

ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA E MEIO AMBIENTE
ENGENHARIA DE RECURSOS HÍDRICOS E DO MEIO AMBIENTE

DIOGO VINHEIROS STOHLER DE
MIRANDA

Intensidade de Metano Associada ao
Flaring no *Upstream Offshore* Brasileiro
de Óleo e Gás: Modelagem com Dados
Públicos da ANP e Implicações para o
Regulamento (UE) 2024/1787



NITERÓI
2025

DIOGO VINHEIROS STOHLER DE MIRANDA

Trabalho de conclusão de curso apresentado
ao Curso de Engenharia de Recursos
Hídricos e do Meio Ambiente, da
Universidade Federal Fluminense, como
requisito parcial à obtenção do título de
Bacharel em Engenharia de Recursos
Hídricos e do Meio Ambiente.

Orientador:
Prof. Dr. Ivanovich Lache Salcedo

Niterói
2025

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

D278i De Miranda, Diogo Vinheiros Stohler
Intensidade de Metano Associada ao Flaring no Upstream
Offshore Brasileiro de Óleo e Gás: Modelagem com Dados
Públicos da ANP e Implicações para o Regulamento (UE)
2024/1787 / Diogo Vinheiros Stohler De Miranda. - 2025.
102 f.

Orientador: Ivanovich Lache Salcedo.
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)-Universidade
Federal Fluminense, Escola de Engenharia, Niterói, 2025.

1. Metano associado a Intensidade de Flaring no Upstream
Offshore Brasileiro. 2. Regulamento (UE) 2024/1787. 3.
Modelagem de dados públicos da ANP. 4. Indústria de Óleo e
Gás. 5. Produção intelectual. I. Salcedo, Ivanovich Lache,
orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Escola de
Engenharia. III. Título.

CDD - XXX

DIOGO VINHEIROS STOHLER DE MIRANDA

Intensidade de Metano Associada ao *Flaring* no *Upstream Offshore* Brasileiro de Óleo e Gás: Modelagem com Dados Públicos da ANP e Implicações para o Regulamento (UE) 2024/1787

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Engenharia de Recursos Hídricos e do Meio Ambiente, da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Recursos Hídricos e do Meio Ambiente.

Aprovada em 08 de dezembro de 2025.

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 IVANOVICH LACHE SALCEDO
Data: 16/12/2025 12:03:08-0300
Verifique em <https://validar.itd.gov.br>

Prof. Ivanovich Lache Salcedo, Orientador, D. Sc. – UFF

Documento assinado digitalmente
 DAN ABENSUR GANDELMAN
Data: 14/12/2025 11:10:17-0300
Verifique em <https://validar.itd.gov.br>

Prof. Dan Abensur Gandelman, D. Sc. – UFF

Documento assinado digitalmente
 GERALDO ANDRE THURLER FONTOURA
Data: 16/12/2025 11:22:39-0300
Verifique em <https://validar.itd.gov.br>

Prof. Geraldo André Thurler Fontoura, D. Sc. – UFF

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a Deus, pela graça de chegar até aqui apesar das dificuldades de conciliar o trabalho com a vida acadêmica. Aos meus pais, pelo amor, pelos sacrifícios e pelo apoio incondicional em cada escolha. Aos meus irmãos, pela ajuda, pela parceria e pela fé que sempre depositaram em mim. E à minha avó, pelo cuidado em todo esse tempo. Sem vocês, esta conquista não teria o mesmo sentido.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho nasceu em meio a jornadas duplas, deslocamentos cansativos, noites estendidas depois do expediente e fins de semana transformados em horas de leitura e código. Por isso, antes de tudo, agradeço a Deus, pela presença discreta e constante, pelas portas que se abriram na hora certa e pela paz que me permitiu continuar mesmo quando o cansaço falava mais alto.

À minha família, meu ponto de equilíbrio, agradeço por ter segurado a onda comigo em cada fase desta caminhada. Pela compreensão quando eu estava ausente, pelas conversas na hora certa, pela torcida silenciosa e pelo carinho que me lembrava, todos os dias, que esse esforço valia a pena.

Aos amigos e colegas de faculdade, que dividiram provas, trabalhos, grupos de WhatsApp caóticos e muitas risadas, deixo minha gratidão. A convivência com vocês fez a universidade ser mais do que aulas e prazos: virou espaço de apoio, de parceria e de crescimento conjunto. Não preciso citar nomes, aqueles que compartilharam os momentos comigo e estiveram ao meu lado sabem quem são.

Aos amigos de fora da faculdade, que continuaram presentes mesmo quando eu sumia por causa de entregas, provas, viagens a trabalho e TCC, obrigado por entenderem as ausências, respeitarem meu tempo e celebrarem comigo cada pequena conquista ao longo do caminho.

Aos professores e profissionais com quem tive a oportunidade de aprender, seja na sala de aula, seja no ambiente de trabalho, agradeço pelos desafios, pelas orientações sinceras e pelas oportunidades de colocar em prática o que eu estava estudando. Cada *feedback*, cada sugestão e cada conversa ajudaram-me a amadurecer não só este trabalho, mas também a pessoa e o profissional que estou me tornando. Em especial, ao meu orientador, cujo apoio foi essencial em meio ao caos de ambas as rotinas.

Por fim, agradeço a todos que, de alguma forma, atravessaram esta jornada comigo, com um conselho rápido, uma mensagem de incentivo, um café em dia difícil ou simplesmente acreditando que eu seria capaz de chegar até aqui. Este TCC leva meu nome na capa, mas é resultado de muitas mãos, vozes e corações que me acompanharam ao longo do caminho.

*“Aja de tal modo que os efeitos da tua ação sejam compatíveis com a permanência
de uma vida humana autêntica sobre a Terra”*

Hans Jonas, O princípio responsabilidade

RESUMO

As emissões de metano (CH_4) ligadas à queima em tochas no *offshore* brasileiro tendem a ganhar peso à medida que mercados importadores passam a exigir transparência sobre a intensidade de metano ao longo da cadeia de valor. Este trabalho tem como objetivo quantificar a intensidade de *flaring* no *upstream offshore* brasileiro entre 2020 e 2025 e avaliar como ela se distribui entre instalações e tipos de ativos, como se relaciona com variáveis operacionais simples e como tende a evoluir até 2030. Utilizaram-se exclusivamente dados públicos mensais da ANP em nível de instalação, a partir dos quais foram consolidadas séries de produção, queima e reinjeção de gás, construída uma métrica padronizada de intensidade de *flaring*, realizadas análises descritivas e de concentração (Pareto), avaliadas relações bivariadas com produção e reinjeção e desenvolvidas projeções lineares com validação temporal simples por instalação. Os resultados mostram que a intensidade agregada de *flaring* permanece, em geral, entre 2% e 4%, sem trajetória de queda sustentada e com piora recente, além de forte concentração em um grupo restrito de instalações e tipos de unidade. Observam-se relação negativa, porém fraca, entre reinjeção e intensidade e crescimento menos que proporcional do *flaring* em relação à produção de gás, com grande heterogeneidade entre ativos. Conclui-se que dados públicos da ANP permitem construir uma métrica transparente de intensidade de *flaring* útil para apoiar discussões de mensuração, reporte e verificação (MRV) e de exposição regulatória do *upstream offshore* brasileiro.

PALAVRAS – CHAVE: Metano; Intensidade de emissões; MRV.

ABSTRACT

Methane (CH_4) emissions from gas flaring in Brazil's offshore upstream sector are gaining prominence as importing markets increasingly demand transparency on methane intensity along the value chain. This study aims to quantify flaring intensity in the Brazilian offshore upstream segment between 2020 and 2025 and to assess how it is distributed across installations and asset types, how it relates to simple operational variables and how it may evolve up to 2030. The analysis relies exclusively on monthly public data from the Brazilian regulator (ANP) at installation level. Time series of gas production, flaring and reinjection were assembled, a standardized flaring intensity indicator was constructed, descriptive and concentration (Pareto) analyses were performed, bivariate relationships with gas production and reinjection were evaluated, and linear projections with simple temporal validation by installation were developed. Results show that aggregate flaring intensity generally remains in the 2–4% range, with no sustained downward trend and signs of recent deterioration, and that flaring is highly concentrated in a small group of installations and unit types. A negative but weak relationship is observed between reinjection and intensity, and flaring grows less than proportionally with gas production, with substantial heterogeneity across assets. The study concludes that public ANP data can be used to build a transparent flaring intensity metric that supports measurement, reporting and verification (MRV) discussions and regulatory risk assessment for Brazil's offshore upstream sector.

KEY WORDS: Methane; Emission intensity; MRV.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Tipos de emissão de metano O&G | 27 |
| Figura 2 - Cadeia de valor do metano com exemplo de methane slip | 30 |
| Figura 3 - Formato da metodologia do trabalho..... | 48 |
| Figura 4 - Diagrama de fluxo de revisão bibliográfica..... | 50 |
| Figura 5 - Página do governo federal para acesso aos dados da ANP | 53 |
| Figura 6 – Fluxo de tratamento de dados..... | 54 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|----|
| Quadro 1: Variação observada da eficiência de destruição (DRE) em estudos de campo e laboratório | 31 |
|--|----|

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Média anual da intensidade de *flaring* mensal (*offshore*).....71

Tabela 2 - Distribuição da intensidade de *flaring* por tipo de instalação (*offshore*) ...80

LISTA DE GRÁFICOS

| | |
|--|----|
| Gráfico 1 - Emissão de metano por setor no Brasil e Mundo..... | 23 |
| Gráfico 2 - Média móvel ponderada de 12 meses da intensidade de <i>flaring</i> agregada | 70 |
| Gráfico 3 - Top 10 instalações por gás queimado | 73 |
| Gráfico 4 - Top 10 por intensidade média de <i>flaring</i> | 74 |
| Gráfico 5 - Top instalações com aumento de intensidade de flaring, comparativo entre 2020-2022 vs 2023-2025 | 75 |
| Gráfico 6 - Top instalações com diminuição de intensidade de <i>flaring</i> , comparativo entre 2020-2022 vs 2023-2025 | 76 |
| Gráfico 7 - Distribuição da intensidade de <i>flaring</i> por tipo de instalação (<i>offshore</i>)... <td>78</td> | 78 |
| Gráfico 8 - Reinjeção (%) vs Intensidade de flaring (%) | 82 |
| Gráfico 9 - Distribuição de reinjeção (%) | 83 |
| Gráfico 10 - Correlação - Reinjeção (%) vs Intensidade de Flaring (%)..... | 84 |
| Gráfico 11 - Gás produzido x Gás queimado (log-log)..... | 86 |
| Gráfico 12 - Projeção da intensidade de flaring até 2030 – Janela 2020-2025..... | 89 |
| Gráfico 13 - Projeção da intensidade de flaring até 2030 – Janela 2023-2025..... | 90 |
| Gráfico 14 - Projeção da intensidade de flaring até 2030 – Janela 2020-2025..... | 91 |
| Gráfico 15 - Histograma dos valores de MAE - Validação 80/20 por instalação | 92 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|-----------------|---|
| ACP | <i>Atmospheric Chemistry and Physics</i> (periódico científico) |
| ANP | Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis |
| bcm | <i>Billion Cubic Metres</i> (bilhão de metros cúbicos de gás natural) |
| CCAC | <i>Climate and Clean Air Coalition</i> (Coalizão para o Clima e o Ar Limpo) |
| CFD | <i>Computational Fluid Dynamics</i> (Dinâmica de Fluidos Computacional) |
| CH ₄ | Metano |
| CNN | <i>Convolutional Neural Network</i> (Rede Neural Convolucional) |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| DRE | <i>Destruction and Removal Efficiency</i> (Eficiência de Destruição e Remoção em flares) |
| EPA | <i>U.S. Environmental Protection Agency</i> (Agência de Proteção Ambiental dos EUA) |
| FGRU | <i>Flare Gas Recovery Unit</i> (Unidade de Recuperação de Gás de Tocha) |
| FPSO | <i>Floating Production Storage and Offloading</i> (Unidade flutuante de produção armazenamento e transferência) |
| GEC | <i>Global Energy and Climate Model</i> (Modelo global de energia e clima da IEA) |
| GEE | Gases de Efeito Estufa |
| GGFR | <i>Global Gas Flaring Reduction Partnership</i> (Parceria Global para Redução da Queima de Gás) |
| GHG | <i>Greenhouse Gases</i> (Gases de efeito estufa) |
| GOR | <i>Gas Oil Ratio</i> (Razão gás óleo) |
| GWP | <i>Global Warming Potential</i> Potencial de Aquecimento Global |
| HIVE-COTE | <i>Hierarchical Vote Collective of Transformation-based Ensembles</i> meta-ensemble para séries temporais |
| IA | Inteligência Artificial |
| IEA | <i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia) |

| | |
|----------|--|
| IPCC | <i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas) |
| IUGA | Índice de Utilização de Gás Associado |
| LDAR | <i>Leak Detection and Repair</i> (Detecção e Reparo de Vazamentos) |
| MAGICC | <i>Model for the Assessment of Greenhouse-gas Induced Climate Change</i> modelo climático MAGICC |
| MAE | <i>Mean Absolute Error</i> (Erro Médio Absoluto) |
| MAPE | <i>Mean Absolute Percentage Error</i> (Erro Percentual Absoluto Médio) |
| MAMII | <i>Methane Abatement in Maritime Innovation Initiative</i> |
| ML | Machine Learning (Aprendizado de Máquina) |
| MRV | <i>Measurement Reporting and Verification</i> (Mensuração Reporte e Verificação) |
| NOAA | <i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i> (Administração Nacional Oceânica e Atmosférica dos EUA) |
| NOx | Óxidos de nitrogênio |
| NZE | <i>Net Zero Emissions by 2050</i> (Cenário de emissões líquidas zero da IEA) |
| OGMP 2.0 | <i>Oil and Gas Methane Partnership 2.0</i> (Parceria para reporte e mitigação de metano no setor de óleo e gás) |
| OH | Radical hidroxila OH (Espécie reativa na química atmosférica) |
| OLS | <i>Ordinary Least Squares</i> (Mínimos Quadrados Ordinários) |
| RMSE | <i>Root Mean Squared Error</i> (Raiz do Erro Quadrático Médio) |
| RISE | <i>Random Interval Spectral Ensemble</i> (Algoritmo espectral para séries temporais) |
| ROCKET | <i>RandOm Convolutional KErnel Transform</i> (Transformação com kernels convolucionais aleatórios para séries temporais) |
| SCCS | <i>Scottish Carbon Capture and Storage</i> (Centro de pesquisa em captura e armazenamento de carbono) |
| STEPS | <i>Stated Policies Scenario</i> (Cenário de políticas declaradas da IEA) |
| SVM | <i>Support Vector Machine</i> (Máquina de Vetores de Suporte) |
| syngas | <i>Synthesis gas</i> (Gás de síntese mistura rica em CO e H ₂) |

| | |
|-------|--|
| UE | União Europeia |
| UNEP | <i>United Nations Environment Programme</i> (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente PNUMA) |
| VIIRS | <i>Visible Infrared Imaging Radiometer Suite</i> (Sensor de imageamento em bandas visível e infravermelho) |
| ZRF | <i>Zero Routine Flaring by 2030</i> (Queima de Rotina Zero até 2030) |

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO..... | 18 |
| 2 OBJETIVOS | 21 |
| 3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA | 22 |
| 3.1 Contexto da indústria de óleo e gás | 22 |
| 3.2 Ciência do Metano e Mecanismos no <i>Upstream Offshore</i> | 25 |
| 3.2.1 Fundamentos do metano (CH ₄)..... | 25 |
| 3.2.2 Fontes operacionais de emissão | 27 |
| 3.2.3 Eficiência de <i>flare</i> e “ <i>methane slip</i> ”..... | 29 |
| 3.2.4 Reinjeção e manejo do gás | 32 |
| 3.2.5 Panorama Brasil e América Latina | 34 |
| 3.3 Dados e Mensuração, Relato e Verificação (MRV)..... | 35 |
| 3.3.1 Dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) | 37 |
| 3.3.2 Séries internacionais: World Bank / GGFR / IEA | 38 |
| 3.4 Inovações Futuras e Formas de Análise Aplicadas ao Metano | 39 |
| 3.4.1 Inovações aplicadas a emissões e energia | 40 |
| 3.4.2 Variáveis-alvo e explicativas | 42 |
| 3.4.3 Métodos de modelagem | 43 |
| 3.4.4 Validação e calibração | 45 |
| 3.4.5 Projeções | 47 |
| 4 MATERIAL E MÉTODOS | 48 |
| 4.1 Levantamento Teórico | 48 |
| 4.2 Análise Empírica | 50 |
| 4.2.1 Obtenção e escopo dos dados | 52 |
| 4.2.2 Consolidação, padronização e filtros de qualidade | 53 |
| 4.2.3 Construção das variáveis-chave | 55 |
| 4.2.4 Procedimentos de análise e modelagem..... | 55 |
| 4.2.4.1 <i>Análise descritiva temporal e de concentração por instalação</i> | 56 |
| 4.2.4.2 <i>Relações bivariadas operacionais</i> | 57 |
| 4.2.4.3 <i>Projeções até 2030</i> | 59 |
| 4.2.4.4 <i>Validação temporal</i> | 60 |
| 4.3 Limitações, Justificativas e Implicações | 62 |
| 4.3.1 Limitações | 62 |
| 4.3.1.1 <i>Limitações da literatura e dos referenciais</i> | 62 |
| 4.3.1.2 <i>Limitações de dados e métricas</i> | 62 |
| 4.3.2 Justificativa metodológica | 65 |

| | |
|---|-----------|
| 4.3.3 Implicações e Mitigações | 67 |
| 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO | 69 |
| 5.1 Série Temporal da Intensidade Agregada | 69 |
| 5.2 Concentração por Instalação | 72 |
| 5.3 Distribuição por Instalação | 77 |
| 5.4 Relações Bivariadas Operacionais | 81 |
| 5.4.1 Reinjeção x Intensidade | 81 |
| 5.4.2 Produzido x Queimado | 85 |
| 5.5 Projeções de Tendências até 2030 | 87 |
| 5.5.1 Projeção 2020-2023 | 88 |
| 5.5.2 Projeção 2023-2025 | 89 |
| 5.5.3 Projeção 2020-2025 | 90 |
| 5.6. Validação Temporal | 91 |
| 6 CONCLUSÕES..... | 94 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 98 |

1 INTRODUÇÃO

As emissões de metano (CH_4) associadas ao setor de energia passaram a ocupar posição central no debate climático, regulatório e econômico global. Relatórios recentes indicam que o metano responde por parcela significativa do aquecimento observado desde a Revolução Industrial e que sua redução está entre as formas mais eficazes de desacelerar o aumento da temperatura média nas próximas décadas (IEA, 2025). Nesse contexto, compreender como o setor de petróleo e gás contribui para essas emissões, e em que medida há espaço para mitigação, torna-se fundamental para países exportadores de combustíveis fósseis.

Entre as fontes de metano na cadeia de petróleo e gás, o *flaring* de gás associado ocupa papel ambíguo: é, ao mesmo tempo, uma prática de segurança e um mecanismo de mitigação parcial de CH_4 , ao converter metano em dióxido de carbono, e um indicador de ineficiência no aproveitamento do gás produzido. Séries globais como as do *Global Gas Flaring Tracker* mostram que a queima em tochas permanece em escala significativa, com forte concentração em poucos países e ativos, apesar de compromissos como a meta de eliminação da queima rotineira até 2030 (World Bank, 2025). Em paralelo, a IEA destaca que há amplo potencial de redução das emissões de metano em óleo e gás por meio de melhorias operacionais, aumento de reinjeção, redução de *venting* e aperfeiçoamento de sistemas de queima (IEA, 2025).

No Brasil, a discussão sobre metano e *flaring* ganha contornos específicos no contexto do *upstream offshore*, especialmente nas províncias do pré-sal. Estudos sobre a descarbonização do *upstream* apontam que as emissões de metano associadas a *flaring*, *venting* e emissões fugitivas são componentes relevantes da pegada de carbono do setor e que medidas como aumento de reinjeção, melhoria da eficiência de *flares* e programas de detecção e reparo de vazamentos (LDAR) são centrais para reduzir essa intensidade (Tavares; Esteves, 2022). Do ponto de vista regulatório, a Resolução ANP nº 806/2020 regulamenta os procedimentos para controle e redução de queimas e perdas de petróleo e gás natural, definindo limites para queimas ordinárias, vedações e critérios de autorização de queimas extraordinárias, além de vincular previsões de queima aos Programas Anuais de

Produção, o que influencia diretamente o uso de *flares* em unidades de produção (ANP, 2020).

Ao mesmo tempo, o ambiente regulatório internacional passou a tratar o metano de forma explícita. O Regulamento (UE) 2024/1787 introduz regras para mensuração, monitoramento, reporte e redução das emissões de metano no setor de energia, cobrindo *venting*, *flaring*, LDAR e quantificação em toda a cadeia, e estende parte dessas exigências aos combustíveis fósseis importados (European Commission, 2024). A partir de 2027, importadores de petróleo e gás precisarão demonstrar que seus fornecedores operam sob requisitos de MRV considerados equivalentes aos europeus, e, a partir de 2030, apenas volumes com intensidade de metano abaixo de um limite máximo definido pela Comissão poderão ser colocados no mercado europeu (European Commission, 2024; IEA, 2025). Isso projeta a intensidade de metano, e, por consequência, a intensidade de *flaring*, como variável estratégica para a competitividade de exportadores como o Brasil.

A literatura internacional oferece referências importantes sobre metano em óleo e gás, seja por meio de inventários globais e cenários de mitigação (IEA, 2025), seja por meio de séries de *flaring* baseadas em satélite e análises de concentração em poucos ativos (World Bank, 2025), ou ainda por estudos que discutem lacunas de políticas e oportunidades de mitigação no contexto europeu (Monopoli *et al.*, 2022). No Brasil, análises sobre o papel do metano na descarbonização do setor e sobre a evolução do marco regulatório ajudam a situar o debate (Tavares; Esteves, 2022; ANP, 2020). Entretanto, ainda são escassos os trabalhos que utilizam, de forma sistemática, a base pública da ANP em nível de instalação para quantificar a intensidade de *flaring* no *offshore* brasileiro, analisar sua concentração em poucos ativos e relacionar essa intensidade a variáveis operacionais básicas, em diálogo com a emergente agenda de MRV e limites de intensidade de metano em mercados importadores.

Diante desse contexto, este trabalho busca contribuir utilizando exclusivamente dados públicos mensais da ANP em nível de instalação para construir e analisar uma métrica transparente de intensidade de *flaring* no *upstream offshore* brasileiro entre 2020 e 2025, articulando essa métrica com variáveis operacionais simples e com o novo enquadramento regulatório de metano. A originalidade da abordagem reside na combinação de: consolidação de séries mensais de produção, queima e reinjeção em

instalações marítimas; análise da concentração do *flaring* em poucos ativos e tipos de instalação, explorando relações com produção e reinjeção; e elaboração de projeções lineares de intensidade de *flaring* até 2030, com validação temporal, como cenários de referência frente às exigências crescentes de MRV e limites de intensidade de metano (IEA, 2025; World Bank, 2025; European Commission, 2024).

2 OBJETIVOS

Diante da crescente relevância das emissões de metano (CH_4) e de seu papel central na transição para uma economia de baixo carbono, torna-se fundamental compreender como fatores operacionais influenciam a intensidade de metano no setor de petróleo e gás brasileiro e de que forma essa intensidade pode evoluir até 2030.

O objetivo geral do trabalho é construir e aplicar um modelo empírico, baseado exclusivamente em dados público da ANP, para estimar e projetar até 2030 a intensidade de metano associada ao *flaring* no *upstream offshore* brasileiro, em diálogo com práticas de MRV e com os requisitos do Regulamento (UE) 2024/1787 sobre emissões de metano no setor energético.

Destrinchando em objetivos específicos, temos os seguintes objetivos:

- Caracterizar o cenário recente (2020–2025) da intensidade de *flaring* no *upstream offshore* brasileiro, por meio de séries temporais mensais e estatísticas descritivas em nível de instalação.
- Avaliar a concentração da intensidade e do volume queimado, identificando a contribuição relativa de instalações individuais e de diferentes tipos de ativos (FPSOs, semissubmersíveis, FPUs, TLWPs, entre outros) para o *flaring offshore*.
- Investigar a relação entre a intensidade de *flaring* e variáveis operacionais simples, como produção de gás, volume queimado e porcentagem de reinjeção, por meio de análises bivariadas (dispersões, correlações e relações em escala log–log).
- Projetar a evolução da intensidade de *flaring* até 2030, com base em extrapolações lineares de séries mensais, e discutir, em nível exploratório, as implicações desses cenários para a competitividade do *upstream* brasileiro e para a conformidade ao Regulamento (UE) 2024/1787 e a agendas globais de mitigação de metano.

Por meio dessa abordagem, espera-se contribuir para o avanço do entendimento sobre a dinâmica das emissões de metano no *upstream* brasileiro relacionadas a intensidade de *flaring*, oferecendo uma base empírica transparente e reproduzível para decisões estratégicas, regulatórias e de investimento voltadas à transição energética e à competitividade internacional do setor.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO DA LITERATURA

Este capítulo tem como objetivo sistematizar os principais referenciais conceituais, normativos e empíricos relacionados às emissões de metano (CH_4) no *upstream* de petróleo e gás, com foco nas operações *offshore* brasileiras e na queima em tocha (*flaring*). Inicialmente, apresenta-se o contexto global e nacional da indústria de óleo e gás e sua contribuição para as emissões de gases de efeito estufa, destacando o papel do metano e do gás natural no debate sobre transição energética. Em seguida, são discutidos os fundamentos físicos do metano e os principais mecanismos de emissão no *upstream offshore*, em particular a combustão em tochas, a ventilação e as emissões fugitivas, à luz de diretrizes metodológicas internacionais e inventários setoriais.

Posteriormente, são analisadas as bases de dados e as práticas de mensuração, relato e verificação (MRV) de emissões de metano em operações de petróleo e gás, englobando abordagens *bottom-up*, medições *top-down* por sensoriamento remoto e marcos regulatórios nacionais e internacionais, como a Resolução ANP nº 806/2020 e o Regulamento (UE) 2024/1787. Por fim, são revisados estudos de modelagem preditiva e de aplicação de técnicas de inteligência artificial às emissões de metano, identificando contribuições, limitações e lacunas da literatura que justificam o desenvolvimento do modelo proposto para estimar e projetar a intensidade de metano no *upstream offshore* brasileiro.

3.1 Contexto da indústria de óleo e gás

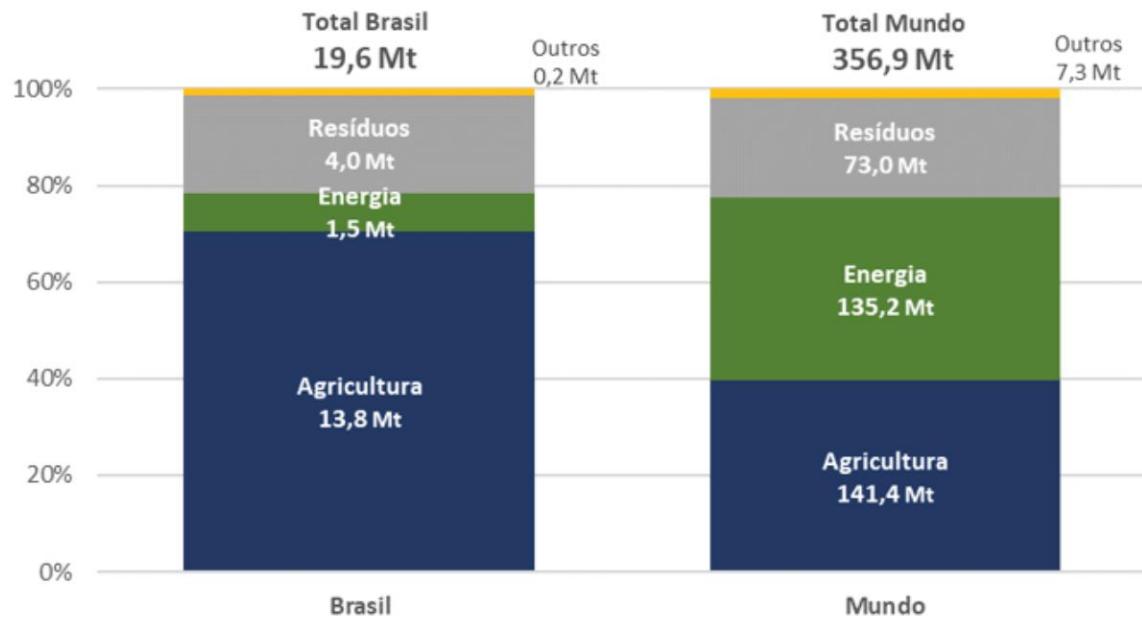
A indústria de petróleo e gás mantém papel estruturante na matriz energética global, inserida em um sistema ainda amplamente dependente de combustíveis fósseis, que chegaram a representar mais de 80% da matriz energética mundial em meados dos anos 2000 (Gravina, 2008). Além do peso econômico e geopolítico, o setor é um dos principais responsáveis pelas emissões de gases de efeito estufa, respondendo por cerca de um quarto das emissões antropogênicas globais de metano (cerca de 360 Tg em 2017), especialmente associadas à produção, ao processamento e ao transporte de petróleo e gás (Omara *et al.*, 2022; IEA, 2025). O desafio contemporâneo é conciliar segurança energética e crescimento econômico com metas de descarbonização, em um contexto de transição no qual o gás natural, em particular,

é reconhecido como energético de transição e deve seguir relevante nas próximas décadas (BP, 2019 apud Monopoli, 2019; World Bank; GGFR, 2025).

