

Rio de Janeiro, na data de assinatura .

Assunto: Análise de Impacto Regulatório sobre a revisão da Resolução ANP nº 806/2020, que regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e gás natural, visando sua adequação à Resolução CNPE nº 08/2024, que estabeleceu diretrizes para promoção da descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

I. IDENTIFICAÇÃO TEMÁTICA

Tema Principal	Revisão da Resolução ANP nº 806/2020
Tema Secundário	Promoção da Descarbonização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás natural.
Nº e Título da Ação Regulatória	1.6 Controle e redução de queimas e perdas de petróleo e gás natural

II. SUMÁRIO

- A presente Análise de Impacto Regulatório (AIR) visa subsidiar proposta de revisão e atualização da Resolução ANP nº 806, de 17 de janeiro de 2020 (Resolução ANP nº 806/2020), normativo que regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e de gás natural, com o objetivo de aprimorar seu escopo normativo para incorporação de diretrizes de promoção da descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural dadas pela Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 8, de 26 de agosto de 2024 (Resolução CNPE nº 8/2024).
- A Resolução CNPE nº 8/2024 estabeleceu que é de interesse da Política Energética Nacional mitigar as emissões de gases do efeito estufa dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural e que as seguintes diretrizes deverão ser observadas:
 - "I - fomentar o desenvolvimento tecnológico, estimulando a criação e adoção de novas tecnologias de descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;
 - II - minimizar a queima de gás natural e manter a queima zero de rotina;
 - III - reduzir as emissões de metano e dióxido de carbono, observados os compromissos assumidos na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima e no Compromisso Global para o Metano, relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;
 - IV - adotar as melhores práticas e tecnologias, que reduzam as emissões de gases do efeito estufa das atividades;
 - V - incentivar a plena utilização da capacidade da infraestrutura instalada, por meio do seu compartilhamento, de forma a minimizar as emissões de gases do efeito estufa das atividades; e
 - VI - priorizar a adequação dos projetos de grande porte com maior potencial de emissões de gases de efeito estufa."
- Especificamente para a ANP, a Resolução CNPE nº 8/2024 estabeleceu que a Agência deve adotar medidas que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, inclusive emissões fugitivas de metano (art. 2º, § 2º). Estabeleceu ainda que, no âmbito da gestão dos contratos de concessão e partilha de produção, dentro de suas respectivas competências, a ANP e a PPSA devem analisar as melhores opções de desenvolvimento, considerando também a redução da intensidade de carbono do ciclo de vida do ativo, bem como a adoção de medidas mitigadoras para as emissões de gases de efeito estufa (art. 2º, caput).
- Assim, a revisão da atual resolução que disciplina controle de queima e perda de petróleo e gás natural, a Resolução ANP nº 806/2020 se faz necessária.
- Ressaltamos que esta revisão da RANP 806/2020 é complementar a outras Ações Regulatórias na Agência sobre o tema, especificamente à futura proposta de resolução voltada à redução das emissões de metano na cadeia produtiva do petróleo e do gás natural (Ação 1.17).
- A presente análise considerou: (i) o problema regulatório existente; (ii) as partes afetadas pela medida; (iii) a experiência internacional; (iv) a base legal pertinente; (v) o objetivo pretendido; (vi) a participação social (vii) as alternativas regulatórias disponíveis; (viii) os respectivos impactos; (ix) a comparação entre estas; (x) a recomendação da estratégia de implementação, monitoramento e avaliação; e, finalmente, (xi) a sugestão de prazo para revisão sistemática (cronograma de ações).

III. ESTUDO DO PROBLEMA

III.1 Histórico

- A Resolução ANP nº 806/2020, que regulamenta os procedimentos para controle de queima e perda de petróleo e gás natural, é uma norma bem consolidada fruto de um longo trabalho da ANP sobre o tema desde a norma antecessora, a Portaria ANP nº 249/2000.

8. A revisão da Portaria ANP nº 249/2000 que culminou na publicação da Resolução ANP nº 806/2020 reforçou o trabalho da ANP no aprimoramento dos seus mecanismos regulatórios sobre o controle da queima de gás natural, considerando os avanços tecnológicos ocorridos, a mudança no cenário da produção do Brasil, principalmente em decorrência das jazidas do pré-sal, e a valorização do gás natural como recurso energético, no mundo e no Brasil, em especial, como fonte para termelétricas.
9. A iniciativa atendeu a Resolução CNPE nº 17/2017, que definiu, dentre as diretrizes a serem observadas na Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural pela ANP: fomentar, em bases econômicas, o aumento da participação da produção doméstica de gás natural no atendimento ao mercado brasileiro, inclusive pela redução da queima de gás natural nas atividades de exploração e produção.
10. Da mesma maneira, nos dias atuais, precisa a Agência avaliar criticamente os avanços da Resolução ANP nº 806/2020 e como esta pode ser aprimorada em linha com as novas diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024, no cenário de mitigar as emissões de gases do efeito estufa dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural e de aproveitamento econômico dos nossos recursos.

III.2 Cenários Internacional e Nacional Atuais

11. De acordo com o *Global Gas Flaring Tracker Report* (The World Bank Group, 2025), os volumes globais de queima em *flare* atingiram 151 bilhões de metros cúbicos (bcm) em 2024, o maior patamar desde 2007, consolidando a tendência de aumento iniciada em 2023. O relatório destaca que, em comparação com 2012, houve um acréscimo de 5% (equivalente a 8 bcm) na quantidade de gás queimado. O documento também aponta que o desperdício crescente de gás associado ocorre em um contexto de riscos elevados à segurança energética global e dificuldades persistentes na garantia de acesso confiável à energia para mais de meio bilhão de pessoas em países em desenvolvimento. Em 2024, o volume de gás perdido por flaring foi comparável ao consumo total de gás da África, resultando na emissão de 389 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MMtCO₂e) e outros impactos de poluição local. Conforme os preços do gás no Henry Hub (EUA) e das importações da União Europeia, o valor desse gás desperdiçado em 2024 é estimado entre US\$ 19 bilhões e US\$ 63 bilhões. O relatório observa, ainda, que essas perdas representam mais de metade do investimento inicial — cerca de US\$ 70 bilhões — necessário para alcançar as reduções de flaring previstas no cenário Net Zero Emissions by 2050 da Agência Internacional de Energia (IEA).
12. O relatório destaca ainda que a intensidade de flaring — medida pela quantidade de gás associado queimada por barril de petróleo produzido — permanece praticamente estável há quinze anos, indicando estagnação no processo de desacoplamento entre queima e produção de petróleo observado no início dos anos 2000.

