

OPINIÃO

Governança da intensidade de carbono no mercado de biometano: coerência metodológica, segurança jurídica e desafios do PNDG

Autores: Clarissa Brandão Kowarski e Luiz Roberto Bezerra

A Resolução do Conselho Nacional de Política Energética ("CNPE") nº 4/2026, aprovada em 1º de abril e publicada no Diário Oficial da União em 6 de maio de 2026, inaugura uma etapa relevante da política brasileira de incentivo ao biometano ao fixar a primeira meta anual de redução de emissões de gases de efeito estufa ("GEE"¹) no mercado de gás natural. A norma estabeleceu, de forma excepcional, a meta inicial de 0,5% de redução de emissões, a ser cumprida pelos produtores e importadores que comercializam gás natural na esfera de competências da União, por meio da participação do biometano no consumo do gás natural. Previu, ainda, a constituição, pelo Comitê Técnico Permanente do Combustível do Futuro (CTP-CF), de uma Mesa de Monitoramento do Mercado de Biometano, coordenada pelo Ministério de Minas e Energia ("MME"), com vistas ao restabelecimento da meta de 1% (CNPE, 2026). A Resolução também definiu

¹ Gases de Efeito Estufa ("GEE"): conjunto de gases que absorvem e reemitem radiação infravermelha na atmosfera, contribuindo para o aquecimento global. Os principais GEE regulados pelo Protocolo de Quioto e pelo Acordo de Paris são: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonos (HFCs), perfluorcarbonos (PFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆). As emissões são comumente expressas em CO₂ equivalente (CO₂eq), usando o Potencial de Aquecimento Global (PAG) de cada gás.

as intensidades de carbono para conversão da meta em volume (76,85 gCO₂eq/MJ para o GNV, 73,52 gCO₂eq/MJ para o gás natural destinado à geração elétrica e 8,55 gCO₂eq/MJ para o biometano), resultando, em base anual de referência, no volume de 181.728.000 m³, ou 504,8 mil m³/dia, de biometano (CNPE, 2026).²

A importância da resolução, contudo, não se limita ao estabelecimento desses parâmetros. O documento do CNPE também converte uma diretriz de política energética em obrigação regulatória mensurável, com repercussões diretas sobre produtores, importadores, produtores de biometano, certificadores, escrituradores, registradoras e demais agentes do mercado de gás natural. Por isso, a definição da intensidade de carbono (“**IC**”) do biometano assume papel estruturante. Mais do que um dado técnico, a resolução estabeleceu um parâmetro que permite transformar uma meta abstrata de descarbonização em volume obrigatório de biometano ou em quantidade de Certificados de Garantia de Origem do Biometano (“**CGOB**”).

O problema regulatório central surge da aparente divergência entre a IC única adotada pela Resolução CNPE nº 4/2026 e a metodologia técnica indicada pela Empresa de Pesquisa Energética (“**EPE**”) para o cálculo da meta volumétrica (EPE, 2025). A resolução estabeleceu, para fins de conversão da meta em volume de biometano, três valores de IC (CNPE, 2026):

- 76,85 gCO₂eq/MJ para o gás natural veicular — GNV;
- 73,52 gCO₂eq/MJ para o gás natural usado como insumo na geração elétrica;³ e

² Os dois valores constam do art. 3º da Resolução e são consistentes entre si em uma base de 360 dias (504,8 mil m³/d × 360 = 181.728.000 m³). Na base de 365 dias, a média diária corresponderia a cerca de 497,9 mil m³/d, e o volume diário de 504,8 mil m³ equivaleria a cerca de 184,2 milhões de m³ anuais.

³ O processo de alteração do valor da IC do gás natural para geração elétrica merece atenção específica. Na consulta pública de outubro de 2025, o MME propôs o valor de 136,11 gCO₂eq/MJ para esse segmento, fundamentado em nota técnica da EPE sobre descarbonização do transporte rodoviário. O Ensaio Energético publicou análise segundo a qual esse valor correspondia à IC da própria eletricidade gerada a partir do gás natural, e não do gás natural em si como insumo, propondo a substituição por 71,56 gCO₂eq/MJ (FREITAS; ALMEIDA; SOARES, 2025). O texto final da Resolução CNPE nº 4/2026 adotou 73,52 gCO₂eq/MJ, sem que o próprio ato normativo explicitasse a metodologia utilizada para

- 8,55 gCO₂eq/MJ para o biometano.

Ocorre que a metodologia da EPE teria trabalhado com duas intensidades de carbono para o biometano: 8,55 gCO₂eq/MJ para os segmentos não automotivos e 10,35 gCO₂eq/MJ para o segmento automotivo, em razão da inclusão de emissões fugitivas associadas ao abastecimento veicular de gás natural veicular (“GNV”⁴) (FREITAS; ALMEIDA; SOARES, 2026).