Estimativas recentes da Agência Internacional de Energia indicam que, em 2022, as operações de produção, processamento, refino e transporte de petróleo e gás responderam por cerca de 5,1 GtCO₂e em emissões de escopo 1 e 2, o que corresponde a aproximadamente 15% das emissões globais de gases de efeito estufa associadas ao setor de energia (IEA, 2023). Essas emissões decorrem, em grande medida, da combustão e liberação de metano em atividades de queima em *flares*, ventilação e vazamentos ao longo da cadeia de valor, em um contexto em que o setor de energia responde por cerca de 40% das emissões antrópicas de metano, das quais aproximadamente 60% são atribuídas especificamente às operações de petróleo e gás (World Bank, 2023; IEA, 2023).

Para o ano de 2022, o Gráfico 1 sintetiza a distribuição setorial das emissões de metano no Brasil e no mundo, com base em dados da Agência Nacional de Energia (EIA, 2022), compilados por Tavares e Esteves (2022), evidenciando o peso relativo da agricultura, da energia e dos resíduos.

Gráfico 1 - Emissão de metano por setor no Brasil e Mundo



Fonte: EIA (2022) *apud* Tavares e Esteves (2022)

Observa-se que, enquanto no mundo o setor de energia responde por parcela relevante das emissões de metano, no Brasil predomina a contribuição da agropecuária, o que reforça a necessidade de estratégias de mitigação diferenciadas

por país (EIA, 2022 *apud* Tavares; Esteves, 2022). No contexto brasileiro, o setor de petróleo e gás ocupa posição estratégica tanto na matriz energética quanto no cenário macroeconômico, representando cerca de 10% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional e respondendo por quase 50% da oferta interna de energia (IBP, 2024 *apud* Caiado Castro, 2025). O Brasil consolidou-se, nas últimas décadas, entre os principais produtores de petróleo do mundo, com destaque para as reservas do pré-sal, cuja produção *offshore*, de elevado teor tecnológico, já responde pela maior parte da produção nacional (ANP, 2023).

As descobertas e a expansão da fronteira do pré-sal transformaram o país em um dos principais polos de investimento do setor na América Latina, impulsionando exportações e ampliando a relevância do gás natural como fonte de transição energética (Castro, 2025; Gravina, 2008). Contudo, essa expansão também trouxe novos desafios ambientais e operacionais, relacionados principalmente ao aproveitamento do gás associado e ao controle das emissões de metano nas plataformas marítimas, tema que motivou o aperfeiçoamento regulatório voltado à redução de queima e perda de gás natural nas unidades de produção (ANP, 2020; Tavares; Esteves, 2022).

Assim, o panorama da indústria de petróleo e gás revela uma contradição estrutural: trata-se de um setor indispensável à segurança energética global e ao desenvolvimento econômico, mas também um dos maiores responsáveis pelas emissões que comprometem o equilíbrio climático do planeta. No Brasil, essa contradição assume contornos específicos, pois o país combina potencial de produção crescente e compromisso com metas climáticas ambiciosas, exigindo maior eficiência operacional e aprimoramento dos mecanismos de reporte e verificação. Compreender essa dualidade é essencial para contextualizar a relevância das emissões de metano no *upstream* brasileiro.

3.2 Ciência do Metano e Mecanismos no *Upstream Offshore*

3.2.1 Fundamentos do metano (CH_4)

O metano (CH_4) é um hidrocarboneto simples, composto por um átomo de carbono e quatro de hidrogênio, mas com papel desproporcionalmente elevado na modulação do clima terrestre. O Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) reconhece o CH_4 como o segundo gás de efeito estufa mais importante de origem antropogênica, atrás apenas do dióxido de carbono (CO_2), respondendo por cerca de 0,5 °C do aquecimento global observado em 2010–2019 em relação a 1850–1900, valor inferior apenas à contribuição do CO_2 , entre 0,8 °C, e por aproximadamente 30% do aumento de temperatura desde a Revolução Industrial (IPCC, 2023; IEA, 2025).

A capacidade de aprisionar calor do metano é significativamente superior à do CO_2 . Em termos de Potencial de Aquecimento Global (GWP), uma medida do impacto de um gás de efeito estufa em comparação ao dióxido de carbono (CO_2), os relatórios do IPCC reportam Potencial de Aquecimento Global de um período de 100 anos (GWP_{100}) do metano na faixa de 27–30 e Potencial de Aquecimento Global de um período de 20 anos (GWP_{20}) na faixa de 79–83, dependendo das hipóteses metodológicas. No Quinto Relatório de Avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (AR5), valores de referência amplamente usados são 84 (20 anos) e 28 (100 anos) em relação ao CO_2 (IPCC, 2014; IPCC, 2021). Essa combinação de alta eficiência radiativa com tempo de vida relativamente curto na atmosfera, em torno de uma década, faz do CH_4 um gás de impacto climático imediato: reduções rápidas em suas emissões produzem efeitos mensuráveis na desaceleração do aquecimento global em poucos anos comparado com seus pares (IPCC, 2021).

As concentrações atmosféricas de metano vêm crescendo rapidamente nas últimas décadas e atingiram, em 2023, valores médios superiores a 1.900 partes por bilhão (ppb), o que corresponde a cerca de 2,6 vezes os níveis pré-industriais, em torno de 160% acima, segundo medições globais de estações de monitoramento e satélites compiladas por organismos como a Administração Oceânica e Atmosférica Nacional (NOAA, 2024; Global Methane Budget, 2024). Esse aumento está intimamente ligado à intensificação de atividades humanas, em particular a agropecuária, o manejo de resíduos e a produção, processamento e transporte de

combustíveis fósseis, conforme sintetizado pelos inventários e avaliações do IPCC (IPCC, 2021; Tavares; Esteves, 2022).

Estudos de inventário baseados em medições atmosféricas e em sensoriamento remoto mostram que as emissões de metano do *upstream* tendem a ser significativamente maiores que as reportadas em inventários oficiais. Em Alberta, Canadá, um inventário híbrido (*top-down + bottom-up*)¹ encontrou emissões cerca de 50% superiores às estimativas oficiais (Johnson *et al.*, 2023). De forma análoga, outro inventário *bottom-up* atualizado para a bacia do Permian indica emissões de CH₄ aproximadamente três vezes maiores que as do inventário de metano da Agência de Proteção Ambiental dos EUA (EPA) para a mesma região (Omara *et al.*, 2022, apud LU *et al.*, 2023)

Do ponto de vista da química atmosférica, o metano é removido principalmente por reações de oxidação com radicais hidroxila (OH) na troposfera, que convertem CH₄ em CO₂ e vapor d'água. A literatura compilada pelo IPCC indica que esse processo responde pela maior parte do sumidouro global de metano, enquanto contribuições adicionais decorrem de oxidação na estratosfera e de absorção em solos (IPCC, 2021). Variações na disponibilidade de OH, afetadas, entre outros fatores, pelas concentrações de ozônio e monóxido de carbono, alteram o tempo de vida atmosférico do CH₄ e podem intensificar ou atenuar o forçamento radiativo associado ao gás, configurando ciclos de retroalimentação no sistema climático (IPCC, 2021). Uma fração menor do metano atinge a estratosfera, onde sua oxidação contribui para o aumento do vapor d'água estratosférico, reforçando o efeito de aquecimento (IPCC, 2021).

Em paralelo, relatórios recentes de avaliação indicam que parcela significativa das emissões de metano, especialmente no setor de energia, pode ser mitigada com tecnologias existentes e custos reduzidos, o que, somado ao seu forte impacto de curto prazo sobre a temperatura, faz com que o CH₄ seja frequentemente tratado como uma oportunidade de “ganhos rápidos” na transição para uma economia de baixo carbono (UNEP; CCAC, 2021; IEA, 2025; Tavares; Esteves, 2022).

¹ Top-down: abordagens que estimam emissões a partir de medições agregadas (por exemplo, concentrações atmosféricas observadas por satélites, aeronaves ou torres) e usam modelos de transporte para “chegar de cima para baixo” às fontes emissoras.

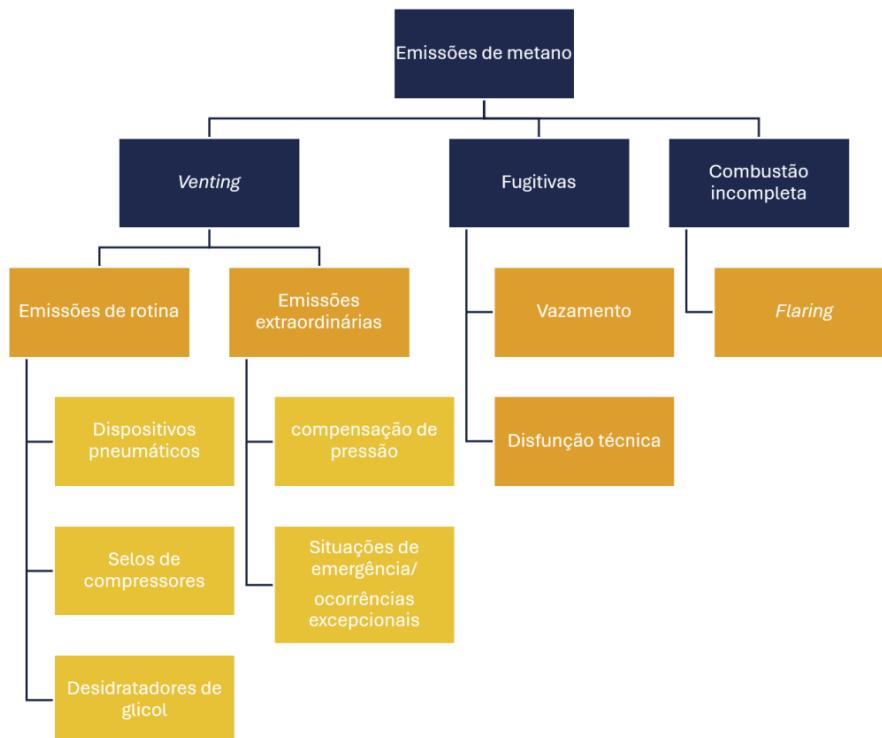
Bottom-up: abordagens que constroem inventários “de baixo para cima”, somando emissões estimadas por fonte ou equipamento (fatores de emissão × atividade, medições em campo, balanços de massa em unidades específicas), geralmente com maior detalhamento setorial.

3.2.2 Fontes operacionais de emissão

As emissões de metano relacionadas ao setor de petróleo e gás decorrem de processos intrínsecos à exploração, produção, tratamento e escoamento do gás natural. De forma operacional, essas fontes são usualmente agrupadas em três grandes categorias: *venting*, *flaring* e emissões fugitivas, cuja relevância e distribuição variam conforme o tipo de instalação, as condições de reservatório e as práticas de operação e regulação (IPCC, 2019; Blanco; Gallo, 2024).

As três categorias de emissões de metano estão simplificadas no esquema da Figura 1.

Figura 1 - Tipos de emissão de metano O&G



Fonte: Marcogaz (2019) *apud* TFEI Technical Secretariat (2020)

O *venting* corresponde à liberação intencional de correntes gasosas não queimadas para a atmosfera, em geral para alívio de pressão, purga de equipamentos ou limitações de escoamento e aproveitamento do gás. Em instalações *offshore*, parte desse *venting* está associada tanto a linhas de processo quanto à parcela de gás não queimada em sistemas de *flare*, ou a descargas de segurança (IPCC, 2019; Blanco; Gallo, 2024). Trata-se de um fluxo rico em metano, de elevado Potencial de

Aquecimento Global, o que confere grande relevância climática a essa prática (IPCC, 2019; IEA, 2025). No contexto brasileiro, a Resolução ANP nº 806/2020 estabelece procedimentos para o controle e a redução da queima e perda de gás natural e define o Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA), priorizando o aproveitamento, a reinjeção e o uso energético do gás e restringindo o *venting* e o *flaring* rotineiros a situações justificadas (ANP, 2020; Tavares; Esteves, 2022).

O *flaring* consiste na queima controlada do gás em tochas, convertendo a maior parte do CH₄ em CO₂ e reduzindo o potencial de aquecimento por unidade de gás descartado em comparação ao *venting*. Na prática, porém, a eficiência de destruição do metano é finita e depende de fatores como a turbulência do vento, a altura da chama, a razão ar–combustível e a composição do gás (Methane Guiding Principles, 2019 ; SCCS, 2014). Estudos de diagnóstico em uma unidade FPSO brasileira indicam eficiências de queima da ordem de 98%, de modo que cerca de 2% do gás enviado ao *flare* permanece não queimado e é contabilizado como metano ventilado, caracterizando o chamado *methane slip* (Blanco; Gallo, 2024; IPCC, 2019).

Já as emissões fugitivas correspondem a vazamentos não intencionais em válvulas, flanges, conexões, selos de bombas e compressores, entre outros pontos de sistemas pressurizados. Por se tratarem de emissões difusas, intermitentes e muitas vezes concentradas em um número relativamente pequeno de fontes de alta vazão, são de difícil detecção e de grande incerteza em inventários corporativos e nacionais (IPCC, 2019; IEA, 2025; Blanco; Gallo, 2024).

A adoção de programas estruturados de detecção e reparo de vazamentos (LDAR), combinados ao uso de tecnologias como espectroscopia a laser de caminho aberto, câmeras ópticas de imagem de gás e sensores remotos, é apontada como boa prática internacional para reduzir emissões fugitivas em instalações de óleo e gás (IJzermans *et al.*, 2024; IEA, 2025). Experimentos de monitoramento contínuo em instalações *onshore* mostram que sistemas automáticos de detecção são capazes de identificar eventos de emissão em tempo quase real, apoiar a priorização de intervenções de manutenção e reduzir a duração de episódios de vazamento (IJzermans *et al.*, 2024).

Nas operações *offshore*, essas três categorias de emissões interagem de forma particular. Unidades do tipo FPSO, que produzem, tratam, armazenam e escoam óleo e gás na mesma instalação, frequentemente enfrentam limitações de infraestrutura

para o escoamento e aproveitamento do gás e limites de capacidade de reinjeção, o que tende a aumentar a dependência de *flaring* em determinados estágios da vida útil do campo (Caiado Castro, 2025; Blanco; Gallo, 2024). Ao mesmo tempo, a alta densidade de equipamentos pressurizados no *topside*, estrutura superior de uma plataforma *offshore*, e a operação em ambiente marinho severo exigem maior atenção a emissões fugitivas ao longo de sistemas de separação, compressão e tratamento de gás (Blanco; Gallo, 2024). Esse conjunto de condicionantes contribui para que o *upstream offshore* figure entre os segmentos mais intensivos em emissões de metano na cadeia de petróleo e gás, reforçando a necessidade de metodologias específicas de monitoramento, reporte e verificação (MRV) para esse contexto (IEA, 2025; IPCC, 2019).

3.2.3 Eficiência de *flare* e “*methane slip*”

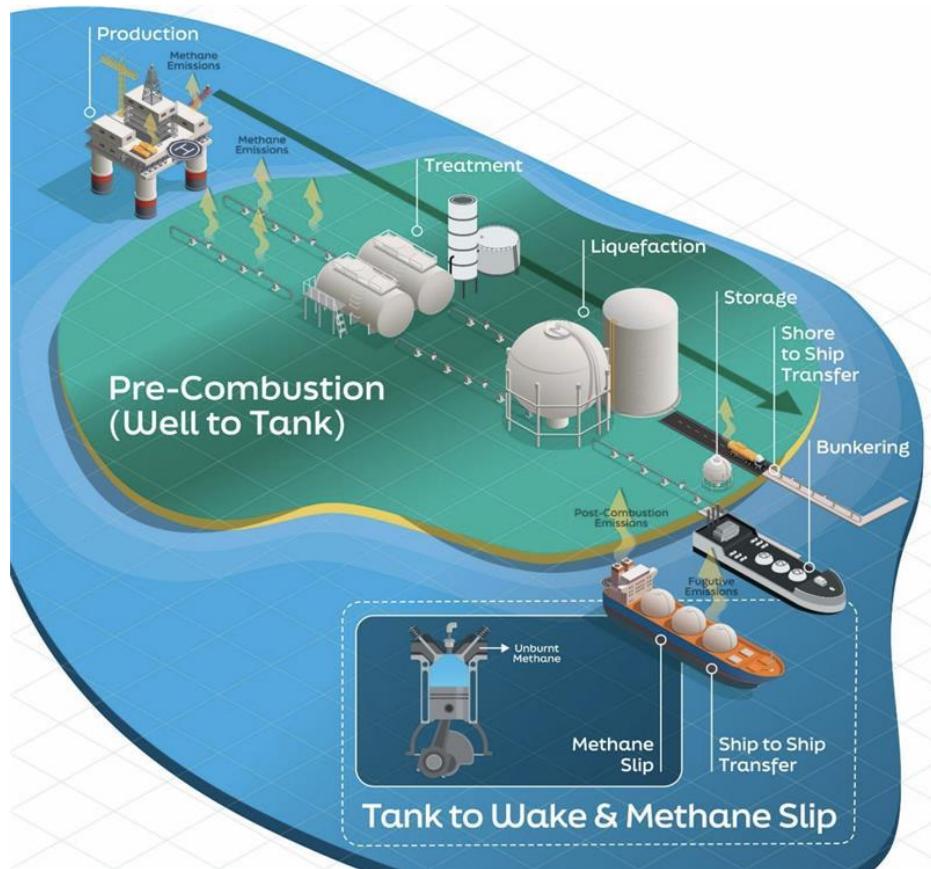
A queima controlada de gás natural em tochas, prática conhecida como *flaring*, é uma operação essencial para garantir a segurança e o controle de pressão em unidades de produção de petróleo e gás. Contudo, seu papel vai além da segurança operacional: trata-se também de um mecanismo de mitigação parcial de metano (CH_4), já que a combustão converte o gás em dióxido de carbono (CO_2), com impacto climático significativamente menor (Loureiro, 2013). A eficiência dessa combustão, conhecida como eficiência de destruição e remoção (*Destruction and Removal Efficiency – DRE*), define a fração de CH_4 efetivamente oxidada e, portanto, é determinante para a intensidade total de emissões no *upstream*.

Estudos de campo demonstram que a eficiência do *flare* varia amplamente em função da vazão, composição do gás, vento e turbulência da chama. Levantamentos conduzidos pelo Scottish Carbon Capture and Storage Centre (SCCS, 2014) documentam eficiências típicas entre 90% e 98% em instalações *offshore* do Reino Unido, ressaltando perdas significativas em condições de intermitência ou instabilidade térmica. De forma consistente, medições ópticas realizadas no Mar do Norte identificaram tochas operando abaixo de 90% de eficiência, com maiores razões de emissão de NO_x associadas à combustão incompleta (ACP, 2023).

A variabilidade operacional das tochas leva à formação do chamado *methane slip*, definido como o metano que escapa sem combustão completa. Um estudo seminal publicado na revista *Science* demonstrou que tochas ineficientes ou

apagadas (*unlit flares*) podem liberar até 4–5% do metano alimentado ao sistema, ampliando substancialmente o impacto climático das operações. Quando a chama se apaga, a emissão direta de CH₄ pode ser até 60 vezes mais potente, em termos radiativos, que sua combustão completa (Science, 2022). Na Figura 2 é ilustrado, de forma adaptada do relatório MAMII, os principais pontos de valor do metano nos quais esse *slip* pode ocorrer, tanto no pré-combustão quanto no trecho *tank-to-wake*.

Figura 2 - Cadeia de valor do metano com exemplo de *methane slip*



Fonte: (Safetytech Accelerator, 2024).

Avanços tecnológicos recentes têm permitido quantificar a eficiência de destruição com maior precisão. Experimentos utilizando espectroscopia de duplo *comb*, técnica baseada em dois lasers de frequências ligeiramente distintas, obtiveram medições em tempo real da razão CH₄/CO₂ em chamas de *flare*, revelando eficiências médias da ordem de 95-98% e variações abruptas induzidas por instabilidade da chama (Coburn *et al.*, 2024). Esses resultados reforçam que pequenas oscilações no

regime de queima podem gerar diferenças expressivas na taxa de destruição. O Quadro 1 sintetiza faixas de eficiência de destruição de metano observadas em estudos de laboratório e de campo, mostrando desde DRE elevadas em *flares offshore* bem operados no Mar do Norte ($\approx 97,9\%$ para CH₄; Shaw *et al.*, 2023) até eficiências efetivas de apenas 91,1% quando se consideram tochas apagadas e combustão ineficiente em bacias *onshore* norte-americanas (Plant *et al.*, 2022).

Quadro 1 - Variação observada da eficiência de destruição (DRE) em estudos de campo e laboratório

| Estudo / Fonte | Contexto / Escala | Método de medição da DRE | DRE de CH ₄ observada (faixa, %) |
|---|---|---|---|
| Coburn et al. (2024) – Proceedings of the Combustion Institute | Experimentos controlados em <i>flare</i> de gás natural (escala piloto/laboratório) | Espectroscopia de duplo <i>comb</i> (razão CH ₄ /CO ₂ em tempo real) | ≈ 95–98 *Faixa aproximada obtida de medições experimentais reportadas no artigo; valores exatos podem variar conforme o regime de operação do <i>flare</i> . |
| Shaw et al. (2023) – Mar do Norte | Plataformas <i>offshore</i> de óleo e gás (58 plumas de <i>flare</i>) | Amostragem aérea e análise de plumas (CH ₄ , C ₂ H ₆ , CO ₂) | 98,5 para CH ₄ (97,9 para C ₂ H ₆) |
| Plant et al. (2022) – Science | Campos <i>onshore</i> nos EUA (três bacias com >80% do <i>flaring</i> do país) | Amostragem aérea de plumas de <i>flare</i> | ~ 91,1 em média (abaixo dos 98% assumidos) |
| Methane Guiding Principles (2019) – Guia Reducing Methane Emissions: Flaring e síntese de estudos | Síntese de práticas de projeto/operação de <i>flares</i> em múltiplos contextos | Revisão de literatura, dados de campo e simulações | Valor de referência usual de projeto: ≈98%; estudos de campo indicam que a DRE real pode ser significativamente menor em condições operacionais adversas |

Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

No campo das boas práticas, o guia *Reducing Methane Emissions – Best Practice Guide: Flaring*, do *Methane Guiding Principles* (2019), consolida estratégias para elevação da eficiência térmica, incluindo o uso de Unidades de Recuperação de Gás de *Flare* (FGRUs), controle ativo da razão ar/combustível, calibração periódica dos queimadores e monitoramento contínuo via câmeras ópticas ou infravermelhas (*Methane Guiding Principles*, 2019). Em conjunto, essas recomendações são consistentes com os intervalos de DRE apresentados no Quadro 1, ao indicar que a suposição de eficiência “padrão” de 98% pode ser otimista em muitas situações reais e que melhorias operacionais são essenciais para mitigar o *methane slip*.

No Brasil, a Resolução ANP nº 806/2020 não estabelece metas numéricas de eficiência de *flare*, mas determina a priorização do aproveitamento e reinjeção do gás associado, permitindo a queima apenas em caráter excepcional. A norma também exige que a ventilação seja justificada e não rotineira (ANP, 2020). Contudo, a ausência de medições diretas e o uso de fatores fixos em inventários limitam a acurácia dos relatórios de emissões. A dissertação de Caiado Castro (2025) evidencia que, em FPSOs, oscilações de pressão, regimes intermitentes e baixa automação podem comprometer o desempenho real das tochas, criando divergência entre o valor normativo e o observado.

Em síntese, a eficiência de *flare* constitui determinante crítico da intensidade de metano no *upstream*. O *methane slip*, mesmo quando pequeno em volume, possui efeito climático desproporcional devido ao alto GWP do CH₄. Investimentos em automação, manutenção, controle de chama e reaproveitamento do gás queimado configuram medidas de mitigação compatíveis com as metas de Queima de Rotina Zero até 2030 (World Bank, 2025) e com as recomendações de mitigação rápida e custo-eficiente ressaltadas pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2025).

3.2.4 Reinjeção e manejo do gás

A reinjeção do gás natural no reservatório é reconhecida como uma das práticas mais eficazes para reduzir emissões de metano (CH₄) no *upstream* e, simultaneamente, aumentar a recuperação de petróleo. Essa estratégia, adotada em larga escala em campos *offshore*, consiste em comprimir e reintroduzir o gás associado à produção diretamente nas formações geológicas, evitando sua queima

através do *flaring* ou liberação direta na atmosfera pelo *venting*. Além do benefício ambiental, a reinjeção contribui para a manutenção da pressão do reservatório e otimiza o fator de recuperação do óleo, apresentando ganhos econômicos e operacionais (Castro, 2025).

No Brasil, a Resolução ANP nº 806/2020 estabelece a reinjeção como prioridade no manejo do gás natural produzido, definindo uma hierarquia clara de destinação: (i) aproveitamento energético local, (ii) reinjeção produtiva, e (iii) queima controlada, apenas em caráter excepcional (ANP, 2020). Essa regulação busca alinhar o país às metas internacionais de redução de *flaring* e *venting*, em especial ao compromisso de Queima de Rotina Zero até 2030 coordenado pelo Banco Mundial (World Bank, 2025). Em termos operacionais, a norma exige que as operadoras apresentem planos de aproveitamento do gás e indicadores de eficiência, como o Índice de Utilização do Gás Associado, o IUGA (ANP, 2020).

A dissertação de Caiado Castro (2025) descreve que a viabilidade operacional da reinjeção depende de fatores estruturais e econômicos, especialmente a disponibilidade e a capacidade dos compressores de alta pressão, as restrições de espaço físico típicas das unidades do tipo FPSO e o elevado custo energético associado ao processo de compressão e reinjeção do gás natural. O trabalho também evidencia que, em cenários de alta produção combinados com limitações de infraestrutura, a taxa de reinjeção tende a ser reduzida, o que resulta em maior volume de gás direcionado ao *flare* e, consequentemente, em aumento da intensidade de metano (Castro, 2025).

No plano internacional, a Regulamentação (UE) 2024/1787, detalhada no documento Methane Regulation Import Requirements – Q&A (European Commission, 2024), estabelece exigências específicas para o gás natural importado pela União Europeia, vinculando o acesso ao mercado à comprovação de padrões de mensuração, relato e verificação (MRV) compatíveis com a legislação europeia. Entre os parâmetros avaliados, está a demonstração de práticas efetivas de minimização de *flaring*, incluindo alternativas como reinjeção, que funcionam como indicadores de eficiência ambiental. Assim, operadoras que destinam parcela significativa do gás à queima, ainda que por razões operacionais, podem enfrentar restrições comerciais, reforçando o caráter estratégico da reinjeção como ferramenta de competitividade internacional.

