

RELATÓRIO DE EXECUÇÃO DO OBJETO

P2.3 – NECESSIDADES E OPORTUNIDADES DE INVESTIMENTO – ENERGIA (PARTE 1)

Referência: INVESTMINAS/CT/25/2024

Este relatório compõe o Produto 2.3 – Necessidades e Oportunidades de Investimento – Energia (Parte 1), conforme previsto na Cláusula 6.a do Contrato INVESTMINAS/CT/25/2024.

O objeto foi executado no período de janeiro a maio de 2025, incluindo revisões e ajustes entre junho e novembro de 2025. O referido produto será integralizado quando disponibilizada sua Parte 2.



Rota para a descarbonização da economia de Minas Gerais através da promoção de investimentos privados

Necessidades e Oportunidades de Investimento – Energia (Parte 1)



INVEST
MINAS

WV CARBON

Sumário

ACRÔNIMOS.....	8
INTRODUÇÃO.....	12
CONTEXTUALIZAÇÃO	13
ABORDAGEM METODOLÓGICA.....	15
Cenário Base	16
Cenário Net Zero.....	18
Cenário Rota.....	19
Análise do potencial de mitigação.....	19
Análise financeira e MACC	21
METODOLOGIA APLICADA E RESULTADOS.....	24
Cenário Base	24
Geração de eletricidade.....	25
Refino de petróleo	32
Produção de biocombustíveis	39
Avaliação do Cenário Base.....	43
Cenário <i>Net Zero</i>	44
SBTi.....	44
APS (IEA)	46
Avaliação dos Cenários <i>Net Zero</i>	47
Cenário Rota	53
Tecnologias incluídas na MACC	53
Tecnologias não incluídas na MACC.....	56
Premissas e avaliação do Cenário Rota	62
Avaliação dos Cenários Base, <i>Net Zero</i> e Rota.....	79
Eletricidade.....	79
Refino de petróleo	80
Produção de biocombustíveis	81
Emissões evitadas	82
Geração de eletricidade.....	82
Produção de hidrogênio.....	83
CONCLUSÃO	86



CENÁRIOS CONSOLIDADOS	88
Cenário Base	88
Metodologia e premissas	88
Resultados.....	89
Cenário Rota	91
Metodologia e premissas	91
Resultados.....	91
Cenário Rota+	96
Metodologia e premissas	96
Resultados.....	100
Emissões evitadas	115
Considerações finais	116
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
ANEXO	128
Fichas Técnicas	128
Grupo 1: Eletricidade	128
Grupo 2: Refino de petróleo.....	130
Grupo 3: Biocombustíveis.....	134



Índice de figuras

Figura 1: Curvas ilustrativas dos Cenários Base, <i>Net Zero</i> e Rota.....	16
Figura 2: Fluxo lógico generalista da abordagem bottom-up.....	17
Figura 3: Fluxo lógico generalista da metodologia top-down.....	18
Figura 4: Exemplo de análise visual das emissões mitigadas por tecnologia.....	21
Figura 5: Exemplo de MACC	23
Figura 6: Curva de geração (TWh) de Minas Gerais nos últimos 13 anos.....	26
Figura 7: Diferença percentual entre o consumo e a geração em Minas Gerais	27
Figura 8: Metodologia top-down – eletricidade.....	27
Figura 9: Produtos da Regap na última década	33
Figura 10: Fluxograma de Processo Esquemático da Regap.....	34
Figura 11: Metodologia top-down – Produção de combustíveis (Regap).....	35
Figura 12: Produção de biocombustíveis em Minas Gerais (2023)	39
Figura 13: Metodologia top-down – produção de biocombustíveis.....	41
Figura 14: Emissões totais por subsetor no Cenário Base (2023-2050).....	44
Figura 15: Trajetória de emissões nos cenários avaliados para geração de eletricidade, em relação ao ano base 2023	48
Figura 16: Comparativo Cenário Base versus Cenários Net Zero para a geração de eletricidade	49
Figura 17: Trajetória de emissões nos cenários avaliados para refino, em relação ao ano base 2023	50
Figura 18: Comparativo Cenário Base versus Cenário Net Zero para o refino	51
Figura 19: Trajetória de emissões no cenário avaliado para geração de biocombustíveis, em relação ao ano base 2023	52
Figura 20: Comparativo Cenário Base versus Cenário Net Zero para a produção de biocombustíveis	53
Figura 21: Resultado da avaliação das tecnologias	54
Figura 22: Resultados MACC – Setor de energia	66
Figura 23: Estimativa das emissões para o fim do horizonte no Cenário Rota.....	69
Figura 24: Resultados da MACC – Eletricidade	70
Figura 25: Estimativa das emissões para o fim do horizonte para o Cenário Rota.....	71
Figura 26: Resultados da MACC – Refino	75
Figura 27: Estimativa das emissões para o fim do horizonte para o cenário Rota do refino ..	76
Figura 28: Resultados da MACC – Biocombustíveis.....	78
Figura 29: Estimativa das emissões para biocombustíveis no fim do horizonte para o Cenário Rota.....	78
Figura 30: Trajetória de emissões do Cenário Rota em comparação aos demais cenários..	79
Figura 31: Trajetória de emissões do Cenário Rota do refino em comparação aos demais cenários.....	80
Figura 32: Trajetória de emissões do Cenário Rota de biocombustíveis em comparação aos demais cenários.....	81
Figura 33: Emissões evitadas – eletricidade	83



Figura 34: Emissões evitadas – produção de hidrogênio	85
Figura 35: Emissões por setor – Cenário Base	89
Figura 36: Emissões totais – Cenários Base e Rota	93
Figura 37: Curva MAC – Cenário Rota	94
Figura 38: Comparação das emissões por cenário e setor	101
Figura 39: Emissões totais por cenário	102
Figura 40: Curva MAC – Cenário Rota+	103
Figura 41: Emissões evitadas: geração de eletricidade renovável e produção de hidrogênio verde	115

Índice de tabelas

Tabela 1: Indicadores de projeção	28
Tabela 2: Dados do cenário STEPS, da IEA, de geração de eletricidade para o Brasil	29
Tabela 3: Projeção de geração de eletricidade em Minas Gerais até 2050	29
Tabela 4: Projeção de geração de eletricidade em Minas Gerais até 2050, excluindo autoprodução industrial e agropecuária	31
Tabela 5: Parâmetros das usinas eólicas projetadas	31
Tabela 6: Projeção da geração eólica em Minas Gerais até 2050	31
Tabela 7: Emissões totais da geração de eletricidade em Minas Gerais até 2050 (em 10 ³ tCO ₂ e)	32
Tabela 8: Indicadores de projeção	36
Tabela 9: Projeção da produção de derivados de petróleo pela Regap em 10 ³ m ³ até 2050	37
Tabela 10: Projeção da produção de derivados de petróleo pela Regap até 2050, considerando expansão de 40% da refinaria em 2027	38
Tabela 11: Projeção das emissões da produção dos derivados de petróleo em Minas Gerais até 2050 (10 ³ tCO ₂ e)	39
Tabela 12: Indicadores de projeção	41
Tabela 13: Projeção de produção de biocombustíveis no Brasil até 2050	42
Tabela 14: Projeção de produção de biocombustíveis em Minas Gerais até 2050	42
Tabela 15: Emissões totais da produção de biocombustíveis em Minas Gerais até 2050	43
Tabela 16: Cenário setorial Net Zero do SBTi para a geração de eletricidade	45
Tabela 17: Cenário Net Zero de contração absoluta do SBTi para o refino	46
Tabela 18: Cenário Net Zero de contração absoluta do SBTi para a produção de biocombustíveis	46
Tabela 19: Cenário APS da IEA para a geração de eletricidade	46
Tabela 20: Cenário APS da IEA para o refino	47
Tabela 21: Síntese das premissas e dos resultados da MACC – setor de energia	64
Tabela 22: Tecnologias de eficiência energética na Regap	72
Tabela 23: Comparação das tecnologias – Cenário Rota e Cenário Rota+	106



Índice de Quadros

Quadro 1: Características dos Cenários <i>Net Zero</i>	47
--	----



ACRÔNIMOS

AFOLU – Agropecuária, Floresta e Outros Usos da Terra

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ANTAQ – Agência Nacional de Transportes Aquaviários

APS – *Announced Pledges Scenario* (Cenário de Compromissos Anunciados)

AtJ – *Alcohol-to-jet*

BAU – *Business As Usual* (Cenário Tendencial)

BCB – Banco Central do Brasil

BECCS – *Bioenergy with Carbon Capture and Storage* (Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono)

BEN – Balanço Energético Nacional

BESS – *Battery Energy Storage Systems* (Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias)

BEV – *Battery Electric Vehicles* (Veículos elétricos a bateria)

BF-BOF – *Blast Furnace-Basic Oxygen Furnace* (Alto-Forno – Forno Básico a Oxigênio)

CAESAR – *Carbon and Strategy Analysis for Refineries*

CAPEX – *Capital Expenditure* (despesas de capital)

CCS – *Carbon Capture and Storage* (Captura e Armazenamento de Carbono)

CDP – *Carbon Disclosure Project*

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CH₄ – Metano

COPPE – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia

CO₂ – Dióxido de carbono (gás carbônico)

CVU – Custo Variável Unitário



EAF – *Electric Arc Furnace* (Forno a Arco Elétrico)

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

E2G – etanol de segunda geração

FBN – Fixação Biológica de Nitrogênio

FCC – *Fluid Catalytic Cracing* (Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado)

FGV – Fundação Getúlio Vargas

FJP – Fundação João Pinheiro

FUT – Fator de Utilização

GEE – Gases de Efeito Estufa

GLP – gás liquefeito de petróleo

GNV – Gás natural veicular

GPU – *Gas Production Unit* (Unidade de Processamento de Gás)

HDS – hidrodessulfuração

HDT – hidrotreatamento

HEFA – *Hidrotreated Esters and Fatty Acids* (Ésteres e Ácido Graxos Hidrotreatados)

HEV – *Hybrid Electric Vehicles* (Veículos elétricos híbridos)

HVO – *Hydrotreated Vegetable Oil* (óleo vegetal hidrotreatado)

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

ILP – Integração Lavoura-Pecuária

ILPF – Integração Lavoura-Pecuária-Floresta

IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo

IPCC – *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Painel Intragovernamental de Mudanças Climáticas)

IRENA – *International Renewable Energy Agency*



LULUCF – *Land Use, Land-Use Change and Forestry* (Uso da terra, mudança de uso da terra e florestas)

MACC – Curva de Custo Marginal de Abatimento

MCTI – Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação

MME – Ministério de Minas e Energia

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

NDC – *Nationally Determined Contribution* (Contribuição Nacionalmente Determinadas)

NREL – *National Renewable Energy Laboratory*

N₂O – Óxido nitroso

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX – *Operational Expenditure* (despesas operacionais)

PDE – Plano Decenal de Energia

PDMG – Plano de Descarbonização de Minas Gerais

PD&I – Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PIB – Produto Interno Bruto

pkm – Passageiro-quilômetro

PLAC-MG – Plano de Ação Climática de Minas Gerais

PNE – Plano Nacional de Energia

QAV – querosene de aviação

RALIE – Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica

RD-GN – Redução Direta a Gás Natural

RD-H2 – Redução Direta a Hidrogênio

REGAP – Refinaria Gabriel Passos

SAF – *Sustainable Aviation Fuel* (Combustível Sustentável de Aviação)



SARIMA – *Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average* (Média Móvel Integrada Autorregressiva Sazonal)

SBTi – *Science Based Targets Initiative* (Iniciativa de Metas Baseadas na Ciência)

SDA – *Setorial Decarbonization Approach* (abordagem de descarbonização setorial)

SEDE – Secretaria de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais

SIAMIG – Associação da Indústria da Bioenergia e do Açúcar de Minas Gerais

SIN – Sistema Interligado Nacional

STEPS – *Stated Energy Policies Scenario* (Cenário de Políticas Declaradas)

TCFD – *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*

TKU – Tonelada-Quilômetro Útil

TUC – Transporte Urbano de Carga

UCR – Unidade de Coqueamento Retardado

UDA – Unidade de Destilação Atmosférica

UDV – Unidade de Destilação a Vácuo

UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais

UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

UGH – Unidade de Geração de Hidrogênio

UHR – Usinas Hidrelétricas Reversíveis

USP – Universidade de São Paulo

VPL – valor presente líquido

WBCSD – *World Business Council for Sustainable Development*

WEO – *World Energy Outlook* (Panorama Energético Mundial)

WRI – *World Resources Institute*

WWF – *World Wide Fund for Nature*



INTRODUÇÃO

Este documento tem como objetivo apresentar os cenários de descarbonização para o setor de energia do estado de Minas Gerais, mapear e priorizar as principais soluções tecnológicas aplicáveis ao setor por meio da elaboração da Curva de Custo Marginal de Abatimento (MACC, na sigla em inglês). Essa análise integra o *roadmap* setorial em construção no âmbito do projeto Rota. Para cumprir esse propósito, o conteúdo está estruturado em cinco seções:

Seção 1: traz uma breve contextualização do projeto Rota;

Seção 2: descreve a metodologia utilizada para a definição do Cenário Base, do Cenário *Net Zero* e do Cenário Rota;

Seção 3: detalha as premissas e modelagens utilizadas para o cálculo das emissões nos subsetores de geração de eletricidade, refino de petróleo e biocombustíveis no Cenário Base, estruturado em subseções. Em seguida são detalhadas as abordagens adotadas na construção do Cenário *Net Zero*, também estruturado em subseções. Por fim, o Cenário Rota apresenta uma análise dos custos de implementação e potencial de mitigação para diversas tecnologias para o setor de energia, incluindo representações gráficas comparativas em relação ao Cenário Base e a outros cenários climáticos analisados;

Seção 4: destaca os principais resultados dos Cenários Base, *Net Zero* e Rota de forma comparativa;

Seção 5: apresenta uma visão consolidada dos resultados dos quatro setores analisados no âmbito do projeto Rota, Transporte, Energia, Indústria e Agropecuária, Florestas e Outros Usos da Terra (AFOLU), destacando os principais desafios e oportunidades que o estado poderá enfrentar para alcançar as metas assumidas no compromisso *Race to Zero*.

ANEXO: fichas das tecnologias.



CONTEXTUALIZAÇÃO

O projeto Rota busca definir um *roadmap*, ou roteiro estratégico, a ser seguido para que os investimentos privados necessários para descarbonizar a economia de Minas Gerais possam ser identificados e viabilizados. O *roadmap* se desdobra em quatro macrossetores: AFOLU; Energia; Indústria e Transporte. Suas etapas incluem:

- elaboração de diagnósticos setoriais;
- construção de cenários de descarbonização;
- mapeamento e priorização das principais soluções tecnológicas, por meio da construção da MACC;
- identificação de necessidades e oportunidades de investimento;
- construção de propostas de implementação ou revisão de políticas públicas.

A primeira etapa constituiu a elaboração de diagnóstico dos quatro setores do projeto, trazendo uma contextualização das emissões do setor, um *benchmarking* de tecnologias incluídas em planos de descarbonização de estados brasileiros, incluindo o de Minas Gerais, além da identificação de potenciais soluções e barreiras para a redução de emissões em cada setor, a partir das tecnologias identificadas.

Na presente etapa, o *roadmap* avança para a análise de cenários de descarbonização, avaliando as projeções de emissões de gases de efeito estufa (GEE) nos quatro setores considerados. Inicialmente, será adotado um cenário *Business as Usual* (BAU), que pressupõe a ausência de novas tecnologias e um crescimento econômico projetado (Cenário Base). Em seguida, os resultados foram comparados com diferentes cenários de neutralidade climática modelados pela literatura especializada, permitindo medir o esforço necessário para alinhar o estado a uma trajetória *Net Zero* (Cenários *Net Zero*). Além disso, esses cenários serviram de subsídio para a construção da MACC, ou curva MAC, permitindo avaliar as tecnologias de baixo carbono em termos de seu potencial de redução de emissões e dos custos a elas associados, o que, por sua vez, permite estimar a contribuição dessas tecnologias para o atingimento das metas de descarbonização (parte 1 desta etapa do projeto). Assim, a elaboração da MACC permitiu a construção do Cenário Rota, que representa os esforços necessários, em termos de tecnologias de mitigação, para deslocar a curva de emissões do Cenário Base até o atingimento das metas apresentadas nos cenários *Net Zero*.

Na fase seguinte desta etapa, será elaborado um documento específico voltado à estruturação de um portfólio de investimentos estratégicos para a implementação do *roadmap* de descarbonização dos setores do projeto (parte 2). Isso incluirá o mapeamento do panorama de investimentos, a avaliação da aderência às curvas MAC, a consolidação de custos e a identificação da demanda de investimentos, garantindo uma base técnica e financeira robusta para direcionar recursos a tecnologias de baixo carbono em Minas Gerais.



Por fim, a última etapa focará a elaboração de um documento técnico, com propostas de aperfeiçoamento de políticas públicas relativas aos setores do projeto Rota, visando facilitar e fomentar a implementação das tecnologias identificadas nas etapas anteriores do projeto, por meio de um ambiente normativo e regulatório mais favorável à atração de investimentos privados necessários ao cumprimento das metas de descarbonização do estado.



ABORDAGEM METODOLÓGICA

A construção de cenários envolve a adoção de premissas e tem o objetivo de delinear de maneira consistente e plausível um estado futuro, com o propósito de orientar ações no presente (IPCC, *s. d.*). Nesse sentido, uma premissa que baliza o desenvolvimento dos cenários é a de que a produção de bens e serviços do estado de Minas Gerais deverá aumentar ao longo dos anos. Diante disso, a elaboração de dados de projeção torna-se essencial para garantir a coerência dos cenários e direcionar os esforços rumo à neutralidade das emissões líquidas de GEE até 2050, subsidiando o planejamento de ações de mitigação por meio da adoção de tecnologias ou métodos de remoção de emissões de GEE.

Nesse contexto, os cenários climáticos passam a ter um papel estratégico ao fornecerem base analítica para que organizações possam avaliar não apenas seu impacto sobre as emissões, mas também os efeitos das mudanças climáticas sobre suas operações. Tais cenários evidenciam a necessidade de adoção de tecnologias para redução de emissões a fim de alcançar metas estabelecidas e contribuem para a definição do nível de ambição mais adequado ao portfólio de projetos. Para isso, é possível utilizar diferentes modelos de referência, conforme as características e o grau de detalhamento dos dados de emissões e das especificidades de cada setor (TCFD, 2017).

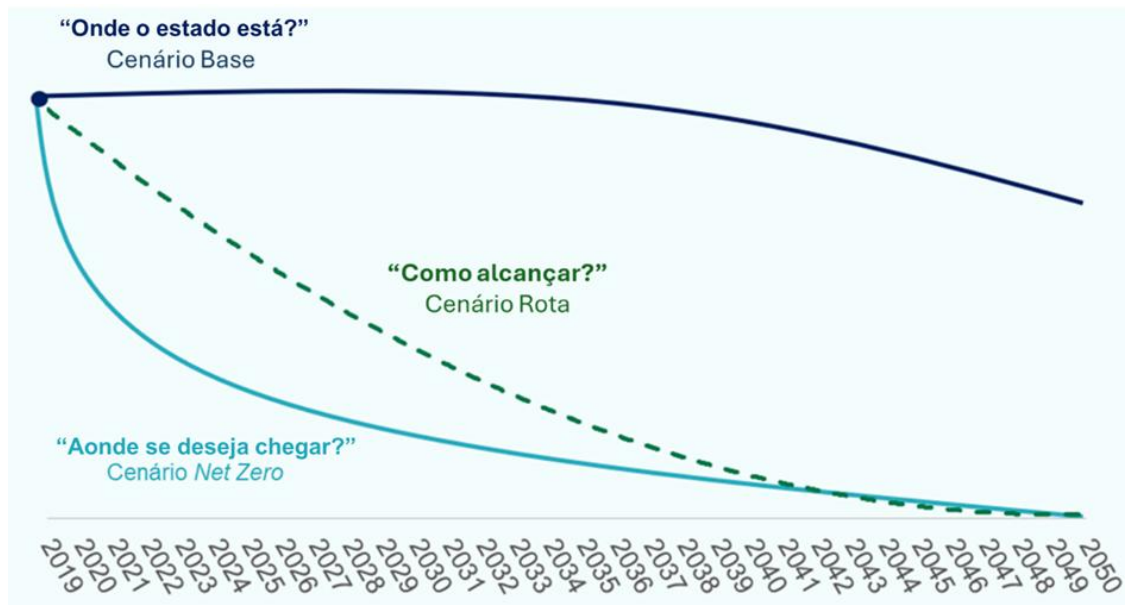
Dessa forma, a construção de cenários de descarbonização constitui uma das principais etapas para o desenvolvimento de planos de descarbonização. Para o projeto Rota, são utilizados três cenários em conjunto, representados na Figura 1.

- i) **Cenário Base:** reflete a continuidade dos compromissos de descarbonização já assumidos e o panorama tecnológico atual de cada setor avaliado, pressupondo a ausência de introdução de novas tecnologias e o crescimento econômico previsto. Desse modo, o Cenário Base representa a situação BAU.
- ii) **Cenário Net Zero:** são cenários referenciais, calculados por instituições reconhecidas e que apresentam caminhos possíveis para a descarbonização. Esses cenários podem ou não ter desagregação setorial ou territorial, além de representarem as informações das tecnologias do ano em que foram modelados (como custos, disponibilidade, tipos, entre outras). Dessa forma, são importantes balizadores do caminho ao qual se deseja chegar, auxiliando na avaliação, por exemplo, do nível de ambição da implementação de tecnologias de descarbonização.
- iii) **Cenário de descarbonização:** determinado a partir da análise dos esforços necessários, em termos de tecnologias de mitigação, para o atingimento do *Net Zero* no contexto do plano de descarbonização em questão. Em outras palavras, representa a hipótese do “como alcançar” a neutralidade de emissões, podendo ser considerado um Cenário *Net Zero* específico do plano. No caso do projeto Rota da Descarbonização, tal cenário é o **Cenário Rota**, que considera o contexto atual,



as tecnologias disponíveis e as características setoriais do estado de Minas Gerais.

Figura 1: Curvas ilustrativas dos Cenários Base, *Net Zero* e Rota



Fonte: Elaboração própria.

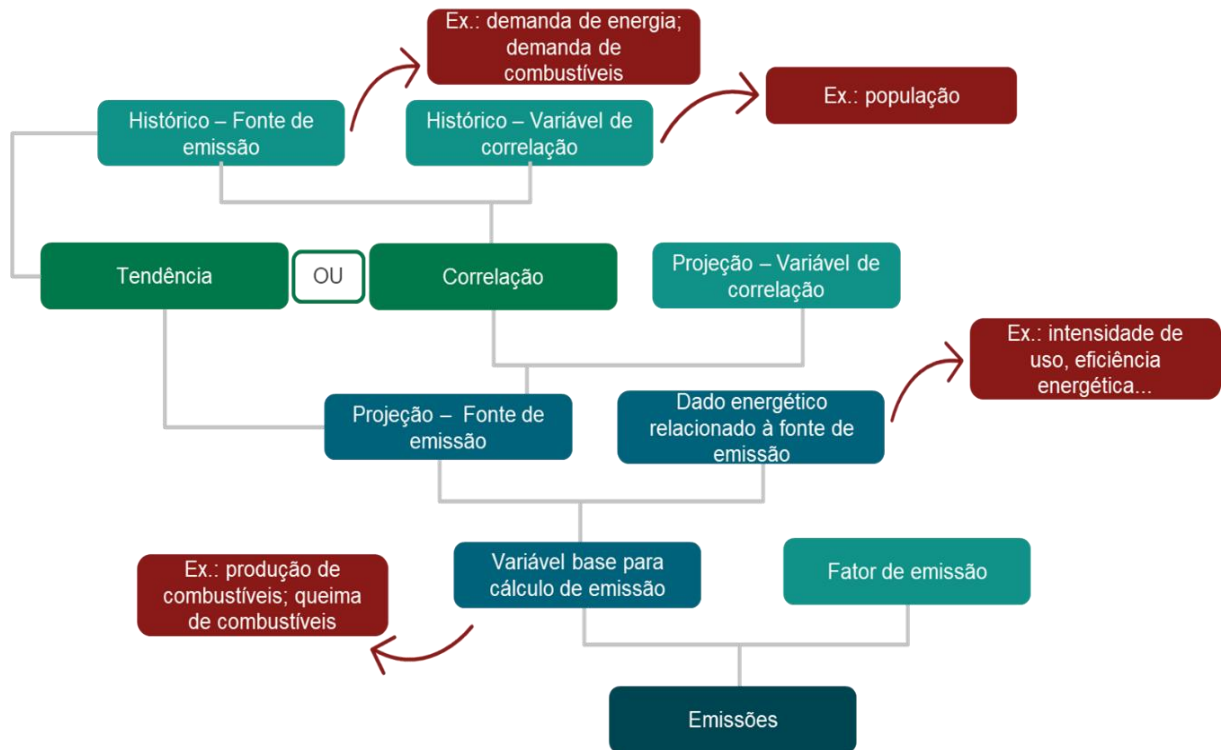
A seguir serão apresentadas as metodologias utilizadas para definir os Cenários Base, *Net Zero* e Rota.

Cenário Base

A elaboração do Cenário Base dos quatro setores fundamentou-se nas metodologias *bottom-up* e *top-down* ou na combinação de ambas.

Segundo GRUBB *et al.* (1993), a metodologia *bottom-up* (Figura 2) apresenta um nível de detalhamento maior, partindo das tecnologias vigentes para estimar as emissões. Em vez de considerar apenas certos indicadores (macroeconômicos, demográficos e de outros tipos) essa modelagem se baseia em dados específicos da fonte emissora, como a demanda de produção de combustíveis e de eletricidade. A projeção dessa fonte de emissão pode ser feita com base em tendências históricas ou correlações com outras variáveis, como a população. Além disso, incorporam-se dados energéticos associados à fonte, como eficiência energética e intensidade de uso. Esses dados permitem transformar a fonte emissora em uma variável energética, que, por sua vez, é usada no cálculo das emissões finais.

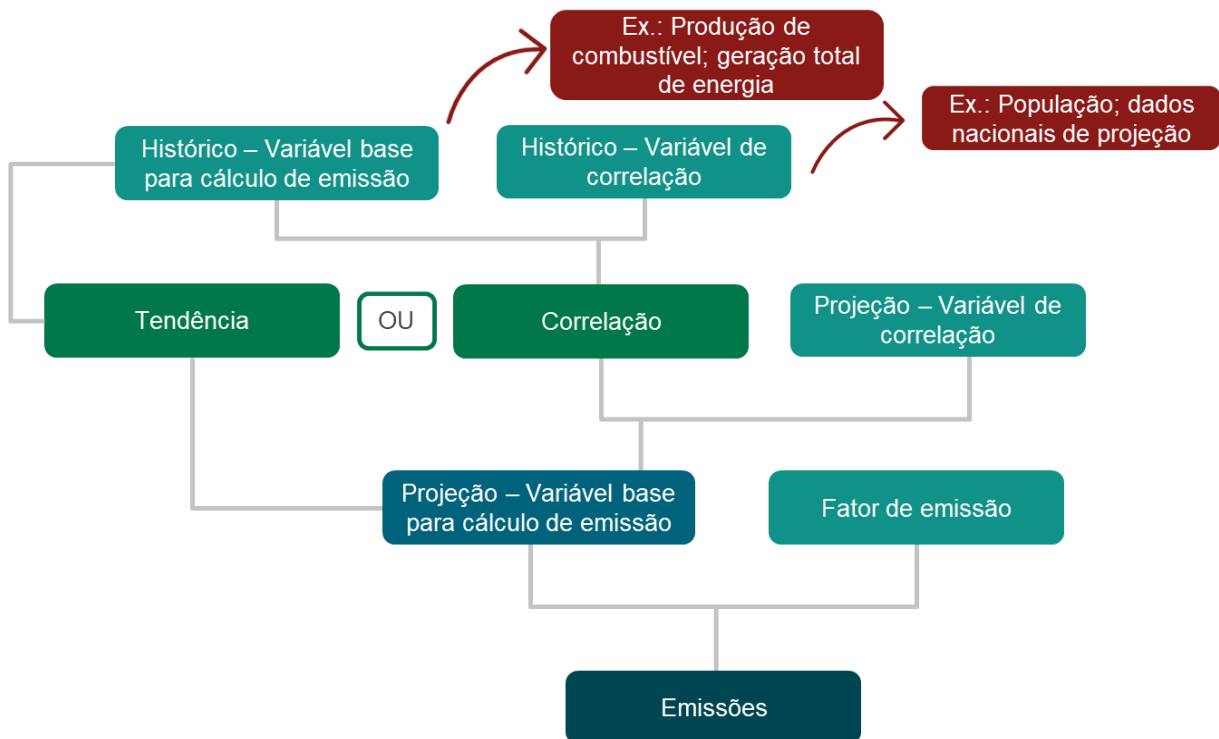


Figura 2: Fluxo lógico generalista da abordagem *bottom-up*

Fonte: Elaboração própria.