Essa divergência desloca o debate do plano meramente metodológico para o plano jurídico-regulatório. A questão não é apenas saber qual número é tecnicamente mais adequado. O ponto central é determinar se o ato normativo que cria uma obrigação regulatória é suficientemente coerente, motivado e rastreável para permitir que os agentes regulados compreendam a base de cálculo de suas obrigações. Em outras palavras, quando a metodologia técnica se converte em comando jurídico, a consistência entre premissa, cálculo e obrigação passa a ser requisito de juridicidade da própria política pública.

1. Da política pública à obrigação regulatória

A Lei nº 14.993/2024, conhecida como Lei do Combustível do Futuro, inseriu o biometano em um novo arranjo de política energética e climática ao instituir o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano⁵ (“PNDG”) (BRASIL, 2024). Nos termos de

chegar a esse valor específico, aspecto que integra o problema de governança metodológica discutido neste artigo.

⁴GNV — Gás Natural Veicular: gás natural comprimido utilizado como combustível em veículos automotores, que pode ser substituído pelo biometano comprimido dada a compatibilidade físico-química com a infraestrutura existente.

⁵ Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano: programa instituído pelos arts. 14 a 20 da Lei nº 14.993/2024 e regulamentado pelo Decreto nº 12.614/2025. O programa prevê o estabelecimento, pelo CNPE, de metas anuais compulsórias de redução de emissões de gases de efeito estufa no mercado de gás natural, a serem cumpridas mediante a participação do biometano no consumo de gás natural ou, nos termos da regulamentação, mediante

seu art. 17, compete ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) definir meta anual de redução de emissões de gases de efeito estufa no mercado de gás natural comercializado, autoproduzido ou autoimportado pelos produtores e importadores de gás natural, a ser cumprida por meio da participação do biometano no consumo de gás natural. A Lei estabeleceu, originalmente, meta inicial de 1% a partir de 2026, admitindo, contudo, que o CNPE, excepcionalmente e mediante justificativa, fixe percentual inferior a esse patamar, notadamente em razão de interesse público ou quando as condições de oferta de biometano impossibilitem ou onerem excessivamente o cumprimento da obrigação (BRASIL, 2024).

Esse desenho institucional foi posteriormente reforçado pela Lei nº 15.269/2025, que, ao alterar o art. 2º, IV, da Lei nº 9.478/1997, passou a incluir expressamente o biogás e o biometano entre as fontes energéticas sujeitas ao estabelecimento, pelo CNPE, de diretrizes e metas no âmbito de programas específicos da política energética nacional (BRASIL, 2025). A evolução normativa evidencia, assim, a progressiva incorporação do biometano não apenas como combustível renovável, mas também como instrumento de descarbonização do mercado de gás natural.

A operacionalização desse desenho ocorreu com a regulamentação do PNDG pelo Decreto nº 12.614/2025 e, posteriormente, com a edição da Resolução CNPE nº 4/2026, que fixou excepcionalmente em 0,5% a meta aplicável ao exercício de 2026. A redução da meta inaugural se insere no espaço de calibragem expressamente admitido pela Lei nº 14.993/2024, permitindo que a intensidade da obrigação seja ajustada às condições de oferta, ao grau de maturidade do mercado e à capacidade de resposta da cadeia de biometano. O ponto relevante para a análise desenvolvida neste trabalho, contudo, não reside propriamente na opção pelo percentual de 0,5%, mas na necessária coerência entre a meta estabelecida, os valores de intensidade de carbono adotados, a metodologia

os mecanismos equivalentes de comprovação previstos na legislação, inclusive a aquisição de Certificados de Garantia de Origem de Biometano (CJOB).

utilizada para sua conversão e o volume final de biometano ou de certificados exigido dos agentes regulados.

Com efeito, a obrigação imposta aos produtores e importadores de gás natural não é cumprida diretamente em toneladas de CO₂ equivalente, mas traduzida em volume de biometano ou em aquisição de Certificados de Garantia de Origem do Biometano (CJOB). A Resolução ANP nº 995/2026 disciplina a individualização das metas compulsórias anuais aplicáveis aos produtores e importadores de gás natural, enquanto a Resolução ANP nº 996/2026 estabelece as regras relativas à certificação dos produtores e importadores de biometano, à emissão dos CJOBs, à geração de lastro e ao credenciamento dos agentes certificadores de origem (ANP, 2026a; ANP, 2026b). É, portanto, nesse processo de conversão de uma meta abstrata de descarbonização em obrigação regulatória individualizada que os parâmetros técnicos empregados passam a produzir efeitos econômicos e jurídicos concretos.