A conjunção desses elementos normativos e técnicos evidencia que o manejo do gás associado transcende o aspecto ambiental e assume papel central na sustentabilidade econômica do setor. No Brasil, a reinjeção representa não apenas uma medida de conformidade regulatória, mas também um vetor de eficiência e reputação, capaz de posicionar o país em consonância com os novos padrões globais de rastreabilidade e transparência climática (Tavares; Esteves, 2022). Segundo a Agência Internacional de Energia (2025), a competitividade internacional dos exportadores de petróleo e gás dependerá crescentemente da capacidade de demonstrar reduções efetivas de *flaring* e *venting*, apoiadas por sistemas robustos de MRV. A integração entre infraestrutura, automação e reporte confiável de volumes queimados e reinjetados é, portanto, decisiva para o alinhamento regulatório pós-2030.

3.2.5 Panorama Brasil e América Latina

A América Latina apresenta participação relevante nos volumes globais de queima de gás natural segundo as estimativas de satélite VIIRS compiladas pelo *Global Gas Flaring Reduction Partnership* (GGFR). O relatório do Banco Mundial mostra que países da região, incluindo Brasil, México, Colômbia e Argentina, figuram entre os emissores listados nos rankings anuais de *flaring*, com o Brasil ocupando posição destacada em diversos anos recentes (World Bank, 2025). Embora o documento não consolide estatísticas regionais agregadas, os dados país a país evidenciam que limitações de infraestrutura de escoamento e restrições operacionais são condicionantes centrais para a recorrência do *flaring* em parte da região.

No caso brasileiro, estudos técnicos indicam que a predominância de unidades do tipo FPSO e a capacidade limitada de compressão exercem influência direta sobre os volumes queimados. A dissertação de Caiado Castro (2025) demonstra que a reinjeção no *offshore* depende fortemente da disponibilidade de compressores de alta pressão, do espaço físico restrito nas unidades e do custo energético do processo; quando essas variáveis operacionais se tornam limitantes, ocorre aumento proporcional do volume de gás destinado ao *flare*. Esses resultados reforçam que o perfil estrutural do pré-sal brasileiro, caracterizado por produção em unidades isoladas e dependentes de logística própria, contribui para a variabilidade do *flaring* observada no país. A Resolução ANP nº 806/2020 busca mitigar esse efeito ao impor metas

progressivas de aproveitamento do gás e de eficiência de *flare*, posicionando o Brasil como referência regulatória na América Latina (ANP, 2020).

Do ponto de vista histórico, a relação entre infraestrutura de escoamento e *flaring* é documentada na monografia de Gravina (2008), que analisou o projeto Manati na Bahia. O estudo demonstra que, na ausência de gasodutos aptos à coleta e transporte do gás produzido, volumes significativos foram direcionados à queima, mesmo em campo de pequeno porte, devido à inexistência de rota economicamente viável de aproveitamento (Gravina, 2008). Esse achado evidencia que parte das emissões brasileiras decorre de gargalos logísticos e não exclusivamente de limitações tecnológicas.

Assim, o panorama da América Latina revela uma combinação de desafios estruturais e avanços regulatórios. A análise dos documentos técnicos e regulatórios evidência que fatores como infraestrutura de escoamento, disponibilidade de compressão, configuração das unidades *offshore* e grau de maturidade regulatória condicionam a capacidade dos países da região de reduzir volumes de *flaring*. A experiência brasileira, sustentada por arcabouço regulatório detalhado, monitoramento sistemático e crescente sofisticação operacional, destaca-se no contexto latino-americano, ainda que barreiras estruturais permaneçam relevantes para o alinhamento às metas globais de mitigação de metano.

3.3 Dados e Mensuração, Relato e Verificação (MRV)

A mensuração, o relato e a verificação (MRV) das emissões de metano constituem elemento central das estratégias internacionais de transparência e rastreabilidade no setor de petróleo e gás. O Global Methane Tracker 2025 destaca que políticas robustas de mensuração e supervisão regulatória influenciam diretamente a qualidade das estimativas nacionais de metano, afetando a comparabilidade entre países e a credibilidade dos inventários energéticos e climáticos (IEA, 2025). Segundo o relatório, sistemas estruturados de MRV são essenciais para embasar metas de mitigação e orientar intervenções de controle de emissões no setor de óleo e gás.

Os referenciais técnicos internacionais para estimar emissões de metano são padronizados pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC). O

Volume 2, Capítulo 4 das 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, revisado em 2019, estabelece metodologias divididas em três níveis:

- *Tier 1*, baseado em fatores de emissão médios globais;
- *Tier 2*, com fatores específicos aos países;
- *Tier 3*, apoiado em medições diretas, inventários detalhados ou modelos de processo

Essas diretrizes incluem fatores de emissão e procedimentos específicos para produção, processamento, transporte e refino de petróleo e gás (IPCC, 2019). O próprio IPCC afirma que a adoção de níveis mais elevados, *Tier 2* ou *Tier 3*, reduz incertezas e melhora substancialmente a precisão dos inventários nacionais.

O *Global Gas Flaring Tracker Report* (2025) complementa o arcabouço internacional ao apresentar séries anuais comparáveis de queima de gás observada por satélite. Utilizando o sensor VIIRS, a iniciativa GGFR fornece estimativas de *flaring* por país e por localização individual de flare (*onshore/offshore*), permitindo validação cruzada de inventários oficiais e identificação de discrepâncias operacionais (World Bank, 2025). O relatório indica, por exemplo, que o *flaring* global correspondeu a aproximadamente 389 MtCO₂e em 2024, reforçando o papel das medições remotas como ferramenta complementar de MRV.

O Regulamento (UE) 2024/1787, impõe padrões rigorosos de MRV à cadeia de petróleo e gás. A norma exige medições diretas periódicas, reporte trimestral e verificação independente das emissões de *venting*, *flaring* e fugitivas para operadores europeus e exportadores extracomunitários. A partir de 2027, exportadores devem comprovar conformidade com requisitos de mensuração auditados, e, a partir de 2030, apenas operadores com MRV compatível poderão acessar o mercado europeu (European Commission, 2024). O regulamento também reconhece metodologias complementares, incluindo IPCC 2019 e OGMP 2.0, como base técnica para comprovação de equivalência.

No setor corporativo, o Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0), coordenado pelo UNEP e CCAC, estabelece cinco níveis (*tiers*) de reporte, variando desde estimativas de engenharia até mensuração direta e reconciliação por fonte. O nível mais avançado requer auditoria independente e compatibilidade com inventários nacionais (IEA, 2025). O regulamento europeu reconhece os níveis 3 a 5 como

evidência válida de conformidade MRV (European Commission, 2024), reforçando a convergência entre reporte corporativo e inventários governamentais.

Assim, o conjunto formado por IPCC 2019, IEA 2025, GGFR/World Bank 2025, Regulamento UE 2024/1787 e OGMP 2.0 estrutura o panorama técnico e regulatório de MRV aplicado ao setor de petróleo e gás. Esses referenciais orientam a seleção de dados, métodos e métricas que fundamentam a modelagem da intensidade de metano no *upstream* brasileiro, discutida nas subseções seguintes.

3.3.1 Dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o órgão regulador da indústria de petróleo e gás no Brasil e responsável pela implementação da política nacional para o setor, incluindo a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas associadas (ANP, 2020). Estudos sobre queima e ventilação de gás natural no país utilizam rotineiramente os dados estatísticos divulgados pela ANP, a exemplo das séries de produção de gás natural e de volumes queimados apresentadas no Boletim de Produção de dezembro de 2012 (Loureiro, 2013).

No contexto deste trabalho, são empregadas bases mensais públicas da ANP que reúnem, para cada campo e unidade de produção, informações como produção de petróleo, produção de gás associado, volumes de gás queimado, reinjetado, consumido e aproveitado localmente. A Resolução ANP nº 806/2020 define, entre outros parâmetros, o Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA) como a razão entre o volume de gás associado utilizado e o volume total de gás associado produzido, bem como o IUGA movimentado, que relaciona o volume utilizado ao total de gás associado movimentado (ANP, 2020). A partir dessas mesmas séries, este estudo deriva indicadores adicionais, como a intensidade de *flaring*, calculada pela razão entre o volume de gás queimado e o volume total de gás produzido, em linha com a prática de utilização de razões de queima em relação à produção adotada em análises internacionais de emissões de metano no setor de óleo e gás (IEA, 2025).

Além dos volumes operacionais, as bases da ANP incluem metadados técnicos que caracterizam as unidades produtoras, como tipo de instalação (unidades do tipo FPSO, plataformas fixas ou instalações em terra), campo e bacia de operação, empresa operadora e ano de início de produção. A dissertação de Castro (2025)

demonstra que, em unidades FPSO, a disponibilidade de compressores de alta pressão, a capacidade de compressão e as restrições de espaço físico influenciam diretamente a viabilidade de sistemas de recuperação de gás e, portanto, o grau de aproveitamento do gás associado. Essas evidências justificam o uso, neste trabalho, de variáveis estruturais como tipo de instalação, bacia e tempo de operação como potenciais determinantes da intensidade de queima em unidades *offshore*.

Por fim, a estimativa de emissões de metano a partir dos dados da ANP requer a combinação desses volumes operacionais com fatores de emissão e hipóteses de eficiência da queima extraídos de diretrizes internacionais. As 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, revisadas em 2019, fornecem fatores de emissão e metodologias específicas para emissões fugitivas associadas à produção, processamento, transporte e refino de petróleo e gás, distribuídas em diferentes níveis metodológicos (IPCC, 2019).

3.3.2 Séries internacionais: World Bank / GGFR / IEA

O Banco Mundial, por meio da iniciativa *Global Gas Flaring Reduction Partnership* (GGFR), compila estimativas anuais de volumes de gás queimado em instalações de *upstream* de petróleo e gás e em unidades de liquefação de GNL. O *Global Gas Flaring Tracker Report* 2025 informa que, em 2024, o volume global de gás queimado em instalações de *upstream* de óleo e gás e plantas de liquefação de GNL alcançou 151 bilhões de metros cúbicos (bcm), o maior nível desde 2007, representando um aumento de aproximadamente 5% em relação a 2012, ou cerca de 8 bcm adicionais (World Bank, 2025). O relatório define a *flaring intensity* como a quantidade de gás queimado por barril de óleo produzido e destaca que essa intensidade permaneceu praticamente inalterada ao longo dos últimos quinze anos (World Bank, 2025).

O relatório do GGFR também apresenta resultados agregados para o grupo de países que endossaram a iniciativa Queima de Rotina Zero até 2030 (ZRF), indicando que, em conjunto, esses países apresentam leve redução nos volumes de queima e uma queda mais expressiva na intensidade média em relação a 2012 (World Bank, 2025). Esses resultados oferecem um referencial quantitativo para contextualizar a trajetória brasileira de *flaring* em relação a outros produtores.

A documentação do *Global Methane Tracker* 2025 explicita que as estimativas globais de volumes de gás queimado utilizadas pela Agência Internacional de Energia (IEA) são baseadas nos dados do *World Bank's Global Gas Flaring Reduction Partnership* (IEA, 2025). A partir desses volumes, a IEA estima as emissões de metano associadas ao *flaring* aplicando eficiências de combustão e fatores específicos por país e tipo de produção, em base país a país (IEA, 2025).

3.4 Inovações Futuras e Formas de Análise Aplicadas ao Metano

O avanço recente de técnicas de Inteligência Artificial (IA) e de aprendizado de máquina (ML) tem permitido substituir fatores de emissão fixos por modelos preditivos treinados a partir de grandes conjuntos de dados de processo e monitoramento. Louime e Raza (2024), por exemplo, desenvolveram modelos de IA/ML para previsão de emissões de metano a partir de biomassa marinha, comparando algoritmos de regressão linear, máquinas de vetor de suporte (SVM), florestas aleatórias (Random Forest), k-vizinhos mais próximos (k-NN) e redes neurais convolucionais (CNN). Os autores destacam que o modelo de Rede Neural Convolucional (CNN) desenvolvido para prever as emissões de metano de algas marinhas apresentou resultados promissores tanto nos conjuntos de dados de treinamento quanto nos de validação. (Louime; Raza, 2024), evidenciando o potencial desses modelos para capturar relações complexas entre variáveis ambientais e emissões de CH₄.

Em contextos energéticos e industriais, abordagens semelhantes vêm sendo aplicadas à cadeia de petróleo e gás e a processos correlatos. No estudo de Elmaz et al. (2020) sobre reforma a seco de metano, são empregados três métodos de regressão, redes neurais artificiais, máquinas de vetor de suporte e regressão polinomial, para prever a produção de gás de síntese. Já segundo Lu (2022, p. 26), em sua tese voltada à análise de dados de *flaring* indica de forma explícita o uso combinado de inferência Bayesiana e modelos de *Machine Learning* (ML) para tratar séries complexas de queima de gás e afirma que:

*"Bayesian learning implemented by Markov chain Monte Carlo methods is very effective in flaring data analytics. A series of parametric and nonparametric machine learning models are developed for various analytics goals"*²

² "A aprendizagem Bayesiana implementada por métodos de Monte Carlo em Cadeias de Markov é muito eficaz na análise de dados de queima de gás. Uma série de modelos de aprendizado de máquina paramétricos e não paramétricos são desenvolvidos para diversos objetivos analíticos."

A literatura de monitoramento e sensoriamento remoto reforça essa convergência entre medições avançadas e modelagem estatística. Lu *et al.* (2021) aplicam o que denominam Bayesian *machine learning* a séries temporais de queima observadas por satélite em North Dakota, mostrando que os processos gaussianos são eficazes na inferência de tendências latentes de queima em tochas. Em escala de instalação, estudo publicado em IJzermans *et al.* (2024) descreve o uso combinado de um espectrômetro a laser de múltiplos caminhos abertos e inferência Bayesiana para monitoramento contínuo de metano em uma unidade de *midstream* de óleo e gás. Esses trabalhos mostram que sistemas de medição de alta frequência, associados a técnicas avançadas de análise de dados, produzem séries temporais ricas que podem ser exploradas por modelos preditivos de IA aplicados ao metano.

Nesse contexto, aplicar técnicas de IA à modelagem da intensidade de metano no *upstream offshore* brasileiro significa alinhar a análise de dados operacionais da ANP com um corpo crescente de estudos que empregam redes neurais, métodos de ensemble e inferência Bayesiana para prever emissões em setores energéticos. O objetivo deixa de ser apenas quantificar emissões a posteriori e passa a incluir a identificação de padrões operacionais, condições de risco e cenários futuros de intensidade de CH₄, à semelhança do que já vem sendo feito em processos industriais de reforma de metano, em operações de *flaring* observadas por satélite e em sistemas de monitoramento contínuo em instalações de óleo e gás (Elmaz *et al.*, 2020; Lu, 2022; Louime; Raza, 2024; Lu *et al.*, 2021; IJzermans *et al.*, 2024).

3.4.1 Inovações aplicadas a emissões e energia

A literatura que aplica técnicas de IA e aprendizado de máquina ao metano e a sistemas energéticos pode ser organizada em três grupos principais: modelos de séries temporais para previsão em tempo quase real, aplicações baseadas em sensoriamento remoto e sistemas de monitoramento contínuo em instalações industriais.

No primeiro grupo, estudos em minas de carvão exploram modelos de séries temporais baseados em IA para antecipar concentrações de metano e condições de risco. Trabalhos recentes avaliam diferentes algoritmos de previsão aplicados a dados de sistemas de monitoramento atmosférico em tempo real, mostrando que modelos especializados em séries temporais são capazes de capturar a dinâmica rápida das

emissões e apoiar decisões operacionais de segurança (Demirkan *et al.*, 2022). Essa abordagem é conceitualmente análoga ao uso de séries mensais de produção, queima e reinjeção no *upstream offshore*, em que a dependência temporal das emissões também é relevante para a construção de cenários.

Aplicações que combinam sensoriamento remoto e IA/ML têm ganhado espaço na análise de *flaring*. Na Bacia de Bakken, por exemplo, um estudo utiliza observações noturnas de luminosidade associadas à queima em tochas, provenientes principalmente do sensor VIIRS, e aplica métodos de *Bayesian machine learning* para relacionar essas observações a volumes de *flaring*. Os autores empregam processos gaussianos para inferir tendências latentes de queima a partir das séries de dados, evidenciando como modelos probabilísticos avançados podem ser usados para reconstruir o comportamento temporal do *flaring* com base em medições indiretas (Lu *et al.*, 2021).

Em escala de instalação, sistemas integrados de monitoramento contínuo também têm incorporado modelagem estatística avançada. Um estudo publicado em Scientific Reports descreve a implantação de um sistema de monitoramento de área ampla em uma unidade de *midstream* de óleo e gás, combinando um espectrômetro a laser de múltiplos caminhos abertos com um esquema de inferência Bayesiana para estimar taxas de emissão de metano ao longo de vários meses (IJzermans *et al.*, 2024). Nesse tipo de aplicação, as séries de concentração de CH₄ geradas em alta frequência alimentam modelos que quantificam as emissões e suas incertezas, servindo como base para diagnóstico operacional.

Em processos energéticos intimamente ligados ao metano, como a reforma a seco, a IA também tem sido empregada para modelagem preditiva. Elmaz *et al.* (2020) utilizam redes neurais artificiais, máquinas de vetor de suporte e regressão polinomial para prever a produção e a composição do *syngas* (gás de síntese) a partir de parâmetros operacionais, e destacam que diversos estudos anteriores já haviam aplicado modelos de inteligência artificial baseados em dados ao processo de reforma de metano. De forma semelhante, Lu *et al.* (2021) demonstra que a combinação entre aprendizado Bayesiano, implementado por cadeias de Markov Monte Carlo, e diferentes modelos de *machine learning* paramétricos e não paramétricos é eficaz para análise de dados de *flaring*, reforçando o potencial dessas abordagens para capturar relações complexas entre variáveis de processo e emissões.

Em conjunto, esses trabalhos indicam que modelos de IA/ML são particularmente úteis em contextos com grande volume de dados, medições de alta frequência e processos nos quais as relações entre variáveis são não lineares e multidimensionais. Embora o presente TCC utilize dados mensais públicos da ANP e opte, por esse motivo, por não aplicar inteligência artificial, a revisão desses estudos fornece um referencial metodológico importante e aponta caminhos para a futura integração de técnicas de IA a sistemas de mensuração, relato e verificação de metano no setor de petróleo e gás.

3.4.2 Variáveis-alvo e explicativas

A escolha da variável-alvo e das variáveis explicativas é um passo central em qualquer esforço de modelagem preditiva. Neste trabalho, a variável-alvo é a intensidade de metano associada ao *flaring*, construída a partir da razão entre o volume de gás queimado e o volume de hidrocarbonetos produzidos em cada instalação, em linha com o indicador de *flaring intensity* definido pelo *Global Gas Flaring Reduction Partnership* como a quantidade de gás (m^3) queimada por barril de óleo produzido (World Bank, 2025). Esse indicador sintetiza, em uma métrica única, o grau de queima em relação à produção e serve de base para a posterior conversão em intensidade de CH_4 por meio de fatores de emissão.

As Diretrizes do IPCC para emissões fugitivas de petróleo e gás ressaltam que estimativas em níveis metodológicos mais avançados (*Tier 2* e *Tier 3*) exigem dados de atividade detalhados, como volumes de gás produzido, volumes queimados e ventilados, quantidades reinjetadas e informações de conservação de gás (IPCC, 2019). No Capítulo 4, esses dados são explicitamente listados como “*Gas to Oil Ratios, Flared and Vented Volumes, Re-injected Gas Volumes, Utilised Gas Volumes, Gas Compositions*”, constituindo o conjunto mínimo de variáveis para caracterizar *venting* e *flaring* em campos de produção de óleo (IPCC, 2019).

A literatura setorial brasileira converge com essas recomendações ao destacar o papel da razão gás-óleo (GOR) e do destino do gás produzido na definição da estratégia de produção e no perfil de emissões. No estudo de Blanco e Gallo (2024), a razão entre o volume de gás no óleo produzido sob condições padrão é descrita como “uma das variáveis mais importantes na estratégia de produção de um campo”, destacando-se que altos valores de GOR levam a uma maior produção de gás natural,

que pode ser utilizado para suprir demandas energéticas da plataforma, para *gas-lift* e reinjeção ou destinado à comercialização. Quando essas alternativas de aproveitamento não estão disponíveis ou são economicamente inviáveis, o excedente tende a ser queimado em *flare*, contribuindo para as emissões associadas ao campo.

À luz desse referencial, e considerando as séries mensais da ANP (2025) utilizadas neste TCC, a intensidade de metano é modelada a partir de um conjunto de variáveis explicativas que refletem tanto o comportamento de processo quanto as características estruturais dos ativos. No plano operacional, são empregadas: (i) a intensidade de *flaring* (m^3 de gás queimado por m^3 de gás produzido), derivada diretamente das bases da ANP; (ii) o percentual de reinjeção de gás em relação ao gás produzido, que expressa a fração do gás associada a estratégias de recuperação ou armazenamento e (iii) a produção mensal de petróleo e de gás natural, utilizada como variável de escala e de normalização.

No plano estrutural, o modelo incorpora variáveis categóricas e temporais extraídas dos metadados da ANP, como o tipo de instalação (FPSO, plataforma fixa ou *onshore*) e a idade aproximada do ativo, obtida a partir do ano de início de produção. Essas variáveis refletem diferenças tecnológicas e de infraestrutura de escoamento, em linha com estudos que analisam projetos de recuperação de gases enviados ao *flare* em unidades FPSO e que utilizam indicadores quantitativos de desempenho, como volumes de gás emitido e recuperado, capacidade de compressão disponível e ganhos de recuperação de gás, para avaliar alternativas de mitigação (Castro, 2025).

Assim, o vetor de variáveis adotado neste trabalho, intensidade de *flaring*, percentual de reinjeção, produção de óleo e gás, tipo de instalação e idade do ativo, articula, de forma coerente com IPCC (2019), World Bank (2025), Blanco e Gallo (2024) e Castro (2025), os determinantes produtivos e estruturais mais diretamente associados à intensidade de metano no *upstream offshore* brasileiro.

3.4.3 Métodos de modelagem

A escolha dos métodos de modelagem é condicionada ao tipo de dado disponível, ao tamanho da amostra e ao objetivo da previsão. Na literatura sobre processos energéticos, uma primeira família de abordagens reúne modelos estatísticos clássicos e algoritmos de aprendizado supervisionado voltados à

regressão. Yücel (2020), ao modelar a produção de gás de síntese em reforma a seco de metano sobre catalisador de cobalto, compara diferentes abordagens estatísticas e de machine learning, incluindo regressão polinomial, redes neurais artificiais e *support vector regression*, para prever conversão de CH₄, conversão de CO₂ e rendimentos de H₂ e CO. O autor destaca a importância de avaliar o desempenho dos modelos em dados não vistos, utilizando validação cruzada e múltiplas métricas de erro na comparação entre métodos (Yücel, 2020).

Em contexto diretamente ligado às emissões de metano, Louime e Raza (2024) desenvolvem modelos de IA/ML para previsão de emissões em sistemas biológicos de algas marinhas, avaliando o desempenho de algoritmos de Regressão Linear, Support Vector Machine (SVM), Random Forest e k-vizinhos mais próximos (k-NN) com base em métricas como acurácia, F1-score, revocação (*recall*) e precisão. Os autores mostram que a comparação entre diferentes algoritmos supervisionados permite identificar, para um mesmo conjunto de variáveis físicas e operacionais, combinações que reduzem o erro de previsão e melhor capturam relações não lineares entre os preditores e as emissões de CH₄ (Louime; Raza, 2024). Em conjunto, esses trabalhos ilustram que modelos de regressão estatística e algoritmos supervisionados de regressão constituem a base da modelagem preditiva em problemas com estrutura semelhante à intensidade de metano.

Uma segunda família de abordagens foca explicitamente a dimensão temporal das séries e a incerteza associada às emissões. Lu *et al.* (2021) utilizam o que denominam *Bayesian machine learning* para analisar séries temporais de queima de gás observadas por satélite em North Dakota, implementando aprendizado Bayesiano por meio de métodos de Markov chain Monte Carlo (MCMC) para duas tarefas principais: análise de séries temporais de *flaring* e aproximação de distribuições de probabilidade associadas aos volumes queimados. Em escala de instalação, IJzermans *et al.* (2024) combinam um espectrômetro a laser de múltiplos caminhos abertos com algoritmos de análise Bayesiana baseados em MCMC para detecção, localização e quantificação de emissões fugitivas em uma unidade de processamento de gás, demonstrando que a integração entre sensores de alta precisão e inferência probabilística permite quantificar emissões de metano em regime contínuo. Já Duzgun *et al.* (2022), em estudo voltado a minas de carvão, compararam o desempenho de dez algoritmos de séries temporais na previsão em tempo quase real de risco de explosão,

concluindo que métodos como HIVE-COTE, ROCKET e RISE são capazes de produzir previsões acuradas de concentrações de metano e de zonas explosivas a partir de dados de sensores e de simulações CFD.

À luz desse panorama, a estratégia adotada neste trabalho privilegia métodos de menor complexidade e maior transparência, compatíveis com a dimensão da amostra e com o objetivo de interpretar os determinantes da intensidade de metano no *upstream offshore* brasileiro. As projeções até 2030 são realizadas por meio de regressões lineares simples aplicadas às séries mensais de intensidade de *flaring* construídas a partir dos dados da ANP, enquanto um modelo de regressão linear múltipla em forma fechada (OLS) é empregado para avaliar a contribuição de variáveis estruturais, como tipo de instalação, bacia e percentual de reinjeção, na variação observada da intensidade. A divisão temporal entre períodos de treino e teste e o uso de métricas de erro inspiram-se nas práticas relatadas por Yücel (2020) e Duzgun et al. (2022), mas são ajustados às limitações de tamanho da amostra e à necessidade de manter interpretabilidade.

3.4.4 Validação e calibração

A validade de um modelo preditivo depende diretamente da forma como seu desempenho é avaliado em dados não utilizados no ajuste. Em estudo sobre reforma seca de metano, Yücel (2020) emprega três métodos de regressão, redes neurais artificiais, *support vector machine* e regressão polinomial, e explicita que a avaliação da acurácia preditiva é feita por meio de métricas como o Coeficiente de Correlação (R^2), o Coeficiente de Correlação Ajustado (Adj. R^2), o Erro Quadrático Médio (Root-Mean-Square Error – RMSE) e o Erro Quadrático Médio Logarítmico Normalizado (RMSLE). O autor indica ainda que os desempenhos de treinamento e teste são obtidos por validação cruzada 10-fold, com pontuações apresentadas separadamente para cada método, reforçando a importância de separar amostras para estimar a capacidade de generalização dos modelos (Yücel, 2020).

No campo específico de emissões de metano, Louime e Raza (2024) desenvolvem modelos de IA/ML para previsão de emissões em sistemas de algas marinhas e utilizam como função de perda o Erro Absoluto Médio (*Mean Absolute Error* – MAE), complementando a avaliação com o Erro Percentual Absoluto Médio (*Mean Absolute Percentage Error* – MAPE) em gráficos que comparam o desempenho

entre conjuntos de treinamento e validação, bem como entre emissões observadas e previstas. Os autores descrevem ainda, para a etapa de detecção, o uso de métricas de classificação como acurácia, precisão, recall e F1-score, todas definidas explicitamente como proporções entre verdadeiros positivos, verdadeiros negativos e casos totais (Louime; Raza, 2024). Esses resultados ilustram a prática de combinar múltiplos indicadores (MAE, MAPE, R², entre outros) para avaliar de forma robusta a qualidade preditiva de modelos de metano.

A literatura voltada a séries temporais realça, por sua vez, a necessidade de validar modelos em janelas de tempo distintas das usadas no ajuste. Duzgun *et al.* (2022) avaliam o desempenho de dez algoritmos de séries temporais na previsão em tempo quase real de concentrações de metano em minas de carvão, comparando-os com base na acurácia de classificação em sete conjuntos de dados e concluindo que previsões acuradas são possíveis com algoritmos como HIVE-COTE, ROCKET e RISE. Embora o contexto setorial seja distinto, o estudo reforça a necessidade de avaliar modelos em dados futuros (ou mantidos em reserva) e de explicitar a métrica utilizada para mensurar o desempenho.