A metodologia *top-down* (Figura 3) estima as emissões com base em indicadores macroeconômicos, como o Produto Interno Bruto (PIB), em indicadores demográficos, como população, e em indicadores mais abrangentes, como consumo total de energia. Essa metodologia analisa tendências históricas ou correlações entre variáveis, como mudanças econômicas que influenciam a demanda por combustíveis e a adoção de tecnologias mais limpas, sem, no entanto, detalhar em um nível tecnológico específico.



Figura 3: Fluxo lógico generalista da metodologia *top-down*

Fonte: Elaboração própria.

No setor de energia, a estimativa das emissões da produção de eletricidade, combustíveis e biocombustíveis foi realizada utilizando a metodologia *top-down*, que será detalhada na próxima seção.

Cenário Net Zero

O Cenário *Net Zero*, que orientará os esforços do estado de Minas Gerais para a redução das emissões, é baseado em diferentes abordagens presentes na literatura, com trajetórias alinhadas às Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs, na sigla em inglês) e aos cenários climáticos. Para o setor de energia, foram avaliados dois cenários:

Science Based Targets initiative (SBTi) – esse cenário foi estimado com base nas diretrizes da SBTi, uma iniciativa conjunta do *Carbon Disclosure Project* (CDP), do Pacto Global das Nações Unidas, do *World Resources Institute* (WRI) e do *World Wide Fund for Nature* (WWF). A SBTi apresenta diretrizes para que as organizações estabeleçam metas de redução de emissões baseadas na ciência, alinhadas com os objetivos do Acordo de Paris, que buscam limitar o aquecimento global a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais. A SBTi oferece suporte a três métodos de quantificação, sendo dois deles aplicados neste projeto:

- **contração absoluta:** refere-se à aplicação de uma taxa fixa de redução absoluta das emissões totais de gases de efeito estufa, em relação ao ano-base para todas as empresas, independentemente do setor. O percentual de redução definido pela SBTi para metas de longo prazo (2040-2050) é de 90% em relação ao ano-base.



- **abordagem de descarbonização setorial** (SDA, na sigla em inglês): considera ambições específicas para determinados setores ou subsetores. As metodologias são elaboradas considerando o contexto de cada um e buscando estabelecer metas que sejam ao mesmo tempo alcançáveis e ambiciosas.

Cenário *Announced Pledges* (APS) da *International Energy Agency* (IEA) – o cenário APS, proposto pela IEA, vai além de políticas declaradas (cenário *Stated Energy Policies Scenario* – STEPS) e pressupõe que os governos cumprirão todos os compromissos climáticos estabelecidos, como as NDCs e as metas *Net Zero* em longo prazo. Assim, o cenário identifica os esforços adicionais necessários para atender aos objetivos propostos.

Cenário Rota

A identificação do Cenário Rota será apoiada pela MACC, que indicará os esforços necessários, em termos de tecnologias de mitigação, para reduzir a curva de emissões do Cenário Base até alcançar as metas estabelecidas nos Cenários *Net Zero*. Para o desenvolvimento da MACC, foram consideradas as mesmas premissas de crescimento utilizadas na construção do Cenário Base, garantindo coerência entre os cenários.

A MACC é uma ferramenta utilizada para avaliar o custo-benefício de diferentes tecnologias ou soluções de descarbonização, a partir do desenvolvimento de trajetória de emissões setoriais com levantamento de soluções e construção de diagnóstico do inventário setorial. Esse processo envolve a elaboração de cenários futuros de emissões e o mapeamento das estimativas de redução de emissões e dos custos associados (ANTAQ, 2023). Dessa forma, a ferramenta permite visualizar o custo por tonelada de carbono equivalente evitada e a quantidade de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) que um projeto será capaz de mitigar (WAYCARBON, 2022). As próximas subseções detalham os aspectos ambientais (análise do potencial de mitigação) e econômicos (análise financeira), fundamentais para aplicação da MACC.

Análise do potencial de mitigação

Para analisar o potencial de mitigação associado às tecnologias de descarbonização no contexto atual de Minas Gerais, é elaborado o chamado Cenário Rota. Esse cenário considera as tecnologias já disponíveis no mercado e as especificidades dos setores econômicos do estado de Minas Gerais, sendo posteriormente comparado ao Cenário Base.

Enquanto o Cenário Base projeta a evolução das emissões do setor de energia de Minas Gerais com base em tendências históricas e políticas existentes (BAU), o Cenário Rota utiliza como base a trajetória projetada no Cenário Base e incorpora os impactos esperados da adoção das tecnologias de descarbonização analisadas. Dessa forma, o Cenário Base atua como a linha de base para mensurar o impacto de cada medida, e o Cenário Rota representa a nova trajetória de emissões resultante da aplicação dos potenciais de mitigação sobre essa linha de base.



A construção do Cenário Rota se dá por meio de um processo sequencial ou cumulativo de ajuste anual das emissões projetadas no Cenário Base até 2050. Para cada ano, calcula-se a redução de emissões esperada com a aplicação de cada tecnologia, levando em conta suas taxas de penetração e potenciais individuais, previamente analisados. Essas reduções são então subtraídas das emissões correspondentes do Cenário Base, resultando em uma trajetória anual de emissões líquidas que define o Cenário Rota. Assim, a diferença de emissões dos dois cenários, em qualquer ponto no tempo, representa o total de mitigação acumulada proporcionado pelas tecnologias implementadas até aquele ano, conforme visualizado na Figura 4.

Para cada uma das tecnologias avaliadas, foram analisados o ano de aplicação, a taxa de implementação ao longo do horizonte temporal e os impactos ambientais (Mitigação de CO₂e) e econômicos *Capital Expenditure* – CAPEX e *Operational Expenditure* - OPEX) esperados com sua implementação. Além disso, devido à complexidade da análise, conforme a natureza da tecnologia, foram incorporados dados complementares provenientes da literatura.

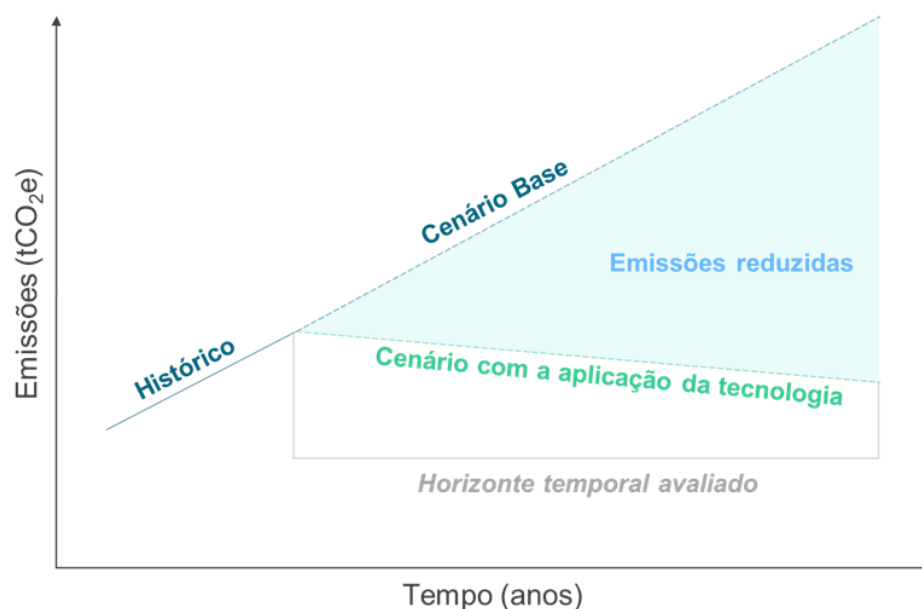
Nesse contexto, para a definição do Cenário Rota, assim como para a elaboração do Cenário Base, que representa a situação BAU, é fundamental identificar padrões históricos entre as fontes de emissão e o crescimento de determinadas variáveis como Produto Interno Bruto (PIB) ou população. Esses padrões são utilizados como premissas para a avaliação de cenários futuros no horizonte temporal analisado, cujas estimativas têm início em 2025 e se estendem até 2050, ano estabelecido como meta para o cumprimento do compromisso *Race to Zero*. Uma vez que o Cenário Rota deriva do Cenário Base, a solidez da projeção deste último, enraizada nos dados históricos, é crucial para a validade da análise.

Sob essa ótica, os dados históricos são importantes para trazer um panorama do setor de energia de Minas Gerais, servindo de base para a projeção de emissões de acordo com a realidade estadual. A matriz elétrica estadual, os processos de produção no refino de petróleo e a demanda por diferentes tipos de biocombustíveis são fatores que influenciam as emissões de energia, indicando a complexidade do desafio enfrentado pelo estado para a descarbonização do setor.

Adicionalmente, as emissões de uma tecnologia são determinadas em função do impacto da alteração das emissões dos parâmetros associados à tecnologia, levando em consideração a projeção considerada na atividade da linha de base e nos parâmetros relacionados, como o aumento na produção de combustível, biocombustíveis e de geração de eletricidade.



Figura 4: Exemplo de análise visual das emissões mitigadas por tecnologia



Fonte: Elaboração própria com base em WBCSD (2023).

Análise financeira e MACC

A integração entre a projeção de emissões e a análise de viabilidade financeira das tecnologias de mitigação representa um grande aliado no estabelecimento de uma estratégia climática. Essa abordagem possibilita visualizar, de modo prático, o custo por tonelada de CO₂e evitado, ou seja, o custo marginal de abatimento decorrente da implementação das referidas tecnologias. Uma solução tecnológica pode apresentar um custo marginal de abatimento negativo, o que significa que sua implementação tem o potencial de gerar algum ganho financeiro seja por meio de redução de custo, seja por geração de receita adicional. De modo análogo, o custo marginal de abatimento positivo evidencia opções que exigem uma abdicção do ganho financeiro.

O custo marginal de abatimento de uma tecnologia é obtido a partir do cálculo do valor presente líquido (VPL). O VPL é um indicador financeiro que representa a soma dos fluxos de caixa futuros, positivos e negativos, trazidos a valor presente por meio de uma taxa de desconto anual (ARNABOLDI *et. al*, 2015; WORLD BANK, 2021).

No contexto da MACC, considera-se o inverso aditivo do VPL como numerador e o potencial de mitigação de emissão de GEE da tecnologia como denominador para calcular o custo marginal de abatimento, conforme ilustrado na equação 1 a seguir.

$$MAC = \frac{-VPL}{\text{Redução de GEE}}$$

Na qual:

VPL: valor presente líquido, expresso em R\$;



INVEST
MINAS

WVA/CARBON

Redução GEE: potencial de mitigação, expresso em tCO₂e.

Assim, para avaliar financeiramente cada tecnologia de abatimento, é construído um fluxo de caixa incremental específico. Esse fluxo de caixa representa a diferença nos custos e receitas ao longo do tempo entre implementar a nova tecnologia (Cenário Rota) ou manter a tecnologia atual (Cenário Base). Esse fluxo considera tanto os custos de investimento (CAPEX) quanto os custos de operação e de manutenção (OPEX) associados à nova tecnologia em comparação com o Cenário Base.

O CAPEX refere-se aos investimentos iniciais ou periódicos necessários para adquirir e instalar a nova tecnologia (por exemplo, compra de maquinário), subtraindo-se qualquer CAPEX que seria necessário na linha de base no mesmo período, considerado como “investimento evitado”.

Por outro lado, o OPEX abrange os custos recorrentes de operação e manutenção da nova tecnologia (por exemplo, consumo de combustível, eletricidade, mão de obra, peças de reposição), comparados aos custos operacionais do Cenário Base.

Em complemento ao CAPEX e ao OPEX, a análise da MACC também considera as receitas financeiras que podem ser geradas pela implementação das tecnologias de descarbonização. Tais receitas representam entradas monetárias ao longo do horizonte de estudo, frequentemente resultantes da venda ou reaproveitamento de ativos de uso atual (Cenário Base) que se tornam obsoletos ou são substituídos pela nova tecnologia proposta no Cenário Rota. Um exemplo é a receita obtida com a venda de maquinário antigo ou equipamentos desativados. No cálculo da MACC, essas receitas atuam como uma redução do custo líquido da medida de mitigação, impactando positivamente sua viabilidade econômica e o custo marginal de abatimento.

A análise do fluxo de caixa incremental ao longo do horizonte 2026-2050 permite identificar a viabilidade econômica da tecnologia. Em alguns casos, a tecnologia proposta pode levar a uma redução significativa no OPEX (como menor consumo de combustível) que, ao longo do tempo, supera um eventual aumento no CAPEX inicial. Nesses cenários, o fluxo de caixa incremental torna-se positivo, indicando uma economia líquida em relação à linha de base.

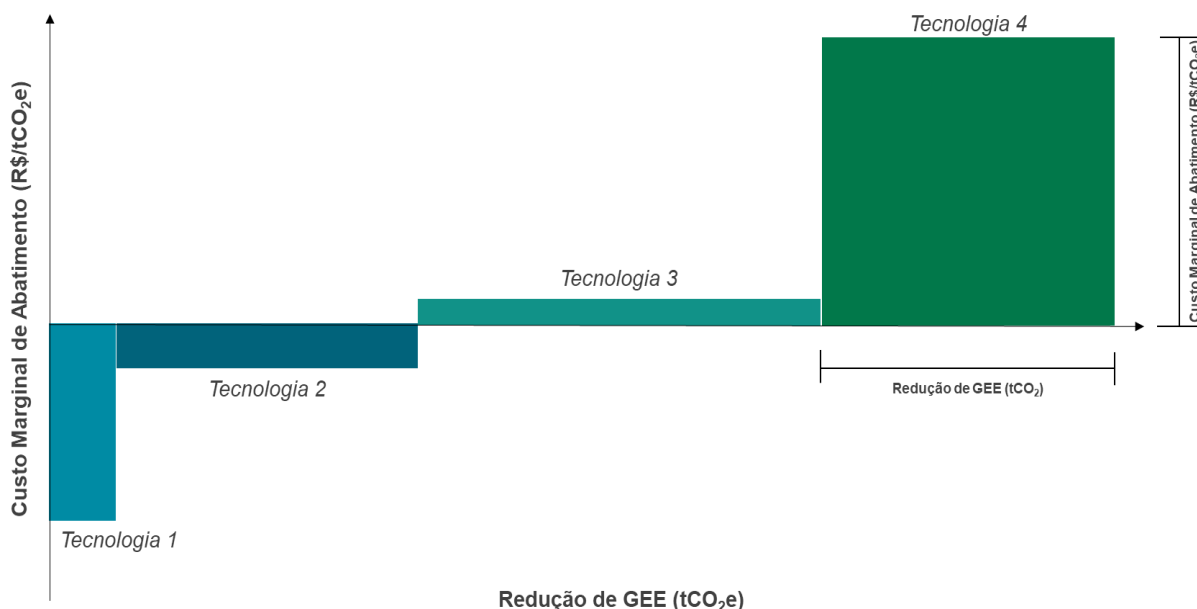
Em resumo, a partir do fluxo de caixa incremental, que consolida as variações anuais de CAPEX e OPEX, se calcula o custo marginal de abatimento da tecnologia, métrica fundamental para avaliar sua relação de custo-efetividade em relação ao Cenário Base.

Assim, como resultados da MACC, o eixo x representa as emissões cumulativas reduzidas em relação ao Cenário Base, no qual as tecnologias propostas não foram implementadas. A largura de cada barra corresponde ao potencial de mitigação de emissões de GEE da tecnologia correspondente – quanto mais larga a barra, maior o potencial de redução. Já o eixo y representa o custo marginal de abatimento de cada tecnologia, sendo a altura da barra proporcional a esse custo, que representa a viabilidade econômica de opções de mitigação.



Dessa forma, barras mais altas indicam custos marginais de abatimento mais elevados (WAYCARBON, 2022). A Figura 5 apresenta, de modo ilustrativo, uma MACC.

Figura 5: Exemplo de MACC



Fonte: Elaboração própria

A MACC ilustrada na figura anterior organiza diferentes tecnologias de acordo com seu potencial de redução GEE, representando no eixo horizontal (em tCO₂e), e seu custo marginal de abatimento, representado no eixo vertical (em R\$/tCO₂e). O custo marginal de abatimento indica o custo líquido adicional (ou economia líquida) para reduzir uma tonelada de CO₂e ao implementar uma tecnologia específica, em comparação com os custos do Cenário Base, considerando todo o horizonte de tempo da análise.

Nesse contexto, as tecnologias posicionadas abaixo do eixo x (Tecnologias 1 e 2) apresentam um custo marginal de abatimento negativo. Isso significa que, ao longo do período de avaliação considerado, o custo total de implementação e operação dessas tecnologias é inferior ao custo total da tecnologia do Cenário Base. Em outras palavras, além de proporcionarem redução de emissões, essas alternativas geram uma economia líquida, o que as torna financeiramente atrativas e capazes de se autossustentar no período avaliado, mesmo sem a necessidade de políticas de incentivo adicionais (DE OLIVEIRA, 2015).

Por outro lado, as tecnologias localizadas acima do eixo x (Tecnologias 3 e 4) têm um custo marginal de abatimento positivo. Isso indica que, ao longo do horizonte temporal, o custo total de implementação e operação dessas tecnologias é superior ao custo da tecnologia do Cenário Base. Embora contribuam para a redução de emissões, essas opções resultam em um custo líquido adicional por tonelada de CO₂e abatida, sem que os benefícios operacionais compensem esse custo dentro do período analisado. Dessa forma, são consideradas menos custo efetivas sob a ótica financeira e podem requerer incentivos ou políticas específicas para viabilizar sua adoção.



METODOLOGIA APLICADA E RESULTADOS

Como ilustrado anteriormente, a definição dos cenários de descarbonização se baseia na identificação de padrões históricos entre as fontes de emissão e do crescimento de determinadas variáveis, como parâmetros nacionais de geração de eletricidade, PIB, população, crescimento econômico estadual ou nacional. Esses padrões são utilizados como premissas para a avaliação de cenários futuros.

No setor de energia, que, no recorte adotado para o projeto Rota, abrange a geração de eletricidade, a produção de biocombustíveis e o refino de petróleo na Refinaria Gabriel Passos (Regap), cada atividade tem premissas específicas. Por isso é importante trazer um panorama do setor de energia de Minas Gerais no ano-base de 2023, fornecendo uma base sólida para a construção de cenários alinhados ao contexto estadual, o qual será tratado a seguir em seus respectivos subsetores.

Cenário Base

O Cenário Base reflete a situação BAU, em que as estimativas de emissões são calculadas com base nas tecnologias atualmente utilizadas no estado. Nesse contexto, não são consideradas potenciais iniciativas voltadas para a descarbonização de Minas Gerais além daquelas já definidas por políticas nacionais e/ou estaduais.

De modo geral, a modelagem utilizada no PDMG considerou análises setoriais a partir de um processo de *downscaling*, refinando projeções nacionais para o contexto de Minas Gerais. Ainda, integra oferta e demanda para otimizar a relação custo-efetividade das tecnologias de mitigação. Devido à falta de projeções para o estado dos setores de energia aqui considerados foram utilizados dados futuros da Região Sudeste e assumiu-se que a participação do estado em relação à região se manteria em níveis históricos. Para a geração de eletricidade, foi realizada uma parametrização e otimização a partir da metodologia de *downscaling* setorial, em que a capacidade a ser instalada em Minas Gerais foi calculada a partir da participação relativa do estado na Região Sudeste, considerando a atual capacidade instalada e a disponibilidade de recursos do estado.

De maneira análoga, a produção de biocombustíveis foi projetada segundo os resultados obtidos para o Sudeste. Análise semelhante foi feita para o refino de petróleo, na qual foram consideradas ainda as particularidades do setor, como características do petróleo processado e o fator de utilização (FUT) das unidades.

Para a construção dos cenários no projeto Rota, conforme destacado na seção anterior, foi utilizado a metodologia *top-down*, baseada nos dados de geração elétrica, produção de biocombustíveis e refino de petróleo, buscando projetar as emissões. A seção seguinte



detalhará como cada metodologia foi aplicada para obter a projeção das emissões desses subsetores.

Geração de eletricidade

A geração de eletricidade do estado de Minas Gerais é majoritariamente renovável, e em 2023 somente 2% do total foi oriunda de fontes fósseis, de acordo com o Balanço Energético Anual – BEN (EPE, 2024c). A maior parte dessas fontes fósseis está associada a usinas de autoprodução da indústria e do setor agropecuário, cujas emissões serão contabilizadas nos respectivos setores, e não no setor de energia. Dessa forma, a participação da geração renovável no estado em 2023 aqui avaliada¹ foi de 99,77%. O 0,23% restante corresponde à geração a partir de usinas a gás natural, resultando em emissões de 25.634,64 tCO₂e. Além disso, somam-se às emissões do setor as usinas movidas a biomassa, que utilizam como combustível o bagaço de cana e emitiram 3.819,60 tCO₂e, totalizando 29.454,24 tCO₂e de emissões no setor em 2023, considerando os fatores de emissão utilizados neste trabalho.

A base metodológica utilizada neste estudo analisa as fontes estacionárias de emissão em Minas Gerais e reproduz o método utilizado no inventário estadual (MINAS GERAIS, 2022). Essa abordagem permite analisar em detalhes as usinas em operação no estado, propondo soluções locais de descarbonização. Existem outras abordagens, como o PDMG (COPPE;UFRJ;UFMG; USP, 2022), que estimou as emissões com base no consumo de eletricidade no estado e utilizando o fator de emissão médio do Sistema Interligado Nacional (SIN). No entanto, a abordagem baseada no consumo não foi adotada, pois resultaria na nacionalização das ações de descarbonização, uma vez que o fator de emissão utilizado é de abrangência nacional e não reflete especificamente as fontes emissoras de Minas Gerais.

É importante destacar que o sistema elétrico do estado, assim como o SIN, apresenta sazonalidade na geração hidrelétrica, que pode resultar em maior despacho termelétrico em períodos de estresse hídrico, garantindo a confiabilidade do sistema. Em 2021, por exemplo, as usinas termelétricas a combustíveis fósseis foram responsáveis por 6% da eletricidade gerada no estado, compensando parcialmente a queda na geração hidrelétrica, que operou com volumes reduzidos devido à estiagem daquele ano (ONS, 2024). Esse aumento do despacho termelétrico resultou em uma emissão de 432.410,80 tCO₂e, quase 17 vezes superior às registradas em 2023, de acordo com as premissas de cálculo deste trabalho².

Em 2023, a geração hidrelétrica representou 79,20% da geração total do estado, enquanto a fonte solar gerou 19,55%; e 1,02% tiveram origem na biomassa, além dos 0,23% já citados,

¹ Nosso cenário desconsidera a autoprodução da indústria e agropecuária. Foi considerado Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Nesse recorte, a matriz renovável é de 99,77%. Com os dados do BEN (2024), que considera também a autoprodução industrial e agropecuária, a matriz renovável é 98%.

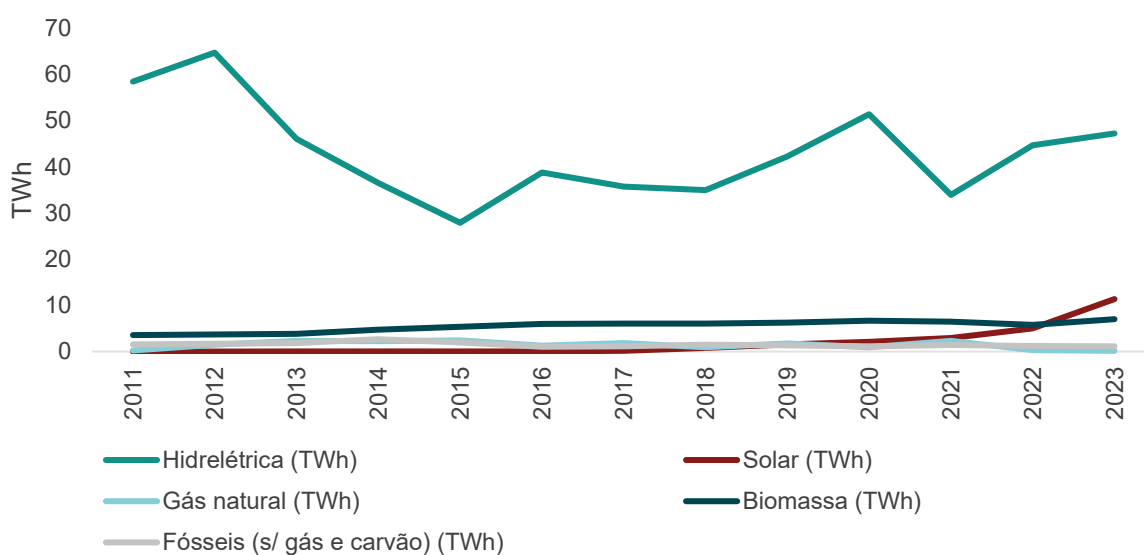
² A questão da intermitência das fontes hidrelétricas será abordada no conjunto de tecnologias propostas pelo Cenário Rota.



oriundos da geração termelétrica a gás natural. Ao analisar o histórico da última década (Figura 6), duas alterações na matriz estadual se destacam:

- o expressivo crescimento da geração solar, que passou de uma fonte pouco representativa para 10,7 TWh em 2023, correspondendo a quase 20% da geração estadual;
- a redução da geração hidrelétrica entre 2012 e 2015, sem retomada dos patamares próximos ou superiores a 60 TWh na última década (EPE, 2024c), o que resultou em uma queda na geração total do estado. Como resultado, o consumo tornou-se próximo ou, em alguns momentos, superior à geração.

Figura 6: Curva de geração (TWh) de Minas Gerais nos últimos 13 anos

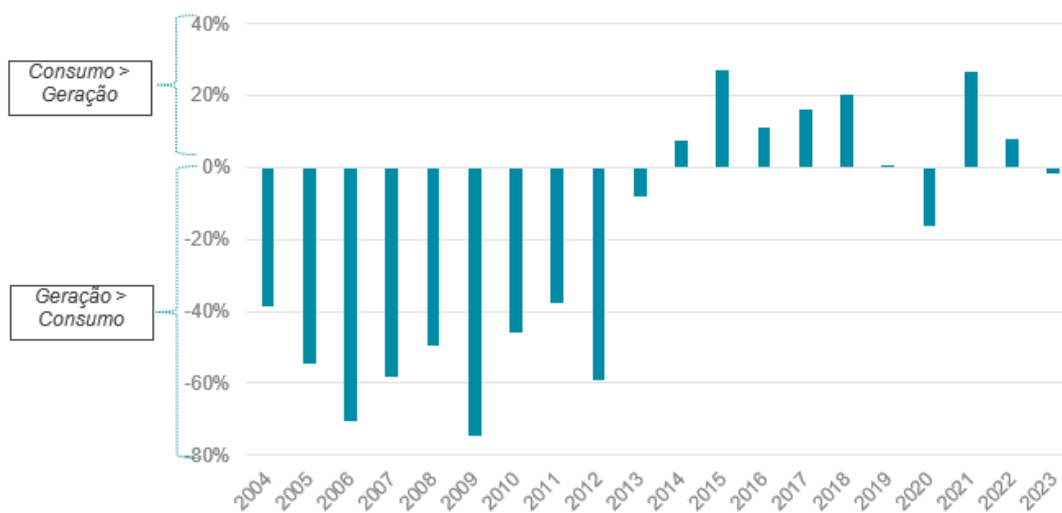


Fonte: Elaboração própria com dados do BEN.