A relevância dessa consistência metodológica tende a aumentar com a progressiva ampliação do programa. Em outubro de 2026, o Ministério de Minas e Energia submeteu à Consulta Pública nº 234/2026, aberta pela Portaria MME nº 942/2026, proposta de elevação da meta para 1% em 2027, acompanhada de percentuais indicativos de 3% em 2028, 4% em 2029 e 5% em 2030 (MME, 2026b). A trajetória proposta sinaliza uma ampliação gradual da participação do biometano e, simultaneamente, reforça a necessidade de robustez e coerência dos parâmetros utilizados na conversão das metas de redução de emissões em volumes obrigatórios. À medida que cresce a dimensão quantitativa do programa, eventuais inconsistências metodológicas deixam de produzir efeitos marginais e passam a repercutir de forma mais significativa sobre os agentes obrigados, sobre a demanda por biometano e CJOBs e, em última análise, sobre o próprio funcionamento do PNDG.

Cabe registrar, ainda, que o alcance prático da obrigação referente a 2026 tende a ser inferior ao volume correspondente à aplicação da meta durante todo o

exercício. Nos termos do art. 46 do Decreto nº 12.614/2025, excepcionalmente para esse ano, a meta será computada pro rata a partir da data de emissão do primeiro CGOB, e seu cumprimento será exigido conjuntamente com a meta estabelecida para 2027 (BRASIL, 2025). Em 1º de setembro de 2026, a ANP publicou os Informes Técnicos nº 04/CGOB e nº 05/CGOB, disciplinando, respectivamente, os procedimentos de certificação, monitoramento e renovação e a documentação necessária aos processos de certificação, permitindo o início dos procedimentos pelos agentes credenciados. Naquela data, a Agência informava já ter credenciado sete Agentes Certificadores de Origem, três escrituradores e duas entidades registradoras, encontrando-se a estrutura operacional do mercado de CGOB em processo de implementação (ANP, 2026c). Essa circunstância não reduz a relevância do problema aqui discutido. Ao contrário, seu impacto tende a se projetar com maior intensidade sobre os ciclos subsequentes do programa, especialmente diante da ampliação prevista das metas e, consequentemente, dos volumes de biometano e de CGOB necessários ao seu cumprimento.

Observa-se, portanto, que a IC do biometano funciona como elo entre três planos regulatórios: a política pública definida pelo CNPE; a obrigação individualizada pela ANP; e o mercado de certificados que viabiliza o cumprimento da meta.

2. A divergência metodológica como problema de governança e segurança jurídica

A Resolução CNPE nº 4/2026 adotou, para fins de conversão da meta aplicável a 2026, uma IC única de 8,55 gCO₂eq/MJ para o biometano, sem diferenciação segundo o segmento em que o combustível seja consumido (CNPE, 2026). Segundo Freitas, Almeida e Soares (2026), essa opção diverge das premissas constantes da Nota de Esclarecimento NE-EPE-DPG-2025-02, elaborada pela EPE em 2025, cuja metodologia considerou dois valores distintos: 8,55 gCO₂eq/MJ para os usos não automotivos e 10,35 gCO₂eq/MJ para o segmento veicular, este

último resultante da incorporação adicional de 1,80 gCO₂eq/MJ relativos às emissões fugitivas associadas ao abastecimento de veículos. Também se observa alteração relevante no parâmetro atribuído ao gás natural destinado à geração elétrica: a minuta submetida à Consulta Pública nº 199/2025 adotava IC de 136,11 gCO₂eq/MJ, enquanto a Resolução CNPE nº 4/2026 fixou o valor em 73,52 gCO₂eq/MJ, sem que o próprio ato normativo explicitasse a fundamentação dessa alteração. A heterogeneidade dos parâmetros também pode ser observada na comparação com o Programa Mobilidade Verde e Inovação (Mover), para o qual a Resolução CNPE nº 14/2025 estabeleceu IC de 8,35 gCO₂eq/MJ para o biometano em 2024 e 2027, valor distinto dos 8,55 gCO₂eq/MJ adotados no PNDG em 2026. Mais recentemente, a Portaria MME nº 942/2026, no âmbito da Consulta Pública nº 234/2026, submeteu à participação social a proposta de meta do PNDG para 2027 utilizando novos parâmetros de intensidade de carbono: 76,85 gCO₂eq/MJ para o GNV, 73,52 gCO₂eq/MJ para o gás natural utilizado em combustão estacionária e 9,36 gCO₂eq/MJ para o biometano (MME, 2026b). A sucessão de valores adotados ou propostos para uma mesma fonte energética, ainda que inseridos em programas e contextos metodológicos distintos, reforça a relevância de explicitação das premissas, bases de dados e critérios utilizados na definição das intensidades de carbono, especialmente quando esses parâmetros produzem efeitos diretos sobre a conversão da meta de descarbonização em obrigação volumétrica.