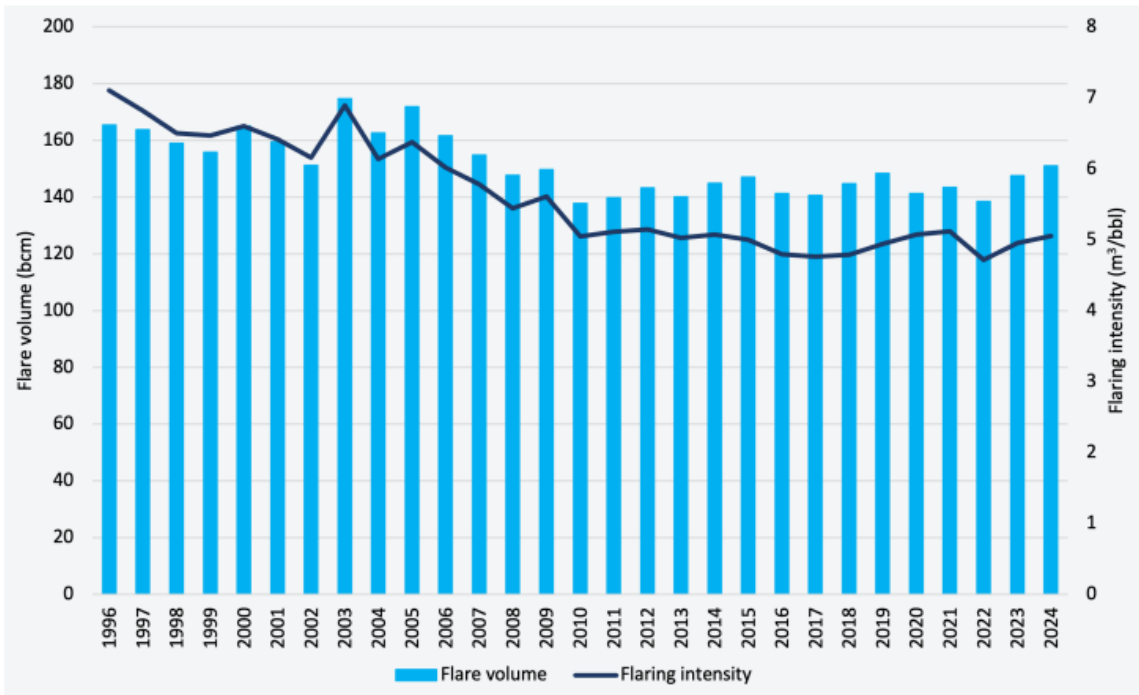


Figura 1. Volume global de queima de gás e intensidade de flaring em instalações de exploração e produção de óleo e gás, 1996–2024. Fonte: The World Bank Group (2025).

13. Esse comportamento contrasta com o cenário brasileiro, no qual se observa uma melhoria contínua desse indicador ao longo do tempo. Destaca-se, especialmente, que após a publicação da Portaria ANP nº 249/2000, a intensidade de *flaring* no Brasil apresentou redução significativa, mantendo-se desde então em patamar substancialmente inferior à média global. Tal resultado evidencia a relevância da regulamentação e a necessidade de sua atualização periódica, de modo a acompanhar a evolução tecnológica e os ganhos de eficiência energética.

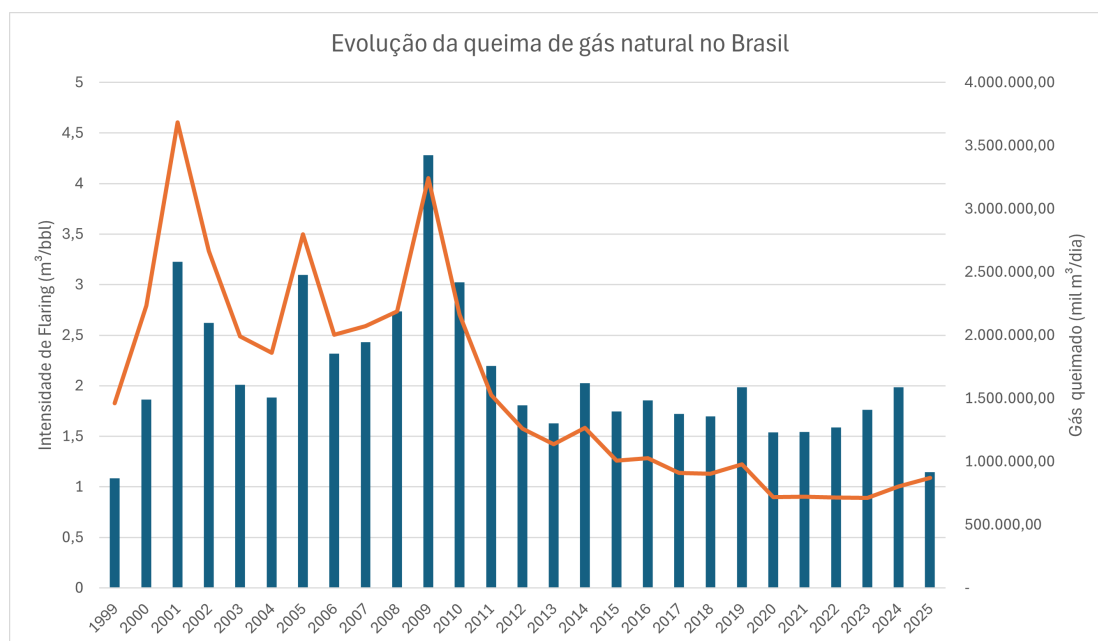


Figura 2 - Evolução da intensidade de *flare* no Brasil. Fonte: ANP.

14. O próprio relatório do The World Bank Group (2025) destaca essa evolução ao afirmar que os países que endossaram a *Zero Routine Flaring by 2030 (ZRF) initiative* e que registram menores volumes de flaring — como Brasil, Colômbia, Egito, Indonésia e Cazaquistão — têm apresentado avanços consistentes. Segundo o documento, o volume total de gás queimado por esses países, assim como sua intensidade média de *flaring*, está aproximadamente 30% abaixo dos níveis verificados em 2012.

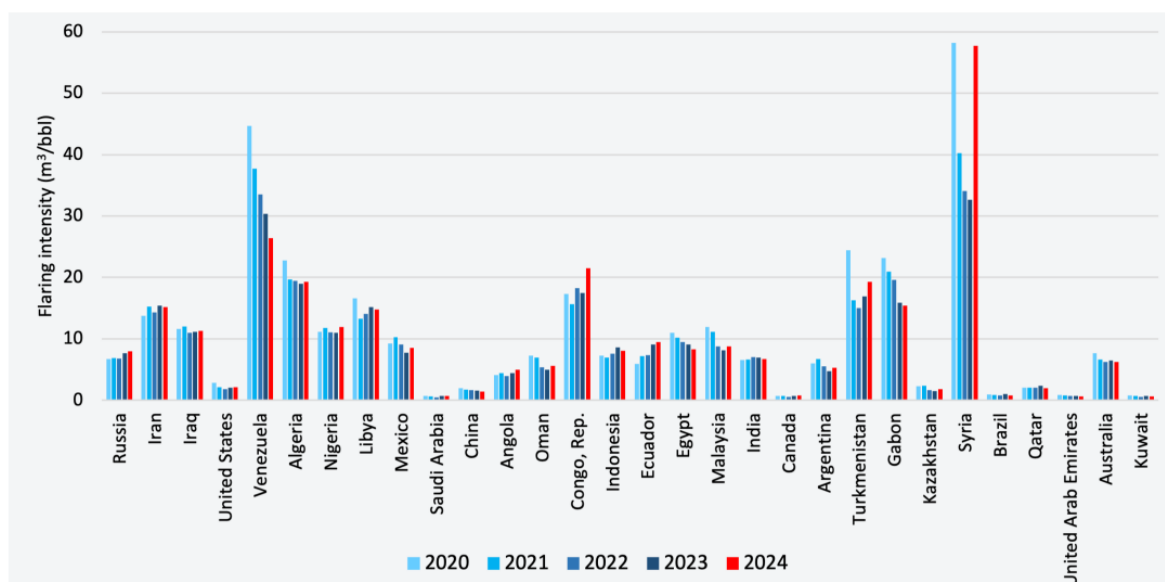


Figura 3. Intensidade de *flaring* dos 30 países com maiores volumes de queima, 2020–2024 (ordenados pelo volume de flaring de 2024). Fonte: The World Bank Group (2025).