Como pode ser observado na Figura 7, até 2013 a geração em Minas Gerais superava o consumo, sendo um importante exportador de eletricidade ao Sistema Interligado Nacional. A partir de 2014, com a redução da geração hidrelétrica, Minas Gerais passou a consumir mais eletricidade do que produz, na análise anual, com exceção dos anos de 2020 e 2023, que tiveram maiores gerações hidrelétricas.



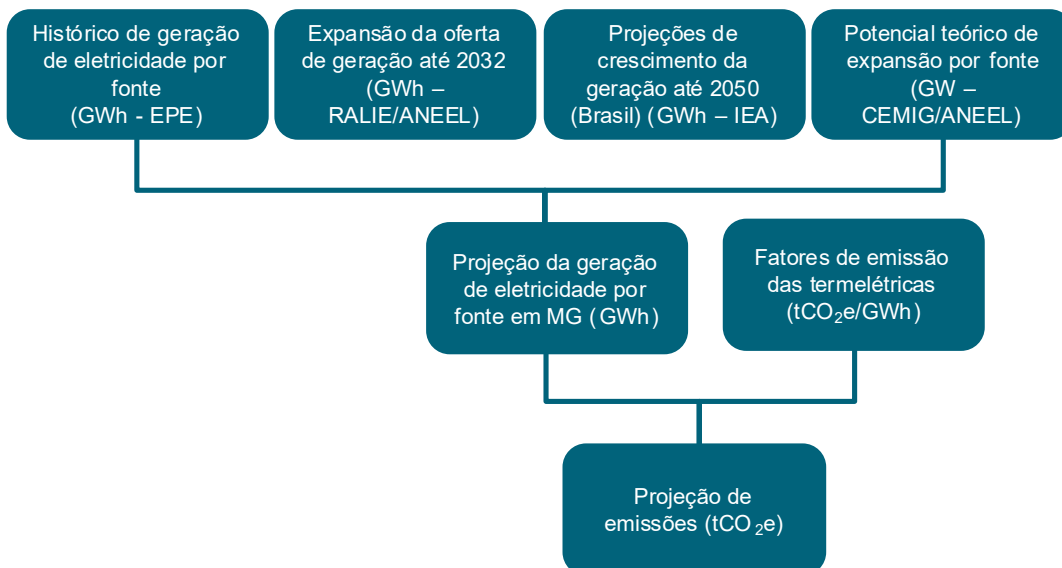
Figura 7: Diferença percentual entre o consumo e a geração em Minas Gerais



Nota: Para a leitura do gráfico, considerar que, quando o eixo Y está abaixo de zero, a geração é maior que o consumo. Similarmente, quando o eixo Y está positivo, o consumo supera a geração.

Fonte: Elaboração própria com base em ONS (2024) e EPE (2024c).

Como informado anteriormente, para calcular as emissões da geração de eletricidade em Minas Gerais, foi adotada a metodologia *top-down* (Figura 8), partindo de dados nacionais para chegar a estimativas estaduais.

Figura 8: Metodologia *top-down* – eletricidade

Fonte: Elaboração própria.

Nesse processo, foram avaliados os históricos de geração por fonte no Brasil e em Minas Gerais entre 2011 e 2023, com base nos dados divulgados no BEN. A partir do histórico, constatou-se que a geração do estado pode ser correlacionada com a nacional por meio de funções lineares, detalhadas na

Tabela 1, usadas para projetar a evolução do panorama em Minas Gerais a partir do que é projetado para o Brasil até 2050.



Tabela 1: Indicadores de projeção

Parâmetro	Hidrelétrica (TWh)	Solar (TWh)	Gás natural (TWh)	Biomassa (TWh)	Fósseis (s/ gás e carvão ³) (TWh)
Equação	Linear	Linear	Linear	Linear	Linear
	$y=ax+b$	$y=ax+b$	$y=ax+b$	$y=ax+b$	$y=ax+b$
Variável utilizada	Hidrelétrica BR	Solar BR	Gás natural BR	Biomassa BR	Fósseis BR
R ²	0,62	0,98	0,83	0,93	0,78
a	0,3373088254	0,2094897028	0,0408704435	0,1353452087	0,0490537384
b	-89,5489864175	-0,0969325536	-1,0105139598	-1,1563165163	0,2318175937

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2024).

A projeção de geração de eletricidade para o Brasil até 2050 foi baseada no *World Energy Outlook (WEO)*, da IEA (IEA, 2024). Escolheu-se o WEO por considerar aspectos recentes da expansão no país, como o crescimento rápido da fonte solar, não presentes no último Plano Nacional de Energia (PNE) 2050, publicado em 2020 pela EPE. O WEO também apresenta, entre os diversos dados para o setor energético mundial, projeções da expansão da geração elétrica em níveis continentais e para alguns países.

Para o Cenário Base, foi utilizado o cenário de políticas declaradas (STEPS), que considera o estado atual do setor e projeta a expansão fundamentada em dados recentes do mercado, em custos de tecnologias e em uma análise profunda das principais políticas ao redor do mundo. A IEA apresenta os resultados desse cenário para o Brasil, incluindo projeções individualizadas da geração solar, eólica, gás natural e carvão, além da soma total de renováveis, incluindo biomassa e hidrelétricas. Os dados são fornecidos para os dois últimos anos do histórico (2022 e 2023, obtidos do BEN) e parciais (2030, 2035 e 2040) até 2050. Mais detalhes desse cenário são expostos na Tabela 2.

³ Outras usinas alimentadas por combustíveis fósseis diversos, como diesel e óleo combustível, que foram agrupadas nessa análise, facilitando a visualização de dados.



Tabela 2: Dados do cenário STEPS, da IEA, de geração de eletricidade para o Brasil

Geração (TWh)	2022	2023	2030	2035	2050
Total	677,17	710,05	808,76	899,91	1.259,53
Renováveis	594,07	633,21	724,51	804,42	1.162,91
Solar fotovoltaica	30,13	49,15	128,70	154,57	253,19
Eólica	81,63	95,37	161,07	208,58	427,65
Nuclear	14,56	14,55	23,78	37,08	45,38
Gás natural	41,95	35,97	42,43	42,97	41,39
Carvão	14,23	16,48	12,31	9,70	4,25
Outras renováveis	482,31	488,69	434,74	441,27	482,07
Fósseis (s/ gás e carvão) ³	12,36	9,84	5,73	5,74	5,60

Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2024).

Dessa forma, por meio das correlações lineares do histórico de geração em Minas Gerais e no Brasil, juntamente à projeção do cenário STEPS, estimou-se a geração de eletricidade para o estado até o ano de 2050 (Tabela 3). Para geração solar e gás natural, os dados foram projetados diretamente a partir do cenário, ajustados para Minas Gerais mediante as correlações estabelecidas.

No caso das usinas hidrelétricas e termelétricas a biomassa, que não estão contempladas no STEPS, a projeção foi feita a partir do total de renováveis fornecido pelo WEO, do qual foram subtraídas as parcelas relativas à geração solar e eólica. Usando os dados do BEN de 2023, foi determinada a participação relativa de hidrelétricas e biomassa no panorama nacional dentro dessas outras renováveis, e o percentual obtido foi projetado para o futuro (hidrelétricas: 87%; biomassa: 13%). Essa análise considerou também que o relatório de expansão da geração não apresenta alterações substanciais dessas fontes para a próxima década em Minas Gerais (ANEEL, 2025). Com base nessa projeção e nas correlações históricas, foram construídas as séries temporais até 2050 para essas duas fontes. Complementar às projeções, também foi estimada a série para as termelétricas a combustíveis fósseis, excluindo gás e carvão.⁴

Tabela 3: Projeção de geração de eletricidade em Minas Gerais até 2050

Geração (TWh)	2022	2023	2030	2035	2050
Hidrelétrica	44,65	47,19	38,03	39,95	51,92
Solar	4,98	11,36	26,86	32,28	52,94
Gás natural	0,28	0,15	0,72	0,75	0,68
Biomassa	5,79	7,01	6,49	6,61	7,33
Fósseis (s/ gás e carvão)	1,18	1,13	0,51	0,51	0,51

Fonte: Elaboração própria.

⁴ Como não há termelétricas a carvão em Minas, esse combustível não foi considerado nas projeções.



Os dados históricos e projetados contemplam o total da energia elétrica gerada, sem segregação por setor ou modalidade de geração. Como mencionado, a análise do setor de energia abarca as emissões do processo de geração de eletricidade para o SIN, e, portanto, foi necessário segregar as emissões que são exclusivas de outros setores, como as usinas de autoprodução do setor agropecuário e da indústria. Para separar essas emissões, foi utilizado o histórico da geração registrado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que disponibiliza a geração por modalidade e por cada usina em operação (ONS, 2024). De forma resumida, as usinas são classificadas pelas seguintes modalidades (ONS, 2020):

- tipo I e tipo II: usinas de grande e médio porte que injetam potência no SIN;
- tipo III: usinas para autoprodução cuja demanda seja permanentemente maior que a geração (não injetam potência no SIN).

A Tabela 4 abaixo apresenta a geração do estado de Minas Gerais com as usinas que geram para o SIN. Nesse recorte, também está considerado a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Sobre as usinas de autoprodução, analisando a diferença entre as Tabelas 3 e 4, é perceptível que todas as fontes de geração são menores na Tabela 4, evidenciando que há autoprodução sobre todas as tecnologias listadas. Porém, algumas fontes têm diferença acentuada, em principal, todas as usinas classificadas como fósseis (s/ gás e carvão) e a maior parte das usinas a biomassa são de autoprodução⁵.

A exclusão das usinas de autoprodução tipo III da análise é essencial para evitar a dupla contagem de emissões, tanto entre diferentes setores, quanto dentro do próprio setor de energia. Por exemplo, há uma usina classificada como fóssil (s/ gás e carvão) que abastece a Regap, cujas emissões já estão consideradas na análise da produção de combustíveis fósseis (próxima seção). Outras usinas dessa categoria pertencem a siderúrgicas com sistemas a diesel, cujas emissões são contabilizadas no setor industrial. Da mesma forma, muitas usinas tipo III de biomassa são do setor sucroenergético, já incluídas na análise de produção de biocombustíveis na seção seguinte. Por isso, foram feitos ajustes para retirar essas usinas da conta e alocar corretamente suas emissões nos setores correspondentes.

Obtendo o recorte específico das usinas que geram para o SIN em Minas Gerais, observa-se na Tabela 4 a distribuição da geração por fonte com base nas premissas adotadas, já citadas nas Tabelas 1, 2 e 3, mas para o recorte específico analisado.

⁵ Para calcular a participação da energia injetada no SIN a partir dos dados de geração projetados para 2050, foi feita a média dos últimos 5 anos da diferença entre a geração relatada pelo ONS e a publicada no BEN. Assim, a porcentagem obtida sobre esses dados históricos foi aplicada à projeção, excluindo, dessa forma, a parcela dedicada à autoprodução.



Tabela 4: Projeção de geração de eletricidade em Minas Gerais até 2050, excluindo autoprodução industrial e agropecuária

Geração SIN (TWh)	2022	2023	2030	2035	2050
Hidrelétrica	40,78	43,29	34,89	36,65	47,63
Solar	4,81	10,68	25,26	30,36	49,79
Gás natural	0,22	0,13	0,60	0,61	0,56
Biomassa	0,32	0,56	0,52	0,53	0,58

Fonte: Elaboração própria.

Paralelamente às demais fontes, a projeção das usinas eólicas foi realizada separadamente, sem usar a correlação histórica e a projeção nacional de expansão. Essa escolha foi baseada na baixa expressividade da geração eólica no estado. Atualmente, existe apenas uma pequena planta, de 156 kW, em operação desde 2013, no município de Iturama, que não injeta potência no SIN. Considerando o histórico de sua operação, calculou-se o fator de capacidade médio anual, que foi aplicado nos anos projetados para se obter a produção dessa usina no futuro, até em 2050.⁶

Adicionalmente, de acordo com dados da (ANEEL, 2025), existe previsão de construção de uma nova planta eólica, de 384 MW ligados ao SIN, que entrará em operação em 2031. A usina será construída em Francisco Sá, no norte de Minas, onde se concentra o maior potencial eólico do estado. O fator de capacidade da usina foi obtido no Atlas Eólico da Cemig, considerando uma velocidade média anual do vento de 7,5 a 8,0 m/s a 75 metros de altura (CEMIG, 2010). Não existe, até a presente data, nenhuma outra usina prevista para Minas Gerais. Os parâmetros considerados para cada uma das usinas eólicas são descritos na Tabela 5. A geração eólica projetada, considerando a parcela injetada no SIN, é consolidada na Tabela 6.

Tabela 5: Parâmetros das usinas eólicas projetadas

Usina eólica	Capacidade instalada (MW)	Fator de capacidade médio	Início da operação	Regime da operação	Município
Clóvis Ferreira Minare	0,156	0,179	2013	Registro de Energia	Iturama
Usina Eólica Juramento	384,448	0,282	2031	Produção Independente	Francisco Sá

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2025) e CEMIG (2010).

Tabela 6: Projeção da geração eólica em Minas Gerais até 2050

Geração (TWh)	2022	2023	2030	2035	2050
Eólica total	0,000267	0,000235	0,000245	0,949954	0,949954

⁶ Apesar de se exceder o tempo de vida útil da usina, ela é mantida na projeção para representar eventuais novas pequenas plantas eólicas que podem ser instaladas em Minas Gerais.



Eólica SIN	0,00	0,00	0,00	0,949710	0,949710
------------	------	------	------	----------	----------

Fonte: Elaboração própria.

Para converter os dados de geração em emissões de CO₂e, considerou-se somente a atividade de geração (combustão estacionária), e não o ciclo de vida de cada fonte. Por esse motivo, as fontes renováveis sem combustão (solar, eólica e hidrelétrica) não são contabilizadas, restando, apenas, a parcela relativa à queima de gás natural e de bagaço de cana.⁷ As intensidades de emissão para essas duas fontes foram obtidas a partir da ferramenta do Programa Brasileiro GHG Protocol (FGV, 2024). Para o bagaço de cana, são consideradas as emissões de CH₄ e N₂O da queima, excluindo o CO₂ biogênico emitido. As projeções de emissões até 2050 são expostas na Tabela 7.

Tabela 7: Emissões totais da geração de eletricidade em Minas Gerais até 2050 (em 10³ tCO₂e)

Emissões (10 ³ tCO ₂ e)	2022	2023	2030	2035	2050
Gás natural	45,42	25,64	120,46	124,14	113,39
Bagaço de cana	2,20	3,82	3,54	3,60	3,99
TOTAL	47,61	29,45	124,00	127,74	117,38

Fonte: Elaboração própria.

Refino de petróleo

O estado de Minas Gerais possui uma única refinaria de petróleo, a Regap, que tem uma capacidade de processamento de 157 mil barris por dia. A refinaria tem uma área total de 12.800.000 m² e está atualmente distribuída em três municípios (Betim, Ibirité e Sarzedo). Inaugurada em 1968, a refinaria é interligada ao Terminal de Campo Elísios (TECAM) pelos dutos Orbel I e Orbel II, por onde recebe o petróleo a ser processado, e aos gasodutos Gasbel 1 e Gasbel 2. Para venda dutoviária, a Regap possui dutos de expedição de produtos acabados (PETROBRAS, 2025).

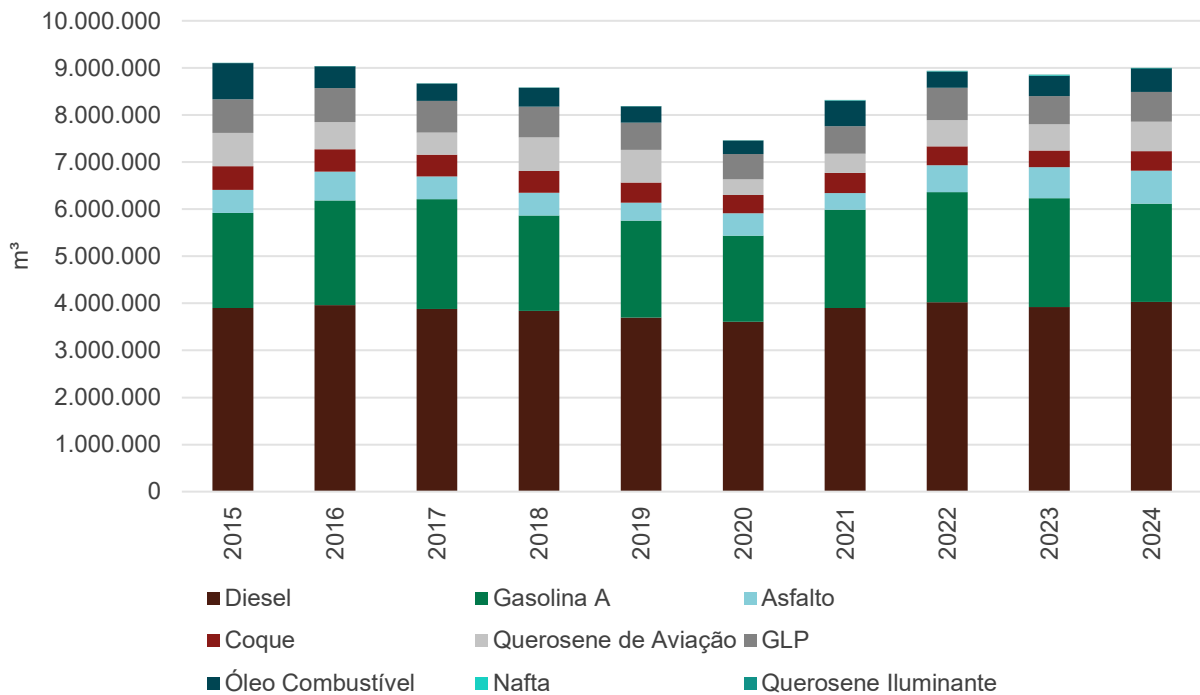
A localização estratégica da Regap permite que ela atenda à maior parte da demanda por derivados de petróleo em Minas Gerais e, eventualmente, ao mercado do Espírito Santo e de Brasília (PETROBRAS, 2025). O sistema logístico da Petrobras foi projetado de forma a evitar a competição entre suas refinarias dentro de um mesmo mercado regional ou nacional (MENDES *et al.*, 2018). Os principais produtos produzidos são: diesel, gasolina, combustível marítimo (bunker), querosene de aviação (QAV), gás liquefeito de petróleo (GLP), asfaltos, coque de petróleo, óleos combustíveis, enxofre e resíduo aromático (PETROBRAS, 2025).

⁷ O ciclo de vida é um método ampliado para quantificar emissões, que pode contabilizar as emissões de matérias-primas, fabricação, transporte, armazenamento, uso e descarte (GHG PROTOCOL, 2011). Para o setor de eletricidade, analisar pelo ciclo de vida poderia contabilizar as emissões da produção e transporte de um painel solar, ou o metano emitido em reservatórios hidrelétricos. Neste estudo, como a abordagem não é o ciclo de vida, contabiliza-se aqui a combustão para gerar energia. Logo, fontes que não têm combustão nesse processo, como solar, eólica e hidrelétrica, não têm emissões.



Conforme pode ser observado na Figura 9, diesel e gasolina são historicamente os principais produtos produzidos na Regap.

Figura 9: Produtos da Regap na última década



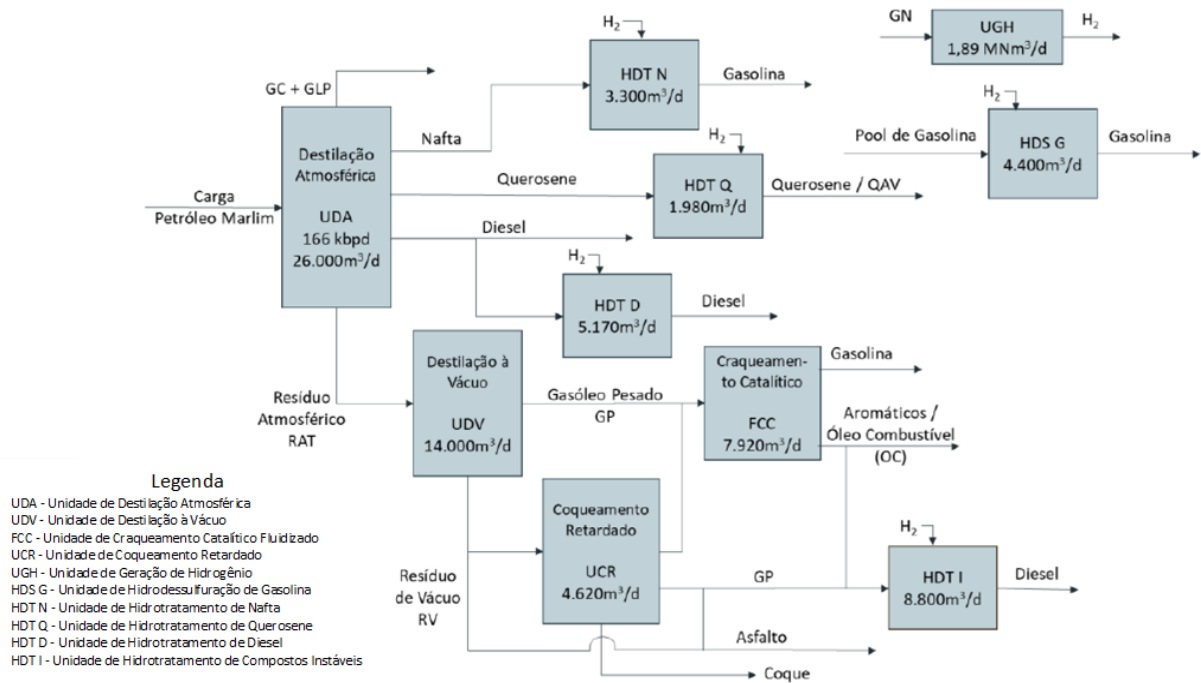
Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2024).

O fluxograma da refinaria, representado na Figura 10, detalha as principais unidades de processamento da Regap. O início do processo ocorre nas unidades de destilação atmosférica (UDA) e de destilação a vácuo (UDV), onde os diferentes cortes de hidrocarbonetos presentes no petróleo são separados. A unidade de coqueamento retardado (UCR) desempenha um papel crucial na conversão do gasóleo pesado proveniente da destilação a vácuo por meio de um processo de craqueamento térmico não catalítico, que favorece a produção de diesel. Já a unidade de craqueamento catalítico fluidizado (FCC, na sigla em inglês) tem como função aumentar a produção e a qualidade da gasolina.

A refinaria também conta com unidades de hidrodessulfuração (HDS) e hidrotreatamento (HDT), responsáveis pela remoção de compostos sulfurados, olefinas, compostos nitrogenados, anéis aromáticos e metais das cadeias de hidrocarbonetos. As unidades de hidrotreatamento variam em severidade, sendo as mais leves usadas para remover maiores concentrações de enxofre e olefinas, enquanto as mais rigorosas eliminam quantidades menores de enxofre e outros contaminantes. A severidade dessas unidades influencia diretamente o consumo de hidrogênio e energia (COPPE;UFRJ;UFMG;USP, 2022; PETROBRAS, 2025).



Figura 10: Fluxograma de Processo Esquemático da Regap

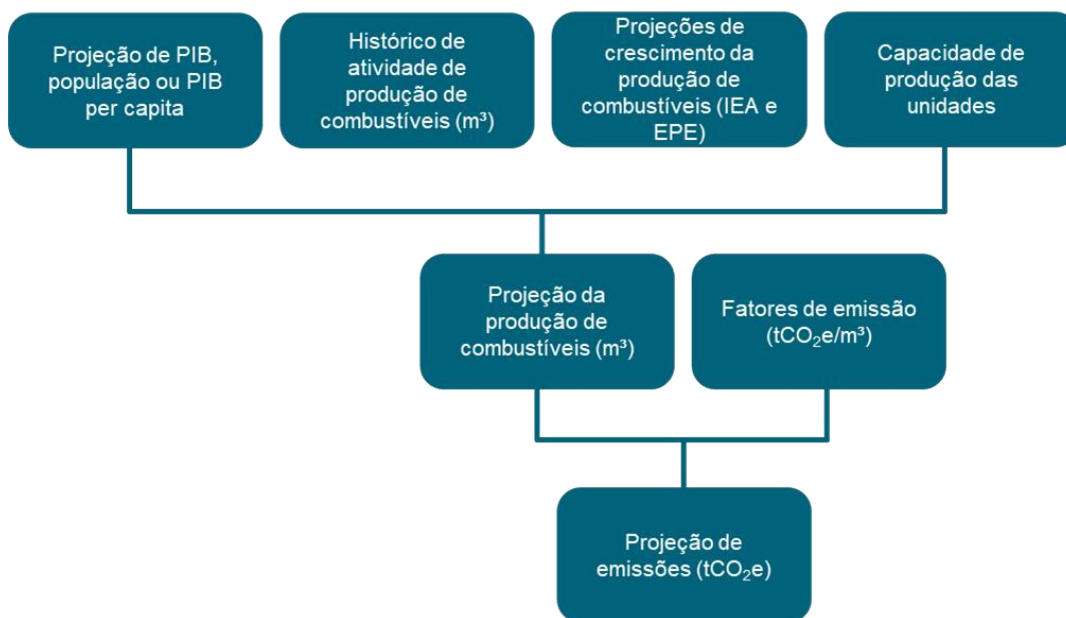


Fonte: Elaboração própria com base em COPPE-UFRJ; UFMG; USP (2022) e PETROBRAS (2025).

Conforme ilustrado na Figura 10, o refino é um processo integrado. Uma dificuldade inerente a esse processo é a análise segregada das emissões, sendo comum a quantificação da emissão total da unidade, e não por combustíveis e produtos refinados. Esse trabalho utiliza o mesmo método de contabilização de emissões do PDMG (COPPE;UFRJ;UFMG;USP, 2022), calculando as emissões com base no processamento total da planta.

Como mencionado anteriormente, para calcular as emissões da geração do refino da Regap em Minas Gerais, foi adotada a metodologia *top-down* (Figura 11).



Figura 11: Metodologia *top-down* – Produção de combustíveis (Regap)

Fonte: Elaboração própria.

Os dados sobre a produção de combustíveis pela Regap foram obtidos por meio da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2024) e disponibilizados de janeiro de 2000 a novembro de 2024. Para os dados de dezembro de 2024, a média entre outubro e novembro do mesmo ano foi calculada para cada combustível.

Os dados de PIB, PIB per capita, e população, foram adquiridos por meio do Centro de Estatística e Informações da Fundação João Pinheiro e dos Censos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (FJP, 2024, 2009; IBGE, 2000, 2024).

Os combustíveis considerados foram: diesel, gasolina comum, asfalto, coque, QAV, GLP, óleo combustível e nafta. A produção de solvente e querosene iluminante foram desconsiderados, uma vez que a Regap encerrou (ou chegou muito próxima de zero) a produção desses itens⁸.

A projeção do diesel foi estabelecida com base no crescimento populacional de Minas Gerais, uma vez que se percebeu que o crescimento da população do estado acarretava um aumento da produção do diesel em níveis semelhantes – de maneira linear e com um coeficiente determinante próximo de 1. Conforme exposto acima, a refinaria tem um foco na produção de diesel, justificando, portanto, sua correlação com a demanda estadual. Já para gasolina, asfalto e QAV, as projeções se deram a partir da produção desses combustíveis em nível nacional, também de maneira linear e com coeficientes próximos de 1, indicando que a

⁸ De acordo com os dados de produção de derivados de petróleo pela Regap (ANP, 2024), a produção de solvente não ocorre na refinaria desde 2013, enquanto a produção de querosene iluminante reduziu drasticamente nos últimos anos, tendendo a zero em 2024.



variância na produção desses combustíveis em Minas Gerais pode ser explicada pela variação em nível Brasil.

Para os casos do GLP, óleo combustível e coque, não foi possível estabelecer uma correlação⁹ com a produção do Brasil, nem com a produção do Sudeste nem com PIB, população ou PIB *per capita*. Entretanto, esses combustíveis apresentam uma produção com tendência à constância, e suas projeções foram então baseadas em médias. Para GLP e coque, foi considerada a média do período de 2000 a 2024. Já no caso do óleo combustível, foram considerados apenas os anos de 2015 a 2024, garantindo projeções mais assertivas de acordo com a produção da última década. A nafta apresentou uma correlação relevante com a produção do Brasil, mas, dado um histórico superior a 10 anos de baixa atividade, chegando à produção zero, é razoável supor que a produção desse combustível na Regap continue baixa. Diante disso, optou-se por estabelecer a média dos últimos anos (2023 e 2024) e projetar o percentual de crescimento da produção de nafta no Brasil (Tabela 8).