A calibração de modelos preditivos de emissões também pode ser aprimorada pela comparação com referências independentes. A documentação do Global Methane Tracker 2025 descreve que as intensidades de emissão de metano da Agência Internacional de Energia são construídas a partir de inventários oficiais, como o inventário de gases de efeito estufa dos Estados Unidos, combinados com dados adicionais de medições e estatísticas públicas, e menciona explicitamente que, quando diferentes estudos de medição fornecem resultados divergentes, é escolhido o estudo mais recente e abrangente como base para as estimativas (IEA, 2025). De forma complementar, IJzermans *et al.* (2024) apresentam um método de monitoramento contínuo em uma instalação de óleo e gás que combina um espectrômetro a laser de múltiplos caminhos abertos com algoritmos de análise Bayesiana baseados em inferência via Markov Chain Monte Carlo (MCMC), produzindo distribuições posteriores para taxas de emissão e discutindo a incerteza associada às estimativas. Esses trabalhos evidenciam que a calibração e a validação de modelos de metano se beneficiam da triangulação entre modelos estatísticos, inventários oficiais e medições independentes de alta precisão.

3.4.5 Projeções

A projeção de emissões e da intensidade de metano em cenários futuros costuma ser feita pela combinação de modelos energéticos e climáticos com hipóteses explícitas de política e tecnologia. De acordo com a documentação do Global Methane Tracker 2025 e do Global Energy and Climate Model (GEC), as trajetórias futuras de emissões de metano são calculadas no âmbito do Global Energy and Climate Model (GEC) da IEA, que projeta emissões por setor até 2050 em diferentes cenários, como *Stated Policies* (STEPS) e *Net Zero Emissions by 2050* (NZE). Essas projeções são então usadas em conjunto com o modelo climático MAGICC para estimar o impacto sobre o aquecimento global, incluindo cenários em que a própria documentação apresenta projeções de emissões de metano relacionadas à energia e aumentos de temperatura estimados com base no modelo climático MAGICC (IEA, 2023; 2025).

Do ponto de vista metodológico, abordagens de extração simples continuam presentes na literatura de metano. No estudo sobre o aumento recente das emissões globais, Hausmann *et al.* (2016) constroem cenários de emissões para o período 2007–2014 a partir de observações de metano e etano, utilizando extrações simples das séries (essencialmente lineares no intervalo) para quantificar o incremento total atribuível ao setor de óleo e gás. Esse tipo de tratamento ilustra que regressões lineares ajustadas a séries históricas ainda são ferramentas legítimas para construir cenários de referência quando não há informação detalhada sobre todas as variáveis de controle.

4 MATERIAL E MÉTODOS

O trabalho foi dividido em duas frentes complementares, um levantamento teórico de estudos, artigos, diretrizes oficiais e regulamentações sobre emissões de metano, *flaring*, MRV e regulação, e uma etapa de análise empírica baseada em dados públicos da ANP, voltada à construção de indicadores de intensidade e à modelagem de tendências e validação temporal. É apresentada na Figura 3 de forma visual a divisão proposta no trabalho para a metodologia.

Figura 3 - Formato da metodologia do trabalho



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

A seguir, detalham-se os procedimentos de busca e seleção das referências por meio do Levantamento Teórico (Seção 4.1) e, em seguida, o tratamento de dados e a estratégia analítica aplicada às séries da ANP através da Análise Empírica (Seções 4.2). Para melhor entendimento e transparência do trabalho foi adicionada a Seção de Limitações e Justificativa, com justificativas da abordagem do trabalho e as limitações do estudo (Seção 4.3).

4.1 Levantamento Teórico

No levantamento teórico foram priorizadas três famílias de fontes, com foco em materiais recentes e alinhados às práticas de MRV e regulação:

- Documentos de referência e normas (IPCC, IEA, Comissão Europeia, ANP, OGMP 2.0, *Methane Guiding Principles*);
- Relatórios técnicos institucionais (IEA Global Methane Tracker, World Bank/GGFR, documentos da Comissão Europeia sobre o Regulamento (UE) 2024/1787, entre outros);
- Literatura revisada por pares sobre metano, *flaring*, *venting*, reinjeção, superemissores e modelagem/intensidade em *upstream*.

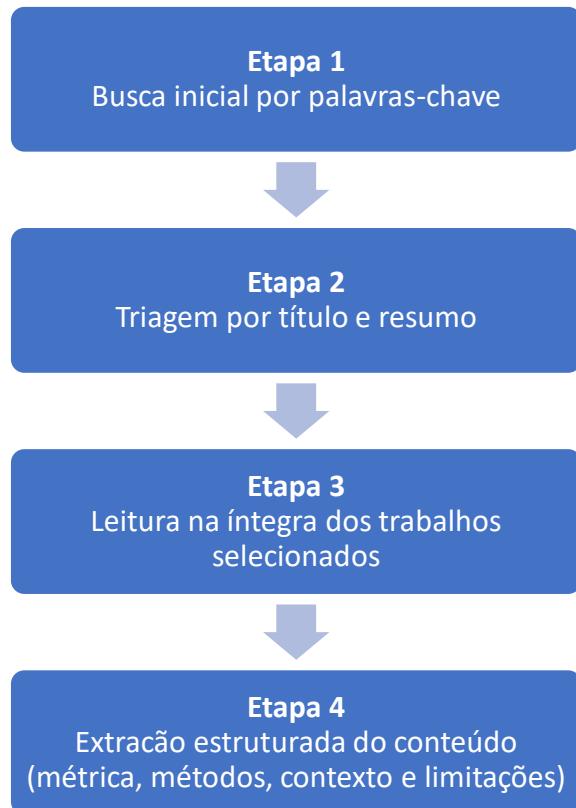
As fontes foram identificadas a partir de buscas nas bases Periódicos CAPES e Google Scholar, para artigos científicos, e em portais oficiais (IPCC, IEA, Comissão Europeia, ANP, *Methane Guiding Principles*, UNEP, World Bank/GGFR) para documentos técnicos e normativos. As principais *strings* de busca utilizadas foram:

- Português: “metano *upstream*”, “queima de gás (*flaring*) intensidade”, “reinjeção plataforma *offshore*”, “OGMP 2.0 metano”, “Regulamento UE 2024/1787 metano”, “ANP 806 2020 reinjeção”.
- Inglês: “*methane intensity upstream offshore*”, “*gas flaring efficiency methane slip*”, “*super-emitter Pareto oil and gas*”, “*MRV methane IPCC OGMP*”, “*EU methane regulation 2024/1787*”, “*satellite methane flaring*”.

Foram adotados critérios de inclusão e exclusão baseados no objetivo principal do trabalho. O material deveria ter relevância direta a *upstream* óleo & gás (com ênfase *offshore*) e metano/*flaring/venting*, com descrição de métricas, métodos ou evidências empíricas de emissão/intensidade e determinantes como reinjeção, eficiência de *flare*; Normas/relatórios de órgãos reconhecidos (IPCC/IEA/UE/ANP) e artigos revisados por pares; Recorte temporal 2016–2025, admitindo clássicos anteriores quando fundamentais. Foram excluídos documentos que não apresentavam relação com emissões de metano ou sem aplicação/metodologia quantitativa relevante e documentos sem origem institucional confiável ou sem transparência metodológica.

Essa abordagem buscou equilibrar profundidade técnica e foco temático, articulando referências diretivas (normas, regulamentos, guias de MRV) e estudos empíricos recentes sobre eficiência de *flare*, *venting*, reinjeção, superemissores e modelagem de intensidade. A Figura 4 apresenta, de forma esquemática, o fluxo de revisão bibliográfica utilizado no trabalho, desde a busca inicial por palavras-chave até a categorização final dos estudos com extração estruturada do conteúdo.

Figura 4 - Diagrama de fluxo de revisão bibliográfica



Fonte: Elaborada pelo autor (2025)

O levantamento bibliográfico foi desenhado para ancorar as escolhas metodológicas (métricas, agregações, técnicas analíticas e formas de validação) em fontes técnicas e acadêmicas reconhecidas, garantindo coerência com práticas de monitoramento, reporte e verificação de metano em óleo e gás e com o arcabouço regulatório aplicável ao Brasil e à União Europeia.

4.2 Análise Empírica

Na dimensão empírica, investigou-se a intensidade de metano associada ao *flaring* no *upstream offshore* brasileiro a partir de dados públicos da ANP (Painel Power BI). A estratégia metodológica buscou ser simples, transparente e reproduzível, organizada em cinco componentes principais:

- (I) Construção de indicadores padronizados em nível mensal/instalação;
- (II) Análise descritiva e de concentração (Pareto);
- (III) Checagem de relações escalares entre produção e queima;
- (IV) Projeções lineares até 2030 (agregado e Top-10);
- (V) Validação temporal fora da amostra (holdout 2025).

O foco é evidenciar sinais e determinantes operacionais da intensidade de metano, em linha com práticas de MRV e com a literatura recente sobre superemissões, e não estabelecer relações estritamente causais.

A metodologia adotada para a etapa prática parte de um racional orientado por referências técnico-regulatórias e pela literatura recente sobre metano no *upstream*, priorizando métricas de intensidade, transparência e reproduzibilidade.

Optou-se por trabalhar com dados mensais em nível de instalação *offshore*, em linha com recomendações de inventários (IPCC 2006/2019, Volume 2, Capítulo 4), com práticas de iniciativas de reporte (OGMP 2.0) e com a abordagem de intensidade do *Global Methane Tracker* da IEA e do *Global Gas Flaring Tracker* (World Bank/GGFR). Essa granularidade também dialoga com a hierarquia de destinação do gás prevista na Resolução ANP nº 806/2020 e com requisitos de mensuração e evidência do Regulamento (UE) 2024/1787.

Essa escolha de granularidade se apoia em três conjuntos de referências. Primeiro, as Diretrizes do IPCC para inventários nacionais de GEE recomendam o uso de dados de atividade de “boa qualidade” e o mais detalhados possível (produção, volumes tratados, queimados etc.) para o setor de petróleo e gás, enfatizando séries consistentes por fonte e período para reduzir incertezas nas estimativas de emissões fugitivas. Embora os inventários nacionais sejam anuais, o próprio IPCC indica que níveis mais desagregados de dados de atividade (por instalação, sistema ou período) aumentam a robustez dos resultados.

Em segundo lugar, o quadro OGMP 2.0 estabelece níveis de reporte em que a qualidade aumenta à medida que a granularidade avança de estimativas consolidadas por ativo/país (níveis 1–2) para estimativas por fonte e por instalação (níveis 3–5), com ênfase em inventários completos por tipo de fonte e em medições em nível de fonte/site. Trabalhar com dados mensais por instalação aproxima o banco de dados brasileiro dessa lógica de MRV mais granulado, mesmo utilizando somente dados públicos.

Em terceiro lugar, tanto o *Global Methane Tracker* da IEA quanto o *Global Gas Flaring Tracker* do Banco Mundial utilizam métricas de intensidade (emissões ou volume queimado dividido pela produção) como indicador-chave para comparar desempenho entre países e operadores e para avaliar progresso até 2030. Ao adotar uma métrica de intensidade de *flaring* em nível mensal/instalação e agregá-la de forma

ponderada pela produção, este trabalho replica a lógica desses instrumentos globais, porém com maior desagregação temporal e espacial.

No contexto brasileiro, a Resolução ANP nº 806/2020 é apontada em documentos oficiais como um instrumento de aprimoramento de MRV e de gestão de perdas de metano, incluindo *flaring* e práticas de LDAR. O uso da base pública da ANP em nível de instalação e em frequência mensal dialoga com esse movimento regulatório ao permitir o acompanhamento explícito da destinação do gás (produção, queima, reinjeção, consumo) ao longo do tempo.

Por fim, o Regulamento (UE) 2024/1787 exige que operadores europeus implementem sistemas de monitoramento, reporte e verificação em nível de fonte/site, alinhados ao OGMP 2.0, e que importadores reportem a intensidade de metano dos combustíveis fósseis importados, definida como emissões de metano por unidade de produção. Ao estruturar uma série histórica de intensidade de *flaring* em nível de instalação *offshore* brasileira, este trabalho antecipa o tipo de informação que será relevante para a discussão de equivalência de MRV e de exposição regulatória das exportações de gás e derivados para a União Europeia

4.2.1 Obtenção e escopo dos dados

Os dados foram obtidos a partir do painel público da ANP em Power BI, “Painel Dinâmico Produção de Petróleo e Gás Natural”, mediante solicitação de acesso. O período analisado compreende janeiro de 2020 a março de 2025, com unidade de análise definida como a instalação de produção em ambiente *offshore* (FPSOs e plataformas), em base mensal.

Sempre que disponíveis, foram extraídas as seguintes variáveis:

- Período (mês/ano);
- Nome da instalação, Tipo de instalação, Ambiente da instalação, Campo, Operadora;
- Gás produzido; Gás injetado; Gás ventilado, Gás lift, Gás consumido;
- Gás queimado (e, no recorte 2023-2025, as subcategorias: comissionamento, emergência, parada, segurança, limite operacional e teste de poço);
- Data de início de vigência do ativo (para cálculo de idade aproximada)

O recorte “marítimo” foi aplicado pelo filtro do campo “Ambiente da Instalação”.

Na Figura 5 é apresentada a página de entrada do portal do governo federal para acesso ao painel da ANP.

Figura 5 - Página do governo federal para acesso aos dados da ANP

The screenshot shows the official website of the Brazilian government (gov.br). The top navigation bar includes links for 'Ministério de Minas e Energia', 'Órgãos do Governo', 'Acesso à Informação', 'Legislação', 'Acessibilidade', and 'Entrar com gov.br'. A search bar with the placeholder 'O que você procura?' is present. Below the header, a breadcrumb trail shows the path: 'Central de Conteúdos > Painéis Dinâmicos da ANP > Painéis Dinâmicos sobre Exploração e Produção de Petróleo e Gás > Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural'. The main content area is titled 'Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural' and discusses the dynamic panels for oil and gas production, mentioning historical data visualization, filters, and data aggregation.

Fonte: ANP (2025)

4.2.2 Consolidação, padronização e filtros de qualidade

A consolidação exigiu tratar dois esquemas de dados distintos: 2020–2022, com colunas mais agregadas; e 2023–2025, com detalhamento das subcategorias de queima. Para garantir consistência histórica, “Gás Queimado (m³/mês)” foi definido por regra hierárquica: usar a coluna agregada quando presente; na ausência, reconstruir pela soma das subcategorias. Quando ambos coexistiam, adotou-se a agregada e verificou-se a aderência entre agregada e soma das subcategorias com tolerância de ±1 p.p. (para acomodar arredondamentos e mudanças de unidade).

As unidades foram padronizadas para m³/mês. Como a ANP reporta em alguns casos valores em m³/dia e, em outros, em mm³/dia, converteu-se toda grandeza diária para mensal multiplicando pelo número de dias do mês correspondente e, quando aplicável, pelo fator 10⁶ (mm³ → m³). A referência temporal mensal foi padronizada por meio do carimbo “Mês” (piso do Período), conforme prática usual de séries econômicas e energéticas.

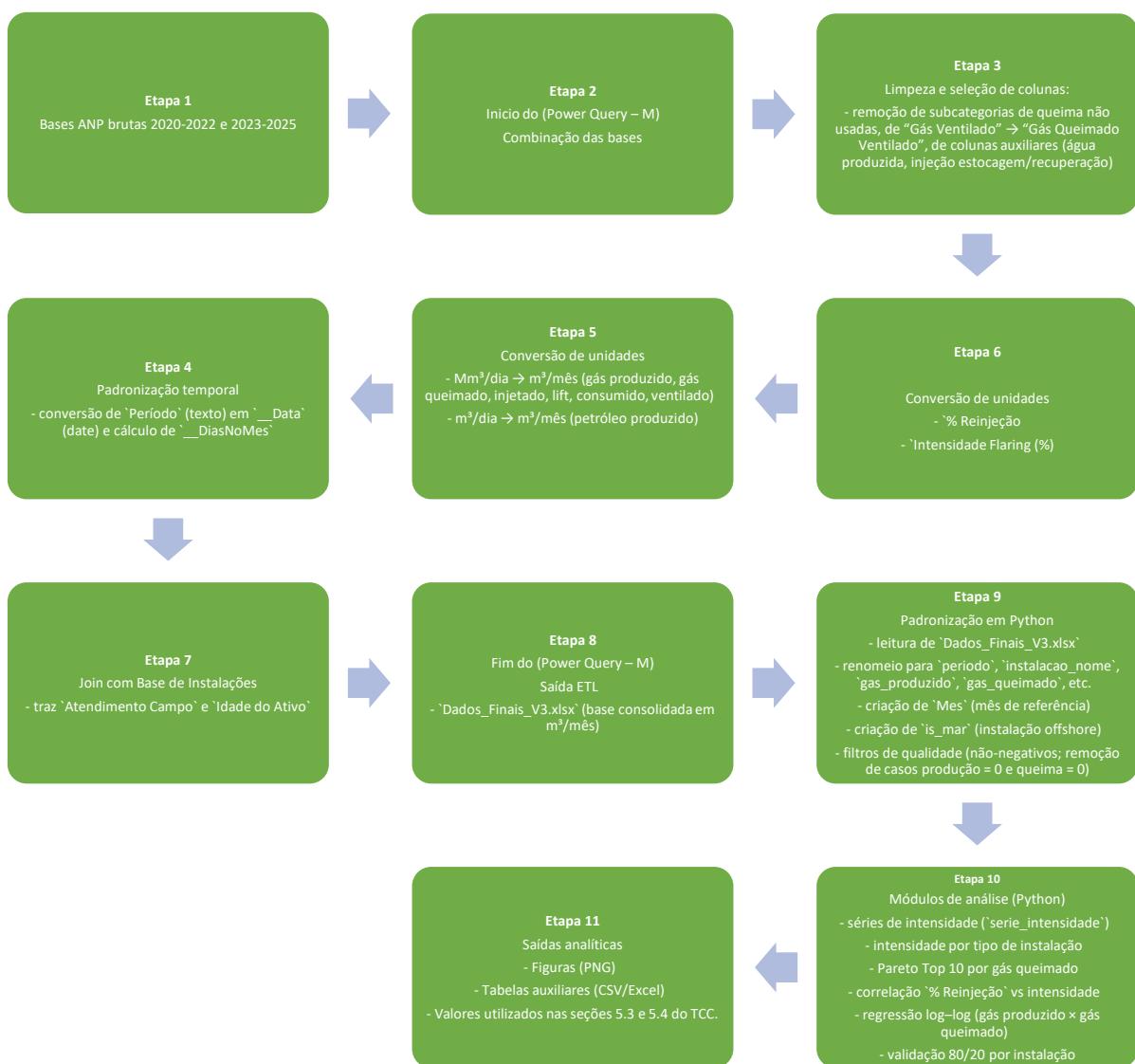
Após a padronização, foram aplicados filtros mínimos de qualidade:

- Manutenção apenas de observações com Gás Produzido > 0 (denominador válido) e Gás Queimado ≥ 0
- Remoção de registros com Período ou Nome de Instalação em branco;

- Exclusão de valores claramente inválidos e impossíveis (negativos em variáveis volumétricas).

Na Figura 6 é apresentado o fluxo de consolidação e ajustes realizado no Power Query, em 11 etapas, desde a combinação das bases ANP 2020–2022 e 2023–2025, passando pela conversão de unidades e cálculo de indicadores (% Reinjeção e Intensidade *Flaring*), até a geração da base final utilizada nas análises em Python.

Figura 6 – Fluxo de tratamento de dados



Fonte: Elaborada pelo autor (2025)

A base consolidada resultou em 23.362 observações mensais do tipo instalação × mês para o período de 2020 a 2025 (*onshore* e *offshore*). Destas, 4.893 referem-se a instalações marítimas. Após a aplicação do filtro adicional que elimina apenas os casos em que não há produção nem queima de gás no mês (produção = 0 e queima = 0), restaram 4.192 observações *offshore* utilizadas nas análises de intensidade de *flaring*, correspondentes a 133 instalações marítimas distintas.

4.2.3 Construção das variáveis-chave

Com a base única consolidada, derivaram-se as variáveis-chave de análise. A intensidade de *flaring* foi definida como a razão entre Gás Queimado e Gás Produzido, em percentagem, calculada ao nível de instalação/mês e, para o agregado nacional mensal, calculada de forma ponderada através da Equação 1, isto é:

$$\text{Intensidade de flaring (\%)} = \frac{\text{Gás Queimado}}{\text{Gás Produzido}} \times 100 \quad (1)$$

A porcentagem de reinjeção foi definida por meio da Equação 2:

$$\text{Reinjeção (\%)} = \frac{\text{Gás Injetado}}{\text{Gás Produzido}} \times 100 \quad (2)$$

A idade do ativo obtida pela diferença, em meses e anos, entre o mês de referência e a data de início de vigência do ativo, reconhecendo que essa data pode não coincidir exatamente com a entrada em operação.

Essas variáveis compõem o núcleo da análise, em coerência com o conjunto mínimo de dados de atividade recomendado pelo IPCC para estimativa de emissões fugitivas de petróleo e gás (volumes produzidos, queimados, ventilados, reinjetados e utilizados) e com estudos que destacam a importância da reinjeção, do tipo de instalação e da idade do ativo como condicionantes de queima e intensidade.

4.2.4 Procedimentos de análise e modelagem

A estratégia analítica adotada neste trabalho compreendeu quatro blocos complementares, diretamente associados às figuras de resultados: análise descritiva temporal e de concentração; exploração de relações bivariadas de interesse operacional; projeções lineares de intensidade até 2030; e validação temporal simples do modelo de intensidade. A seguir, detalham-se os procedimentos de cada bloco.

4.2.4.1 Análise descritiva temporal e de concentração por instalação

A primeira etapa da análise consistiu em caracterizar o comportamento temporal da intensidade de *flaring* no conjunto *offshore* e em avaliar o grau de concentração da queima por instalação, em linha com a literatura que aponta forte efeito Pareto nas emissões de metano associadas ao setor de óleo e gás.

No nível agregado, partiu-se da base consolidada com os filtros de qualidade descritos na Seção 4.2.2, mantendo apenas observações com gás produzido positivo e variáveis volumétricas não negativas. Para cada mês do período 2020–2025, foi calculada a intensidade de *flaring* como a razão entre o volume de gás queimado e o volume de gás produzido, ponderada pela produção de gás de cada instalação. Esse cálculo gera uma série temporal mensal da intensidade agregada, sobre a qual é aplicada uma média móvel ponderada de 12 meses, com o objetivo de suavizar flutuações de curto prazo e evidenciar a tendência de médio prazo. Adicionalmente, foi implementado um filtro específico que exclui os meses em que o gás produzido é positivo e o gás queimado reportado é igual a zero, de forma a reduzir o impacto de situações operacionais atípicas, sub-relato de queima ou inconsistências de reporte na leitura da trajetória agregada.

Em seguida, a análise concentrou-se na distribuição espacial e operacional da queima entre as instalações *offshore*. A hipótese de trabalho é de que uma parcela reduzida dos ativos responde por uma fração desproporcional do volume total queimado, configurando um padrão de concentração compatível com o chamado efeito Pareto. Em termos gerais, o princípio de Pareto descreve contextos em que uma pequena proporção das unidades (por exemplo, cerca de 20% dos ativos) é responsável por uma grande parcela do resultado (por exemplo, 80% das emissões), sendo amplamente utilizado em gestão de risco e priorização de ações.

Para quantificar essa concentração, a base foi restringida a instalações em ambiente marítimo, com eliminação de meses em que gás produzido e gás queimado são simultaneamente iguais a zero. A partir daí, foram construídos dois conjuntos de indicadores.

Um primeiro conjunto baseado no volume total de gás queimado por instalação, obtido pela soma dos volumes mensais de “Gás Queimado” no período analisado. Esse indicador permite ranquear as instalações por contribuição absoluta para o

numerador da intensidade de *flaring* e calcular a participação acumulada dos principais ativos no volume total queimado.

Um segundo conjunto baseado na intensidade média de *flaring* por instalação, calculada como a média, ao longo do período, da razão entre gás queimado e gás produzido em cada mês, expressa em porcentagem. Para reduzir a influência de séries muito curtas e de valores extremos, consideraram-se apenas instalações com número mínimo de meses válidos e intensidades mensais dentro de um intervalo razoável (por exemplo, entre 0% e 100%), sempre com gás produzido positivo.

Em seguida, foi realizada uma análise dinâmica da evolução da intensidade por instalação entre dois subperíodos (2020–2022 e 2023–2025). Para cada instalação com dados em ambas as janelas, calculou-se a intensidade média em cada subperíodo e o delta de intensidade em pontos percentuais entre o segundo e o primeiro. Essa abordagem permite identificar ativos com maior aumento ou redução de intensidade ao longo do tempo, mantendo a mesma lógica de filtros de qualidade (gás produzido > 0, exclusão de meses com produção e queima simultaneamente nulas e remoção de intensidades mensais claramente incompatíveis com o intervalo operacional esperado).

Para além dos indicadores agregados e da identificação de ativos mais relevantes em termos de volume e de intensidade média, foi realizada também uma análise da distribuição da intensidade por instalação em função de características operacionais. Para isso, a base consolidada de séries mensais foi associada a uma base auxiliar de instalações, contendo informações sobre tipo de instalação (por exemplo, FPSO, plataforma fixa, unidade de produção em terra), ambiente de operação, campo ou agrupamento de atendimento e idade aproximada do ativo. A partir dessa junção, foram construídos resumos estatísticos da intensidade de *flaring* por tipo de instalação (mediana, quartis e número de observações), essa etapa permite comparar a distribuição da intensidade entre diferentes perfis de ativos.

4.2.4.2 Relações bivariadas operacionais

O segundo bloco da análise buscou explorar relações bivariadas entre variáveis operacionais simples e a intensidade de *flaring*, com foco em dois pares principais: porcentagem de reinjeção de gás versus intensidade de *flaring* e gás produzido versus gás queimado em escala logarítmica.

Para além dos indicadores agregados e da identificação de ativos mais relevantes em termos de volume e de intensidade média, foi realizada também uma análise da distribuição da intensidade por instalação em função de características operacionais. Para isso, a base consolidada de séries mensais foi associada a uma base auxiliar de instalações, contendo informações sobre tipo de instalação (por exemplo, FPSO, plataforma fixa, unidade de produção em terra), ambiente de operação, campo ou agrupamento de atendimento e idade aproximada do ativo. A partir dessa junção, foram construídos resumos estatísticos da intensidade de *flaring* por tipo de instalação (mediana, quartis e número de observações), essa etapa permite comparar a distribuição da intensidade entre diferentes perfis de ativos.

No primeiro caso, partiu-se da base consolidada filtrada para instalações em ambiente marítimo, mantendo apenas observações mensais com gás produzido positivo, intensidade de *flaring* válida e porcentagem de reinjeção calculada. Além disso, foram calculados dois coeficientes de correlação com base no par de variáveis % reinjeção e intensidade de *flaring*.

O coeficiente de correlação de Pearson (r), que mede a associação linear entre duas variáveis contínuas, assumindo relação aproximadamente linear e sensibilidade maior a valores extremos e o coeficiente de correlação de Spearman (ρ), que avalia a associação monotônica com base nas posições (ranks) dos dados, sendo menos sensível a outliers e dispensando a suposição de linearidade estrita. Além dos coeficientes de correlação, foi ajustado um modelo de regressão linear simples da intensidade de *flaring* em função da % reinjeção, de modo a estimar o sinal e a magnitude média da associação (esperando-se coeficiente angular negativo, isto é, maior reinjeção associada a menor intensidade).

No segundo caso, o interesse recaiu sobre a relação entre escala de produção de gás e volume de gás queimado. Foi ajustada uma regressão linear simples em escala log–log, interpretando o coeficiente angular b como elasticidade da queima em relação à produção em uma relação do tipo potência. Valores de $b < 1$ são tomados como indicativos de ganhos de eficiência com escala (a queima cresce menos que proporcionalmente à produção), enquanto valores próximos ou superiores a 1 sugerem ausência de ganhos ou até aumento da intensidade com o crescimento da produção.

Essas duas frentes bivariadas (reinjeção × intensidade e produção × queima em escala logarítmica) permitem avaliar de forma direta em que medida variáveis operacionais acessíveis em bases públicas ajudam a explicar a intensidade observada de *flaring* e a identificar padrões de eficiência ou ineficiência associados à reinjeção de gás e à escala de operação.

4.2.4.3 Projeções até 2030

O terceiro bloco da análise teve como objetivo construir projeções exploratórias da intensidade de *flaring offshore* até 2030, a partir da série mensal recente de intensidade agregada, de forma a obter cenários de tendência simples para comparação com metas de mitigação e exigências regulatórias. O ponto de partida é a base consolidada restrita a instalações em ambiente marítimo, após aplicação dos filtros de qualidade descritos anteriormente. O código remove registros em que produção e queima são simultaneamente nulas, seleciona apenas observações com gás produzido positivo, agrupa, para cada mês, o gás produzido e o gás queimado em m³/mês e calcula a intensidade média mensal. Sobre a série histórica mensal de intensidade agregada, são definidas três janelas de calibração: 2020–2023, 2023–2025 e 2020–2025 (toda série disponível).