A documentação disponível não permite identificar com suficiente clareza se a adoção de uma IC única decorreu de opção deliberada de política regulatória, de uma escolha de simplificação operacional ou de uma diferença entre as premissas técnicas utilizadas na elaboração da meta e os parâmetros posteriormente positivados. Essa indefinição é relevante porque cada hipótese conduz a consequências regulatórias distintas e, sobretudo, evidencia a necessidade de explicitar a cadeia decisória que transforma uma premissa técnica em obrigação normativa.

Caso se trate de escolha deliberada, a adoção de uma IC única pode encontrar justificativas regulatórias, como a simplificação do cumprimento, a redução de custos de transação, a previsibilidade para um mercado ainda em formação e a coordenação com metodologias já utilizadas em outros instrumentos, como o RenovaBio. Nessa hipótese, o ponto de atenção não está necessariamente na escolha realizada, mas na ausência, no próprio ato normativo, de explicitação suficiente das razões que a sustentam.

Caso, por outro lado, o volume de referência tenha sido calculado tecnicamente com base em premissas distintas daquelas posteriormente registradas na norma, surge um problema de rastreabilidade entre cálculo e comando jurídico. Nessa situação, o agente regulado encontra maior dificuldade para reproduzir a metodologia que fundamenta a obrigação, avaliar seus efeitos e compreender como alterações futuras dos parâmetros podem repercutir sobre o cumprimento da meta.

Em ambos os cenários, a segurança jurídica em matéria regulatória não se resume à clareza textual da norma. Ela exige que os agentes consigam reconstruir, em grau razoável, o percurso que levou ao comando final. Trata-se de uma dimensão de calculabilidade regulatória: a capacidade de identificar não apenas quanto se deve cumprir, mas quais premissas, dados e critérios sustentam o resultado. Quando esse percurso não é suficientemente explicitado, reduz-se a previsibilidade da política pública e aumenta-se o custo de interpretação para os agentes regulados.

3. IC única, IC segmentada e neutralidade regulatória

A adoção de uma IC única para o biometano apresenta vantagens regulatórias. Ela simplifica o cumprimento da obrigação, reduz custos de transação, evita disputas sobre destinação final do combustível e preserva a aderência imediata à RenovaCalc,⁶ ferramenta central para a certificação de biocombustíveis no

⁶RenovaCalc consiste na ferramenta de cálculo da intensidade de carbono dos biocombustíveis adotada pela ANP no âmbito do RenovaBio. Desenvolvida com participação da Embrapa Meio Ambiente,

RenovaBio.⁷ Pereira et al. (2025) explicam que a RenovaCalc é baseada em avaliação de ciclo de vida⁸ (“ACV”) atribucional e é utilizada para a certificação de diferentes rotas de biocombustíveis, incluindo o biometano.

A simplificação, contudo, não pode ser confundida com neutralidade. Ao não diferenciar segmentos de consumo, a norma evita reconhecer formalmente emissões fugitivas associadas ao abastecimento veicular. Esse caminho pode ser defensável como medida transitória, mas precisa ser compreendida como escolha regulatória, e não como opção metodológica absoluta.

A literatura internacional sobre avaliação de ciclo de vida demonstra que resultados de IC são altamente sensíveis às fronteiras do sistema, aos dados de entrada e às premissas utilizadas. A ISO 14044, por exemplo, estabelece que estudos de ACV devem definir objetivo, escopo, inventário, avaliação de impacto, interpretação, reporte e revisão crítica (ISO, 2006). O International Council on Clean Transportation⁹ (“ICCT”) também demonstra que diferenças metodológicas e de pressupostos podem alterar significativamente a classificação regulatória de rotas de gases renováveis, como biometano e hidrogênio (ZHOU; SEARLE; BALDINO, 2021).

LNBR/CNPEM, Unicamp e outras instituições, utiliza avaliação de ciclo de vida para cálculo da Nota de Eficiência Energético-Ambiental (NEEA), que influencia a quantidade de CBIOS passível de emissão pelos produtores certificados. Cf. PEREIRA et al. (2025) e ANP, disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/renovacalc>.

⁷O RenovaBio é a Política Nacional de Biocombustíveis, instituída pela Lei nº 13.576/2017, com o objetivo de promover a expansão dos biocombustíveis e a redução da intensidade de carbono da matriz de combustíveis. O programa estabelece metas nacionais anuais de descarbonização e utiliza a RenovaCalc como ferramenta de certificação ambiental.

⁸A Avaliação de Ciclo de Vida (“ACV”) constitui uma metodologia sistematizada pela ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006 para a quantificação dos impactos ambientais associados a um produto ou processo ao longo de todas as etapas de sua existência, desde a extração de matérias-primas até o descarte final. No contexto regulatório de biocombustíveis, a ACV é utilizada para calcular a IC de diferentes rotas de produção, considerando emissões de GEE em cada etapa da cadeia.

