

RELATÓRIO FINAL

CENÁRIOS DE DESCARBONIZAÇÃO DO E&P

Em atendimento à Resolução CNPE n.º 8 de 2024

MARÇO DE 2025

■ Colaboradores

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Regina Freitas Fernandes

Roberta de Albuquerque Cardoso

Equipe Técnica

Bruna Silveira Guimarães

Isis de Oliveira Fernandes

Natália da Veiga Bonavita Teixeira

Nathalia Oliveira de Castro

Pedro Lucas do Nascimento de Jesus (estagiário)

Rafael Freitas Funcia Lemme

VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO. NESTE SENTIDO, CONSIDERANDO DIRETRIZES ESTABELECIDAS PELA RESOLUÇÃO N.º 8/2024 DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE), A NOTA TÉCNICA DE CENÁRIOS DE DESCARBONIZAÇÃO DO E&P ANALISA AS OPORTUNIDADES E DESAFIOS DA DESCARBONIZAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL.

COM ESTE RELATÓRIO, A EPE TRAZ TRANSPARÊNCIA E REDUZ A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÕES SOBRE AS ALTERNATIVAS PARA REDUÇÃO DE EMISSÕES NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS, CONSIDERANDO ASPECTOS COMO A REDUÇÃO DA QUEIMA DE GÁS, O USO DE FONTES RENOVÁVEIS A OTIMIZAÇÃO DA INFRAESTRUTURA EXISTENTE E A IMPLEMENTAÇÃO DE TECNOLOGIAS DE CAPTURA DE CARBONO. O ESTUDO CONTRIBUI PARA A FORMULAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS BASEADAS EM DADOS E ALINHADAS AO COMPROMISSO NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE DE LONGO PRAZO.

ALÉM DISSO, O RELATÓRIO AUXILIA NO RECONHECIMENTO DE ESTRATÉGIAS EFICIENTES DE CURTO, MÉDIO E LONGO PRAZO, GARANTINDO QUE AS DECISÕES SEJAM COMPATÍVEIS COM AS PARTICULARIDADES REGIONAIS DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO. DESSA FORMA, O ESTUDO FORTALECE A CAPACIDADE DO BRASIL DE MITIGAR EMISSÕES SEM COMPROMETER O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SEU PAPEL NA AGENDA CLIMÁTICA GLOBAL.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Contextualização do trabalho	3
2. O setor de E&P no Brasil.....	4
3. Cenários de emissões no setor de E&P no Brasil	7
3.1. Metodologia.....	7
3.2. Medidas de mitigação.....	9
3.2.1. Turbina a ciclo combinado	9
3.2.2. Eletrificação	10
3.2.3. Programas de detecção e reparo de vazamentos (LDAR)	11
3.2.4. Dispositivos pneumáticos.....	12
3.2.5. Medidas para a redução da ventilação de gases.....	12
3.2.6. Eliminação/redução da queima de rotina	14
3.2.7. Captura, armazenamento e utilização de carbono	17
3.3. Resultados dos cenários.....	18
3.4. Especificidades e desafios associados aos cenários de descarbonização	25
3.4.1. Projetos novos ou em operação (<i>green fields</i> x <i>brown fields</i>)	26
3.4.2. Especificidades por ambiente (<i>onshore/offshore</i>)	27
3.4.3. Eletrificação	28
3.4.4. Perspectivas de médio prazo da captura e do armazenamento de carbono na redução de emissões do E&P	30
4. Propostas para o segmento de E&P brasileiro	32
4.1. Eixo 1 - Disseminação de boas práticas e redução da assimetria de informação	32
4.2. Eixo 2 - Estímulo à capacitação e à inovação.....	33
4.3. Eixo 3 - Incentivos para viabilização de projetos de descarbonização	33
4.4. Eixo 4 - Suporte às atividades de regulação e fiscalização	34
5. Conclusão	36
6. Referências	38

■ Lista de Ilustrações

Figura 1. Matriz esforço x mitigação para as medidas selecionadas.....	19
Figura 2. Ordenação visual do esforço necessário para adoção de algumas das medidas selecionadas, de acordo com os custos envolvidos e a barreira tecnológica atual.	19
Figura 3. Redução entre o Cenário Base e os três Cenários Principais das emissões acumuladas projetadas de 2024 a 2037.	21
Figura 4. Redução acumulada de emissões entre 2024 e 2037.	22
Figura 5. Matriz esforço x mitigação para os cenários principais (CPs) e alternativos (CAs) construídos.....	24
Figura 6. Resumo das medidas que compõem os cenários principais.	24
Figura 7. Resumo das medidas que compõem os cenários alternativos.....	25
Figura 8. Propostas apresentadas para o segmento de E&P brasileiro.....	35

■ Lista de Tabelas

Tabela 1: Critérios utilizados para a estimativa do esforço de implementação das medidas de mitigação.....	8
Tabela 2: Critérios utilizados para a definição qualitativa do critério C1 “custo marginal de abatimento”, que compõe o índice de esforço.	8

1. Contextualização do trabalho

Este relatório foi elaborado em atendimento à [Resolução n.º 8, de 26 de agosto de 2024, do Conselho Nacional de Política Energética \(RCNPE 8/2024\)](#), que estabelece diretrizes para promover a descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o apoio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), tem como missão propor medidas de incentivo à descarbonização, apresentando ao CNPE cenários de descarbonização e os impactos associados no prazo de 180 (cento e oitenta) dias¹. Além deste documento, também foram elaborados e publicados o *Fact Sheet de Tecnologias para Redução de Emissões no E&P* e o *Caderno de Medidas de Incentivo à Descarbonização das Atividades de E&P de Petróleo e Gás Natural*, que complementam as discussões e as propostas apresentadas.

O relatório parte do reconhecimento da importância estratégica do setor de petróleo e gás para a economia brasileira, aliado à urgência de reduzir emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto da emergência climática global. A transição energética, que busca substituir gradativamente os combustíveis fósseis por fontes mais limpas e sustentáveis, deve ser conduzida de forma justa e inclusiva, conciliando crescimento econômico, geração de emprego e renda, inclusão social e respeito ao meio ambiente.

Atualmente, o Brasil já se destaca por sua matriz energética renovável, com mais de 49% de sua energia proveniente de fontes renováveis, e 89,2% da eletricidade gerada por essas fontes em 2023 (EPE, 2024e). Contudo, setores como a indústria e os transportes, intensivos em emissões de GEE, ainda dependem fortemente de combustíveis fósseis. Nesse contexto, o setor de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural assume um papel central na redução das emissões de gases de efeito estufa, especialmente em um cenário global de transição energética. O Brasil, com uma matriz energética com alta renovabilidade e uma pegada de carbono por barril menor do que a média mundial, pode atuar como um *player* estratégico na descarbonização do setor energético, consolidando sua posição competitiva no mercado internacional e contribuindo para uma transição mais justa, eficiente e de menor impacto ambiental.

Este estudo apresenta cenários e medidas para a descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, abordando a redução da queima de gás (*flaring*), a implementação de tecnologias de captura de carbono, o uso de fontes renováveis e a otimização da infraestrutura existente. O objetivo é oferecer uma base sólida para políticas públicas que promovam a redução de emissões no setor, garantindo a continuidade do desenvolvimento econômico e a contribuição do Brasil aos esforços globais de mitigação das mudanças climáticas.

Através deste relatório, a EPE busca proporcionar uma visão clara e abrangente sobre as oportunidades e desafios da descarbonização no setor, contribuindo para o reconhecimento de estratégias eficientes de curto, médio e longo prazo. Essas estratégias devem estar alinhadas ao contexto específico das atividades de exploração e produção, garantindo aderência às diferentes particularidades operacionais, considerando aspectos como localização, produtividade da área e idade dos ativos. Dessa forma, o estudo fortalece o compromisso nacional com a transição energética e com os objetivos de sustentabilidade de longo prazo.

¹ Registramos agradecimento ao apoio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Pré-Sal Petróleo S/A (PPSA), além das demais diretorias da EPE, pela participação e contribuição com as discussões, que nos permitiram alcançar os resultados deste Relatório.

2. O setor de E&P no Brasil

Oitavo maior produtor mundial de petróleo, o Brasil produziu, em 2023, cerca de 3,402 milhões de barris/dia, em termos de óleo, e 150 milhões de metros cúbicos/dia, de gás natural, sendo a produção total acumulada total de 1,585 bilhão de barris de óleo equivalente. Reproduzindo uma tendência da última década, a maior parte da produção esteve concentrada no ambiente marítimo, com os reservatórios do pré-sal dominando a produção nacional (76,07%) e as camadas do pós-sal sendo as segundas mais prolíficas em todo o território (19,03%).

A produção dos reservatórios terrestres correspondeu a menos de 5% do total produzido em 2023 (ANP, 2024a). Até janeiro de 2024, o Brasil contava com 268 áreas produtoras de óleo e gás natural em seu território, operadas por 51 empresas (ANP, 2024b). Embora sejam apenas a terceira e a quinta bacias com maior número de campos, as bacias de Campos e Santos são responsáveis, respectivamente, por 18,84% e 75,62% do total de óleo equivalente produzidos.

Trinta e quatro bacias sedimentares possuem condições mínimas para a descoberta de acumulações de óleo e gás (EPE, 2023). Contudo, até o presente, apenas 15 dessas possuem campos produtores ou em desenvolvimento. Em termos exploratórios, em janeiro de 2025, 422 blocos exploratórios faziam parte da carteira de contratos existentes com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), estando mais de 66% desses em terra e sendo as bacias de Potiguar, Recôncavo e Alagoas aquelas com quase metade desses blocos.

Distribuídas em mais da metade dos estados e presentes em todas as regiões macroeconômicas brasileiras, as atividades do setor de óleo e gás são vitais para a economia nacional, sendo o setor responsável por quase 10% do Produto Interno Bruto (PIB) industrial do país (IBP, 2024). Em particular, o impacto dessas atividades para os mercados regionais – que envolvem desde a geração de postos de trabalhos diretos ou indiretos até a arrecadação de royalties e impostos, além do aporte de investimentos em tecnologia, inovação e capacitação - especialmente atreladas ao desenvolvimento da produção terrestre, tem sido foco de iniciativas governamentais específicas, tais como o Programa para Incentivo e Revitalização das Atividades de Exploração e Produção (E&P) de Petróleo e Gás Natural - Potencializa E&P (MME, 2024).

Além de recursos econômicos, o óleo e o gás natural brasileiro são extremamente importantes para a segurança energética nacional. Por serem fontes contínuas, conseguem flexibilizar, de forma rápida, a oferta e a demanda nos picos de consumo de energia. Além disso, pela malha de infraestrutura de transporte, abastecimento e distribuição, conseguem alcançar grande parte do território nacional e democratizar o acesso à energia de mais baixo custo, de qualidade e eficiente.

Sabendo da expectativa de crescimento da demanda de energia na próxima década (EPE, 2024a), do efeito que a indústria de óleo e gás possui para o bem-estar socioeconômico nacional e da necessidade de equacionar o chamado trilema energético, é necessário que esse segmento potencialize suas qualidades para continuar competitivo em um mundo com emissões líquidas nulas.

A seu favor, o Brasil conta com uma intensidade de carbono em sua produção (14,88 kgCO₂e/boe) menor do que a média mundial (20 kgCO₂e/boe) (IBP, 2024; ANP, 2025). Conta para isso o fato de que a maior parte dessa produção é oriunda de reservatórios do pré-sal, que possuem uma composição mais leve e com menos impurezas, o que facilita o processo de refinamento. Soma-se ainda a eficiência das técnicas empregadas nas etapas de perfuração e extração de fluidos nos campos brasileiros – com otimização e redução das etapas -, bem como a adoção de tecnologias

que mitigam as emissões através do uso de sistemas de captura e armazenamento de CO₂ ou redução da queima de rotina gás (*flare*) (KENNETT et al., 2024; WORLD BANK – WGB, 2023).

É importante lembrar que, diferente da média mundial, o setor energético brasileiro não é o principal emissor nacional de GEE, tendo sido responsável por 18,30% das emissões em 2023, enquanto os setores de mudanças do uso da terra e agropecuária responderam, nesta ordem, por 46,25% e 27,49% (Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa - SEEG, 2024). Segundo os dados da plataforma SEEG, dentro do setor energético, a categoria de transportes tem se mantido a maior emissora de GEE e emitiu quase 10% do total em 2023, ao passo que a exploração, refino e transporte de petróleo e gás natural, relacionadas a produção de combustíveis, representaram, respectivamente, 1,06%, 1,15% e 0,05% das quase 2,30 GtCO₂e emitidas no ano em questão.

Destaca-se ainda que, quando comparado com os maiores emissores de GEE do mundo, o setor energético brasileiro emitiu 27 vezes menos do que o respectivo setor da China, 11 vezes menos do que o dos EUA, 6 vezes menos do que o da Índia, 5 vezes menos do que o da Rússia e a metade do respectivo setor da Indonésia, países que - exceto a Rússia - possuem populações maiores do que a brasileira (EMISSIONS DATABASE FOR GLOBAL ATMOSPHERIC RESEARCH – EDGAR, 2024). A título de comparação específica do setor de óleo e gás (O&G), apenas nos EUA, a produção (*onshore* e *offshore*) emitiu sozinha cerca de 98 Milhões de toneladas de CO₂e, em 2023; o que equivale a cerca de 4,5 vezes as emissões registradas na produção do Brasil no mesmo ano (Environmental Protection Agency - EPA, 2024).

Ao longo dos últimos anos, diversas iniciativas têm sido estruturadas pelo governo brasileiro para viabilizar o cumprimento das metas estabelecidas no Acordo de Paris. Atualizada em novembro de 2024, a Contribuição Nacional Determinada (NDC) do Brasil tem como meta a redução das emissões líquidas de GEE do país entre 59% e 67%, até 2035, em comparação aos níveis de 2005 (MDIC, 2024). Para materializar tais metas no setor de óleo e gás, o MME tem atuado em parceria constante com a agência reguladora (ANP), incentivando a adoção de práticas sustentáveis e o uso de tecnologias inovadoras que visem tanto a melhoria da eficiência dos processos como a redução do impacto ambiental.

Desde 2021, o Brasil faz parte do *Global Methane Pledge*, esforço criado na COP26 por mais de cem países que se comprometem a buscar uma redução de 30% das emissões de metano até 2030, em relação a 2020 (EPE, 2024d). Além deste, o país também participa de outras iniciativas internacionais voltadas para a redução de emissões em diversos setores da economia.

Em 2024, o Brasil passou a integrar a iniciativa do Banco Mundial, *Zero Routine Flaring*, que tem o objetivo de eliminar a queima rotineira de gás associado à produção de petróleo até 2030 (WGB, 2025). Todavia, algumas empresas de petróleo que atuam no país já haviam aderido previamente, como a Petrobras, BP e Equinor. O ano de 2024 foi ainda particularmente importante por ter registrado a criação de importantes marcos legais como a lei 14.993, de 08 de outubro de 2024, que dispõe sobre a captura e a estocagem geológica de dióxido de carbono.

Outro avanço significativo foi a promulgação da lei 15.042, de 11 de dezembro de 2024, responsável por instituir o Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SBCE), alinhando-se com a orientação de implementação de mecanismos de mercado para compensação de emissões definida pelo Protocolo de Quioto (*United Nations Framework Convention on Climate Change* – UNFCCC, 1997).

Iniciativas corporativas também fazem parte das estratégias de descarbonização de empresas que atuam no Brasil. A *Oil and Gas Decarbonization Charter*, criada em 2023, tem a aderência de

mais de 50 empresas que buscam alcançar emissões líquidas zero de GEE do escopo 1 e 2 até 2050; encerrar a queima rotineira de gás até 2030 e alcançar emissões quase nulas de metano na produção até 2030 (EPE, 2024d).

Dado o papel estratégico do setor de óleo e gás na economia e segurança energética do Brasil, os desafios para a descarbonização exigem esforços coordenados entre governo, empresas e investidores. A crescente pressão social e regulatória, aliada às exigências de investidores internacionais por uma menor pegada de carbono, tem impulsionado iniciativas de mitigação das emissões. A adoção de tecnologias inovadoras, a implementação de mecanismos de mercado para compensação de emissões e a adesão a compromissos globais são medidas fundamentais para garantir a competitividade do setor em um cenário de transição energética. Como oitavo maior produtor mundial de petróleo, o Brasil tem a oportunidade de liderar a descarbonização da indústria, aproveitando sua produção relativamente menos emissora e desenvolvendo soluções sustentáveis para um futuro energético mais limpo e resiliente.

3. Cenários de emissões no setor de E&P no Brasil

Em resposta ao Artigo 3º da RCNPE 8/2024, a EPE elaborou cenários de descarbonização com avaliação de impacto de tecnologias para mitigação a partir de estudos que começaram a ser desenvolvidos em 2023. Na presente Nota Técnica (NT) serão apresentados cenários com diferentes níveis de complexidade, a partir do material divulgado em abril de 2024 sobre a Relevância do Setor de Petróleo e Gás Natural para a Transição Energética (EPE, 2024b).

