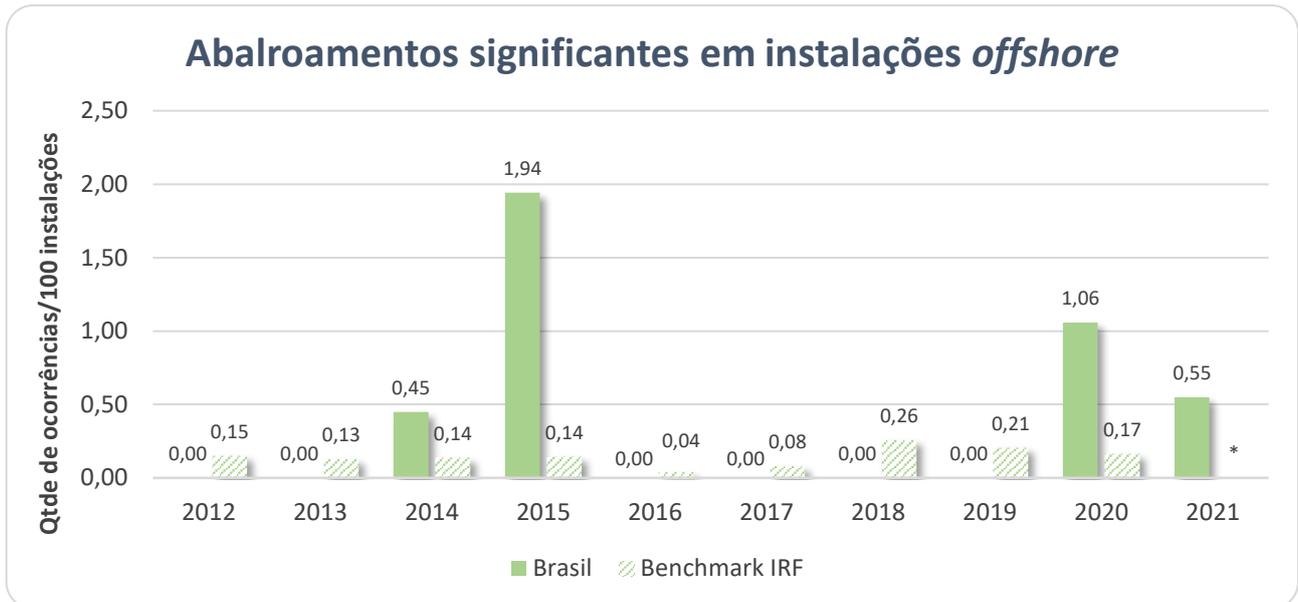


Gráfico 14 - Taxas de abalroamentos significativos em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2021

Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, do sistema SISO-incidentes e do *benchmark* com o IRF)

O Gráfico 15 apresenta a variação nas taxas de princípios de incêndio⁴² em instalações de E&P *offshore*. Esse tipo de evento não se insere entre os indicadores do IRF, portanto não há valor de *benchmark* para comparação.

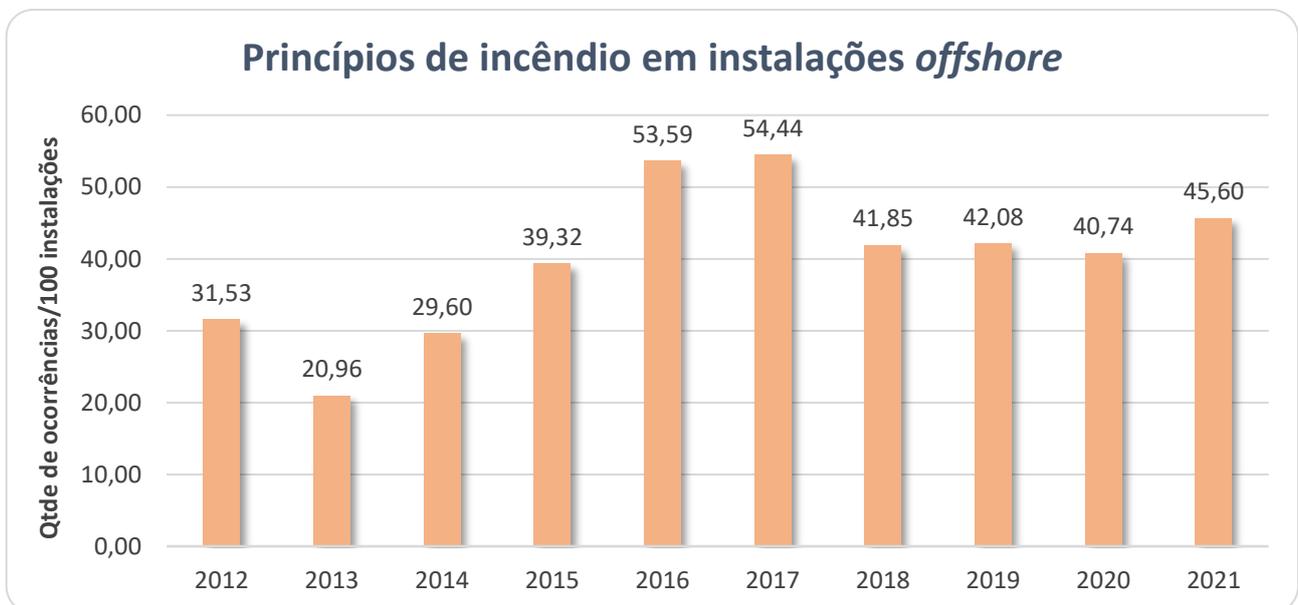


Gráfico 15 - Taxas de princípios de incêndio em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores e do sistema SISO-incidentes)

⁴² Princípio de incêndio é qualquer incêndio que tenha sido debelado ou interrompido de forma que não tenha causado danos que o qualifiquem como incêndio maior ou significativo.

Observa-se que a tendência de aumento de 2013 a 2017 foi interrompida a partir de 2018, seguida de estabilidade até 2020. Em 2021 foi constatado um aumento de cerca de 15% em relação ao ano anterior. Esse tipo de evento é considerado possível precursor de incidentes maiores. Dessa forma, vem se confirmando a necessidade de redução de sua ocorrência, além do fortalecimento das barreiras aos cenários de incêndio e explosão.

As taxas de incêndios significantes⁴³ são apresentadas no Gráfico 16.

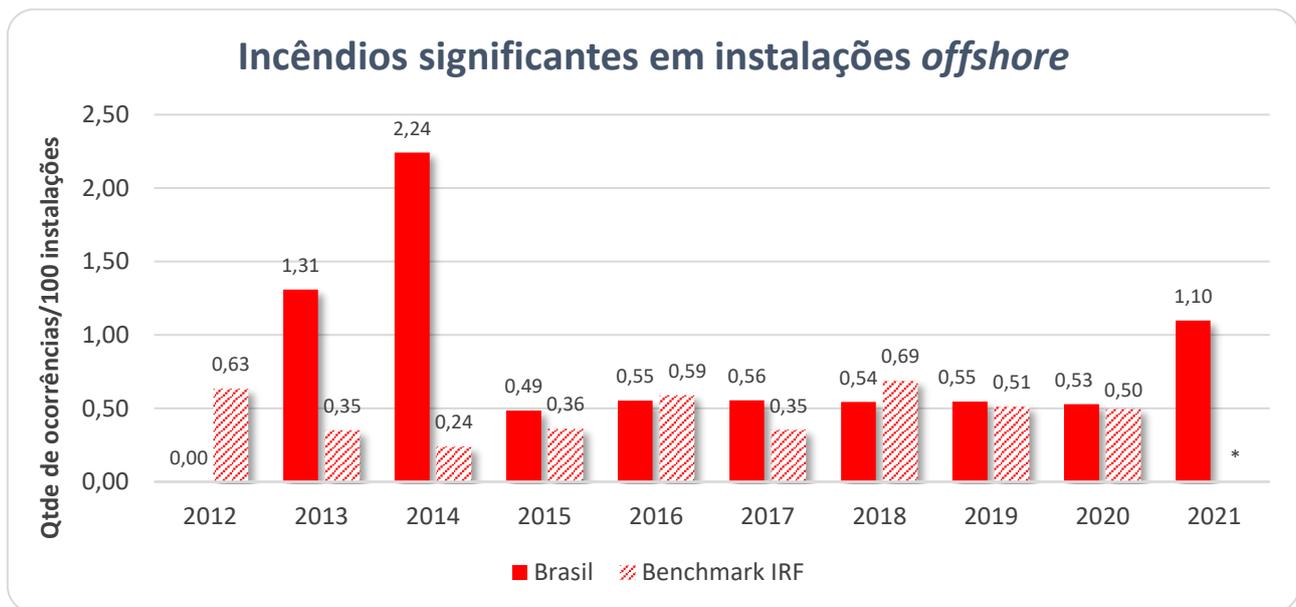


Gráfico 16 – Taxas de incêndios significantes em instalações de exploração e produção offshore de 2012 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, do sistema SISO-incidentes e do *benchmark* com o IRF)

As taxas de incêndios significantes no Brasil se mantiveram abaixo da referência internacional até 2012 e, após terem sido constatados em 2013 e 2014 valores bastante acima do *benchmarking* internacional, se mantiveram estáveis entre os anos de 2015 e 2020. Em 2021, verifica-se que o valor mais que dobrou em relação ao ano anterior e, apesar de ainda não haver dados internacionais de referência para comparação, observa-se que ele se encontra acima da média internacional dos anos anteriores. O item 6.3.1 apresenta um detalhamento desses incidentes.

⁴³ Incêndio significativo é qualquer incêndio que cause:

(a) ferimento que cause um ou mais dias de afastamento e que não seja categorizado como ferimento grave; (b) dano a uma Instalação que é julgado com potencial de causar fatalidade(s) ou ferimento(s) grave(s); (c) dano a uma instalação que tenha ocasionado mobilização da tripulação para ponto de reunião ou abandono da unidade; ou (d) dano severo que compromete significativamente a integridade estrutural de uma instalação (de uma perspectiva de meio ambiente ou segurança), caso esta continue operando sem reparo imediato.

O Gráfico 17 apresenta as taxas de incêndios maiores⁴⁴.

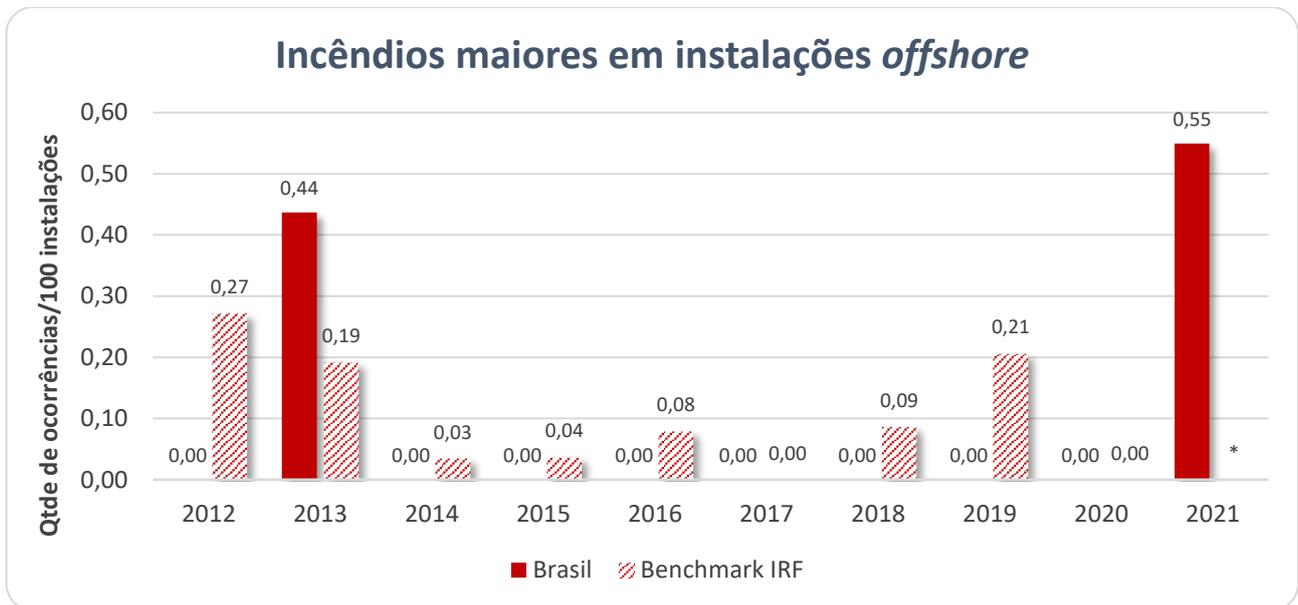


Gráfico 17 – Taxas de incêndios maiores em instalações de exploração e produção *offshore* de 2012 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, do sistema SISO-incidentes e do *benchmark* com o IRF)

Em 2021, houve uma ocorrência de incêndio maior em instalação *offshore*, o que não acontecia no Brasil desde 2013. O evento ocorreu na P-48 (Petrobras), com perda de contenção de gás inerte na linha de purga do tanque de *slop* sujo, seguida de incêndio, tendo por consequência ferimento grave. O trabalhador que efetuava corte em suporte de tubulação com esmerilhadeira sofreu queimaduras, que resultaram em afastamento superior a três dias. O acidente ainda acarretou uma interrupção não programada das operações por mais de 24 horas.

O Gráfico 18 apresenta a quantidade de eventos e o volume descarregado no mar, tanto de óleo cru quanto de óleo diesel, de 2012 a 2021. Em 2021, o volume de óleo descarregado no mar devido a incidentes em atividades de E&P apresentou o menor valor registrado na série histórica, mantendo a tendência de melhora observada em 2020. O volume de diesel descarregado, após sua pior ocorrência em 2020, voltou a apresentar valores baixos.

⁴⁴ Incêndio maior é qualquer incêndio que cause:

(a) fatalidade(s) ou ferimento grave(s); (b) perda da instalação; ou (c) dano para uma Instalação que cause uma parada não-programada de no mínimo 72 (setenta e duas) horas.