⁹ International Council on Clean Transportation (Conselho Internacional de Transporte Limpo) é uma organização de pesquisa independente, sem fins lucrativos, sediada em Washington, D.C., referência global em análise de políticas de mobilidade sustentável, eficiência energética veicular e ciclo de vida de combustíveis. A metodologia de IC do ICCT é amplamente utilizada como base para regulações de combustíveis de baixo carbono em diferentes jurisdições.

Logo, se a regulação brasileira decide adotar IC única, deve explicitar as razões dessa escolha. Pode-se sustentar, por exemplo, que a IC única é adequada em fase inicial de mercado, quando a prioridade é criar previsibilidade, reduzir complexidade operacional e estimular investimentos. Mas essa justificativa precisa estar acompanhada de uma agenda de revisão metodológica, especialmente porque a própria política de biometano tende a ganhar relevância com o aumento progressivo das metas.

Observa-se também uma assimetria metodológica no tratamento conferido ao gás natural e ao biometano. A Resolução CNPE nº 4/2026 diferencia o gás natural conforme o uso — GNV ou geração elétrica —, mas adota um único valor de IC para o biometano (CNPE, 2026). Isso não significa que combustíveis distintos devam necessariamente receber tratamento idêntico. Significa, porém, que diferenças relevantes de abordagem precisam ter sua racionalidade explicitada, especialmente quando influenciam a conversão da meta em obrigação volumétrica.

Uma experiência internacional relevante para o debate brasileiro é o Low Carbon Fuel Standard (“LCFS”), implementado pelo California Air Resources Board (“CARB”) no Estado da Califórnia. Estruturado a partir de 2007 e implementado desde 2011, o programa adota metodologia de ciclo de vida que diferencia a intensidade de carbono conforme a rota de produção (fuel pathway), considerando fatores como matéria-prima, processo produtivo e logística (CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD, 2025). No caso do biometano, diferentes substratos podem gerar valores significativamente distintos de IC, inclusive negativos, quando são contabilizadas emissões de metano evitadas, como ocorre em determinadas rotas baseadas em dejetos pecuários. A experiência californiana é útil para o Brasil porque demonstra que maior granularidade metodológica pode produzir sinais regulatórios mais aderentes ao desempenho climático efetivo de cada rota, embora também exija maior transparência, verificação e robustez técnica na definição dos parâmetros

4. Emissões fugitivas e fronteiras da avaliação de ciclo de vida

A controvérsia sobre emissões fugitivas não é periférica. O metano possui elevado potencial de aquecimento global, e pequenas perdas ao longo da cadeia podem alterar significativamente o resultado climático final de rotas gasosas. Relatório do **JRC**¹⁰ sintetiza o estado do conhecimento sobre emissões de metano em plantas de biogás, métodos de detecção e quantificação, melhores práticas de mitigação e formas de incorporar emissões de biometano na avaliação de GEE de rotas de biogás e biometano (JRC, 2024).

A literatura científica recente reforça a gravidade desse ponto. Bakkaloglu, Cooper e Hawkes (2022) demonstraram, por meio de abordagem estatística de Monte Carlo com síntese de dados da literatura internacional, que as emissões de metano ao longo das cadeias de biometano e biogás foram sistematicamente subestimadas: os 5% maiores emissores são responsáveis por 62% das emissões totais, e o manejo do digestato é responsável pela maior parcela do metano liberado — etapa frequentemente excluída das fronteiras de análise em estudos regulatórios (BAKKALOGLU; COOPER; HAWKES, 2022). Esses resultados reforçam a pertinência da escolha metodológica sobre fronteiras da ACV como questão de primeira ordem para a regulação brasileira.

Nesse contexto, a pergunta regulatória relevante não é apenas se a RenovaCalc atualmente considera ou não determinada etapa. A pergunta é se a fronteira metodológica adotada é adequada para o uso regulatório específico em questão. A RenovaCalc foi concebida para o RenovaBio, ou seja, para certificação de produção eficiente de biocombustíveis e geração de CBIOS. Já o PNDG e o CGOB

¹⁰JRC — Joint Research Centre (Centro Comum de Investigação): serviço de ciência e conhecimento da Comissão Europeia, responsável por fornecer assessoria técnica e científica independente para o suporte às políticas da União Europeia, incluindo a elaboração de metodologias de contabilização de emissões para bioenergia e biocombustíveis.

têm função distinta: comprovar origem, lastro e cumprimento de meta no mercado de gás natural.