3.1. Metodologia

Para elaboração dos cenários de descarbonização nas atividades de E&P, foi utilizado o modelo desenvolvido na EPE em 2023 para estimativa do potencial de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa nas atividades de E&P de petróleo e gás natural². O modelo em questão adota uma abordagem *top-down*, correlacionando a demanda energética e as emissões históricas do setor com a curva de produção do Plano Decenal de Energia (PDE) 2034, produto elaborado pela EPE³.

O modelo foca nas emissões diretas, considerando cenários de médio prazo - até 2037 - e cria cenários de redução de emissões a partir da aplicação de diferentes medidas de mitigação de GEE. Além disso, as emissões são divididas por atividades - combustão, queima em tocha, ventilação e fugitivas – e etapas do processo produtivo, a saber, E&P, transporte terrestre, transporte marítimo e poços abandonados.

Neste relatório serão analisadas apenas as emissões e oportunidades de mitigação relacionadas às etapas de E&P e transporte terrestre, devido ao enfoque da RCNPE 8/2024. A construção dos cenários de mitigação foi iniciada com o mapeamento de tecnologias para redução de emissões de gases de efeito estufa no segmento de E&P, com foco no contexto brasileiro, bem como as fontes e atividades emissoras que seriam mitigadas.

Em seguida, foram determinados critérios para a definição do esforço para a implementação das ações de mitigação no segmento E&P no Brasil. Dessa forma, foi possível atribuir uma classificação aos cenários, por meio de uma matriz de mitigação x esforço, que classifica as ações conforme o seu potencial de mitigação e o nível de esforço necessário para sua implementação.

O índice normalizado de esforço associado às ações é quali-quantitativo, construído a partir de dois critérios principais: custo marginal de abatimento e barreiras tecnológicas para implementação. Os outros três critérios – perda de produtividade (interrupções da produção), retorno de investimento e custo operacional foram criados para permitir uma análise qualitativa do custo marginal de abatimento, em casos de indisponibilidade do dado. As descrições das categorias consideradas estão apresentadas na Tabela 1 e na Tabela 2.

² Modelo elaborado pela empresa Green Domus em consultoria contratada pela EPE em 2022, por pregão eletrônico (CT-EPE-071/2022).

³ Foram realizados ajustes *ad-hoc* para correlação das variáveis, que consistem na calibração empírica de alguns parâmetros aos dados históricos nos casos em que não foi possível obtê-los por meio dos modelos de regressão VAR e ARIMA aplicados.

Tabela 1: Critérios utilizados para a estimativa do esforço de implementação das medidas de mitigação

Critério	Categorias	Esforço	Índice
1) Custo Marginal de Abatimento	0 US\$/tCO ₂ e	Baixíssimo	1
	0 a 80 US\$/tCO ₂ e	Baixo	2
	80 a 100 US\$/tCO ₂ e	Médio	3
	100+ US\$/tCO ₂ e	Alto	4
2) Barreira Tecnológica	A ação é prática comum e as tecnologias para sua implementação são próprias da operação	Baixíssimo	1
	A ação é prática comum, mas requer adequação das tecnologias para sua implementação	Baixo	2
	A ação é nova prática e possui todos os meios tecnológicos para sua execução	Médio	3
	A ação é nova prática e grande parte dos meios tecnológicos para sua execução estão em desenvolvimento ou não foram desenvolvidos	Alto	4

Tabela 2: Critérios utilizados para a definição qualitativa do critério C1 “custo marginal de abatimento”, que compõe o índice de esforço.

Critério	Categorias	Esforço	Índice
3) Perda de produtividade	A ação não requer interrupção de produção	Baixíssimo	1
	A ação requer mínima interrupção da produção	Baixo	2
	A ação incorre em paralisação temporária da produção	Médio	3
	A ação incorre em paralisação temporária da produção por tempo indeterminado	Alto	4
4) Retorno de Investimento	A ação apresenta retorno do investimento em até um ano	Baixíssimo	1
	A ação apresenta retorno do investimento em até dois anos	Baixo	2
	A ação apresenta retorno do investimento em longo prazo	Médio	3
	A ação não apresenta retorno do investimento	Alto	4

5) Custo Operacional	A ação requer mobilização temporária de funcionários próprios na implementação	Baixíssimo	1
	A ação requer mobilização ou contratação temporária de funcionários próprios na implementação e manutenção	Baixo	2
	A ação requer mobilização permanente de funcionários próprios na implementação e manutenção	Médio	3
	A ação requer a contratação permanente de funcionários na implementação e manutenção	Alto	4

3.2. Medidas de mitigação

As medidas de mitigação do E&P são ações de descarbonização adotadas para eliminar ou reduzir a emissão de gases de efeito estufa (GEEs) na exploração e produção de petróleo. A adoção dessas medidas é crucial em um contexto de transição energética, com perspectivas de restrição de demanda global e priorização de campos mais competitivos em termos de custos e emissões. As medidas focam em aspectos como melhoria da eficiência energética e de processos, promoção do uso de fontes alternativa e controle de emissões na fonte; todas visando diminuir os GEEs emitidos pelas atividades de E&P, principalmente dióxido de carbono (CO₂) e metano (CH₄).

Similar às fontes de emissão, as medidas de descarbonização podem ser divididas entre: (i) redução da queima de combustíveis fósseis para a geração de energia (ii) redução da queima desnecessária do gás natural produzido na tocha (*flaring*); (iii) prevenção da ventilação do gás natural produzido; e (iv) controle das emissões fugitivas. Nesse sentido, a adoção de práticas operacionais mais eficientes e o monitoramento rigoroso das operações são essenciais para reduzir as emissões. A partir das quatro categorias de emissões listadas foram formados nove agrupamentos (itens 3.2.1 a 3.2.9) incluindo algumas tecnologias relacionadas, destacadas em negrito e itálico e detalhadas na sequência.

3.2.1. Turbina a ciclo combinado

Geradores convencionais (ciclo aberto) utilizados no processo de extração de petróleo podem ser acoplados a sistemas de recuperação de calor. Esses sistemas utilizam o calor residual para gerar vapor, alimentando uma turbina adicional (ciclo combinado), aumentando a eficiência do sistema (SHIOZAKI et al., 2021; SILVEIRA, CARVALHO e VILELA, 2007).

Substituição das turbinas de gás natural de ciclo aberto por turbinas com ciclo combinado

A produção de petróleo e gás natural demanda altas quantidades de energia, geralmente gerada localmente em plataformas por turbinas a gás de ciclo aberto. A substituição por turbinas de ciclo combinado pode aumentar a eficiência energética em cerca de 30%, reduzindo o consumo de gás natural e as emissões associadas (AGÊNCIA PETROBRAS, 2024; VOLDSUND, 2023; IPIECA; IOGP, 2022).

Na média nacional, cerca de 10% do gás produzido é consumido pelas operadoras, mas esse valor cai para pouco mais de 8% na Bacia de Santos, que possui instalações mais recentes (ANP, 2024). Sendo assim, a medida pode promover maior eficiência operacional e menor impacto ambiental, sendo uma estratégia relevante para otimizar o uso de recursos e reduzir emissões.

Dada a escassez de dados precisos disponíveis em literatura para o cenário brasileiro, fez-se uma estimativa qualitativa do critério 1 (custo marginal de abatimento) - a partir do método

apresentado na seção 3.1 - e considerada a faixa de 80 a 100 US\$/tCO₂e, condizente com dados obtidos por Kittijungjit et al. (2025).

3.2.2. Eletrificação

Uma das alternativas para reduzir o consumo de combustíveis fósseis e as emissões fugitivas associadas a vazamentos é a substituição de equipamentos movidos a gás natural por motores elétricos. No entanto, a medida pode exigir alterações estruturais (*retrofit*) na unidade de produção, resultando em desafios técnico-econômicos, especialmente em ativos já em operação. Por outro lado, a eletrificação tende a ser mais viável e atraente para novos projetos, pois já podem ser planejados com essa tecnologia desde a sua concepção. Após a eletrificação da unidade de produção, diferentes alternativas podem ser adotadas para suprir a demanda de energia elétrica. Algumas dessas opções também contribuem para a redução das emissões, sendo classificadas como medidas de mitigação. Algumas das principais alternativas tecnológicas estão apresentadas abaixo.

Vale ressaltar que a *North Sea Transition Authority* (NSTA), agência reguladora do Reino Unido, destaca a eletrificação como uma das principais estratégias para reduzir as emissões do setor de E&P. Em alguns casos, a viabilidade da eletrificação é um critério determinante para a aprovação dos Planos de Desenvolvimento (PDs) das unidades offshore (NSTA, 2024). Essa abordagem demonstra a significância da eletrificação dentro do espectro de estratégias de mitigação, como a redução das emissões de metano, *flaring* e *venting*.

No contexto britânico, a eletrificação das operações offshore está fortemente associada ao desenvolvimento de parques eólicos offshore, inclusive de tecnologia flutuante, além da integração com projetos de captura e armazenamento de carbono e hidrogênio. Essa sinergia entre eletrificação e energias renováveis reforça o papel estratégico da transição energética no setor de E&P.

Apesar das condições de operação no Reino Unido diferirem das brasileiras, em especial a distância das unidades da costa, trata-se de uma estratégia que pode ser relevante em alguns projetos, em especial a vinculação da análise da viabilidade da eletrificação com a aprovação dos PDs, garantindo um maior nível de adoção das melhores soluções disponíveis no mercado brasileiro.

Eletrificação das operações com geração de eletricidade centralizada (all electric)

A eletrificação total das operações ("*all electric*") centraliza a geração de energia em uma usina termelétrica a gás natural, suprindo assim os equipamentos eletrificados em unidades de produção do E&P. Essa abordagem aumenta a eficiência energética, reduzindo as emissões de gases de efeito estufa em até 20% (IBP, 2021). Com as mudanças recentes nas regulações ambientais, a eletrificação passou a ser viável também para plataformas marítimas cuja demanda energética é superior a 100 MW (CONAMA 2021; CONAMA, 2006). Embora exija investimentos para a geração centralizada, eletrificação de equipamentos e infraestrutura de distribuição, a medida oferece importantes reduções de emissões e maior eficiência na produção (AGÊNCIA PETROBRAS, 2024).

Eletrificação das operações com eletricidade proveniente do grid

A eletrificação de operações com eletricidade proveniente do *grid* busca alimentar unidades de produção de E&P com energia elétrica da rede, reduzindo o uso de combustíveis fósseis. Essa abordagem pode diminuir até 50% das emissões de GEE associadas à energia. Contudo, a implementação enfrenta desafios, especialmente no ambiente marítimo (VOLDSUND, 2023), como, por exemplo, a distância significativa das plataformas *offshore* até a conexão mais próxima, frequentemente superior a 60 km no Brasil. O custo marginal dessa eletrificação varia entre US\$ 30 a 70/tCO₂e em plataformas mais próximas à costa e pode superar US\$ 100/tCO₂e com distâncias superiores a 100 km e lâminas d'água mais profundas. As pesquisas para o ambiente *offshore* estão

sendo desenvolvidas e a tecnologia exigirá investimentos em infraestrutura e eletrificação de equipamentos, sendo mais facilmente aplicável em operações *onshore*, onde a conexão com a rede elétrica é mais acessível.

Apesar dos obstáculos listados, deve-se reforçar que a medida apresenta grande capacidade de redução das emissões de GEE. Espera-se que com a eletrificação do campo de Troll na Noruega, por exemplo, consiga-se reduzir a emissão de 200 mil toneladas de CO₂ por ano e mais cerca de 850 toneladas de NO_x anualmente. Uma vez finalizado o projeto e completamente em operação, a eletrificação deste único campo conseguirá reduzir em 4% as emissões totais do O&G norueguês e em 1% as emissões totais do país, além de aumentar o volume de gás natural disponível para consumo na Europa (CAVCIC, 2024).

Eletrificação das operações com eletricidade proveniente de sistema descentralizado de geração de energia renovável

A eletrificação de operações com energia proveniente de sistemas descentralizados de geração renovável utiliza fontes como energia solar e eólica para alimentar plataformas de E&P. Embora globalmente 75% da produção de petróleo e gás esteja em áreas com bom potencial para essas fontes, o potencial é moderado no Brasil devido à localização dos ativos, com score normalizado de 5 em uma escala de 1 a 10 - inferior a países como EUA e China (IEA, 2023a). Adicionalmente, a distância das plataformas ao grid elétrico torna o custo dessa eletrificação mais elevado, estimado a partir de US\$ 70/tCO₂e. Apesar dos desafios, a medida é uma alternativa importante para reduzir emissões no setor, ainda sendo considerada uma inovação para o ambiente *offshore*.

3.2.3. Programas de detecção e reparo de vazamentos (LDAR)

LDAR (do inglês, "*Leak Detection and Repair*") é um processo de detecção e reparo de vazamentos. Utilizando diferentes tecnologias e equipamentos, o LDAR permite identificar, mensurar e corrigir vazamentos, com foco no gás metano. A implementação do LDAR ao longo da cadeia produtiva de óleo e gás é fundamental para reduzir as emissões fugitivas, melhorando a eficiência e a sustentabilidade operacional.

Implementação de programas de detecção e reparo de vazamentos (LDAR)

A estruturação de campanhas de LDAR envolve investimentos não só na aquisição de equipamentos, mas também na capacitação de pessoal. Uma das tecnologias mais utilizadas é a de câmera infravermelha, que permite identificar pontos de vazamento nas plantas. A IEA (2024b) indica potenciais teóricos de mitigação entre 40% (inspeções anuais) a 90% (monitoramento contínuo), considerando *upstream* e *downstream* de óleo e gás. Já a Petrobras tem utilizado o LDAR em suas atividades de refino e produção de energia, alcançando uma redução de 32% nas emissões de metano entre 2016 e 2021. Para atividades de E&P da companhia, a implementação de LDAR está em fase de estruturação, com o uso de *Optical Gas Imaging* (OGI). Campanhas estruturadas de LDAR podem reduzir até 20% das emissões fugitivas de metano na produção brasileira de petróleo, com cerca de 90% do volume total apresentando um custo marginal de abatimento negativo entre -6,2 e -3,3 US\$/MBTU, dependendo da frequência e da tecnologia aplicadas (IEA, 2024c).

Inspeção direta e manutenção em UPGN, estações de pressurização, estações compressoras, gates, vedações e válvulas

As emissões fugitivas em estações de processamento e pressurização de gás natural representam cerca de 80% das perdas de gás. Programas de inspeção direta e manutenção podem reduzir essas emissões em até 96% (média de 77%). A ação inclui a identificação e mensuração de vazamentos com técnicas como inspeção por bolhas de sabão, dispositivos eletrônicos e câmeras infravermelhas, além do uso de analisadores de vapor e amostradores de gás. Os reparos variam de

simples vedações a substituições de equipamentos. A medida é economicamente vantajosa, pois o gás recuperado gera retorno financeiro em 1 a 3 anos, além de reduzir significativamente as emissões de metano.

3.2.4. Dispositivos pneumáticos

Os dispositivos pneumáticos são amplamente adotados no segmento de exploração e produção (E&P) para controlar diversos processos, como abertura e fechamento de válvulas, nível de líquidos, pressão e temperatura (EPA, 2024a; IEA, 2024b). Muitos desses dispositivos são alimentados a gás natural, resultando em emissões de metano devido aos vazamentos, que são muitas vezes de difícil identificação e reparo. Segundo EPA (2024b), esses dispositivos estão entre as principais fontes de emissão na cadeia de óleo e gás norte-americana.

Substituição de dispositivos pneumáticos movidos a gás natural por sistemas de ar pressurizado

Uma das tecnologias adotadas para minimizar ou até eliminar as emissões fugitivas de metano é utilizar ar comprimido ao invés do gás natural na propulsão dos dispositivos pneumáticos. Os dispositivos movidos a ar comprimido são comumente abastecidos por energia elétrica, fazendo o acesso à eletricidade um pré-requisito para esta tecnologia. Essa mudança pode reduzir cerca de 7% das emissões totais de metano no *upstream*, com um custo de -8,4 US\$/MBTU (dólares norte-americanos por milhão de BTU), proporcionando um VPL positivo contabilizando a receita advinda da monetização do gás natural recuperado que seria liberado (IEA, 2024c).

Substituição de dispositivos movidos a gás natural por equipamentos elétricos

Em alguns casos é possível substituir a propulsão a gás por motores elétricos, o que reduz tanto as emissões de combustão quanto as emissões fugitivas causadas por vazamentos constantes desses dispositivos. Essa tecnologia pode reduzir em cerca de 2% as emissões de metano no E&P brasileiro, com foco nas operações *onshore* e um custo estimado de até -5,3 US\$/MBTU (IEA, 2024c).