15. Não obstante, o Brasil ainda figura entre os 30 países com maiores volumes de *flaring*, ocupando a 26ª posição. Esse dado reforça a necessidade de aprimoramentos contínuos na regulamentação, de modo a consolidar os avanços já alcançados e acelerar a redução das emissões associadas.

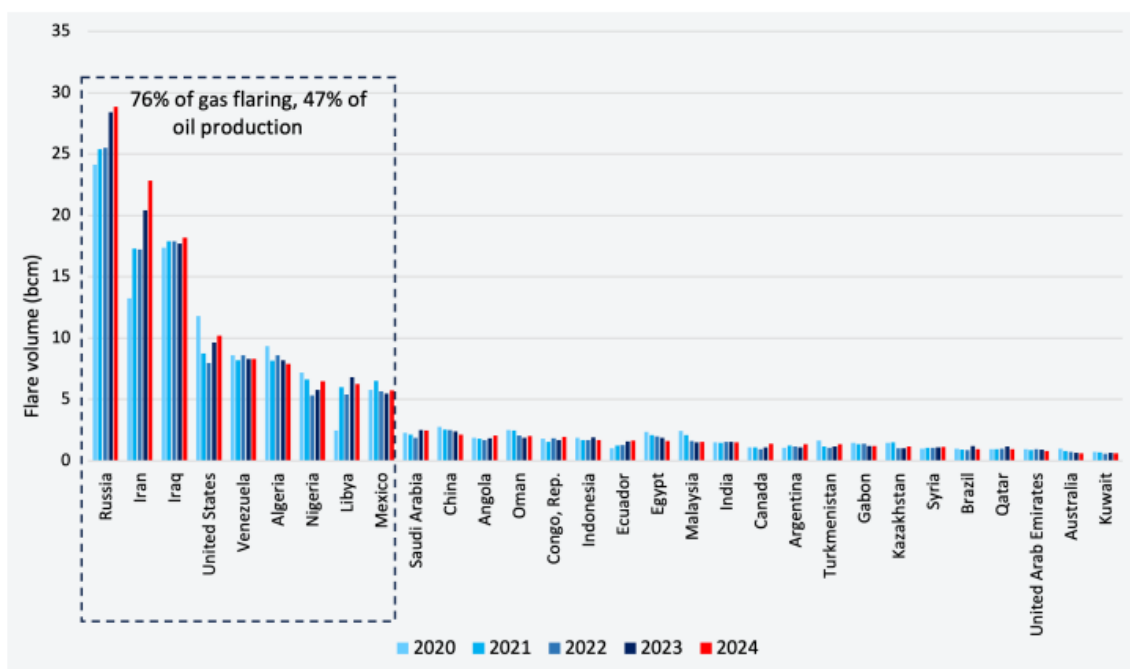


Figura 4. Volumes de queima em *flare* nos 30 países com maiores emissões no período de 2020–2024, ordenados pelo volume de flaring de 2024, com indicação dos nove principais países. Fonte: The World Bank Group (2025).

16. Cabe destacar, que a resolução vigente não trata apenas do volume queimado, mas também dos volumes ventilados (perda). Para contextualizar o cenário dessas emissões no Brasil, será utilizado o histórico do Índice de Utilização de Gás Natural (IUGA), que permite avaliar a evolução do aproveitamento do gás ao longo do tempo.

17. O Índice de Utilização de Gás Natural (IUGA) constitui um indicador amplamente empregado na análise de desempenho operacional das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Seu principal objetivo é mensurar o aproveitamento efetivo do gás associado à produção de petróleo, permitindo avaliar o nível de eficiência energética das operações e o grau de aderência às práticas de redução de emissões atmosféricas.

18. O IUGA é calculado a partir da razão entre o volume de gás natural aproveitado e o volume total de gás produzido no período considerado. Dessa forma, o indicador expressa a proporção do gás efetivamente utilizada, excluindo-se os volumes queimados (*flaring*) ou ventilados (*venting*). Valores próximos de 100% indicam elevado aproveitamento e baixa ocorrência de perdas, enquanto índices reduzidos podem sinalizar limitações de infraestrutura, indisponibilidade operacional ou deficiências de planejamento.

19. No contexto regulatório, o IUGA desempenha papel relevante na gestão ambiental e na conformidade com diretrizes de descarbonização, uma vez que a queima e a liberação direta de gás para a atmosfera contribuem significativamente para as emissões de gases de efeito estufa, especialmente metano e dióxido de carbono. Políticas públicas e normas técnicas recentes têm reforçado a necessidade de monitoramento contínuo, transparência e adoção de tecnologias voltadas à minimização de perdas, posicionando o IUGA como um indicador estratégico para acompanhamento da evolução da eficiência nas operações do setor.

20. Além de seu uso na fiscalização e no planejamento regulatório, o indicador é fundamental para análises comparativas entre campos, operadores e períodos, auxiliando na identificação de tendências, oportunidades de melhoria e potenciais riscos associados à gestão inadequada do gás produzido. Dessa forma, o IUGA consolida-se como ferramenta essencial para a promoção de práticas sustentáveis e para a integração entre eficiência operacional, segurança energética e mitigação climática no setor de petróleo e gás.

21. No gráfico abaixo, observa-se a evolução do Índice de Utilização de Gás Natural (IUGA) na atividade de produção de petróleo e gás natural. Cabe destacar que, em 3 de novembro de 2000, a ANP publicou a Portaria nº 249/2000, que aprovou o Regulamento Técnico de Queimas e Perdas de Petróleo e Gás Natural, estabelecendo requisitos e procedimentos aplicáveis às queimas em *flares* e às perdas de gás natural. Desde então, o IUGA nacional apresentou crescimento significativo, refletindo a redução gradual das perdas e a melhoria progressiva no aproveitamento do gás produzido, em linha com as políticas públicas.