Tabela 8: Indicadores de projeção

Parâmetro	Diesel (m³)	Gasolina (m³)	Asfalto (m³)	QAV (m³)
Equação	Linear	Linear	Linear	Linear
	$y=ax-b$	$y=ax-b$	$y=ax-b$	$y=ax-b$
Variável utilizada	População MG	Brasil (ANP)	Brasil (ANP)	Brasil (ANP)
R ²	0,84	0,90	0,88	0,75
a	0,3281	0,0844	0,3389	0,1304
b	3.154.263,97	76.979,48	238.546,01	144.982,26

Parâmetro	Coque (m³)	GLP (m³)	Óleo combustível (m³)	Nafta (m³)
Equação	Média	Média	Média	Média
	MÉDIA (2000:2024)	MÉDIA (2000:2024)	MÉDIA (2015:2024)	MÉDIA (2023:2024) + % crescimento Brasil
Variável utilizada	Produção MG	Produção MG	Produção MG	Brasil (ANP)

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2024).

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o apoio do Ministério de Minas e Energia (MME), apresenta as perspectivas da expansão do setor para os próximos 10 anos, considerando o período de 2025 a 2034 (EPE, 2024e). Os estudos presentes no PDE subsidiam decisões de política energética, integrando-as às demais políticas adotadas no país, em especial as ligadas às

⁹ Foram utilizadas diferentes metodologias de acordo com o tipo de combustível. Inicialmente, buscou-se estabelecer uma correlação entre as produções nacionais, as produções da região Sudeste, o PIB e a população de Minas Gerais. Entretanto, nem todos os combustíveis apresentavam relação estatisticamente significativa com essas variáveis. Assim, diferentes metodologias foram utilizadas para a projeção de cada combustível, como é possível observar na Tabela 8.



mudanças climáticas e de transição energética. Dessa forma, o plano traz a produção brasileira de cada derivado de petróleo até 2034.

Além disso, a IEA, por meio do WEO, disponibiliza diversas projeções para o setor energético mundial, incluindo estimativas nacionais sobre o funcionamento das refinarias brasileiras até 2050. Isso posto, utilizou-se o cenário STEPS, que considera o estado atual do setor e projeta a expansão fundamentada em dados recentes do mercado, custos de tecnologias e uma análise detalhada das principais políticas ao redor do mundo.

Para a projeção dos derivados de petróleo produzidos pela Regap que apresentam correlação com a produção nacional (gasolina, asfalto QAV e nafta), foram considerados os valores apresentados pelo PDE até 2034. Para o período de 2035 a 2050, assumiu-se que a produção não sofrerá variações, seguindo as previsões do WEO, que projetam estagnação no refino de petróleo de 2035 em diante. O diesel, como acompanha a variável populacional, apresenta leve queda entre 2035 e 2050. As projeções para cada combustível podem ser observadas na Tabela 9 a seguir.

Tabela 9: Projeção da produção de derivados de petróleo pela Regap em 10³ m³ até 2050

Combustível (10 ³ m ³)	2023	2024	2030	2035	2050
Diesel	3.923,70	4.026,50	4.136,59	4.206,64	4.092,50
Gasolina comum	2.306,88	2.087,26	2.134,48	2.178,71	2.178,70
Asfalto	659,74	703,24	762,58	792,62	792,62
Coque	358,38	414,39	421,17	421,17	421,17
QAV	553,48	625,68	791,68	763,58	763,58
GLP	602,13	630,41	699,64	699,64	699,64
Óleo combustível	428,96	502,96	445,82	445,82	445,82
Nafta	17,75	5,39	9,44	9,51	9,51
Solvente	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,71	0,17	-	-	-

Fonte: Elaboração própria com base em PDE (2034) e IEA (2024).

Para além do cenário de expansão previsto acima, foi elaborado um cenário alternativo de expansão da refinaria. No fim de 2023, a Petrobras anunciou um investimento de US\$ 2,6 bilhões na Regap, visando uma expansão de 40%¹⁰ da capacidade de refino em 2027 (CAMPOS JR, 2023; PETROBRAS, 2023b). No entanto, não foram disponibilizadas informações sobre o percentual de expansão para cada tipo de combustível. Dessa forma, a Tabela 10 ilustra a expansão em 40% para todos os combustíveis analisados, a partir de 2027.

¹⁰ De acordo com divulgações da Petrobras, a expansão poderia chegar até 53%. Porém, optamos pelo dado mais conservador (40%), divulgado pelo presidente da Petrobras em 2023.



Tabela 10: Projeção da produção de derivados de petróleo pela Regap até 2050, considerando expansão de 40% da refinaria em 2027

Combustível (10 ³ m ³)	2023	2024	2030	2035	2050
Diesel	3.923,70	4.026,50	5.791,23	5.889,29	5.729,50
Gasolina comum	2.306,88	2.087,26	2.988,27	3.050,19	3.050,19
Asfalto	659,74	703,24	1.067,62	1.109,66	1.109,66
Coque	358,38	414,39	589,63	589,63	589,63
QAV	553,48	625,68	1.108,35	1.069,01	1.069,01
GLP	602,13	630,41	979,49	979,49	979,49
Óleo combustível	428,96	502,96	624,15	624,15	624,15
Nafta	17,75	5,39	13,22	13,31	13,31
Solvente	-	-	-	-	-
Querosene iluminante	0,71	0,17	-	-	-

Fonte: Elaboração própria com base em PDE (2034) e IEA (2024).

Para converter os dados de produção em emissões de CO₂ equivalentes, considerou-se somente a atividade de produção, e não o ciclo de vida de cada combustível. A ausência de fatores de emissão específicos para o refino de cada combustível é uma lacuna significativa no setor, uma vez que os processos são integrados e geralmente analisados de forma conjunta. No âmbito desse trabalho, adotou-se um fator com base nas emissões e na produção total da refinaria em 2023. Utilizou-se o valor da produção (em m³), segundo a ANP, e o valor das emissões referentes à operação e ao processo da refinaria (em MtCO₂e), reproduzidos pelo PDMG¹¹, chegando-se ao valor final de 0,327 tCO₂e/m³. As emissões de cada um dos derivados estão apresentadas na Tabela 11.

¹¹ O PDMG adotou um cenário conservador de emissões, considerando o uso de óleo combustível com fonte de energia da Regap. Há informações sobre a Regap possuir usina de cogeração com gases sintetizados na planta, tal como o uso de usina abastecida a Diesel. Além disso, a Regap anunciou a construção de usina solar para abastecer parte da demanda de eletricidade. Porém, perante a dificuldade de analisar a demanda de energia da planta, adotamos o cenário conservador, tal como o PDMG, e, portanto, consideramos as emissões atreladas ao óleo combustível, desconsiderando as outras fontes.



Tabela 11: Projeção das emissões da produção dos derivados de petróleo em Minas Gerais até 2050 (10³ tCO₂e)

Combustível (10 ³ tCO ₂ e)	2023	2024	2030	2035	2050
Diesel	1.281,81	1.315,39	1.351,36	1.374,24	1.336,95
Gasolina comum	753,62	681,87	697,30	711,75	711,75
Asfalto	215,52	229,74	249,12	258,93	258,93
Coque	117,08	135,37	137,59	137,59	137,59
QAV	180,81	204,40	258,63	249,45	249,45
GLP	196,71	205,94	228,56	228,56	228,56
Óleo combustível	140,13	164,31	145,64	145,64	145,64
Nafta	5,80	1,76	3,08	3,11	3,11
TOTAL	2.891,49	2.938,80	3.071,29	3.109,28	3.071,99

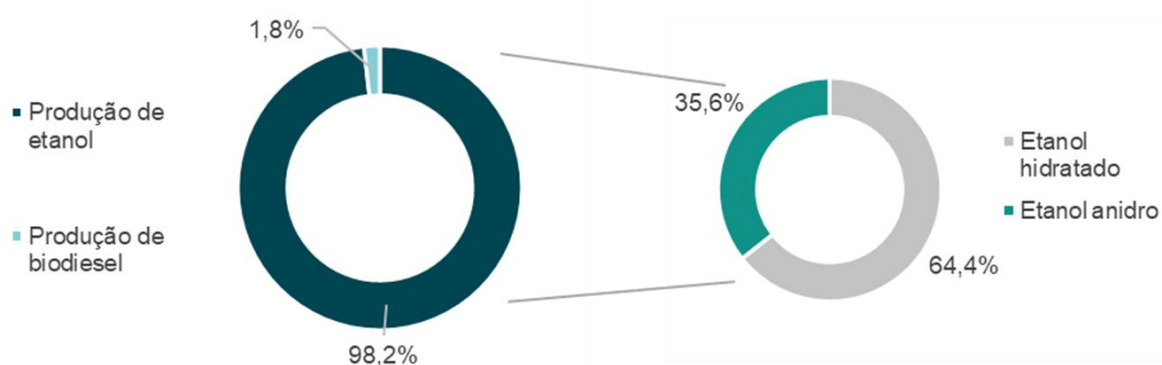
Fonte: Elaboração própria.

Pelo método abordado, em caso de expansão da refinaria, a emissão também resultaria em 40% a mais do total, ou seja, 4.300,78 10³ tCO₂e em 2050.

Produção de biocombustíveis

O setor de biocombustíveis líquidos em Minas Gerais é composto por várias usinas de etanol e uma planta de produção de biodiesel. Todas as plantas produtoras de etanol utilizam a cana-de-açúcar como insumo, enquanto o biodiesel é produzido principalmente por óleo de soja, sebo bovino e outros óleos residuais. Em 2023, Minas Gerais produziu 3.366,91 mil m³ de biocombustíveis líquidos; respondendo o etanol por 98,2% dessa produção; e o biodiesel por 1,8% (Figura 12). Em relação ao etanol, 64,4% da produção foi de etanol hidratado e 35,6% de etanol anidro (ANP, 2024; SIAMIG, 2024).

Figura 12: Produção de biocombustíveis em Minas Gerais (2023)



Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2024) e SIAMIG (2024).

Existem diversos processos para a produção de etanol a partir do caldo extraído da cana-de-açúcar. Nas usinas mistas, a produção é geralmente dividida entre a fabricação de açúcar e a etapa de fermentação alcoólica. Nessas usinas, o mix de produção entre etanol e açúcar varia de acordo com as condições do mercado para cada produto. Já nas usinas autônomas, todo o caldo da cana é direcionado exclusivamente para a produção de etanol.



Em ambos os tipos de usinas, um volume expressivo de geração de energia é necessário para o funcionamento da planta, normalmente suprida internamente por meio da cogeração, utilizando o bagaço da cana como fonte de combustível. Muitas dessas usinas produzem eletricidade em excesso e, em alguns casos, acumulam excedentes de bagaço, tornando esses elementos coprodutos do sistema produtivo (DIAS *et al.*, 2015; TSIROPOULOS *et al.*, 2015). Dessa forma, a cogeração nas usinas é um importante fator de redução das emissões de GEE, uma vez que eliminam ou reduzem o uso de energia fóssil ou eletricidade do sistema interligado em seu processo produtivo (GAZZONI, 2014).

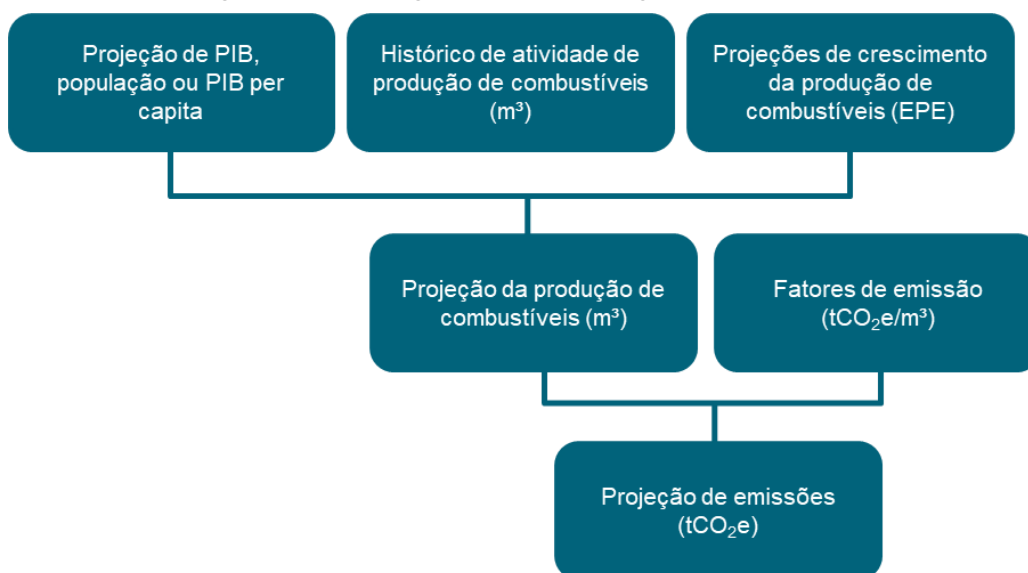
Além desses processos convencionais, há uma alternativa tecnológica que permite a produção de etanol a partir de material lignocelulósico, como o bagaço da cana. Esse tipo de etanol, conhecido como etanol de segunda geração, é obtido por meio da conversão de componentes da biomassa em açúcares fermentáveis. No entanto, até o momento, não há usinas desse tipo em operação em Minas Gerais (LORENZI; ANDREADE, 2019; SIAMIG, 2024).

A síntese de biodiesel ocorre na Usina de Biodiesel Darcy Ribeiro, que pertence à Petrobras Biocombustíveis, localizada na cidade de Montes Claros, no norte do estado. A usina tem capacidade instalada de 545,5 m³/dia e foi projetada para processar diferentes insumos, incluindo óleos vegetais obtidos de pinhão-mansão, soja, algodão, girassol e mamona. Entretanto, a maioria dessas culturas não obteve sucesso, e atualmente a produção utiliza exclusivamente óleo de soja como insumo vegetal, além de sebo bovino (ANP, 2024; PETROBRAS, 2024b). A planta opera com a transesterificação, processo em que esses óleos vegetais, gordura animal e/ou óleos residuais reagem com metanol, na presença de catalisador de metóxido de sódio. Além do biodiesel, obtém-se coprodutos como o glicerol (COSTA; PEREIRA, 2020).

Ao contrário da produção de etanol, o processamento de biodiesel tem um baixo aproveitamento de cogeração, dependendo do uso de eletricidade e combustíveis fósseis. Desse modo, o método de cálculo das emissões, como também utilizado no PDMG, apresenta um fator de emissão superior para o biodiesel, em comparação com o etanol. Em 2023, por exemplo, 25,5% das emissões da produção de biocombustíveis tiveram origem na produção de biodiesel, apesar do combustível representar somente 1,8% da produção. Com relação à emissão geral de biocombustíveis, Minas Gerais totalizou 229.948 tCO₂e, sendo que, além da participação do biodiesel, 29,7% deveram-se à produção de etanol anidro e 44,8%, de etanol hidratado.

Como exposto anteriormente, para calcular as emissões da produção de biocombustíveis em Minas Gerais, foi adotada a metodologia *top-down* (Figura 13).



Figura 13: Metodologia *top-down* – produção de biocombustíveis

Fonte: Elaboração própria.

Para a projeção das emissões da produção de biocombustíveis de Minas Gerais, o processo foi similar ao das projeções de refino de petróleo. Inicialmente, foram analisadas as correlações entre as produções do Brasil, da Região Sudeste, PIB, população e PIB *per capita* do estado de Minas Gerais. A partir das análises, verificou-se que todos os biocombustíveis analisados se relacionavam estatisticamente melhor com os dados de produção nacional.

A correlação do biodiesel com dados de população do estado também resultou em um coeficiente próximo de 1, porém optou-se por manter todos os biocombustíveis com a mesma base de correlação. Assim, as projeções para todos os biocombustíveis foram feitas com base na produção nacional desses combustíveis, de forma linear, e com coeficientes próximos de 1, conforme apresentado na Tabela 12.

Os dados sobre a produção de biocombustíveis em nível nacional foram obtidos da ANP (ANP, 2024). Para biodiesel, utilizou-se os dados históricos entre 2009 e 2022, devido a inconsistências de dados de outros anos. Já os dados tanto de etanol anidro quanto de etanol hidratado foram disponibilizados de janeiro de 2012 a novembro de 2024 e utilizados em sua totalidade para a análise das correlações. Para os dados de dezembro de 2024, foi calculada a média entre outubro e novembro do mesmo ano, para cada combustível.

Tabela 12: Indicadores de projeção

Parâmetro	Biodiesel (m ³)	Etanol anidro (m ³)	Etanol hidratado (m ³)
Equação	Linear $y=ax+b$	Linear $y=ax+b$	Linear $y=ax+b$
Variável utilizada	Biodiesel BR	Etanol anidro BR	Etanol hidratado BR
R ²	0,831	0,841	0,887
a	0,0148	0,1102	0,1019
b	36.607	-170.117	-98.805

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2024).



A projeção de produção de biocombustíveis foi realizada a partir dos dados de projeção de demanda de biodiesel e oferta total de etanol, de 2024 a 2034, presentes no Caderno de Oferta de Biocombustíveis do PDE 2034 (EPE, 2024e). Os valores de etanol foram segmentados em etanol anidro e hidratado de acordo com os dados de projeção de demanda desses combustíveis. Para o período de 2035 a 2050, assumiu-se que a distribuição de etanol permanecerá em 25% de etanol anidro e 75% de etanol hidratado, conforme os dados de 2034.

Para a projeção da produção desses biocombustíveis até 2050, foi considerado o impacto sobre a oferta projetada por novas políticas de biocombustíveis, principalmente a Lei n.º 14.993/24 – combustível do futuro, que eleva a mistura de etanol à gasolina e de biodiesel ao diesel (BRASIL, 2024). Com base nesse novo marco regulatório, um estudo da EPE (EPE, 2024f) projeta um crescimento de 30,77% na demanda de biocombustíveis entre 2032 e 2050. Esse crescimento foi incorporado ao presente estudo para o período de 2035 e 2050, enquanto, para o período até 2034, foram utilizadas as projeções já estabelecidas pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2034.

Em resumo, para a projeção de biocombustíveis, foi feita a correlação entre os dados de Minas Gerais e a produção brasileira. Para isso, foram utilizados os valores projetados pelo PDE até 2034 e, para o período de 2035 a 2050, a projeção seguiu um crescimento linear até atingir a demanda prevista pela EPE, conforme os novos regulamentos anunciados. As projeções para cada combustível podem ser observadas na Tabela 13, a seguir.

Tabela 13: Projeção de produção de biocombustíveis no Brasil até 2050

Produção (10 ³ m ³)	2023	2024	2029	2034	2050
Biodiesel	7.727,36	9.200,00	11.700,00	13.600,00	17.784,62
Etanol anidro	13.965,40	13.482,18	12.790,24	11.725,00	15.332,69
Etanol hidratado	21.414,84	25.230,28	30.909,76	35.175,00	45.998,08

Fonte: Elaboração própria com base em ANP (2024) e EPE (2024b, a).

A partir das correlações históricas e da projeção nacional, foram obtidas as séries temporais até 2050 para a produção de biocombustíveis em Minas Gerais (Tabela 14):

Tabela 14: Projeção de produção de biocombustíveis em Minas Gerais até 2050

Produção (10 ³ m ³)	2023	2024	2029	2034	2050
Biodiesel	150,97	172,77	209,77	237,89	299,82
Etanol anidro	1.330,04	1.286,39	1.239,37	1.121,98	1.519,55
Etanol hidratado	1.974,66	2.321,50	3.050,90	3.485,53	4.588,40

Fonte: Elaboração própria.

Para converter os dados de produção em emissões de CO₂ equivalentes, os fatores de emissão utilizados consideram somente as emissões do processo de produção, não incluindo os processos agrários (colheita/plantio), o transporte de insumos e produtos nem a combustão relacionada ao uso de biocombustíveis nas atividades finais (veículos, usinas etc.).



Como já citado, a produção de etanol em Minas Gerais utiliza do bagaço de cana-de-açúcar em sistemas de cogeração de energia, resultando em emissões reduzidas, limitadas ao uso de produtos de fontes fósseis na operação (como lubrificantes) e produtos químicos atrelados ao processo de produção do etanol. Por outro lado, a produção de biodiesel por meio de sebo animal e soja utiliza combustíveis fósseis¹² e produtos químicos em maior escala, principalmente durante o processo de transesterificação, o que resulta em fator de emissão mais elevado em comparação com o processo do etanol.

Para etanol anidro e hidratado, foram utilizados fatores de emissão do *Ecoinvent*, versão 3.10.1. Já o fator de emissão para o biodiesel foi construído com base em informações da literatura (GAZZONI, 2014), considerando que a produção de Minas Gerais é composta de 50% de sebo animal e 50% de óleo de soja, conforme o histórico recente de produção da refinaria Darcy Ribeiro. Os resultados de emissões de biocombustíveis em Minas Gerais são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15: Emissões totais da produção de biocombustíveis em Minas Gerais até 2050

Emissões (10 ³ tCO ₂ e)	2023	2024	2029	2034	2050
Biodiesel	58,70	67,18	81,56	92,50	116,58
Etanol anidro	68,17	60,93	63,52	57,51	77,88
Etanol hidratado	103,08	121,18	159,25	181,94	239,51
TOTAL	229,95	254,29	304,34	331,94	433,97

Fonte: Elaboração própria.

Avaliação do Cenário Base

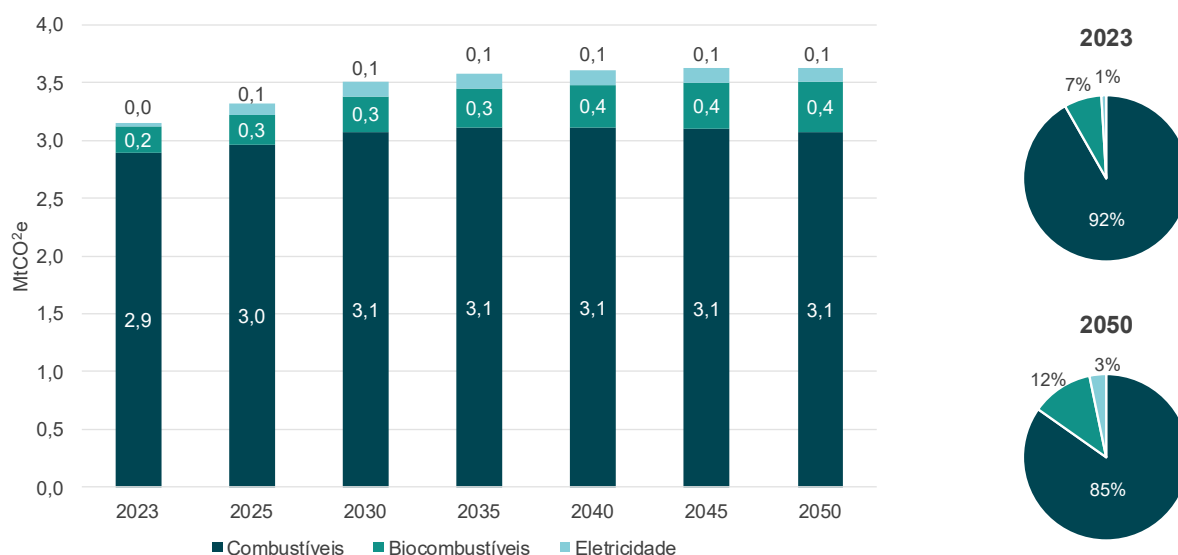
No Cenário Base, as emissões do setor de energia em Minas Gerais devem aumentar 15% até 2050 em relação a 2023 (Figura 14). Esse crescimento é mais acentuado entre 2023 e 2030, impulsionado principalmente pela expansão das atividades de refino no estado, que representam aqui as emissões de combustíveis.

Em 2023 a produção total de combustíveis pela Regap foi de aproximadamente 8,8 mil m³, gerando um total de emissões de 2,9 MtCO₂e. Projeta-se que, com um aumento de 6% na produção da refinaria em 2050, suas emissões acompanhem o mesmo crescimento percentual, e atinjam a marca de 3,1 MtCO₂e. Os destaques estão no asfalto e no QAV, cujas produções devem aumentar em 15% e 28%, respectivamente, nos próximos anos. Essas projeções seguem as estimativas do PDE 2034 (EPE, 2024a) e foram adaptadas para o contexto de Minas Gerais.

¹² Na ausência de dados específicos de emissão da Biorefinaria, adotamos cenário conservador, considerando óleo combustível como insumo energético da planta, tal como feito pelo PDMG (2021).



Figura 14: Emissões totais por subsetor no Cenário Base (2023-2050)



Fonte: Elaboração própria

O subsetor de biocombustíveis, como ilustrado na Figura 14, possui o maior aumento relativo das emissões. Em 2050, devido ao aumento da produção de etanol e biodiesel, as emissões dessa atividade quase dobram, se comparadas ao histórico de 2023, passando de 0,23 para 0,43 MtCO₂e. As emissões relacionadas à geração de eletricidade no estado, por sua vez, apresentam um aumento expressivo, saindo de 0,03, em 2023, para 0,12 MtCO₂e em 2050, devido ao aumento da geração termelétrica.

Cenário Net Zero

Como ressaltado na seção anterior, existem diversas metodologias para a construção do Cenário Net Zero. Para o setor de energia foram analisados dois cenários:

- cenário *Science Based Targets Initiative (SBTi)*;
- cenário *Announced Pledges (APS)* da IEA.

SBTi

Dentre as principais abordagens adotadas pela SBTi, destacam-se duas metodologias: a contração absoluta e a abordagem de descarbonização setorial (*Setorial Decarbonization Approach – SDA*).

Para a geração de eletricidade, foi considerado método de Abordagem de Descarbonização Setorial, que define a intensidade de emissões (CO₂ emitido por unidade de eletricidade gerada) para o setor elétrico global a ser atingida em 2030, 2040 e 2050. Considerando o valor absoluto apresentado pelo SBTi para 2023, a intensidade de emissões estaria em torno de 0,3 Mt CO₂e/TWh (valor com base mundial), o que é significativamente superior ao



registrado em Minas Gerais no mesmo ano, de menos de 0,001 Mt CO₂e/TWh.¹³ Isso é explicado pelo fato de a matriz elétrica do estado já ser consideravelmente descarbonizada. Portanto, foram consideradas apenas as reduções relativas do SBTi para o setor até 2050, conforme apresentado a seguir.

- entre 2023 e 2030: redução de 66%;
- entre 2030 e 2040: redução de 90%;
- até 2050: *Net Zero*.

A trajetória para Minas Gerais, considerando essas reduções, é detalhada na Tabela 16.

Tabela 16: Cenário setorial *Net Zero* do SBTi para a geração de eletricidade

Ano	Emissões (MtCO ₂ e)	Redução em relação a 2023 (%)
2023	0,029454	-
2030	0,009818	66%
2035	0,005400	82%
2040	0,000982	97%
2045	0,000491	98%
2050	0,000000	100%

Fonte: Elaboração própria.

Para o refino de petróleo e a produção de biocombustíveis, foi utilizada a abordagem de contração absoluta, que considera metas fixas independentes do setor, uma vez que a SBTi ainda não tem trajetórias específicas (SDA) para os setores de petróleo e gás e de biocombustíveis. Para metas de longo prazo, a ambição de redução é, no mínimo, de 90%, entre a data de submissão/ano-base e ano-alvo.

Nesse sentido, o presente estudo considerou a meta de redução de 90% a partir das emissões de 2023, aplicando uma interpolação linear para os anos intermediários. A Tabela 17 apresenta a trajetória que o setor de refino de Minas Gerais deve seguir para alcançar o mínimo das emissões até 2050, segundo a SBTi:

¹³ Seguindo o recorte realizado neste relatório, ou seja, desconsiderando a autoprodução de eletricidade para a indústria e o setor agropecuário.



Tabela 17: Cenário *Net Zero* de contração absoluta do SBTi para o refino

Ano	Emissões (MtCO _{2e})	Redução em relação a 2023 (%)
2023	2,89	-
2030	2,33	19%
2035	1,82	37%
2040	1,31	55%
2045	0,80	72%
2050	0,29	90%

Fonte: Elaboração própria.