3.2.5. Medidas para a redução da ventilação de gases

Por venting entende-se a liberação controlada de gás não queimado diretamente para a atmosfera para descarte ou para a operação segura da instalação. A ventilação exclui liberações de gás fugitivo da tubulação e vazamentos de equipamentos e inclui purgas de gás (IOGP, 2024).

Diversas medidas operacionais ou equipamentos podem ser utilizados para a minimização desta prática. Entre eles destacam-se as Unidades de Recuperação de Vapor (VRU, em inglês) e o sistema de recuperação de gases de dutos utilizado principalmente durante a operação de *pigging*. Segundo a IEA (2024c), a instalação de unidades de recuperação de vapor (VRUs) representa a medida mais eficaz para a redução das emissões de metano no E&P brasileiro.

No caso de instalações *onshore*, onde a recuperação de vapor pode enfrentar limitações técnicas ou econômicas, a instalação de tochas para a queima controlada do gás pode ser considerada uma alternativa viável para mitigar emissões. Já no *offshore*, essa medida não é aplicável, pois todas as unidades de produção já contam com sistemas de tocha desde a fase de projeto.

Instalação de unidades de recuperação de vapor (VRU)

As unidades de recuperação de vapor (VRU) são utilizadas na captura do gás que seria ventilado, retornando ao sistema ou aproveitando como combustível. Essas unidades evitam que o metano seja emitido para atmosfera, mitigando a atividade de *venting*.

Uma das tecnologias para capturar emissões de *venting* é a instalação de compressores que capturam as emissões provenientes da volatilização de compostos carbônicos. A volatilização pode ocorrer em líquidos armazenados devido às variações na pressão atmosférica e na temperatura ao longo do tempo, como nos tanques de petróleo ou condensado; durante a transferência de fluidos contendo gás em solução de um sistema com maior pressão do que o sistema receptor; e durante a circulação de e para tanques de armazenamento. (IOGP, 2024)

Essas unidades ajudam a evitar a necessidade de ventilação, que seria necessária para prevenir explosões, e permitem a recuperação do gás, que pode ser reinjetado na operação, agregando valor ao produto. A instalação de VRUs tem custo negativo, pois o gás recuperado substitui o gás perdido, e os custos variam de -10 US\$/tCO₂e a -8,4 US\$/tCO₂e. A ação resulta em uma redução de aproximadamente 1,6% a 12,8% das emissões de metano nas operações de E&P.

Alguns dos equipamentos-chave que devem ser considerados para a instalação de VRU são: as unidades de desidratação a glicol, as unidades de remoção de gás ácido, compressores, sistemas de cromatografia, plantas de tratamento de água produzida, sistema de gás para combustível e tanques de armazenamento. Este último é tratado com mais detalhe na próxima medida (IOGP, 2024).

Recuperação de vapor em tanques de armazenamento

Durante o armazenamento de petróleo e condensado, hidrocarbonetos leves como metano podem ser ventilados ou queimados devido à volatilização e variações no nível dos líquidos nos tanques. A instalação de unidades de recuperação de vapor (VRU) permite recuperar até 95% do gás perdido, o qual retorna ao fluxo de gás do processamento, podendo ser, por exemplo, utilizado como combustível na plataforma. Apesar do custo inicial elevado, o retorno financeiro varia de três meses a três anos, tornando a medida eficaz tanto ambiental quanto economicamente.

Instalação de tochas (flares)

A instalação de tochas⁴ é uma medida utilizada para queimar o metano que seria liberado diretamente para a atmosfera, resultando em emissões de CO₂, N₂O e remanescentes de CH₄. Embora ainda gere emissões, a queima em tochas é preferível à ventilação direta de metano devido ao seu alto impacto no aquecimento global (GWP-100). Ressalta-se, porém, que a instalação de tochas só é recomendada onde a instalação de VRUs não é viável (IOGP, 2024).

O potencial de redução das emissões de metano com a instalação de tochas é cerca de 33%. No entanto, essa instalação também resulta em emissões de CO₂, além de envolver custos associados, tanto pela instalação dos equipamentos quanto pela impossibilidade de recuperar o gás queimado (IEA, 2023b).

Recuperação de gás de operações de pigging de dutos na produção, processamento e transmissão

A circulação de gases ricos em hidrocarbonetos (HCs) em dutos pressurizados pode formar condensados (líquidos ricos em hidrocarbonetos voláteis). O processo de *pigging*, utilizado para remover condensados de hidrocarbonetos em dutos pressurizados, resulta em emissões de metano ventilado a partir de líquidos armazenados.

⁴ Nas operações offshore, o órgão regulador já exige a instalação de tochas (flare) desde a fase de concepção das unidades, tornando essa prática padrão e não uma nova estratégia de mitigação. Em contraste, nas operações onshore, embora o uso de tochas já esteja em prática, ainda pode ser ampliado.

Isso ocorre porque durante a operação de *pigging*, que visa otimizar o fluxo de gás, o metano pode ser ventilado para a atmosfera. Para reduzir as emissões, o gás ventilado pode ser recuperado por meio de sistemas de recuperação de vapor. A recuperação desse gás pode ser feita com sistemas dedicados de recuperação de vapor, capturando o metano liberado durante a despressurização dos dutos.

A medida é economicamente vantajosa, com custo negativo e retorno financeiro entre dois e cinco meses. Historicamente, as emissões de metano devido ao *pigging* variam de 28 a 120 tCH₄ na produção e processamento, e de 27 a 46 tCH₄ no transporte, destacando o potencial de mitigação dessa ação.

3.2.6. Eliminação/redução da queima de rotina

Durante a produção de petróleo, o gás associado é produzido a partir do reservatório com o óleo. Parte desse gás é utilizado na unidade de produção, outra parte é exportada e vendida para consumo industrial; no entanto, parte disso é queimado devido a restrições técnicas ou econômicas. (WGB,2025). Reduzir ou eliminar a queima desnecessária é importante tanto do ponto de vista ambiental quanto do ponto de vista econômico, por isso diversas iniciativas governamentais e não governamentais buscam um melhor aproveitamento deste recurso.

No Brasil, a Resolução ANP n.º 806 define como queima de gás natural “o envio de um determinado volume de gás natural não utilizado para queimadores (*flares*).” (ANP, 2020) E estipula que a queima pode ocorrer por motivos de segurança operacional, limitações operacionais e emergências. A queima também pode ser uma opção de projeto por parte do operador devido às restrições citadas anteriormente, neste caso se denomina esta queima como de rotina.

Para este último caso, a resolução proíbe a queima e/ou perda de gás natural não associado e petróleo de forma não excepcional. Bem como, para o gás associado, o limite permitido de queima é de até 2% em plataformas *offshore* e 3% em unidades de produção *onshore* para produções iniciadas a partir de 2025. Assim, todos os operadores que por algum motivo necessitem queimar além destes valores necessitam de autorização do órgão regulador.

A complexidade para alcançar esses limites varia conforme as características do campo e da infraestrutura de seu entorno. Pois existem três opções de destinação do gás que não será queimado: a reinjeção no reservatório e o consumo, seja no próprio campo ou em outros locais após a exportação. A presença de estruturas de exportação bem desenvolvidas no entorno da unidade de produção, bem como a presença de consumidores próximos, facilitam a monetização deste gás e tornam a redução da queima atrativa do ponto de vista econômico.

No Brasil, a Bacia de Santos apresenta fatores de queima muitas vezes até mesmo inferiores aos limites estipulados pela ANP, devido à conjunção de diversos fatores, alto índice de reinjeção e mercados consumidores próximos. Além disso, um fator relevante para a baixa intensidade de queima na Bacia de Santos é a idade das unidades: as FPSOs são novas e contam com tecnologia e controle muito mais avançados em comparação aos da Bacia de Campos, por exemplo.

Em contraste, bacias fora do pré-sal, enfrentam maiores desafios para reduzir os níveis de queima, pois, muitas vezes, a exportação não é viável técnica ou economicamente justamente devido à falta de infraestrutura. A solução para a redução da queima seria então a reinjeção do gás natural no reservatório, implicando em um maior investimento em campanhas de perfuração, o que para campos marginais e pequenos produtores pode ser inviável.

Por fim, embora a queima também gere emissões, é importante destacar que ela é uma alternativa mais sustentável em comparação às ocorrências de ventilação, que têm um impacto ainda maior no aquecimento global. No entanto, não existe atualmente uma regulação específica para o *venting*, embora a Resolução n.º 806 o classifique como perda e o considere nos limites

citados acima. Entretanto, a queima só é uma melhor alternativa caso a eficiência do queimador seja alta.

Em geral, na literatura, utilizam-se queimadores com eficiência superior a 95%. Todavia, a mensuração da eficiência ao longo da vida produtiva é desafiadora devido às diferentes condições operacionais encontradas nos campos ao redor do mundo (MIGUEL et al., 2021). Fatores como configurações técnicas e condições específicas das tochas podem resultar em eficiências que variam de quase 100% a menos de 70%, enquanto os métodos de medição também influenciam nas conclusões obtidas (BURTT et al., 2022). Assim, uma menor eficiência pode impactar significativamente as emissões de uma unidade de produção, já que aumentará as emissões de metano.

Por fim, embora a queima também gere emissões, é importante destacar que ela é uma alternativa mais sustentável em comparação às ocorrências de ventilação, que têm um impacto ainda maior no aquecimento global. No entanto, não existe atualmente uma regulação específica para o venting. A própria Resolução n.º 806 o classifica como perda, evidenciando a necessidade de uma abordagem integrada e coerente entre essas ações, considerando as particularidades de cada operação, seja onshore, offshore ou em instalações mais antigas. A seguir, são discutidas diferentes alternativas para a redução da queima, considerando distintas destinações para o gás que deixa de ser queimado.

Limitação da queima e/ou ventilação de gás natural associado, em queimas ordinárias, em até 2%

A Resolução ANP n.º 806/2020 regula os procedimentos para controle de queima e perdas de petróleo e gás natural no Brasil. Para gás natural associado, a queima ordinária deve ser limitada a 2% (Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA) de 98%) em unidade de produção marítima cuja produção foi iniciada após 2025 e 3% (IUGA de 97%) por campo em produção terrestre. Atualmente, o índice médio nacional é de 97%, refletindo baixa queima. A Petrobras, maior operadora do segmento, já opera com IUGA médio de 97,2%. A regulação demonstra eficácia e tecnologias disponíveis para manter índices baixos de queima e ventilação.

O objetivo é alcançar no médio prazo, com a entrada em operação de novos projetos, um IUGA de 98% – o IUGA nacional em 2024 foi de 97,5% (ANP, 2024a). Tal valor consolidaria ainda mais o papel de destaque do Brasil entre os produtores no quesito controle e regulação da queima.

Segundo o *Global Gas Flaring Tracker* do Banco Mundial (WGB, 2024), em 2023, dentre os 20 maiores produtores de petróleo do mundo⁵, o Brasil foi o 6º com menor intensidade de queima: 1 m³ gás queimado por barril produzido.⁶

Garantia da queima zero de rotina com reinjeção de gás natural

A iniciativa *Zero Routine Flaring by 2030* (WGB, 2025), liderada pelo Banco Mundial e as Nações Unidas, pretende eliminar a queima de rotina de gás natural até 2030, uma prática geralmente associada à indisponibilidade de infraestrutura de escoamento ou transporte de gás. A eliminação dessa queima é considerada uma prioridade devido ao impacto financeiro e ambiental do desperdício de gás natural.

Uma solução para substituir a queima de rotina é a reinjeção de gás natural nos reservatórios, prática já adotada no Brasil, onde a fração de gás reinjetado cresceu de 29% em 2016 para 50% em 2022. Embora o impacto de redução de emissões da queima de tocha no Brasil seja pequeno, a

⁵ Segundo o Statistical Review of World Energy (ENERGY INSTITUTE, 2024), os 20 maiores produtores de petróleo do mundo são, respectivamente: Estados Unidos, Arábia Saudita, Rússia, Canadá, Irã, Iraque, China, Emirados Árabes Unidos, Brasil, Kuwait, México, Noruega, Cazaquistão, Catar, Nigéria, Argélia, Líbia, Angola, Argentina e Omã.

⁶ O *Global Gas Flaring Tracker Report* define intensidade de queima como “o volume de gás queimado, em metros cúbicos, por barril de petróleo produzido. Normalmente ele é calculado ao nível de país e, ao longo do tempo, serve como uma indicação de quão bem esse país está fazendo para recuperar e utilizar o gás associado.” (WGB, 2024b)

reinjeção de gás se tornou uma prática comum para reduzir emissões e evitar a queima em tochas não emergenciais.

A intensificação de processos como eletrificação pode exigir maior reinjeção de gás para reduzir ainda mais a queima de gás natural. No cenário atual, a reinjeção pode reduzir as emissões a um mínimo, mantendo a queima de gás abaixo de 1% da produção total.

Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: uso local para a geração de eletricidade

Além da reinjeção, outra alternativa para eliminar a queima de rotina de gás natural é a captação do gás não queimado das tochas para uso produtivo, como a geração de eletricidade. A utilização de gás natural associado como combustível no local é uma prática comum, sendo a forma de menor custo para alimentar as operações. No entanto, como os volumes de gás em locais de queima são geralmente pequenos, isso requer a captura de gás de múltiplos locais, o que pode ser caro a menos que estejam próximos.

Em algumas situações, usinas modulares e sistemas integrados de gás comprimido podem ser viáveis alternativas econômicas à queima. A Petrobras, por exemplo, adota o sistema de recuperação de gases de tocha (FGRU) para captar o gás não queimado e reintegrá-lo ao processamento, evitando essas emissões. Esse sistema já resultou em 80 ktCO₂e de emissões evitadas por ano em três plataformas e será expandido para mais oito unidades. Apesar de a redução das emissões de tocha ser pequena no Brasil, a captação e utilização do gás para gerar energia estão ajudando a minimizar a queima, com a expectativa de que ações de eletrificação e aumento da eficiência termelétrica possam diminuir ainda mais o consumo de gás natural.

Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: monetização em pequena escala utilizando gás natural comprimido

O GNC (gás natural comprimido) é produzido pela compressão do gás natural, reduzindo seu volume a menos de 1% do seu volume original em condições atmosféricas. Ele é utilizado principalmente como combustível para veículos que foram adaptados ou fabricados para funcionar com GNC. Em pequena escala, o GNC pode atuar como um "gasoduto virtual", abastecendo usinas de energia, consumidores industriais e residenciais, ou postos de abastecimento que não têm acesso a gasodutos convencionais.

O GNC é armazenado em cilindros pressurizados e transportado por caminhões, embora sua densidade energética seja menor em comparação ao GNL, o que o torna menos viável para grandes volumes e longas distâncias. No entanto, o GNC tem custos de capital mais baixos que o GNL, tornando-se uma opção atrativa para determinadas operações. A implementação dessa estratégia pode resultar em um custo marginal de abatimento de US\$ -16 a -13/tCO₂e, especialmente quando associada à mitigação das tochas, proporcionando uma forma de destinação do gás excedente em operações *all electric* ou eletrificadas.

Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: monetização em grande escala

A monetização do gás natural de queima envolve estratégias mais complexas, que incluem elevados gastos de capital, autorizações regulatórias, engajamento de stakeholders e, por vezes, financiamento externo. A principal alternativa para monetização é produzir gás seco que atenda às especificações de um gasoduto regional ou nacional, sendo crucial a qualidade do gás e a distância até os gasodutos ou mercados consumidores.

Para projetos de grande escala, são necessários volumes substanciais de gás, exigindo compromissos financeiros significativos (bilhões de dólares) e maior complexidade comercial. Embora o potencial de redução de gás destinado a tochas seja pequeno no Brasil, ainda existe a possibilidade de destinação do gás natural para mercados consumidores, especialmente no contexto de sistemas *all electric* e eletrificação das operações com eletricidade proveniente do grid

ou de fontes renováveis. Analisar a implementação conjunta dessas medidas pode ser uma solução viável.

Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: monetização em pequena escala utilizando gás natural liquefeito

A monetização do gás natural em pequena escala pode ser realizada por meio de tecnologias como micro-GNC (gás natural comprimido), GNL (gás natural liquefeito) e GTL (gás para líquido), que permitem o transporte e armazenamento do gás de maneira mais segura e eficiente, especialmente quando o gasoduto é inviável. O GNL é uma solução comum, onde o gás natural é resfriado para se tornar líquido, facilitando seu transporte a locais distantes sem a necessidade de infraestrutura de gasodutos.