22. Nota-se ainda que após 2020, quando foi publicada a revisão da norma, esse índice se estabeleceu em torno de 97%.

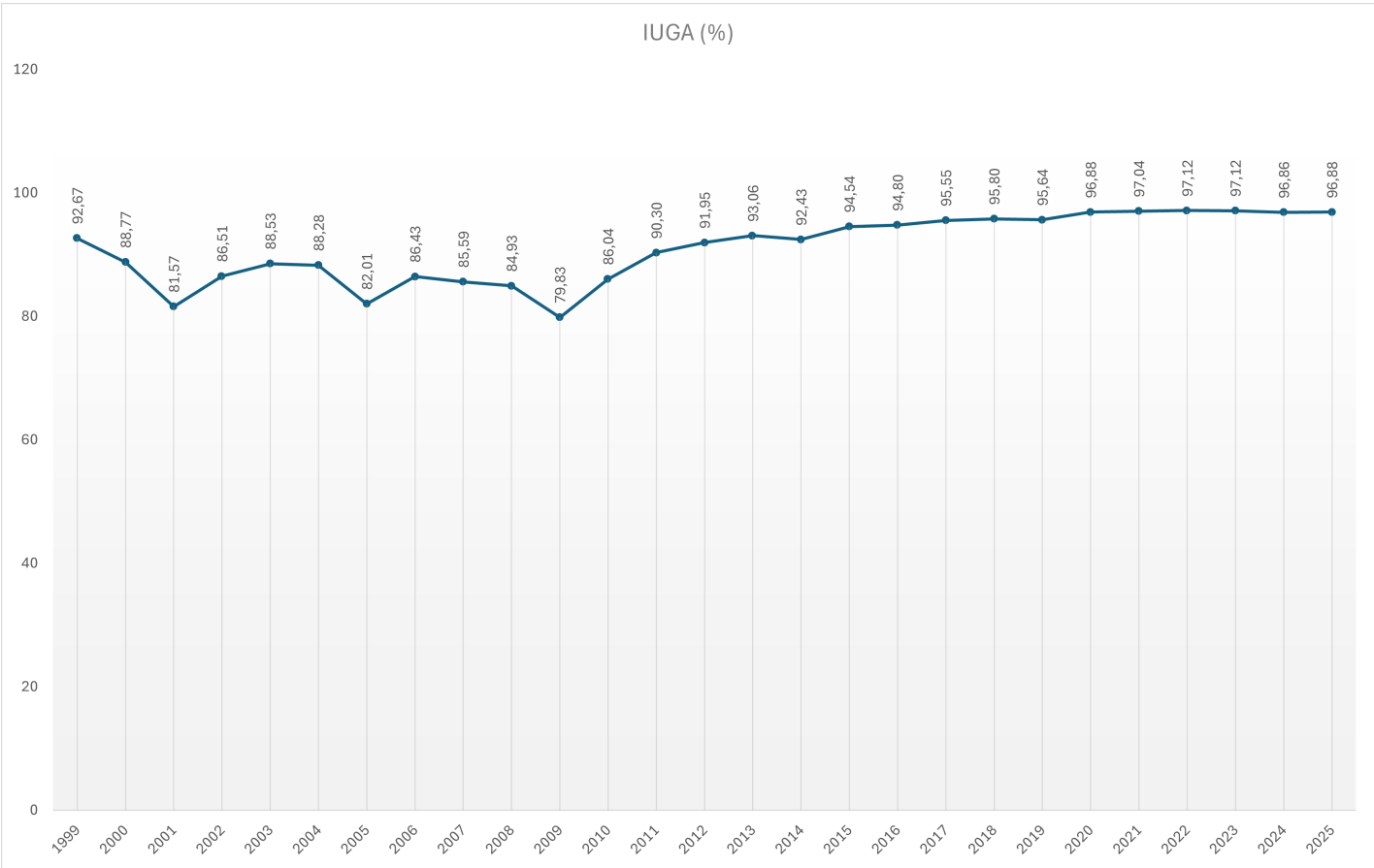


Figura 5 - Evolução do Índice de Utilização de Gás Natural (IUGA) no Brasil. Fonte: ANP.

III.3 Descrição do Problema Regulatório

23. A ANP, como o órgão regulador da indústria do petróleo e gás natural no Brasil, é responsável pela implementação da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, nas formas da regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria.

24. A Resolução CNPE nº 8/2024, de 26/08/2024, estabeleceu que é de interesse da Política Energética Nacional mitigar as emissões de gases do efeito estufa dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural e que as diretrizes deverão ser observadas, incluindo **reduzir as emissões de metano e dióxido de carbono , minimizar a queima de gás natural e manter a queima zero de rotina.**

25. Assim, o problema regulatório identificado foi:

Problema Regulatório
O marco regulatório vigente (Resolução ANP nº 806/2020) tornou-se insuficiente para garantir o controle adequado da queima e perda de petróleo e gás natural diante das novas diretrizes de descarbonização da Resolução CNPE nº 8/2024, exigindo sua atualização para incorporar metas de redução de GEE, eliminação da queima de rotina, redução de metano e promoção de melhores práticas e tecnologias.

III.4 Experiência Internacional

26. O "Estudo Preliminar para a regulamentação das emissões de metano", publicado pela Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente da ANP (STM), disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2025/cp-04-2025/estudo-preliminar-metano.pdf>, analisa as abordagens regulatórias consolidadas de jurisdições como a União Europeia, Reino Unido, Alberta (Canadá), Estados Unidos e Colômbia. A queima ineficiente de gás (*flaring*) é destacada como fonte relevante de emissões, demandando ações voltadas à eliminação de práticas rotineiras e à adoção de *flares* com alta eficiência de destruição (ANP, 2025).

27. No Reino Unido, requisitos centrais para controle de emissões de metano contemplam metas quantitativas, eliminação da queima e ventilação de rotina (meta *Zero Routine Flaring and Venting by 2030*), desenvolvimento obrigatório de Planos de Ação para Redução de Emissões, dentre outros.

28. A província de Alberta, no Canadá, também abordada em ANP (2025), indica como requisito regulatório limites rigorosos à queima rotineira e aprovação regulatória para excedê-los, além da necessidade de equipamentos de alta eficiência para minimizar queimas ineficientes.

29. Em relação aos Estados Unidos da América (EUA), o referido estudo (ANP, 2025) aponta que agências federais desempenham papéis importantes no arranjo regulatório do país. O *Bureau of Land Management*, por exemplo, regula a ventilação, queima em *flare* e vazamentos em operações localizadas em terras federais e tribais por meio da Regra de Prevenção de Desperdício (*Waste Prevention Rule*). Já a *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) contribui para a mitigação de metano por meio de regulamentos de segurança que exigem detecção e reparo de vazamentos em dutos de transporte, distribuição e coleta. O Departamento do Interior (DOI), por sua vez, regula a otimização de recursos em operações situadas em terras federais e indígenas, focando na ventilação, queima em *flare* e vazamentos. Por fim, as agências estaduais operacionalizam padrões federais delegados e têm a faculdade de estabelecer regulamentações que podem ser mais rigorosas que as federais.

30. Para a União Europeia, ANP (2025) indicou que o Regulamento UE nº 2024/1787 exige eficiência de queima em *flare* de pelo menos 99% (Artigo 17). Restrições ao *venting* e à queima em *flare* também são estabelecidas por meio do Artigo 15, que elenca situações em que tais medidas são entendidas como inevitáveis e estritamente necessárias por razões de segurança.

31. Na Colômbia, a Resolução MME nº 40066/2022 é considerada a principal norma de prevenção e controle de emissões de metano no setor, abordando em regulamento único a queima em *flare* e emissões fugitivas. A resolução permite a queima controlada (*flaring*) em condições específicas e com autorização prévia. Já a ventilação (*venting*) intencional rotineira é proibida durante as fases de exploração e produção, sendo permitida apenas em situações emergenciais ou operacionais específicas, que devem ser justificadas, quantificadas e reportadas.

32. Por fim, o documento "Estudo Preliminar para a regulamentação das emissões de metano" também aponta a necessidade de articulação da futura norma de emissões de metano com a revisão da Resolução ANP nº 806/2020, que trata da queima e das perdas de petróleo e gás natural.

III.5 Identificação dos atores ou grupos afetados pelo problema

33. A atualização da Resolução ANP nº 806/2020 impacta diretamente diversos agentes envolvidos nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como atores institucionais e a sociedade em geral. Os principais grupos afetados são:

- **Empresas Concessionárias e Operadoras de Petróleo e Gás Natural**

São diretamente responsáveis pelo cumprimento das regras de controle de queima e perda de gás natural. Poderão ser afetadas pela necessidade de:

- a) adaptar processos, equipamentos e sistemas de medição;
- b) incorporar tecnologias de mitigação de emissões;
- c) ajustar projetos de desenvolvimento e operação para atender às novas diretrizes de descarbonização;
- d) planejar investimentos para redução da queima e aumento do aproveitamento do gás.

- **Fornecedores de equipamentos, tecnologias e serviços especializados**

Empresas que oferecem soluções de monitoramento, medição, captura, transporte e aproveitamento de gás podem ser impactadas pela demanda por tecnologias de descarbonização e redução de queima.