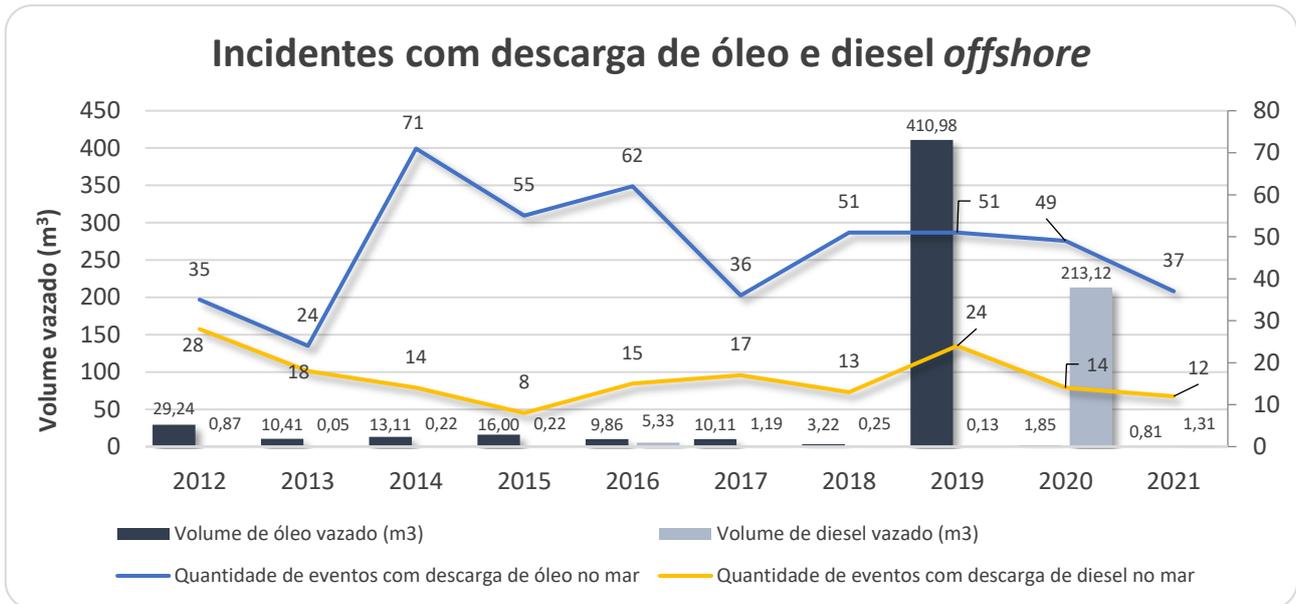


Gráfico 18 - Incidentes com descarga de óleo cru e óleo diesel offshore entre 2012 e 2021

(Fonte: Elaborado a partir de dados do sistema SISO-incidentes)

6.2 Incidentes nas atividades terrestres

Em 2021, foram recebidos 1026 comunicados de incidentes, que contemplam acidentes e quase acidentes, em instalações de E&P terrestre. A Tabela 10 apresenta as principais informações, destacando as tipologias de acidentes mais comunicados no ano.

Tabela 10 - Resumo dos incidentes onshore em 2021

1026 incidentes onshore em 2021

Acidentes mais comunicados

1	Descarga significativa de óleo	26
2	Princípio de incêndio	17
3	Perda de contenção de H ₂ S	16
4	Falha na barreira primária na perfuração ou intervenção em poços (<i>kick</i>)	8
5	Descarga menor de óleo	7

Em comparação aos anos anteriores, verifica-se um expressivo aumento na comunicação de incidentes (a título de exemplo, em 2020, foram comunicados 225 incidentes). Esse acréscimo corresponde basicamente a dois tipos de quase acidentes: falha de elemento do conjunto solidário de barreira (CSB), com 537 ocorrências; e parâmetro de monitoramento de CSB fora do limite de projeto, com 301 ocorrências.

A comunicação desses dois tipos de incidentes passou a ser realizada após a adequação dos Operadores ao SGIP, cujo prazo se encerrou no final de 2020. Essas ocorrências são detectadas em ações de monitoramento e inspeção de poços e foram possíveis após adequações em procedimentos e sistemas informatizados dos Operadores. Dessa forma, ainda que o número de incidentes em instalações *onshore* tenha aumentado significativamente entre 2020 e 2021, os tipos reportados indicam uma evolução na detecção de eventos caracterizados como quase acidentes, que não eram comunicados anteriormente, configurando-se, de forma prática, como um indicador de adesão ao SGIP.

De maneira análoga à feita para as instalações marítimas, os dados referentes aos incidentes em instalações terrestres de E&P também são exibidos na forma de taxas. O *benchmarking* utilizado para os incidentes *onshore* baseia-se nos dados divulgados pela *International Association of Oil & Gas Producers* (IOGP)⁴⁵ para instalações exclusivamente terrestres.

O Gráfico 19 apresenta o FAR das atividades *onshore* no Brasil de 2014 a 2021, comparado ao índice apurado com os dados do IOGP. Em 2021 não ocorreu fatalidade em instalação *onshore*. O ano de 2017 é aquele com a quantidade mais expressiva de fatalidades, com dois incidentes que resultaram em três óbitos, nos campos de Fazenda Belém e Serraria, ambos envolvendo caminhões.

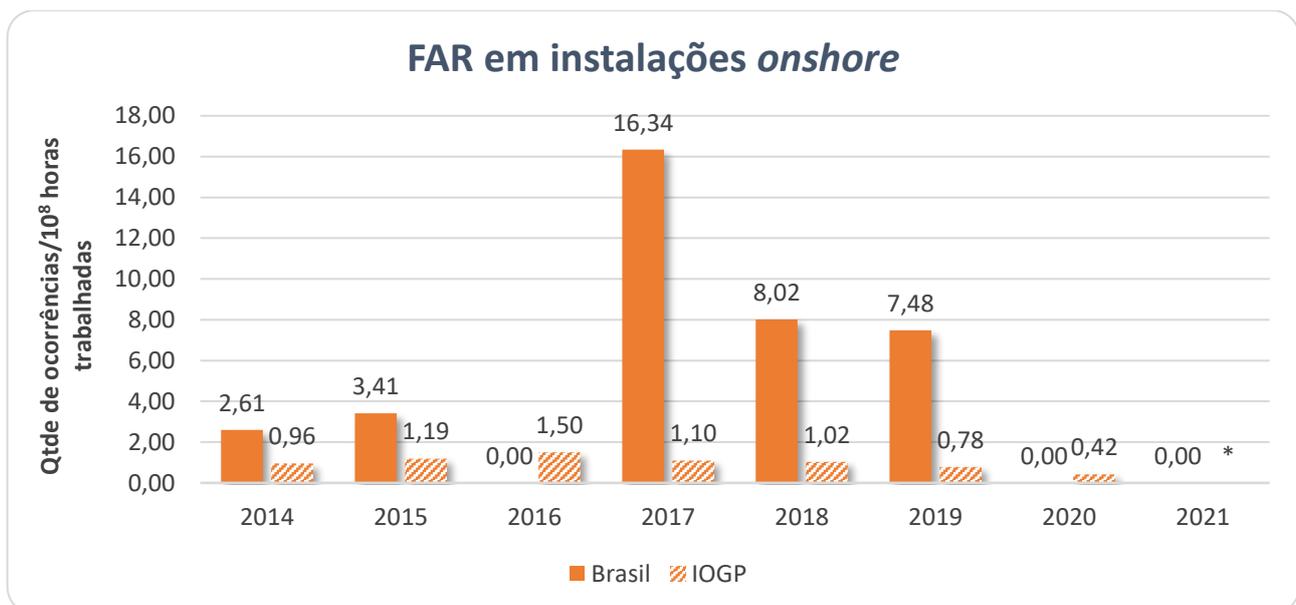


Gráfico 19 – FAR em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2021

(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, do sistema SISO-incidentes e de dados do IOGP)

O Gráfico 20 apresenta a taxa de ferimentos graves em instalações *onshore*.

⁴⁵ Disponíveis em <https://www.iogp.org/bookstore/portfolio-item/safety-performance-indicators/>. Os índices da IOGP referentes a 2021 ainda não se encontram disponíveis.

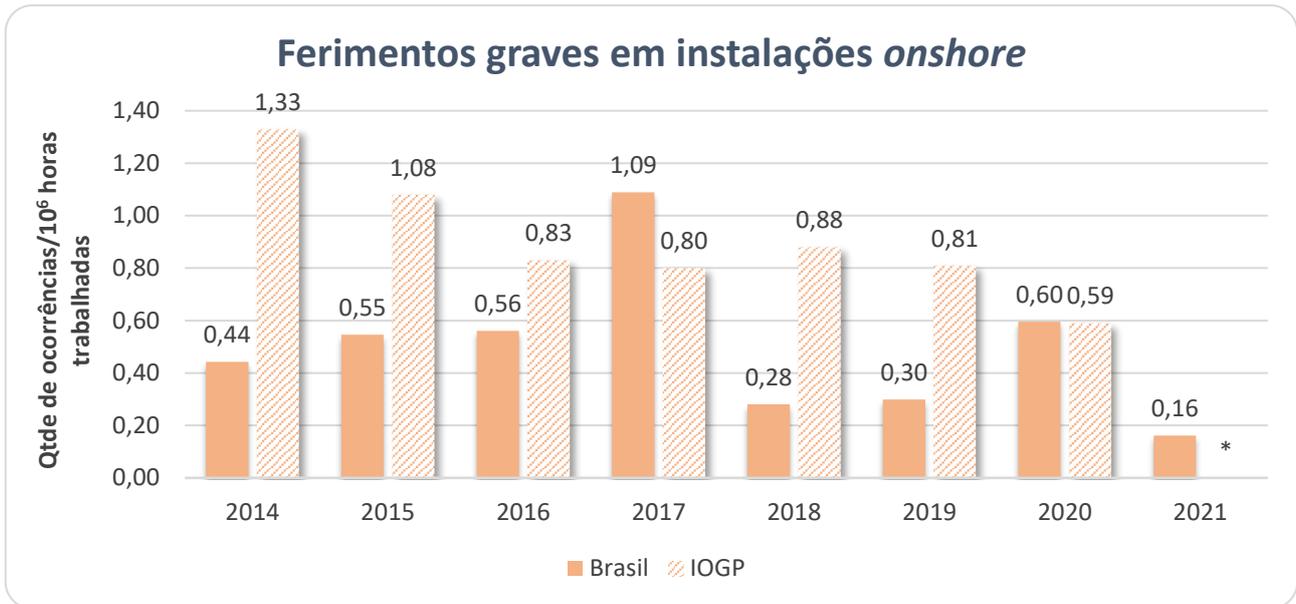


Gráfico 20 – Taxa de ferimentos graves em instalações de exploração e produção *onshore* de 2014 a 2021
(Fonte: Elaborado a partir de dados apresentados pelos Operadores, do sistema SISO-incidentes e de dados do IOGP)

Após aumento da taxa de ferimentos graves em 2020, houve redução significativa em 2021, atingindo o menor valor da série histórica.

O volume de óleo descarregado em terra é exibido no Gráfico 21.

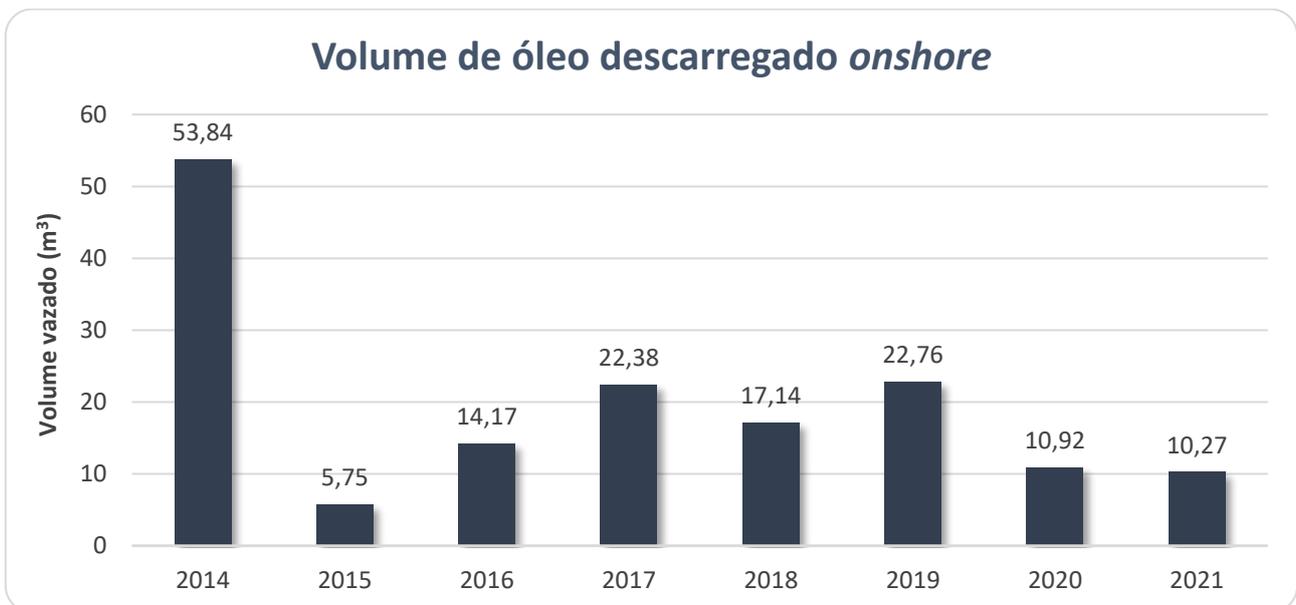


Gráfico 21 – Volume de óleo descarregado em atividades *onshore* entre 2014 e 2021
(Fonte: Elaborado a partir de dados do sistema SISO-incidentes)

O volume de óleo descarregado em 2020 foi atualizado⁴⁶ e o de 2021 manteve-se em nível similar. Assim como em 2020, as descargas significantes de óleo seguem como a tipologia de acidente mais comum nas instalações *onshore*.