Em locais sem gasodutos ou onde eles ainda não existem, o GNL pode funcionar como um "gasoduto virtual", atendendo usinas, consumidores industriais ou até mesmo como combustível para veículos. Embora o potencial de redução de gás destinado a tochas no Brasil seja pequeno, o gás excedente de operações *all electric* ou eletrificadas com eletricidade do grid, ou renováveis pode ser destinado ao mercado consumidor. A implementação dessa estratégia apresenta um custo marginal de abatimento de US\$ -2 a 4/tCO₂e, o que é viável quando associado à mitigação das tochas.

3.2.7. Captura, armazenamento e utilização de carbono

A captura, armazenamento e utilização de carbono (CCUS) é uma estratégia crucial para a indústria de óleo e gás, especialmente para alcançar as metas de emissões líquidas zero. Dentre as principais oportunidades de aplicação do CCUS diretamente pelo setor está a captura do CO₂ proveniente das unidades de processamento de gás natural, que de outra forma seria liberado para a atmosfera. O CO₂ capturado é reinjetado em reservatórios geológicos, situados a profundidades superiores a 800 metros e recobertos por camadas de rochas impermeáveis que garantem o armazenamento do gás por séculos há milênios. Há de se destacar que o CCUS é aplicável também em outros segmentos da cadeia produtiva de O&G, como refinarias, e pode se beneficiar do compartilhamento de infraestruturas com outros setores de difícil descarbonização (chamados *hard to abate*), tais como aço, ferro, cimento, químico e usinas termelétricas fósseis.

As estimativas de projetos-típicos apontam que, para a instalação de projeto de CCUS no ambiente *onshore*, montantes de US\$ 40 a 150 MM/tCO₂e (milhões de dólares americanos por tonelada de CO₂ capturado) seriam necessários, ao passo que, em situações *offshore*, esses valores poderiam ultrapassar US\$ 240 MM/t (SIEVERT; CAMERON; CARTER, 2023; FINDLAY, 2023). Contudo, é importante lembrar que os custos devem ser avaliados caso a caso, dada a escala de capacidade de captura e armazenamento do CO₂. Iniciativas como o projeto Northern Lights, com captura de fontes industriais *onshore*, transporte por navios e dutos até o armazenamento em reservatórios salinos profundos do Mar do Norte, resultado da sinergia do governo norueguês com as empresas Equinor, Shell e TotalEnergies, tem - apenas para a sua primeira fase em que o objetivo é capturar e armazenar 1,5 MM tpaCO₂ (milhões de toneladas de CO₂ por ano) - um CAPEX (capital expenditure, ou investimento de capital) estimado em cerca de US\$ 710 Milhões (PALLANICH, 2024).

Reinjeção de dióxido de carbono decorrente do processamento do gás natural

O CO₂ capturado proveniente do processamento de gás natural permite a redução das emissões de GEE do segmento de O&G e é uma estratégia essencial para a mitigação das mudanças climáticas em países que projetam a continuidade das atividades de E&P, seja por motivos de demanda, econômicos e/ou técnicos. Se reinjetado nas camadas de reservatórios produtores, o CO₂ age como ferramenta de recuperação avançada de óleo (*Enhanced Oil Recovery* - EOR) e aumenta a eficiência de utilização de áreas já contratadas. No Brasil, a Petrobras domina esta tecnologia e tem

destaque mundial com um dos maiores programas de captura de CO₂ e EOR, tendo registrado, entre 2008 e 2021, 31 milhões de toneladas de CO₂ reinjetadas e conquistado, em 2022, uma meta de 40 MMtCO₂, prevista para 2025. Campos do Pré-sal apresentam emissões significativamente mais baixas devido ao uso dessa tecnologia. Apesar dos avanços, áreas sem CCUS ainda contribuem para emissões ventiladas, indicando espaço para expansão da prática e potencial redução adicional de até 5% das emissões de CO₂ no segmento.

3.3.Resultados dos cenários

Dentre as tecnologias para mitigação apresentadas na seção 3.2, treze medidas foram selecionadas para compor três cenários principais de emissão, além de dez cenários adicionais de sensibilidade, com o intuito de avaliar o potencial de redução e o esforço necessário para a adoção conjunta dessas alternativas, escolhidas pela representatividade no cenário brasileiro, potencial de mitigação e/ou viabilidade técnico-econômica.

1. *Substituição das turbinas de gás natural de ciclo aberto por turbinas com ciclo combinado*
2. *Eletrificação das operações com geração de eletricidade centralizada (all electric)*
3. *Eletrificação das operações com eletricidade proveniente do grid*
4. *Inspeção direta e manutenção em UPGN, estações de pressurização, estações compressoras, gates, vedações e válvulas (LDAR)*
5. *Substituição de dispositivos pneumáticos movidos a gás natural por sistemas de ar pressurizado*
6. *Instalação de unidades de recuperação de vapor (VRU)*
7. *Substituição de dispositivos movidos a gás natural por equipamentos elétricos*
8. *Garantia da queima zero de rotina com reinjeção de gás natural*
9. *Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: uso local para a geração de eletricidade*
10. *Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: monetização em grande escala*
11. *Instalação de tochas*
12. *Reinjeção de dióxido de carbono decorrente do processamento do gás natural*
13. *Ações para redução de venting: recuperação de vapor em tanques de armazenamento*

As treze medidas foram analisadas comparativamente em termos de esforço para implantação (eixo x) e potencial de mitigação (eixo y), normalizadas e plotadas na matriz abaixo (Figura 1). Já a Figura 2 ilustra o esforço (custos e barreira tecnológica) necessário para adoção das principais tecnologias selecionadas para análise. Cabe ressaltar que as análises de mitigação e esforço foram baseadas em uma aproximação de valores para todo o E&P brasileiro. As particularidades relacionadas aos diferentes perfis de produção e operação serão tratadas nas seções e capítulos seguintes.

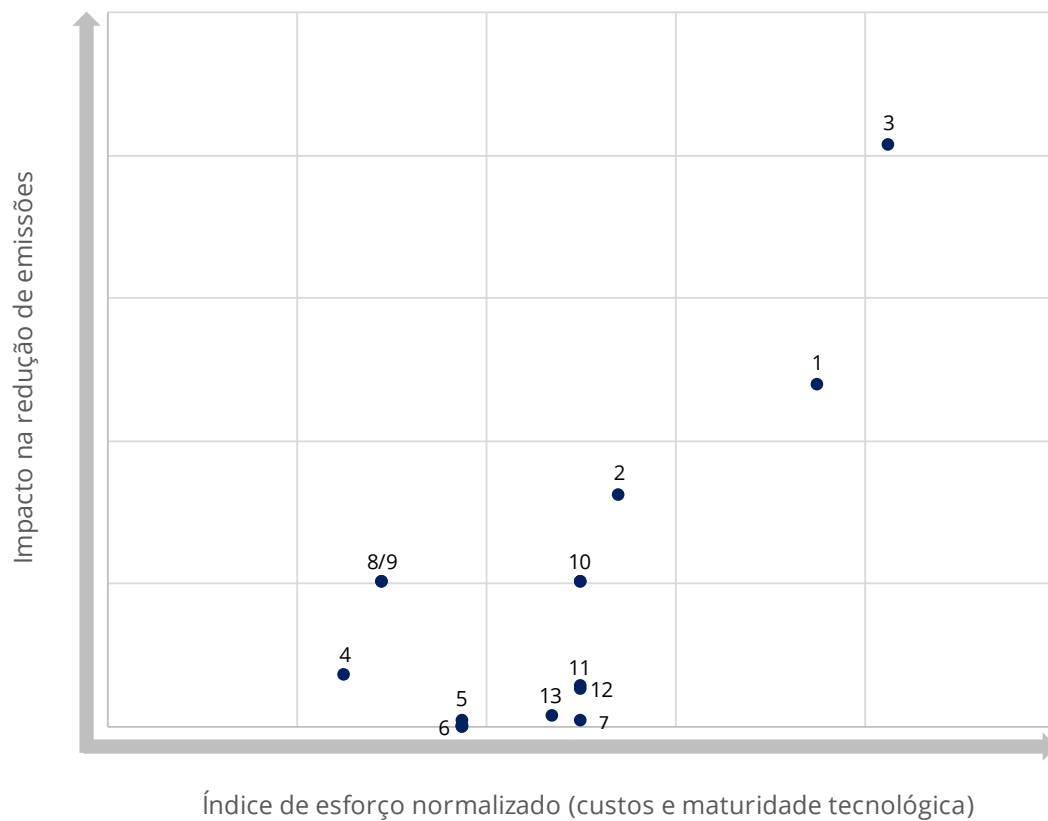


Figura 1. Matriz esforço x mitigação para as medidas seleccionadas.

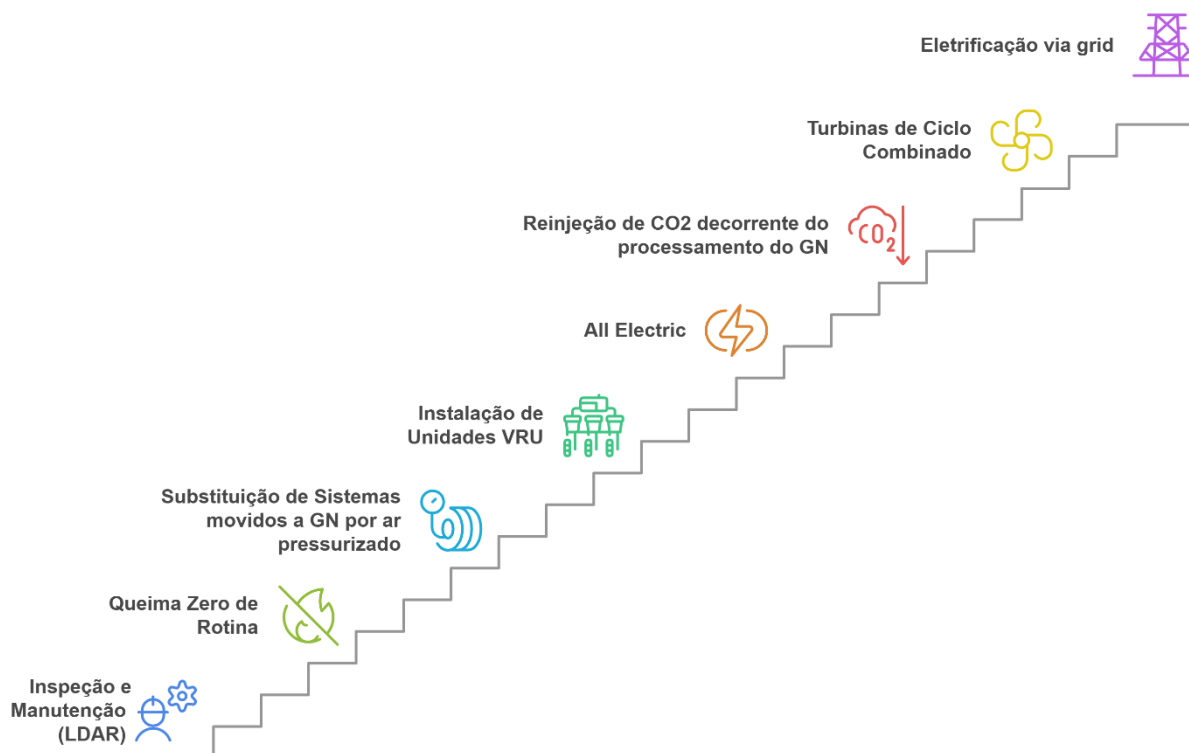


Figura 2. Ordenação visual do esforço necessário para adoção de algumas das medidas seleccionadas, de acordo com os custos envolvidos e a barreira tecnológica atual.

O primeiro dos três cenários principais foi construído com medidas posicionadas mais à esquerda do eixo x, com menor esforço relativo dentre o total de opções apresentadas na matriz. Nos outros dois cenários foram adicionadas medidas que podem representar maior esforço, mas também potencial para maior redução de emissões. Os três cenários principais construídos e suas respectivas medidas selecionadas foram:

- Cenário Principal 1 (CP1)
 - 4) Inspeção direta e manutenção em UPGN, estações de pressurização, estações compressoras, *gates*, vedações e válvulas (LDAR)
 - 5) Substituição de dispositivos pneumáticos movidos a gás natural por sistemas de ar pressurizado
 - 6) Instalação de unidades de recuperação de vapor (VRU)
 - 8) Garantia da queima zero de rotina com reinjeção de gás natural
- Cenário Principal 2 (CP2)
 - Medidas 4, 5 e 6 do Cenário Principal 1
 - 1) Substituição das turbinas de gás natural de ciclo aberto por turbinas com ciclo combinado
 - 10) Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: monetização em grande escala
 - 12) Reinjeção de dióxido de carbono decorrente do processamento do gás natural
- Cenário Principal 3 (CP 3)
 - Medidas 4, 5 e 6 do Cenário Principal 1
 - Medidas 10 e 12 do Cenário Principal 2
 - 3) Eletrificação das operações com eletricidade proveniente do *grid*
 - 7) Substituição de dispositivos movidos a gás natural por equipamentos elétricos

Após a seleção das medidas foi utilizada a ferramenta de projeção de emissões e potencial de redução, apresentada neste capítulo. Dessa forma, um cenário base foi construído a partir da curva de produção do PDE 2034 (EPE, 2024c), considerando emissões acumuladas sem aplicação de medidas de mitigação. Em seguida foram estimadas as reduções acumuladas (2024 - 2037) para os três cenários principais, além do índice de esforço calculado pela adoção conjunta das medidas selecionadas. A Figura 6 resume os resultados obtidos.

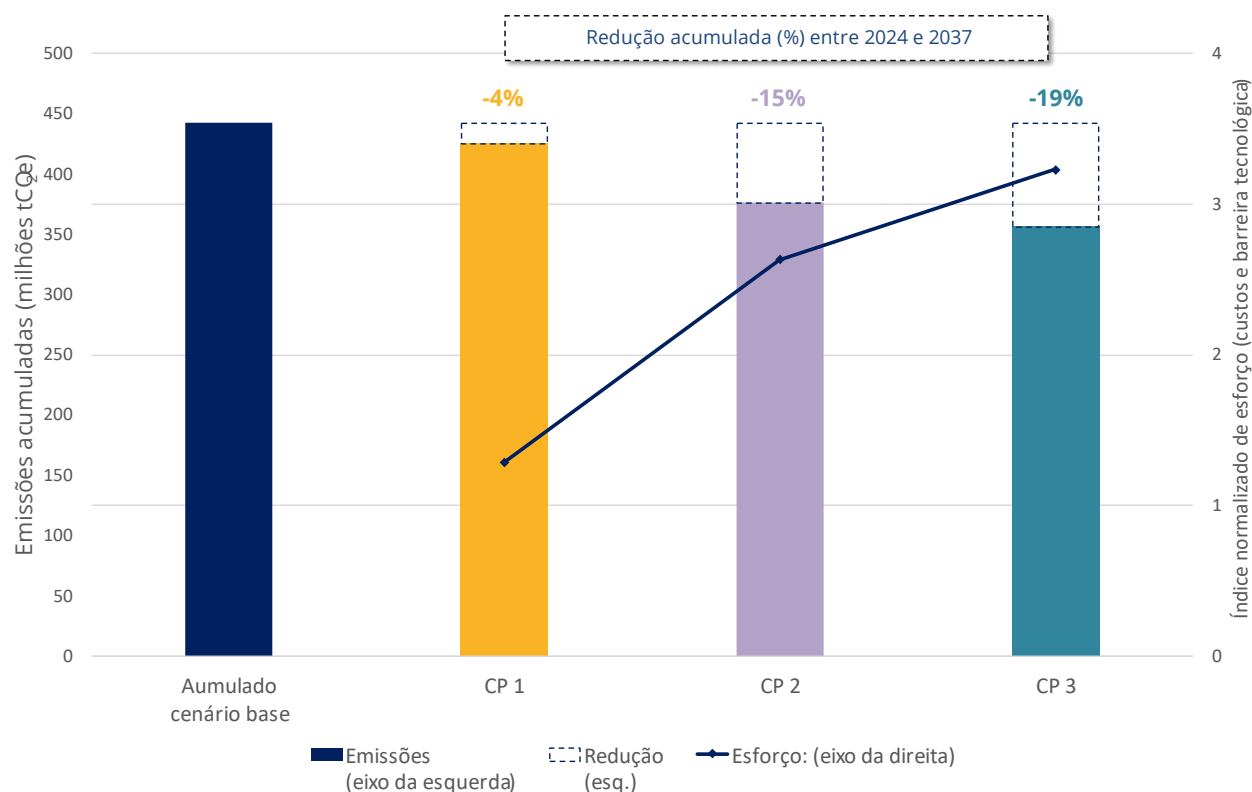


Figura 3. Redução entre o Cenário Base e os três Cenários Principais das emissões acumuladas projetadas de 2024 a 2037.