Esses instrumentos podem compartilhar metodologias, mas não necessariamente devem ser idênticos. A coerência regulatória não exige uniformidade absoluta; exige compatibilidade, rastreabilidade e explicitação das diferenças. Se o RenovaBio usa uma fronteira metodológica e o PNDG usa outra, isso deve ser declarado, justificado e disciplinado para evitar sobreposição indevida de atributos ambientais

5. Efeitos sobre o RenovaBio, coordenação metodológica e confiança legítima dos agentes

A adoção de uma IC distinta no PNDG, isoladamente, não altera a geração de CBIOS no âmbito do RenovaBio. Esse efeito somente se projeta sobre os CBIOS caso a mesma premissa metodológica — especialmente a inclusão de emissões fugitivas associadas ao abastecimento veicular — seja incorporada à RenovaCalc. Nesse cenário, Freitas, Almeida e Soares (2026) estimam que o reconhecimento dessas emissões poderia reduzir em aproximadamente 2,3% a emissão de CBIOS pelos produtores de biometano, com impactos potenciais de até 15 mil CBIOS anuais para plantas já enquadradas no RenovaBio até maio de 2026 e de até 81.756 CBIOS por ano em cenário de entrada de todas as plantas autorizadas ou com solicitação de certificado de produção.

Ainda que tais impactos possam ser considerados moderados no curto prazo, eles têm relevância jurídica e econômica, pois os produtores tomam decisões de investimento considerando receitas potenciais de CBIOS, custos de certificação, previsibilidade metodológica e estabilidade regulatória. Alterações na IC reconhecida para determinada rota tecnológica podem afetar a remuneração ambiental esperada do ativo. Esse ponto ganhou atualidade adicional com a abertura, em setembro de 2026, da Consulta Pública MME nº 232/2026, relativa às metas compulsórias do RenovaBio para o ciclo 2027–2036 (MME, 2026a),

enquanto a própria metodologia de cálculo da IC do biometano passou a ser objeto de participação social específica na ANP.

Esse processo deixou de ser apenas prospectivo. Em agosto de 2026, a ANP submeteu à participação social novas versões da RenovaCalc e a documentação técnica associada, elaboradas a partir da revisão das premissas metodológicas aplicáveis ao cálculo da Nota de Eficiência Energético-Ambiental. Entre os estudos que subsidiaram essa atualização está a inclusão de emissões fugitivas na rota de biometano, e o prazo para contribuições foi prorrogado até 16 de outubro de 2026 (ANP, 2026d). Assim, o tratamento metodológico das emissões fugitivas encontra-se em debate simultâneo no RenovaBio e no PNDG, reforçando a necessidade de coordenação entre os dois regimes.

Isso não significa que metodologias não possam ser aperfeiçoadas. Ao contrário, políticas baseadas em ACV precisam ser periodicamente atualizadas para incorporar melhores dados, novas tecnologias e aprimoramentos científicos. Mas essas revisões devem observar transição regulatória, consulta pública, análise de impacto e proteção da confiança legítima dos agentes que investiram sob determinado regime metodológico.

A solução não deve ser bloquear a evolução metodológica para proteger CBIOS, nem alterar abruptamente a metodologia para alinhar todos os programas a um novo valor de IC. O caminho mais adequado é instituir governança metodológica explícita.

A controvérsia revela a necessidade de coordenação metodológica permanente entre CNPE, MME, EPE e ANP. A Mesa de Monitoramento do Mercado de Biometano, prevista na Resolução CNPE nº 4/2026, pode funcionar como espaço inicial para esse acompanhamento, desde que sua atuação considere não apenas dados de mercado, oferta e demanda, mas também a consistência dos parâmetros de descarbonização empregados na formulação e na execução do PNDG (CNPE, 2026).

Em termos práticos, essa governança deveria contemplar, no mínimo: (i) a publicação da memória de cálculo e das principais premissas utilizadas na definição das ICs; (ii) a identificação da versão do modelo, das fronteiras da avaliação de ciclo de vida e das bases de dados empregadas; (iii) a motivação técnica de alterações relevantes de IC entre ciclos regulatórios ou entre programas; e (iv) um procedimento periódico de revisão e coordenação entre o PNDG, o RenovaBio e outros instrumentos que utilizem métricas de carbono. O objetivo não é congelar a metodologia, mas tornar sua evolução compreensível, rastreável e previsível para os agentes.

6. Considerações finais

A Resolução CNPE nº 4/2026 representa um passo importante para a estruturação do mercado regulado de biometano no Brasil. Ao fixar a primeira meta compulsória de descarbonização no mercado de gás natural, a norma cria sinal econômico, induz demanda e oferece previsibilidade inicial para investimentos. A divergência entre a IC única adotada pelo CNPE e as premissas técnicas discutidas no processo de formulação da meta, contudo, evidencia um desafio de governança metodológica: assegurar que escolhas e alterações técnicas estejam suficientemente explicitadas, motivadas e coordenadas.

A IC é mais do que uma métrica ambiental. No contexto da regulação do biometano, ela é uma variável jurídica de conversão, alocação de obrigações, geração de certificados e distribuição de valor econômico. Por isso, sua definição precisa ser transparente, motivada e compatível com os demais instrumentos de descarbonização.