De maneira similar ao refino, foram aplicadas as reduções determinadas pela abordagem de contração absoluta do SBTi à produção de biocombustíveis em Minas Gerais (Tabela 18).

Tabela 18: Cenário *Net Zero* de contração absoluta do SBTi para a produção de biocombustíveis

Ano	Emissões (MtCO _{2e})	Redução em relação a 2023 (%)
2023	0,23	-
2030	0,21	9%
2035	0,17	26%
2040	0,13	43%
2045	0,09	59%
2050	0,02	90%

Fonte: Elaboração própria.

APS (IEA)

Para esse cenário, os dados são apresentados em nível nacional, e os percentuais de redução parciais (2023 a 2030; 2030 a 2035; 2035 a 2050) são aplicados ao estado de Minas Gerais. Para a geração de eletricidade, ao fim do período, as emissões projetadas para 2050 equivalem a 9% dos valores registrados em 2023, resultando em uma redução de 91%. A trajetória detalhada pode ser visualizada na Tabela 19.

Tabela 19: Cenário APS da IEA para a geração de eletricidade

Ano	Emissões (MtCO _{2e})	Redução em relação a 2023 (%)
2023	0,029454	-
2030	0,006410	78%
2035	0,005712	81%
2040	0,004639	84%
2045	0,003565	88%
2050	0,002491	92%

Fonte: Elaboração própria.

Para o refino, ao fim do período, em 2050, observa-se um decréscimo de 35% na produção em comparação com 2023, resultando na mesma redução das emissões, como observado na Tabela 20.



Tabela 20: Cenário APS da IEA para o refino

Ano	Emissões (MtCO ₂ e)	Redução em relação a 2023 (%)
2023	2,89	-
2030	2,75	5%
2035	2,60	10%
2040	2,36	18%
2045	2,12	27%
2050	1,88	35%

Fonte: Elaboração própria.

Avaliação dos Cenários Net Zero

No contexto do Cenário *Net Zero*, diversos modelos vêm sendo desenvolvidos para aprimorar a análise do impacto das mudanças climáticas na economia. No entanto, a principal lacuna em relação a esses cenários é a falta de dados regionalizados para Minas Gerais. O cenário mais completo, de acordo com os requisitos analisados no Quadro 1, foi o APS IEA, que tem dados regionalizados para o Brasil e desagregação setorial e subsetorial compatível. Porém essa desagregação abarca somente a produção de eletricidade e refino de petróleo, não apresentando trajetória específica para biocombustíveis.

O cenário absoluto SBTi é um cenário de descarbonização geral para todos os setores e países, e, exclusivamente para o setor de eletricidade, também utilizamos a rota específica para esse setor, a SDA SBTi. O Quadro 1 apresenta, de modo sintetizado, as principais características de cada modelo avaliado nas seções anteriores.

Quadro 1: Características dos Cenários Net Zero

Cenários	Tem dados regionalizados para o Brasil?	Tem dados regionalizados para Minas Gerais?	Tem desagregação setorial compatível com o estudo?	Tem desagregação subsetorial (atividades) compatível com o estudo?
Absoluto SBTi	✗	✗	✗	✗
SDA SBTi	✗	✗	✓	✓
APS IEA	✓	✗	✓	✓

Fonte: Elaboração própria.

Eletricidade

Aplicando o cenário APS IEA para as emissões de Minas Gerais, verificou-se uma redução de emissões de 91%, com ciclos acentuados de queda até 2030 (78% de redução) e um ritmo mais lento até 2050. O cenário da SBTi também apresenta um ritmo de redução mais



agressivo até 2030, porém, considerando que a meta setorial da iniciativa tem 2040 como *Net Zero*, a redução após 2030 é mais severa na SBTi do que o cenário APS IEA. Ambas as trajetórias têm uma queda mais acentuada até 2030, pois buscam uma rápida transição de fontes fósseis para renováveis, com modelos que estimam que, além de as fontes renováveis suprirem o crescimento da demanda de eletricidade, haverá o descomissionamento de fontes fósseis.

Após 2030, o setor entraria na fase de descarbonização profunda, que exige tecnologias para garantir a confiabilidade sistêmica e descarbonizar os setores mais intensivos. As trajetórias de emissão para os cenários SBTi e APS são ilustrados na Figura 15. Alguns cenários da SBTi, por exemplo, baseados no modelo MESSAGE-GLOBIOM, atingem níveis negativos (remoções) para o setor elétrico nos anos próximos e posteriores a 2050, calculando remoções por tecnologias como o BECCS - *Bioenergy with Carbon Capture and Storage* (Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono) (SBTi, 2020b).

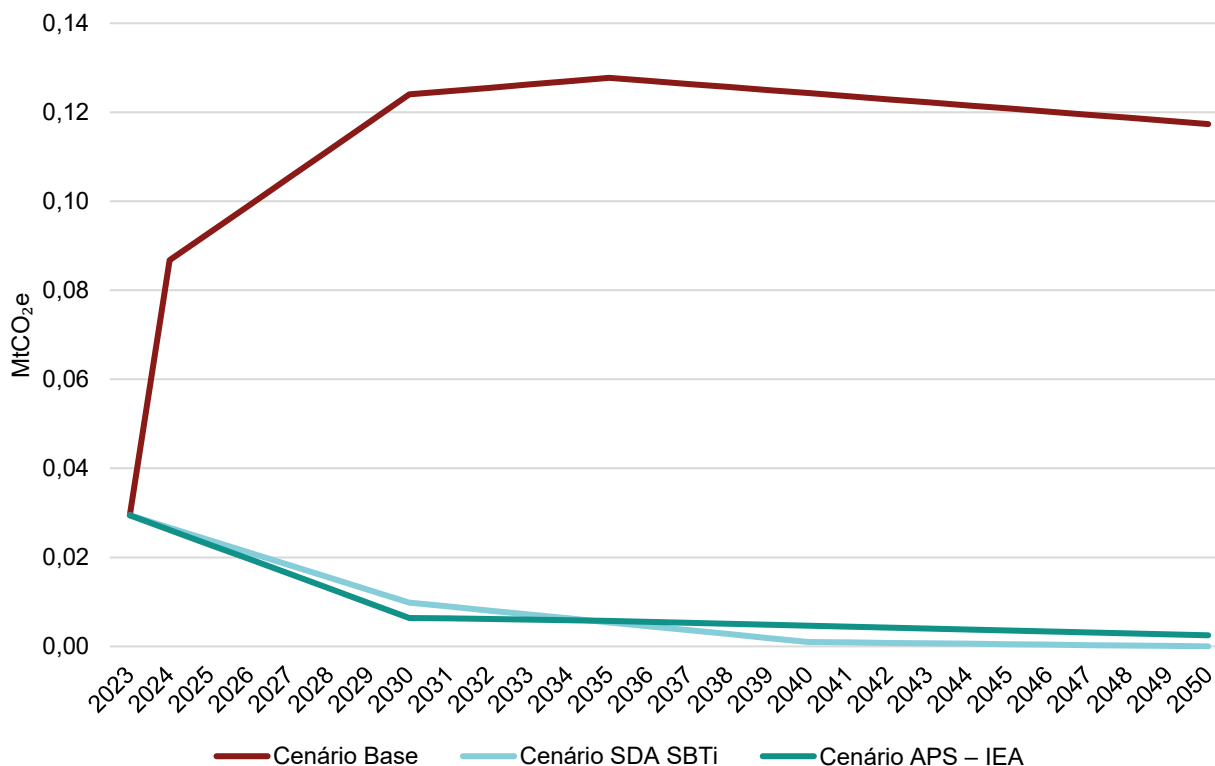
Figura 15: Trajetória de emissões nos cenários avaliados para geração de eletricidade, em relação ao ano base 2023



Fonte: Elaboração própria.

A partir das reduções previstas para os Cenários *Net Zero*, percebe-se que o setor de eletricidade depende de grande esforço para atingir o nível máximo de redução de emissão. Como apresentado na Figura 16, as emissões do Cenário Base em 2050 apresentam uma diferença de 97,88% para o cenário APS e de 100% para o cenário SBTi.



Figura 16: Comparativo Cenário Base versus Cenários *Net Zero* para a geração de eletricidade

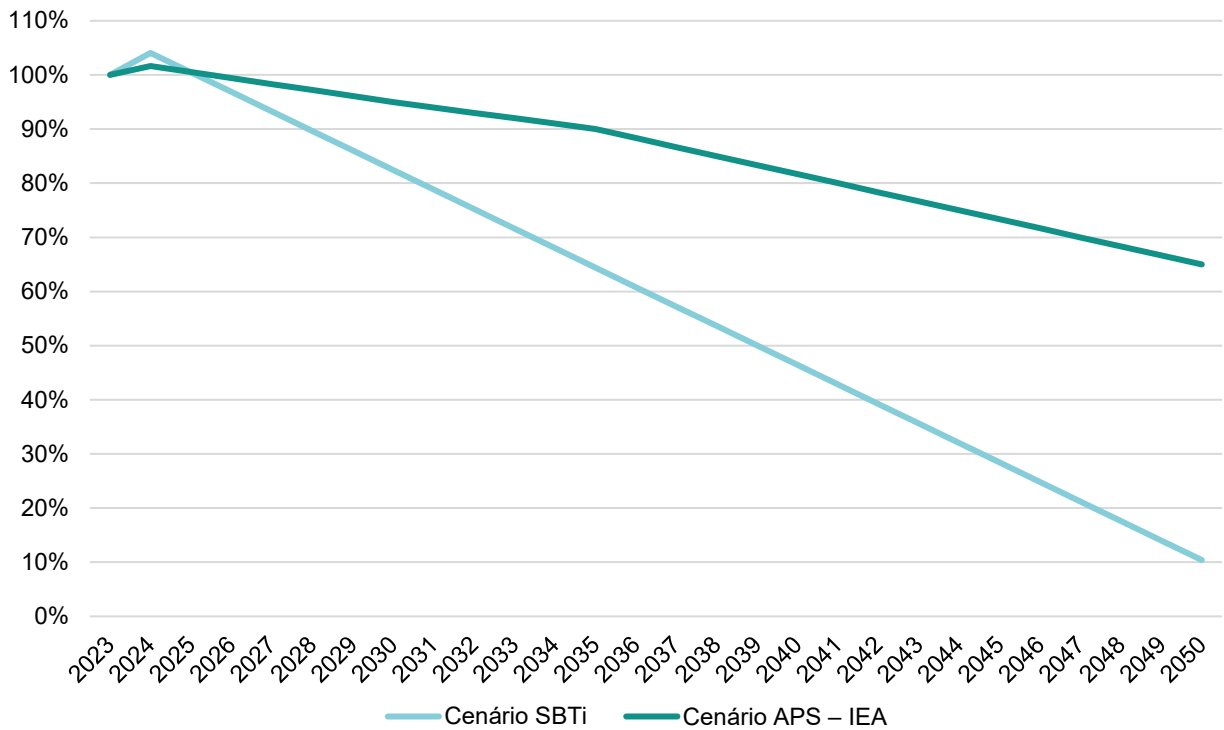
Fonte: Elaboração própria.

Refino de petróleo

Assim como para a geração de eletricidade, diferentes abordagens foram adotadas por cada modelo, tendo em vista que a descarbonização do setor de refino do petróleo traz trajetórias distintas, com diferentes resultados em 2050. Em relação ao modelo proposto pela SBTi, utilizou-se a abordagem geral dos setores (contração absoluta), visto que a trajetória específica para o setor de petróleo e gás ainda não foi publicada pela iniciativa. Essa projeção é genérica para todos os setores, e, embora traga uma redução considerável visando a descarbonização global, não leva em consideração as particularidades regionais do estado de Minas Gerais ou do Brasil. Já o cenário APS-IEA projeta um alcance de redução das emissões até 2050 mais compatível com a realidade brasileira e do setor, uma vez que leva em consideração compromissos climáticos assumidos pelos governos nacionais, como mostra a Figura 17.



Figura 17: Trajetória de emissões nos cenários avaliados para refino, em relação ao ano base 2023

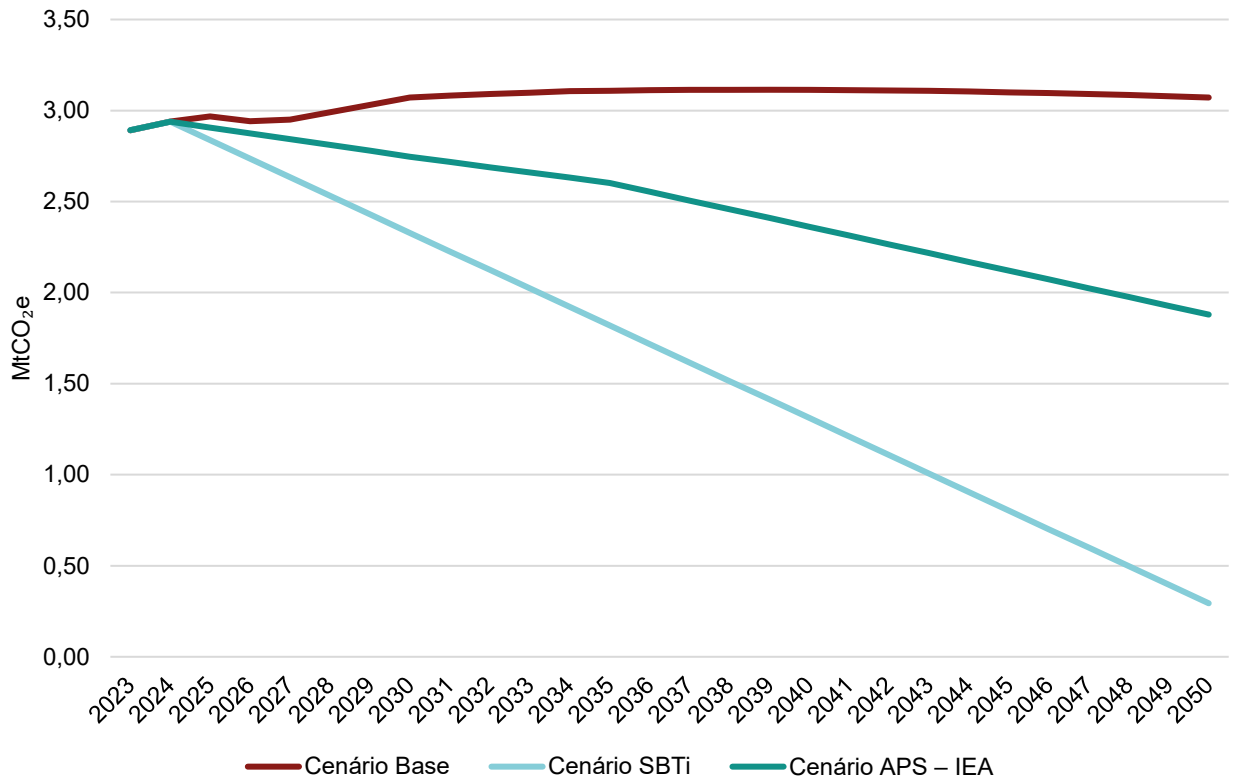


Fonte: Elaboração própria.

Para ambos os Cenários *Net Zero*, também é possível observar o esforço necessário para o setor de refino de Minas Gerais se tornar aderente a cada uma dessas trajetórias. Como apresentado na Figura 18, as emissões do Cenário Base em 2050 apresentam uma diferença de 38,80% para o cenário APS e de 90,43% para o cenário SBTi.



Figura 18: Comparativo Cenário Base versus Cenário Net Zero para o refino



Fonte: Elaboração própria.

Biocombustíveis

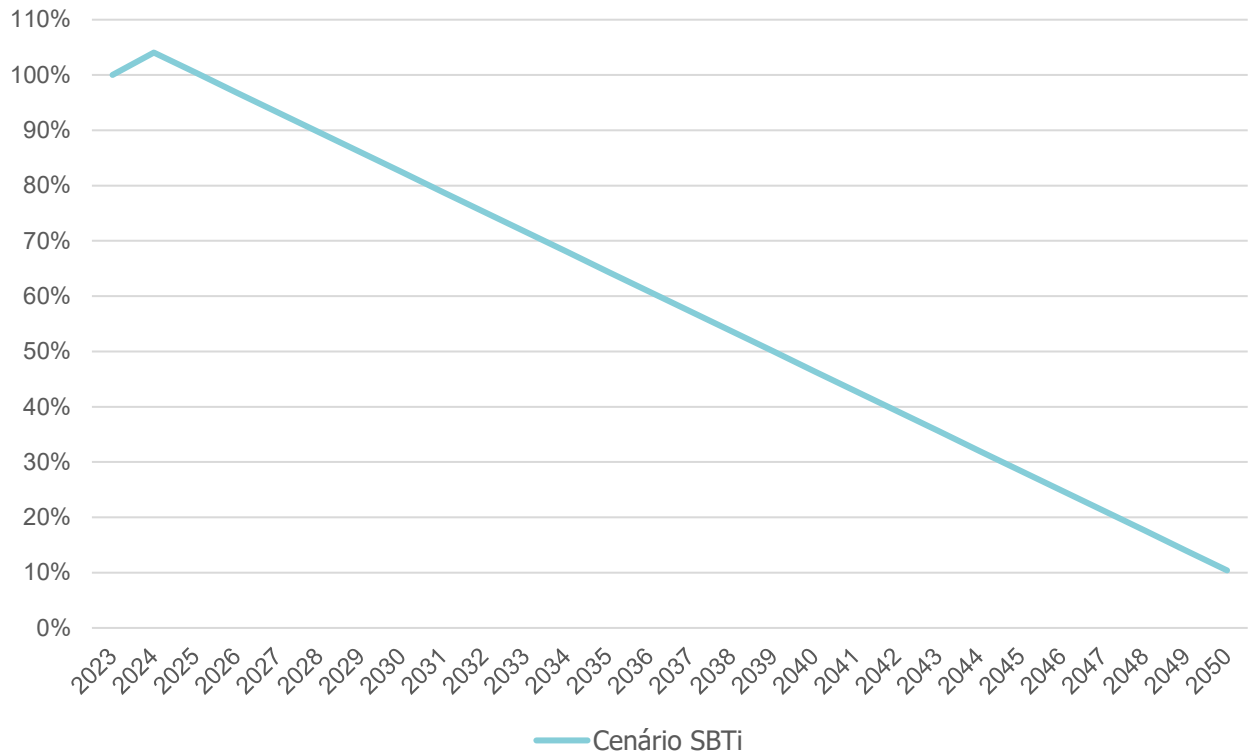
Por fim, tendo em vista a particularidade brasileira do setor, foi possível projetar apenas o cenário de contração absoluta do SBTi para a produção de biocombustíveis de Minas Gerais, o qual não leva em conta as especificidades do setor e do país Figura 19.



INVEST
MINAS

WV CARBON

Figura 19: Trajetória de emissões no cenário avaliado para geração de biocombustíveis, em relação ao ano base 2023

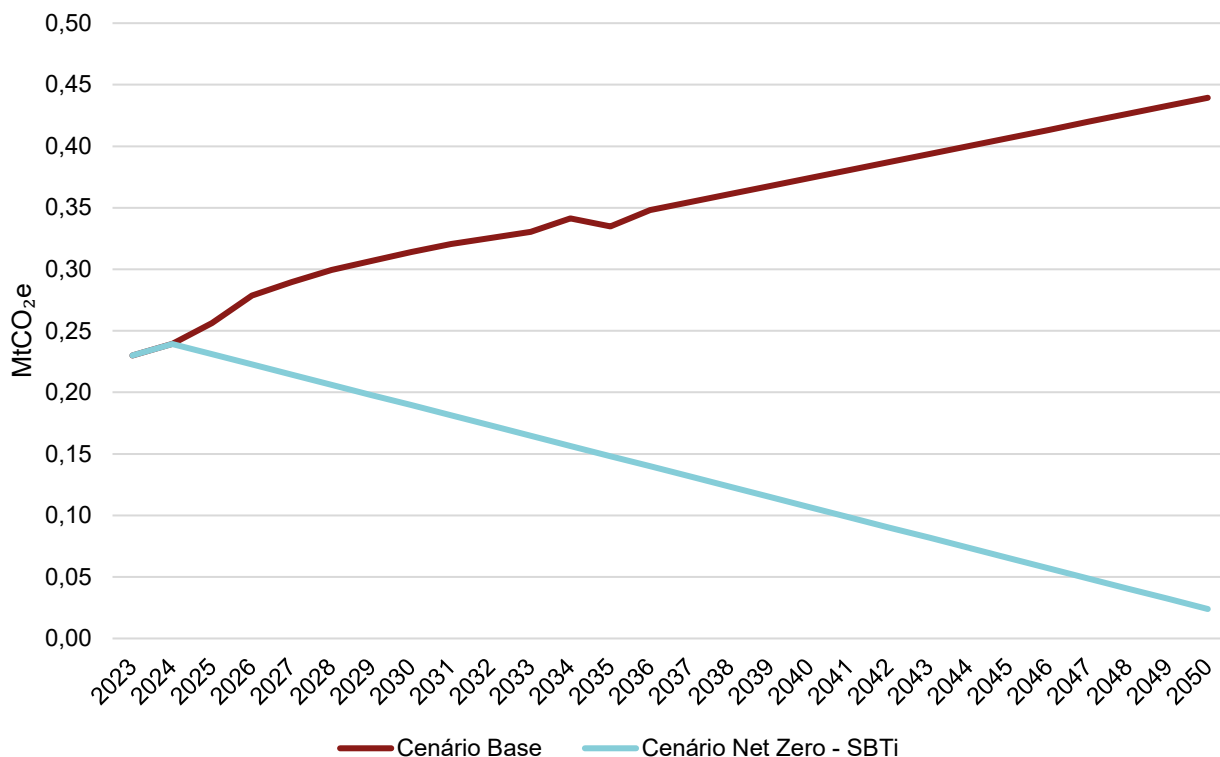


Fonte: Elaboração própria.

Ainda assim, é possível observar na Figura 20 que o setor também enfrentará grandes desafios na sua descarbonização, uma vez que se projeta uma diferença de 94,70% em 2050 entre o Cenário Base e o SBTi.



Figura 20: Comparativo Cenário Base versus Cenário Net Zero para a produção de biocombustíveis



Fonte: Elaboração própria.

É importante destacar que o objetivo deste estudo não é atingir completamente os marcos de redução de emissões previstos nos cenários avaliados, mas sim utilizá-los como orientadores para possíveis metas, uma vez que os cenários não refletem necessariamente a realidade atual do estado.

Cenário Rota

Como ressaltado anteriormente, por meio da MACC, é possível avaliar o custo e o potencial de mitigação para diversas tecnologias, facilitando a priorização daquelas com maior impacto na redução de emissões em relação aos recursos investidos. No setor de energia, apesar de a sua contribuição para as emissões totais do estado ser relativamente menor, a MACC evidencia um expressivo potencial de redução de emissões, especialmente na produção de biocombustíveis. Nesse contexto, as tecnologias de captura de carbono (BECCS) se destacam por possibilitar remoções efetivas de dióxido de carbono, contribuindo para compensar as emissões residuais de setores com maior dificuldade de mitigação.

Tecnologias incluídas na MACC

No produto 2.1 Diagnóstico Setorial (P2.1), foi aplicado um método de classificação e hierarquização das tecnologias levantadas e analisadas, atribuindo notas baseadas em



diferentes critérios, conforme modelo conceitual desenvolvido pela Accenture e adaptado pela WayCarbon, que se divide em 3 passos: mitigar a base, acelerar a transição e estender a fronteira (ACCENTURE, 2020).

As informações apresentadas no Diagnóstico Setorial destacam a importância do setor de energia na descarbonização do estado de Minas Gerais. As tecnologias disponíveis, apontadas e avaliadas no estudo, mostraram que há diversas estratégias possíveis para reduzir as emissões de GEE no setor. A Figura 21 apresenta a classificação das tecnologias após a avaliação conduzida e detalhada no P2.1.

Figura 21: Resultado da avaliação das tecnologias



Fonte: Elaboração própria.

Todavia, para fins de estimativa da MACC, essas tecnologias foram organizadas em três grupos de acordo com os subsetores de energia: eletricidade, refino de petróleo e produção de biocombustíveis. Essa organização foi realizada com base na similaridade entre seus protocolos de cálculo e premissas utilizadas. Esses grupos são detalhados a seguir, e o detalhamento das premissas de projeção e custos estão na seção seguinte.

Grupo 1 – Eletricidade: esse grupo engloba as tecnologias de descarbonização referentes à substituição das usinas termelétricas abastecidas com gás natural. Embora a geração térmica a partir do bagaço de cana faça parte deste grupo, suas tecnologias de descarbonização serão tratadas em conjunto com a produção de etanol, no grupo de biocombustíveis, devido à sinergia entre as duas atividades. Considerando que as termelétricas mencionadas são essenciais para garantir a segurança energética e compensar a intermitência das fontes renováveis, foram priorizadas tecnologias de descarbonização que cumpram funções sistêmicas equivalentes. Nesse contexto, propõem-se sistemas de



armazenamento de energia, como baterias (*Battery Energy Storage Systems* - BESS) e Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)¹⁴, alimentados por fontes renováveis.

Para a análise do CAPEX, foram considerados os custos de instalação das tecnologias e da geração auxiliar. Esses custos incluem a aquisição de equipamentos e obras civis, bem como custos de sistemas anexos e de conexão e transmissão (EPE, 2024d). O OPEX, por sua vez, engloba as diferenças entre os custos de manutenção das usinas térmicas a gás (Custo Variável Unitário – CVU) (ANEEL, 2024a, b) e dos sistemas de armazenamento implementados (EPE, 2024d). Além dos custos, a implementação dessas tecnologias implica o aumento da receita proveniente da venda de energia excedente dos sistemas de geração renovável auxiliar, pois a eletricidade gerada além da carga dos sistemas de armazenamento pode ser inserida na rede. Ou seja, a eletricidade gerada pelas fontes renováveis usadas para alimentação dos sistemas pode ser enviada ao Sistema Interligado Nacional (SIN), quando não houver necessidade de bombeamento hídrico para as usinas reversíveis ou as baterias estiverem totalmente carregadas.

Grupo 2 – Refino: esse grupo inclui as tecnologias de redução de emissão referentes às medidas de eficiência na unidade de destilação atmosférica (UDA), unidade de craqueamento catalítico fluidizado (FCC, na sigla em inglês) e unidade de coqueamento retardado (UCR); substituição do óleo combustível por gás natural e, posteriormente, por biometano; e captura e armazenamento de carbono nas unidades FCC e unidade de geração de hidrogênio (UGH).

O CAPEX considera, em resumo, os investimentos necessários para a instalação de novos equipamentos, como gerador a gás natural, tecnologias de CCS e equipamentos de eficiência energética. Já o OPEX refere-se aos custos operacionais, incluindo a troca de combustíveis. Algumas ações, no entanto, enfrentam limitações técnicas, como o CCS, cuja aplicação é viável apenas nas unidades de FCC e UGH, de acordo com literatura (GUEDES *et al.*, 2019).

Grupo 3 – Biocombustíveis: esse grupo contempla as tecnologias de descarbonização associadas à captura de carbono biogênico (BECCS) em usinas de cogeração a bagaço de cana-de-açúcar e na produção de biometano. Embora o biometano não tenha sido incluído nos diagnósticos iniciais, o grande potencial da produção do energético no estado, especialmente no setor sucroenergético, atrelado ao potencial de captura de carbono biogênico no processo produtivo, justificou sua incorporação na análise. Além disso, o biometano foi identificado como um energético demandado por outros setores e subsetores,

¹⁴ As UHRs, apesar de gerarem eletricidade da mesma forma que usinas hidrelétricas convencionais – isto é, a partir da energia potencial da água –, são, por definição, sistemas de armazenamento de energia. O reservatório de UHRs, diferentemente das usinas tradicionais, não é alimentado por cursos hídricos naturais, mas por um reservatório em nível inferior, de onde a água pode ser retirada e bombeada para um reservatório superior, onde fica armazenada. Para alimentar as bombas, é necessária a obtenção de energia externa, seja por alguma fonte renovável acoplada ao sistema, seja pelo fornecimento direto da rede. Posteriormente, nos períodos de necessidade de energia, o reservatório superior é esvaziado, de modo a movimentar as turbinas, gerando eletricidade.



como a indústria e as refinarias de petróleo, o que levou ao dimensionamento da tecnologia para atender à demanda interna do estado até 2050. Por fim, outra medida de descarbonização adotada foi a implementação de sistemas de cogeração nas usinas de biodiesel do estado. Para análise financeira, foram considerados os CAPEX relacionados às tecnologias de BECCS associados ao processo de cogeração a bagaço de cana e à produção de biometano. No caso do biometano, também foram avaliados os custos de desenvolvimento das infraestruturas necessárias. Adicionalmente, foi estimado o CAPEX para a tecnologia de cogeração por resíduos florestais na biorefinaria de biodiesel da Petrobras em Montes Claros. O OPEX considerou, para cada tecnologia, os custos de produção, compra de matéria-prima, gastos com mão de obra e contratação de serviços (WIESBERG *et al.*, 2021).