6.3 Lições aprendidas com os incidentes operacionais

6.3.1 Alertas de segurança e principais ocorrências

Além de realizar suas próprias investigações de incidentes, a ANP possui diversas formas de atuação sobre os incidentes ocorridos na indústria, a depender da criticidade e relevância do evento, que vão desde a solicitação de informações e reuniões com o Operador para esclarecimento das circunstâncias do evento, até a avaliação da investigação realizada por ele e elaboração de alertas de segurança para disseminação na indústria.

Nesse sentido, destaca-se em 2021 a publicação da Instrução Normativa (IN) ANP nº 6/2021, que atualizou o procedimento para a verificação de incidentes em instalações e atividades relativas às indústrias do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis e ao abastecimento nacional de combustíveis, revogando a IN ANP nº 1/2009 (informações adicionais podem ser obtidas no item 7).

Em 2021, o acompanhamento de incidentes em atividades de E&P resultou na publicação de sete alertas de segurança⁴⁷, conforme abaixo, e na abertura de 85 processos administrativos. Não foi realizada investigação de incidente própria.

- Alerta de Segurança 009-ANP/SSM – Ruptura de *riser* de produção durante teste hidrostático;
- Alerta de Segurança 010-ANP/SSM – Contaminação cruzada em trocador de calor de planta de produção *offshore*;
- Alerta de Segurança 011-ANP/SSM – Armazenamento indevido de água produzida (fora de especificação) em tanques de carga;
- Alerta de Segurança 012-ANP/SSM – Corrosão sob tensão por CO₂ (SCC-CO₂);
- Alerta de Segurança 013-ANP/SSM – Incêndio significativo em campo terrestre;
- Alerta de Segurança 014-ANP/SSM – Corte de coluna de perfuração por acionamento espúrio de gaveta cega cisalhante do BOP;
- Alerta de Segurança 015-ANP/SSM – Perda de estanqueidade de duto flexível de serviço durante procedimento de inertização com diesel.

Destaca-se que três alertas de segurança se relacionam a acidentes envolvendo *risers*. Por ser um equipamento que apresenta potencial para ocasionar vazamento de óleo no mar de

⁴⁶ Ao longo do processo de investigação dos incidentes, que pode se estender além do ano corrente, volumes de descargas são recalculados pelos Operadores e corrigidos na base de dados, podendo resultar em alteração nos valores anteriormente publicados.

⁴⁷ Disponíveis em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/alertas-de-seguranca>

grande magnitude, a ANP tem acompanhado o assunto nos últimos anos (ver item 6.3.2). Além disso, ocorreu a primeira publicação de alerta de segurança relacionado a instalação *onshore*.

Entre os incidentes acompanhados pela ANP em 2021, destaca-se a ocorrência de 11 acidentes com tipologias relacionadas a consequências maiores à vida humana, ao meio ambiente ou ao patrimônio, dos quais um ocorreu em instalação *onshore* e dez em instalações *offshore*.

O acidente de descarga maior de água oleosa no campo terrestre de Canto do Amaro foi inicialmente registrado como perda de contenção primária significativa de óleo e teve sua tipologia alterada após a investigação. O transbordamento de dois tanques devido a falha de monitoramento do processo resultou na descarga de cerca de 27 m³ de água oleosa, em uma área rural de aproximadamente 920 m² de terreno permeável.

As dez ocorrências em instalações marítimas se referem a seis falhas em *risers* (duto 8-P-C10-570, P-37, Plataforma de Enchova, P-56 e duas ocorrências na P-31); três incêndios (P-48, FPSO Cidade de Niterói e Sonda Brava Star) e uma fatalidade (FPSO Cidade de Mangaratiba). Novamente verificou-se um elevado número de acidentes com falhas em *risers*, que serão discutidos no item 6.3.2.

Como verificado no Gráfico 15, Gráfico 16 e no Gráfico 17, todas as categorias de incêndio comunicadas para ANP apresentaram aumento no número de ocorrências em 2021.

O incêndio maior na P-48 ocorreu durante serviço de remoção de suporte de uma linha de purga do tanque de *slop*. A linha de purga faz parte do sistema de gás inerte e sua função era, ao fazer a purga ou descontaminação de algum equipamento, injetar gás inerte e remover esse gás junto aos contaminantes para o *header*. Assim, a linha contém tipicamente gás inerte com a possível presença de algum hidrocarboneto como contaminante.

Verificou-se na investigação que houve vazamento de gás nessa linha por problemas de integridade. As causas raiz identificadas pelo Operador foram: (i) avaliação de riscos inadequada, pois a atividade de remoção de suportes não previa o risco de alteração de estado de integridade das linhas; (ii) falta de implementação de recomendação oriunda da avaliação de riscos anterior, que indicava a necessidade de uma ação de comunicação às equipes operacionais sobre o estado degradado da linha, que não foi associada a um sistema de controle e, por fim, não foi implementada; (iii) prática administrativa inadequada, pois havia indicação para substituição da linha desde 2013 e ela não foi substituída; e (iv) atuação com lacuna de disciplina operacional, uma vez que, embora os padrões indicassem a necessidade de bloqueio da linha, os critérios passaram por interpretações flexíveis para manter o trecho em operação, sem o rigor técnico adequado.

O processo de verificação do incêndio maior na P-48 também avaliou a possível similaridade dessa ocorrência com o evento de incêndio ocorrido na instalação em 2016, objeto de investigação pela ANP. Concluiu-se que os eventos não possuem similaridade, apresentando mecanismos de dano e circunstâncias diferentes que levaram aos eventos.

O incêndio significativo no FPSO Cidade de Niterói ocorreu devido a superaquecimento na caldeira (*deck boiler*), ocasionado por falta de água em seu interior. A caldeira estava operando para gerar vapor para a turbina da bomba de carga. O que garantiu que não houvesse explosão foi a atuação das PSVs, que reduziram o inventário de vapor, resultando no sobreaquecimento até ocorrer a ruptura de tubos pela temperatura elevada. A chave de pressão deveria ter desligado o gás combustível, porém não atuou.

Na investigação do incidente realizada pelo Operador, verificou-se a ocorrência de duas paradas da caldeira dias antes do incidente, com comportamento incomum do sistema de alimentação de água. A caldeira foi colocada novamente em operação, mas a alimentação de água não foi devidamente restabelecida. Foram identificadas 18 causas raiz, dentre as quais destaca-se: (i) falha da válvula de controle de vazão de água para caldeira; (ii) contaminação da água, devido a falha de monitoramento; (iii) falha de gestão de mudanças na transição de sistema informatizado de dados de manutenção dos equipamentos; e (iv) operação da caldeira não estava sendo assistida pelos operadores.

O dano à caldeira foi irreversível e o acidente resultou na parada da instalação. As ações de verificação e acompanhamento da ANP vincularam o retorno à operação ao cumprimento de condicionantes, além de reparos necessários, que foram atendidos após 118 dias pelo Operador.

Já o incêndio significativo na sonda Brava Star ocorreu na sala de peneiras da instalação, na centrífuga do sistema de secador de cascalhos. O incêndio foi debelado com extintor portátil e posterior atuação do sistema de dilúvio. Suas causas imediatas foram atribuídas à falha na centrífuga e à utilização de óleo hidráulico do acoplamento com ponto de fulgor inadequado para área classificada. Como causas raiz foram identificadas falhas na concepção do projeto da centrífuga e falha na especificação de engenharia para o óleo hidráulico.

Verifica-se, portanto, que as ações adotadas pela ANP na verificação e acompanhamento dos incidentes são específicas para cada ocorrência e resultam em significativo material relacionado a lições aprendidas. O aumento de sua frequência indica a necessidade de atenção por parte dos Operadores. Desta forma, o **Desafio #1** identificado no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020 – *“Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios”* – permanece válido.

Corroborando com a necessidade de manter o Desafio #1 transcrito acima, destaca-se o fato de que a ANP verificou, em algumas oportunidades, relatórios de investigação de incidentes elaborados pelos Operadores com deficiências na identificação das causas-raiz, bem como no estabelecimento de recomendações impeditivas e não impeditivas decorrentes dos incidentes. Considerando essas lacunas, a Agência determinou a apresentação de relatórios de investigação de 3ª parte, que se mostraram mais detalhados e de melhor qualidade, quando comparados àqueles apresentados inicialmente.

Nesse sentido, além de essa solução ter sido importante para melhor explorar os aprendizados e desdobramentos dos incidentes, merece destaque o fato de que as investigações seguintes dos Operadores que realizaram investigações de 3ª parte se mostraram melhores e mais bem estruturadas, demonstrando um aprendizado com os incidentes anteriores.

6.3.2 Falhas em risers

O Gráfico 22 apresenta a evolução do número de comunicados de incidentes com *risers* no Brasil. Observa-se uma constância em relação a 2020.

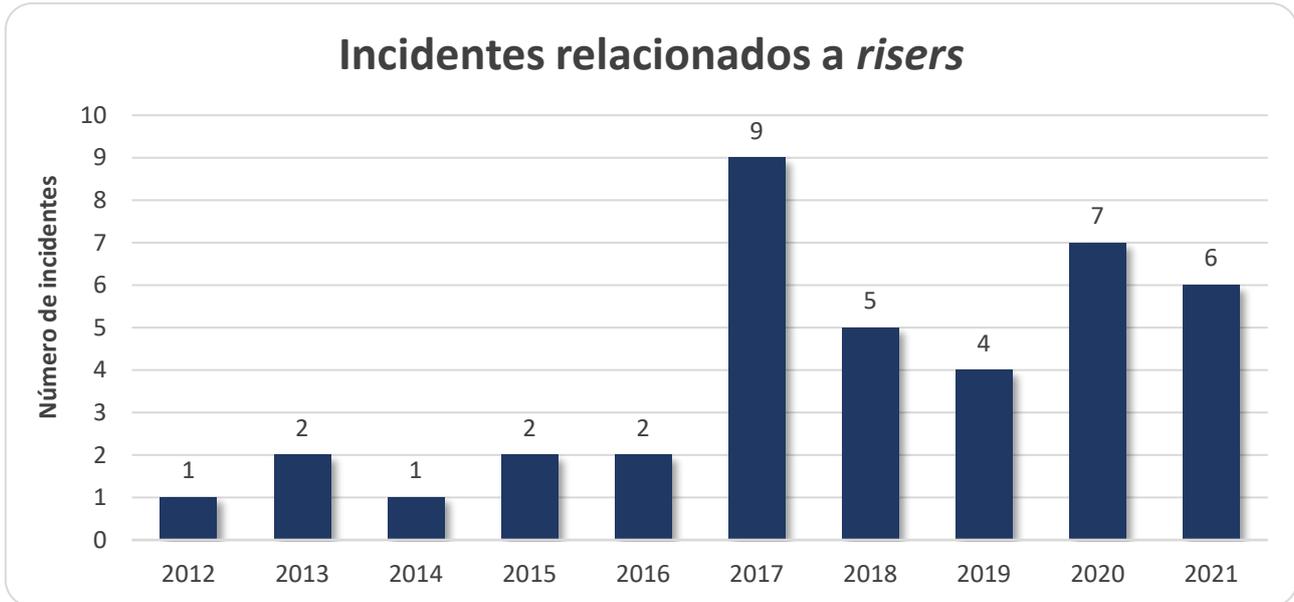


Gráfico 22 – Número de incidentes relacionados a *risers* de 2012 a 2021

(Fonte: SISO-incidentes)

Em decorrência do aumento do número de incidentes relacionados a *risers* nos últimos anos, em 2021, foi realizada uma análise aprofundada dessas ocorrências, que mostrou um estágio incipiente de maturidade dos sistemas de gestão de sistemas submarinos no Brasil, necessitando de melhorias. Verificou-se que as investigações dos acidentes ainda são feitas de forma pouco aprofundada, resultando em recomendações e abrangências que não são suficientes para evitar eventos semelhantes.

Após a avaliação dos dados, foi realizada uma auditoria específica para tratar da investigação de incidentes relacionados a *risers* ocorridos na Petrobras, nas seguintes instalações: FPSO Cidade de Angra dos Reis, FPSO Cidade de São Vicente, Plataforma de Cherne-1, P-15, P-26, P-31, P-37, P-50 e P-52. A auditoria confirmou as limitações das investigações, que não chegaram a respostas cruciais para o entendimento do modo e dos mecanismos de falhas dos dutos, o que impossibilita a implementação de recomendações eficazes e a incorporação das lições aprendidas.

Dessa forma, ressalta-se mais uma vez que o **Desafio #1** indicado no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020 – *Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios* – ainda precisa ser superado pela indústria.

Além das questões relacionadas a investigação de incidentes, a avaliação realizada pela ANP indicou uma série de recomendações, tanto para a Agência quanto para os Operadores.

Como recomendações para a Agência, foram identificadas oportunidades de melhorias no Sistema Integrado de Segurança Operacional – Módulo Incidentes (SISO) e no Manual de Comunicação de Incidentes, assim como na regulamentação do Sistema de Gerenciamento de Sistemas Submarinos (SGSS) e do SGSO, de modo a tornar mais clara aos Operadores as principais informações que são avaliadas pela agência nesse tipo de incidente e que devem constar em suas comunicações iniciais e relatórios de investigação.

Com foco nos Operadores, foi verificada a importância de que o processo de instalação, tanto anteriormente quanto posteriormente, seja acompanhado pelo Operador, contemplando

o gerenciamento da integridade do duto após sua instalação, no qual se destaca a importância de uma inspeção adequada.

Também se destacou a necessidade de que a reutilização dos dutos seja feita de forma adequada, atendendo-se para as recomendações dos fornecedores. Dessa forma, deve-se adotar que os dutos objeto de reutilização ou com danos já identificados necessitam de um controle diferenciado de integridade, assim como dos elementos críticos.

Considerando os casos em que se dispõe de informações relativas ao tempo para a falha, verificou-se que os *risers* falharam provavelmente antes da sua vida útil determinada pelo projeto, demonstrando a importância de uma gestão efetiva da integridade durante seu ciclo de vida. Destaca-se também que *risers* de injeção de gás em áreas com alto índice de CO₂ tendem a apresentar tempo de falha muito baixo, devido ao mecanismo de corrosão sob tensão por CO₂ (SCC-CO₂).