Para cada janela, o procedimento é análogo, define-se um índice temporal de mês ($t = 1, 2, \dots, T$) correspondente apenas aos meses da janela considerada, ajusta-se uma regressão linear simples da intensidade agregada em função desse índice, estimada por mínimos quadrados ordinários, a reta resultante é então reparametrizada para ser ancorada no último valor observado da janela, isto é, a projeção é construída de forma que, no mês final da janela de calibração, o valor estimado coincide com a intensidade efetivamente observada. A partir dessa ancoragem, a reta é extrapolada até dezembro de 2030, gerando uma trajetória contínua de intensidade mensal projetada para cada janela.

Não há modelagem explícita de sazonalidade nem inclusão de variáveis explicativas adicionais (como reinjeção, tipo de instalação ou idade do ativo). As projeções devem ser interpretadas como um baseline puramente temporal, que estende a inclinação média observada em cada janela e permite comparar, de forma transparente, como diferentes escolhas de período de calibração (apenas anos

iniciais, apenas anos mais recentes ou o período completo) alteram a tendência implícita até 2030.

Do ponto de vista da construção da métrica, o procedimento leva em conta que, na amostra *offshore* utilizada, existem 4.134 observações mensais com gás produzido positivo, das quais 409 (cerca de 10% desse total) registram gás queimado igual a zero. Esses casos representam aproximadamente 0,6% do volume total de gás produzido: entram apenas no denominador da fração “gás queimado/gás produzido” e, portanto, tendem a reduzir ligeiramente a intensidade média agregada. Além disso, a métrica captura exclusivamente o *flaring* declarado (não inclui *venting* nem emissões fugitivas) e utiliza o gás produzido total como base, sem distinguir entre gás efetivamente escoado para o mercado e gás reinjetado no reservatório.

Nessas condições, os percentuais projetados (tipicamente na faixa de alguns pontos percentuais) devem ser entendidos como médias ponderadas do sistema *offshore*, em que instalações e períodos com desempenho muito bom (intensidade próxima de zero) diluem o impacto de ativos com intensidades muito superiores à média. As projeções lineares até 2030 são, portanto, instrumentos de visualização da direção implícita na trajetória recente da intensidade agregada, servindo como linha de base para discussão de riscos e compatibilidade com metas globais e marcos regulatórios, mais do que como previsões detalhadas condicionadas a cenários operacionais específicos.

4.2.4.4 Validação temporal

Como checagem básica da estabilidade temporal da intensidade de *flaring* e da robustez do uso de séries históricas, foi implementada uma validação 80/20 à base consolidada de instalações da ANP (*onshore* e *offshore*) por instalação, a partir da base consolidada.

Primeiro foi realizado pré-processamento e filtros. Parte-se da base após a remoção de registros em que produção e queima são simultaneamente nulas, restringindo a amostra a observações mensais com gás produzido > 0. Apenas valores no intervalo de 0-100% de intensidade de *flaring* são mantidos, de forma a reduzir o impacto de registros claramente incompatíveis com o comportamento esperado de um sistema de queima residual.

Posteriormente, foi realizada a seleção das instalações e divisão 80/20, consideram-se apenas instalações com pelo menos cinco observações mensais válidas. Para cada instalação i , os dados são ordenados cronologicamente e divididos em dois blocos, 80% meses iniciais compõem o conjunto de treino e 20% meses finais compõem o conjunto de testes. Essa divisão respeita a ordem temporal da série, evitando qualquer mistura artificial de meses antigos e recentes entre treino e teste.

O modelo de previsão adotado é intencionalmente simples, servindo como baseline de referência, para cada instalação i , calcula-se a média da intensidade de *flaring* no conjunto de treino. Essa média é utilizada como previsão constante para todos os meses do conjunto de teste daquela instalação. Em outras palavras, assume-se que a melhor previsão para os meses futuros, na ausência de choques, é a intensidade média observada nos meses passados daquela instalação.

Com base nas intensidades observadas e previstas no conjunto de teste, são calculadas, para cada instalação, as métricas de Erro Médio Absoluto (MAE), em pontos percentuais de intensidade, definido como a média dos valores absolutos da diferença entre intensidade prevista e observada, o Erro Percentual Absoluto Médio (MAPE), em porcentagem, calculado como a média dos erros absolutos divididos pela intensidade observada em cada mês, sempre que o denominador é positivo e o número de meses no conjunto de teste, utilizado para ponderar a relevância de cada instalação nas análises posteriores.

O procedimento é aplicado a todas as instalações que atendem aos critérios de dados mínimos, resultando em um conjunto de métricas por instalação (MAE, MAPE, tamanho do teste). Essas métricas são reunidas em um arquivo de resumo, que permite avaliar a distribuição dos erros entre as instalações e identificar, de forma agregada, padrões de estabilidade ou volatilidade da intensidade de *flaring* ao longo do tempo. Trata-se, portanto, de uma validação temporal simples, baseada em um baseline de média por instalação e em uma divisão 80/20 respeitando a ordem temporal, cujo objetivo principal é fornecer uma checagem mínima de consistência das séries de intensidade e dar suporte ao uso de tendências históricas nas projeções até 2030. Embora o foco principal deste trabalho seja o recorte *offshore*, a validação temporal foi aplicada ao conjunto completo de instalações como uma checagem geral de consistência das séries, sem impacto direto nas projeções específicas para o segmento marítimo.

4.3 Limitações, Justificativas e Implicações

Esta seção foi estruturada em três blocos, para trazer a limitações do estudo, as justificativas metodológicas e implicações resultantes das limitações e métodos adotados.

4.3.1 Limitações

O trabalho apresenta limitações tanto na dimensão bibliográfica quanto na parte analítica, que condicionam a interpretação dos resultados.

4.3.1.1 Limitações da literatura e dos referenciais

Identifica-se escassez de estudos de campo especificamente voltados ao *offshore* brasileiro, com medições diretas de eficiência de *flare*, metano não queimado, distribuição de superemissores e *venting* intermitente. Essa lacuna obriga o uso extensivo de evidência internacional (Mar do Norte, Canadá, EUA, entre outros) e relatórios globais, o que requer cautela na transferência de parâmetros e benchmarks para o contexto nacional.

Adicionalmente, sensores satelitais e aerotransportados possuem limiares de detecção que favorecem grandes eventos e podem subestimar emissões persistentes, porém de baixa taxa. Atribuir plumas observadas por satélite a ativos específicos em clusters *offshore* pode introduzir incertezas espaciais relevantes. A implementação do Regulamento (UE) 2024/1787 e dos guias OGMP 2.0 ainda está em evolução. Mudanças interpretativas futuras podem alterar requisitos de MRV, níveis de equivalência, periodicidade de mensuração e critérios de incerteza aceitável, afetando leituras de conformidade e comparação internacional.

4.3.1.2 Limitações de dados e métricas

Do ponto de vista empírico, a base consolidada reúne 23.362 registros mensais de produção e destinação de gás para 566 instalações, no período de 2020 a 2025. Desse total, 133 instalações estão em ambiente marítimo e 433 em terra, mas a análise do presente trabalho se concentra no subconjunto *offshore*, principalmente por representar parcela muito maior do volume de gás queimado em relação a instalações em terra. Ainda que a granularidade mensal em nível de instalação seja adequada ao

objetivo do estudo, a base não contém informações operacionais finas (paradas, *trips* de compressores, indisponibilidade de FGRU, testes, interdições, restrições de escoamento), o que limita a explicação de *outliers* e quebras de tendência. Além disso, o recorte exclui efeitos de *midstream* e *downstream*, impedindo avaliar deslocamentos de emissão por gargalos fora da plataforma.

Outra limitação estrutural diz respeito à impossibilidade de separar de forma sistemática, na base pública da ANP utilizada, instalações predominantemente associadas à produção do pré-sal e do pós-sal. A literatura e a prática industrial indicam que esses ambientes geológicos apresentam perfis distintos de produtividade, reinjeção, teor de CO₂, composição do gás e infraestrutura de escoamento, o que pode se traduzir em padrões diferentes de queima, ventilação e intensidade de metano. No entanto, os registros empregados neste trabalho encontram-se agregados ao nível de instalação, muitas vezes recebendo produção de múltiplos campos e reservatórios, sem um identificador explícito de província (pré/pós-sal) que permita construir séries comparáveis por ambiente geológico. Na prática, o subconjunto *offshore* analisado deve ser entendido como um agregado de instalações com composição potencialmente mista de fluxos do pré- e do pós-sal, o que limita a capacidade de inferir diferenças estruturais de intensidade entre esses dois contextos e restringe as conclusões a médias e padrões agregados do conjunto *offshore* brasileiro.

A partir de 2023, a ANP passa a discriminar subcategorias de queima (comissionamento, emergência, parada, segurança, limite operacional, teste de poço). Para garantir consistência histórica, “Gás Queimado” foi reconstruído por soma dessas subcategorias quando necessário, mantendo-se o valor agregado quando disponível e consistente. Mesmo com checagens de aderência, essa mudança de esquema pode introduzir descontinuidades de mensuração e afetar a comparabilidade interanual. A base também combina valores em m³/dia e Mm³/dia; por isso, todas as grandezas foram convertidas para m³/mês (dias do mês × 10⁶ quando aplicável). Essa padronização supõe certa regularidade intramensal e pode suavizar eventos curtos e intensos, como comissionamentos e paradas específicas.

O processo de limpeza envolveu a conversão explícita das datas de referência, a criação de um marcador mensal (“Mes”) e a remoção de registros com problemas mínimos de integridade. Foram excluídas observações com Período ou Nome da

Instalação em branco e, para o cálculo das métricas de intensidade, linhas com Gás Produzido ≤ 0 , totalizando 3.886 registros com gás produzido igual a zero na base original. Em termos de instalações, 224 ativos nunca registram queima (todas as observações de “Gás Queimado” iguais a zero ao longo da série), enquanto 55 instalações apresentam “Gás Produzido” igual a zero em todos os meses em que aparecem. Esses casos foram mantidos apenas quando relevantes para contexto (por exemplo, instalações que ainda não iniciaram produção), mas não entram no cálculo das métricas de intensidade, que exigem denominador positivo. “Gás Ventilado” mostrou menor estabilidade de reporte e não foi incorporado à métrica-alvo de intensidade. Pequenas inconsistências nominativas, como variações ortográficas em nomes de instalações/campos, podem permanecer apesar da normalização aplicada.

Algumas variáveis derivadas apresentam cobertura parcial. Em especial, parte dos registros não possui valor calculável para “% Reinjeção”, geralmente em meses com gás produzido igual a zero ou sem informação de injeção, e aproximadamente 76,5% das observações não têm “Idade do Ativo” preenchida, por depender de datas de início de vigência nem sempre disponíveis ou alinhadas à entrada efetiva em operação. Isso implica que qualquer análise envolvendo idade e reinjeção trabalha com subconjuntos da base e com potencial erro de medida na idade.

Quanto às métricas, a variável-alvo empírica deste trabalho é a intensidade de *flaring*, definida como a razão entre gás queimado e gás produzido multiplicada por 100, no nível mensal. Essa escolha é transparente, compatível com a literatura de intensidade de queima e comparável com relatórios internacionais. Ao longo do texto utiliza-se a expressão “intensidade de metano associada ao *flaring*”, mas é importante deixar explícito que não se estima diretamente uma intensidade física de metano em termos de toneladas de CH₄ por unidade de produção. A intensidade de *flaring* é tratada como uma *proxy* operacional linear da intensidade de metano associada à queima, sob a hipótese de que a composição do gás e a eficiência de destruição dos *flares* permaneçam em faixas típicas. A base pública da ANP, porém, não disponibiliza, por instalação e ao longo do tempo, dados de composição do gás nem de eficiência de destruição e remoção (DRE), o que impede aplicar fatores diferenciados de *methane slip* e construir um inventário de CH₄ em sentido estrito.

Assim, o foco analítico recai sobre a componente de emissões associada ao volume encaminhado ao sistema de queima, e não sobre a intensidade total de

metano do *upstream*, que incluiria ainda *venting* e emissões fugitivas. Em consequência, essa métrica está sujeita a alguns gaps: (i) efeitos de denominador, pois quedas de produção elevam a razão mesmo com queima estável; (ii) incapacidade de capturar variações reais de eficiência de combustão entre instalações e ao longo do tempo, de modo que a intensidade de CH₄ implícita é apenas proporcional à intensidade de *flaring* sob hipóteses simplificadas; e (iii) ausência de *venting* difuso e emissões fugitivas diagnosticadas por programas de LDAR, o que pode levar a uma subestimação da intensidade total de metano em nível de ativo. A mesma lógica vale para a porcentagem de reinjeção de gás, calculada como gás reinjetado dividido por gás produzido vezes 100, cuja confiabilidade depende da consistência simultânea de ambos os fluxos.

Em termos de comparabilidade internacional, a opção por trabalhar com m³ e razões volumétricas limita a tradução direta dos resultados para métricas em massa ou por unidade de energia, usualmente adotadas em inventários e regulações. Uma extensão natural deste trabalho seria aplicar fatores de composição e de eficiência por tipo de gás e de *flare*, à medida que tais informações se tornem disponíveis de forma sistemática.

Por fim, as projeções e validações adotadas também trazem limitações. As projeções são lineares no tempo e não modelam sazonalidade, quebras estruturais (entrada/saída de FPSOs, mudanças regulatórias, novos projetos de escoamento) nem variáveis de contexto (preços de petróleo, capacidade da malha de gás). A validação temporal implementada baseia-se em um split 80/20 por instalação, no qual a média histórica dos 80% primeiros meses é utilizada como baseline para prever os 20% meses finais, com avaliação por MAE e MAPE. Esse procedimento fornece alguma evidência *out-of-sample* de estabilidade da intensidade em parte das instalações, mas não substitui esquemas mais robustos de validação em blocos temporais ou modelos multivariados, que exigiriam séries mais longas, maior granularidade operacional e dados mais completos do que os disponíveis neste trabalho.

4.3.2 Justificativa metodológica

A decisão de não empregar técnicas de Inteligência Artificial/machine learning neste trabalho está diretamente relacionada às características e limitações da base

de dados utilizada, ao recorte adotado (intensidade de *flaring* como proxy operacional de intensidade de metano associada à queima) e aos objetivos da pesquisa. Em primeiro lugar, o horizonte temporal disponível é relativamente curto (2020–2025) e organizado em frequência mensal por instalação. Na prática, muitas instalações apresentam séries com lacunas, períodos reduzidos de operação ou mudanças bruscas de padrão, o que diminui o número efetivo de observações por unidade. Modelos de IA voltados à previsão de séries temporais ou à identificação de padrões não lineares tendem a exigir históricos mais longos, maior densidade temporal (por exemplo, dados diários ou horários) e conjuntos de dados mais estáveis para evitar *overfitting* e garantir capacidade real de generalização.

Em segundo lugar, embora a planilha consolidada reúna variáveis operacionais relevantes (produção, queima, reinjeção, consumo, ventilação, tipo de instalação), algumas informações centrais para uma modelagem mais sofisticada apresentam cobertura incompleta ou apenas aproximada. É o caso da idade do ativo, que depende de datas de início de vigência nem sempre disponíveis ou perfeitamente alinhadas à entrada efetiva em operação, além de campos com valores ausentes para parte das instalações. Outros determinantes operacionais reportados na literatura, como condições de processo, estado de compressores, disponibilidade e desempenho de FGRU, regimes específicos de flare, eventos de parada ou intervenções de manutenção, simplesmente não estão presentes nos dados públicos da ANP. Forçar modelos de IA/ML sobre um conjunto com variáveis-chave ausentes, proxies grosseiros e um número limitado de observações por série aumentaria o risco de produzir relações espúrias, previsões pouco robustas e resultados de difícil interpretação.

Por fim, o objetivo central da pesquisa é estimar ordens de grandeza da intensidade de *flaring* e utilizá-la como proxy linear da intensidade de metano associada ao *flaring*, explorando seus determinantes operacionais de forma transparente e alinhada às discussões de MRV e ao debate regulatório (Resolução ANP nº 806/2020, OGMP 2.0, Regulamento (UE) 2024/1787), e não maximizar a acurácia preditiva em si. Nesse contexto, a combinação de estatística descritiva, regressões lineares simples no tempo, análises bivariadas e um baseline de validação temporal por instalação (split 80/20 com média histórica) mostrou-se mais adequada ao tamanho e à qualidade da base disponível, além de mais coerente com a

necessidade de rastreabilidade e interpretabilidade metodológica em um contexto regulatório. Técnicas de IA/ML são, portanto, reconhecidas e discutidas na revisão bibliográfica como fronteira promissora para trabalhos futuros, especialmente em cenários com dados de maior granularidade temporal e variáveis operacionais mais completas, mas foram deliberadamente excluídas da abordagem empírica deste TCC em função da ausência de dados robustos e da prioridade conferida à transparência, à comparabilidade internacional da métrica de *flaring* e à clareza na interpretação dos resultados.

Embora o debate internacional sobre metano e os principais referenciais de MRV (IPCC, IEA, OGMP 2.0, Regulamento (UE) 2024/1787) expressem emissões predominantemente em termos de massa de CH₄ ou CO₂ equivalente e, em muitos casos, por unidade de energia ou de produto, este trabalho opta por manter as unidades volumétricas nativas da base da ANP. As variáveis fundamentais são reportadas em m³/mês, e a métrica central de análise é uma razão adimensional (intensidade de *flaring*, em %), dada por m³ de gás queimado dividido por m³ de gás produzido. A conversão dessas grandezas volumétricas em toneladas de CH₄ ou CO₂e, ou em intensidades por unidade de energia, exigiria hipóteses adicionais sobre composição do gás e eficiência de combustão dos *flares* em cada instalação, informações que não estão disponíveis na base pública utilizada. Diante disso, o foco recai sobre a comparação relativa de intensidades e a identificação de padrões de concentração de *flaring* entre ativos, tratando a intensidade de *flaring* como *proxy* operacional da intensidade de metano associada à queima, em vez de buscar reproduzir, de forma aproximada, as unidades físicas detalhadas das regulamentações e inventários internacionais.

4.3.3 Implicações e Mitigações

A partir das limitações identificadas, há possíveis implicações para o trabalho, como associações identificadas serem diferentes de causalidade, ou seja, as correlações e as regressões lineares simples adotadas são essencialmente descritivas, não causais. As trajetórias projetadas até 2030 representam extrapolações lineares sob hipóteses de continuidade das condições observadas. Choques operacionais, novos projetos de escoamento, mudanças regulatórias ou tecnológicas podem deslocar significativamente essas curvas. Além disso,

comparações interanuais e entre instalações dependem da consistência do denominador (produção) e são sensíveis à mudança de esquema de reporte de queima em 2023.

Com objetivo de contornar as limitações impostas foram adotadas algumas medidas mitigatórias no estudo como:

- Padronização de unidades e checagem de consistência entre “Gás Queimado” agregado e soma de subcategorias (tolerância controlada).
- Cálculo ponderado da intensidade no agregado, reduzindo vieses de instalações muito pequenas.
- Validação temporal simples (divisão 80/20 por instalação), com avaliação por MAE e MAPE a partir da média histórica como baseline, oferecendo uma checagem mínima de estabilidade temporal das séries.
- Transparência do código (Python) e salvamento de artefatos (PNGs, PDFs, CSVs) para reproduzibilidade.

Essas estratégias não eliminam as limitações inerentes aos dados e ao escopo, mas aumentam a robustez e a clareza metodológica do estudo, permitindo que os resultados sejam interpretados de forma prudente e alinhados às práticas contemporâneas de MRV para emissões de metano no setor de petróleo e gás.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados desta pesquisa buscam traduzir, em termos empíricos, as perguntas formuladas na introdução: quão intensa é a queima de gás (*flaring*) no *upstream offshore* brasileiro, como essa intensidade evoluiu ao longo do tempo, quais instalações e tipos de ativos concentram o problema e em que medida variáveis operacionais simples, como reinjeção e escala de produção, ajudam a explicar esse comportamento. A partir da base mensal de instalações *offshore* da ANP, tratada conforme descrito na seção de Material e Métodos, são analisados tanto o padrão agregado de intensidade quanto sua distribuição entre ativos e suas relações com variáveis operacionais selecionadas.

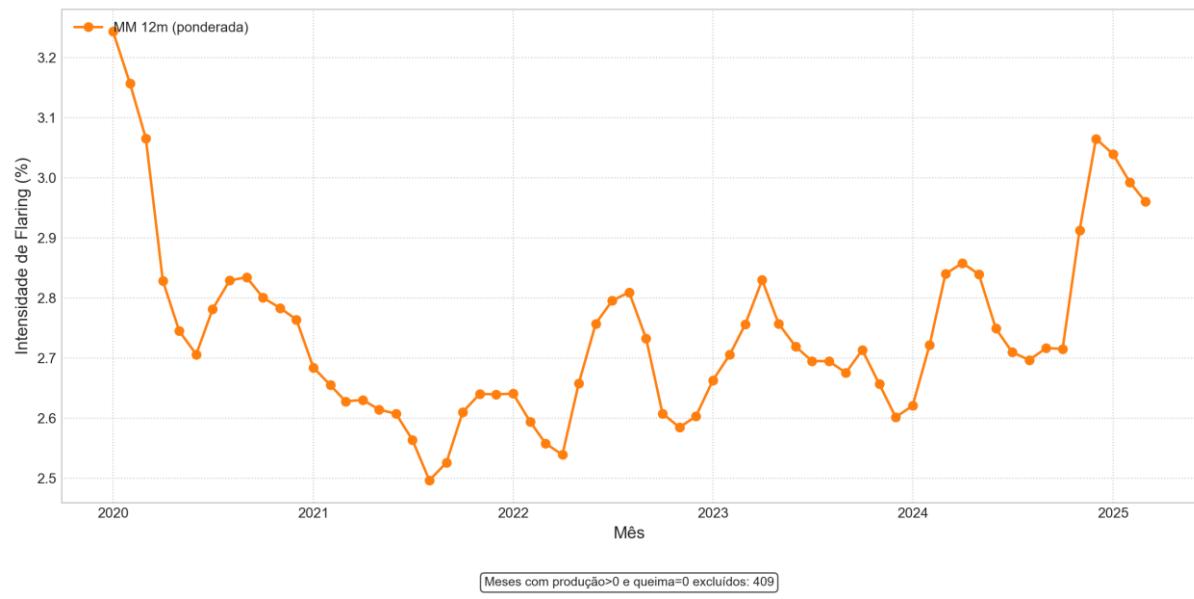
Mais do que buscar uma modelagem de dados sofisticada, o foco é construir uma leitura estruturada da intensidade de metano associada ao *flaring*, em um formato compatível com práticas de MRV e com o debate regulatório atual (ANP nº 806/2020, OGMP 2.0 e Regulamento (UE) 2024/1787). Para isso, os resultados são organizados em blocos.

Nas subseções seguintes, cada conjunto de gráficos é apresentado e discutido à luz da literatura e do contexto regulatório, destacando-se tanto os padrões recorrentes, como a concentração em poucas instalações e a associação entre reinjeção e menor intensidade, quanto os desvios e limitações impostos pela qualidade e cobertura dos dados públicos.

5.1 Série Temporal da Intensidade Agregada

Apresenta-se através do Gráfico 2 a média móvel ponderada de 12 meses da intensidade de *flaring* agregada para o conjunto das instalações *offshore* brasileiras no período de 2020 a 2025, calculada como a razão entre o gás queimado e o gás produzido, ponderada pela produção mensal. Foram excluídos 409 registros mensais em que a produção de gás era positiva, mas a queima reportada era igual a zero (cerca de 10% dos meses com produção>0 e queima=0). Esse filtro elimina situações que poderiam distorcer a leitura da série, por exemplo, meses com início de produção ou sub-relato de queima, e eleva ligeiramente a intensidade média, mas não altera o padrão geral de comportamento.

Gráfico 2 - Média móvel ponderada de 12 meses da intensidade de *flaring* agregada



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Considerando o período completo, a intensidade agregada de *flaring* se situa, em média, em torno de 2,75% do gás produzido, com valores mensais variando entre aproximadamente 1,9% (mínimo em abril de 2022) e 4,4% (máximo em novembro de 2024). As médias anuais indicam um patamar relativamente estável entre 2020 e 2023, com intensidade média de 2,76% em 2020, caindo gradualmente para 2,64% em 2021, 2,60% em 2022 e 2,57% em 2023. A partir de 2024, observa-se uma mudança de patamar: a média anual sobe para cerca de 3,04%, e os três primeiros meses de 2025 mantêm a intensidade em um nível ainda mais elevado, em torno de 3,32%, sugerindo um aumento recente da fração de gás encaminhado ao *flare* em relação ao gás produzido. Na Tabela 1, apresenta-se a média anual da intensidade mensal (*offshore*), sendo que o ano de 2025 corresponde a dados de janeiro a março apenas.

Tabela 1 - Média anual da intensidade de *flaring* mensal (*offshore*)

| Ano | Intensidade média (%) |
|-------|-----------------------|
| 2020 | 2,76 |
| 2021 | 2,64 |
| 2022 | 2,60 |
| 2023 | 2,57 |
| 2024 | 3,04 |
| 2025* | 3,32 |

Fonte: Elaborada pelo autor (2025)

A curva de média móvel de 12 meses evidencia essa dinâmica de forma mais clara. O indicador inicia o período com um valor em torno de 2,76% (dezembro de 2020), recua até um mínimo próximo de 2,50% em meados de 2021–2022 e, a partir daí, volta a crescer de maneira gradual até atingir um pico de aproximadamente 3,04% ao final de 2024. Em março de 2025, a média móvel de 12 meses permanece em um patamar mais elevado que o inicial, em torno de 2,93%, indicando que, no agregado *offshore*, não há sinal de redução estrutural da intensidade de *flaring* ao longo da série; ao contrário, há uma leve tendência de alta no período mais recente.

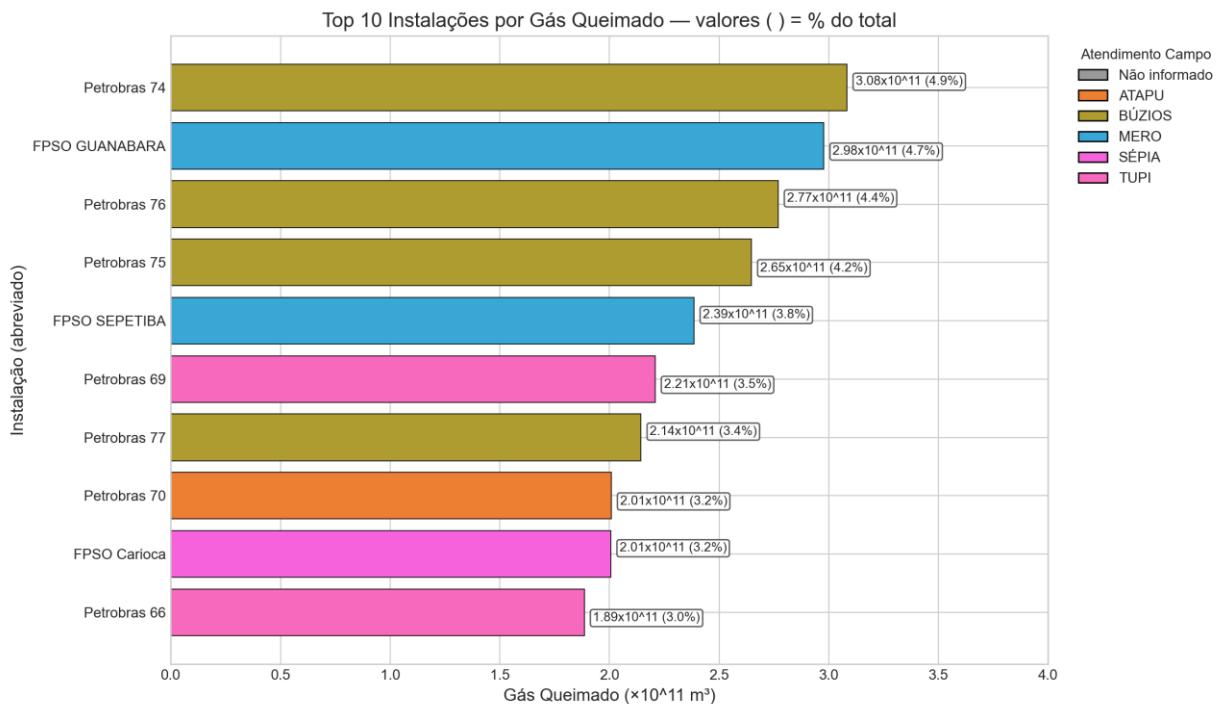
Do ponto de vista do objetivo deste trabalho, esses resultados têm duas implicações principais. Primeiro, confirmam que o *upstream offshore* brasileiro opera, no período analisado, com uma intensidade de *flaring* persistente, próxima de 2,5–3,0% na maior parte do tempo, o que contrasta com a expectativa de declínio contínuo associada às metas globais de redução de metano até 2030. Segundo, o aumento observado a partir de 2024 sugere que o sistema permanece vulnerável a limitações de infraestrutura de escoamento, reinjeção ou operação de *flares*, ainda que as causas específicas não possam ser identificadas com os dados públicos disponíveis. Isso reforça a necessidade de olhar além da média: as seções seguintes exploram quais instalações concentram a queima, como diferentes tipos de ativos se comportam e em que medida variáveis operacionais simples, como reinjeção e escala de produção, ajudam a explicar a intensidade observada.