Tecnologias não incluídas na MACC

É importante destacar que algumas tecnologias não foram incluídas na MACC devido à falta de dados confiáveis, tanto operacionais, como rendimento energético e custos de manutenção, quanto de mercado, como o valor dos ativos e da infraestrutura necessária. Além disso, a baixa maturidade dessas tecnologias em relação aos resultados práticos obtidos limitou sua inclusão na análise. A ausência dessas informações inviabiliza a realização de estimativas robustas. Adicionalmente, a exclusão de determinadas tecnologias pode estar relacionada à sua desvantagem frente a alternativas mais eficientes que cumprem mesma função, como no caso da geração eólica associada aos sistemas de armazenamento de energia ou da produção de etanol de segunda geração. Diante disso, tais tecnologias serão apresentadas de forma complementar, com o objetivo de aplicar a análise sobre as medidas de mitigação do setor de energia e apoiar sua consideração em estudos futuros. As tecnologias abordadas são:

- uso de hidrogênio verde para geração de eletricidade;
- uso de usinas eólicas para fornecimento de energia para sistemas de armazenamento;
- redução do FUT da Regap;
- transição gradual da Regap para uma biorrefinaria;
- geração de hidrogênio verde na Regap;
- elevação da síntese de etanol.

Uso de hidrogênio verde para a geração de eletricidade – o hidrogênio verde pode ser usado no setor elétrico como vetor de armazenamento de energia. Por meio de fontes renováveis, é possível realizar a eletrólise da água e produzir hidrogênio sem emitir GEE. Esse hidrogênio pode, posteriormente, ser reconvertido em energia elétrica em células a combustível, que produzem eletricidade e água ao combinar hidrogênio com oxigênio. Minas Gerais já vem investindo nesse combustível verde. A CEMIG, por meio de um projeto de Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação (PD&I) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estuda metodologias para o planejamento estratégico do hidrogênio verde para o setor elétrico do estado (CEMIG, 2023) e, em novembro de 2024, foi inaugurada a ampliação de uma fábrica de eletrolisadores de hidrogênio na cidade de Belo Horizonte (SEDE, 2024).



A fábrica, da empresa alemã Neuman & Esser, começou a ser construída em março de 2023 e é a primeira da América Latina a produzir a tecnologia.

Apesar desses notáveis avanços, só existe, no Brasil, uma única planta de hidrogênio verde, associada à usina hidrelétrica de Itumbiara, entre Minas Gerais e Goiás. Essa planta é capaz de produzir 100 kg de hidrogênio diariamente (ELETROBRAS, 2023). No entanto, para fins de armazenamento de energia, de maneira a mitigar o problema da intermitência das fontes renováveis, seriam necessárias 55 toneladas de hidrogênio para cada GWh normalmente gerado em usinas térmicas¹⁵. Essa elevada demanda de combustível implica também a necessidade de instalação de sistemas de armazenamento, que ainda apresentam custos consideráveis. Para o armazenamento comprimido em tanques, os custos de instalação passam dos 4.000 R\$/kg de hidrogênio, enquanto o armazenamento na forma líquida pode atingir até a 10.000 R\$/kg (ABDIN; KHALILPOUR; CATCHPOLE, 2022). Esses custos, somados os altos investimentos necessários para eletrolisadores e células a combustível, tornam a tecnologia pouco custo-efetiva em comparação às demais abordadas na MACC.

Apesar de existirem pleitos para a inclusão de plantas de hidrogênio verde em leilões de energia de reserva (NAPOLI, 2025), a tecnologia ainda requer avanços significativos em maturidade tecnológica, especialmente na conversão energética, armazenamento, transporte e técnicas de re-eletrificação, para se tornar viável no setor elétrico (RISCO-BRAVO *et al.*, 2024). A viabilidade econômica depende de uma redução expressiva de custos, o que pode ser impulsionado pelo fomento à produção nacional de equipamentos, como já ocorre com os eletrolisadores e pode ser aplicado às células a combustível. Dessa forma, como aponta a EPE, a demanda atual de hidrogênio está atrelada ao uso direto em aplicações industriais e, potencialmente, como combustível no setor de transporte (EPE, 2021).

Diante disso, a estratégia adotada no Cenário Rota priorizou a produção de hidrogênio verde para seu uso direto nos setores de indústria e transporte, abrangendo aplicações já existentes, como na siderurgia, e futuras, como em veículos a hidrogênio e outros setores industriais. Assim, dentro do setor energético, a descarbonização com uso de hidrogênio verde produzido em Minas Gerais será contabilizada na seção que discute as emissões evitadas (descarbonizando além do setor e do estado), e não como uma tecnologia de descarbonização no próprio setor.

Uso de usinas eólicas para fornecimento de energia para sistemas de armazenamento – como discutido no Cenário Base, a geração eólica ainda é inexpressiva em Minas Gerais, com somente uma usina de pequeno porte em operação. A previsão de expansão dessa fonte no estado, até 2034, resume-se à construção de uma central de 385 MW, já incluída na

¹⁵Cálculo próprio, considerando eficiências dos sistemas de armazenamento e das células a combustível de 92% e 50%, respectivamente, e o poder calorífico superior do H₂ de 39,4 kWh/kg (ABDIN; KHALILPOUR; CATCHPOLE, 2022; MARTINES DE LEON *et al.*, 2024; NREL, 2010).



projeção do Cenário Base. Essa baixa representatividade se deve, em parte, à ampla disponibilidade de outras fontes no estado, como a solar e a hídrica, mas também às restrições do potencial eólico estadual. O fator de capacidade médio do estado, calculado com base em turbinas a 100 m de altura e nas velocidades médias do vento, é de apenas 0,23, valor significativamente mais baixo que o observado em outras regiões brasileiras, como o Nordeste, onde usinas em operação chega a valores superiores a 0,5 (GLOBAL WIND ATLAS, 2025). Além disso, os custos de instalação e operação de usinas eólicas ainda são superiores às usinas solares. Para uma mesma potência instalada, os custos associados à fonte eólica são de 16% e 35% mais elevados (EPE, 2024d). Diante desse cenário, a geração solar torna-se mais viável para o abastecimento de baterias ou de reservatórios de usinas reversíveis, como será discutido adiante na análise da curva MAC. A adoção da fonte eólica em Minas Gerais poderá se tornar mais viável caso ocorram alterações na competitividade de custos, como a elevação de custos da fonte solar ou a queda nos custos atuais da cadeia de suprimento e mão de obra do setor eólico nacional.

Redução do Fator de utilização (FUT) da Regap – a redução do fator de utilização (FUT) da Refinaria Gabriel Passos foi uma medida de mitigação analisada pelo PDMG. A medida considera que a produção de combustíveis da refinaria reduzirá de acordo com a demanda dos demais setores tanto em Minas Gerais quanto em outros estados. Com base nas projeções de consumo de óleo diesel, gasolina comum, querosene de aviação (QAV), óleo combustível, coque de petróleo e gás liquefeito de petróleo (GLP), pelos setores de transporte e indústria, obteve-se que a Regap reduziria sua produção em aproximadamente 90%, o que poderia caracterizá-la como um ativo encalhado¹⁶. No entanto, essa medida não foi incorporada à MACC, considerando a possibilidade de a Regap direcionar sua produção para mercados externos, nacionais ou internacionais, ou ainda, adaptar sua estrutura para produzir outros tipos de combustíveis, como os biocombustíveis. A adaptação da Regap para se tornar uma biorrefinaria também foi avaliada como uma medida fora da MACC, e será desenvolvida a seguir.

Transição gradual da Regap para uma biorrefinaria – uma possível rota de descarbonização para o setor de refino de Minas Gerais é a conversão da Regap para uma biorrefinaria. Essa transição representa uma oportunidade estratégica de longo prazo para o estado de Minas Gerais e para a Petrobras, especialmente diante da expansão de 40% da refinaria prevista para 2027 (CAMPOS JR., 2023; PETROBRAS, 2023b). A adaptação gradual da refinaria tem o potencial de utilizar a infraestrutura existente para a produção de óleo vegetal hidratado (HVO, na sigla em inglês), combustível sustentável de aviação (SAF, na sigla em inglês) e outros biocombustíveis. Essa transformação contribuiria para a redução das emissões associadas à própria refinaria, ao mesmo tempo viabilizando a descarbonização de

¹⁶Ativos encalhados são infraestruturas de combustíveis fósseis (por exemplo, oleodutos, refinarias, usinas de energia) que não são mais utilizados e podem acabar como um passivo antes do fim de sua vida útil (LSE, 2022).



outros setores do estado e país, de acordo com as estratégias de descarbonização da Petrobras (PETROBRAS, 2023).

Os desafios dessa adaptação incluem garantir o fornecimento de matéria-prima, como biomassa, óleos vegetais e etanol, na escala necessária, e a maturidade das tecnologias envolvidas. Por exemplo, SAF e HVO produzidos por meio da tecnologia Ésteres e Ácidos Graxos Hidrotratados (HEFA, na sigla em inglês) apresentam maior maturidade tecnológica, tendo óleos vegetais como insumo, ao passo que o SAF via *Alcohol-to-Jet* (AtJ) (conversão de álcool em combustível de aviação) é promissor no médio e longo prazo devido à grande produção de etanol no estado (BARDON *et al.*, 2025; IRENA, 2024; WANG *et al.*, 2024).

De maneira simplificada, a estratégia do estado, da Regap e de outros atores pode ser dividida em 3 etapas (GALP, 2023; HONEYWELL, UOP, 2021). Primeiramente será necessário adaptar a estrutura da Regap, como as unidades de hidrotreatamento (HDT, na sigla em inglês) para produção de SAF-HEFA e HVO, com uso de hidrogênio proveniente da própria unidade de geração da refinaria. Também será preciso adaptar as unidades de craqueamento catalítico fluidizado (FCC, na sigla em inglês) para o coprocessamento de óleo vegetal/bio-óleo, além de realizar ajustes em tanques de armazenamento, sistemas de separação de combustíveis e demais estruturas de suporte operacional.

Em segundo lugar, será necessária a expansão da produção de óleo vegetal para HVO e SAF-HEFA, com o objetivo de reduzir a dependência do biodiesel e, conseqüentemente, a demanda por seus insumos. Também se faz relevante explorar a viabilidade do uso de FCC para a rota AtJ por meio de projetos pilotos (CSAKY, 2024; IEA BIOENERGY, 2024). Por fim, será necessária a substituição de biodiesel por HVO, um combustível que tem maior valor agregado, bem como viabilizar a operação plena de HVO e SAF-HEFA nas unidades de hidrotreatamento da Regap. Ressalta-se que o HVO é um substituto direto (*drop-in*) para o diesel mineral, o que permite reduzir a demanda por biodiesel e direcionar os óleos vegetais para a rota HEFA.

Com relação aos aspectos de custo e viabilidade em larga escala, essa rota tecnológica não foi incluída na MACC, uma vez que ainda não há exemplos consolidados de projetos implementados em larga escala e que as informações sobre os custos da transição e seu potencial de abatimento ainda se encontram em estágio inicial de desenvolvimento. Entretanto, estimativas de investimento para refinarias que estudam transições similares é de aproximadamente R\$ 6 bilhões¹⁷ (BRELSFORD, 2024; KRUNFLI, 2025; NESTE, 2023).

¹⁷A Petrobras anunciou um investimento de R\$ 5,5 bilhões para transformar a refinaria Riograndense em uma biorrefinaria (KRUNFLI, 2025). Além desta, o valor para conversão da refinaria de São Francisco em Rodeo, na Califórnia, foi de 1,25 bilhão de dólares (BRELSFORD, 2024), e aproximadamente 1,1 bilhão de euros para a refinaria Porvoo, na Finlândia, (NESTE, 2023).



Geração de hidrogênio verde com base em eletricidade renovável na Regap – o hidrogênio é amplamente utilizado em setores como de refino, indústria química e na produção de fertilizantes, majoritariamente obtido a partir de gás natural (informalmente denominado de hidrogênio cinza). Atualmente, a Regap produz hidrogênio por meio da reforma¹⁸ a vapor do gás natural, maneira atualmente mais comum de geração de hidrogênio em refinarias no Brasil e em todo o mundo, e que contribui para suas emissões.

Mais recentemente, outras rotas vêm sendo exploradas para a descarbonização do setor, tais como a produção de hidrogênio a partir de biometano (pelo mesmo processo, em substituição ao gás natural) ou com base em eletricidade renovável (ex.: solar, eólica e hidrelétricas) por meio da eletrólise¹⁹ da água, este, informalmente chamado de hidrogênio verde. Essa rota alternativa vem sendo explorada em muitos países e regiões, como a União Europeia mediante seu *European Green Deal*, que estabelece como meta a neutralidade climática até 2050 (EUROPEAN COMMISSION, 2022).

De forma simplificada, o custo de produção do hidrogênio verde depende de três fatores: o investimento do eletrolisador e na expansão das fontes renováveis (CAPEX), o custo de eletricidade (OPEX) e o número de horas em que o equipamento opera por ano (fator de capacidade). Dessa forma, além do processo ainda ser pouco maduro, os custos relacionados ao investimento e operação são muito altos se comparados com a produção via reforma do gás natural. Estima-se que o eletrolisador tenha que operar ao menos 3000-4000 horas/ano para que seja competitivo. O custo foi um dos principais entraves para a tecnologia não ser considerada.

Tendo como base o estudo realizado para a geração de hidrogênio verde na Refinaria Alberto Pasqualini (Refap), em Canoas, no Rio Grande do Sul (SILVA, 2021), entende-se que tal mudança é tecnicamente viável. No entanto, para a sua implementação, seria necessária uma expansão considerável nas fontes de energia renovável da refinaria, a fim de suprir a demanda elétrica do processo. Essa expansão poderia ser realizada pela própria Petrobras, com a construção de um parque solar para atender a demanda da Regap²⁰. Além disso, seria essencial a instalação de um sistema de armazenamento tanto de eletricidade (ex.: baterias) quanto de hidrogênio, para lidar com a oscilação da disponibilidade de energia e possibilitar o uso do hidrogênio em momentos de maior demanda ou menor produção elétrica.

¹⁸ Nesse processo, o gás natural passa por uma etapa de purificação e, em seguida, é reformado. Os gases resultantes são direcionados para fases adicionais de conversão, nas quais são gerados volumes suplementares de hidrogênio (EPE, 2022).

¹⁹A eletrólise da água é um processo que utiliza energia elétrica para separar a molécula da água (H₂O) em hidrogênio (H₂) e oxigênio (O₂), tendo esses dois elementos como subprodutos do processo.

²⁰Em 2024, a Petrobras anunciou que vai direcionar recursos do Fundo de Descarbonização a fim de construir usinas solares em algumas refinarias, incluindo a Regap (PETROBRAS, 2024a). Não fica claro, entretanto, a finalidade específica da geração de eletricidade renovável, mas a eletrólise da água para a produção de hidrogênio verde na refinaria pode ser viabilizada com o investimento.



A implementação do processo permitiria ainda redirecionar o gás natural (ou futuramente o biometano), atualmente utilizado na UGH, para outras unidades, em substituição do óleo combustível, como é recomendado neste relatório. Assim, a medida aliviaria uma eventual limitação na disponibilidade de gás, sobretudo de biometano, no futuro. Dessa forma, é interessante que a Petrobras e os demais atores acompanhem os avanços da geração de hidrogênio em refinarias de petróleo que utilizam reforma a vapor do gás natural na UGH, bem como as oscilações dos custos de geração de hidrogênio por meio de eletrólise renovável.

Em conclusão, apesar da tecnologia ser promissora, demanda uma maior maturidade da refinaria frente à descarbonização e um outro direcionamento de investimentos, como geração renovável e baterias. No contexto de Minas Gerais, atualmente essas tecnologias têm mais relação com o setor de geração de eletricidade. Nesse sentido, para o refino de petróleo, optou-se para outras tecnologias no Cenário Rota, mais efetivas em descarbonização e custo efetividade no momento, como biometano e CCS.

Elevação da síntese de etanol – trata-se de um termo “guarda-chuva” que abrange melhoria de eficiência e novos processos na produção de etanol, como o etanol de segunda geração (E2G). Essa abordagem busca aproveitar melhor os insumos do setor de AFOLU, visando atender ao crescimento da demanda de etanol no setor de transporte, tal como a possibilidade do estado de exportar biocombustíveis a outros estados. No entanto, a capacidade instalada atual das plantas de etanol de primeira geração de Minas Gerais já atenderia ao crescimento esperado do setor de transporte, desde que haja disponibilidade de matéria-prima suficiente. Além disso, foram exploradas outras formas de aproveitamento do recurso do setor sucroenergético, como a produção de biometano com os resíduos e o uso da palha no processo de biocarvão no setor de AFOLU. Vale destacar que a produção de etanol pelas usinas atuais já opera com alta eficiência, especialmente devido à cogeração pelo bagaço de cana nas plantas. Assim, optou-se por priorizar as tecnologias de captura de carbono das usinas de cogeração a bagaço de cana, bem como a produção de biogás com os resíduos do setor, produzindo biometano e capturando carbono com tecnologia BECCS, que possibilitam emissões negativas no setor de etanol.

Apesar disso, é importante que o estado avalie inovações, a exemplo do E2G, como uma oportunidade econômica futura, frente às novas usinas que estão começando a ser implementadas na região Sudeste, impulsionadas por políticas públicas de incentivo aos biocombustíveis. O etanol de segunda geração, apesar de ainda incipiente no estado de Minas Gerais, é um biocombustível avançado, que permite melhor aproveitamento energético de matéria-prima ao utilizar resíduos do processo de fabricação do etanol (como a palha de cana) para aumentar a produtividade sem ampliar a área de cultivo. Há ainda outras inovações no setor, como a CelOCE, uma enzima que atua na quebra de celulose, aumentando a eficiência de aproveitamento da celulose dos resíduos, evitando desperdício de matéria-prima (MCTI, 2025b; MME, 2024).



Premissas e avaliação do Cenário Rota

É fundamental destacar que a ordem de entrada das tecnologias no cenário influencia diretamente os resultados esperados de mitigação. Por exemplo, a tecnologia de armazenamento em baterias tem um potencial de mitigação menor que o armazenamento em UHR devido à escolha de se substituir a usina de maior porte por UHR, e não devido a um menor potencial intrínseco à tecnologia. Sendo assim, para a construção da MACC, as tecnologias foram inseridas no cenário de acordo com a classificação, iniciando pelas de maior nota e avançando para as de menor nota (as notas podem ser observadas na Tabela 21 e detalhadas no produto 2.1). Essa abordagem busca garantir que a eficácia de cada medida seja avaliada considerando-se as interações com ações já implementadas.

Dessa forma, este protocolo aprimora a análise do cenário projetado na metodologia MACC, que avalia os impactos conjuntos e interdependentes das tecnologias. Ao utilizar a pontuação do P2.1 para definir a ordem de inserção das tecnologias, o protocolo garante que o processo de análise leve em conta a influência dessa sequência de maneira lógica e consistente, contribuindo para uma tomada de decisão estratégica para a descarbonização do setor de transportes de Minas Gerais. É destacável que o protocolo foi aprimorado após a construção do Cenário Base e avaliações do Cenário Rota, contribuindo para a assertividade entre as projeções. Para o setor de energia, por exemplo, tecnologias priorizadas no P2.1, como expansão da geração eólica e solar, não constaram no Cenário Rota, visto que a expansão prevista dessas fontes de geração no Cenário Base esgotou a necessidade de novas plantas de geração renovável no Cenário Rota.

Para fundamentar a avaliação das tecnologias de descarbonização, o estudo baseou-se em uma revisão documental abrangente. Essa revisão incluiu documentos estratégicos de Minas Gerais, como o Plano de Descarbonização (PDMG) e o Plano de Ação Climática (PLAC-MG), além de uma série de estudos relevantes conduzidos por instituições nacionais (a exemplo da EPE), agências internacionais (como a IEA), oferecendo uma visão ampla das tecnologias no médio (2035) e longo prazo (2050).

A partir das projeções, dados e informações levantados nessas referências²¹, e considerando as características específicas do estado de Minas Gerais, bem como a *expertise* da equipe técnica para interpretar e adaptar esses dados ao contexto local, foi determinado o percentual de aplicação projetado para cada tecnologia ao longo do horizonte de estudo, apresentado na coluna “Premissa considerada (%)”, na Tabela 21. Esse percentual é um dado fundamental,

²¹Fontes consideradas para embasar as estimativas e oferecer suporte às análises realizadas: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) (EPE,2024e); *World Energy Outlook 2024* (IEA, 2024); GUEDES (2015, 2019); SILVEIRA *et al* (2023); WIESBERG *et al.* (2021).



pois ele quantifica a escala de implementação de cada tecnologia no cenário, sendo essencial para o cálculo de seus respectivos custos e benefícios.

Com base nesse percentual de aplicação definido, foram então estimados o VPL, o potencial acumulado de redução de emissões de GEE e o custo marginal de abatimento associado a cada tecnologia. A Tabela 21 apresenta detalhadamente todos esses resultados quantitativos para cada tecnologia, oferecendo uma visão clara de sua viabilidade econômica e do impacto em redução de emissões esperado no contexto avaliado. A representação gráfica desses resultados na forma da MACC é apresentada na Figura 22.

As fichas técnicas de cada uma das tecnologias avaliadas, contendo as premissas, o horizonte de análise, a redução anual de GEE e o fluxo de caixa, podem ser observadas nos anexos deste produto.



Tabela 21: Síntese das premissas e dos resultados da MACC – setor de energia

Tecnologia	Descrição	Nota	Metas do PLAC-MG ¹	Premissa considerada (%) ¹	Custo marginal de abatimento (BRL/tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})
Eletricidade (G1)							
Expansão da geração hidrelétrica – Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) ²	Aumento da geração hidrelétrica por UHR, substituindo usinas térmicas fósseis	36 ³	Expandir a capacidade instalada para geração de 0,2 GW até 2030 e 0,7 GW até 2050, por meio da geração distribuída – Hidro	73% ⁴	7.262	-15,61	2,15
Implementação de sistemas de armazenamento de energia em bateria em alta tensão – BESS ²	Armazenamento de energia em baterias em larga escala, substituindo térmicas fósseis e compensando a intermitência das fontes renováveis	8	N/A	27% ⁴	2.000	-1,29	0,65
Refino de petróleo (G2)							
Medidas de eficiência energética	Implementação de medidas de eficiência energética nas seguintes unidades da Regap: UDA, FCC e UCR	36	Criar o Programa Estadual de Tecnologias de Baixo Carbono e Eficiência Energética	100% ⁵	2,70	-0,007	2,74
Gás natural em substituição do óleo combustível	Substituição do óleo combustível utilizado na Regap para o gás natural	36	Realizar ações de promoção e incentivo às tecnologias de baixo carbono, substituição de combustíveis e aumento do uso de adições e substitutos de materiais na indústria ⁶	100%	1.349	-17,95	13,30
Biometano em substituição do gás natural	Substituição gradual (até 60%) do gás natural utilizado na refinaria para o biometano	36	Fomentar a produção e o consumo de biogás e biometano	60%	197	-3,99	20,28
Captura de carbono nas unidades de FCC e UGH	Captura e armazenamento de carbono nas seguintes unidades da Regap: FCC e UGH	9	N/A	59% (FCC) 99% (UGH) ⁷	381	-1,63	4,28
Produção de biocombustíveis (G3)							
Sistemas de cogeração em usinas de biodiesel	Instalação de sistemas de cogeração com utilização de resíduos agroflorestais em usinas de produção de biodiesel	54	Ampliar a capacidade instalada de autogeração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em consumidores de grande porte, a cogeração com fonte não fóssil e o uso de energia residual na indústria	100%	-320	0,46	1,43



Tecnologia	Descrição	Nota	Metas do PLAC-MG ¹	Premissa considerada (%) ¹	Custo marginal de abatimento (BRL/tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})
Captura de carbono nas usinas de cogeração a bagaço de cana	Captura e armazenamento de carbono biogênico nas usinas de cogeração a bagaço de cana para produção de etanol	6	Alcançar 60% do setor de produção de biocombustíveis com unidades de captura de carbono instaladas	64% ⁸	1.116	-378,52	339,23
Captura de carbono na produção de biometano	Captura e armazenamento de carbono biogênico no processo de purificação do biogás para produção de biometano	6	Alcançar 60% do setor de produção de biocombustíveis com unidades de captura de carbono instaladas. Aumentar a produção e o uso de biogás e biometano para consumo energético em substituição ao consumo de energia fóssil	98,2% ⁹	551	-7,30	13,25

Fonte: Elaboração própria.

¹ Os valores apresentados, em sua maioria, correspondem ao ano 2050. As exceções são destacadas com notas de rodapé.

² As tecnologias de armazenamento listadas usam a geração solar para alimentá-las. Por isso, tecnologia solar não é considerada individualmente na MACC, mas com os sistemas de armazenamento, discutidos na subseção seguinte. A meta do PLAC relativa às hidrelétricas é exclusivamente sobre geração distribuída, diferentemente do proposto pelo Cenário Rota.

⁴ A nota inicialmente analisou a expansão da geração hidrelétrica em Minas Gerais, não focando em sistemas reversíveis, como as UHRs analisadas. As UHRs ainda não têm grande potencial de aplicação no Brasil, e, portanto, tem menor nível de maturidade que as hidrelétricas convencionais. No entanto, a viabilidade de gerar eletricidade por potencial hídrico é destacável no estado.

⁴ Os percentuais de penetração das tecnologias de eletricidade correspondem à fração de substituição da geração termelétrica a gás no estado.

⁵ O percentual refere-se à consideração que as medidas de eficiências adotadas atingiram totalmente a mitigação para qual foram dedicadas. Existem outras medidas de eficiência possíveis, que não foram adotadas. Fizemos uma sugestão considerando todas as medidas que possuem um custo de até 539 R\$/tCO_{2e}, como será explicado na seção 'Refino de petróleo', logo abaixo. Além do critério financeiro, algumas medidas mais caras eram concorrentes a medidas adotadas, que tem menor custo.

⁶ Embora prevista no PLAC-MG para o setor de indústria, a ação pode ser aplicada também à refinaria do estado.