- **ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**

A Agência é diretamente afetada, pois:

- e) precisará revisar instrumentos regulatórios e procedimentos internos;
- f) deverá intensificar atividades de fiscalização, monitoramento e avaliação;
- g) terá novas responsabilidades quanto à verificação de emissões e de eficiência de queima;
- h) enfrentará desafios operacionais e de capacitação técnica para implementação das novas diretrizes.

- **PPSA – Pré-Sal Petróleo S.A.**

Afetada no âmbito da gestão dos contratos de partilha de produção, devendo considerar a redução da intensidade de carbono dos ativos nas análises e nas deliberações técnicas.

- **Outros Órgãos Públicos e Instituições de Governo**

Inclui MME, MMA, IBAMA e demais entidades envolvidas em políticas climáticas e ambientais.

- **Sociedade em Geral (consumidores e cidadãos)**

Embora de forma indireta, a sociedade se beneficia:

- i) da redução de emissões de gases de efeito estufa;
- j) do uso mais eficiente dos recursos naturais;
- k) de ganhos ambientais e de saúde pública associados à redução da poluição atmosférica;
- l) da maior segurança energética decorrente do melhor aproveitamento do gás natural.

34. Vale destacar que o Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, indica como necessário que o relatório de AIR contemple impactos sobre microempresas e empresas de pequeno porte (inciso VII-A, art. 6º). Microempresas e empresas de pequeno porte são categorias definidas na Lei Complementar nº 123, de 14 de dezembro de 2006. De acordo com seu art. 3º, inciso I, consideram-se microempresas aquelas que auferem, em cada ano-calendário, receita bruta igual ou inferior a R\$ 360 mil. Empresas de pequeno porte, por sua vez, são aquelas em que o valor da receita bruta é superior a R\$ 360 mil e igual ou inferior a R\$ 4,8 milhões (inciso II do art. 3º da Lei Complementar nº 123, de 2006). No setor de petróleo e gás, um agente econômico é classificado como de pequeno ou médio porte de acordo com sua produção diária de hidrocarbonetos. Nos termos da Resolução ANP nº 32, de 5 de junho de 2014, empresas de pequeno e médio porte são aquelas cuja produção média anualizada seja, respectivamente, inferior a 1.000 (mil) e 10.000 (dez mil) barris de óleo equivalente por dia de petróleo ou gás natural, no Brasil ou no exterior (ANP, 2023).

35. A fim de endereçar adequadamente impactos sobre empresas de porte mais reduzido do setor de óleo e gás, é importante conferir atenção especial para dispositivos da Resolução ANP nº 806/2021, que tratam de campos terrestres, pois é neste ambiente em que operam as empresas deste porte. Nesse interim, pode-se aventar a possibilidade de manter inalterados dispositivos que abordam, por exemplo, valores de IUGA para a produção mensal de gás natural associado por campo terrestre (art. 6º, I, alínea d, da Resolução ANP nº 806/2021), o que minimizaria impactos sobre empresas consideradas de menor porte.

IV. IDENTIFICAÇÃO DA BASE LEGAL

36. Como previsto nos incisos, I, VII e IX do artigo 8º da Lei 9478/97, a ANP, como órgão regulador da indústria do petróleo e gás natural do Brasil, é responsável pela implementação da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, fiscalizando diretamente as atividades da indústria e fazendo cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente. Assim, demonstra-se a legalidade da iniciativa de revisão da norma em comento:

"Art. 8º A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, cabendo-lhe:

I - implementar, em sua esfera de atribuições, a política nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis, contida na política energética nacional, nos termos do Capítulo I desta Lei, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, e de biocombustíveis, em todo o território nacional, e na proteção dos interesses dos consumidores quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;

(...)

VII - fiscalizar diretamente e de forma concorrente nos termos da Lei nº 9.478, de 11 de setembro de 1990, ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato;

(...)

IX - fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente;"

37. Mais recentemente, a Resolução CNPE nº 8, de 26/08/2024 estabeleceu diretrizes para promoção da descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O atendimento à essas diretrizes é a principal motivação para a revisão da Resolução ANP nº 806, de 17/01/2020.

Art. 1º Fica estabelecido que é de interesse da Política Energética Nacional mitigar as emissões de gases do efeito estufa dos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Parágrafo único. Na implementação da Política, as seguintes diretrizes deverão ser observadas:

I - fomentar o desenvolvimento tecnológico, estimulando a criação e adoção de novas tecnologias de descarbonização das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;

II - minimizar a queima de gás natural e manter a queima zero de rotina;

III - reduzir as emissões de metano e dióxido de carbono, observados os compromissos assumidos na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima e no Compromisso Global para o Metano, relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural;

IV - adotar as melhores práticas e tecnologias, que reduzam as emissões de gases do efeito estufa das atividades;

(...)

VI - priorizar a adequação dos projetos de grande porte com maior potencial de emissões de gases de efeito estufa.

Art. 2º A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e a Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA devem, no âmbito da gestão dos contratos de concessão e partilha de produção, dentro de suas respectivas competências, analisar as melhores opções de desenvolvimento, considerando também a redução da intensidade de carbono do ciclo de vida do ativo, bem como a adoção de medidas mitigadoras para as emissões de gases de efeito estufa.

(...)

§ 2º A ANP deve adotar medidas que contribuam para a redução das emissões de gases de efeito estufa das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, inclusive emissões fugitivas de metano.

38. O Decreto nº 10.411/2020, regulamenta a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019.

39. A Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) é a unidade da ANP responsável por propor a regulamentação e executar a fiscalização das atividades relativas à Fase De Produção, pelas análises e avaliações de planos e programas que envolvem o controle e a fiscalização das queimas e perdas de gás natural e, conseqüentemente, por subsidiar a Diretoria Colegiada quanto às autorizações e demais decisões sobre o tema.

40. Adicionalmente, por meio da Portaria ANP nº 265, de 10 de setembro de 2020, a Diretoria Colegiada da ANP delegou competência à SDP para a prática de atos administrativos relativos à queima de gás natural.

"Art. 110. Compete à Superintendência de Desenvolvimento e Produção:

I - propor a regulamentação e executar a fiscalização das atividades relativas à fase de produção dos contratos de concessão, cessão onerosa e de partilha de produção;

II - aprovar:

- a) o Plano de Desenvolvimento de campos de pequena produção;
- b) o Programa Anual de Produção para os campos de petróleo e gás natural;
- c) o Programa Anual de Trabalho e Orçamento para os campos de petróleo e gás natural;
- (...)
- g) a convalidação de queima extraordinária de gás natural;

III - analisar, quando apresentado pelas contratadas, e submeter à deliberação da Diretoria Colegiada, a aprovação de:

- a) Planos de Desenvolvimento de campos de grande produção;
- (...)

IV - autorizar:

- j) a queima extraordinária de gás natural;

V - propor regulamentação relativa às atividades de produção de petróleo e de gás natural, e de estocagem de gás natural; (Redação dada pela Portaria ANP nº 238/2024)

VI - analisar e solicitar informações adicionais dos Boletins Mensais de Produção;"

41. Sobre potenciais conflitos e sobreposições de competência, a revisão da Resolução ANP nº 806/2020 proposta é de natureza predominantemente técnica e administrativa, sem previsão de conflitos significativos, dada a delimitação clara das competências da ANP nos marcos legais existentes.