5.2 Concentração por Instalação

A análise de concentração parte da hipótese, amplamente discutida na literatura de metano e *flaring*, de que uma parcela reduzida de ativos responde por uma fração desproporcional do volume queimado e, portanto, da intensidade média do sistema. Com base na base consolidada (2020–2025), o código seleciona apenas observações com produção de gás positiva e elimina meses em que gás produzido e gás queimado são simultaneamente iguais a zero, evitando inflar artificialmente a frequência de instalações “inativas” no período. Em seguida, restringe-se o escopo às instalações em ambiente marítimo (*flag is_mar*), em linha com o recorte *offshore* do estudo.

Dessa forma, é evidenciado no Gráfico 3, Top 10 instalações por gás queimado, conforme detalhado na metodologia, a parcela de volume concentrada nas dez instalações com maior soma de gás queimado no período 2020-2025, com cores que indicam o campo ou atendimento associado a cada instalação. Essas dez unidades, essencialmente FPSOs de grande porte como P-74, P-75, P-76 e P-77 em Búzios, FPSO Guanabara e FPSO Sepetiba em Mero, além de unidades em Tupi, Atapu e Sépia, respondem juntas por aproximadamente 38% de todo o volume de gás queimado *offshore* na amostra (cerca de 3–5% cada instalação). Esse resultado confirma um forte efeito Pareto em termos de *flaring*: poucas instalações em campos do pré-sal concentram grande parte do “numerador” da intensidade, o que, do ponto de vista de mitigação, sugere que medidas direcionadas a esse subconjunto têm potencial de reduzir de forma substancial a intensidade média do sistema sem exigir intervenções em todo o portfólio.

Gráfico 3 - Top 10 instalações por gás queimado

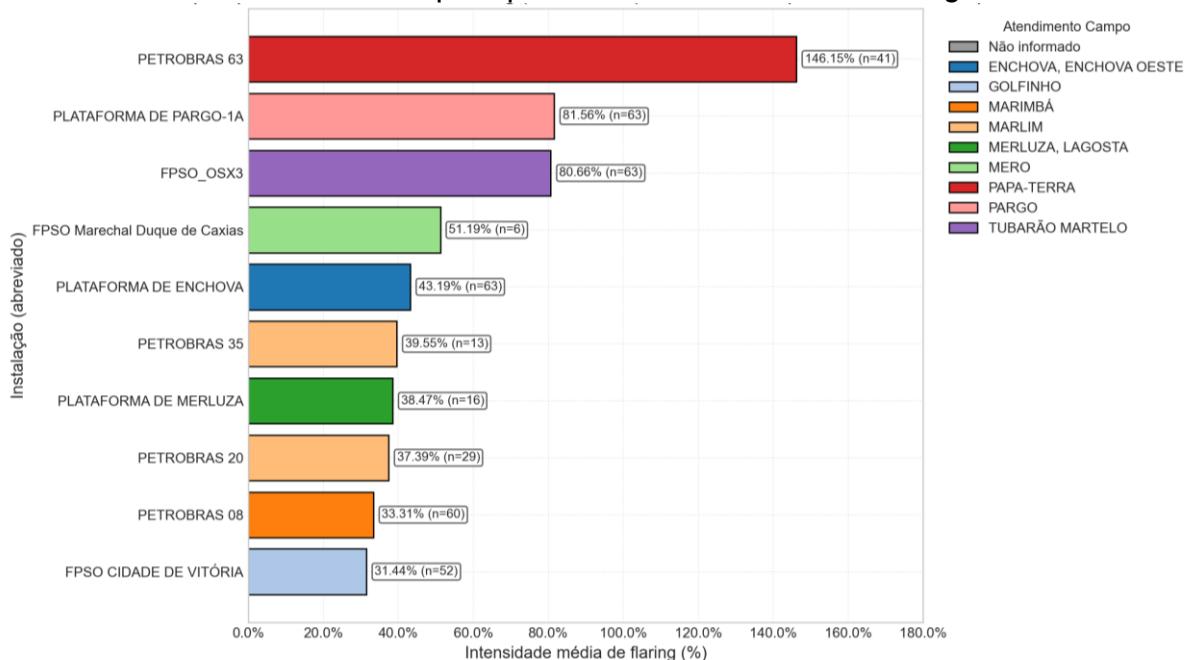


Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Por outro lado, apresenta-se no Gráfico 4, Top 10 por intensidade média de *flaring*, as instalações não mais pelo volume absoluto queimado, mas pela intensidade média percentual de *flaring* (gás queimado/gás produzido×100) ao longo do período. Para evitar distorções de séries muito curtas, o código mantém apenas instalações com pelo menos seis meses de dados válidos, considerando apenas meses com gás produzido positivo e excluindo casos em que produção e queima são simultaneamente nulas. O ranking resultante é dominado por ativos mais antigos, em geral ligados à Bacia de Campos e a campos maduros, como PETROBRAS 63 (Papa-Terra), PLATAFORMA DE PARGO-1A, FPSO OSX-3, Enchova, Merluza, Marlim, Marimbá e Golfinho. As intensidades médias nesse grupo variam de cerca de 31% a 146%, indicando que, em vários meses, o volume queimado se aproxima ou até supera o volume de gás produzido reportado. Essa combinação de altas intensidades e campos maduros sugere limitações estruturais de reinjeção e escoamento, possíveis restrições econômicas à modernização de infraestrutura e, em alguns casos, potenciais problemas de mensuração ou classificação de fluxos de gás. Um ponto relevante é que não há sobreposição entre o Top 10 em volume queimado e o Top 10 em intensidade média: as instalações que mais queimam em termos absolutos

(principalmente pré-sal) não são as mais intensas, enquanto muitos ativos intensos operam com produção e volumes absolutos menores.

Gráfico 4 - Top 10 por intensidade média de *flaring*



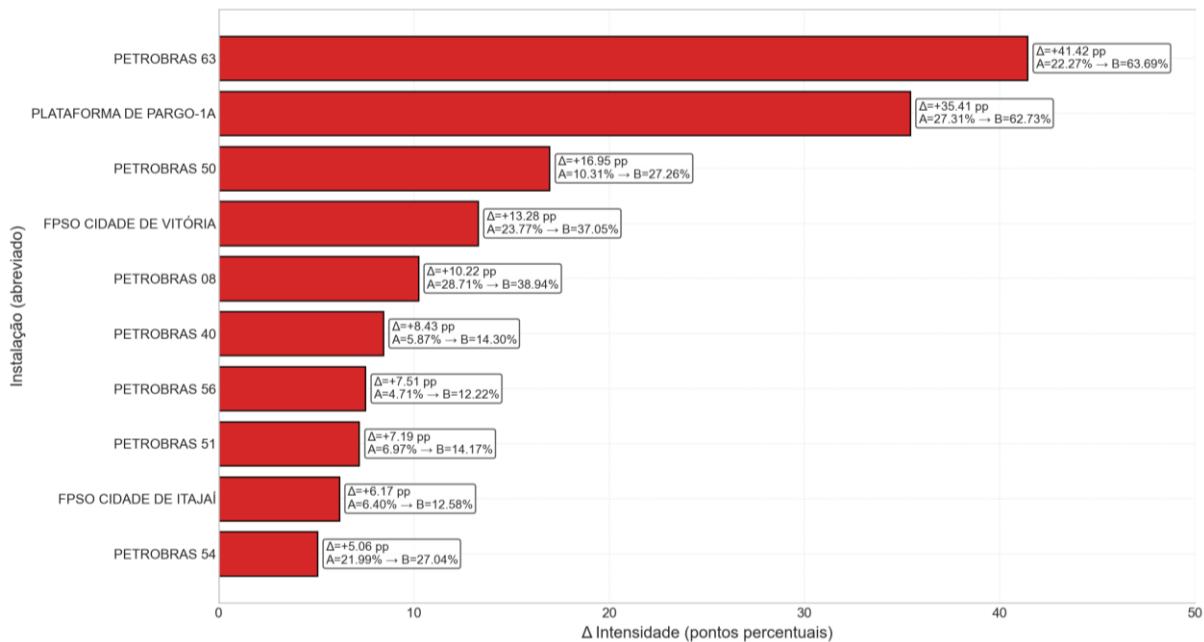
Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Nos casos mais extremos da Figura 8, algumas instalações apresentam intensidade média superior a 100%, ou seja, o volume de gás queimado, em média, é maior do que o volume de gás produzido reportado na própria instalação. Em termos estritamente físicos, isso é contraintuitivo se se assumir que “gás produzido” e “gás queimado” se referem exatamente ao mesmo fluxo. Na prática, porém, valores acima de 100% podem refletir combinações de fatores operacionais e de mensuração, como: (i) queima de gás que não é contabilizado como “gás produzido” da instalação (por exemplo, gás de lift, gás de reciclo ou gás proveniente de outros poços/instalações encaminhado ao mesmo flare); (ii) diferenças de escopo entre o que a ANP classifica como “Gás Produzido” e o que é lançado como “Gás Queimado”, incluindo eventuais reclassificações e ajustes contábeis; e (iii) possíveis inconsistências de reporte ou desalinhamentos temporais entre volumes medidos em pontos distintos da planta. Esses casos indicam instalações com configuração ou qualidade de dados atípica, que mereceriam investigação específica em estudos futuros com acesso a dados operacionais internos. Para os fins deste trabalho, eles são mantidos na Figura 8 justamente para sinalizar que, em alguns ativos maduros, a relação entre *flaring* e

produção é tão desfavorável que extrapola o que seria esperado de um sistema de queima residual, reforçando a leitura crítica sobre a intensidade de metano e a necessidade de aprimoramento de MRV e de infraestrutura de aproveitamento de gás nesses casos.

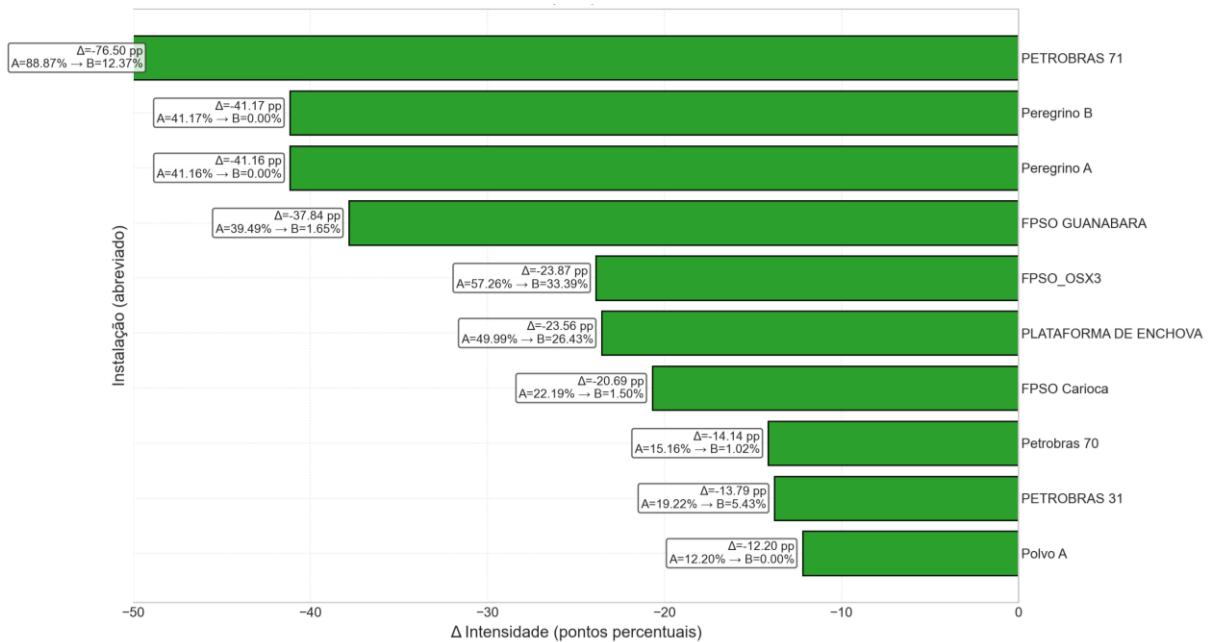
Os Gráficos 5 e 6, “Quem aumentou a intensidade” e “Quem reduziu a intensidade”, respectivamente, complementam essa leitura com uma análise dinâmica entre dois subperíodos: 2020–2022 (janela A) e 2023–2025 (janela B). O código calcula, para cada instalação com dados em ambas as janelas, a intensidade média de *flaring* em cada período e o Δ de intensidade em pontos percentuais ($\text{int}_B - \text{int}_A$), mantendo apenas gás produzido > 0 e valores entre 0 e 100%, em cada janela para evitar a influência de outliers extremos. Além disso, remove meses em que gás produzido e gás queimado são iguais a zero. Depois dos filtros, de 4.074 registros mensais, apenas 66 instalações possuem séries em ambas as janelas: a mediana do delta é próxima de zero ($\approx -0,04$ p.p.), com média levemente negativa, o que indica um quadro agregado de estabilidade com leve tendência de redução, porém com grande dispersão entre ativos.

Gráfico 5 - Top instalações com aumento de intensidade de *flaring*, comparativo entre 2020-2022 vs 2023-2025



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Gráfico 6 - Top instalações com diminuição de intensidade de *flaring*, comparativo entre 2020-2022 vs 2023-2025



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

No grupo que mais aumentou a intensidade, destacam-se novamente PETROBRAS 63 (Papa-Terra) e PLATAFORMA DE PARGO-1A, com aumentos de aproximadamente +41 p.p. e +35 p.p., respectivamente, além de incrementos relevantes em PETROBRAS 50 (Albacora Leste), FPSO Cidade de Vitória (Golfinho) e PETROBRAS 08, todos vinculados a campos maduros da Bacia de Campos. Esses resultados sinalizam uma piora recente em ativos que já partiam de níveis relativamente elevados de intensidade, reforçando a hipótese de que campos mais antigos e com infraestrutura mais limitada tendem a recorrer de forma crescente ao *flaring* à medida que a produção declina ou a reinjeção se torna menos atrativa.

No extremo oposto, o grupo que mais reduziu a intensidade inclui instalações como PETROBRAS 71 (Itapu), Peregrino A/B, FPSO Guanabara (Mero), FPSO OSX-3, Enchova, FPSO Carioca (Sépia), Petrobras 70 (Atapu), Petrobras 31 (Albacora) e Polvo A. Em alguns casos, a queda é muito acentuada, da ordem de -40 a -75 p.p., como em PETROBRAS 71 e Peregrino A/B, sugerindo ações específicas de reaproveitamento de gás, aumento de reinjeção ou mudanças operacionais relevantes (por exemplo, entrada de sistemas de escoamento, ajustes em logística de gás ou otimizações de *flare*). Em outros, como FPSO Guanabara e FPSO OSX-3, a redução expressiva de intensidade convive com volumes absolutos importantes, indicando que parte das “superemissões” pode ser mitigada relativamente rápido quando há pressão operacional e regulatória.

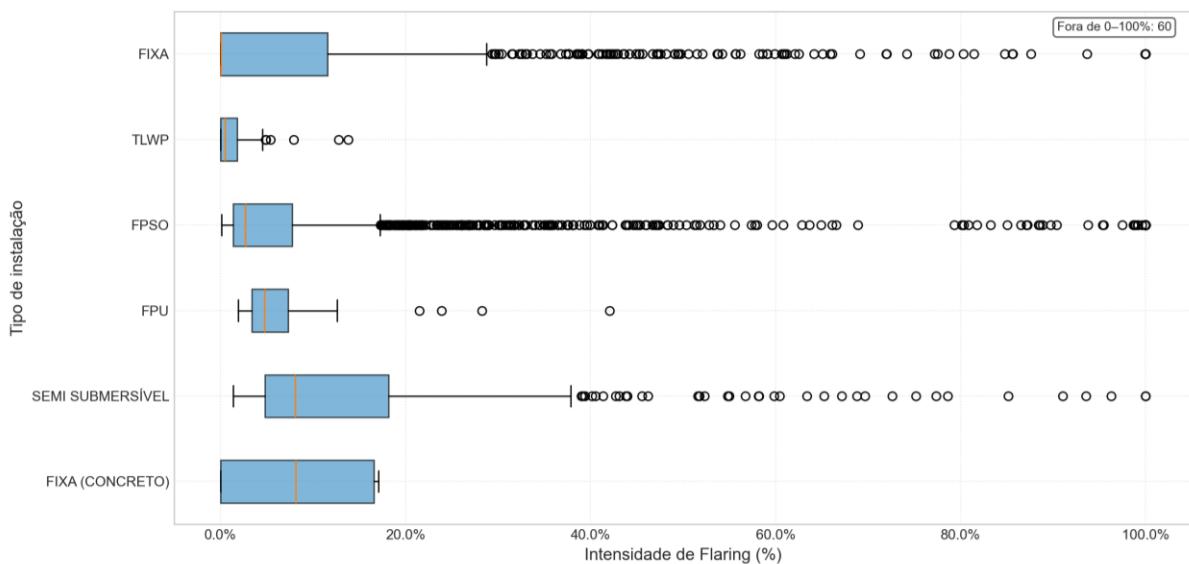
De forma crítica, os quatro gráficos mostram que a concentração por instalação é dupla: há um núcleo de instalações de grande porte no pré-sal que dominam o volume total queimado (e, portanto, a intensidade agregada), e um conjunto de ativos maduros com intensidades muito elevadas, que, mesmo com menor volume, puxam a média para cima e configuram risco de imagem e de conformidade regulatória. Além disso, a coexistência de instalações que reduziram fortemente sua intensidade e outras que aumentaram no mesmo período indica que não se trata de uma tendência puramente estrutural ou “inevitável”, mas de diferenças claras de gestão operacional, ciclo de vida do ativo e investimentos em reinjeção/infraestrutura. Para o restante do trabalho, essa seção justifica tanto o foco analítico em Top-10 e Pareto quanto a ênfase no papel de variáveis como reinjeção e tipo/idade de instalação como determinantes da intensidade de metano no *upstream offshore* brasileiro.

5.3 Distribuição por Instalação

Para investigar se determinados tipos de ativo apresentam padrões sistematicamente distintos de *flaring*, o código constrói a distribuição da intensidade por tipo de instalação. A partir da base mensal *offshore*, são mantidos apenas meses em que há gás produzido positivo; registros em que produção e queima são simultaneamente nulas são descartados (*drop_both_zero*). Em seguida, excluem-se tipos não representativos do ponto de vista de operação contínua (sondas de perfuração e navios sonda) e calcula-se, para cada observação, a intensidade mensal de *flaring* como $\text{gás_queimado} / \text{gás_produzido} \times 100$.

O gráfico da Gráfico 7, distribuição da intensidade de *flaring* por tipo de instalação (*offshore*) é um diagrama de caixa construído com 4.070 observações mensais, agrupadas em seis categorias: FPSO, plataforma fixa (FIXA), plataforma fixa em concreto, FPU, unidade semissubmersível e TLWP. Para aumentar a legibilidade e reduzir a influência de erros de medição, o código restringe a amostra a intensidades entre 0% e 100%, anotando no canto superior da figura que 60 registros ficaram fora desse intervalo (“Fora de 0–100%: 60”). Esses pontos excluídos correspondem a meses em que o volume declarado como gás queimado excede em muito o gás produzido ou é negativo, configurando situações atípicas que já foram discutidas na seção anterior e que podem refletir particularidades de contabilização (por exemplo, queima de gás de *lift* ou de reciclo não registrado como produção) ou inconsistências de reporte.

Gráfico 7 - Distribuição da intensidade de *flaring* por tipo de instalação (*offshore*)



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

O resumo numérico da Figura 11, apresentado no arquivo intensidade_por_tipo_resumo.csv, e representado pela Tabela 2, traz dados dos tipos de instalação em relação ao número de observações daquela categoria, quartil 1, que significa o valor abaixo do qual estão 25% das observações, a base da caixa no gráfico, e o quartil 3, valor abaixo do qual estão 75% das observações, valor de topo da caixa no gráfico, entre esses quartis está o intervalo interquartil (IQR), que concentra os 50% do meio dos dados, do percentil 25 ao 75. Com os dados da tabela

é possível verificar que os tipos de instalação diferem não só em mediana, mas também em dispersão e tamanho de amostra.

No caso do tipo de instalação FPSO, é o tipo com maior número de observações ($n = 2.484$). A mediana de intensidade é de 2,69%, com primeiro e terceiro quartis em torno de 1,39% e 7,73%, respectivamente. Isso indica que metade dos meses em FPSOs opera com *flaring* relativamente baixo (até ~2,7%), mas há uma cauda longa de episódios com intensidades acima de 8–10%, coerente com a presença de grandes FPSOs tanto em campos de alta produção quanto em ativos em comissionamento ou com restrições temporárias de escoamento.

Para as plataformas fixas (FIXA), identificadas com 973 observações, apresentam mediana praticamente nula (0,07%), primeiro quartil igual a 0% e terceiro quartil em torno de 11,57%. A combinação de mediana próxima de zero e quartil superior alto sugere um padrão altamente assimétrico: muitas plataformas fixas passam longos períodos com *flaring* residual ou inexistente, mas alguns meses concentrados de queima intensa puxam a distribuição para cima.

As unidades semissubmersíveis, com 496 observações, exibem uma das maiores medianas da amostra (8,10%), com quartis em torno de 4,83% e 18,15%. O diagrama de caixa mostra uma distribuição larga, com muitos pontos acima de 20–30%. Esse comportamento sugere que, na média, semissubmersíveis *offshore* operam com *flaring* estruturalmente mais intenso, possivelmente associado à sua utilização em campos maduros, com limitações de escoamento de gás e decisões econômicas menos favoráveis à reinjeção ou ao aproveitamento.

A TLWP (*Tension Leg Well Platform*), apesar de relativamente pouco frequentes ($n = 57$), apresentam mediana baixa (0,48%) e intervalo interquartil estreito (de 0,01% a 1,83%), indicando um padrão de *flaring* consistentemente reduzido. Em termos relativos, são o tipo de instalação com melhor desempenho típico da amostra.

As unidades de produção flutuante (FPU), com 54 observações, têm mediana de intensidade de 4,75%, com intervalo interquartil entre 3,36% e 7,32%. Trata-se de um grupo pequeno, porém com nível de *flaring* tipicamente mais alto que o dos FPSOs, o que pode refletir configurações de processo mais simples, menor flexibilidade de reinjeção ou uso mais intensivo de *flare* em regimes transitórios.

Por fim, as plataformas fixas em concreto, tipo raro na amostra ($n = 6$), com mediana de 8,12% e terceiro quartil próximo de 16,56%. O número reduzido de

observações recomenda cautela: mais do que um padrão robusto, esses valores indicam que, nos poucos meses disponíveis, esse tipo de ativo operou com intensidade relativamente alta, mas não permitem generalizações estatisticamente fortes

Tabela 2 - Distribuição da intensidade de *flaring* por tipo de instalação (*offshore*)

| Tipo de Instalação | Mediana (%) | Quartil 1 (%) | Quartil 3 (%) | n |
|--------------------|-------------|---------------|---------------|------|
| FIXA | 0.07 | 0.00 | 11.57 | 973 |
| FIXA (Concreto) | 8.11 | 0.00 | 16.56 | 6 |
| FPSO | 2.68 | 1.38 | 7.73 | 2484 |
| FPU | 4.75 | 3.36 | 7.32 | 54 |
| SEMI SUBMERSÍVEL | 8.10 | 4.82 | 18.15 | 496 |
| TLWP | 0.48 | 0.01 | 1.83 | 57 |

Fonte: Elaborada pelo autor (2025)

Do ponto de vista crítico, a Figura 11 reforça que não existe um único “padrão *offshore*” de intensidade de *flaring*. FPSOs de grande porte, centrais para a produção do pré-sal, não figuram entre os piores casos em termos de mediana, embora apresentem cauda longa de episódios de alta intensidade. Por outro lado, semissubmersíveis, FPUs e algumas plataformas fixas operam, em média, com intensidades significativamente maiores, o que sugere condicionantes estruturais (idade do ativo, configuração de processo, infraestrutura de gás) e decisões de investimento distintas entre tipos de instalação. A presença de TLWPs com *flaring* sistematicamente baixo mostra que é tecnicamente possível manter queima residual mesmo em ambiente *offshore*, quando há infraestrutura adequada e prioridade ao aproveitamento do gás.

Para os objetivos deste trabalho, esses resultados dialogam com a hipótese de que determinantes operacionais e de projeto, tipo de instalação, idade, possibilidade de reinjeção e disponibilidade de rotas de escoamento são fatores-chave da intensidade de metano no *upstream offshore*. Ao mesmo tempo, as diferenças de

tamanho amostral entre tipos (especialmente para FPU e FIXA em concreto) e a exclusão de 60 observações extremas lembram que as conclusões devem ser lidas com cautela: mais do que fornecer “rankings definitivos” de desempenho, a Figura 11 aponta onde estão os grupos mais críticos e sugere prioridades para análises mais detalhadas e para o desenho de políticas de mitigação e de requisitos de MRV diferenciados por tipo de ativo.

5.4 Relações Bivariadas Operacionais

Após caracterizar a trajetória agregada e a distribuição da intensidade de *flaring* por instalação e por tipo de ativo, a etapa seguinte é investigar em que medida variáveis operacionais simples ajudam a explicar as diferenças observadas. O código implementa duas relações bivariadas principais: (i) porcentagem de reinjeção de gás × intensidade de *flaring* e (ii) gás produzido × gás queimado (em escala log–log). Ambas são calculadas a partir da mesma base limpa utilizada nas seções anteriores, restrita a instalações *offshore*, meses com gás produzido positivo e exclusão de registros em que produção e queima são simultaneamente nulas.