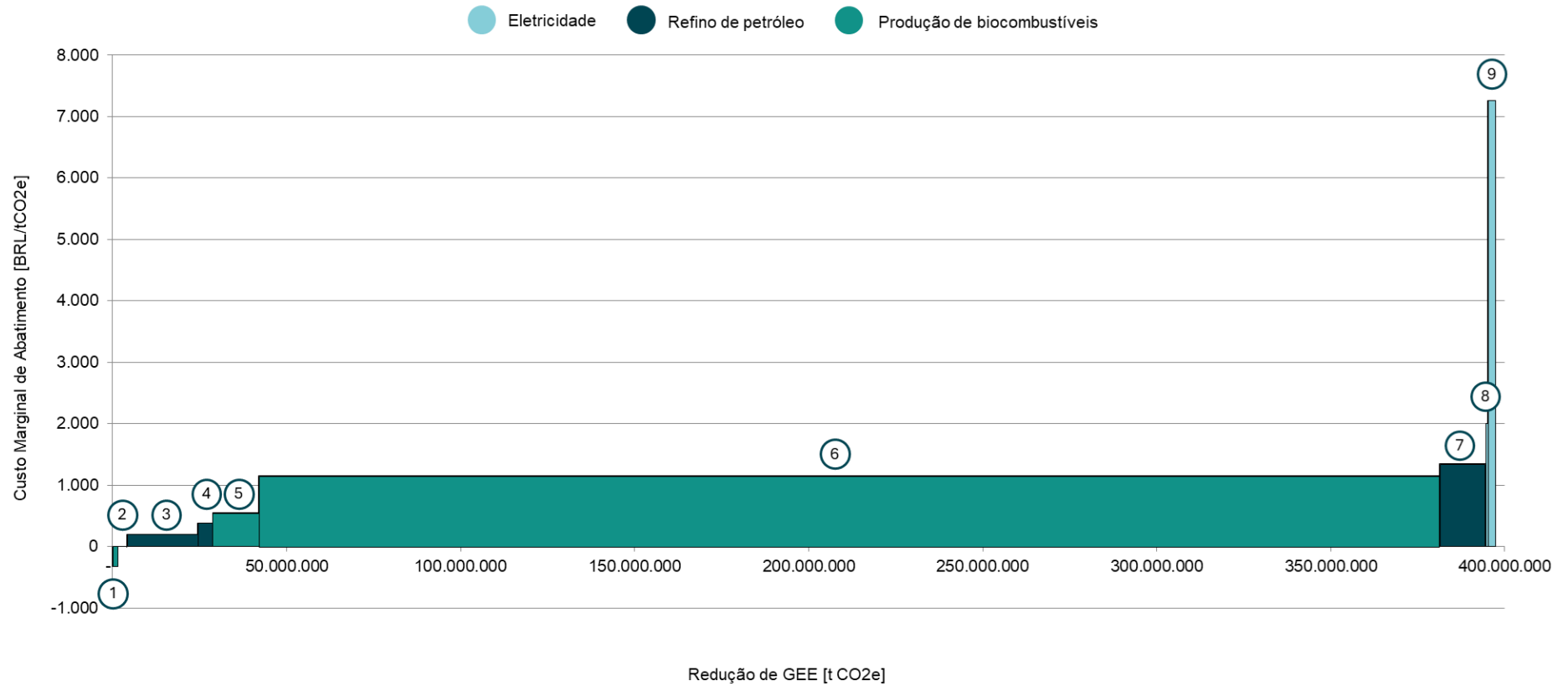
⁷ Os percentuais da penetração do CCS na Regap correspondem à eficiência percentual em cada uma das unidades (GUEDES *et al.*, 2019).

⁸ Percentual correspondente à eficiência do processo de captura de carbono (WIESBERG *et al.*, 2021).

⁹ Percentual correspondente à estimativa de vazamento de biometano (FENG; ROSA, 2024).



Figura 22: Resultados MACC – Setor de energia



- 1 Sistemas de cogeração em usinas de biodiesel (Biocombustíveis)
- 3 Biometano em substituição do gás natural (Refino)
- 5 Captura de carbono na produção de biometano (Biocombustíveis)
- 7 Gás natural em substituição do óleo combustível (Refino)
- 9 Usinas reversíveis (UHR) com geração solar auxiliar (Eletricidade)

- 2 Medidas de eficiência energética (Refino)
- 4 Captura de carbono nas unidades de FCC e UGH (Refino)
- 6 Captura de carbono nas usinas de cogeração a bagaço de cana (Biocombustíveis)
- 8 BESS – Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias com geração solar auxiliar (Eletricidade)

Fonte: Elaboração própria.



INVEST
MINAS

WV CARBON

De forma consolidada, o setor de energia apresenta 9 tecnologias de descarbonização, como apresentadas na Tabela 21 e Figura 22. Dentre essas, destaca-se a tecnologia de captura de carbono nas usinas de cogeração a bagaço de cana (tecnologia 6 na Figura 22), que apresenta o maior potencial de mitigação acumulado, estimado em aproximadamente 339 MtCO₂e entre 2031 e 2050. Esse alto impacto se deve à viabilidade de aplicação em estados com setor sucroenergético consolidado, como Minas Gerais. Trata-se de uma iniciativa integrada entre o subsetor de eletricidade (usinas termelétricas a bagaço de cana) e as destilarias que produzem etanol, atreladas ao subsetor de biocombustível.

O potencial de mitigação dessa tecnologia supera a redução necessária para o setor atingir o *Net Zero* e contribui para a descarbonização dos demais setores do estado. A tecnologia de captura de carbono também foi utilizada como tecnologia de descarbonização atrelada à produção de biometano (tecnologia 5) e ao refino de petróleo (tecnologia 4). Essas ações estão alinhadas à meta desenvolvida no PLAC-MG, que prevê a instalação de unidades de captura de carbono em 60% da produção de biocombustíveis até 2050. Além disso, o PLAC-MG destaca a importância de incentivar o uso do CCS em outros segmentos, como a indústria e as refinarias.

A tecnologia de cogeração em usinas de biodiesel, embora tenha um potencial de redução relativamente baixo, destaca-se por ser a única tecnologia com custo marginal de abatimento negativo: -320 R\$/tCO₂e. Essa tecnologia é representada na Figura 22 pelo número 1, posição definida pela ordem crescente em relação ao custo marginal de abatimento. Analisando na mesma ordem, as tecnologias 2 (eficiência energética) e 3 (uso de biometano como combustível da refinaria) são respectivas ao refino de petróleo, que serão exploradas em maior profundidade na próxima seção. Essas tecnologias estão alinhadas com as diretrizes e metas do PLAC-MG, que incentiva iniciativas voltadas à eficiência energética e à substituição de combustíveis fósseis.

Ainda na linha de substituição de combustíveis, a tecnologia 7 propõe o uso do gás natural como o combustível energético na refinaria. Embora o gás natural seja um combustível de origem fóssil, ele é menos emissor que outros fósseis, como óleo combustível, e pode apresentar reduções eficientes em curto prazo. Como será visto na descrição aprofundada do grupo 2, a infraestrutura de gás natural na refinaria também é importante para facilitar a substituição posterior para biometano, já contabilizada na tecnologia 3.

As tecnologias 8 e 9 são referentes ao grupo 1 (eletricidade) e visam substituir as usinas térmicas abastecidas a gás natural. Desse modo, BESS e UHR apresentam os maiores custos marginais de abatimento entre as analisadas, com valores de 2.000 R\$/tCO₂e e 7.262 R\$/tCO₂e, respectivamente. Isso se deve à sua projeção em larga escala para atender à demanda máxima dos recentes despachos térmicos. Grandes usinas solares foram projetadas como geração auxiliar às tecnologias de armazenamento citadas, elevando o custo, que também considera a expansão de linhas de transmissão necessárias para integrar

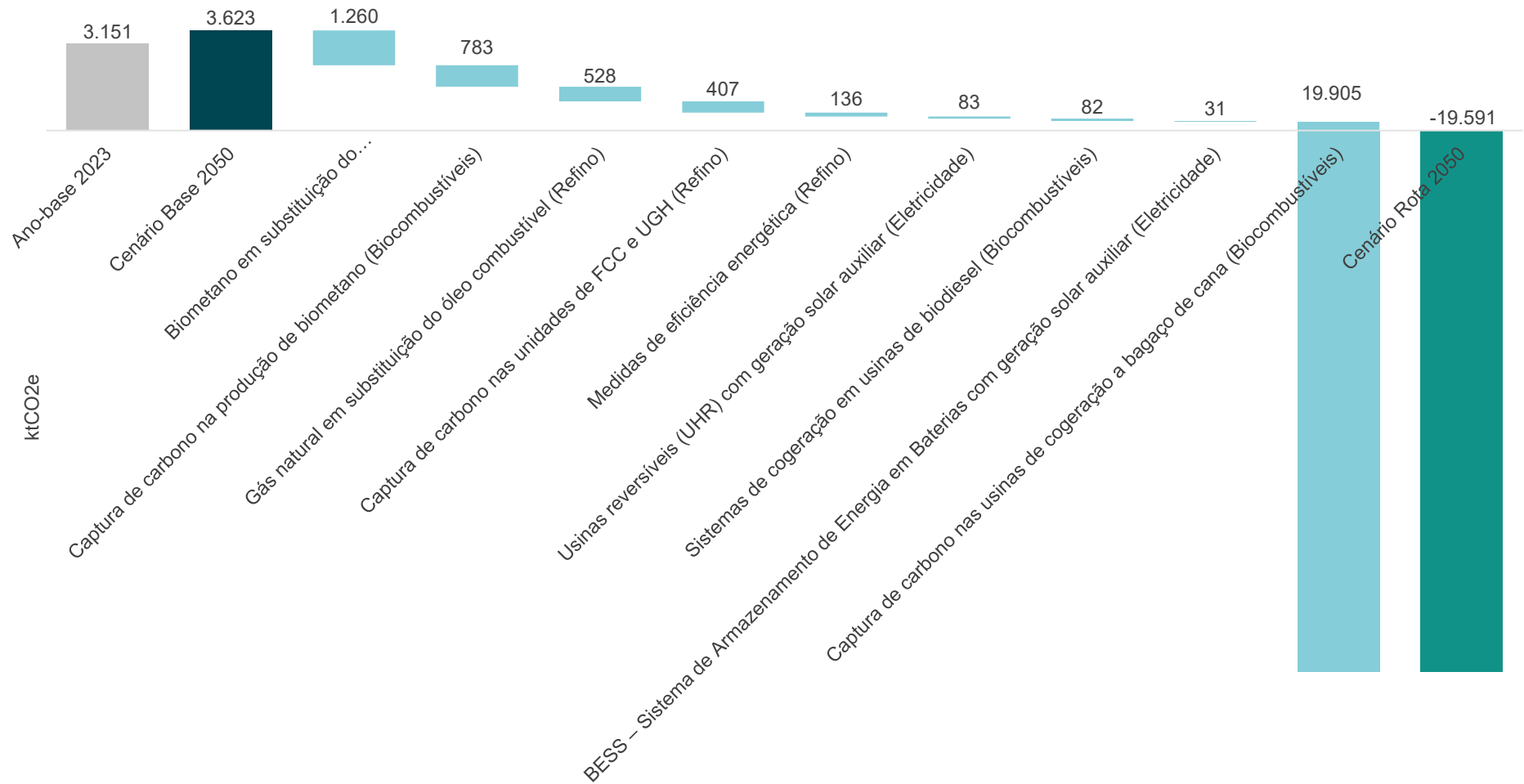


o sistema (geração solar + BESS ou UHR) ao SIN, contribuindo para a elevação do custo marginal dessas tecnologias.

A partir dos cálculos das tecnologias avaliadas, conforme detalhado na Tabela 21, foi possível estimar o Cenário Rota e o potencial que cada tecnologia contribui para a redução de emissão até 2050, conforme pode ser observado na Figura 23. Após o gráfico consolidado, há o detalhamento das premissas e cálculo das tecnologias para os 3 grupos analisados: eletricidade, refino de petróleo e produção de bicomcombustíveis. Apresenta-se a MACC e a estimativa de emissões para o fim do horizonte no Cenário Rota para cada grupo analisado.



Figura 23: Estimativa das emissões para o fim do horizonte no Cenário Rota



Fonte: Elaboração própria.



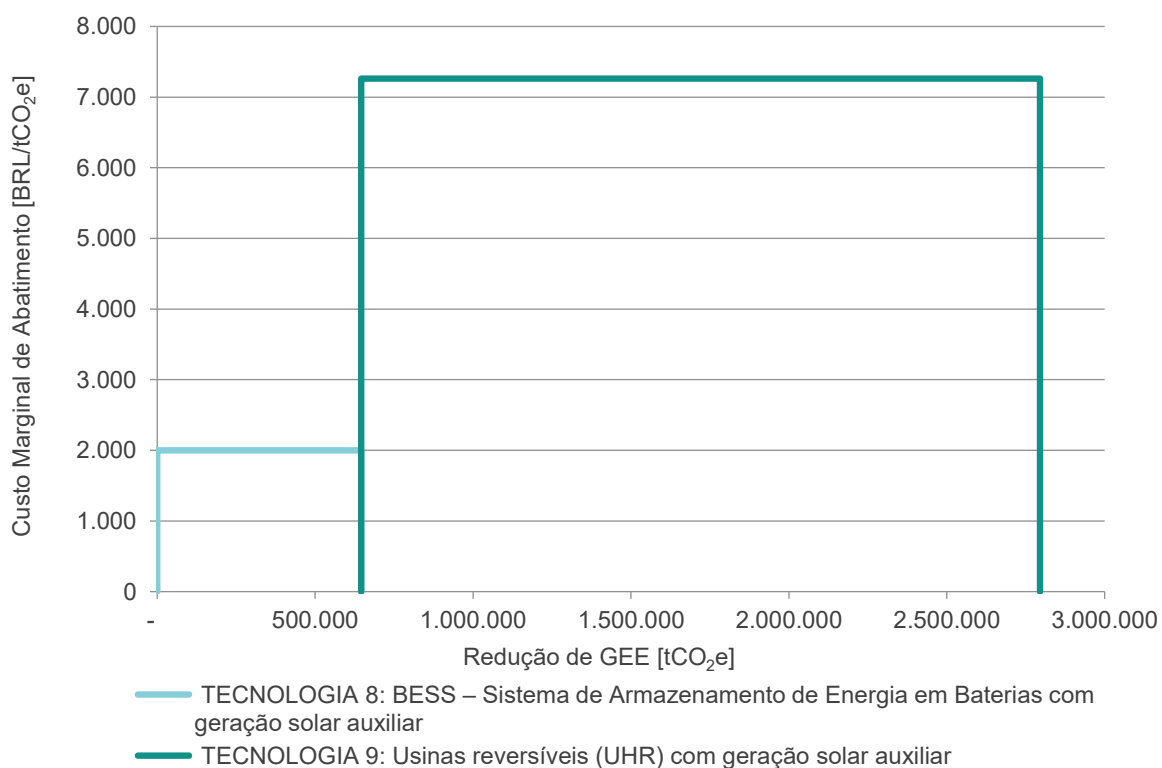
Eletricidade

Considerando a estratégia adotada de substituir as usinas térmicas fósseis de Minas Gerais pelas tecnologias UHR e BESS, os cálculos partiram da definição da capacidade de geração necessária para essas tecnologias. Para isso, adotou-se como referência que a capacidade necessária seria a máxima geração diária das usinas a gás natural nos últimos cinco anos (ONS, 2024). Nesse sentido, mesmo em um cenário pessimista de baixa geração de fontes intermitentes, o sistema de armazenamento garantiria a oferta de energia equivalente à das usinas térmicas, priorizando a segurança energética do estado. Para atender à geração auxiliar necessária a essas tecnologias propostas, optou-se pela utilização da energia solar, uma vez que os custos atuais das usinas eólicas tornam essa tecnologia menos competitiva no estado.

Para fins de dimensionamento dos projetos sugeridos, propõe-se a implementação de UHRs com capacidade de geração total equivalente à usina a gás de Ibitaré (UTE.GN.MG.001096-0.01), de 235 MW instalados, e de sistemas de baterias equivalentes, no total, à usina a gás de Juiz de Fora (UTE.GN.MG.001276-9.01), de 87 MW. Ambas as tecnologias são estimadas para serem operacionalizadas em 2031, de modo a possibilitar a maturação das tecnologias e reduções de custos associados.

A curva MAC elaborada é apresentada na Figura 24.

Figura 24: Resultados da MACC – Eletricidade



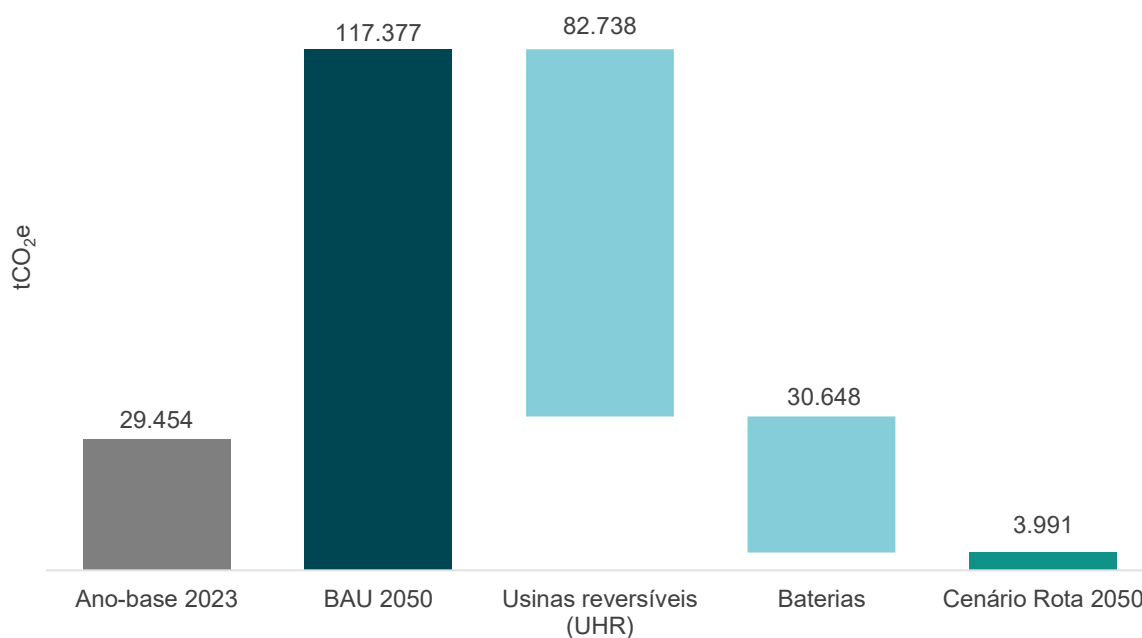
Fonte: Elaboração própria.



A mitigação estimada com implementação dessas tecnologias corresponde à diferença entre as emissões da queima do gás e as da nova tecnologia implementada, no caso, emissões nulas. Assim, até 2050, a mitigação acumulada das UHRs e BESS correspondem a 2,1 e 0,6 MtCO₂e, com custos marginais de abatimento de R\$ 7.262 e R\$ 2.000 por tonelada de CO₂e, respectivamente. O maior custo das UHRs está associado, principalmente, a um investimento de capital 30% superior ao da tecnologia BESS. Além disso, como as UHRs correspondem à maior parte da geração substituída, o sistema de geração auxiliar é de potência maior, o que aumenta os custos associados à tecnologia. Essa escolha se justifica, apesar do elevado custo, pois as aplicações atuais de BESS em alta potência ainda são limitadas.

A partir do cálculo da redução de emissões das tecnologias avaliadas, foi possível estimar o Cenário Rota, conforme pode ser observado na Figura 25.

Figura 25: Estimativa das emissões para o fim do horizonte para o Cenário Rota



Fonte: Elaboração própria.

Refino de petróleo

A primeira tecnologia de descarbonização projetada para a Regap foi a adoção de medidas de eficiência energética, que possibilitam uma redução no consumo de energia. A análise da redução das emissões e custos das medidas de eficiência foi baseada no consumo de combustíveis para a geração de energia da Regap. Diante da ausência de dados oficiais da Petrobras, adotou-se uma projeção conservadora, baseada nos dados de emissão previstos



pela ferramenta CAESAR²². A partir desses dados de emissão por combustível utilizado e com os fatores de emissão de cada combustível (GHG PROTOCOL, 2024), foi possível projetar que os combustíveis consumidos na Regap são: gás natural na unidade de geração de hidrogênio, coque na unidade de craqueamento catalítico fluidizado e óleo combustível para toda outra demanda de energia na refinaria²³.

A Tabela 22 apresenta um conjunto amplo de medidas de eficiência energética possíveis em refinarias de petróleo (GUEDES, 2015; GUEDES *et al.*, 2019). Para este estudo, foram selecionadas apenas as tecnologias com custo de abatimento igual ou inferior a 539 R\$/tCO₂e²⁴, considerando o início de sua implementação em 2031 e sua conclusão no mesmo ano. As tecnologias consideradas estão na ilustradas na Tabela 22:

Tabela 22: Tecnologias de eficiência energética na Regap

Tecnologias	Unidade ²⁵	Custo (R\$/tCO ₂ e)	% Abatimento
Redução da demanda da caldeira em <i>stand-by</i>	UDA	-46,20	0,03%
Redução do calor estocado entre UDA e UDV	UDA	-4,10	0,06%
Redução do <i>make-up</i> de água da caldeira com tratamento do condensado	UDA	11,16	0,40%
Redução da incrustação nas linhas de vapor	UDA	34,88	0,93%
Adição de reciclo de vapor com ejetor de vapor na coluna de vácuo	UDA	44,91	0,14%
Melhorias na manutenção do isolamento das linhas e traços de vapor	UDA	46,69	0,04%
Redução da formação de coque nos passes do forno	UDA	56,34	0,42%
Instalação de queimadores eficientes e bom controle do excesso de ar no forno	UDA	77,85	0,59%
Integração Energética com a Unidade de Processamento de Gás (GPU)	UDA	113,44	0,04%
Aumento do isolamento e redução da infiltração de ar no forno	UDA	117,86	0,28%
Instalação de novos internos eficientes na torre	UDA	119,31	0,41%

²² O *Carbon and Strategy Analysis for Refineries* (CAESAR) é uma ferramenta de simulação dos processos de refino, que permite avaliar de forma mais detalhada o que ocorre em uma refinaria ou conjunto de unidades de refino (COPPE; UFRJ; UFMG; USP, 2022), desenvolvida e aprimorada por pesquisadores do CenergiaLab (GUEDES, 2015).

²³ Na ausência de dados precisos sobre a operação da Regap e seu consumo de combustíveis para a geração de energia, adotou-se uma estimativa baseada no pior cenário (PD), que considera exclusivamente o consumo de óleo combustível, gás natural e coque. Entretanto, é de conhecimento que a planta já adota algumas práticas mais eficientes, como a cogeração com reaproveitamento de gases e a utilização de energia fotovoltaica por geração própria (ANEEL, 2004; O TEMPO, 2024).

²⁴ O valor de 539 R\$/tCO₂e é derivado da conversão de 100 USD/tCO₂e (em 2024); valor este utilizado pelo Plano de Descarbonização de MG como premissa para a entrada das tecnologias de eficiência energética (COPPE; UFRJ; UFMG; USP, 2022).

²⁵ Refere-se à unidade de produção da Regap.



Aumento do isolamento das linhas de vapor	UDA	125,51	0,69%
Instalação de bombas de vácuo para substituir ejetores de vapor	UDA	396,21	0,22%
Recuperação de condensado	FCC	-23,88	0,00%
Redução do <i>make-up</i> de água da caldeira com tratamento do condensado	FCC	68,09	0,03%
Melhorias na manutenção do isolamento das linhas e traços de vapor	FCC	438,97	0,00%
Redução da demanda da caldeira em <i>stand-by</i>	UCR	-176,51	0,02%
Recuperação de condensado	UCR	-23,88	0,02%
Redução do <i>make-up</i> de água da caldeira com tratamento do condensado	UCR	68,09	0,10%

Fonte: Elaboração própria com base em (GUEDES, 2015).

Dessa forma, com a implementação das tecnologias mencionadas, estima-se uma redução potencial de 2,7 MtCO₂e, a um custo médio de 3 R\$/tCO₂e abatida.

A segunda tecnologia considerada foi a substituição do óleo combustível pelo gás natural, com início previsto em 2031. Essa medida é considerada uma etapa de transição, permitindo que, posteriormente, e com a crescente oferta no mercado, o biometano²⁶ possa ser utilizado na matriz energética na Regap. Para viabilizar essa mudança, foi inicialmente prevista a substituição dos fornos e caldeiras atualmente operando com óleo combustível para equipamentos compatíveis com gás natural. Considerando a projeção de aproximadamente 710 milhões de m³ de gás natural necessários para substituir o óleo combustível e, com base nos valores trazidos pelo estudo *Industrial Fuel Switching Market Engagement Study* (ELEMENT ENERGY, 2018), estima-se um investimento de R\$ 1,1 bilhão na adaptação da refinaria²⁷.

Além desse CAPEX, há custos atrelados à manutenção e operação dos fornos e caldeiras, estimados em torno de R\$ 22 milhões por ano (ELEMENT ENERGY, 2018). Adicionalmente, estima-se um custo anual de R\$ 2,3 bilhões²⁸ relacionados à compra do gás natural em substituição à compra do óleo combustível, com base nos valores trazidos pela distribuidora de gás natural de Minas Gerais, a GASMIG (GASMIG, 2025), e pela ANP, do óleo combustível (ANP, 2025b). Tendo em vista o CAPEX e o OPEX mencionados, a mitigação esperada está

²⁶O biometano é um biocombustível gasoso obtido a partir do processamento do biogás. A purificação do biogás resulta no biometano com elevado teor de metano em sua composição, reunindo características que o torna intercambiável com o gás natural em todas as suas aplicações (ANP, 2025a).

²⁷Foi utilizado, de maneira mais conservadora, apenas o valor do forno a gás, por ter um valor mais elevado em relação às caldeiras, e calculado em 193 £/Kw.

²⁸Ainda que o custo do gás natural considerado seja menor do que o do óleo combustível (3,32 R\$/m³ em relação a 3,55 R\$/m³), a quantidade de gás natural utilizada será maior do que a de óleo combustível, uma vez que 1 m³ de óleo combustível equivale a 1.090 m³ de GN (EPE, 2024b).



associada a um custo marginal de abatimento de 1.349 R\$/tCO_{2e}, enquanto seu potencial de redução é de 13,3 MtCO_{2e}.

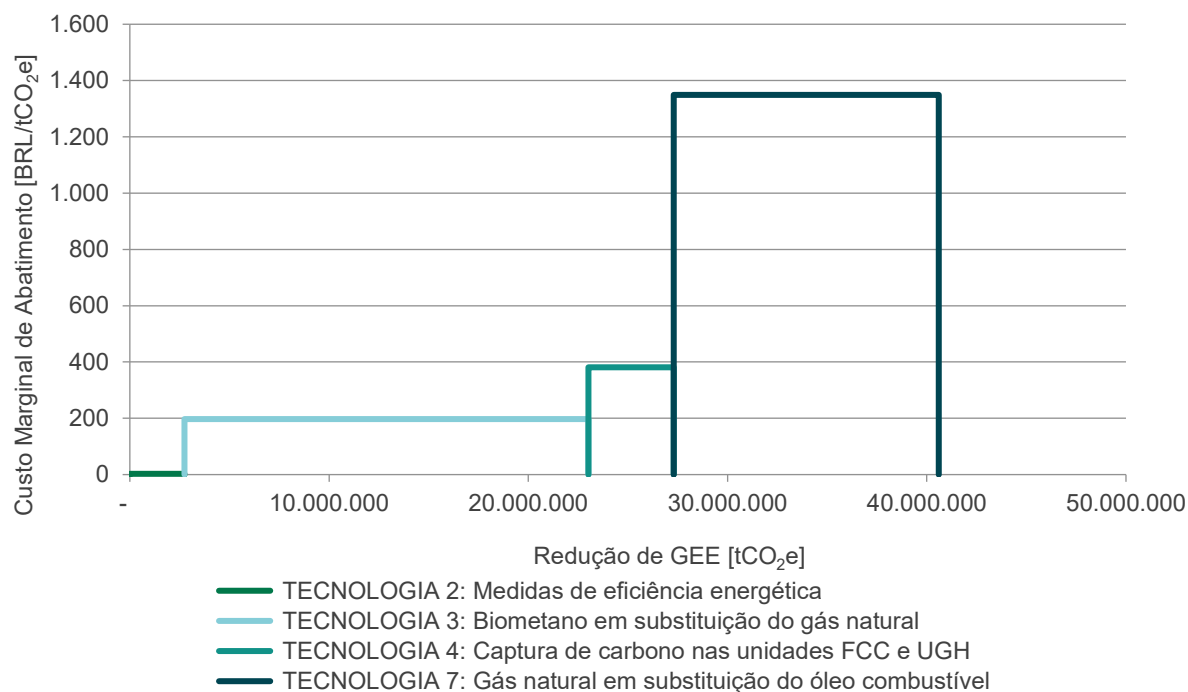
A utilização do biometano foi prevista para iniciar em 2035, tendo em vista a disponibilidade oriunda do aumento da produção do biocombustível nas usinas de Minas Gerais, como foi projetado pelo subsetor de biocombustíveis. Dessa forma, para que a produção do estado possa suprir todo o consumo do biometano na Regap e nos demais setores de Minas Gerais, foi considerado que, até 2050, apenas 60% do consumo de gás natural será substituído pelo biometano, de maneira gradual. O único custo atrelado a essa medida é a compra do biometano, cujo preço é estimado em 46% acima do valor do gás natural (FUKAMATI *et al.*, 2024), chegando ao valor aproximado de 4,85 R\$/m³. É importante ressaltar que, considerando a vida útil dos fornos e caldeiras a gás, de 25 anos (ELEMENT ENERGY, 2018), as tecnologias que consideram a utilização do gás natural, e posteriormente o biometano, foram estendidas até 2055, para que o VPL e o custo marginal de abatimento do projeto estivessem mais próximos da realidade.