A proposta a partir da elaboração de cenários e estimativa dos resultados em termos de mitigação - considerando o esforço para implantação - é contribuir para as discussões sobre os caminhos de descarbonização no E&P. Nesse sentido, é possível indicar ações prioritárias que permitam ganhos de curto prazo em redução de emissões com tecnologias já disponíveis. Além disso, faz-se uma sinalização de médio prazo para tecnologias que têm potencial para aumentar a escala de mitigação e precisam de inovação, investimentos e/ou estímulos de mercado adequados.

O primeiro cenário (CP 1) indica que as medidas de controle da queima, LDAR, recuperação de vapor e substituição de dispositivos podem reduzir quase 5% das emissões. São medidas com VPL positivo ou baixo tempo de retorno e tecnologias disponíveis em escala comercial. A integração da reinjeção e de turbinas a ciclo combinado pode impulsionar a redução para 15% em relação ao cenário base, mas ainda enfrenta desafios para ganho de escala e adoção em todo o E&P brasileiro. Por fim, a eletrificação total - inclusive no *offshore* - utilizando energia do *grid* ainda apresenta barreiras de custos e tecnologia que precisam de investimentos em P&D para contribuírem de forma decisiva com a descarbonização do segmento e possivelmente não seja viável em todos os casos, pelas características da localização da produção. São esperadas reduções de aproximadamente 20%, que permitiriam uma evolução relevante nos indicadores de intensidade de emissões.

Redução de Emissões por Cenário

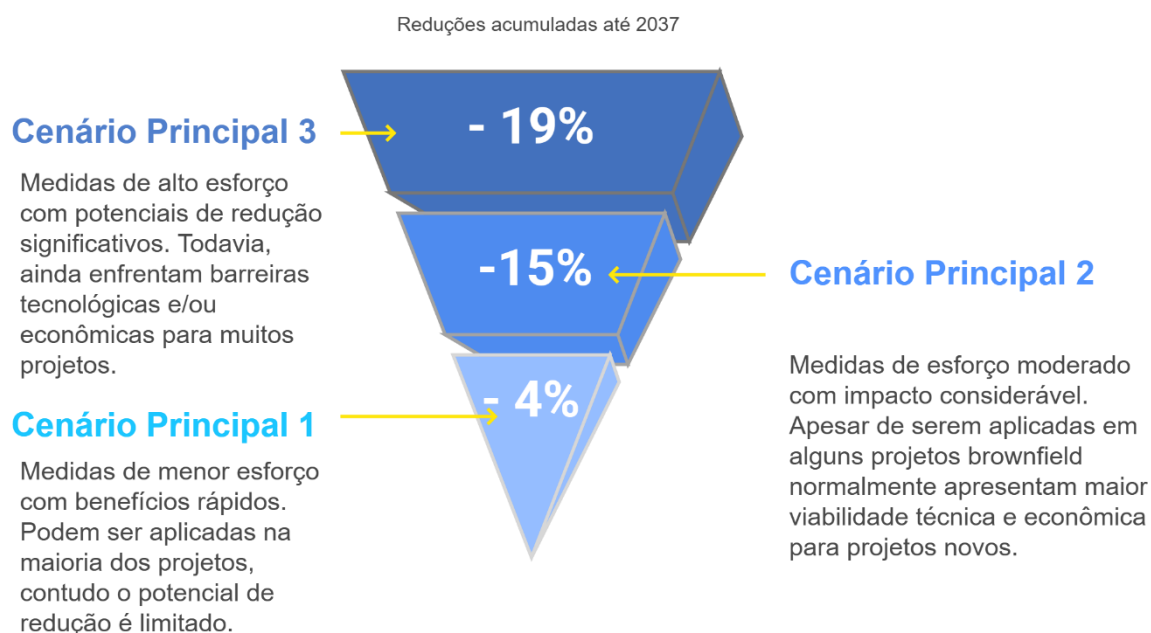


Figura 4. Redução acumulada de emissões entre 2024 e 2037.

Além dos cenários apresentados, foram construídas alternativas contendo menos medidas para avaliar impacto e esforço em contextos distintos, aumentando a disponibilidade de informação e complementando a análise. Os dez cenários alternativos e suas respectivas medidas são:

- Cenário Monetização de Gás Natural (CA 1)
 - 10) Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: monetização em grande escala
- Cenário LDAR e reinjeção (CA 2)
 - 4) Inspeção direta e manutenção em UPGN, estações de pressurização, estações compressoras, gates, vedações e válvulas (LDAR)
 - 8) Garantia da queima zero de rotina com reinjeção de gás natural
- Cenário Turbinas a Ciclo Combinado (CA 3)
 - 1) Substituição das turbinas de gás natural de ciclo aberto por turbinas com ciclo combinado
- Cenário LDAR e VRU (CA 4)
 - 4) Inspeção direta e manutenção em UPGN, estações de pressurização, estações compressoras, gates, vedações e válvulas (LDAR)
 - 6) Instalação de unidades de recuperação de vapor (VRU)
- Cenário reinjeção de gás natural e CO₂ (CA 5)
 - 8) Garantia da queima zero de rotina com reinjeção de gás natural
 - 12) Reinjeção de dióxido de carbono decorrente do processamento do gás natural
- Cenário LDAR, reinjeção e venting (CA 6)
 - 4) Inspeção direta e manutenção em UPGN, estações de pressurização, estações compressoras, gates, vedações e válvulas (LDAR)

- 8) Garantia da queima zero de rotina com reinjeção de gás natural
- 13) Ações para redução de venting: recuperação de vapor em tanques de armazenamento
- Cenário eletrificação com energia do *grid* (CA 7)
 - 3) Eletrificação das operações com eletricidade proveniente do *grid*
 - 7) Substituição de dispositivos movidos a gás natural por equipamentos elétricos
- Cenário *all electric* com geração local (CA 8)
 - 2) Eletrificação das operações com geração de eletricidade centralizada (*all electric*)
 - 7) Substituição de dispositivos movidos a gás natural por equipamentos elétricos
 - 9) Garantia da queima zero de rotina com captação e utilização do gás natural para fins produtivos: uso local para a geração de eletricidade
- Cenário eletrificação da planta e dos equipamentos (CA 9)
 - 3) Eletrificação das operações com eletricidade proveniente do *grid*
 - 5) Substituição de dispositivos pneumáticos movidos a gás natural por sistemas de ar pressurizado
 - 7) Substituição de dispositivos movidos a gás natural por equipamentos elétricos
- Cenário intervenções nas instalações (CA 10)
 - 1) Substituição das turbinas de gás natural de ciclo aberto por turbinas com ciclo combinado
 - 6) Instalação de unidades de recuperação de vapor (VRU)
 - 11) Instalação de tochas
 - 12) Reinjeção de dióxido de carbono decorrente do processamento do gás natural

Para subsidiar a avaliação comparativa das alternativas foi construída uma segunda matriz mitigação x esforço, que plotou tanto os cenários principais (destacados em amarelo) quanto alternativos (em azul). Devido à normalização do índice de esforço, que considerou todas as medidas mapeadas, o resultado desse parâmetro para cada cenário é a soma do esforço de cada medida.

Assim como nos cenários principais, o cálculo do potencial de mitigação utiliza a ferramenta apresentada na seção 3.1 e os percentuais de redução correspondem ao volume de CO₂e mitigado no acumulado 2024-2037 em comparação ao Cenário Base. Os resultados obtidos para todos os cenários estão apresentados na Figura 5 e os cenários estão resumidos na Figura 6 e na Figura 7.

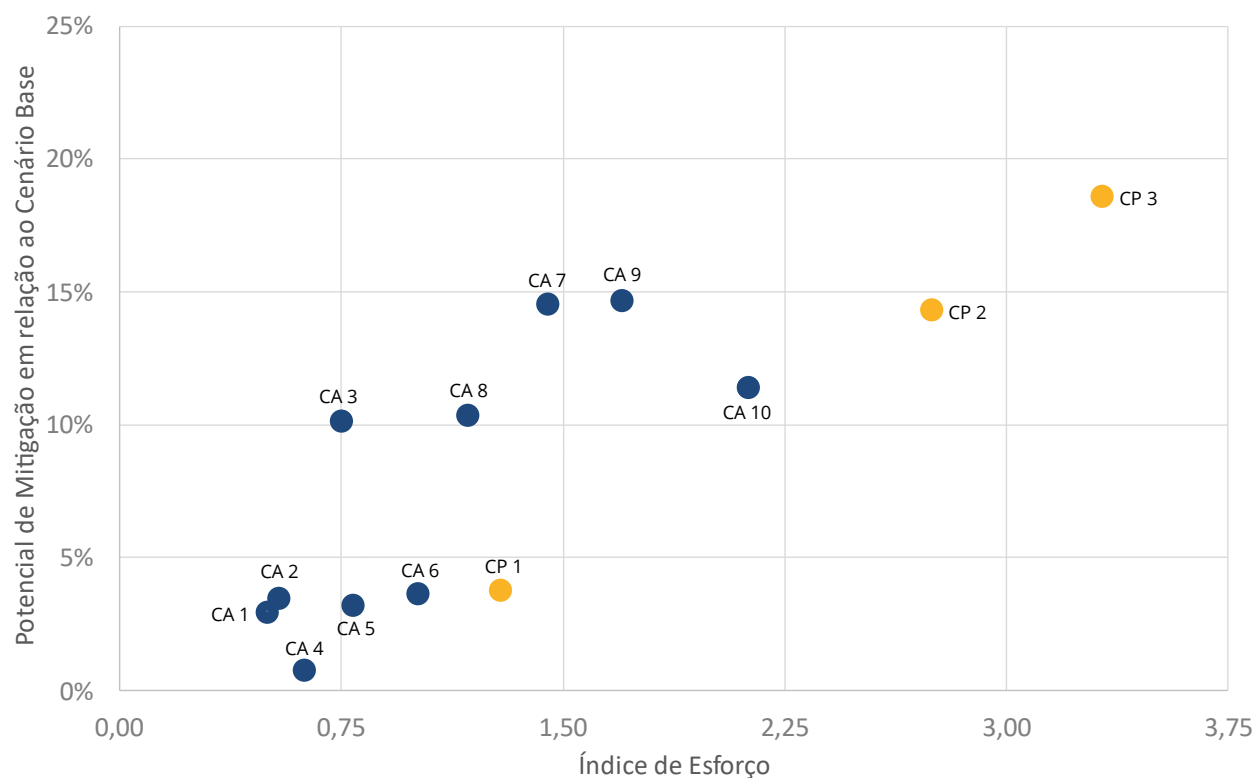


Figura 5. Matriz esforço x mitigação para os cenários principais (CPs) e alternativos (CAs) construídos.

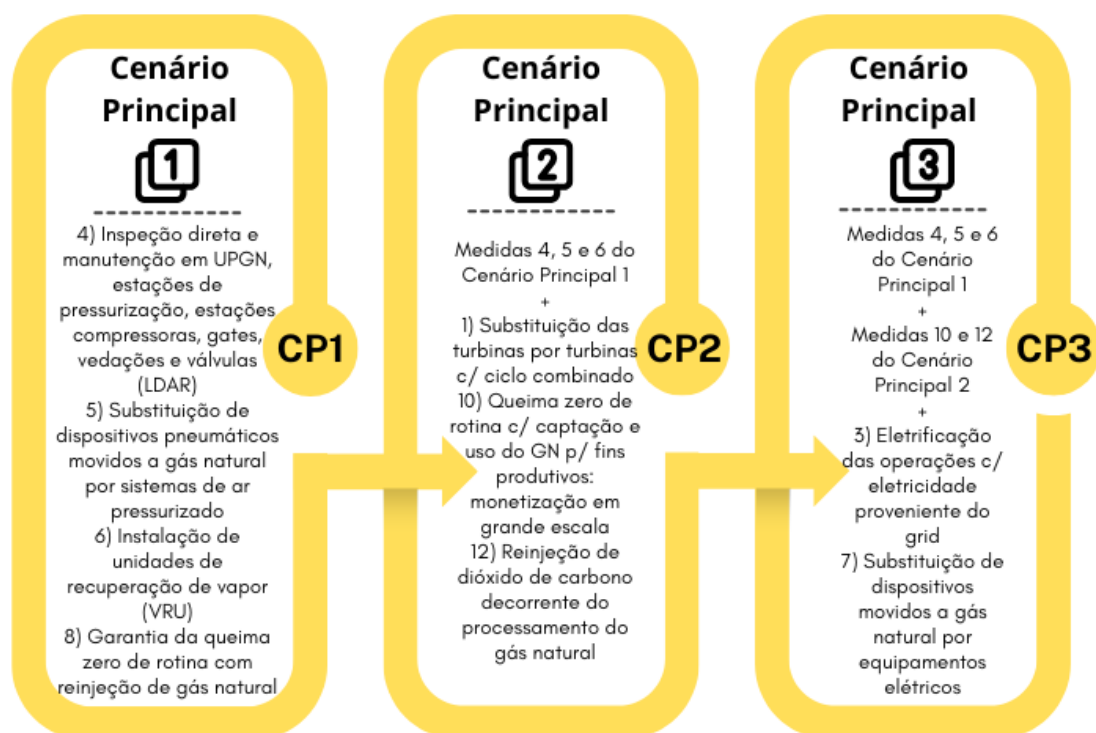


Figura 6. Resumo das medidas que compõem os cenários principais.



Figura 7. Resumo das medidas que compõem os cenários alternativos.

Os cenários alternativos reforçam o potencial das medidas de eletrificação, que estão bem-posicionadas em termos de redução de emissões, mas apresentam maiores níveis de esforços relacionados a barreiras tecnológicas – principalmente no *offshore* – e de custos. Sendo assim, além da importância dos projetos de PD&I nessa área, será necessário aumentar a captação de recursos para viabilizar o financiamento dessas tecnologias e atingir um maior impacto em redução de emissões.

No outro extremo da matriz, cenários que envolvem queima zero de rotina e LDAR representam menor esforço comparativo e são uma oportunidade de obter resultados rápidos com tecnologias disponíveis e custo-efetivas. Nesse sentido, ressalta-se a importância de identificar e priorizar equipamentos, instalações e atividades mais emissores, permitindo maior eficiência entre recursos alocados e resultados obtidos. Dadas as especificidades apresentadas neste capítulo, a próxima seção detalha as particularidades relacionadas aos diferentes perfis de produção, além dos desafios associados para mitigação.

3.4. Especificidades e desafios associados aos cenários de descarbonização

A abordagem *top-down* escolhida para a análise desenvolvida implica na alocação das emissões e dos potenciais de redução, resultando em simplificações necessárias para lidar com a complexidade e variabilidade das fontes emissoras. Dessa forma, podem ser omitidas especificidades dos diferentes perfis de tecnologias, ativos, instalações e equipamentos, fornecendo uma visão geral de tendência, mas exigindo uma análise adicional das particularidades encontradas no E&P brasileiro. Esta seção discute algumas dessas especificidades e apresenta, qualitativamente, os desafios e potenciais soluções mais adequadas em diferentes contextos.

3.4.1. Projetos novos ou em operação (*green fields* x *brown fields*)

Reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) é uma meta que se aplica a todos os projetos no setor de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás. No entanto, a escolha das medidas de mitigação mais adequadas depende fortemente da fase em que o projeto se encontra. Essa classificação divide geralmente os projetos em duas categorias principais: *greenfield* - que correspondem a projetos ainda em fase de planejamento - e *brownfield*, que englobam projetos já em operação.

No caso dos projetos *greenfield*, existe uma liberdade maior para a definição das estratégias de mitigação, uma vez que as decisões são tomadas durante o planejamento inicial. Isso permite incorporar tecnologias de ponta e soluções mais integradas e eficientes. Contudo, essa flexibilidade implica em desafios significativos, como a necessidade de maior investimento inicial e prazos mais longos para o retorno financeiro, dado que a implementação dessas medidas geralmente estende o tempo necessário para o projeto entrar em operação (CHATTERTON e DE VAUTIBAUT, 2021; CHIAVARI et al., 2020). Assim, embora os projetos *greenfield* ofereçam oportunidades para reduzir emissões de maneira estrutural e integrada, é fundamental considerar os impactos econômicos e operacionais associados (HEIMERL et al., 2024).

É importante destacar que a busca por soluções mais integradas e eficientes deve ser impulsionada também pelo órgão regulador, que possui a prerrogativa de exigir a comprovação da inviabilidade técnica na adoção de opções mais sustentáveis. Essa abordagem está alinhada com o disposto no art. 2º da Resolução da Comissão Nacional de Política Energética (RCNPE) 8/2024.

Por outro lado, os projetos *brownfield* apresentam uma dinâmica distinta e complexa. Nesses casos, a reutilização da infraestrutura existente pode trazer vantagens econômicas, como a redução de custos e prazos menores para a execução das intervenções. Entretanto, essa abordagem enfrenta limitações importantes, como a menor flexibilidade na escolha de medidas de mitigação, que precisam ser compatíveis com a infraestrutura já instalada (NGUYEN et al., 2016). Além disso, é comum que os projetos *brownfield* exijam a interrupção parcial ou total das atividades operacionais para as adaptações serem realizadas.