Com relação a análises de risco, elas apresentam grande potencial para melhorar a incorporação de lições aprendidas, caso considerem os cenários de risco baseados nos acidentes pretéritos. Similarmente, a definição dos equipamentos críticos para os sistemas submarinos ainda não está bem estabelecida, podendo ser aperfeiçoada com a introdução dos modos e mecanismos de falha identificados nos incidentes investigados. Nesse sentido, destaca-se a importância de se dispor de um banco de dados para o registro de informações de incidentes com *risers*, como tipo de duto, modo e mecanismo de falha e o histórico estruturado dos acidentes, de forma a facilitar o acesso e a incorporação das lições aprendidas.

Cabe ainda destacar a situação de dutos fora de operação, na qual se verifica a necessidade de definição de critérios para estabelecer prazo limite para o seu recolhimento, sobretudo quando apresentam algum tipo de diminuição da resistência estrutural.

Também devem ser avaliadas pelos Operadores as condições de colisões potenciais com outros dutos e equipamentos, que caracterizam causas externas, como por exemplo quedas de objetos, movimentações não previstas, arranjo de linhas muito próximas ou equipamentos submarinos danificados. Nesse sentido, a execução de inspeção da área potencialmente atingida se mostra de grande importância.

Ainda sobre o tema, conforme item 4, a ANP colabora com o JIP, coordenado pelo *Wood Group* e com participação de empresas e órgãos reguladores, que tem como objetivo a realização de um trabalho integrado para propor soluções para os desafios relacionados a dutos flexíveis, o que deve ser formalizado e intensificado em 2022.

7. ARCABOUÇO REGULATÓRIO DE SEGURANÇA OPERACIONAL NA EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

No ano de 2021 foi concluída a revisão da Resolução ANP nº 37, de 28 de agosto de 2015, que regulamentava o procedimento de fiscalização de segurança operacional das atividades de exploração e produção e estabelecia os casos nos quais poderiam ser concedidos prazos para adequação e correção de não conformidades. Inicialmente foram realizados *workshops* internos e externos e estudos nos quais se analisaram os efeitos dessa Resolução nos resultados das ações de fiscalização realizadas no período de sua vigência (com dados referentes ao período 2015-2019, portanto, anteriores à pandemia da Covid-19), visando identificar obrigações de alto custo regulatório para a ANP e para a indústria, mas com baixo impacto para a segurança operacional do E&P.

Seguindo o rito processual, a minuta de Resolução passou por consulta e audiência públicas, sendo esta última realizada em 16 de junho de 2021, com grande participação dos agentes regulados, entidades de classe e membros da sociedade civil⁴⁸. Após a aprovação da Diretoria, foi publicada a Resolução ANP nº 851, de 20 de setembro de 2021⁴⁹, a qual regulamenta o procedimento de fiscalização de segurança operacional das atividades de E&P e estabelece os casos de concessão de prazo para as Operadoras de Contrato se adequarem aos regulamentos técnicos de gerenciamento de segurança operacional da ANP.

Destaca-se que o normativo eliminou obrigações existentes na Resolução ANP nº 37/2015, a exemplo do envio obrigatório à ANP das evidências de saneamento de não conformidades, da submissão de Planos de Ação para aprovação da Agência, e das notificações e recomendações de segurança. Por fim, a Resolução ANP nº 851/2021 incluiu definições dos conceitos de ação corretiva e ação preventiva, bem como de não conformidades leves, moderadas e graves, e estabeleceu a aplicabilidade do procedimento descrito na Resolução às não conformidades identificadas em investigação de incidentes, conferindo maior clareza e transparência ao processo de fiscalização. Além desses pontos, a norma destaca a responsabilidade do novo Operador perante a ANP por promover o saneamento das não conformidades previamente identificadas, caso ainda não tenham sido corrigidas, restaurando a condição de segurança da unidade, e ratifica a responsabilidade solidária entre cedente e cessionária nos casos de cessão de direitos.

Seguindo a Agenda Regulatória 2020-2021, a SSM deu continuidade à coordenação dos trabalhos para a revisão da Resolução ANP nº 44/2009, que estabelece as regras para a comunicação de incidentes a ser realizada pelos concessionários e empresas autorizadas pela ANP a exercer as atividades da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como distribuição e revenda. Por ser essa uma Resolução aplicada transversalmente em diversos setores da indústria, sua revisão, liderada pela SSM, conta com a colaboração de outras unidades da agência, a saber: Superintendência de Distribuição e Logística (SDL), Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), Superintendência de Produção de Combustíveis (SPC). Ao final de 2021, o processo se encontrava em fase de consolidação das contribuições internas recebidas, para posterior submissão à Diretoria Colegiada para aprovação de consulta e audiência públicas, cujo início está previsto para o primeiro trimestre de 2022, conforme Agenda Regulatória 2022-2023⁵⁰.

Outro destaque do ano de 2021 foi a conclusão da revisão da Instrução Normativa (IN) ANP nº 1/2009, que estabelecia o procedimento a ser conduzido pelos servidores da ANP para a verificação de incidentes, culminando na publicação da IN ANP nº 6/2021, de 31 maio de 2021⁵¹. A IN ANP nº 6/2021 trouxe como principais mudanças em relação à sua precursora a possibilidade de cada Unidade Organizacional (Uorg) definir, via procedimento interno, os critérios utilizados para selecionar os incidentes a serem verificados; o estabelecimento de

⁴⁸ Informações e documentos sobre o processo de consulta pública se encontram disponíveis em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/consulta-e-audiencia-publicas-no-4-2021>

⁴⁹ Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-851-de-20-de-setembro-de2021-346337504>

⁵⁰ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agenda-regulatoria-2022-2023-versao-site.pdf>

⁵¹ Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/instrucao-normativa-anp-n-6-de-31-de-maio-de-2021-323277614>

outras ferramentas alternativas à investigação de incidentes; simplificações nos processos de determinação do escopo da investigação; entre outras.

Como mencionado no Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020, está sendo conduzido pela SSM o trabalho de revisão e consolidação, em um único instrumento normativo, dos diversos regulamentos técnicos da estrutura regulatória referente à segurança operacional do setor de E&P, no contexto de simplificação normativa preconizado pelo Decreto nº 10.139/2019. Por se tratar de uma revisão ampla do arcabouço regulatório, com vistas à elaboração de uma única resolução modernizada, que regulamentará os aspectos de segurança operacional das instalações de E&P ao longo do seu ciclo de vida, foram realizados em 2021 estudos envolvendo temáticas como “Instalações Terrestres”, “Documentação de Segurança Operacional” e “Permissão para o Início das Operações”, que estão em fase final de elaboração, bem como consulta interna para as Uorgs que possuem relação com o tema. Conforme estipulado na Agenda Regulatória 2022-2023, a submissão das minutas da nova Resolução e do Regulamento Técnico à consulta e audiência públicas está prevista para acontecer no primeiro semestre de 2022.

Ainda tendo em vista a simplificação normativa estabelecida no Decreto nº 10.139/2019, foram revogadas em 2021, no âmbito da SSM, as Resoluções ANP nº 3/2012 e nº 4/2012, que regulavam aspectos de segurança operacional em atividades de geologia e geofísica, em concorrência com outras normas em vigor editadas pela ANP e por outros órgãos da Administração Pública, e mais 14 Portarias, cujos efeitos já haviam se exaurido.

8. SUSTENTABILIDADE E REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA

Confirmando o seu compromisso com o meio ambiente, em seu Mapa Estratégico 2021-2024, a ANP incluiu como um de seus objetivos estratégicos “estimular atividades reguladas mais seguras e sustentáveis e contribuir para a redução das emissões de gases de efeito estufa”, por meio da implementação de ações regulatórias que visem à segurança e ao desenvolvimento sustentável dos mercados regulados.

No ano de 2021 foram iniciadas ações que permitirão não só ampliar a publicidade dos inventários de emissões de gases de efeito estufa (GEE) na E&P de petróleo e gás natural, mas também identificar os aprimoramentos regulatórios necessários para a redução de intensidade de emissões da indústria, com a adoção de medidas para prevenção e mitigação de emissões. Espera-se que, dentre outras entregas à sociedade, seja dada a visibilidade necessária para as melhores práticas já adotadas, mas também que se intensifique a adoção das melhores técnicas disponíveis para maior sustentabilidade da indústria e acesso do petróleo brasileiro a mercados internacionais cada vez mais exigentes.

Assim, foi criado o projeto “Indicadores de sustentabilidade e redução de emissões de gases de efeito estufa”, que adota algumas diretrizes para o seu desenvolvimento, sendo as principais: (i) o engajamento em discussões junto aos diversos *stakeholders* da indústria de óleo e gás; (ii) a identificação de oportunidades para o desenvolvimento regulatório, no sentido de incentivar o uso de melhores práticas da indústria, tanto para elaboração de relatórios de indicadores de sustentabilidade, quanto para adoção das melhores técnicas disponíveis, visando

minimizar as emissões e a poluição durante o ciclo de vida dos projetos de forma econômica. Sobre o tema, foi realizada durante o IX SOMA apresentação relacionada ao projeto⁵².

8.1 Sustentabilidade e transição energética

O ano de 2021 foi marcado pelo posicionamento mais claro das empresas da indústria de E&P em relação a metas de sustentabilidade, descarbonização e destinação de investimentos em novas energias em nível global.

Neste contexto, é importante destacar que há diferenças entre as estratégias adotadas por diferentes empresas que operam no Brasil. Enquanto algumas possuem uma visão mais abrangente, ou seja, consideram investir em diversas tecnologias de baixo carbono, como CCUS (do inglês *Carbon capture, utilisation and storage*), energias renováveis, biocombustíveis, hidrogênio, *energy storage*, e soluções baseadas em natureza, outras pretendem concentrar-se na descarbonização de suas atividades atuais e possuem menores ambições de investimentos de capital em tecnologias de baixo carbono.

Os compromissos em investimentos em tecnologias de baixo carbono assumidos pelas empresas petrolíferas variam entre 2 e 6 bilhões de dólares anuais até 2030, havendo, contudo, empresas com menores ambições. A Petrobras, maior produtora de petróleo no Brasil, informou em seu Plano Estratégico 2022-2026 que fará investimento total de US\$ 2,8 bilhões em tecnologias de baixo carbono até 2026⁵³.

A indústria no Brasil precisará seguir a mesma tendência de desenvolvimento de outros mercados, para que novas oportunidades de investimentos sejam identificadas e aproveitadas. Considerando que os ganhos econômicos e sociais da indústria devam ser maximizados, observadas as demandas de mercados mais exigentes por uma menor intensidade de emissões por barril produzido, urge dar-se visibilidade aos esforços da indústria em se descarbonizar e transitar para a adoção de novas tecnologias, lançando projetos de Captura e Sequestro de Carbono e integrando energias renováveis aos seus portfólios e suas operações. Assim, um desafio a se destacar para a indústria é o de se dar transparência a indicadores representativos do desempenho em sustentabilidade.

Em 2021, a ANP incentivou os Operadores que publicam relatórios de sustentabilidade a apresentar como aferem suas emissões de GEE, quais protocolos utilizam e como avaliam projetos de investimento capazes de reduzir ou mitigar suas emissões. Como retorno, percebe-se que alguns Operadores ainda diferenciam suas metas de emissões no Brasil, possuindo metas mais arrojadas em outros mercados nos quais atuam. Os Operadores demonstram que se encontram em fase de desenvolvimento ou aprimoramento de seus processos internos para identificar oportunidades e implementar projetos necessários para reduzir emissões.

O uso de fatores de emissão, com base em referências hoje aceitas e utilizadas com foco no cálculo de inventários de emissões, é limitado (ou por vezes inadequado) para suportar a avaliação de projetos de redução de emissões. Percebe-se que, embora o cálculo de inventário esteja bem consolidado entre os Operadores, a avaliação dos investimentos em medidas de

⁵² Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/workshop-soma/ix-workshop-de-seguranca-operacional-e-meio-ambiente-soma>; e no YouTube: <https://www.youtube.com/watch?v=6-icRHDq2Zg>

⁵³ Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6d98b296-503c-53cc-1f9e-153a904e8066?origin=2>

redução de emissões demanda maior esforço técnico e ainda não é abordada, por exemplo, pelo conceito de custo marginal de abatimento. Assim, os processos de avaliação e aprovação de investimento em tais projetos, particularmente os que demandam investimento de capital, precisam ser aprimorados. O compartilhamento, entre Operadores, de informações de modelagem e validação de projetos de redução de emissões já implementados pode acelerar o ganho de experiência de cada um e favorecer a inclusão das emissões de gases de efeito estufa nos processos corporativos de tomada de decisão de projeto.

Lidar com os aspectos técnicos do risco de carbono nas empresas do setor envolve a necessidade de quantificar e reduzir emissões e identificar e implementar tecnologias mais sustentáveis. Portanto, apresenta-se como desafio que a indústria se comprometa, no âmbito do mercado brasileiro, a desenvolver ou atualizar suas diretrizes de projeto e aprimorar os processos corporativos de gerenciamento de projetos para que o risco de carbono seja considerado na tomada de decisão. Assim, a redução de emissões e a transição energética poderão ser conduzidas de forma econômica, gerenciando o risco do negócio, considerando os impactos de preços de carbono e as mudanças climáticas.

8.2 Publicidade às emissões de gases de efeito estufa

A Lei nº 12.351/2010, que trata da E&P de petróleo e gás natural sob o regime de partilha de produção em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas, impõe a apresentação de inventário periódico de emissões de gases que provocam efeito estufa (Inciso XXI, Art. 29). Dessa forma, o Gráfico 23 apresenta as emissões de GEE totalizadas em toneladas de dióxido de carbono equivalente provenientes das áreas que já iniciaram atividades sob esse regime, para o período 2014-2020⁵⁴.