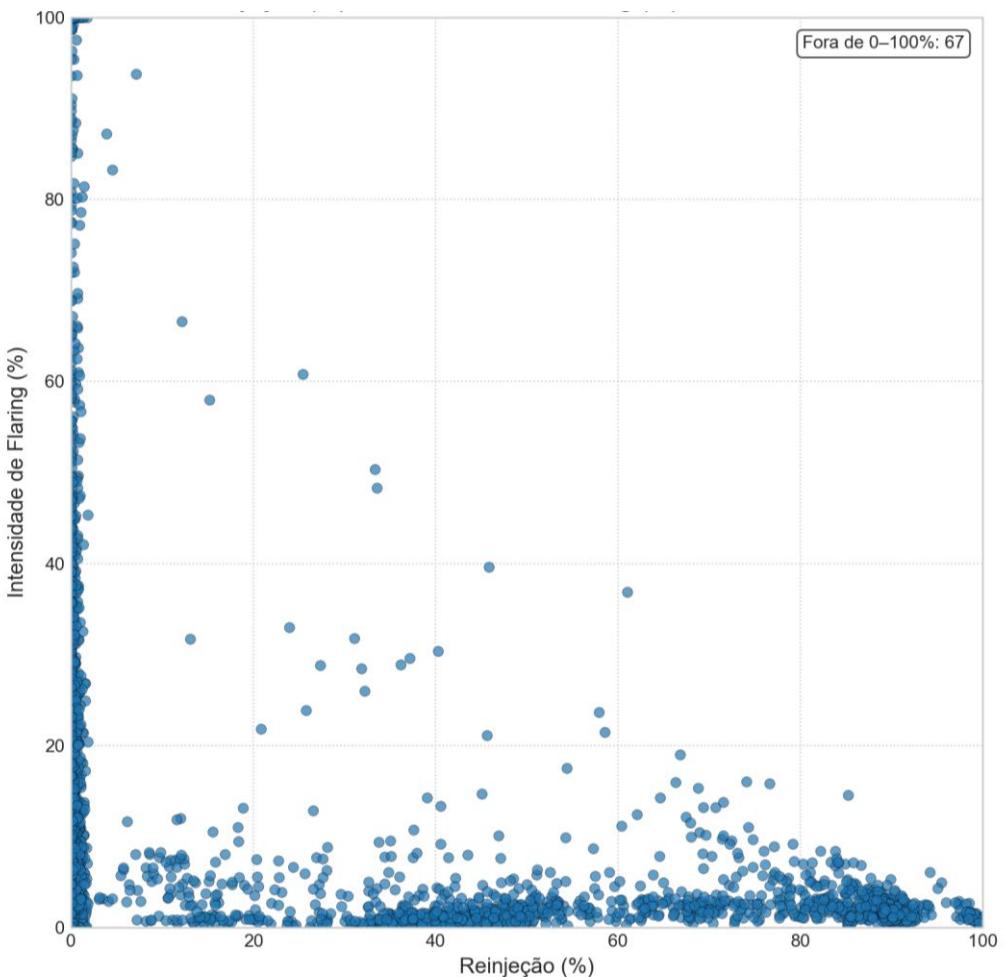
Essas relações não têm pretensão de estabelecer causalidade, mas de verificar se os sinais esperados pela literatura aparecem nos dados públicos da ANP: reinjeções mais altas associadas a menor *flaring* relativo e, por outro lado, um padrão de escala entre produção e queima que indique ganhos (ou perdas) de eficiência em função do porte do ativo.

5.4.1 Reinjeção x Intensidade

Para avaliar o papel da reinjeção na redução do *flaring*, partiu-se da base mensal *offshore* já limpa (seção 4.3), após a remoção de meses com produção e queima simultaneamente nulas. A partir dessa base, foram selecionadas apenas as observações marítimas com valores numéricos não nulos de % Reinjeção e Intensidade de *Flaring* (%), resultando em 4.134 observações mensais para o período 2020–2025. O Gráfico 8, “Reinjeção (%) vs Intensidade de *flaring* (%)” mostra o diagrama de dispersão após a aplicação de um filtro adicional que restringe ambas as variáveis ao intervalo 0–100%; nesse recorte, permanecem 4.067 pontos, enquanto 67 registros com valores acima de 100% em alguma das variáveis são apenas contabilizados como “Fora de 0–100%: 67”, sem entrar no gráfico principal.

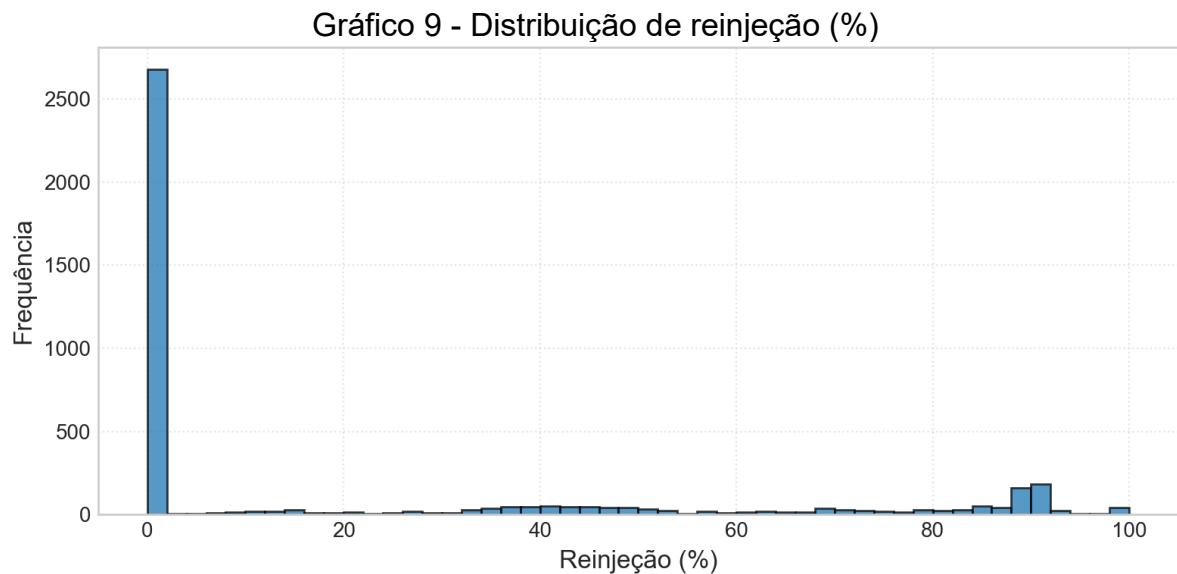
Quando se observa o diagrama de dispersão, nota-se um padrão consistente com a intuição física: nos meses com reinjeção nula (0%), a intensidade de *flaring* é, em média, mais elevada e mais dispersa; o valor médio de intensidade nesse grupo é de aproximadamente 17,7%. À medida que a reinjeção aumenta, a intensidade média tende a diminuir: entre 0–20% de reinjeção, a intensidade média cai para cerca de 7,6%; na faixa de 20–60%, para $\approx 2,9\%$; e na faixa de 60–100%, para $\approx 2,6\%$. Ainda assim, o espalhamento dos pontos é grande, indicando que existem meses com intensidade relativamente baixa mesmo com reinjeção nula (por exemplo, devido a baixo volume absoluto de gás ou maior consumo interno) e alguns episódios de intensidade moderada em condições de reinjeção intermediária.

Gráfico 8 - Reinjeção (%) vs Intensidade de *flaring* (%)



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

O histograma do Gráfico 9, “Distribuição de reinjeção (%)” usa o mesmo conjunto de 4.134 observações para descrever a distribuição de reinjeção na amostra. Através da figura, é evidenciado uma distribuição fortemente assimétrica: cerca de 2.672 meses ($\approx 65\%$ da amostra) apresentam reinjeção exatamente igual a 0%, enquanto aproximadamente 1.454 meses ($\approx 35\%$) exibem reinjeção positiva. Entre estes, há uma graduação: em torno de 130 observações estão entre 0–20%, cerca de 544 entre 20–60% e aproximadamente 780 entre 60–100%, com apenas poucos casos acima de 100%. Essa estrutura explica a “coluna” de pontos junto ao eixo vertical no scatter (instalações que não reinjetam gás na maior parte do período) e a nuvem mais espalhada em níveis crescentes de reinjeção.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

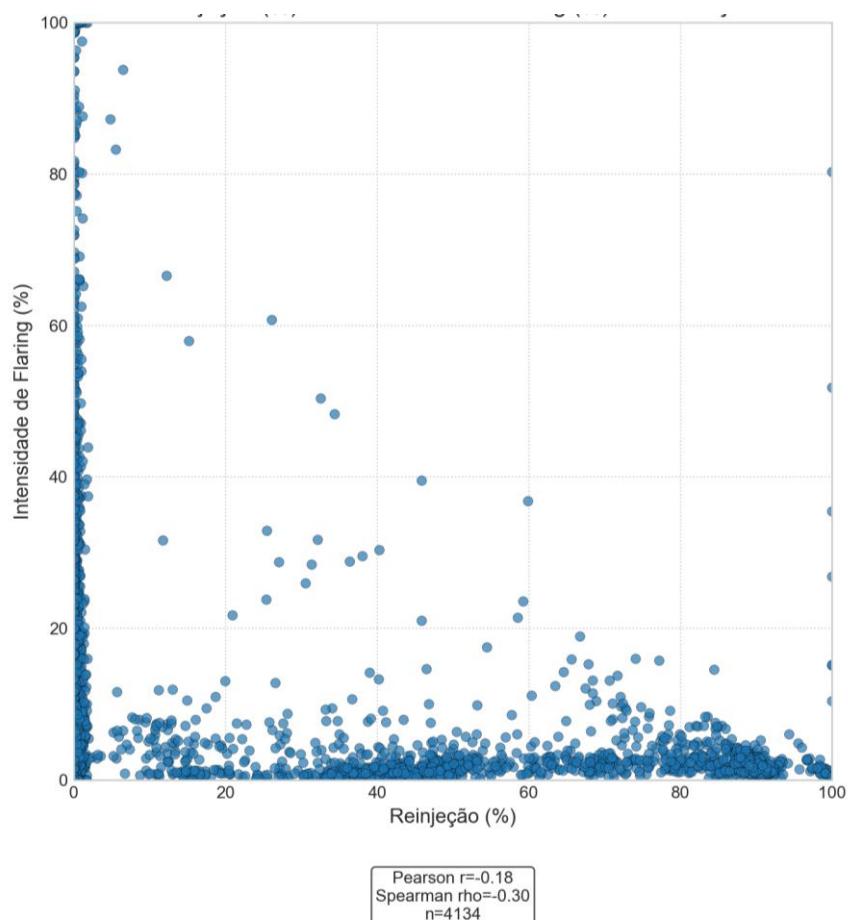
O Gráfico 10, Correlação - Reinjeção (%) vs Intensidade de *Flaring* (%), sintetiza essa relação em termos estatísticos. A partir das 4.134 observações sem restrição 0–100%, o código calcula os coeficientes de correlação de Pearson ($r \approx -0,18$) e *Spearman* ($p \approx -0,30$), além de ajustar uma regressão linear simples representada pela Equação 3:

$$\text{Intensidade de flaring (\%)} = \alpha + \beta \times \text{Reinj} \quad (3)$$

Cujos parâmetros numéricos são aproximadamente $\beta \approx -0,18$ p.p. de intensidade para cada 1 p.p. adicional de reinjeção e $\alpha \approx 16,6$ p.p., com $R^2 \approx 0,03$. Em outras palavras,

existe uma relação negativa entre reinjeção e intensidade de *flaring*, coerente com a expectativa de que maior reinjeção reduz o volume disponível para queima, mas a reinjeção isoladamente explica apenas cerca de 3% da variabilidade total observada na intensidade. A Figura 14, Correlação - Reinjeção (%) vs Intensidade de *Flaring* (%), sintetiza essa relação em termos estatísticos. A partir das 4.134 observações sem restrição 0–100%, o código calcula os coeficientes de correlação de Pearson ($r \approx -0,18$) e Spearman ($\rho \approx -0,30$), além de ajustar uma regressão linear simples representada pela Equação 3:

Gráfico 10 - Correlação - Reinjeção (%) vs Intensidade de *Flaring* (%)



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Do ponto de vista deste trabalho, esses resultados reforçam dois pontos centrais. Primeiro, mesmo em uma base pública com limitações de granularidade e qualidade, é possível capturar empiricamente o sinal correto da reinjeção como alavanca de mitigação: instalações e períodos com reinjeção mais alta tendem a operar com *flaring* relativo menor, o que é consistente com a hierarquia de destinação

do gás prevista na Resolução ANP nº 806/2020 e com boas práticas discutidas na literatura. Segundo, o baixo R^2 e a alta dispersão sugerem que a intensidade de *flaring* é determinada por um conjunto mais amplo de fatores, escala de produção, tipo e idade da instalação, disponibilidade de rotas de escoamento, regimes de comissionamento e parada, entre outros, o que justifica a inclusão de múltiplas variáveis operacionais nos modelos lineares de projeção discutidos nas seções seguintes, em vez de confiar na reinjeção como único preditor da intensidade de metano no *upstream offshore* brasileiro.

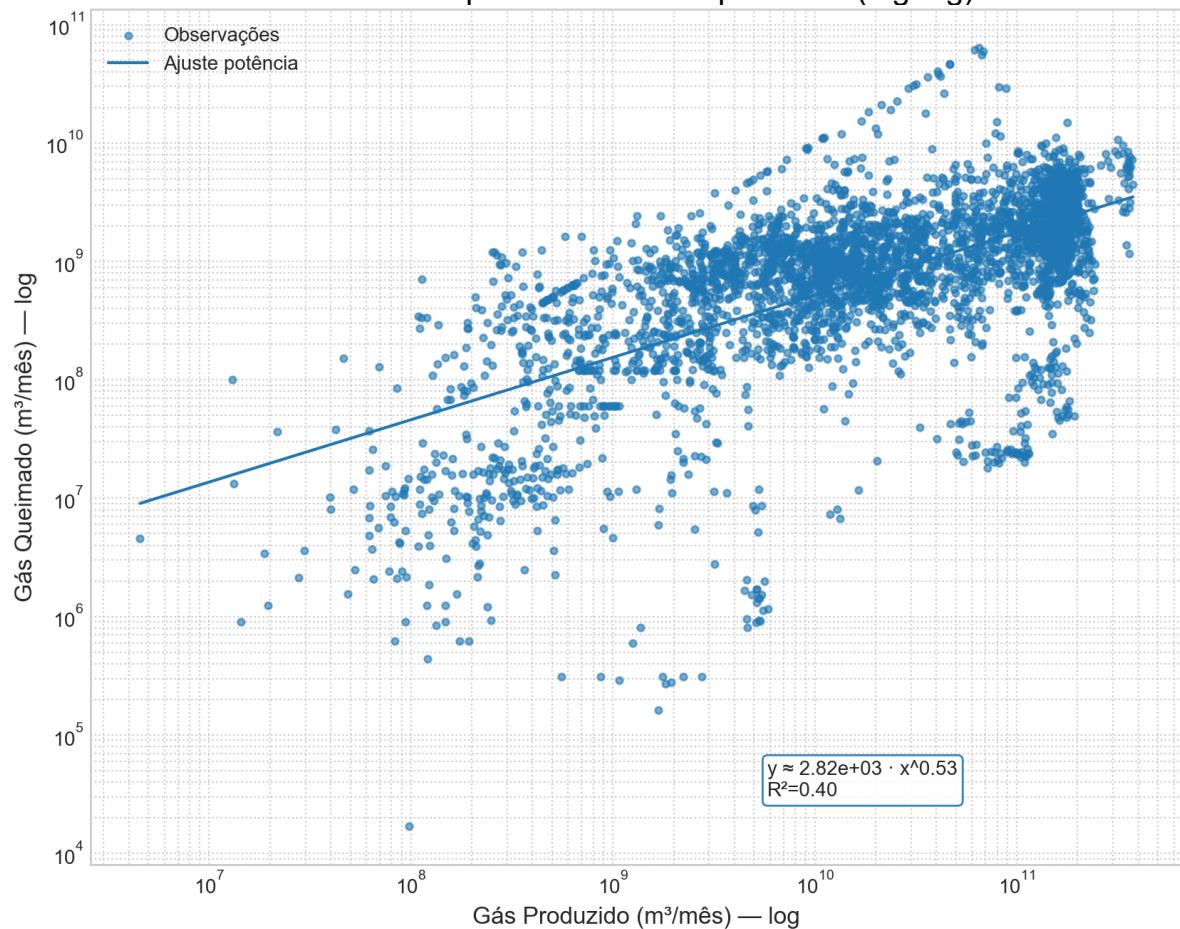
5.4.2 Produzido x Queimado

Para investigar a relação escalar entre produção de gás e volume queimado, foi construída o Gráfico 11, Gás Produzido vs Gás Queimado (log–log). A partir da base *offshore* consolidada, removeram-se inicialmente os meses em que produção e queima eram simultaneamente nulas (função *drop_both_zero*). Em seguida, filtraram-se apenas as observações marítimas com gás produzido e gás queimado estritamente positivos, resultando em 3.725 observações mensais entre 2020 e 2025. Esses pontos foram plotados em escala logarítmica em ambos os eixos ($\text{m}^3/\text{mês}$), e ajustou-se um modelo de lei de potência demonstrado pela Equação 4, do tipo:

$$\log_{10} \text{Gás Queimado} = a + b \times \log_{10} \text{Gás Produzido} \quad (4)$$

Equivalente, em escala original, a *gás queimado* $\gg A \times \text{Gás Produzido}^b$, onde $A = 10^a$. O ajuste obtido foi *Gás Queimado* $\gg 2,8 \times 10^3 \times \text{Gás Produzido}^{0,53}$, com $R^2 \gg 0,40$, indicando que cerca de 40% da variância do gás queimado é explicada unicamente pela escala de produção de gás.

Gráfico 11 - Gás produzido x Gás queimado (log-log)



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

O espalhamento dos pontos no plano log–log revela uma tendência positiva clara: instalações e meses com maior produção tendem, em média, a apresentar volumes absolutos de queima mais elevados, o que é esperado do ponto de vista físico (mais gás disponível implica maior potencial de *flaring*). Entretanto, o expoente $b \approx 0,53 < 1$ indica uma relação sublinear: quando a produção aumenta em um fator 10, o volume queimado cresce, em média, por um fator aproximado de 3,4 ($10^{0,53}$), e não proporcionalmente. Na prática, isso sugere ganhos de eficiência com escala: campos e instalações de maior porte parecem queimar relativamente menos gás por unidade produzida do que ativos pequenos, possivelmente por contarem com melhor infraestrutura de escoamento, reinjeção e aproveitamento energético do gás associado.

Ao mesmo tempo, a dispersão vertical em torno da reta de ajuste é significativa, o que significa que, para um mesmo nível de produção, o volume queimado pode variar várias ordens de grandeza entre instalações e meses. Essa heterogeneidade é

compatível com a literatura de “superemissores” e aponta para a influência de fatores não capturados no eixo de produção, como tipo de instalação, idade do ativo, disponibilidade de compressores, rotas de escoamento, regimes de comissionamento e paradas. O valor de $R^2 \approx 0,40$ reforça esse diagnóstico: a produção é um determinante importante do *flaring*, mas não suficiente para explicar isoladamente o comportamento observado.

No contexto deste trabalho, a análise log–log cumpre dois papéis. Primeiro, confirma que o uso de $\ln(\text{Gás Produzido})$ como variável explicativa nos modelos lineares é tecnicamente justificado, pois há uma relação de lei de potência entre produzido e queimado, com economias de escala ($b < 1$). Segundo, evidencia a necessidade de combinar a escala produtiva com outras variáveis operacionais, em especial % reinjeção e tipo de instalação, para compreender a intensidade de metano e identificar alvos prioritários de mitigação. Em outras palavras, grandes produtores não são automaticamente os maiores emissores em termos relativos; o desenho do sistema de manejo de gás e a gestão operacional continuam sendo fatores decisivos para a intensidade de *flaring* e, consequentemente, de metano no *upstream offshore* brasileiro.

5.5 Projeções de Tendências até 2030

Com base na série mensal de intensidade de *flaring offshore* (agregada e ponderada por produção, seção 5.1), foram geradas projeções lineares exploratórias até 2030. O código, após remover registros em que produção e queima são simultaneamente nulas, seleciona apenas instalações marítimas com gás produzido positivo e agrupa, para cada mês, o gás produzido e o gás queimado em $\text{m}^3/\text{mês}$. A intensidade média mensal é então calculada como a razão entre o gás queimado total e o gás produzido total, multiplicada por 100. Para cada janela de calibração (2020–2023, 2023–2025 e 2020–2025), ajusta-se uma reta simples de tendência temporal (regressão linear em função do índice de mês). A reta é ancorada no último valor observado da janela, de forma que a projeção se conecta suavemente à série histórica, e é extrapolada até dezembro de 2030. Não há modelagem de sazonalidade nem inclusão de variáveis explicativas; trata-se de um “baseline” puramente temporal, útil para visualizar a direção implícita na trajetória recente e comparar janelas distintas de calibração.

Uma ressalva importante para a leitura dessas projeções diz respeito à forma como a métrica de intensidade é construída. Na base *offshore* utilizada, existem 4.134 observações mensais com gás produzido positivo, das quais 409 (cerca de 10% do total) registram gás queimado igual a zero. Esses casos representam aproximadamente 0,6% do volume total de gás produzido e entram apenas no denominador da fração “gás queimado/gás produzido”, contribuindo para reduzir ligeiramente a intensidade média agregada. Além disso, a métrica captura apenas o *flaring* declarado (não inclui *venting* nem emissões fugitivas) e utiliza o gás produzido como base, sem distinguir entre gás efetivamente escoado para o mercado e gás reinjetado no reservatório.

Na prática, isso significa que valores como 2–4% de intensidade não devem ser lidos como “apenas 2–4% de todo o gás produzido no pré-sal é queimado”, mas como uma média ponderada do conjunto *offshore*, em que instalações e períodos com desempenho muito bom (*flaring* próximo de zero) diluem o efeito de ativos críticos com intensidades muito superiores à média. Em termos absolutos, mesmo uma intensidade de 3–5% pode corresponder a volumes de queima bastante expressivos ao longo de alguns anos, com impacto climático relevante e incompatível com trajetórias ambiciosas de mitigação. Ao explicitar essa construção, busca-se evitar uma leitura excessivamente complacente dos percentuais projetados e reforçar que a “baixa” intensidade agregada convive com núcleos de alto *flaring*, já evidenciados nas análises por instalação e tipo de ativo nas seções anteriores.

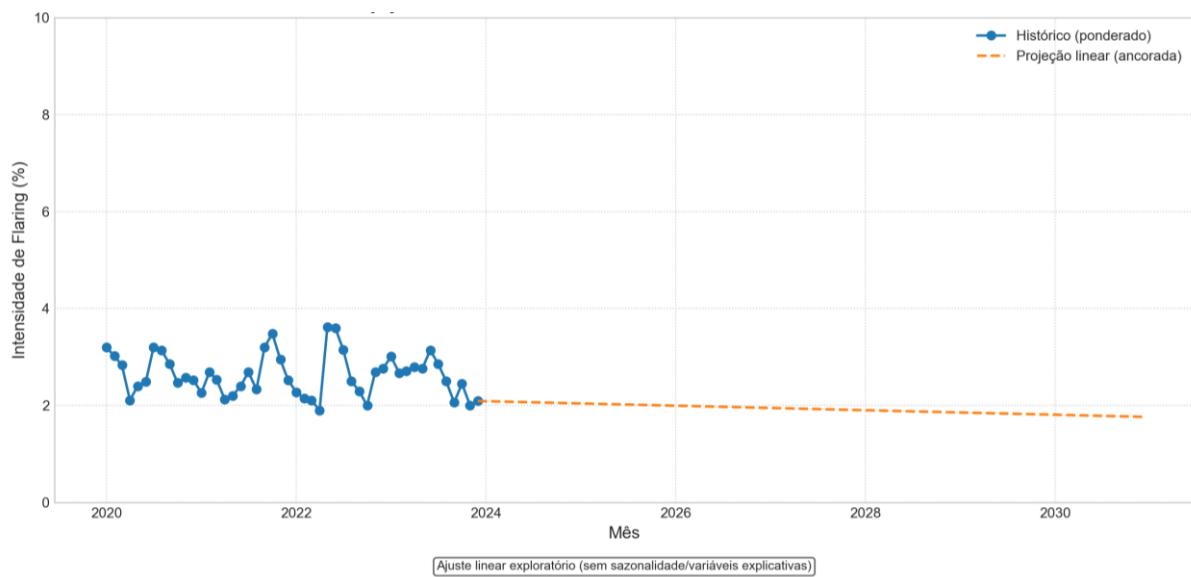
5.5.1 Projeção 2020-2023

O Gráfico 12, Projeção da intensidade de *flaring* até 2030 – Janela 2020-2025, utiliza como base apenas os dados de janeiro de 2020 a dezembro de 2023. Nesse período, a intensidade de *flaring* oscila em torno de 2–3,5%, com uma leve tendência de redução na parte final da janela. A regressão linear ajustada sobre esses 48 meses produz uma reta suavemente descendente, que, ao ser extrapolada até 2030, projeta uma intensidade agregada *offshore* caindo de valores próximos a 2,1% em 2024 para algo em torno de 1,7–1,8% ao final da década.

Essa projeção sugere um cenário em que a trajetória observada entre 2020 e 2023, marcada por níveis relativamente estáveis de *flaring* com alguma melhora recente, se prolongaria no tempo, levando a uma redução gradual da intensidade de

queima caso nada disruptivo ocorra. Do ponto de vista crítico, trata-se de uma visão relativamente otimista, em linha com a ideia de ganhos progressivos de eficiência e com o discurso de redução de *flaring* na literatura e em iniciativas como GGFR/IEA. Contudo, ela ignora explicitamente a piora observada a partir de 2024 e, por usar uma janela que termina antes desse agravamento, pode subestimar o risco de retrocessos estruturais.

Gráfico 12 - Projeção da intensidade de *flaring* até 2030 – Janela 2020-2025



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

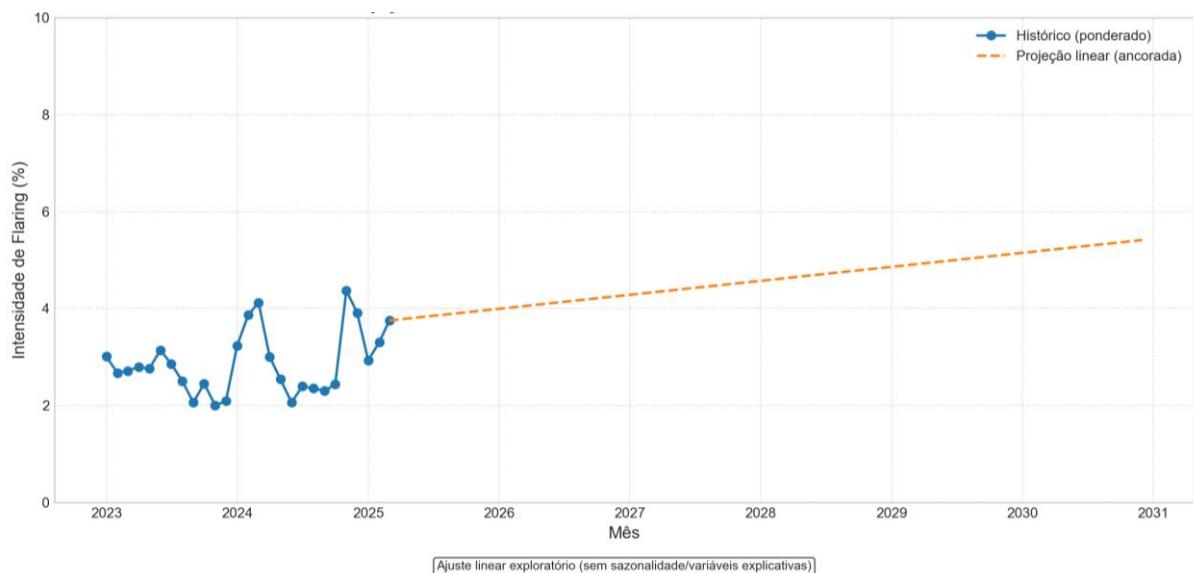
5.5.2 Projeção 2023-2025

O Gráfico 13, Projeção da intensidade de *flaring* até 2030 – Janela 2023-2025, recalibra o modelo utilizando apenas a janela mais recente, de janeiro de 2023 a dezembro de 2025. Nesse recorte, a intensidade de *flaring* mostra um comportamento distinto: após níveis próximos de 2–3% em 2023, observa-se uma elevação ao longo de 2024 e 2025, com episódios acima de 4% na média agregada. A linha de tendência ajustada sobre esses 36 meses passa a ter inclinação positiva; ancorada no valor do final de 2025 (cerca de 3,7–3,8%), ela projeta uma intensidade crescendo de forma quase linear até algo em torno de 5,4% em 2030.

Essa projeção representa um cenário oposto ao anterior: ao invés de convergir para intensidades mais baixas, o sistema tenderia a aumentar a intensidade de *flaring* ao longo da década, caso a tendência recente se mantivesse. Do ponto de vista deste

trabalho, esse resultado é relevante por dois motivos. Primeiro, ele evidencia que a trajetória mais recente é compatível com piora de desempenho, possivelmente associada a comissionamentos de grandes FPSOs, limitações de escoamento ou escolhas operacionais que privilegiem produção em detrimento da gestão do gás. Segundo, mostra como uma janela de calibração curta, focada no período mais crítico, gera um cenário de risco regulatório mais elevado frente a exigências como o Regulamento (UE) 2024/1787, que tende a penalizar produtores com intensidades persistentemente altas.