V. DEFINIÇÃO DOS OBJETIVOS

42. A revisão da Resolução ANP nº 806/2020, em conformidade com as diretrizes estabelecidas pela Resolução CNPE nº 8/2024, deverá produzir os seguintes resultados:

a) **Redução das emissões de gases de efeito estufa no âmbito das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.**

Espera-se a diminuição da queima de gás natural e a adoção de tecnologias mais eficientes para controle de emissões.

b) **Ampliação do aproveitamento econômico do gás natural associado.**

A atualização normativa deverá estimular o uso racional e eficiente do gás produzido, reduzindo perdas e contribuindo para o melhor aproveitamento da infraestrutura instalada.

c) **Harmonização regulatória com a política energética nacional e com iniciativas correlatas.**

A norma revisada fortalecerá a aderência da regulação às diretrizes de descarbonização da Resolução CNPE nº 8/2024, garantindo sua complementaridade com a futura regulamentação específica sobre emissões de metano na cadeia produtiva.

d) **Estímulo à inovação tecnológica e à adoção de melhores práticas operacionais.**

A expectativa é que as empresas aprimorem seus processos e incorporem tecnologias modernas de controle de emissões, aproximando o setor nacional das referências internacionais de desempenho ambiental.

e) **Reforço da capacidade regulatória e fiscalizatória da ANP.**

A revisão proporcionará maior clareza normativa e aprimoramento dos procedimentos de autorização, monitoramento e fiscalização, fortalecendo a eficiência e a segurança jurídica das ações da Agência.

f) **Benefícios socioambientais associados à melhoria da qualidade ambiental.**

Com a redução das emissões e o uso mais eficiente dos recursos, prevê-se impacto positivo na qualidade ambiental e na mitigação dos efeitos climáticos, com ganhos indiretos para a sociedade.

VI. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

43. A construção da proposta regulatória deverá contar com o processo de participação social previsto no âmbito da ANP, garantindo transparência, legitimidade e qualidade técnica à revisão da Resolução ANP nº 806/2020. Assim, será realizada a Consulta Pública, seguida de Audiência Pública, de forma a possibilitar que agentes regulados, entidades representativas, instituições governamentais, especialistas e demais interessados contribuam com sugestões e comentários.

44. A participação social permitirá identificar eventuais desafios operacionais na implementação das novas diretrizes, captar contribuições relativas às melhores práticas tecnológicas e aperfeiçoar o desenho regulatório, especialmente no que se refere à mitigação de emissões, ao controle da queima de gás natural e à integração com a futura regulamentação específica sobre emissões de metano. As contribuições recebidas serão analisadas individualmente, com vistas a seu aproveitamento na minuta de resolução que será encaminhada à Diretoria Colegiada.

VII. IDENTIFICAÇÃO DAS ALTERNATIVAS

45. A partir da definição do problema regulatório — necessidade de atualização da Resolução ANP nº 806/2020 para alinhamento às diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024 — foram identificadas as seguintes alternativas regulatórias:

a) **Alternativa 1 – Manutenção da Resolução ANP nº 806/2020 sem alterações (status quo):** Consiste em manter a norma atualmente vigente, preservando integralmente seus dispositivos sobre controle da queima e das perdas de petróleo e gás natural. Nesta alternativa, não seriam incorporadas as novas diretrizes de descarbonização previstas na

Resolução CNPE nº 8/2024, tampouco haveria atualização dos procedimentos, requisitos tecnológicos ou mecanismos de monitoramento. A manutenção do status quo implicaria a continuidade das assimetrias regulatórias identificadas e a ausência de aprimoramentos necessários para alinhamento às políticas energéticas atuais.

b) **Alternativa 2 – Revisão parcial da Resolução ANP nº 806/2020:** Inclui a incorporação das diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024 e a atualização de definições. Prevê a atualização focada nos dispositivos diretamente associados ao controle da queima de gás natural, ajustando-os às diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024. Os dispositivos atualmente referentes às emissões fugitivas de metano deixarão de ser permitidos e disciplinados por esta norma, uma vez que serão objeto de regulamentação específica, em elaboração pela Agência. Foco na redução das queimas extraordinárias e eliminação das convalidações. Permaneceriam inalteradas as demais disposições operacionais e administrativas. Essa alternativa representa um ajuste intermediário.

c) **Alternativa 3 – Revisão integral da Resolução ANP nº 806/2020 :** Propõe a modernização completa da norma, com revisão abrangente de seus dispositivos, retirando ou modificando significativamente, por exemplo, os níveis de IUGA com autorização ordinária. Inclui a incorporação das diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024, a atualização de definições, requisitos técnicos, procedimentos autorizativos, mecanismos de aferição e reporte, além de aprimoramentos nos instrumentos de monitoramento e fiscalização. Essa alternativa também prevê a harmonização plena com a futura norma específica sobre emissões de metano.

VIII. EXPOSIÇÃO DOS POSSÍVEIS IMPACTOS DAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

46. Para subsidiar o julgamento das alternativas identificadas, foram elencados os principais prós e riscos de cada uma delas:

Alternativa 1 – Manutenção da Resolução ANP nº 806/2020 (status quo)

Prós:

- Economia regulatória, uma vez que a norma atual é relativamente recente e já consolidada.
- Evita custos imediatos de adaptação para regulados e regulador.
- Mantém estabilidade normativa.

Riscos:

- Não atendimento às diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024, gerando desconformidade regulatória.
- Risco de desalinhamento com políticas climáticas nacionais e compromissos internacionais.
- Possível perda de credibilidade e atraso no avanço da agenda de descarbonização do setor.
- Manutenção das assimetrias regulatórias identificadas e da insuficiência no controle de emissões.

Alternativa 2 – Revisão parcial da Resolução ANP nº 806/2020

Prós:

- Atendimento às diretrizes do CNPE, nos pontos relacionados à queima e perdas de gás.
- Manutenção de dispositivos que já vêm apresentando bons resultados, garantindo continuidade regulatória.
- Menor ruptura para regulador e regulados, pois preserva grande parte dos procedimentos atuais.
- Possibilidade de redução gradual dos níveis de queima com acompanhamento e fiscalização da ANP.
- Ajuste mais rápido e com menor custo de transição que a revisão integral.

Riscos:

- Risco de fragmentação normativa, pois parte das diretrizes do CNPE ficaria distribuída entre a Resolução 806/2020 revisada e a futura norma de metano, criando possíveis sobreposições ou lacunas.
- Necessidade de nova revisão em curto prazo, caso a norma de metano demande harmonizações adicionais.
- Pode gerar complexidade operacional por coexistência de regras novas e antigas que tratam de aspectos inter-relacionados.

Alternativa 3 – Revisão integral da Resolução ANP nº 806/2020

Prós:

- Atendimento pleno às diretrizes da Resolução CNPE nº 8/2024, nos pontos relacionados à queima e perdas de gás.
- Modernização completa e oportunidade de incorporar melhores práticas internacionais.

Riscos:

- Revisão de dispositivos recentes que já estão aderentes às melhores práticas, podendo gerar retrabalho regulatório desnecessário.
- Maior carga regulatória imediata para empresas e para a ANP.
- Risco de transição abrupta para regulados, exigindo novos investimentos e adaptações simultâneas.
- Risco da exigência regulatória maior do que a capacidade de atendimento, provocar falta de aplicabilidade prática.
- A implementação pode demandar mais tempo e maior esforço institucional.

IX. METODOLOGIA

47. A necessidade de realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) é estabelecida tanto na Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019, a “Lei das Agências”, como na Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, a “Lei de Liberdade Econômica”, respectivamente nos artigos 6º e 5º desses instrumentos legais.