O desafio regulatório brasileiro não é escolher entre IC única e IC segmentada de forma abstrata. O desafio é construir uma arquitetura institucional capaz de explicar quando a uniformização metodológica é adequada, quando a

diferenciação por rota ou uso final é justificável e como essas escolhas afetam CGOBs, CBIOS, rastreabilidade, dupla contagem e confiança dos agentes.

Esse debate ganha caráter imediato com o ciclo de definição da meta de 2027. Nos termos do art. 4º do Decreto nº 12.614/2025, o CNPE deve estabelecer, até 1º de novembro de cada ano, a meta anual compulsória de redução de emissões aplicável ao exercício subsequente (BRASIL, 2025). Para 2027, o MME submeteu à Consulta Pública nº 234/2026 proposta de restabelecimento da meta em 1% e de adoção de IC de 9,36 gCO₂eq/MJ para o biometano, em contraste com os 8,55 gCO₂eq/MJ utilizados em 2026 (MME, 2026b). Esse novo ciclo regulatório constitui oportunidade relevante para explicitar as premissas metodológicas adotadas, fundamentar alterações dos parâmetros e ampliar a coerência entre os valores de IC empregados nos diferentes instrumentos de política energética.

Em última análise, o caso da Resolução CNPE nº 4/2026 demonstra que a transição energética depende não apenas de metas ambiciosas, mas de métricas regulatórias consistentes e de uma governança capaz de explicar sua evolução. Sem coerência entre cálculo técnico, comando normativo e instrumento econômico, a política pública pode produzir incerteza justamente no mercado que pretende estimular. Em sentido inverso, metodologias transparentes, revisáveis e coordenadas permitem incorporar avanços científicos sem sacrificar previsibilidade, segurança jurídica e confiança dos agentes.

Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS — ANP. Resolução ANP nº 995, de 3 de março de 2026. Dispõe sobre a individualização das metas compulsórias anuais para produtores e importadores de gás natural pelo uso de biometano. Brasília: ANP, 2026a.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS — ANP. Resolução ANP nº 996, de 3 de março de 2026. Regulamenta a certificação do produtor e importador de biometano com vistas à emissão do

Certificado de Garantia de Origem de Biometano — CGOB. Brasília: ANP, 2026b.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS — ANP. Informes Técnicos nº 04/CGOB e nº 05/CGOB: procedimentos para certificação de produtores e importadores de biometano e emissão do Certificado de Garantia de Origem de Biometano. Brasília: ANP, 1º set. 2026c.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS — ANP. RenovaCalc: PS/RenovaCalc/01/RENOVABIO/2026 — proposta de atualização das planilhas RenovaCalc e da documentação técnica associada. Brasília: ANP, 2026d. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/renovacalc>.

BAKKALOGLU, Semra; COOPER, Jasmin; HAWKES, Adam. Methane emissions along biomethane and biogas supply chains are underestimated. *One Earth*, v. 5, n. 6, p. 724-736, jun. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2022.05.012>.

BRASIL. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Institui a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). Brasília: Diário Oficial da União, 2017.

BRASIL. Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024. Lei do Combustível do Futuro. Brasília: Diário Oficial da União, 2024.

BRASIL. Lei nº 15.269, de 27 de novembro de 2025. Altera, entre outras normas, a Lei nº 9.478/1997. Brasília: Diário Oficial da União, 2025.

BRASIL. Decreto nº 12.614, de 5 de setembro de 2025. Regulamenta a Lei nº 14.993/2024 para dispor sobre o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano — PNDG. Brasília: Diário Oficial da União, 2025.

CALIFORNIA AIR RESOURCES BOARD — CARB. LCFS Life Cycle Analysis Models and Documentation. Sacramento: CARB, 2025. Disponível em: <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-life-cycle-analysis-models-and-documentation>.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA — CNPE. Resolução nº 14, de 1º de outubro de 2025. Fixa os valores das intensidades de carbono das fontes de energia — ICE e a participação de combustíveis líquidos, gasosos ou energia elétrica no âmbito do Programa Mobilidade Verde e Inovação (Mover). Brasília: Diário Oficial da União, 14 out. 2025.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA — CNPE. Resolução nº 4, de 1º de abril de 2026. Fixa a meta de redução de emissões de gases de efeito estufa a ser cumprida por produtores e importadores de gás natural por meio da participação do biometano. Brasília: Diário Oficial da União, 2026.