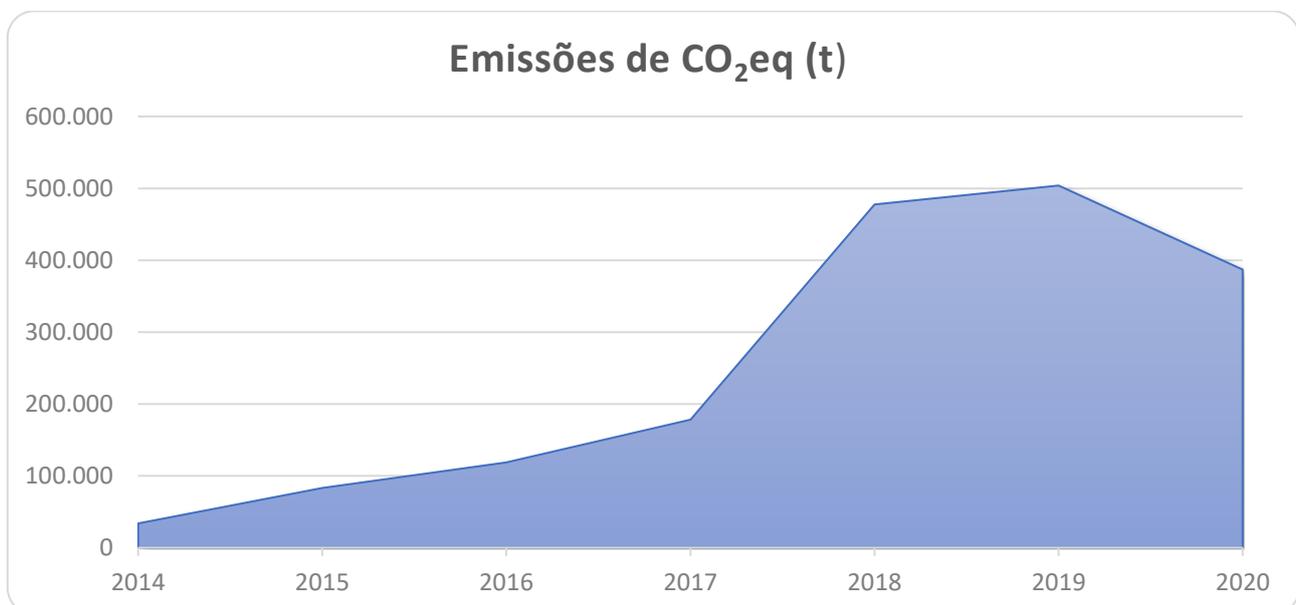


Gráfico 23 - Emissões de CO₂eq (t) provenientes da E&P em áreas sob regime de partilha entre 2014 e 2020

(Fonte: Dados encaminhados pelos Operadores)

⁵⁴ O prazo para envio do inventário das emissões de gases de efeito estufa é até o dia 31 de maio de cada ano. Portanto, até a elaboração deste relatório, os dados de 2021 ainda não haviam sido enviados.

Ressalta-se que, inicialmente, a ANP recebia os dados de emissões somente do Bloco de Libra, que manteve apenas atividades exploratórias até 2017, quando iniciou a produção com o FPSO Pioneiro de Libra. O aumento das emissões nos anos de 2018 e 2019 está associado tanto a entrada de dados exploratórios de novos Operadores quanto de dados de produção de outros campos da Petrobras. No ano de 2018, somaram-se às emissões do campo de Libra, os valores referentes aos novos contratos de partilha das áreas de Noroeste de Sapinhoá, Sudoeste de Sapinhoá, Peroba, Norte de Carcará, Sudoeste de Tartaruga Verde, Norte de Carcará e do bloco BM-S-8. Em 2019, iniciaram as atividades exploratórias sob o regime de partilha da produção nas áreas de Uirapuru, Alto de Cabo Frio Oeste e Sul do Gato do Mato. No ano de 2020, não houve entrada de dados de novas áreas.

As maiores contribuições para as emissões totais vêm das atividades de produção, que ainda se encontram restritas a Libra, Sudoeste de Tartaruga Verde e Entorno de Sapinhoá, que representam 93% do total em 2020.

Ressalta-se que os dados apresentados pela Petrobras referentes aos anos de 2018 e 2019 foram retificados a pedido da ANP, corrigindo inconsistências nos valores informados anteriormente. Isso explica a divergência existente entre os valores apresentados no presente relatório e no Relatório de Segurança Operacional de 2020.

8.3 Cooperação para mitigação das emissões de CO₂

Dentre os engajamentos realizados pela SSM no âmbito do projeto durante 2021, ressaltam-se:

- Participação como observador internacional na reunião anual *Global Gas Flaring Reduction Partnership* (GGFR), promovida pelo Banco Mundial, na qual é discutida a redução de emissões por *flaring* e *vent* sob o ponto de vista regulatório, técnico e econômico. Em 2021, a parceria do Banco Mundial atraiu novas adesões tanto de companhias operadoras quanto de governos que buscam apoio para promoção de melhorias regulatórias ou para viabilização de projetos desafiadores de óleo e gás com menores emissões.
- Participação no comitê organizador e em painéis do 1º Seminário de Descarbonização no E&P, promovido pela *Society of Petroleum Engineers*, no qual se discutiu os desafios atuais do setor para reduzir suas emissões de GEE e participar da transição energética em curso. Ao todo, o evento reuniu 39 palestrantes de diferentes organizações.
- Participação nos Grupos de Trabalho coordenados pelo IBP dedicados à discussão de Eficiência Energética, Mudanças Climáticas e Redução de Emissões de Metano.
- Representação da ANP no Subcomitê ProbioCCS, criado pelo programa Combustível do Futuro do MME, no qual se discute a regulamentação da atividade de CCUS no Brasil. A ANP desempenhará um papel significativo na regulação dessa atividade, dada a sua expertise em segurança operacional, infraestrutura e outorga de atividades em reservatórios geológicos. A captura e sequestro de carbono tem um elevado potencial de mitigação de emissões de GEE e há a necessidade de se pautar a adequada regulação de segurança, meio ambiente e descomissionamento de instalações em campos depletados.
- Participação no 2º Congresso Brasileiro do Hidrogênio.
- Participação em missão internacional na Total Energies R&D Center, na França, visando adquirir conhecimento na área de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I).

8.4 Aprimoramento regulatório

O projeto “Indicadores de sustentabilidade e redução de emissões de gases de efeito estufa” já identificou oportunidades para aprimorar a regulação da ANP em suas diversas abordagens, e antevê ocasiões para que se promova uma indústria mais sustentável, por meio de instrumentos como o termo de referência para realização de novas Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares. Há, neste momento, propostas sendo discutidas internamente em estrito alinhamento com a política energética vigente.

9. AVALIAÇÃO AMBIENTAL PRÉVIA ÀS RODADAS DE LICITAÇÃO

De acordo com a Resolução CNPE nº 17/2017, o planejamento para a oferta de áreas deverá considerar as conclusões das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS). Alternativamente, para as áreas que ainda não tenham sido submetidas ao processo de AAAS, 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 dos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente, com competência para o licenciamento ambiental na área em questão.

Assim, todas as áreas ofertadas nas rodadas de licitações promovidas pela ANP são previamente analisadas quanto à viabilidade ambiental pelos órgãos ambientais competentes. O objetivo desse trabalho conjunto é eventualmente excluir áreas sobrepostas a regiões onde não é possível ou recomendável a ocorrência de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Além disso, os pareceres elaborados pelos órgãos ambientais podem apresentar diretrizes para o licenciamento ambiental, permitindo ao futuro Operador do contrato a inclusão da variável ambiental em seus estudos de viabilidade técnica e econômica.

No ano de 2021 houve a interação com órgãos ambientais estaduais e federais visando a análise ambiental prévia para 220 blocos exploratórios e 7 áreas com acumulações marginais no âmbito da Oferta Permanente, 199 blocos exploratórios no âmbito da 18ª Rodada de Licitação e 4 áreas no âmbito da 8ª Rodada de Partilha de Produção. Essas áreas estão distribuídas em quatorze bacias sedimentares: Amazonas (1), Campos (1), Espírito Santo (25), Mucuri (12), Paraná (13), Parecis (1), Parnaíba (31), Pelotas (199), Potiguar (43), Recôncavo (12), São Francisco (41), Santos (3), Sergipe-Alagoas (31) e Tucano (17) (Gráfico 24).

Ainda em 2020 foram concluídos os Estudos Ambientais de Áreas Sedimentares (EAAS) relacionados as AAAS da bacia terrestre do Solimões⁵⁵ e das bacias marítimas de Sergipe-Alagoas e Jacuípe⁵⁶. Porém, para que o processo da AAAS seja finalizado, é necessário que a Comissão Interministerial, a ser formada por representantes designados pelo MME e pelo MMA, se manifeste em relação aos resultados dos estudos, bem como quanto ao posicionamento do Comitê Técnico de Avaliação (CTA). A previsão é que a Comissão Interministerial seja formada em 2022.

⁵⁵ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-do-solimoes>

⁵⁶ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-de-sergipe-alagoas-e-jacuipe>

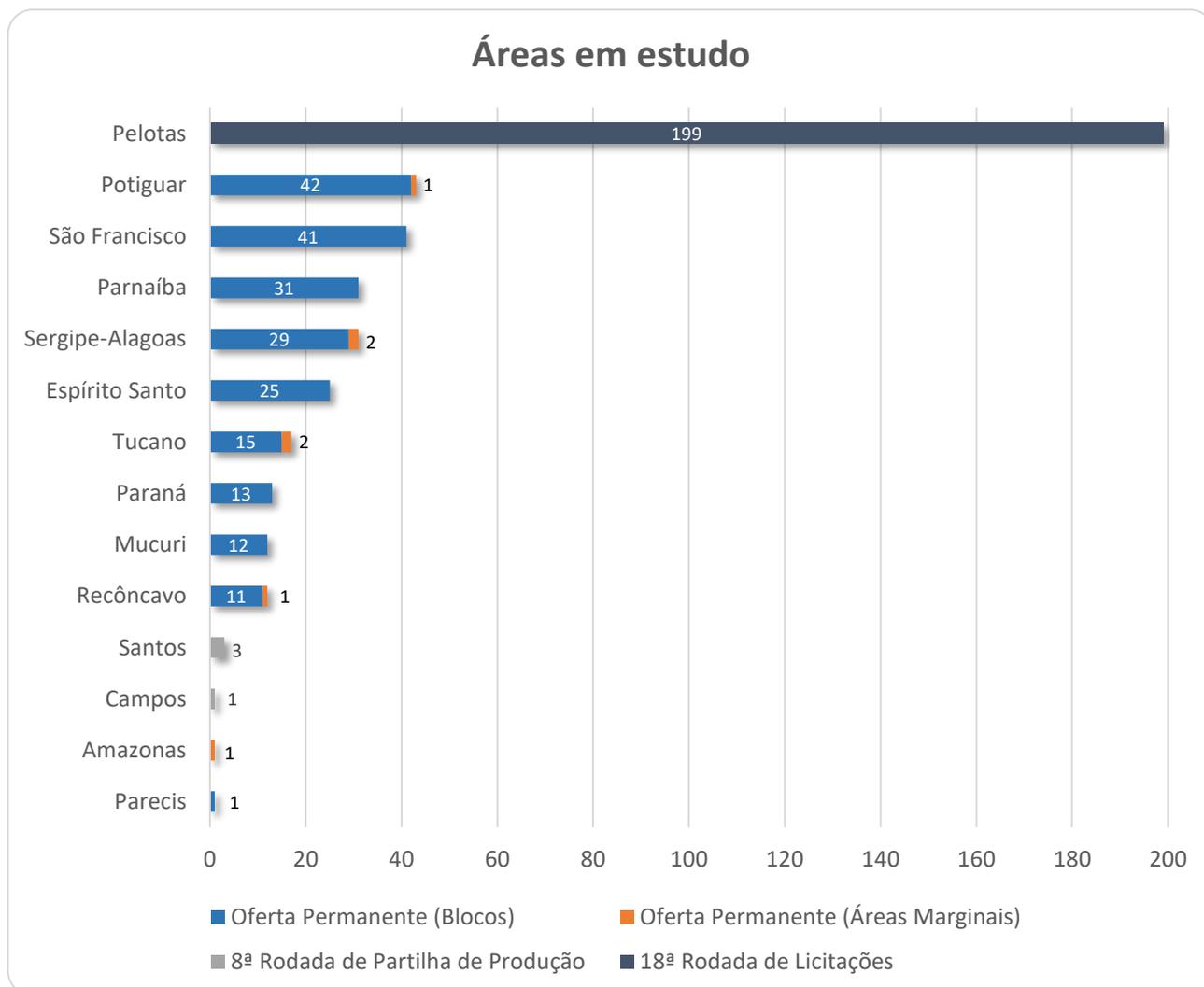


Gráfico 24 – Áreas em estudo por bacia sedimentar para elaboração de Manifestação Conjunta MME-MMA

(Fonte: SSM)

Merece atenção a repercussão contrária, verbalizada tanto pela mídia quanto pela sociedade, em relação à efetivação da 17ª Rodada de Licitações, realizada em 07/10/2021. Há uma percepção de que a manifestação conjunta não é mais suficiente para antecipar os eventuais conflitos que possam vir a ocorrer durante o processo de licenciamento ambiental.

Nesse sentido, por meio da Resolução CNPE nº 19/2021⁵⁷ foi instituído o Grupo de Trabalho (GT) “Planejamento de Oferta de Áreas” com o objetivo de propor estratégias para aumentar a sinergia entre o planejamento da oferta de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural e o processo de licenciamento ambiental. No âmbito deste GT, cujas reuniões ocorrerão no decorrer de 2022, serão discutidos o aperfeiçoamento do processo de AAAS, bem como novas abordagens de avaliação ambiental prévia às rodadas.

⁵⁷ Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/copy_of_RES19CNPE.PDF

10. LICENCIAMENTO AMBIENTAL E A DEVOLUÇÃO DE PRAZO OU SUSPENSÃO DE CONTRATOS

Considerando que a ausência de licenças ambientais inviabiliza a execução de diversos compromissos assumidos com a ANP no âmbito dos contratos de E&P, os Operadores podem requerer aplicação de cláusula que permite a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual, em casos de dificuldades para obtenção dessas autorizações. Nesses casos, precisam ficar comprovados atrasos no processo de licenciamento ambiental por culpa exclusiva do órgão responsável pelo licenciamento.