48. Para fins da AIR de que trata o presente caso concreto foi adotada a análise multicritério (inciso I do art. 7º do Decreto nº 10.411/2020), considerada adequada por permitir comparações consistentes entre critérios e alternativas levadas em conta para solução do problema regulatório identificado.

49. A análise multicritério adotada foi a metodologia de decisão multicritério conhecida como Método de Análise Hierárquica (*Analytic Hierarchy Process – AHP*), desenvolvida por Thomas Saaty (1991), que se baseia em medições relativas, para fins de avaliação da priorização de critérios e alternativas que levarão à resolução de um determinado objetivo.

50. Para aplicação da metodologia, primeiramente é definido o objetivo a ser alcançado. Como a metodologia prevê a solução hierarquizada de problemas, em seguida são estabelecidos os critérios necessários para a solução do problema regulatório, os quais são priorizados a partir do julgamento entre os critérios, tomando-se como referência a escala de importância fundamental de Saaty, reproduzida na tabela abaixo.

Tabela 1 - Comparações das relevâncias entre critérios ou alternativas do AHP

Valor da importância	Valor	Recíproca*	Explicação
Igual (indiferente)	1	1	Os dois critérios ou alternativas contribuem igualmente para o objetivo.
Valor intermediário	2	1/2	Valor intermediário entre importância igual e moderada.
Moderada	3	1/3	A experiência e/ou o julgamento favorecem moderadamente um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	4	1/4	Valor intermediário entre importância moderada e importância maior.
Mais importante	5	1/5	A experiência e/ou o julgamento favorecem mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	6	1/6	Valor intermediário entre importância maior e importância muito maior.
Muito mais importante	7	1/7	A experiência e/ou o julgamento favorecem muito mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.
Valor intermediário	8	1/8	Valor intermediário entre importância muito maior e importância extremamente muito maior.
Extremamente mais importante	9	1/9	A experiência e/ou o julgamento favorecem absolutamente mais um critério ou alternativa em relação ao outro para o objetivo.

*Se o critério ou alternativa *i* recebe um determinado valor quando comparado com o critério ou alternativa *j*, então *j* tem o valor inverso quando comparado com *i*.

Fonte: Adaptado de Saaty (1991).

51. O julgamento é realizado entre “n” critérios ou “n” alternativas, em uma matriz de “n” colunas e “n” linhas, gerando uma série de comparações cuja magnitude é dada pela escala de importância fundamental de Saaty.

52. Após os julgamentos, seja para comparar critérios ou para comparar alternativas, é necessário realizar a avaliação da consistência entre os julgamentos, uma vez que, conforme ANAC (2019), dificilmente um tomador de decisão consegue fazer comparações de pares perfeitamente consistentes. A razão de consistência deve ser sempre inferior a 10%. Caso contrário os julgamentos devem ser refeitos.

53. No caso em tela, o objetivo é o problema regulatório identificado, que consiste em revisar o marco regulatório vigente (Resolução ANP nº 806/2020) para garantir o controle adequado da queima e perda de petróleo e gás natural diante das novas diretrizes de descarbonização da Resolução CNPE nº 8/2024.

54. A partir do objetivo a ser alcançado, foram definidos três critérios a serem levados em consideração para avaliação da regulamentação. São eles:

- a) **Critério 1 – Proteção ao meio ambiente:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessária a promoção da proteção ao meio ambiente. Quanto menor a queima de gás natural, melhor para a solução do problema regulatório identificado.
- b) **Critério 4 – Custo regulatório para o agente regulado:** de acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que o custo para o agente regulado seja o menor possível.
- c) **Critério 5 – Custo administrativo para o órgão regulador:** acordo com este critério, para solução do problema regulatório identificado é necessário que o custo para o órgão regulador seja o menor possível.

55. Tendo em vista o objetivo regulatório, as alternativas identificadas e a adoção da metodologia multicritério AHP, o problema foi estruturado conforme o esquema retratado na Figura 2, em que são definidos critérios formulados com o objetivo de solucionar o problema regulatório. Assim, a aplicação do método se deu nas seguintes etapas:

- a) Primeiramente, foi determinada a importância relativa entre os critérios de forma a identificar em que grau cada um deles, em relação a um outro, contribui para a solução do problema regulatório (ou contribui para atingir o objetivo regulatório). Dessa forma, atribuiu-se a cada par de critérios um valor da escala fundamental de Saaty correspondente ao grau de importância relativa estimado ou julgado. A consistência dos julgamentos também foi determinada;
- b) Em seguida, foi realizado o julgamento da importância relativa entre as alternativas identificadas, levando-se em conta cada um dos critérios estabelecidos, sempre com o objetivo de solucionar o problema regulatório identificado.

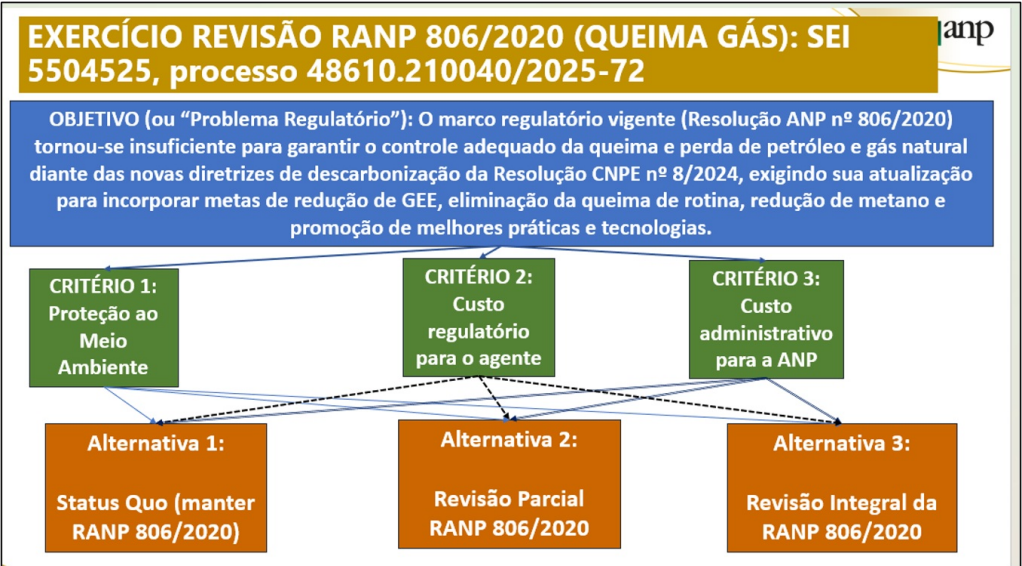


Figura 2 - Estruturação do problema regulatório a ser solucionado por meio da metodologia AHP, a partir do julgamento entre critérios e alternativas regulatórias.

56. Após a definição desses cinco critérios, procedeu-se ao julgamento e definição das importâncias relativas entre eles.

Tabela 2 - Julgamento e definição das importâncias

	Critério 1:Proteção ao meio ambiente	Critério 2: Custo Regulatório	Critério 3: Custo Adm para ANP
Critério 1:Proteção ao meio ambiente	1	5	2
Critério 2: Custo Regulatório Agente	1/5	1	1/3
Critério 3: Custo Adm para ANP	1/2	3	1

57. Os julgamentos realizados geraram a priorização indicada na Tabela 3. A razão de consistência obtida foi de 0,32%.

Tabela 3 - Prioridades calculadas para os critérios

Critério	Prioridade
Critério 1: Proteção ao meio ambiente	0,581
Critério 2: Custo regulatório para agente	0,110
Critério 3: Custo administrativo para regulador	0,309

58. Assim, o Critério 1, relativo à proteção ao meio ambiente, teve prioridade calculada correspondente a 58,1%, sendo, desta forma, o critério considerado mais relevante para a resolução do problema regulatório identificado. O Critério 3, relativo ao custo administrativo para o regulador, vem na sequência, com 30,9% de prioridade. Por fim, o custo para o agente regulado, Critério 2, apresentou prioridade de 11%.