Essa necessidade de parada das atividades não apenas gera impactos econômicos diretos, como perda temporária de receita, mas também encontra resistência entre os operadores, que buscam minimizar períodos de inatividade. A resistência é intensificada em ativos de produção *offshore*, onde os custos associados à paralisação e retomada das operações são ainda mais elevados. Dada essa realidade, as decisões relacionadas a intervenções em *brownfields* devem ser cuidadosamente planejadas, equilibrando os custos econômicos de curto prazo com os benefícios ambientais e operacionais de longo prazo.

Ainda que os projetos *greenfield* ofereçam maior flexibilidade para implementar soluções mais ambiciosas de mitigação, restringir essas medidas apenas a esse tipo de projeto pode comprometer o alcance de metas de descarbonização mais abrangentes no setor de óleo e gás. Isso se deve ao fato de que a permanência das unidades existentes, que geralmente possuem maior intensidade de carbono, continuará contribuindo significativamente para as emissões do setor. Assim, a descarbonização de ativos *brownfield* torna-se relevante para reduzir de maneira efetiva a pegada de carbono das operações de E&P, garantindo uma transição mais equilibrada e sustentável.

Para mitigar os desafios enfrentados nos projetos *brownfield*, a adoção de infraestruturas flexíveis e adaptáveis pode facilitar a implementação de melhorias futuras sem exigir interrupções operacionais significativas. Além disso, soluções como equipamentos modulares e tecnologias escaláveis podem ser particularmente úteis em ativos *offshore*, onde as condições logísticas e financeiras impõem desafios adicionais.

Compreender as particularidades e os desafios de projetos *greenfield* e *brownfield* é essencial para a definição de estratégias eficazes de mitigação de emissões no setor de E&P. Essa análise não

apenas contribui para o alcance das metas de descarbonização, mas também promove uma gestão mais eficiente e sustentável dos ativos ao longo de seu ciclo de vida.

3.4.2. Especificidades por ambiente (*onshore/offshore*)

Responsáveis por apenas 4,2% da produção nacional em 2023, as bacias terrestres (*onshore*) responderam por 9,7% das emissões totais naquele ano, registrando uma intensidade de emissão (34,3 kgCO₂eq/boe) maior do que a das bacias marítimas (*offshore*) (14,0 kgCO₂eq/boe) (ANP, 2025). A presença de extensos reservatórios preenchidos por fluidos mais leves e com menos impurezas, especialmente no pré-sal, com o emprego de técnicas de perfuração e produção eficientes que aumentam a produtividade dos campos offshore, em paralelo ao crescimento da disseminação de uso de tecnologias capazes de reduzir as emissões de GEE, ajudam a explicar a diferença da intensidade de carbono entre terra e mar, no Brasil.

Nos campos do pré-sal, em particular, há mais de uma década tem sido comum a utilização da tecnologia de Recuperação Avançada de Petróleo, ou Enhanced Oil Recovery (EOR) - conjunto de métodos voltados à maximização da extração de petróleo dos reservatórios, após o processo inicial de recuperação primária e secundária (quando a pressão natural ou a injeção de água são usadas). Em geral, a disseminação do EOR tem crescido à medida que a indústria de O&G busca estender o tempo de vida dos campos em produção. Quando aplicado corretamente, o EOR aumenta, significativamente, os índices de recuperação de óleo que podem passar de 30-40% (usando técnicas convencionais) para até 60-70% ou mais, dependendo da técnica utilizada e das condições do reservatório (WERTHEIM; ABRANTES, 2019).

No Brasil, um exemplo da estratégia de EOR é o projeto da Bacia de Santos que, em 2022, reinjetou mais de 11 milhões de toneladas métricas de CO₂ nos reservatórios produtores, reduzindo significativamente as emissões associadas à produção *offshore*. Caso esse CO₂ fosse simplesmente liberado na atmosfera, a intensidade média das emissões no pré-sal brasileiro teria um aumento expressivo, passando de 14 kgCO₂e/boe para 24 kgCO₂e/boe e possivelmente inviabilizando ambientalmente o projeto.

Além disso, devido às restrições na infraestrutura de escoamento de gás natural e à necessidade de atender às especificações comerciais, parte do gás produzido também foi reinjetada junto ao CO₂, contribuindo assim para a eficiência operacional e ambiental do processo (SANTOS et al., 2024).

Já diversos ativos no *onshore* não possuem infraestruturas adequadas para o aproveitamento econômico do gás associado produzido, reduzindo as oportunidades de monetização e aumento a ventilação e/ou a queima de metano. Por outro lado, muitos desses ativos no *onshore* representam benefícios econômicos e sociais em regiões pouco desenvolvidas, arrecadando recursos e criando um ambiente mais atrativo para o desenvolvimento.

Dessa forma, tanto a seleção quanto a avaliação de impacto de medidas de mitigação dependerão decisivamente do ambiente no qual é implantada: terra, mar (águas rasas) ou mar (pré-sal). Enquanto ativos em terra poderão ter maior disponibilidade técnica de acesso à energia elétrica e oportunidades para identificação por satélite das emissões de metano, os ativos em mar com alta produção deverão ter menor tempo de retorno dos investimentos e maior margem para tornar economicamente viáveis medidas capazes de reduzir grandes volumes de GEEs.

3.4.3. Eletrificação

Produzir petróleo é um processo que demanda muita energia, seja para manter os diversos equipamentos e plantas utilizados para a extração e processamento de óleo e gás de grandes profundidades ou para manter o funcionamento e segurança das instalações que funcionam continuamente. Para suprir essas instalações, a demanda por energia elétrica pode chegar a algumas centenas de megawatts (NGUYEN et al., 2014), dependendo do tipo de petróleo produzido, da profundidade do qual ele é extraído, das especificações para seu processamento e exportação e das condições de operação das instalações. Para isso, essa energia pode ser alimentada via fornecimento das distribuidoras locais ou mercado livre, as quais são as opções mais comuns para a produção terrestre, ou por geração própria, mais adotada na produção marítima.

A geração própria é usualmente feita via turbinas de ciclo aberto simples que usam gás natural produzido no próprio campo ou óleo combustível para a geração. A maioria das emissões de GEEs associadas ao E&P são provenientes da combustão destes combustíveis fósseis para o fornecimento de energia às instalações, seja por consumo direto em compressores, bombas e aquecedores, seja para as turbinas geradoras de energia elétrica. Um único navio FPSO com capacidade de processamento de 150 mil barris e turbinas movidas a gás natural pode emitir até 328 mil toneladas de CO₂ por ano (CRUZ et al., 2023). Para efeito de comparação, este valor é equivalente à metade das emissões de todo o município de Vitória (ES) em 2023, segundo a plataforma SEEG (2024).

Os processos alimentados a energia elétrica podem ter uma eficiência significativamente maior - superior a 96% (IOGP, 2022) – em relação ao suprimento por combustíveis fósseis. Assim, grande parte dos esforços para a descarbonização das operações de E&P partem da capacidade de eletrificar as operações nas instalações de E&P para equipamentos que ainda não operam com motores elétricos. Nesse contexto, cabe ressaltar a importância de fomentar a utilização de energia elétrica limpa e renovável para o provimento destes equipamentos, obtendo-se desta maneira uma redução considerável das emissões de GEEs no setor.

Apesar da alta capacidade de mitigação associada a eletrificação, esta medida apresenta um alto esforço, principalmente se considerarmos a utilização de fontes renováveis. E os desafios diferem consideravelmente para projetos em terra ou no mar e para projetos *greenfield* e *brownfield*.

Para projetos em terra

Muitos campos em terra já utilizam energia elétrica nas suas operações. Usualmente, esta energia é contratada junto ao distribuidor local. Entretanto, como citado anteriormente, os processos do E&P consomem muita energia e tanto a demanda ao longo da vida produtiva de um campo (cerca de 20 anos ou mais) quanto a confiabilidade do fornecimento apresentam-se como pontos de atenção para a aplicação desta medida no *onshore* brasileiro.

Especialmente sobre a confiabilidade, pesquisa recente realizada pela Confederação Nacional das Indústrias demonstrou que 70% dos entrevistados relataram interrupção do fornecimento em algum momento nos últimos 12 meses e em média 46% relataram impacto significativo na produção devido a essas interrupções. Tal número é ainda maior nas regiões Norte (52%) e Nordeste (53%) que concentram a produção *onshore* brasileira (CNI, 2024). Em uma operação sensível como a produção de óleo e gás, a parada não programada e repentina pode não apenas levar a redução da produção como até mesmo, em casos extremos, ser fonte de riscos operacionais caso não se consiga, por exemplo, escoar o gás produzido devido a não operação do compressor.

Apesar da conexão ao grid no Brasil já fornecer grande redução das emissões devido às particularidades de nossa matriz elétrica na qual a participação das energias renováveis foi superior a 89% em 2023 (EPE, 2024e), a produção em terra traz a oportunidade de se instalar plantas de geração própria de energias renováveis, minimizando os problemas de confiabilidade e disponibilidade. Além disso, caso o consumo no campo não justifique o investimento em uma planta

própria, especialmente no Nordeste, as empresas podem aproveitar-se das sinergias da região para comprar energia diretamente das usinas solares e eólicas já existentes que se encontram relativamente próximas a diversos campos de petróleo.

Para projetos no mar

Para o *offshore*, cuja geração é majoritariamente alimentada com o gás natural produzido pelos campos, o desafio é a conexão das plataformas a opções mais limpas e eficientes. Existem duas linhas de ação para este problema: a geração em mar ou a conexão ao grid em terra.

Sobre a geração em mar, existem no mundo diversos projetos de geração de energia solar flutuante e principalmente de geração eólica *offshore*. Diferentes desafios associados a implementação destes projetos podem ser elencados. Dentre eles, destacam-se principalmente:

- Custos – a média global de custos de instalação para projetos de eólica *offshore* em 2023 foi de USD 2800/kW (IRENA, 2024). Para usinas solares flutuantes o custo médio em 2018 variou entre USD 800 a 1200/kW (WORLD BANK, 2018). Já o NREL estima o custo de instalação médio dos painéis solares em corpos de água artificiais em USD 2600/kW, 25% superior ao custo da mesma instalação em terra (NREL, 2021). Porém, os custos das usinas solares são altamente dependentes da localização do projeto, da profundidade do corpo d'água e da necessidade de ancoragem, dos equipamentos de flutuação e da utilização de equipamentos elétricos mais resilientes. Logo, é razoável concluir que o custo para a implementação no mar, que está suscetível ao movimento das marés, será superior aos valores apresentados.
- Aspectos de logística e infraestrutura – existem desafios relacionados à capacidade da infraestrutura portuária em lidar com as grandes dimensões das turbinas e equipamentos para estes projetos, bem como os desafios associados à instalação de grandes painéis solares em alto mar (EPE, 2020).
- Aspecto legais e regulatórios - não havia pleno consenso se a legislação existente conseguia oferecer segurança jurídica suficiente para atrair investidores em projetos deste porte (EPE, 2020). Porém, com a sanção em 10 de janeiro de 2025 da Lei 15097/2025, que disciplina o aproveitamento de potencial energético *offshore*, espera-se que tais objeções sejam superadas.
- Aspectos ambientais - os processos de licenciamento ambiental, sejam de linhas de transmissão, sejam de atividades de óleo e gás *offshore*, costumam ser complexos e demorados. Usinas eólicas ou solares em mar apresentam a conjunção destes dois aspectos. Logo, espera-se que não seja trivial a obtenção das licenças, principalmente para os projetos pioneiros, com diversos fatores a serem considerados, tais como impacto na migração de pássaros e animais marinhos e o planejamento espacial marinho, entre tantos outros.
- Possíveis conflitos socioeconômicos - a maioria das estruturas de geração *offshore* encontra-se em águas rasas devido aos desafios de ancoragem, o que pode oferecer maior possibilidade de conflitos socioeconômicos com atividades pesqueiras e o turismo embarcado caso se apliquem a estas instalações as restrições de navegação em um raio de 500m constantes na NORMAM-08/DPC.
- Intermitência da fonte – as fontes renováveis apresentam intermitência na produção de energia, mas as plataformas apresentam um consumo contínuo. Logo, para atender as plataformas além da planta de produção de energia renovável, deverá se investir em um sistema de armazenamento de energia capaz de suprir as demandas energéticas constantes da plataforma.

Além dos desafios citados acima, a transmissão por longas distâncias da energia gerada também podem ser um ponto de atenção no projeto, entretanto devido a sua maior significância para os casos de conexão ao grid *onshore* ele será mais bem detalhado abaixo.

Sobre a conexão ao grid em terra, além das dificuldades citadas para o caso de eletrificação de campos terrestres deve-se acrescentar o desafio de realizar a transmissão da energia elétrica até alto mar. Segundo a IEA (IEA, 2023), o Brasil é um dos países onde o ponto de conexão em terra encontra-se mais distante da produção de óleo e gás (60 km ou mais) tornando a transmissão um grande empecilho para o offshore brasileiro. Os cabos de transmissão submarinos são itens de alto investimento inicial, que exigem longas pausas para manutenção e com grande chance de não terem redundâncias (IOGP, 2022), o que os tornam itens críticos para a eletrificação. Ademais, a lâmina d'água exerce grande impacto na escolha dos cabos de transmissão. Com a produção brasileira localizada em águas profundas e ultraprofundas, o desafio torna-se ainda maior.

Projetos greenfield x projetos brownfield

Os projetos de eletrificação em instalações *brownfield* provavelmente enfrentarão mais restrições do que para projetos *greenfield*, especialmente na parte técnica e de construção. As restrições de peso, limitação de espaço e a necessidade de equipamentos adicionais, principalmente no *offshore*, bem como o tempo adicional de parada de produção para modificações devem ser avaliadas no início do projeto para estabelecer a viabilidade da eletrificação (IOGP, 2022). Já para instalações *greenfield* recomenda-se ao operador considerar a eletrificação em seu projeto base, mesmo que ela não seja aplicada inicialmente, para que o processo de eletrificação futuro não sofra as restrições citadas no acima para o caso *brownfield*.

Além disso, seguindo o exemplo da NSTA (2024), o órgão regulador poderia incluir a análise da viabilidade de implementação da eletrificação nos PDs apresentados para aprovação, garantindo a adoção das melhores práticas no E&P brasileiro.

3.4.4. Perspectivas de médio prazo da captura e do armazenamento de carbono na redução de emissões do E&P

No Brasil, o interesse pela implementação da tecnologia de CCUS vem crescendo e reflete uma tendência internacional da última década (IEA, 2024a). Embora ainda concentrado na região de produção do pré-sal da Bacia de Santos, e associado a EOR, o CCUS tende a ser alavancado no país na esteira da aprovação de seu marco legal pela Lei 14.993/2024, no final de 2024, e pela definição de sua regulação pela ANP, a qual reconhece a importância da regulamentação experimental, por projetos-piloto, como instrumento adequado, até a publicação das normas definitivas, para a abordagem dos projetos relacionados à atividade de CCUS. Conta ainda para o impulsionamento da adoção de CCUS a recente criação do mercado de créditos de carbono (15.042/2024).

Dentre os desafios para a implementação de mais projetos de CCUS são comumente elencados os custos de captura e, quando necessário, transporte. No que tange a primeira, fatores como a presença de impurezas, a concentração de CO₂ disponível e os tipos de solventes ou membranas necessários influenciam o investimento (GARCIA et al., 2022). Com relação ao transporte, a distância do ponto de captura até o local de estocagem; o volume e o estado do CO₂ a ser transportado; o acesso a infraestruturas de transporte pré-existentes em boas condições ou passíveis de adaptação; a possibilidade de compartilhamento de instalações e a facilidade de obtenção de licenças ambientais determinam a escolha dos modais de transporte a serem usados e os investimentos de instauração e operação (SMITH et al., 2021).

É importante destacar que o papel da captura e armazenamento de carbono vai muito além da aplicação para recuperação avançada de hidrocarbonetos, podendo contribuir de forma significativa para a redução das emissões das próprias unidades produtivas, instalações de processamento e usinas termelétricas. O compartilhamento de infraestruturas com emissores de outros setores industriais, principalmente os de difícil descarbonização, tais como metalúrgico e

cimenteiro, e até mesmo do setor de bioenergia, é um caminho que vem sendo avaliado por operadoras de óleo e gás, como a Petrobras e a Eneva, a fim de reduzir custos e aumentar a escala de alcance dessa alternativa (CHIAPPINI, 2022; ENEVA, 2024a; MACHADO, 2023). O acoplamento com outras tecnologias, tais como o hidrogênio, é mais uma rota de investimento que vem sendo estudada pelas operadoras (ENEVA, 2024b).