As dificuldades que os Operadores encontram na obtenção das licenças ambientais podem ser avaliadas por meio do esforço administrativo demandado para analisar as solicitações de devolução de prazo ou suspensão dos contratos. Uma outra maneira é verificar o número de contratos que estão suspensos devido à ausência de licenças ambientais.

10.1 Bacias sedimentares terrestres

O Gráfico 25 apresenta o histórico das solicitações (número de análises por ano)⁵⁸ de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual encaminhadas pelos Operadores nos últimos quatro anos, em bacias terrestres.

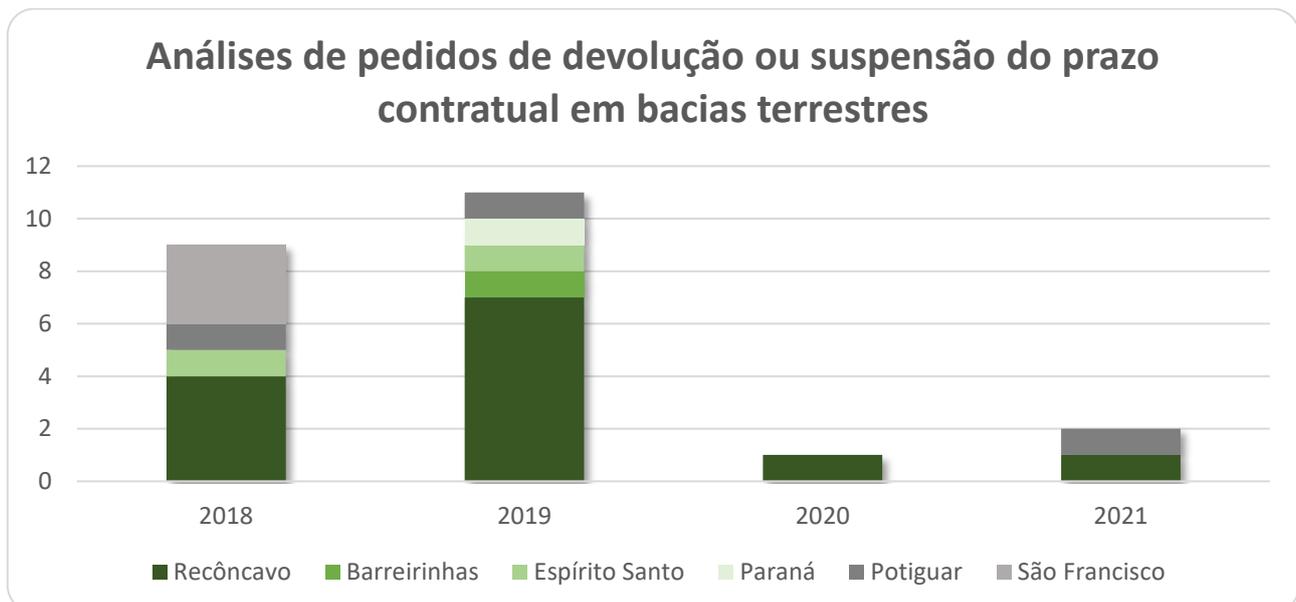


Gráfico 25 – Número de análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual relacionadas aos contratos localizados em bacias sedimentares terrestres

(Fonte: Sistema eletrônico de informação – SEI da ANP)

Historicamente, os principais aspectos relatados pelos Operadores que motivaram a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual foram: (i) atrasos injustificados na

⁵⁸ Um contrato pode ter demandado mais de uma vez a avaliação da equipe, tanto em função da fase exploratória quanto devido a pedidos de reconsideração por parte do concessionário.

análise por parte dos órgãos estaduais de meio ambiente (OEMAs) das respectivas unidades da federação onde as atividades são desenvolvidas; e (ii) dificuldades de obtenção de autorizações de órgãos intervenientes, como o Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA) e de superficiários de terras. Algumas análises concluíram ainda que o Operador não fazia jus à devolução ou suspensão de prazo e, portanto, tiveram seu pleito indeferido.

Como pode ser observado, houve uma redução no número de pedidos de suspensão contratual ou restituição de prazos nos anos de 2020 e 2021, quando comparados aos anos anteriores. O caso analisado em 2021 na bacia do Recôncavo se trata de um pedido de exoneração de obrigações do Programa Exploratório Mínimo de um contrato rescindido em função do tempo decorrido no licenciamento, que superou cinco anos sem decisão do órgão ambiental.

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 26 demonstra que oito contratos de concessão de ativos terrestres se encontravam nessa situação em 2021. Esses contratos estão distribuídos nas bacias do Recôncavo (cinco) e São Francisco (três). Dessas suspensões, sete estão associadas a restrições ao fraturamento hidráulico em reservatório não convencional, e apenas uma associada a dificuldade na obtenção do licenciamento.



Gráfico 26 – Total de contratos suspensos em 2021 em bacias sedimentares terrestres

(Fonte: Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção – SIGEP)

A restrição ao emprego do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional decorre tanto de ações civis públicas que vedaram o uso da técnica, quanto de decisões dos próprios órgãos responsáveis pelo licenciamento ambiental. Decisões liminares que suspenderam os efeitos de contratos em áreas terrestres cujo principal objetivo geológico seriam recursos não convencionais, como os provenientes da 12^a Rodada de Licitações, em geral, condicionam a execução das atividades à realização prévia de AAAS e ao estabelecimento de alguma regulamentação para a técnica.

Nesse contexto, merece destaque a Resolução CNPE nº 28/2021⁵⁹, publicada no DOU em 30/12/2021, que determina a divulgação, para consulta pública, do edital de qualificação de projetos visando a execução do “poço transparente”, em um prazo de até 90 dias. O projeto “poço transparente” visa o desenvolvimento de um projeto-piloto para desmistificar o tema da exploração e produção de recursos não convencionais. A partir desse projeto, espera-se ampliar o conhecimento sobre fraturamento hidráulico, divulgar os resultados para os órgãos ambientais, entes públicos e sociedade civil, eliminando os óbices jurídicos e ambientais que deram motivação à suspensão dos diversos contratos de concessão e, com isso, permitir a avaliação do potencial de produção no país, a partir da realização segura da atividade com o atendimento à Resolução ANP nº 21/2014.

Comparativamente ao ano de 2019, quando havia 29 contratos suspensos, e ao ano de 2020, quando esse número atingiu 17, observou-se uma redução significativa para oito contratos suspensos em 2021, que pode ser decorrente de: (i) entrada de poucos novos pleitos de suspensão; (ii) devolução de alguns blocos à ANP cujos contratos estavam suspensos; (iii) ações da SSM junto ao Inema, órgão ambiental da Bahia, e aos Operadores de contratos localizados na bacia do Recôncavo, que tiveram como resultado a resolução de dificuldades e a obtenção das devidas licenças ou autorizações ambientais, permitindo que os contratos retornassem ao curso natural.

Ações que possivelmente irão contribuir ainda mais para a redução desses números são aquelas provenientes do programa para Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (Reate), instituído pela Resolução CNPE nº 27/2019⁶⁰. Em 2021, o IBP e a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), após apreciação e comentários dos OEMAs e demais instituições do subcomitê de licenciamento ambiental do Reate⁶¹, publicaram o Caderno de Boas Práticas para o licenciamento ambiental *onshore*⁶². Seu objetivo é simplificar e harmonizar os procedimentos de licenciamento ambiental, buscando o aperfeiçoamento da gestão regulatória e ambiental.

Assuntos relacionados ao aprimoramento do licenciamento ambiental de atividades de E&P terrestres também foram tratados nas “Mesas Reate” realizadas em 2021 nos estados da Bahia, Espírito Santo, Alagoas, Amazonas e Sergipe.

10.2 Bacias sedimentares marítimas

O Gráfico 27 apresenta o histórico das solicitações (número de análises por ano) de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual encaminhadas pelos Operadores nos últimos quatro anos em bacias marítimas.

⁵⁹ Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/Res_CNPE282021.pdf

⁶⁰ Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/arquivos/2019/resolucao_cnpe_27.pdf

⁶¹ O subcomitê de licenciamento ambiental do Reate é coordenado pelo MME, IBP e Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP) e conta com a participação da ANP, MMA, OEMAs, Associação Brasileira de Entidades Estaduais de Meio Ambiente (ABEMA), Ministério da Economia, Casa Civil e EPE.

⁶² Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2021/12/reate-2020.pdf>

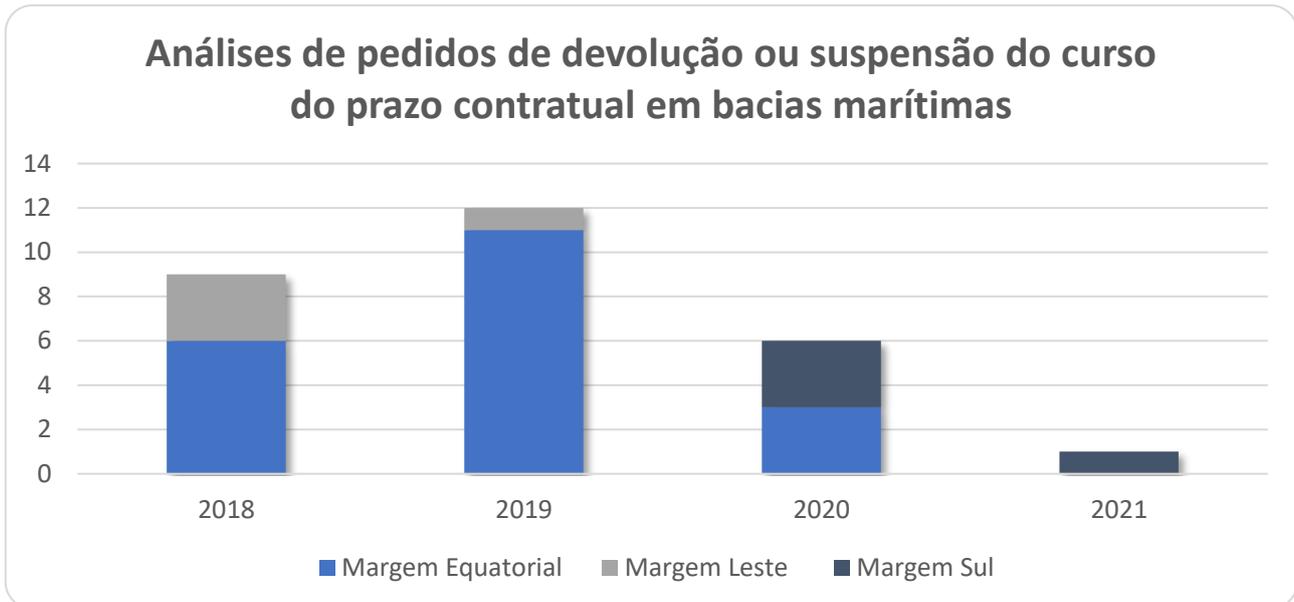


Gráfico 27 – Número de análises de pedidos de devolução ou suspensão do curso do prazo contratual relacionadas aos contratos localizados nas bacias sedimentares marítimas

(Fonte: Sistema eletrônico de informação – SEI da ANP)

O principal aspecto alegado pelos Operadores que motivou a devolução ou a suspensão do curso do prazo contratual foi o atraso injustificado por parte do Ibama. Algumas análises concluíram, contudo, que os Operadores não faziam jus à devolução ou suspensão de prazo e, portanto, tiveram seu pleito indeferido. Os blocos que representam novas fronteiras exploratórias ou que se localizam mais próximos à costa ou de outras áreas sensíveis, ou ainda próximos a fronteiras internacionais, resultaram nas maiores dificuldades no licenciamento ambiental, historicamente.

Como pode ser observado, o número de análises reduziu ao longo dos anos, alcançando seis apreciações em 2020, mas que tratam de apenas três contratos, e apenas uma apreciação em 2021.

O contrato BM-P-2, na Bacia de Pelotas, oriundo da 6ª Rodada de Licitações, foi objeto de três análises em 2020 e ainda demandou avaliação pela SSM em 2021. O processo de licenciamento foi indeferido pelo Ibama, e a empresa iniciou um novo processo, o que foi considerado pela ANP um fator para rever a suspensão do contrato, resultando em sucessivos pedidos de reconsideração por parte do Operador.

No que se refere aos contratos suspensos em decorrência de dificuldades relacionadas a questões socioambientais, o Gráfico 28 demonstra que 35 contratos de concessão de ativos marítimos se encontravam nesta situação em 2021.

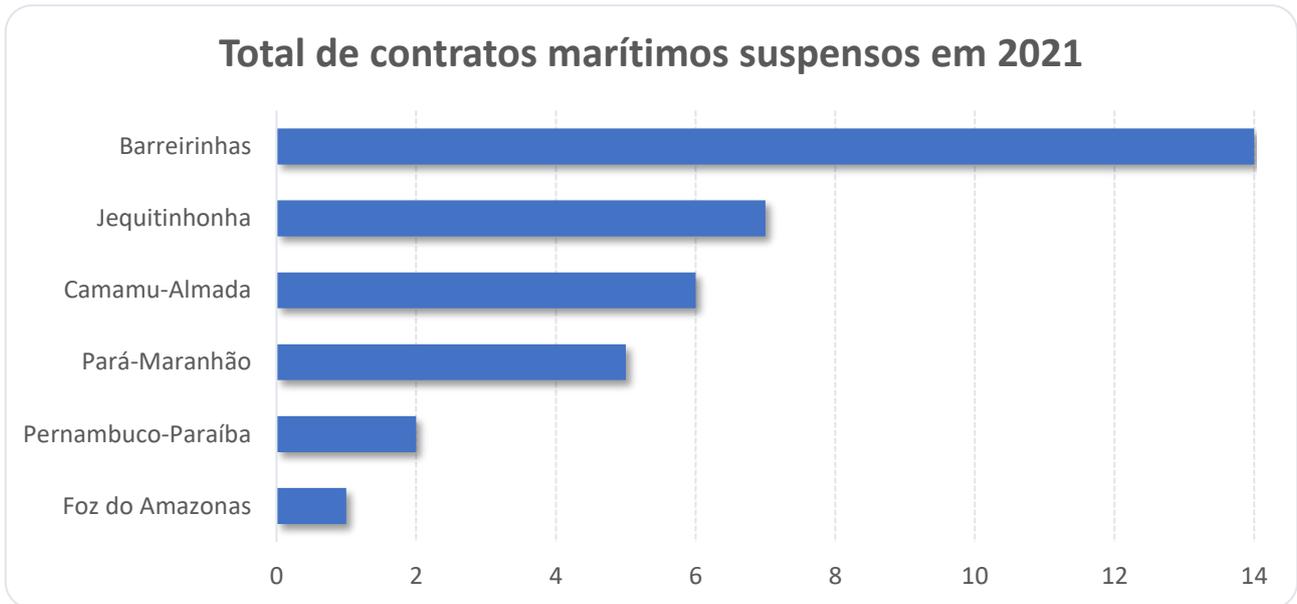


Gráfico 28 – Total de contratos suspensos em 2021 em bacias sedimentares marítimas

(Fonte: Sistema de Informações Gerenciais de Exploração e Produção – SIGEP)

Como se verifica, as bacias do Espírito Santo, Campos e Santos são menos suscetíveis a terem contratos suspensos, pois a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural já se encontra consolidada e dispõe-se de uma maior quantidade de informações socioambientais.