59. Após a determinação das prioridades dos critérios, procedeu-se à aplicação da metodologia de análise multicritério AHP cada conjunto de alternativas em relação a cada critério.

60. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Critério 1: Proteção ao meio ambiente” se encontra na Tabela 4.

Tabela 4 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Critério 1

Critério 1: Prot Meio Ambiente	Alternativa 1: Status Quo	Alternativa 2: Rev parcial RANP806	Alternativa 3: Rev total RANP806	Prioridade
Alternativa 1: Status Quo	1	1/5	1/5	0,091
Alternativa 2: Rev parcial RANP806	5	1	1	0,455
Alternativa 3: Rev total RANP806	5	1	1	0,455

61. Assim, para o critério de Proteção ao Meio Ambiente, inicialmente as alternativas 2 e 3 foram consideradas mais adequadas para enfrentar o problema regulatório, com 45,5% da priorização, seguidas pela alternativa 1. A razão de consistência obtida foi de 0%, o que corresponde a um julgamento que pode ser considerado perfeitamente consistente.

62. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Critério 2: Custo Regulatório para o Agente Regulado” se encontra na Tabela 4.

Tabela 5 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Critério 2

Critério 2: Cust Reg para Agente	Alternativa 1: Status Quo	Alternativa 2: Rev parcial RANP806	Alternativa 3: Rev total RANP806	Prioridade
Alternativa 1: Status Quo	1	3	5	0,633
Alternativa 2: Rev parcial RANP806	1/3	1	3	0,260
Alternativa 3: Rev total RANP806	1/5	1/3	1	0,106

63. Para o critério de custo ao agente regulado, a alternativa 1 foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 63,3% da priorização, seguida pelas Alternativas 2 e 3. A razão de consistência obtida foi de 0,33%, inferior a 10%, o que significa que o julgamento realizado foi consistente.

64. O resultado da priorização das alternativas regulatórias para o “Critério 3: Custo Administrativo para o Órgão Regulador” se encontra na Tabela 4.

Tabela 6 - Resultado da Priorização das alternativas regulatórias para o Critério 3

Critério 3: Cust Adm para ANP	Alternativa 1: Status Quo	Alternativa 2: Rev parcial RANP806	Alternativa 3: Rev total RANP806	Prioridade
Alternativa 1: Status Quo	1	3	7	0,643
Alternativa 2: Rev parcial RANP806	1/3	1	5	0,283
Alternativa 3: Rev total RANP806	1/7	1/5	1	0,074

65. Para o critério de custo administrativo para o regulador, a alternativa 1 foi considerada a mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 64,3% da priorização, seguida pelas Alternativas 2 e 3. A razão de consistência obtida foi de 0,32%, inferior a 10%, o que significa que o julgamento realizado foi consistente.

66. Por fim, as prioridades elencadas para cada critério foram inserido em uma matriz (Tabela 7):

Tabela 7 - Matriz com alternativas e critérios

Matriz com alternativas e critérios	CRITÉRIOS		
ALTERNATIVAS	Critério 1: Prot. Meio Ambiente	Critério 2: Custo Regulado	Critério 3: Custo Adm ANP
Alternativa 1: Status Quo	0,091	0,633	0,643
Alternativa 2: Rev parcial RANP806	0,455	0,260	0,283
Alternativa 3: Rev total RANP806	0,455	0,106	0,074

67. Posteriormente essa matriz foi multiplicada pelo peso de cada critério, gerando a priorização final (Tabela 8).

Tabela 8 - Matriz soma das prioridades das alternativas multiplicadas pelos pesos dos critérios

ALTERNATIVAS	Critério 1: Prot. Meio Ambiente	Critério 2: Custo Regulado	Critério 3: Custo Adm ANP	PRIORIDADE FINAL
Pesos dos Critérios	0,581	0,110	0,309	-
Alternativa 1: Status Quo	0,053	0,069	0,199	0,321
Alternativa 2: Rev parcial RANP806	0,264	0,029	0,087	0,380
Alternativa 3: Rev total RANP806	0,264	0,012	0,023	0,299

68. Conclui-se, pela Tabela 8, que a alternativa que foi indicada como a melhor para o caso concreto, foi a alternativa 2, "Revisão parcial da Resolução ANP nº 806/2020", com 38% de priorização. Essa alternativa reforça o compromisso de proteção ao meio ambiente e melhoria contínua da regulação.

X. CONCLUSÃO E ESTRATÉGIA DE IMPLEMENTAÇÃO, MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO

69. Considerando equilíbrio entre efetividade regulatória, segurança jurídica, viabilidade operacional e coerência com a política pública vigente e considerando o resultado obtido na aplicação do método AHP, recomenda-se a adoção da Alternativa 2 – Revisão Parcial da Resolução ANP nº 806/2020. Essa escolha promove alinhamento regulatório imediato, evita excessos na intervenção normativa e garante coordenação com a futura regulação de emissões de metano, constituindo a estratégia mais proporcional, eficiente e tempestiva para o momento.

70. Por fim, recomenda-se que a implementação da revisão parcial da Resolução ANP nº 806/2020 ocorra de forma coordenada com a regulamentação que tratará das emissões de metano, garantindo clareza para os agentes regulados e previsibilidade interna para a Agência.

REFERÊNCIAS

ANP, 2023. Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para a Regulamentação do Acesso às Infraestruturas Essenciais: Gasodutos de Escoamento da Produção, Instalações de Tratamento ou Processamento de Gás Natural e Terminais de Gás Natural Liquefeito. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/analise-de-impacto-regulatorio-air/arquivos/relatorio-air-acesso-infras-gas.pdf>. Acesso: 13 dez. 2025.

ANP, 2025. Estudo Preliminar para a regulamentação das emissões de metano publicado pela Superintendência de Tecnologia e Meio Ambiente da ANP (STM), disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2025/cp-04-2025/estudo-preliminar-metano.pdf>. Acesso: 12 dez. 2025.

ANAC, 2019. Agência Nacional de Aviação Civil. Anexo 3 – Metodologia de Cálculo AHP. Disponível em: <https://www.gov.br/anac/pt-br/assuntos/meio-ambiente/arquivos/Anexo3MetodologiadeclculoAHP/view>. Acesso: 10 dez. 2025.

THE WORLD BANK GROUP *Global Gas Flaring Tracker Report* – July 2025. Washington, DC: World Bank, 2025. Relatório. Disponível em: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/bd2432bbb0e514986f382f61b14b2608-0400072025/global-gas-flaring-tracker-report-july-2025.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2025.



Documento assinado eletronicamente por **MARIANA CAVADINHA COSTA DA SILVA**, Superintendente de Desenvolvimento e Produção, em 26/12/2025, às 12:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MAIRA FORTES BONAFE**, Superintendente Adjunta de Desenvolvimento e Produção, em 26/12/2025, às 12:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **MARIO JORGE FIGUEIRA CONFORT**, **Coordenador de Regulação**, em 26/12/2025, às 12:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5504525** e o código CRC **8834AF8D**.