Cita-se ainda que, tal qual em todo o globo, as atividades de CCUS dependem das políticas públicas de incentivo. Seja pelo aporte direto de recursos, precificação de carbono, criação de linhas de financiamento ou isenções de taxas, a participação governamental é crucial e deve envolver também a estruturação de um plano de comunicação objetivo e transparente para capacitar a sociedade sobre a importância dessa alternativa. Sendo superadas essas questões basais, é esperado que, já na primeira metade da próxima década, seja possível observar o CCUS amplamente praticado em diversas bacias sedimentares brasileiras.

4. Propostas para o segmento de E&P brasileiro

A partir da contextualização apresentada no Capítulo 2 e da análise de alternativas de mitigação e cenários de redução de emissões discutidos no Capítulo 3, foram elaboradas propostas para compor uma estratégia nacional de descarbonização no segmento de E&P.

Dado que a descarbonização de um segmento intensivo em energia como o E&P é um tema de grande complexidade, são necessárias ações que contemplem diversas dimensões desta atividade. Dessa forma, as propostas apresentadas serão categorizadas e organizadas em quatro frentes de atuação. As propostas detalhadas e os eixos de ação em destaque estão apresentados a seguir.

Os impactos dessas propostas variam de acordo com o perfil da instalação, mas as soluções apresentadas podem, em conjunto, promover a descarbonização do segmento de E&P brasileiro de forma ampla.

4.1.Eixo 1 - Disseminação de boas práticas e redução da assimetria de informação

O primeiro eixo de atuação sugerido tem como foco principalmente o nivelamento do conhecimento tecnológico e das melhores práticas de operação em um contexto de rápida transição para um setor energético de menor intensidade de emissões. Inicialmente são abordadas medidas para disseminação de informação e estímulo ao desenvolvimento das operações de E&P para atingir os melhores padrões globais da indústria em termos de mensuração, mitigação e redução das emissões de GEES. Um dos mecanismos para fortalecer boas práticas na mitigação de emissões é a exigência, pela ANP, de apresentação das alternativas de descarbonização nos Planos de Desenvolvimento (PDs) apresentados pelas operadoras, com base nas melhores práticas da indústria brasileira, respeitadas as particularidades de cada instalação.

I. Ampliar o conhecimento sobre dados e metodologias de contabilização de emissão de GEES, aprimorando a qualidade dos inventários – inclusive setorial e nacional.

- A. Identificar as principais lacunas de informação a partir dos inventários já existentes e dos dados primários coletados e disponibilizados pelas operadoras e concessionárias.
- B. Construir um guia setorial para elaboração de inventários de emissão e redução de GEES das atividades de E&P.
- C. Garantir, nos fóruns da indústria, o compartilhamento de boas práticas para contabilização de emissões consoante a realidade brasileira.
- D. Estimular a verificação por terceira parte dos dados e relatórios divulgados pelas empresas.

II. Nivelar o conhecimento da indústria sobre aspectos técnicos de queima (flare) e ventilação (venting).

- A. Disseminar conteúdos técnicos sobre análise crítica dos critérios relacionados à ventilação e queima de gás nos projetos de E&P, detalhando aspectos como a relação entre fatores de emissão e eficiência da queima, impactos dos gases liberados em cada processo e boas práticas internacionais, incluindo padrões, regulamentações e diretrizes.
- B. Avaliar a criação de política pública ou regulação para estabelecer diretrizes com limites para ventilação de gases.

- III. *Incentivar a adesão a iniciativas públicas e corporativas de redução de emissões.*
- A. Adotar as melhores práticas reconhecidas globalmente para mitigação de metano, como as diretrizes da Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) e os *Methane Guiding Principles*.
 - B. Impulsionar a participação das empresas em compromissos setoriais, como o *Zero Routine Flaring* e o Oil and Gas Climate Initiative (OGCI).
- IV. *Propor ações para minimizar o impacto de campos, instalações e atividades com maiores níveis de emissões totais e de intensidade de emissão.*

4.2.Eixo 2 - Estímulo à capacitação e à inovação

Em complemento às propostas anteriores, o segundo eixo sugerido se concentra nos aspectos técnicos da atividade de E&P a fim de permitir o progresso tecnológico na velocidade requerida para responder a um ambiente de constante inovação e maiores restrições em termos de emissões. Busca-se fortalecer tecnicamente não apenas as empresas que operam os contratos de E&P no Brasil, mas também toda a cadeia de fornecimento que suporta as atividades necessárias para exploração e produção de petróleo e gás natural.

- V. *Fortalecer os mecanismos de pesquisa e desenvolvimento (P&D) voltados para estimular a inovação, com foco em tecnologias para descarbonização.*
- A. Estabelecer metas específicas de crescimento – seja em valores absolutos ou percentuais - na alocação de recursos para as áreas e temas relacionados a emissões de GEEs e impactos ambientais.
 - B. Avaliar a criação de novos subtemas com foco em: (i) medição de emissões; (ii) tecnologias avançadas para detecção das emissões metano e reparo de vazamentos e; (iii) sistemas e equipamentos para eletrificação das operações.
 - C. Ampliar as parcerias entre instituições governamentais, empresas e academia para acelerar o desenvolvimento e a adoção em escala de novas soluções tecnológicas para descarbonização do segmento de E&P, como nos exemplos do Programa de Formação de Recursos Humanos (PRH-ANP) e no Programa ANP de Empreendedorismo (NAVE).
- VI. *Propor estratégias e firmar parcerias para treinamento e capacitação da cadeia de fornecimento, com qualificação do capital humano.*
- A. Estimular iniciativas de periodicidade adequada para garantir a transferência de conhecimento e tecnologia.
 - B. Estruturar projetos ou programa de Capacitação de Fornecedores, previsto na Resolução ANP nº 918/2023, com o objetivo de capacitar empresas da cadeia de fornecedores para adaptar projetos às melhores práticas de mitigação de GEEs, incluindo novas tecnologias e equipamentos.
- VII. *Estruturar programas de mentoria e capacitação em projetos focados na redução da intensidade de carbono.*

4.3.Eixo 3 - Incentivos para viabilização de projetos de descarbonização

Além de desenvolver o capital humano, é crucial que os projetos de E&P no Brasil estejam adequados às melhores práticas internacionais para uma produção com menor pegada de carbono. Nesse sentido, valoriza-se a experiência da indústria de O&G no desenvolvimento e na operação de

projetos complexos e intensivos em capital. Para que essas competências sejam aprimoradas e aplicadas a projetos competitivos em termos de emissões, será necessário prover um ambiente de mercado atrativo em termos de oportunidades de investimentos e estímulo a fontes de baixo carbono.

- A. Facilitar o acesso ao financiamento internacional para projetos de remoção e redução de emissões e ampliar linhas de crédito nacionais para a descarbonização no E&P.
- B. Estabelecer condições de mercado que favoreçam a atração de fundos de bancos multilaterais com foco na transição energética.
- C. Estruturar novos mecanismos ou linhas de crédito existentes com condições favoráveis para produtores que implementem ações de descarbonização, como adoção de fontes renováveis no suprimento, melhoria da eficiência energética ou captura de carbono.
- D. Garantir o acesso dos pequenos produtores a recursos, principalmente nos ativos com oportunidades de mitigação mapeadas e evidências de desenvolvimento regional.

VIII. Mapear oportunidades para maximizar as fontes de baixo carbono nas operações do segmento de E&P, inclusive no suprimento de energia elétrica.

- A. Identificar os tipos de ativos com maior potencial de suprimento via renováveis, elencando as fontes disponíveis, as condições para suprimento e eventuais barreiras.
- B. Estabelecer metas de suprimento por renováveis de acordo com os diferentes perfis de projetos, respeitando as características e limitações identificadas no item A desta proposta.

IX. Monitorar a integração das empresas do setor ao mercado de carbono.

- A. Dar suporte à incorporação dos custos de emissão de GEEs na análise de viabilidade dos projetos de E&P.

4.4.Eixo 4 - Suporte às atividades de regulação e fiscalização

Considerando que as propostas apresentadas acima viabilizam a capacitação técnica ao longo de toda a cadeia de E&P e a evolução do ambiente de negócios para potencializar a transição do segmento para uma oferta de energia com menor impacto em emissões, o quarto e último eixo foca em garantir as ferramentas adequadas para regulação e fiscalização dessas atividades. Destaca-se a necessidade de aprimoramento constante - objetivo principal das propostas abaixo - em um mercado que prevê novos modelos de negócio e entrada de diferentes atores nos próximos anos.

X. Fortalecer os órgãos reguladores e fiscalizadores das emissões de GEE no E&P.

- A. Garantir o aporte de recursos necessário para viabilizar a adequação da regulação aos desafios impostos por novos projetos com diferentes características.

XI. Apoiar o regulador na estruturação de campanhas de LDAR, permitindo a identificação de super emissores (equipamentos e ativos).

- A. Facilitar a interlocução com instituições de fomento para permitir a aquisição de equipamentos e a capacitação de pessoal.
- B. Contribuir para o mapeamento de ocorrências de ventilação não reportadas.

XII. Estabelecer estratégias para monitoramento da eficiência do flare.

- A. Requisitar estudos para adotar fatores de emissão aderentes à realidade tecnológica e operacional brasileira na queima em tocha.

XIII. Estimular a construção de um Plano de Ação para Redução de Emissões por todas as empresas que operam no E&P brasileiro⁷.

- A. Estabelecer requisitos específicos de conteúdo, como: (i) oportunidades de identificação, monitoramento e mitigação de emissões aplicáveis aos ativos; (ii) iniciativas previstas para redução de emissões e seus respectivos prazos de adoção; (iii) critérios adotados para priorização de medidas de mitigação; e (iv) metas de redução previstas.
- B. Diferenciar os prazos para conclusão conforme o nível de produção, a capacidade de implantação e o tempo de operação das empresas.
- C. Exigir a inclusão de alternativas mapeadas para redução de emissões nos Planos de Desenvolvimento apresentados pelos operadores.

A Figura 8 resume visualmente as propostas apresentadas neste capítulo.

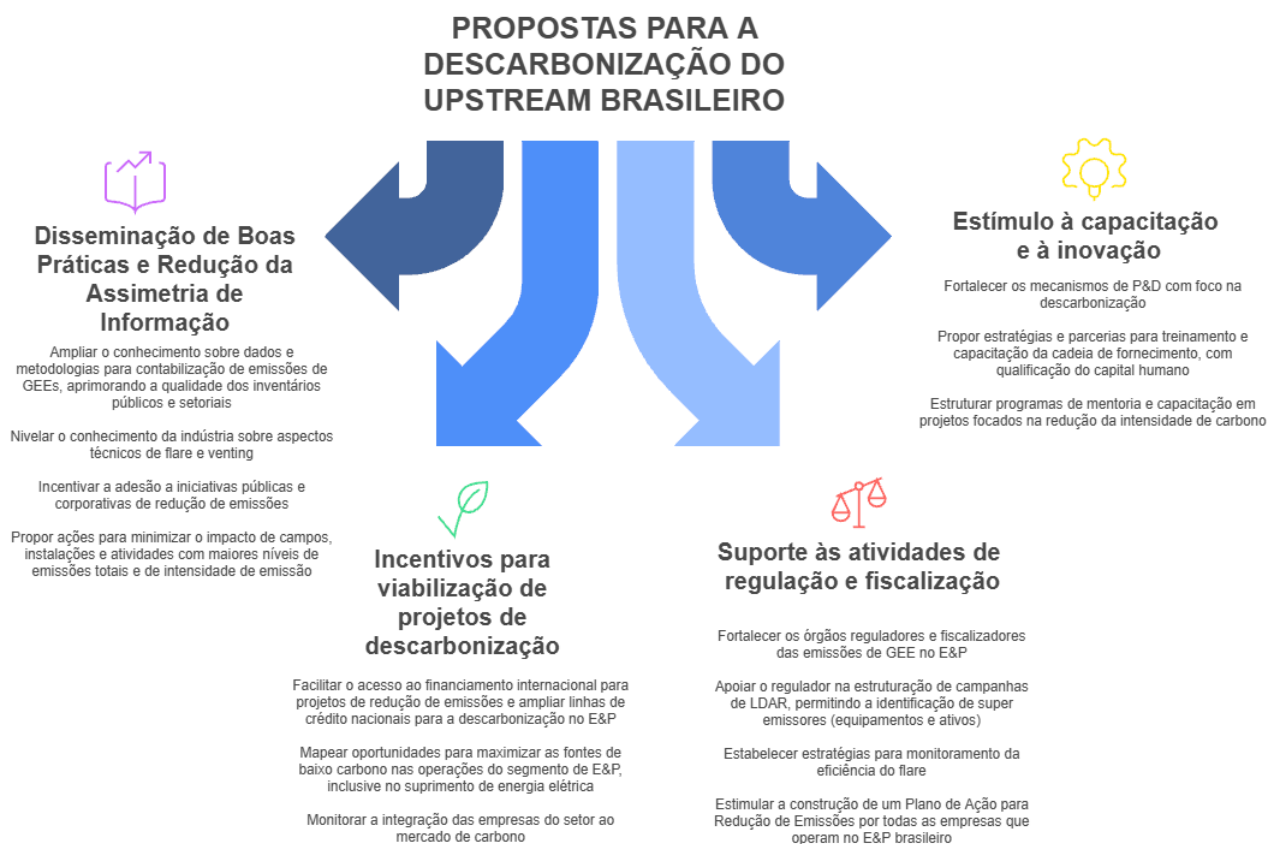


Figura 8. Propostas apresentadas para o segmento de E&P brasileiro.

⁷ A proposta consiste em garantir que, após um período determinado, todas as empresas terão seus Planos de Ação desenvolvidos, sem que seja exigida a elaboração de novas estratégias, desde que estejam evidenciados os requisitos básicos exigidos. Cabe destacar que muitas empresas do setor já operam sob as diretrizes de Planos de Redução previamente construídos, o que atenderia à demanda apresentada.

5. Conclusão

A descarbonização das atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil é um desafio estratégico e multidimensional, que exige a atuação coordenada do governo, das empresas do setor e dos investidores. Em resposta às diretrizes da Resolução n.º 8/2024 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), este relatório apresenta um conjunto de cenários e medidas voltados para a redução das emissões no segmento, considerando tanto soluções tecnológicas já disponíveis quanto alternativas em desenvolvimento, bem como sugere eixos de ação que deverão nortear políticas públicas para a descarbonização do setor.

Além do relatório, um *Fact Sheet* de Tecnologias para Redução de Emissões no E&P e um Caderno de Cenários de Descarbonização do E&P - Metodologias complementam a resposta da EPE, ANP e PPSA à Resolução n.º 8/2024. Neles são apresentados trechos do relatório de maneira mais visual e didática, reforçando o papel da EPE de reduzir a assimetria de informação e disponibilizar conteúdo acessível e gratuito para os mais diversos públicos.

O trabalho conduzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o apoio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), tem como objetivo fornecer uma base técnica sólida para a formulação de políticas públicas e a implementação de estratégias eficazes de mitigação de emissões.

Dado o papel central do setor de óleo e gás na economia brasileira e na segurança energética nacional, a transição para um modelo de menor impacto ambiental precisa ser conduzida de forma planejada e estruturada. A crescente demanda global por energia mais limpa, somada à pressão de investidores e consumidores por práticas mais sustentáveis, reforça a necessidade de um compromisso sólido com a redução das emissões. Para isso, este estudo propõe quatro eixos principais de atuação: (i) **disseminação de boas práticas e redução da assimetria de informação**, garantindo que empresas de diferentes portes tenham acesso a conhecimento e soluções de mitigação; (ii) **estímulo à capacitação e à inovação**, viabilizando o desenvolvimento e a adoção de novas tecnologias para reduzir emissões; (iii) **incentivos para viabilização de projetos de descarbonização**, promovendo um ambiente econômico favorável para investimentos; e (iv) **suporte às atividades de regulação e fiscalização**, assegurando que as diretrizes ambientais sejam cumpridas e aprimoradas conforme necessário por instituições fortalecidas.

A análise realizada neste relatório destaca que as soluções para a descarbonização no setor de E&P devem ser adaptadas às características específicas de cada operação, considerando fatores como o tipo de reservatório, a localização das instalações e a infraestrutura disponível. O objetivo da elaboração de cenários e estimativas de mitigação foi contribuir para o debate sobre os caminhos da descarbonização no E&P, evidenciando a importância de uma abordagem estruturada. Inicialmente, é fundamental priorizar ações de curto prazo que possibilitem reduções imediatas e sejam viáveis com tecnologias disponíveis. Ao mesmo tempo, é necessário planejar estratégias de médio e longo prazo para ampliar a escala de mitigação, que demandam inovação, investimentos e estímulos adequados. Assim, os esforços de descarbonização podem ser implementados de maneira eficiente e sustentável.