Com o objetivo de propor estratégias para otimizar o processo de licenciamento ambiental relacionado à exploração e produção de petróleo e gás natural *offshore*, foi publicada a Resolução CNPE Nº 20/2021⁶³, que instituiu o Grupo de Trabalho (GT) de Licenciamento Ambiental. No âmbito deste GT, cujas reuniões ocorrerão no decorrer de 2022, serão abordados assuntos que pretendem aperfeiçoar o processo, tais como, modelagem de dispersão de óleo, banco de dados ambiental e edição de boas práticas ambientais pela indústria.

Discussões relacionadas ao licenciamento ambiental *offshore*, com ênfase em águas rasas, também foram realizadas no âmbito do Programa de Revitalização e Incentivo à Produção de Campos Marítimos (Promar)⁶⁴, fórum que conta com a participação da indústria e de órgãos governamentais, como a ANP e o Ibama, e que tem como objetivo propor medidas para a revitalização de campos maduros.

⁶³ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/resolucoes-2021/RES20CNPE.PDF>

⁶⁴ A Resolução CNPE nº 10/2020 instituiu o Promar. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/arquivos/conselhos-e-comites/resolucao-cnpe-10.pdf>

11. COOPERAÇÕES E PARCERIAS

As parcerias da ANP com escopo em segurança operacional e meio ambiente são fundamentais para abranger todos os aspectos relevantes para a proteção da vida humana e do meio ambiente nas atividades de exploração e produção conduzidas no país.

11.1 *International Regulators Forum (IRF)*

Em 2021, a ANP manteve sua participação como membro no *International Regulators Forum (IRF)*, que reúne órgãos reguladores de saúde e segurança das atividades de E&P marítima de óleo e gás de 11 países. Nesse fórum, além do compartilhamento de dados, é realizado um intercâmbio de experiências e das melhores práticas da indústria. Em 2021, foram realizados encontros virtuais e intensa troca de informações para a continuidade segura das operações em meio ao combate à pandemia.

Os membros do IRF compartilharam entre si as experiências de suas atividades reguladoras e fiscalizatórias durante a pandemia de Covid-19, além das eventuais preocupações com a segurança operacional e saúde dos trabalhadores a bordo de unidades marítimas de E&P.

No ano de 2021, a ANP contribuiu ativamente com o fórum, por meio de:

- Coordenação do projeto “Indicadores de desempenho e identificação e análise de riscos – o exercício de verificação em modelos regulatórios baseados em desempenho”, cuja liderança em 2022 passará para o órgão regulador do Canadá⁶⁵.
- Elaboração do “*Problem Statement - Qualidade da Investigação de Incidentes e Aprendizado com Incidentes*”⁶⁶, e acompanhamento dos desdobramentos junto à indústria. Esse tema está alinhado ao **Desafio #1** do Relatório Anual de Segurança Operacional de 2020: “*Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios*”.

11.2 PSA

Em outubro de 2020, foi assinado o memorando de cooperação entre a *Petroleum Safety Authority of the Kingdom of Norway (PSA-Norway)* e a ANP⁶⁷. Ambos são membros do IRF e visam, por meio do acordo de cooperação técnica, estabelecer contato mais próximo para discutir temas mutuamente relevantes e desafiadores, na busca pela redução dos riscos nas atividades de E&P.

O plano de trabalho desta cooperação envolveu esforços para compartilhamento de informação, incluindo ideias, habilidades e técnicas sobre problemas de interesse mútuo. A

⁶⁵ Disponível em: https://irfoffshoresafety.com/wp-content/uploads/2021/12/IRF-compiled-data_2020.xlsx

⁶⁶ Disponível em: <https://irfoffshoresafety.com/wp-content/uploads/2021/10/Problem-Statement-Investigation-Quality-Sharing-and-Application-of-Learnings.pdf>

⁶⁷ Nota à imprensa sobre a assinatura do acordo de cooperação técnica entre ANP e PSA: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-e-orgao-regulador-de-petroleo-da-noruega-assinam-memorando-de-cooperacao

agenda proposta para 2021 foi concluída com a realização de 13 reuniões. Como exemplo, cita-se a troca de experiências relacionada aos seguintes assuntos de interesse mútuo:

- Definição e organização de registros de incidentes e de indicadores de desempenho;
- Cessão de direitos;
- Segurança cibernética;
- Envelhecimento e extensão de vida útil de instalações;
- Auditoria remota de sistemas submarinos realizada pelo PSA.

Sobre a organização de incidentes, alguns aprendizados foram incorporados no processo de revisão da Resolução ANP nº 44/2009, sobre comunicação de incidentes, a exemplo do estabelecimento de definição para acidente grave. Tal conceito, inclusive, apoia o critério de criticidade para a tomada de decisão da SSM quanto à verificação de incidentes, conforme a Instrução Normativa ANP nº 06/2021.

Uma prática adotada pelo PSA é a utilização de questionários para avaliar a percepção de segurança nas instalações. A utilização de autoavaliação foi utilizada, por exemplo, no tema de segurança cibernética, a fim de obter um diagnóstico de como as empresas encontravam-se preparadas para responder a eventos relacionados às ameaças e ataques cibernéticos com impactos na segurança operacional. Tal prática é avaliada pela ANP como uma ferramenta possível de ser utilizada, com os devidos ajustes.

Outra boa prática conduzida pelo PSA é o acompanhamento de indicador (número de falhas/número de testes) relacionado a elementos críticos de segurança operacional, tais como: sistemas de detecção de fogo e gás, bomba de combate a incêndio (partida), válvulas de dilúvio (ADVs), SDV de *riser* (teste de fechamento e de estanqueidade), BDV, PSV, DHSV, válvulas *wing* e *master* de árvore de natal molhada (teste de fechamento e de estanqueidade) e BOP. Para além dos dados preventivos que recebe anualmente da indústria, a ANP tem se planejando para aplicar uma estratégia de acompanhamento de indicadores específicos para aqueles elementos críticos cujo gerenciamento foi mal avaliado nas auditorias temáticas e que tiveram maior índice de não conformidades críticas. Outros indicadores acompanhados pelo PSA são os de manutenção: *backlog* de manutenção preventiva e corretiva, tanto de elementos críticos como dos não críticos; e horas de manutenção realizada, separada por tipo (preventiva, corretiva, projetos ou modificações e campanhas em parada programada). É possível utilizar indicadores similares para avaliar como estes são impactados diante de processos de envelhecimento das instalações, principalmente nos casos próximos ao final da vida útil de projeto e nas situações de transferência de titularidade.

Neste acordo de cooperação, a ANP teve a oportunidade de acompanhar remotamente a condução de uma auditoria pelo PSA. Mesmo com as restrições que o modelo remoto impõe ao acompanhamento de uma atividade presencial, foi possível observar como os auditores do PSA entrevistaram lideranças dentro e fora da instalação.

No que tange ao início da operação de um novo Operador, constatou-se que o PSA participa do processo de pré-qualificação das companhias, oportunidade em que observam questões associadas à estrutura organizacional e ao sistema de gestão dos Operadores. A avaliação da estrutura organizacional da companhia para iniciar a operação, tanto documentalmente quanto por meio de entrevistas, é uma boa prática que a ANP pode vir a incorporar em seus fluxos de trabalho, principalmente para os casos de novos entrantes. Diferentemente do que se tem tido como *feedback* da indústria brasileira no que tange à transferência de informação quando há cessão de direitos, em especial nos ativos egressos do

programa de desinvestimento da Petrobras, o PSA relata não ter observado problemas do comprador quanto ao acesso às informações de segurança relativas ao ativo pertencente ao vendedor.

Assim, os resultados dessa primeira etapa do *benchmark* estão sendo consolidados, para que os aprendizados e boas práticas passem a ser adotados pela ANP e, se aplicável, convertidos em requisitos para a indústria.

11.3 Ouro Negro

Em 2021, a Operação Ouro Negro completou 10 anos. Trata-se de parceria firmada a partir de 2011 entre a Agência, Marinha do Brasil, Ministério do Trabalho e Previdência, Ibama, Ministério Público do Trabalho (MPT) e, a partir de 2013, Agência Nacional de Vigilância Sanitária (Anvisa). Sua principal missão é fomentar o trabalho conjunto em ações de fiscalização das atividades de E&P de petróleo e gás nas águas jurisdicionais brasileiras. No IX SOMA foi realizada apresentação sobre as lições aprendidas com os 10 anos da Operação Ouro Negro⁶⁸.

Desde 2020, em decorrência da pandemia de Covid-19, a Ouro Negro tem atuado de forma diferenciada, direcionando seus esforços para verificar a eficácia das ações tomadas pela Estrutura Organizacional de Resposta (EOR) das empresas para o enfrentamento da doença, bem como para discutir a necessidade de implementação de medidas de controle adicional.

Em novembro de 2021 foi realizada atividade de fiscalização na plataforma P-53, operada pela Petrobras, única ação realizada no âmbito da Ouro Negro nesse ano (Gráfico 29). O objetivo foi, a partir de demanda do Ministério Público Federal – Procuradoria da República no Município de São Pedro da Aldeia, verificar se a Petrobras estava implementando de forma adequada as recomendações provenientes da investigação do incidente ocorrido nesta unidade em 2019⁶⁹ (ver item 3.2).

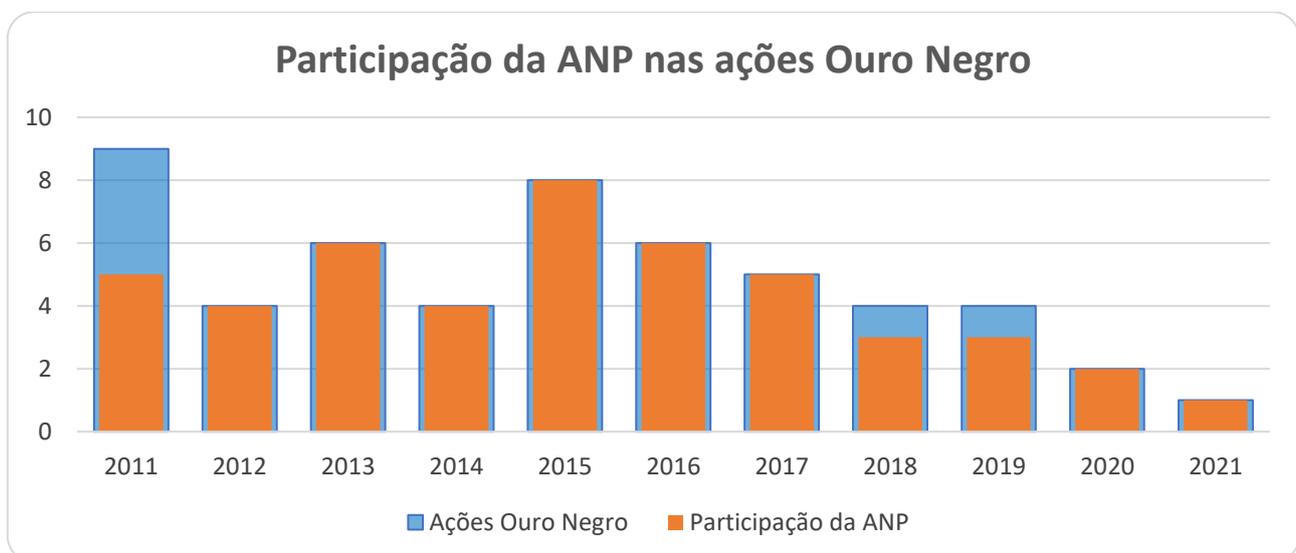


Gráfico 29 – Quantidade de ações Ouro Negro realizadas por ano, com destaque para participação da ANP

⁶⁸ Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=6-icRHDq2Zg>

⁶⁹ Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/incidentes/relatorios-de-investigacao-de-incidentes-1/arquivos-relatorios-de-investigacao-de-incidentes/plataforma-p-53/relatorio-p-53_final.pdf

11.4 Outras parcerias

Outras cooperações internacionais iniciaram ou tiveram continuidade em 2021 visando a manutenção de um *benchmarking* de alto nível, fundamental para a melhoria contínua das atividades desenvolvidas pela ANP.

Destaca-se a colaboração com: (i) *Center for Chemical Process Safety* (CCPS), com participação em encontros regulares de compartilhamento de conhecimento e na revisão do livro sobre fatores humanos; (ii) *Joint Industry Project* (JIP) sobre dutos flexíveis, coordenado pelo *Wood Group* e com participação de empresas e órgãos reguladores; (iii) *I'm aware*, parceria com a *University of Liverpool*, que possibilita a pós-graduação de servidores da ANP. Em 2022 será iniciado um projeto de pesquisa, em nível de mestrado, para aprimoramento da metodologia de ranqueamento utilizada para seleção das instalações a serem fiscalizadas; e (iv) *International Association of Drilling Contractors* (IADC), com a realização de apresentações e reuniões para troca de conhecimento sobre poços e sondas.