Gráfico 13 - Projeção da intensidade de *flaring* até 2030 – Janela 2023-2025

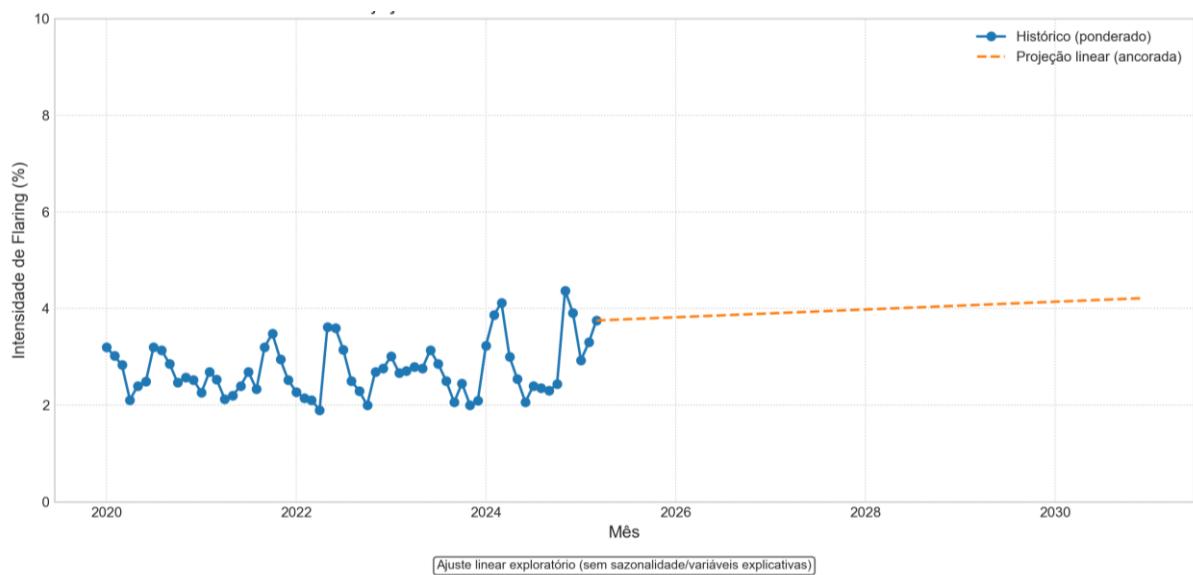


Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

5.5.3 Projeção 2020-2025

O Gráfico 14, Projeção da intensidade de *flaring* até 2030 – Janela 2020-2025, combina as duas perspectivas anteriores, utilizando toda a série disponível de 2020 a março de 2025 como base de calibração. Nesse horizonte de 72 meses, a intensidade agregada começa em torno de 3% em 2020, apresenta oscilações moderadas e uma fase de relativa estabilidade próxima a 2,5–3% até 2022, seguida por um período de piora em 2024–2025, com picos acima de 4%. A regressão linear sobre toda a janela resulta em uma inclinação levemente positiva: ancorada em aproximadamente 3,8% ao final de 2025, a projeção descreve um aumento lento, atingindo valores próximos a 4,1–4,2% em 2030.

Gráfico 14 - Projeção da intensidade de *flaring* até 2030 – Janela 2020-2025



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Essa terceira projeção pode ser interpretada como um baseline intermediário entre o cenário mais otimista (janela 2020–2023) e o mais pessimista (janela 2023–2025). Ela reconhece que houve alguma melhora relativa em parte do período, mas incorpora também a deterioração recente, resultando em uma tendência de estabilização ou leve aumento da intensidade na ausência de mudanças estruturais. Em termos de implicações para o trabalho, essa leitura reforça três pontos:

- A trajetória histórica de intensidade *offshore* brasileira não é monotônica nem claramente declinante;
- Projeções puramente temporais são altamente sensíveis à escolha da janela de calibração, o que limita seu uso como insumo único para planejamento;
- Para avaliar a compatibilidade com metas globais de mitigação de metano e com requisitos regulatórios europeus, é necessário ir além de extrapolações lineares, incorporando variáveis operacionais explicativas (como reinjeção, tipo de instalação e expansão de infraestrutura de gás) e cenários de política pública, tal como discutido nas seções de validação e de implicações regulatórias.

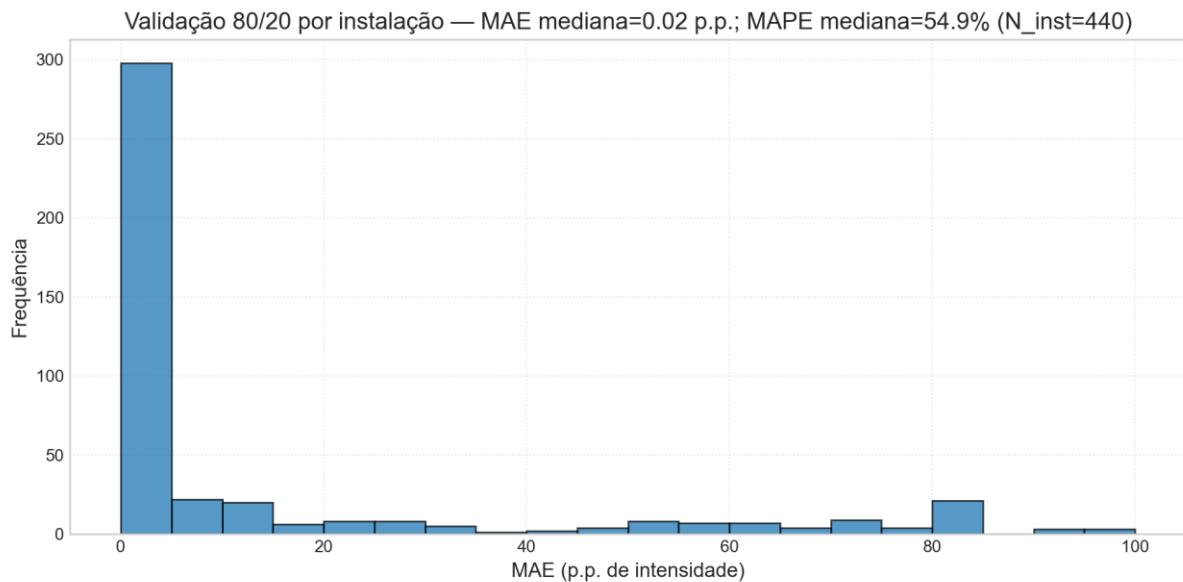
5.6. Validação Temporal

Como forma de avaliar, ainda que de maneira simples, a estabilidade temporal da intensidade de *flaring* na base de dados e a robustez do uso de séries históricas, foi implementada uma validação 80/20 por instalação. A função

`validate_80_20_by_installation` parte da base consolidada da ANP (instalações *onshore* e *offshore*), após a remoção de registros com produção e queima simultaneamente nulas, restringe-se a observações com gás produzido > 0 e calcula, para cada combinação instalação–mês, a intensidade de *flaring*, filtrando o intervalo 0–100%. Em seguida, para cada instalação com pelo menos cinco observações, os dados são ordenados por tempo e divididos em dois blocos: cerca de 80% dos meses iniciais compõem o conjunto de treino e os 20% meses finais o conjunto de teste.

O modelo de previsão utilizado é intencionalmente simples: para cada instalação, a previsão da intensidade nos meses de teste é dada pela média da intensidade observada no período de treino. Com isso, obtém-se, para cada instalação, o erro médio absoluto (MAE, em pontos percentuais de intensidade), o erro percentual absoluto médio (MAPE, em %) e o número de meses no conjunto de teste. No total, a validação é aplicada a 440 instalações, gerando o arquivo `validacao_80_20_metricas.csv` e o Gráfico 15, que apresenta o histograma dos valores de MAE com destaque para a MAE mediana ≈ 0,02 p.p. e MAPE mediana ≈ 54,9%.

Gráfico 15 - Histograma dos valores de MAE - Validação 80/20 por instalação



Fonte: Elaborado pelo autor (2025)

Os resultados indicam um comportamento heterogêneo. De um lado, cerca de metade das instalações apresenta MAE praticamente nulo (mediana ≈ 0,02 p.p.), o

que significa que, para essas unidades, a intensidade de *flaring* é relativamente estável ao longo do tempo: a média dos 80% primeiros meses já é uma boa aproximação para os 20% meses finais. De outro, o quartil superior revela erros absolutos bem mais elevados ($MAE \approx 12,5$ p.p. no 75º percentil), sinalizando instalações em que a intensidade oscila de forma significativa entre períodos, possivelmente em função de comissionamentos, paradas, mudanças de rota de gás ou choques operacionais. O MAPE mediano em torno de 55% também reflete essa assimetria: em instalações onde a intensidade típica é muito baixa, pequenos desvios absolutos geram erros percentuais altos.

Do ponto de vista deste trabalho, essa validação cumpre dois papéis. Primeiro, ela mostra que, para uma parcela relevante das instalações da base consolidada, a intensidade de *flaring* possui algum grau de persistência temporal, o que dá suporte ao uso de tendências lineares e médias históricas como referência nas projeções até 2030. Segundo, ao evidenciar instalações com erros elevados na validação 80/20, reforça que a dinâmica de *flaring* não é puramente suave nem plenamente previsível a partir de séries passadas: eventos operacionais específicos e mudanças estruturais exercem papel importante. Trata-se, portanto, de uma validação modesta, baseada em um baseline de média por instalação, que não substitui esquemas mais sofisticados de validação cruzada ou modelos multivariados, mas oferece uma checagem mínima de consistência temporal do *dataset* e dos padrões de intensidade utilizados nas análises do capítulo, ainda que o foco interpretativo do estudo se concentre no segmento *offshore*.

6 CONCLUSÕES

Diante do objetivo proposto, construir e aplicar um modelo empírico de intensidade de *flaring* no *upstream offshore* brasileiro, com base exclusiva em dados públicos da ANP, tratando essa métrica como *proxy* operacional da intensidade de metano associada ao *flaring*, explorando determinantes operacionais e projetando cenários lineares até 2030, podemos considerar que este trabalho cumpriu aquilo a que se propôs. Foram consolidadas séries mensais em nível de instalação, derivadas métricas padronizadas de intensidade de *flaring* e implementado um conjunto coerente de análises descritivas, bivariadas, de projeção e validação temporal, em diálogo com o arcabouço de MRV e com o Regulamento (UE) 2024/1787.

Em relação à pergunta “quão intensa é a queima de gás no *upstream offshore* brasileiro?”, os resultados mostram que a intensidade agregada de *flaring*, ponderada por produção, situa-se em uma faixa relativamente baixa em termos médios, mas longe de ser trivial. Mesmo valores médios de poucos pontos percentuais, quando aplicados a grandes volumes de produção offshore, correspondem a dezenas ou centenas de milhões de metros cúbicos de gás queimado ao longo de alguns anos, com impacto climático relevante. Ao mesmo tempo, a análise por instalação revela que essa “baixa intensidade média” convive com um conjunto de ativos com intensidades muito superiores à média, inclusive casos em que o volume queimado se aproxima ou supera o volume de gás produzido reportado. Em outras palavras, o sistema *offshore* brasileiro combina um núcleo de instalações com *flaring* residual com bolsões de queima estruturalmente elevada.

No que diz respeito à evolução temporal, a série mensal de intensidade de *flaring* entre 2020 e 2025 não apresenta trajetória monotônica e claramente declinante. Observa-se um período intermediário de relativa estabilidade ou leve melhora, seguido de uma piora recente, com episódios de intensidade mais alta. As projeções lineares até 2030, calibradas em diferentes janelas (2020–2023, 2023–2025 e 2020–2025), reforçam essa leitura: cenários mais otimistas dependem de janelas que não incorporam a deterioração recente, enquanto a utilização de toda a série disponível aponta para um baseline de estabilização ou leve aumento da intensidade caso não haja mudanças estruturais. Isso significa que, à luz dos dados analisados, não há evidência de uma trajetória espontânea de convergência a níveis de *flaring*

compatíveis com metas mais ambiciosas de mitigação sem intervenção regulatória e operacional.

Quanto à concentração do problema, os resultados mostram que o *flaring offshore* é fortemente concentrado em poucos ativos. Um pequeno conjunto de instalações responde por parcela substancial do volume total queimado, ao passo que outro subconjunto, formado por campos maduros e determinados tipos de unidade, apresenta intensidades médias muito elevadas mesmo com volumes absolutos menores. Não há sobreposição perfeita entre “quem mais queima em volume” e “quem é mais intenso”: grandes FPSOs com elevadas vazões de produção dominam o total queimado, mas não figuram necessariamente entre as intensidades médias mais altas, enquanto parte dos ativos intensos opera com produção mais modesta. A análise por tipo de instalação reforça essa heterogeneidade: FPSOs apresentam medianas intermediárias com cauda de alta intensidade; semissubmersíveis e FPUs exibem padrões estruturalmente mais intensos; TLWPs e algumas plataformas com melhor infraestrutura de gás alcançam *flaring* tipicamente residual. Em conjunto, esses achados indicam que a redução das emissões associadas ao *flaring* (e, por extensão, da intensidade de metano vinculada a essa queima) passa por estratégias segmentadas, focadas tanto em “superemissores” quanto em tipos de ativos estruturalmente mais problemáticos.

No exame das relações com variáveis operacionais simples, o trabalho mostra que não existe um único “botão mágico” capaz de explicar, por si só, a intensidade de *flaring*. A análise da relação entre reinjeção de gás e intensidade de *flaring* revela associações fracas e grande dispersão: há instalações com reinjeção elevada e baixa intensidade, mas também casos com reinjeção moderada e *flaring* persistente. De modo semelhante, a relação em escala log–log entre gás produzido e gás queimado indica que o *flaring* cresce menos que proporcionalmente com a produção (expoente inferior a 1), sugerindo algum ganho de eficiência de queima com escala, mas com ampla variação entre ativos. Em síntese, reinjeção e escala ajudam a estruturar a leitura da intensidade, mas não esgotam o fenômeno, que também depende de escolhas de processo, disponibilidade de infraestrutura, idade do ativo e gestão operacional, elementos discutidos ao longo da fundamentação teórica.

No eixo prospectivo, as projeções lineares até 2030 e a validação temporal 80/20 por instalação cumprem o papel de testar se a intensidade observada possui

alguma persistência ao longo do tempo e se tendências simples são informativas. A validação foi aplicada à base consolidada de instalações reportadas à ANP (*onshore* e *offshore*), enquanto o foco interpretativo do estudo permanece no segmento offshore, utilizado nas séries agregadas e nas projeções. Os resultados mostram que, para uma parcela relevante de instalações, a média histórica recente é um bom preditor da intensidade nos meses seguintes, o que legitima o uso de linhas de tendência e médias como referência de curto prazo. Ao mesmo tempo, evidenciam um grupo de ativos com erros de previsão elevados, em que choques operacionais e mudanças de configuração deslocam rapidamente o padrão de *flaring*. A combinação desses resultados indica que modelos lineares simples, aplicados a dados públicos mensais, são suficientes para construir cenários de referência e identificar riscos, mas não substituem modelos mais ricos quando o objetivo é previsão detalhada por instalação.

Do ponto de vista regulatório e estratégico, o trabalho mostra que é possível aproximar o debate global de metano, ancorado em IPCC 2019, IEA/Global Methane Tracker, OGMP 2.0 e Regulamento (UE) 2024/1787, da realidade concreta do *upstream offshore* brasileiro a partir de bases públicas da ANP. A construção de uma métrica transparente de intensidade de *flaring*, a identificação de concentração em poucos ativos, a caracterização de tipos de instalação e a elaboração de projeções lineares oferecem insumos objetivos para discussões sobre competitividade em mercados que passam a exigir comprovação de baixas emissões de metano ao longo da cadeia. Ao evidenciar que uma “média baixa” de intensidade pode coexistir com superemissões em ativos específicos, o estudo reforça a necessidade de estratégias focadas por instalação, de maior robustez de Mensuração, Relato e Verificação (MRV) e de integração entre infraestrutura de escoamento, reinjeção e gestão de *flare*.

Por fim, ao adotar um desenho metodológico parcimonioso, baseado em dados mensais, indicadores de intensidade, análises estatísticas descritivas, regressões lineares simples e validação temporal, o trabalho demonstra que, mesmo sem recorrer a modelos de inteligência artificial ou a abordagens complexas, já é possível extrair informações relevantes para a governança de metano no setor de petróleo e gás. A contribuição central deste estudo é oferecer uma leitura estruturada, transparente e reproduzível da intensidade de *flaring* no offshore brasileiro entre 2020 e 2025, utilizada como *proxy* operacional da intensidade de metano associada ao *flaring*,

respondendo de forma direta às perguntas que o motivaram e abrindo caminho para aprofundamentos futuros com dados mais completos, maior integração de variáveis operacionais e, quando pertinente, técnicas preditivas mais sofisticadas com o uso de inteligência artificial.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023.** Rio de Janeiro: ANP, 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2023>>. Acesso em: 11 set. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, Gás Natural e Biocombustíveis. **Resolução ANP nº 806, de 23 de dezembro de 2020: regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural.** Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-806-2020>>. Acesso em: 10 set. 2025.

ACEVEDO BLANCO, V. L.; GALLO, W. L. R. **Diagnosis of GHG emissions in an offshore oil and gas production facility.** *Gases*, v. 4, n. 4, 2024. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2673-5628/4/4/20>>. Acesso em: 03 nov. 2025.

BLANCO, V. L. A.; GALLO, W. L. R. **Diagnosis of GHG emissions in an offshore oil and gas production facility.** *Gases*, v. 4, n. 4, p. 351–370, 2024. DOI: 10.3390/gases4040020.

BOTELHO TAVARES, F.; ESTEVES, L. E. **A descarbonização do upstream de petróleo e gás natural: o papel da mitigação de emissões de metano.** *Ensaio Energético*, Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <<https://ensaioenergetico.com.br/a-descarbonizacao-do-upstream-de-petroleo-e-gas-natural-o-papel-da-mitigacao-de-emissoes-de-metano/>>. Acesso em: 03 nov. 2025.

BP. **BP Statistical Review of World Energy 2019.** London: BP, 2019. Disponível em: <<https://www.bp.com>>. Acesso em: 20 nov. 2025.

CASTRO, M. V. C. **Metodologia de análise de sustentabilidade de sistemas de recuperação de gás em plataforma do tipo FPSO.** 2025. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025.

COBURN, S. et al. **Measuring methane destruction efficiency in gas flares with dual comb spectroscopy.** *Proceedings of the Combustion Institute*, 2024. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1540748924003419>>. Acesso em: 05 nov. 2025.

DEMIRKAN, D. C. et al. **Evaluation of time series artificial intelligence models for real-time/near-real-time methane prediction in coal mines.** *CIM Journal*, v. 13, n. 3, 2022.

DUZGUN, H. S. et al. **An evaluation of time series artificial intelligence models on real-time/near-real-time methane prediction in coal mines.** *CIM Journal*, 2022 (preprint).

ELMAZ, F.; YÜCEL, Ö.; MUTLU, A. Y. **Predictive Modeling of the Syngas Production from Methane Dry Reforming over Cobalt Catalyst with Statistical and Machine Learning Based Approaches.** International Journal of Advances in Engineering and Pure Sciences, v. 32, n. 1, p. 8–14, 2020. DOI: 10.7240/jeps.558373.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Emissões de metano na cadeia do gás natural.** Rio de Janeiro: EPE, 2023. 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: 20 set. 2025.

EUROPEAN COMMISSION. **Questions and answers on importer requirements of EU Methane Regulation (EU) 2024/1787.** Brussels: European Commission, 2024. Disponível em: <https://energy.ec.europa.eu/document/download/b545c5a6-03c9-4cfa-805a-0411de927ce6_en>. Acesso em: 21 set. 2025.

GRAVINA, F. R. **O projeto Manati e o impacto na matriz energética baiana: uma análise da expansão da oferta de gás natural a partir de 2007-2008.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Economia) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2008. Disponível em: <<https://repositorio.ufba.br/bitstream/ri/9387/1/TCC%20FERNANDA%20ROCHA%20GRAVINA.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2025.

GLOBAL CARBON PROJECT (GCP). **Global Methane Budget 2024: media highlights.** 2024. Disponível em: <https://www.globalcarbonproject.org/methanebudget/24/files/MethaneBudget2024_MediaHighlights.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2025.

HAUSMANN, P.; SUSSMANN, R.; SMALE, D. **Contribution of oil and natural gas production to renewed increase in atmospheric methane (2007–2014): top-down estimate from ethane and methane column observations.** *Atmospheric Chemistry and Physics*, v. 16, p. 3227–3244, 2016. Disponível em: <<https://acp.copernicus.org/articles/16/3227/2016/>>. Acesso em: 10 nov. 2025.

IJZERMANS, R. H. A. et al. **Long-term continuous monitoring of methane emissions at an oil and gas facility using a multi-open-path laser dispersion spectrometer.** *Scientific Reports*, v. 14, 5120, 2024. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s41598-024-50081-x>>. Acesso em: 28 set. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 2: Energy. Chapter 4: Fugitive Emissions.** Geneva: IPCC, 2019. Disponível em: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/2_Volume2/19R_V2_4_Ch04_Fugitive_Emissions.pdf>. Acesso em: 26 set. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the IPCC. Chapter 5 – Global carbon and other biogeochemical cycles and feedbacks.** Geneva: IPCC, 2021. Disponível em: <<https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/chapter/chapter-5/>>. Acesso em: 23 set. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the IPCC.** Geneva: IPCC, 2023. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf>. Acesso em: 20 set. 2025.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the IPCC.** Geneva: IPCC, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Emissions from oil and gas operations in net zero transitions.** Paris: IEA, 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/emissions-from-oil-and-gas-operations-in-net-zero-transitions>>. Acesso em: 15 nov. 2025.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Global Methane Tracker 2025: documentation.** Paris: IEA, 2025. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/b83c32dd-fc1b-4917-96e9-8cd918801cbf/GlobalMethaneTracker2025.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2025.

JOHNSON, M. R. et al. **Inefficient and unlit natural gas flares both emit large quantities of methane.** *Science*, v. 377, n. 6611, p. 1563–1567, 2022. Disponível em: <<https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/36173866/>>. Acesso em: 05 nov. 2025.

LOUIME, C. J.; RAZA, T. A. **Development of artificial intelligence/machine learning (AI/ML) models for methane emissions forecasting in seaweed.** *Methane*, v. 3, n. 3, p. 485–499, 2024. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2674-0389/3/3/28>>. Acesso em: 01 nov. 2025.

LOUREIRO, T. Y. C. **Medição de vazão de gás em sistemas de flare (tocha).** 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

LU, X. et al. **Satellite-observed global methane emissions from oil, gas, and coal operations using multisource detection.** *Earth System Science Data*, 2024. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/386214242_Development_of_a_Multi-Source_Satellite_Fusion_Method_for_XCH4_Product_Generation_in_Oil_and_Gas_Production_Areas>. Acesso em: 01 nov. 2025.

LU, R.; MISKIMINS, J.; ZHIZHIN, M.; ZHOU, Y. **Learning from Nighttime Observations of Gas Flaring in North Dakota for Better Decision and Policy Making.** *Remote Sensing*, v. 13, n. 5, 941, 2021. DOI: 10.3390/rs13050941.

LU, X. et al. **Observation-derived 2010–2019 trends in methane emissions and intensities from US oil and gas fields tied to activity metrics.** Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, v. 120, n. 17, e2217900120, 2023. DOI: 10.1073/pnas.2217900120.

NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION (NOAA). **Global monitoring laboratory – methane trends.** 2024. Disponível em: <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends_ch4/>. Acesso em: 16 nov. 2025.

METHANE GUIDING PRINCIPLES. **Reducing methane emissions: best practice guide – flaring.** 2019. Disponível em: <<https://methaneguidingprinciples.org/pdf/best-practice-guide/flaring/Reducing-Methane-Emissions-Flaring-Guide.pdf>>. Acesso em: 02 nov. 2025.

MONOPOLI, W. J. **A transição no setor de gás natural no Brasil: desafios e iniciativas estratégicas corporativas potenciais.** 2020. Monografia – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <<https://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10031966.pdf>>. Acesso em: 05 nov. 2025.

OMARA, M. et al. **Methane emissions from US low production oil and natural gas well sites.** Nature Communications, v. 13, art. 2085, 2022. DOI: 10.1038/s41467-022-29709-3.

OIL AND GAS CLIMATE INITIATIVE (OGCI). **The Oil and Gas Methane Partnership 2.0.** 2020. Disponível em: <<https://www.ogmpartnership.org/>>. Acesso em: 05 nov. 2025.

PLANT, G. et al. **Inefficient and unlit natural gas flares both emit large quantities of methane.** Science, v. 377, n. 6614, p. 1566–1571, 30 set. 2022. DOI: 10.1126/science.abq0385.

PUC-RIO. **A queima e ventilação de gás natural no Brasil e no mundo: regulação e melhores práticas.** 2013. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/37188/37188_4.PDF>. Acesso em: 05 nov. 2025.

QUADRADO, M. et al. **A measurement-based upstream oil and gas methane inventory for Alberta, Canada reveals higher emissions and different sources than official estimates.** Communications Earth & Environment, v. 4, 2023. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/s43247-023-01081-0>>. Acesso em: 19 out. 2025.

SAFETYTECH ACCELERATOR. **Methane Abatement in Maritime Innovation Initiative: report from Safetytech Accelerator.** July 2024. Disponível em: <<https://safetytechaccelerator.org/wp-content/uploads/2024/07/MAMII-Report-July-2024-D6.pdf>>. Acesso em: 19 out. 2025.

SCOTTISH CARBON CAPTURE & STORAGE (SCCS). A review of flaring and venting at UK offshore oilfields – an analogue for offshore CO₂-EOR projects?
 Edinburgh: SCCS, 2014. Disponível em:
<https://www.sccs.org.uk/sites/default/files/2023-12/SCCS-CO2-EOR-JIP-Flaring-and-Venting.pdf>. Acesso em: 09 nov. 2025.

SHAW, R. A. et al. Flaring efficiencies and NOx emission ratios measured for offshore oil and gas facilities in the North Sea. *Atmospheric Chemistry and Physics*, v. 23, p. 1491–1517, 2023. Disponível em:
<https://acp.copernicus.org/articles/23/1491/2023/acp-23-1491-2023.pdf>. Acesso em: 08 nov. 2025.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP); CLIMATE AND CLEAN AIR COALITION (CCAC). Global Methane Assessment: benefits and costs of mitigating methane emissions. Nairobi: UNEP, 2021. Disponível em:
https://www.ccacoalition.org/sites/default/files/resources/2021_Global-Methane_Assessment_full_0.pdf. Acesso em: 12 nov. 2025.

VARON, D. J. et al. Remote sensing of methane leakage from natural gas and petroleum systems revisited. *Atmospheric Chemistry and Physics*, v. 20, p. 9169–9182, 2020. Disponível em: <https://acp.copernicus.org/articles/20/9169/2020/>. Acesso em: 02 nov. 2025.

WORLD BANK. 2025 Global Gas Flaring Tracker Report. Washington, DC: World Bank, 2025. Disponível em:
<https://thedocs.worldbank.org/en/doc/bd2432bbb0e514986f382f61b14b2608-0400072025/original/Global-Gas-Flaring-Tracker-Report-July-2025.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2025.

WORLD BANK. Flaring and venting regulations – executive summary.
 Washington, DC: World Bank, 2023. Disponível em:
<https://flaringventingregulations.worldbank.org/executive-summary>. Acesso em: 05 nov. 2025.

WORLD BANK. Global Gas Flaring Data. Washington, DC: World Bank, 2025.
 Disponível em: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data>. Acesso em: 05 nov. 2025.

WORLD RESOURCES INSTITUTE (WRI). The Greenhouse Gas Protocol: the GHG Protocol for Project Accounting. Washington, DC: WRI, 2005.

ZIMMERMAN, N. et al. Air quality and health impacts of onshore oil and gas flaring and venting activities estimated using refined satellite-based emissions. *GeoHealth*, v. 8, e2023GH000938, 2024. Disponível em:
<https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10916426/>. Acesso em: 05 nov. 2025.