Dentro das ações de curto prazo, ressalta-se a importância de direcionar os esforços para identificação e desenvolvimento de estratégias para mitigação nos maiores emissores, implementando campanhas de detecção e monitoramento mais rigorosas, que envolvam tanto a avaliação das unidades de produção existentes quanto os projetos novos. A contratação de campanhas específicas de levantamento e mapeamento das emissões é vital para o conhecimento mais acurado e coerente à realidade da indústria de óleo e gás no país. Com a identificação das fontes mais significativas de emissões, o governo conseguirá priorizar ações de mitigação e alocar recursos de forma mais eficiente, além de garantir que campos, instalações e atividades destacados como maiores emissores sejam foco das políticas de redução de gases de efeito estufa.

Nesse sentido, é vital fortalecer a atuação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) na gestão das emissões do setor. Destaca-se a importância de que os Planos de Desenvolvimento (PD) exigidos para cada projeto apresentem alternativas e cenários para descarbonização, a fim de que as empresas sejam incentivadas e se comprometam a adotar tecnologias de menor conteúdo de carbono e processos mais eficientes para reduzir suas emissões de GEEs. Essa exigência pode incluir a avaliação de alternativas de eletrificação das operações, adoção de CCUS (Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono), recuperação de gases e a ampliação do uso de energias renováveis nos campos, entre outras.

O Brasil já apresenta uma produção de petróleo e gás com menor intensidade de emissões do que muitos países, em grande parte devido às características dos reservatórios do pré-sal e à eficiência dos processos operacionais. No entanto, para consolidar essa posição e se tornar uma referência global em produção de baixo carbono, é fundamental fortalecer políticas públicas que impulsionem a inovação e a adoção de práticas sustentáveis no setor. A articulação entre governo, reguladores, empresas operadoras e instituições de pesquisa será determinante para que o país consiga equilibrar o crescimento econômico e o desenvolvimento social com a necessidade de mitigar as mudanças climáticas.

Por fim, este estudo reforça que a transição energética não é apenas uma exigência ambiental, mas também uma oportunidade para o Brasil fortalecer sua competitividade no mercado global de energia. A implementação das medidas propostas, aliada ao engajamento contínuo dos atores do setor, pode garantir que o país avance de forma estruturada na descarbonização do segmento de E&P, contribuindo para os compromissos internacionais de redução de emissões e consolidando sua posição como um dos principais produtores de energia sustentável do mundo.

6. Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP).2020. **Resolução n.º 806: Regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural.** Disponível em: [Resolução 806 2020 da ANP BR](#). Acesso em: 20 fev. 2025.

ANP. 2024a. **Encarte de consolidação da produção – boletim da produção de petróleo e gás natural.** Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/arquivos-bmppgn/2024/dezembro.pdf>.

ANP. 2024b. **Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural.** Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em 11 fev. 2025.

ANP. 2025. **Painel Dinâmico – Emissões de Gases do Efeito Estufa.** Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiaZGUyMmM4ODYtNGQ3YS00NmE3LTg2ODktMWRiNDRiNjk4N2VliiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTl0YTtNGl0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyMyJ9>. Acesso em: 17/02/2025.

AGÊNCIA PETROBRAS. 2024. **FPSO Maria Quitéria chega ao Brasil.** Publicado em 05/08/2024. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/fpso-maria-quiteria-chega-ao-brasil>.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). **Resolução CONAMA n.º 382, de 26 de dezembro de 2006.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2 jan. 2007, p. 131-137. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=510. Acesso em: 20 fev. 2025.

BRASIL. Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). **Resolução CONAMA n.º 501, de 21 de outubro de 2021.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 22 out. 2021, p. 67. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/index.php?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=811. Acesso em: 20 fev. 2025.

BURTT, D. C. et al. 2022. **A methodology for quantifying combustion efficiencies and species emission rates of flares subjected to crosswind.** Journal of the Energy Institute 104, pg. 124-132.

CAVCIC, M. 2024. **Two North Sea platforms plug into shore power as works on full electrification continue to take decarbonization up a notch.** Offshore Energy. Disponível em: <https://www.offshore-energy.biz/two-north-sea-platforms-plug-into-shore-power-as-works-on-full-electrification-continue-to-take-decarbonization-up-a-notch/>

CHATTERTON, I.; DE VAUTIBAUT, M. 2021. **Making greenfield projects bankable.** World Bank Blogs: Getting Infrastructure Finance Right. Disponível em: <https://blogs.worldbank.org/en/ppps/making-greenfield-projects-bankable>.

CHIAPPINI, G. 2022. **Petrobras e Aker Solutions de olho na criação de hubs de CCUS no Brasil.** Eixos, [S.l.], 30 jun. 2022. Disponível em: <https://eixos.com.br/newsletters/dialogos-da-transicao/petrobras-e-aker-solutions-de-olho-na-criacao-de-hubs-de-ccus-no-brasil/>. Acesso em 10 fev. 2025.

CHIAVARI, J. et al. 2020. **Resumo para política pública. Ciclo de vida de projetos de infraestrutura: do planejamento à viabilidade.** Climate Policy Initiative. Disponível em: <https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2020/11/PB-Ciclo-de-vida-de-projetos-de-infraestrutura-do-planejamento-a-viabilidade.pdf>.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DAS INDÚSTRIAS (CNI). 2024. **Indústria e Matriz Energética: Pesquisa com empresários brasileiros.** Disponível em:

<https://static.poder360.com.br/2024/06/CNI-IPRI-pesquisa-matriz-energetica-30jun2024.pdf>.

Acesso em 04 fev. 2025.

CRUZ, M. A. et al. 2023. **Decarbonization of energy supply to offshore oil & gas production with post-combustion capture**: A simulation-based techno-economic analysis, *Energy*, Volume 274, 2023, 127349, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127349>.

EMISSIONS DATABASE FOR GLOBAL ATMOSPHERIC RESEARCH (EDGAR). 2024. **Banco de Dados Comunitário de Gases do Efeito Estufa (GEE)**. Colaboração entre a Comissão Europeia, o Centro Comum de Pesquisa (JRC) e a Agência Internacional de Energia (AIE), e compreendendo IEA-EDGAR CO₂, EDGAR CH₄, EDGAR N₂O, EDGAR F-GASES versão EDGAR_2024_GHG (2024) Comissão Europeia, JRC (Conjuntos de dados). Disponível em: https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2024#data_download. Acesso em 04 fev. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). 2020. **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-eolica-offshore-brasil>. Acesso em 20 fev. 2025.

EPA (United States Environmental Protection Agency), 2024a. **Natural Gas STAR Program. Pneumatic Controllers**. Disponível em: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/pneumatic-controllers>.

EPA, 2024b. **Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2022**. Disponível em: <https://www.epa.gov/ghgemissions/inventory-us-greenhouse-gas-emissions-and-sinks-1990-2022>.

EPE, 2023. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás: Ciclo 2021-2023**. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas-2021-2023>. Acesso em 23 jan. 2025.

EPE, 2024a. **Estudos do Plano Decenal de Energia 2034: Consolidação de Resultados**. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/PDE%202034_Consolidac%CC%A7a%CC%83o%20de%20Resultados_20241106%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/PDE%202034_Consolidac%CC%A7a%CC%83o%20de%20Resultados_20241106%20(1).pdf). Acesso em 16 fev. 2025.

EPE, 2024b. **O Papel do Setor de Petróleo e Gás Natural na Transição Energética – Bloco 1: Relevância do Setor de Petróleo e Gás Natural para a Transição Energética**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-809>

EPE, 2024c. **Estudos do Plano Decenal de Energia 2034: Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20-%20PDE%202034_padr%C3%A3o_V6.pdf.

EPE, 2024d. **Emissões de metano na cadeia do gás natural**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-837/EMISS%C3%95ES%20DE%20METANO%20NA%20CADEIA%20DO%20G%C3%81S%20NATURAL.pdf>. Acesso em 21 fev. 2025.

EPE, 2024e. **BEN: Relatório Síntese 2024 – Ano Base 2023** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf. Acesso em 21 fev. 2025.

ENEVA, 2024a. **Relato Integrado 2023**. Disponível em: https://eneva.com.br/wp-content/uploads/2024/07/PT-RI_Eneva2023-5JUL.pdf. Acesso em 10 fev. 2025.

ENEVA. 2024b. **Eneva impulsiona inovação voltada para descarbonização**. Disponível em: <https://eneva.com.br/noticias/eneva-impulsiona-inovacao-voltada-para-descarbonizacao/>. Acesso em 12 fev. 2025.

ENERGY INSTITUTE. 2024. **2024 Statistical Review of World Energy**. Disponível em: [Home | Statistical Review of World Energy](#). Acesso em 17 fev. 2025.

FINDLAY, P. 2023. *What's shaping CCUS project costs?*. Wood Mackenzie, [Calgary, CN], 02 maio 2023. Disponível em: <https://www.woodmac.com/news/opinion/ccus-project-costs/>. Acesso em 03 fev 2025.

GARCIA, J. A. et al. 2022. *Technical analysis of CO₂ capture pathways and technologies*. Journal of Environmental Chemical Engineering, v. 10, n. 5, p. 108470. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213343722013434>. Acesso em 03 fev 2025.

HEIMERL, J. et al. 2024. *Sustainable energy solutions: Well retrofit analysis and emission reduction for a net-zero future in the Intermountain West, United States of America*. Journal of Environmental Management.

International Energy Agency (IEA). 2023. *Emissions from Oil and Gas Operations in Net Zero Transitions*. IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/emissions-from-oil-and-gas-operations-in-net-zero-transitions>. Licence: CC BY 4.0

IEA, 2024a. **Carbon Capture, Utilisation and Storage**. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>. Acesso em 03 fev 2025.

IEA, 2024b. **Global Methane Tracker: Documentation**. Última atualização em 19 de março de 2024. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/d42fc095-f706-422a-9008-6b9e4e1ee616/GlobalMethaneTracker_Documentation.pdf.

IEA, 2024c. **Global Methane Tracker**. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024>.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS (IBP). 2024. **Panorama geral do setor de petróleo e gás: uma agenda para o futuro**. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2024/05/panorama-geral-do-setor-de-og-portugues.pdf>. Acesso em 30 jan. 2025.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP), 2022. **Recommended practices for electrification of oil and gas facilities**. Disponível em: <https://www.iogp.org/bookstore/product/recommended-practices-for-electrification-of-oil-and-gas-facilities/>. Acesso em 30 jan. 2025.

INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP), 2024. **Guidelines for venting minimization and vent recovery systems**. Disponível em: <https://www.iogp.org/bookstore/product/guidelines-for-venting-minimization-and-vent-recovery-systems/>. Acesso em 30 jan. 2025.

APIECA; INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS (IOGP). 2022. **Energy efficiency compendium - Combined-cycle gas turbines**. Disponível em:

<https://www.ipieca.org/resources/energy-efficiency-compendium/combined-cycle-gas-turbines-2022>. Acesso em 30 jan. 2025

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). 2024. **Renewable Power Generation Costs in 2023**. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf. Acesso em 30 jan. 2025

KENNETT, C. et al. 2024. **GHG intensity of offshore Brazil production in 2022**. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/research-analytics/ghg-intensity-of-offshore-brazil-production-in-2022>. Acesso em 04 fev. 2025.

KITTIJUNGJIT, T. et al. 2025. **Comprehensive study on waste heat recovery from gas turbine exhaust using combined steam Rankine and organic Rankine cycles**. Energy Conversion and Management: X, 25, 100825.

MACHADO, N. 2023. **Petrobras planeja primeiro hub brasileiro de armazenamento de ch4**. Eixos, [S.l.], 03 maio 2023. Disponível em: <https://eixos.com.br/newsletters/dialogos-da-transicao/petrobras-planeja-primeiro-hub-brasileiro-de-armazenamento-de-co2/>. Acesso em 04 fev 2025.

MIGUEL, R. B. et al. 2021. **Assessing Flare Combustion Efficiency using Imaging Fourier Transform Spectroscopy**. Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer, volume 273.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). 2024. **POTENCIALIZA E&P**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/potencializa-e-p>. Acesso em 16 fev. 2025.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR (MDIC). 2024. **Brasil entrega à ONU nova NDC alinhada ao Acordo de Paris**. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2024/novembro/brasil-entrega-a-onu-nova-ndc-alinhada-ao-acordo-de-paris>. Acesso em 21 fev. 2025

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). 2021. **Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies**. Disponível em: [Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies](#). Acesso em 30 jan. 2025

NGUYEN, T. V. et al. 2014. **Life performance of oil and gas platforms: Site integration and thermodynamic evaluation**, Energy, Volume 73, 2014, Pages 282-301, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.021>.

NGUYEN, T. V. et al. 2016. **Energy efficiency measures for offshore oil and gas platforms**. Energy v.117, p.325-340.

NORTH SEA TRANSITION AUTHORITY (NSTA). **Flaring and venting**. Disponível em: <https://www.nstauthority.co.uk/the-move-to-net-zero/reducing-emissions/>. Acesso em 27 fev. 2025.

PALLANICH, J. 2024. **Northern Lights Ready for First CO₂ in 2025**. Journal of Petroleum Technology, [S.l.], 27 set. 2024. Disponível em: <https://jpt.spe.org/northern-lights-ready-for-first-co2-in-2025>. Acesso em 03 fev 2025.

PROGRAMA DE DESENVOLVIMENTO EM DIREITO COMERCIAL (CLDP). 2023. **Redução de emissões de metano para o setor de petróleo e gás: manual para formuladores de políticas**.

Disponível em: https://cldp.doc.gov/sites/default/files/2023-11/CLDP%20Methane%20Abatement%20Handbook_PTBR.pdf.

SANTOS, S. et al. 2024. **GHG intensity of offshore Brazil production in 2022**. S&P Global Commodity Insights. For use by licensed subscribers Only.

SEEG – **Sistema de Estimativa de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa**, Observatório do Clima, acessado em 21 de fevereiro de 2025 – seeg.eco.br”. Data da última atualização: 08/11/2024 (V12)

SHIOZAKI, S. et al. 2021. **Gas turbine combined cycle**. *Advances in Power Boilers*, Volume 2, pg 305-344.

SIEVERT, K.; CAMERON, L.; CARTER, A. 2023. **Why the Cost of Carbon Capture and Storage Remains Persistently High**. International Institute for Sustainable Development. Disponível em: <https://www.iisd.org/system/files/2023-09/bottom-line-why-carbon-capture-storage-cost-remains-high.pdf>. Acesso em 03 fev 2025.

SILVEIRA, J. L.; CARVALHO, J. A.; VILELA, I. A. C. 2007. **Combined cycle versus one thousand diesel power plants: pollutant emissions, ecological efficiency and economic analysis**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 11, Issue 3, pg 524-535.

SIMONSEN, K. R.; HANSEN, D. S.; PEDERSEN, S. 2024. **Challenges in CO₂ transportation: Trends and perspectives**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 191, p. 114149. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123010079>. Acesso em 04 fev 2025.

SMITH, E. et al. 2021. **The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling**. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 109, p. 103367. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583621001195>. Acesso em 03 fev 2025.

SISTEMA DE ESTIMATIVAS DE EMISSÕES E REMOÇÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA (SEEG). **Painel de Dados** – Município de Vitória/ES. Disponível em: SEEG - Sistema de Estimativa de Emissão de Gases. Acesso em 04 fev. 2025.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). 1997. **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/cop3/107a01.pdf>. Acesso em 21 fev. 2025

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA), 2024. 2011-2023 **Greenhouse Gas Reporting Program Industrial Profile: Petroleum and Natural Gas Systems**. Disponível em: https://www.epa.gov/system/files/documents/2024-10/subpartw_profile_2023.pdf. Acesso em 05 fev. 2025

Voldsund, 2023. **Low carbon power generation for offshore oil and gas production**. *Energy Conversion and Management: X*, V17, 100347.

WERTHEIM, P. H.; ABRANTES, D. 2019. **Enhanced Oil Recovery (EOR) Technologies Playing a Bigger Role**. IBP. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/en/noticias/recuperacao-de-oleo-aprimorada-crescendo-em-importancia/>

WORLD BANK GROUP (WGB). 2018. **Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report**. Disponível em: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/pdf/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary.pdf>. Acesso em 03 fev 2025.

WGB. 2023. **Global Methane and Flaring**. Disponível em: <https://flaringventingregulations.worldbank.org/brazil>. Acesso em 03 fev 2025.

WGB. 2024. **Global Gas Flaring Data**. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>. Acesso em 24 fev 2025.

WGB. 2024b. **Global Gas Flaring Tracker Report**. Disponível em: [Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-June-20-2024.pdf](#). Acesso em 24 fev 2025.

WGB. 2025. **"Zero Routine Flaring by 2030" Initiative endorsers**. Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/programs/zero-routine-flaring-by-2030/endorsers>. Acesso em: 21 fev. 2025.