No âmbito nacional, em decorrência principalmente do incidente com vazamento de óleo de origem indeterminada que atingiu o litoral brasileiro em 2019, a ANP iniciou, em 2021, duas cooperações. A primeira delas foi com o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), que será consolidada a partir da assinatura de um Protocolo de Intenções, já aprovado pela Diretoria Colegiada da ANP, prevista para o 1º quadrimestre de 2022. A segunda se dá na forma de participação na Comissão Técnico-Científica para o Assessoramento e Apoio das Atividades de Monitoramento e Neutralização dos Impactos Decorrentes da Poluição Marinha por Óleo e outros Poluentes na Amazônia Azul – ComTecPol Óleo. Tal comitê é liderado pela Marinha do Brasil e conta com a participação de diversas instituições, tais como Ibama, Inpe, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), bem como universidades. Seu objetivo é, por meio de uma articulação técnico-científico, aumentar a capacidade de detecção de óleo no mar, prevenir impactos, formular ações de resposta a emergências tempestivas, entre outros.

Em 2021, também foi dada continuidade à parceria com a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), que possui interface com a temática de descomissionamento, especialmente sobre o tratamento a ser dado para os resíduos que contenham *Naturally Occurring Radioactive Materials* (Norm), com a participação no *National Workshop on Holistic Approach to NORM Management*.

Os termos de execução descentralizada (TED) firmados com a Marinha do Brasil para realização de perícias técnicas e monitoramento do tráfego marítimo continuaram auxiliando na cobertura necessária para controle e fiscalização das atividades de E&P de óleo e gás.

Por fim, os trabalhos conjuntos com Ibama e órgãos ambientais estaduais são contínuos, para garantia da proteção do meio ambiente, desde a definição das áreas a serem ofertadas, durante o processo de licenciamento ambiental para realização das operações, até seu descomissionamento e recuperação das áreas.

12. CONCLUSÕES

As consequências da pandemia de Covid-19 ainda puderam ser observadas nas atividades de E&P de petróleo e gás natural em 2021. A ANP permaneceu realizando o monitoramento das medidas implementadas pelos Operadores, de modo que alterações no quantitativo do pessoal de bordo não implicassem em riscos. As lições aprendidas em 2020 foram incorporadas tanto pelos Operadores, quanto pela Agência, o que facilitou o gerenciamento da contingência.

No que se refere à fiscalização, a SSM realiza ações predominantemente preventivas, aplicando o conceito de não conformidades, de caráter pedagógico, o que gera oportunidade para reparação da conduta irregular dos Operadores, previamente à imposição de penalidades. No entanto, nos últimos anos, tem se observado um aumento do índice de severidade dos achados da ANP, decorrente do aumento de não conformidades críticas relacionadas, principalmente, a desvios em sistemas, equipamentos e procedimentos que poderiam, em caso de falha, causar ou contribuir significativamente para um acidente operacional de grande severidade.

Se por um lado, a manutenção das atividades de fiscalização focadas na inspeção dos elementos críticos de segurança operacional (vide inciso III do § 3º do art. 1º da Resolução ANP nº 43/2007) aumenta o potencial de identificação de desvios críticos, por outro lado, nessa abordagem, o Operador, que é o responsável pelo gerenciamento dos riscos da atividade econômica que conduz, tem oportunidade de identificar, previamente à ação de fiscalização, a existência de tais desvios, a partir de uma notificação de realização de autodiagnóstico emitida pela ANP. Logo, os Operadores têm a possibilidade de tratar desvios críticos antes da fiscalização e, conseqüentemente, eliminar eventual cenário de risco grave e iminente. Entretanto, falhas no autodiagnóstico e na implementação de ações contingenciais e de medidas corretivas levaram à constatação de não conformidades críticas e a conseqüente interdição de algumas instalações. Entende-se que investimentos voltados para o gerenciamento de elementos críticos, incluindo a verificação destes elementos (vide inciso II do § 2º do art. 1º da Resolução ANP nº 43/2007), teriam aumentado a segurança das instalações e, comparativamente, seriam menos dispendiosos que os prejuízos financeiros decorrentes das paradas de produção.

Verifica-se ainda recorrência de desvios em elementos críticos que já haviam sido identificados em auditorias pretéritas, o que indica que a verificação de abrangência, executada pelos operadores, não está sendo suficiente. Os Operadores precisam estabelecer formas de abrangência mais eficazes, com base nos desvios identificados em auditorias internas, externas e de terceira parte.

A recorrência de desvios em elementos críticos já diagnosticados, é indicativo da ausência de recursos para a implementação e o funcionamento do sistema de gerenciamento da segurança operacional, requisito regulatório de Cultura de Segurança, Compromisso e Responsabilidade Gerencial (SGSO, Prática de Gestão nº 1). Deste modo, há necessidade de acompanhamento mais estreito, por parte da **alta administração, do planejamento e da disponibilização de recursos para a segurança das operações**, com a definição de indicadores para medição do desempenho.

Para além da sua atribuição de analisar o desempenho de segurança das operações de E&P a fim de estabelecer processo de melhoria contínua das atividades cobertas pelo Regime de Segurança Operacional, a SSM tem apoiado a indústria em ações para superar desafios. Em 2021, especificamente para os **Desafios #1** de 2019, **#1** e **#2** de 2020, este apoio foi dado na criação e condução de projetos de engajamento da indústria para o compartilhamento de boas práticas, no intuito de elevar o desempenho das empresas. O primeiro projeto, conhecido como Labtank,

envolveu diversas partes interessadas, como Operadores, prestadores de serviço, sociedades de classe e academia, e se dedicou ao compartilhamento de lições aprendidas e boas práticas com acidentes de vazamento de óleo no mar devido à falha na integridade de tanques e casco de FPSO. O segundo, envolveu as empresas das associações IBP, Abespetro e IADC no compartilhamento de trilhas de auditoria do SGSO durante uma série de *workshops*. Como resultado, espera-se que a dinâmica conduzida nos projetos e os documentos que estão sendo elaborados pelas empresas e associações partícipes venha a melhorar o desempenho do gerenciamento da integridade e aprimorar a qualidade das auditorias internas das empresas. Um terceiro projeto relevante que a ANP liderou ocorreu no âmbito do *International Regulators Forum*, no qual se desenvolveu o compartilhamento de conhecimento a respeito da qualidade de investigação de incidentes e aplicação das respectivas lições aprendidas. O resultado deste projeto está publicado no sítio eletrônico do IRF, no documento *Problem Statement - Investigation Quality/Sharing and Application of Learnings*, em que se divulga as expectativas dos órgãos reguladores membros do fórum sobre a atuação dos Operadores.

Embora a SSM tenha criado e se envolvido em projetos de impacto abrangente na indústria, os resultados apresentados na solução dos desafios de segurança, até o momento, determinará a estratégia da ANP em 2022 para buscar a aderência do mercado aos regulamentos, em especial, mas não se limitando a: (i) intensificar inspeções de elementos críticos; (ii) acompanhar indicadores específicos para evidenciar a melhoria do desempenho quanto ao gerenciamento de elementos críticos; e (iii) avaliar a implementação da verificação independente de elementos críticos de segurança operacional.

Em 2021, houve um aumento nas taxas de incidentes relacionados a princípio de incêndio, incêndio significativo e incêndio maior. É necessário, portanto, um **aprimoramento do gerenciamento de elementos críticos, de modo a garantir sua disponibilidade e integridade**, visando reduzir os riscos associados a cenários de grandes acidentes. Uma reflexão deve ser realizada sobre o estabelecimento de indicadores que sejam capazes de demonstrar a realidade operacional, a fim de garantir que os riscos estejam gerenciados, com a aplicação dos recursos adequados a cada situação. A utilização de indicadores é fundamental para prevenir grandes acidentes, para melhorar a confiabilidade das atividades e para comunicar os resultados de desempenho.

Também é notável a recorrência de incidentes envolvendo *risers*. A auditoria realizada pela ANP confirmou as limitações das investigações de eventos anteriores, que não atingiram pleno entendimento do modo e dos mecanismos de falhas, o que impossibilita a implementação de recomendações eficazes e a incorporação das lições aprendidas. Observa-se, portanto, que permanece o desafio de desenvolvimento, pela indústria, de **metodologias para incorporar as lições aprendidas de incidentes em seus sistemas de gerenciamento de segurança**.

No que se refere ao processo de cessão de direitos e obrigações, apesar das melhorias observadas em 2021, decorrentes, principalmente, do aprimoramento do processo e da maior aproximação da ANP a cedentes e cessionários, ainda há espaço para aprimoramento da fase de *due diligence*, que precisa ser adequada às complexidades e riscos das instalações.

Em relação à sustentabilidade, a ANP, alinhada com o cenário mundial, iniciou o projeto “Indicadores de sustentabilidade e redução de emissões de gases de efeito estufa”. Em busca de uma transição energética segura e organizada, as ações de cooperação, ainda elementares, com instituições nacionais e internacionais possibilitarão um aprimoramento regulatório e, conseqüentemente, contribuirão para a redução das emissões de gases de efeito estufa.

A redução da pegada de carbono por barril produzido, para apoiar a atração de investimentos, em um momento em que a sociedade clama por energias de baixas emissões, é

extremamente necessária. Assim, um desafio para a indústria é desenvolver ou atualizar suas **diretrizes de projeto** e aprimorar os processos corporativos de **gerenciamento de projetos** para que o **risco de carbono seja considerado na tomada de decisão**. Com isso, a redução de emissões e a transição energética poderão ser conduzidas de forma econômica, gerenciando o risco do negócio, considerando os impactos de preços de carbono e as mudanças climáticas.

Em paralelo, reforça-se a importância de se estimular a realização das AAAS. A promoção da participação pública durante a elaboração dos estudos, por intermédio de entrevistas, oficinas e reuniões, possibilita antecipar conflitos que anteriormente eram tratados somente no processo de licenciamento ambiental. Além disso, proporciona à sociedade em geral maior conhecimento acerca dos impactos da atividade e das condições para a sua mitigação, removendo resistências e desconfianças, traduzidas por frequentes ações judiciais por ocasião das Rodadas de Licitação. Considera-se, portanto, que a AAAS, como um instrumento de avaliação ambiental estratégica, cumpre seu papel de promover a participação pública na tomada de decisão para determinada região, sendo um meio de obtenção da licença social para operar. A possível inclusão de energias renováveis no escopo das novas AAAS poderá ainda contribuir para a redução da pegada de carbono da indústria de petróleo e gás e assegurar uma transição energética sustentável. Vislumbra-se dificuldades na manutenção da disponibilização de áreas exploratórias no Brasil, sem que se disponha de instrumentos mais robustos, como as AAAS, como parte do planejamento.

Dado o exposto, verifica-se que o ano de 2022 retorna com desafios para os Operadores em temas para os quais a demonstração de melhoria do desempenho em segurança operacional foi insuficiente.

- **Desafio #1: Garantia da disponibilidade e integridade de sistemas e equipamentos críticos, com implementação de contingência na falha, capacitação em procedimentos críticos e controle de inspeções e manutenção.**
- **Desafio #2: Aprimoramento das investigações de incidentes e incorporação das lições aprendidas no sistema de gestão de segurança operacional, de modo a evitar recorrência dos desvios.**
- **Desafio #3: Comprometimento e proatividade objetiva da alta liderança, com o planejamento e disponibilização de recursos para a segurança das operações, primordialmente em processos de integridade estrutural, com o respectivo desenvolvimento de indicadores e métricas para acompanhamento e aprimoramento contínuo.**

Acrescenta-se a necessidade de implementação de ações voltadas para a sustentabilidade:

- **Desafio #4: Estabelecimento das diretrizes de projeto e aprimoramento dos processos corporativos de gerenciamento de projetos, para que o risco de carbono passe a ser considerado na tomada de decisão.**

Em consonância com o Mapa Estratégico da ANP 2021-2024, a SSM mantém seu compromisso de disseminação de conhecimento e transparência. Em 2021, além da emissão de sete alertas de segurança e de documentos relacionados ao arcabouço regulatório de descomissionamento, foi publicado o Painel Dinâmico de Segurança Operacional de Instalações

de E&P⁷⁰, que concentra informações sobre Documentação de Segurança Operacional, Infrações, Fiscalização, Descomissionamento e Dados de Covid-19.

O ano de 2022 marcará a conclusão da revisão do arcabouço regulatório de segurança operacional, que visa adequar os dispositivos normativos ao novo cenário da indústria no Brasil. A continuidade das ações de fiscalização focadas nas principais deficiências identificadas, em conjunto com ações mais amplas junto a instituições nacionais e internacionais, robustecerá o papel da ANP nos próximos anos.

Outro aspecto relevante a ser endereçado em 2022, visando elevar o nível de segurança da indústria brasileira, é o desenvolvimento de um robusto processo de avaliação da implementação, pelos Operadores, das práticas de gestão constantes dos normativos da ANP relacionadas aos diferentes aspectos de fatores humanos nas operações. Dessa forma, busca-se aprimoramentos na implementação e na avaliação da Cultura de Segurança, a partir de ações concretas da liderança; o adequado uso de técnicas de confiabilidade humana em atividades críticas, incluindo a sua integração com as análises de risco de processo; o aprimoramento dos processos de aprendizado; o aprimoramento da comunicação e percepção de risco; e a consideração dos fatores humanos no projeto das instalações e no mapeamento dos processos.

A missão de promover a segurança das atividades de exploração e produção, e o estabelecimento de medidas eficazes para o controle dos riscos das operações deve ser perseguida, incessantemente, por todas as partes que integram a indústria do petróleo e do gás natural. O foco na proteção da vida humana, do meio ambiente e dos ativos é o que garantirá o desenvolvimento sustentável e a licença social para operar da indústria, no médio e no longo prazo.

⁷⁰ Disponível em:

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojODAxYzI5ZGYtMWI0MS00ZjhLTg2ZDYtMjUyZTlwMDkxMjAwIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLT10YTYtNGI0Mi1iN2VmLTExNGFmY2FkYzcxMy9>