- EMBRAPA MEIO AMBIENTE. Workshop: Oportunidades de Aprimoramento da RenovaCalc — Rota de Biometano. Jaguariúna: Embrapa, 8 mar. 2024. Disponível em: <https://www.embrapa.br>.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA — EPE. Estimativa das metas de biometano de 2026 para o Subcomitê do Biometano do CTP-CF. Nota de Esclarecimento NE-EPE-DPG-2025-02. Rio de Janeiro: EPE, 2025.
- FREITAS, Felipe; ALMEIDA, Edmar; SOARES, Gustavo. A definição da intensidade de carbono do biometano na Resolução CNPE nº 4/2026: impactos sobre a meta de aquisição de biometano e a emissão de CBIOS. Ensaio Energético, 25 maio 2026. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br>.
- FREITAS, Felipe; ALMEIDA, Edmar; SOARES, Gustavo. Inconsistências na Intensidade de Carbono do Gás Natural e seus impactos sobre a meta volumétrica de aquisição de biometano. Ensaio Energético, nov. 2025. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br>.
- INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION — ISO. ISO 14044:2006: Environmental management — Life cycle assessment — Requirements and guidelines. Geneva: ISO, 2006.
- JOINT RESEARCH CENTRE — JRC. Methane emissions in the biogas and biomethane supply chain. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2024. DOI: <https://doi.org/10.2760/358616>.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA — MME. Consulta Pública nº 232, de 11 de setembro de 2026. Proposta de definição das metas compulsórias anuais do RenovaBio (Ciclo 2027–2036). Brasília: MME, 2026a. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-abre-consulta-publica-sobre-metas-do-renovabio-para-o-periodo-de-2027-a-2036>.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA — MME. Portaria MME nº 942/2026. Consulta Pública nº 234/2026: proposta de metas de redução de emissões de GEE no mercado de gás natural para o ciclo 2027–2030. Brasília: MME, 2026b. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-abre-consulta-publica-sobre-meta-de-reducao-de-emissoes-no-mercado-de-gas-natural-para-2027>.
- PEREIRA, Lucas G. et al. RenovaCalc: Calculation of Carbon Intensities Under Brazil's National Biofuel Policy. Sustainability, v. 17, n. 23, art. 10442, 2025. DOI: <https://doi.org/10.3390/su172310442>.
- ZHOU, Y.; SEARLE, S.; BALDINO, C. Life-cycle greenhouse gas emissions of biomethane and hydrogen pathways in the European Union. Washington, DC: International Council on Clean Transportation — ICCT, 2021. Disponível em: <https://theicct.org>.

SOBRE OS AUTORES



Clarissa Brandão Kowarski é Pesquisadora da FGV Energia, advogada inscrita na OAB sob o número 112.913, Bacharel pela Faculdade Nacional de Direito da UFRJ (2001), Mestre (2003) e Doutora (2010) em Direito Internacional e Integração Econômica pelo Programa de Pós-Graduação em Direito da Faculdade de Direito da UERJ, tendo desenvolvido trabalhos finais na área de direito internacional e direito regulatório, aplicáveis ao setor de petróleo e gás natural. Possui larga experiência na área de pesquisa e desenvolvimento de projetos em setores estratégicos, tais como petróleo, mineração e saúde. Participou de projetos de pesquisa financiados por órgãos e agências nacionais de fomento. Dentre eles, destaca-se o projeto de análise de impacto regulatório de normas regulamentadoras da ANS, financiado pela OPAS, o projeto “Regulação e Direito Minerário”, vinculado à Cátedra de Pesquisa em Regulação Econômica financiada pela Vale do Rio Doce e o projeto “aspectos jurídicos do descomissionamento na indústria do petróleo”, realizado em parceria com a COPPE/UFRJ e patrocinado pela PETROBRAS. Foi Pesquisadora Visitante vinculada ao PRH-ANP 33, durante 12 anos. Consultora Jurídica do CADE entre 2021/2022. É associada e membro-fundadora da ASIDE – Asociación Iberoamericana de Derecho de la Energía. Integra a ABDI - Associação Brasileira de Direito Internacional. Integrou a Comissão Especial de Licitação da ANP como representante da sociedade civil entre os anos 2018 a 2022, participando da organização de diversas licitações. Autora de livros e artigos sobre o setor de petróleo, gás natural, biocombustíveis e energias renováveis. Pesquisadora CNPq e da FAPERJ.



Luiz Roberto Bezerra é Mestre em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ. Pós-Graduado pela Universidade Cândido Mendes (MBA em Gestão Empresarial) e pelo IBMEC/RJ (MBA Executivo em Finanças). Possui graduação em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ. Assessor do Diretor da FGV Energia e Coordenador de Pesquisa do Setor Elétrico da FGV Energia desde fevereiro de 2014. Membro titular do Corpo de Árbitros na Câmara FGV de Conciliação e Arbitragem (desde 2018). Coordenador de projetos de pesquisa aplicada (P&D), com foco em energias renováveis complementares, recursos energéticos distribuídos, smart grid, eficiência energética, sustentabilidade, arranjos produtivos locais, economia circular e economia compartilhada.

MANTENEDORES FGV ENERGIA