Por fim, foi considerada a captura e armazenamento de carbono nas unidades FCC e UGH, tecnologia prevista também no estudo de GUEDES (2015) e trazida pelo PDMG. Os cálculos do custo de investimento e de operação anual foram baseados nos valores trazidos por Guedes, e corrigidos para valores de 2024. Para essa atualização, aplicou-se a conversão real-dólar (BCB, 2025) no ano de referência, acrescido ao cálculo da variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) (IBGE, 2025). Com isso, os custos obtidos para a UGH foram de 58,68 R\$/tCO_{2e}/ano para a operação, e 614,41 R\$/tCO_{2e} para o investimento. Já para a FCC, esses mesmos custos foram de 233,71 R\$/tCO_{2e}/ano e 1.480,19 R\$/tCO_{2e}, respectivamente.

A partir da análise de todas as tecnologias mencionadas, a curva MAC para o subsetor de refino foi construída e é apresentada na Figura 26.



Figura 26: Resultados da MACC – Refino



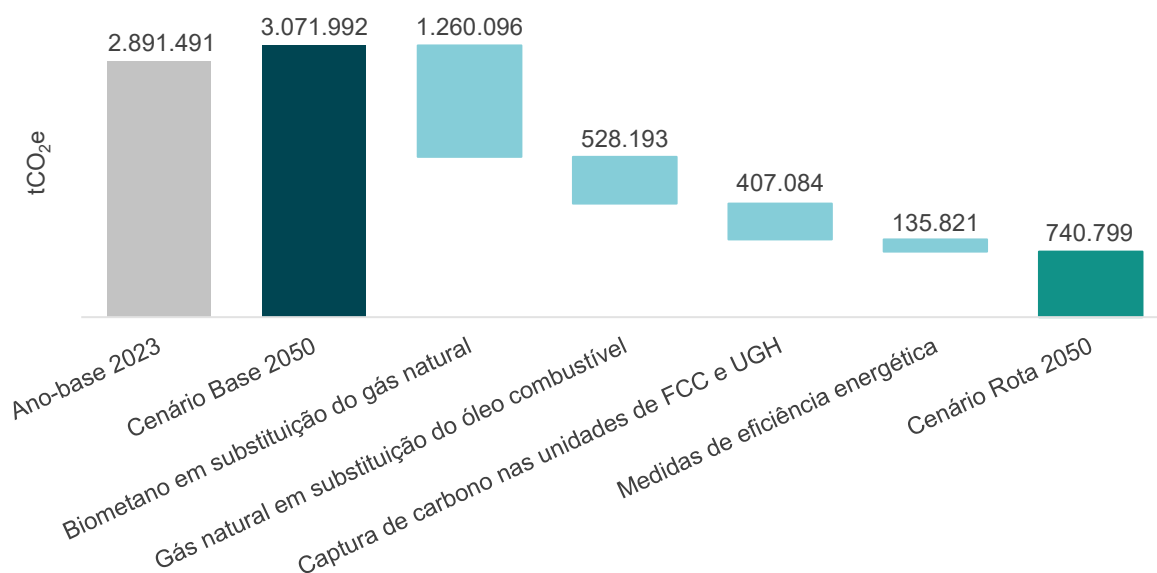
Fonte: Elaboração própria.

Além das medidas de eficiência energética, dentre todas as tecnologias avaliadas, o biometano se apresenta como a medida mais custo-efetiva, tendo em vista seu alto potencial de redução das emissões da refinaria, estimado em 20,3 MtCO₂e, aliado a um baixo custo de implementação, de 197 R\$/tCO₂e. Entretanto, é necessário ressaltar que os custos e potenciais de redução encontrados para cada tecnologia levam em consideração a implementação prévia das tecnologias que as antecedem.

Dessa forma, no caso do biometano, é necessário considerar que toda a adaptação da refinaria para operar com um combustível gasoso já foi realizada durante a conversão para a utilização do gás natural. Por esse motivo, a substituição pelo gás natural apresenta-se como a etapa mais custosa do processo. As medidas de eficiência energética, por sua vez, apresentam baixo custo e baixo potencial de redução, se comparadas às demais. Entretanto, são fundamentais para que a refinaria inicie seu processo rumo à descarbonização, representando uma etapa estratégica e economicamente viável. Por fim, a tecnologia de captura e armazenamento de carbono, apesar de seu impacto relativamente baixo na redução das emissões, cerca de 4,3 MtCO₂e (acumulado), ganha relevância nos anos finais do horizonte analisado. Sua adoção auxilia de maneira rápida e eficaz no alcance das emissões mais próximas de zero, em 2050.



Figura 27: Estimativa das emissões para o fim do horizonte para o cenário Rota do refino



A partir do cálculo da redução de emissões das tecnologias avaliadas, foi possível estimar o Cenário Rota do refino de petróleo, conforme pode ser observado na Figura 27.

Fonte: Elaboração própria.

Produção de biocombustíveis

Para a mitigação das emissões associadas ao grupo de biocombustíveis, foram adotados projetos de implementação de sistemas de cogeração em usinas de biodiesel e de captura de carbono na produção de etanol e biometano.

As tecnologias de captura de carbono biogênico foram fundamentais para o abatimento de emissões no estado. A aplicação de BECCS na cogeração de cana-de-açúcar mitigou 19,9 MtCO₂e em 2050, conforme observado na Figura 29. Adicionalmente as infraestruturas de biometano contribuíram para a mitigação de 0,783 MtCO₂e no mesmo ano. Esse resultado supera toda a emissão do setor de energia do estado em 2050, de modo que as remoções de dióxido de carbono resultam em emissões negativas, contribuindo para a descarbonização dos demais setores. A análise considerou que essas tecnologias iniciam sua operação a partir de 2031.

Para projeção do BECCS, foi considerada a instalação dessas infraestruturas em todas as usinas de geração e cogeração de bagaço de cana do estado. Isso inclui tanto as usinas térmicas a bagaço de cana que despacham eletricidade ao SIN quanto as usinas de autoprodução do setor de biocombustíveis. Para análise do CAPEX, foram considerados os



custos de instalação da tecnologia de BECCS nessas usinas. No cálculo do OPEX, incluem-se os custos de produção, compra de matéria-prima, gastos com mão de obra e serviços (WIESBERG *et al.*, 2021). O projeto resultou em um custo marginal de 1.116 R\$/tCO₂e.

Ainda no setor sucroenergético, foi quantificada a produção de biometano a partir dos resíduos do setor, por meio da captura de biogás, considerando tecnologias de captura de carbono (BECCS) nesse processo. Considerou-se a captura de CO₂ obtido no processo de purificação do biogás, aplicando uma taxa de perda de 1,8% referente às emissões de CO₂ e outros gases no processo (FENG; ROSA, 2024). Os valores de CAPEX e OPEX são referentes aos investimentos necessários para construção de unidade de purificação do biometano, assumindo sua instalação em áreas contínuas às usinas do setor sucroenergético, aproveitando parte das instalações existentes (EPE, 2024a), além dos custos com a captura de carbono pré-combustão (COMMON FUTURES, 2024). O custo marginal de abatimento dessa tecnologia resultou em 551 R\$/tCO₂e.

Quanto à produção de etanol, no âmbito do Cenário Rota foi definida a quantificação da produção a partir da cana-de-açúcar²⁹ disponível no estado, projetada pelo setor AFOLU, de modo a considerar um ciclo fechado da cultura em Minas Gerais. Para fins de dimensionamento, definiu-se que, a cada tonelada de cana, são produzidos 45 litros de etanol e 280 kg de bagaço, sem prejuízo à produção de açúcar, (CHIEPPE JR., 2011; CONAB, 2024)

Sobre a tecnologia de cogeração na produção de biocombustíveis, foi considerado a instalação dos equipamentos de cogeração com a utilização de resíduos agroflorestais, em substituição ao óleo combustível. O CAPEX³⁰ engloba os valores da aquisição desses e o OPEX considera a diferença entre os custos da compra de resíduos florestais e do óleo combustível³¹ (ANP, 2025b; MIZIARA, 2013). Como os resíduos florestais têm custo inferior ao óleo combustível, o projeto apresenta custo-efetividade ao longo do tempo, mesmo com o investimento inicial. O custo marginal de abatimento do projeto é estimado em -320 R\$/tCO₂e,

²⁹ O Cenário Base inicialmente já definia a produção de etanol até 2050, considerando premissas setoriais. No entanto, como o Cenário Rota exigiu maior oferta de etanol (principalmente no setor de transportes), realizamos um novo cálculo, considerando todo o insumo produzido pelo setor de AFOLU. Apesar de ainda se distanciar da demanda necessária, o cálculo possibilitou quantificar os resíduos do setor, como o bagaço de cana utilizado na cogeração.

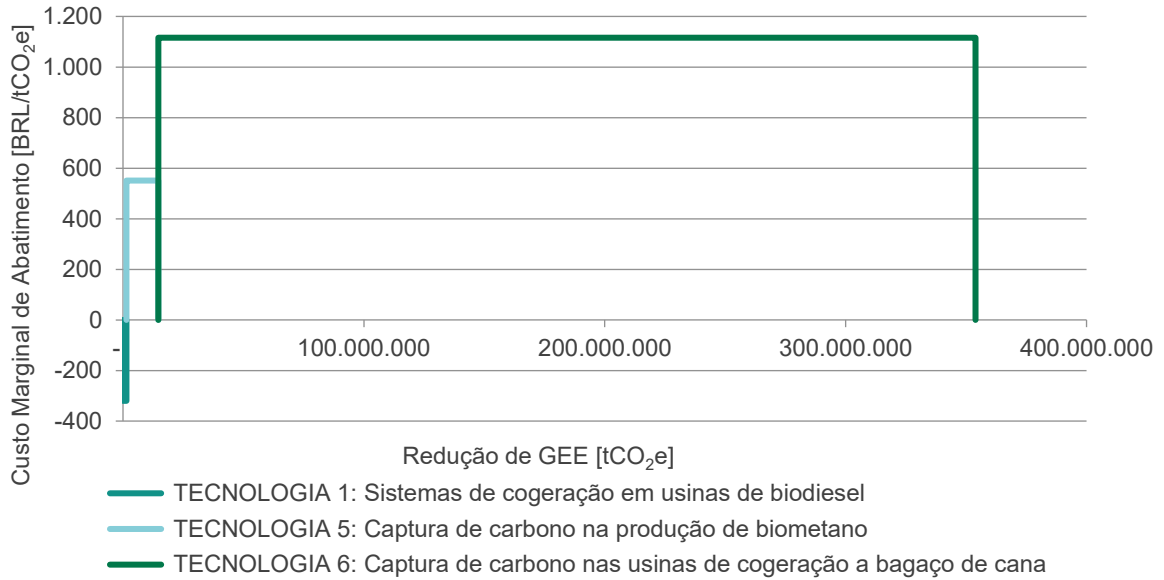
³⁰Os valores apresentados no estudo de referência foram trazidos ao valor presente aproximado em 2024 por meio de cálculo da variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) entre as datas.

³¹Os valores OPEX referentes à utilização de óleo combustível consideraram o preço médio de 2024 do óleo combustível tipo A1 (ANP, 2025b).



com um potencial estimado de mitigação de 1,43 MtCO₂e. A curva MAC elaborada para o subsetor de biocombustíveis é apresentada na Figura 28.

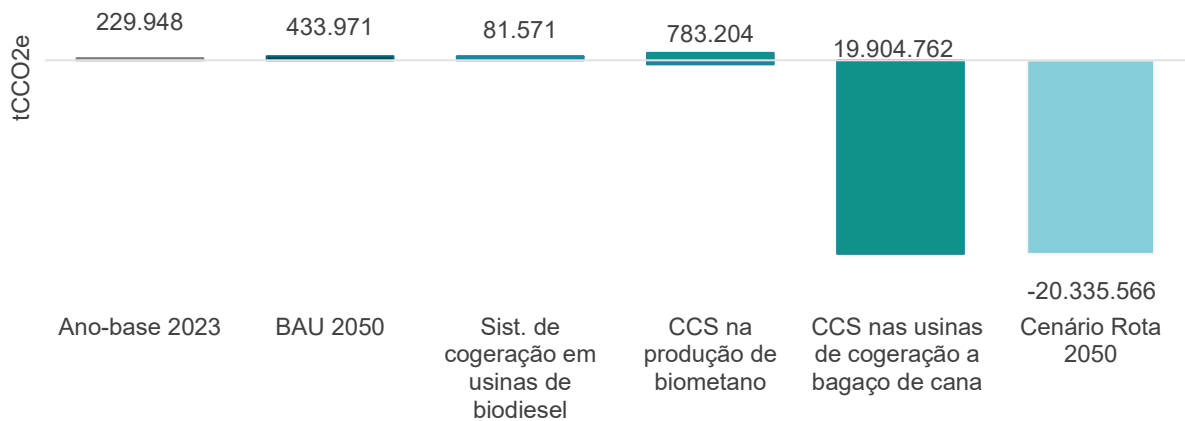
Figura 28: Resultados da MACC – Biocombustíveis



Fonte: Elaboração própria.

A partir do cálculo da redução de emissões das tecnologias avaliadas para o subsetor de biocombustíveis, foi possível estimar o Cenário Rota, conforme pode ser observado na Figura 29.

Figura 29: Estimativa das emissões para biocombustíveis no fim do horizonte para o Cenário Rota



Fonte: Elaboração própria.



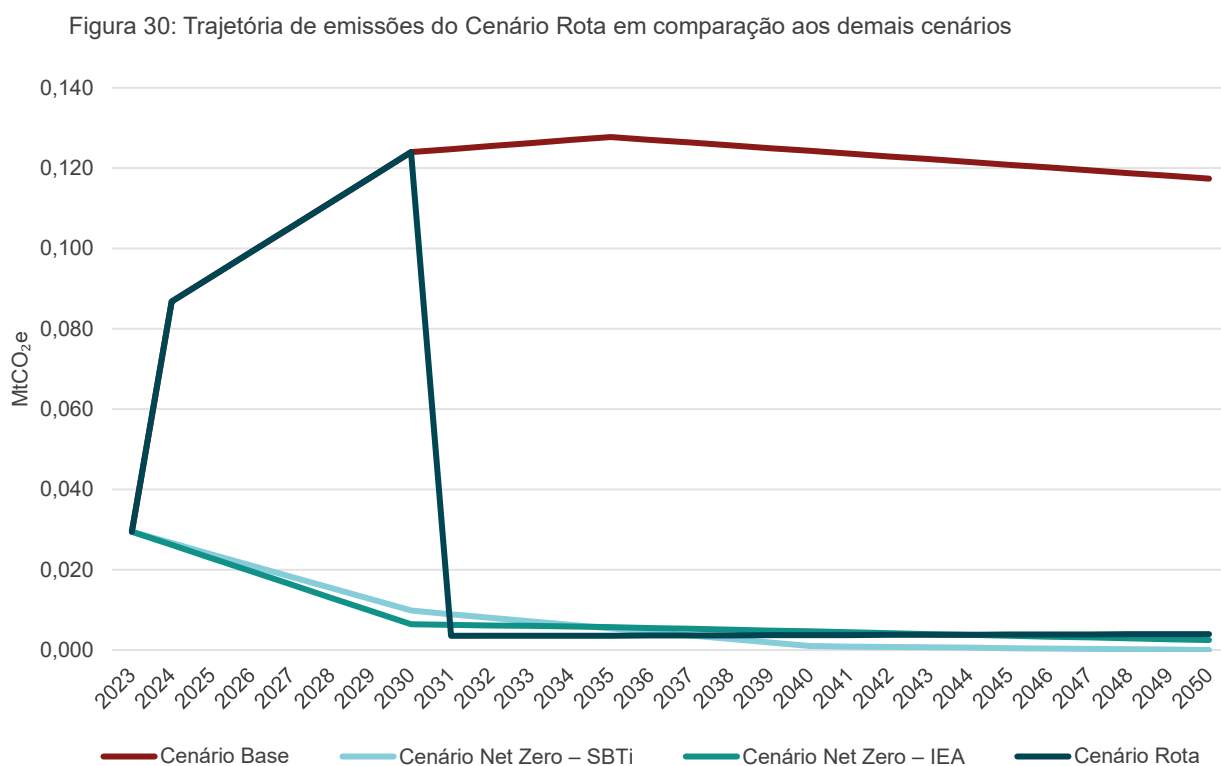
Avaliação dos Cenários Base, Net Zero e Rota

A partir do resultado do Cenário Base, foi possível avaliar os esforços necessários em termos de redução de emissões para o atingimento dos cenários *Net Zero*. Os resultados do Cenário Rota mostraram que as tecnologias auxiliam na aproximação da trajetória de emissões do estado a alguns dos cenários avaliados. Como visto na Figura 25, o setor de energia, de forma integrada, apresenta emissões negativas, superando os cenários iniciais. Porém, uma análise mais detalhada por subsetores revela que ainda há desafios a serem superados para alinhar-se aos cenários mais ambiciosos, exceto para a produção de biocombustíveis.

Para o subsetor de eletricidade, a diferença entre os cenários da IEA e SBTi é muito pequena. No caso de refino de petróleo, embora o Cenário Rota supere o Cenário IEA, ainda não atinge o Cenário *Net Zero* da SBTi. Por outro lado, o subsetor de biocombustíveis supera todos os cenários previstos: a remoção biogênica compensa as emissões residuais dos demais subsetores e outros setores do projeto, como indústria e transporte. A análise dos subsetores pode ser vista a seguir.

Eletricidade

A Figura 30 apresenta a trajetória de emissões associadas à geração de eletricidade estimada para todos os cenários analisados neste estudo.



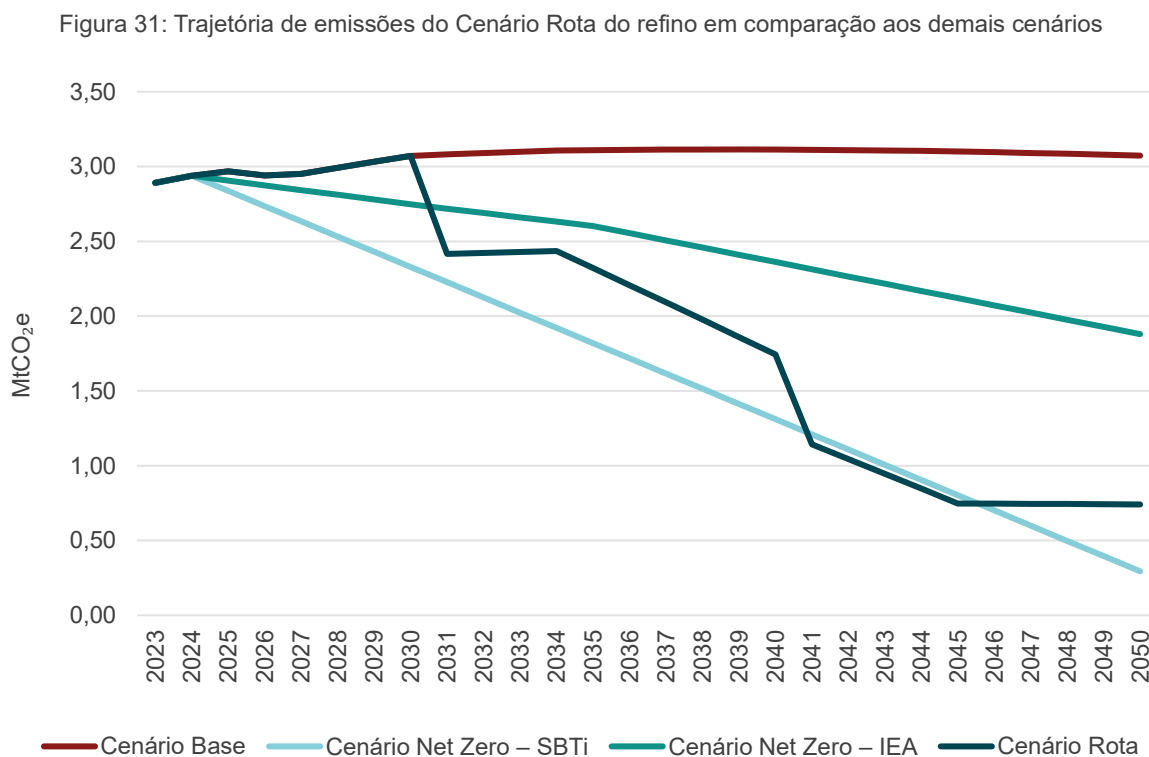
Fonte: Elaboração própria.



Enquanto no Cenário Base as emissões projetadas para 2050 são aproximadamente quatro vezes maiores que em 2023, o Cenário Rota possibilita uma redução de 86% desse total. O restante, que totaliza 26 mil tCO₂e, é relativo à queima de bagaço de cana para geração de eletricidade. Foi considerada a tecnologia de captura de carbono (BECCS) para todas as térmicas a bagaço de cana. No entanto, por questões metodológicas, toda a contabilização da mitigação resultante está agregada no setor de biocombustíveis, abarcando o BECCS também nas usinas das destilarias. Nesse sentido, embora o Cenário Rota da Figura 30 apresente emissões residuais do setor de eletricidade, é possível afirmar que a eletricidade de Minas Gerais atinge o Net Zero, superando-o (emissões negativas), ao considerarmos que parcela da remoção apresentada na produção de biocombustíveis refere-se ao setor de eletricidade.

Refino de petróleo

A Figura 31 a seguir apresenta a trajetória do subsetor de refino de petróleo de Minas Gerais rumo às emissões líquidas zero, em comparação aos demais cenários avaliados: Cenário de Base, Cenário *Net Zero* SBTi e Cenário *Net Zero* IEA.



Fonte: Elaboração própria.

A análise do gráfico demonstra que, com a implementação das medidas de mitigação indicadas, a Regap supera o Cenário *Net Zero* projetado pela *International Energy Agency* e



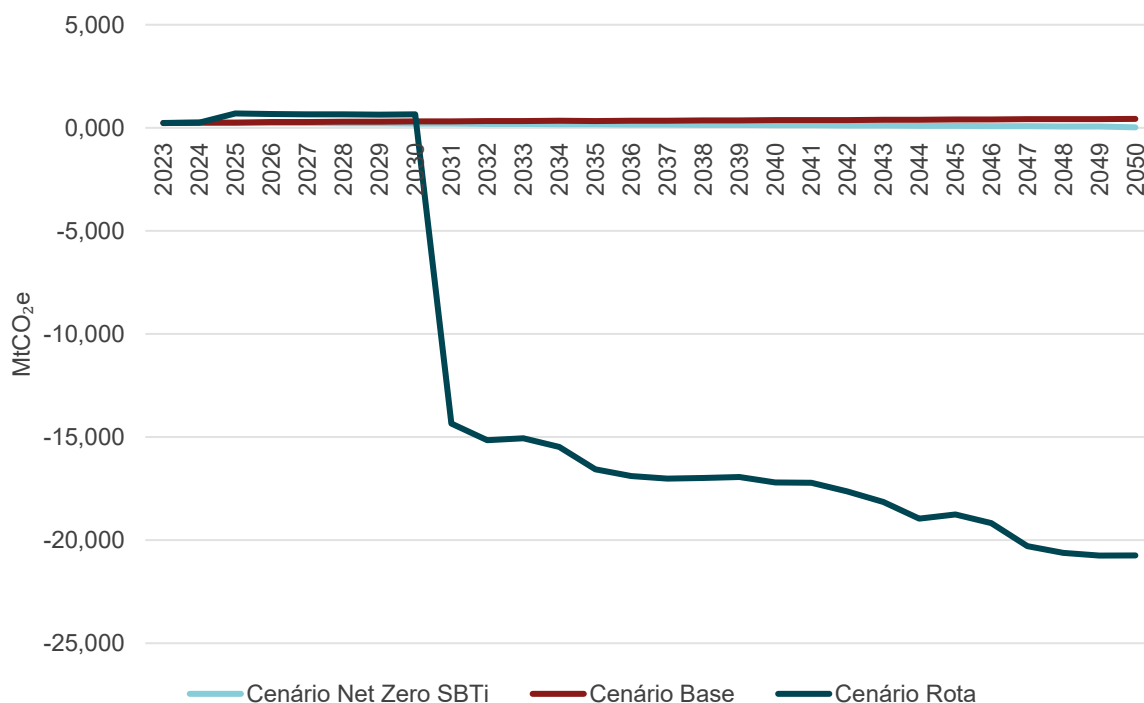
se aproxima, embora com emissões ainda um pouco acima, do cenário projetado pela SBTi. Isso representa um resultado significativo para o refino de petróleo de Minas Gerais com uma redução de 74% das emissões comparativamente ao ano de 2023. Em 2050, as emissões no Cenário Rota totalizam 740 mil tCO₂e, enquanto o cenário da IEA projeta 1,88 milhão de tCO₂e e o cenário SBTi projeta 290 mil tCO₂e.

Vale ressaltar que a projeção de expansão de 40% da capacidade da Regap a partir de 2027 (CAMPOS JR., 2023; PETROBRAS, 2023b) não foi considerada para a avaliação das tecnologias de mitigação. A justificativa para não considerar essa expansão no Cenário Rota se baseia na incompatibilidade entre o aumento da produção de combustíveis fósseis e o próprio cenário, que prevê uma significativa redução no uso desses combustíveis por setores como transporte e indústria. A expansão faria sentido em um cenário em que a refinaria passasse a produzir biocombustíveis, conforme abordado em seção anterior. Assim, o Cenário Base mantém a projeção oficial da atividade de refino em Minas Gerais até 2050, e foi a partir dele que se modelaram as reduções de emissões com a implementação das tecnologias de mitigação para atingir o objetivo de emissões líquidas zero até 2050.

Produção de biocombustíveis

A Figura 32 apresenta a trajetória de emissões associadas à produção de biocombustíveis estimada para o Cenário Rota, bem como a comparação com a trajetória de emissões do Cenário Base e do Cenário *Net Zero* SBTi.

Figura 32: Trajetória de emissões do Cenário Rota de biocombustíveis em comparação aos demais cenários



Fonte: Elaboração própria.



O gráfico demonstra que, com a implementação das medidas de mitigação indicadas, o subsetor de biocombustíveis supera muito o Cenário *Net Zero* projetado pela SBTi. Devido às emissões negativas obtidas pelos projetos de captura de carbono, as emissões de 2050 no Cenário Rota totalizam -20,7 milhões de tCO₂e, enquanto a SBTi projetou que 22 mil tCO₂e seriam necessários para atingimento de um Cenário *Net Zero*, olhando apenas para o recorte de biocombustíveis. É destacável que a remoção citada abarca, por questões metodológicas, a remoção das usinas termelétricas a bagaço de cana do subsetor de geração de eletricidade.

Emissões evitadas

A emissão evitada é um conceito da ciência climática referente a serviços e produtos que resultam em redução ou prevenção de emissões fora da cadeia de valor abrangida (SBTi, 2020a), como a eletricidade renovável produzida por um estado que é consumida por outro. A metodologia de cálculo das reduções de emissões (ou emissões evitadas) fora da cadeia de valor é computada utilizando-se a contabilidade consequencial, enquanto a abordagem da metodologia aplicada neste estudo segue o método tradicional de inventários de emissões, a partir da abordagem de contabilidade atribucional (BRANDER, 2016). Ou seja, contabilizamos dentro do Cenário Rota as emissões, reduções e remoções que ocorrem dentro da fronteira do estado de Minas Gerais e não consideramos as emissões, reduções e remoções fora da fronteira física (consequenciais) que o estado produz. Ainda assim, por ser um estado com grande capacidade de produzir eletricidade renovável e biocombustíveis, essa seção permitirá analisar o potencial de emissões evitadas que Minas Gerais tem e, conseqüentemente, seu potencial para descarbonizar outras regiões do país.

Geração de eletricidade

As emissões evitadas no setor de eletricidade em Minas Gerais estão relacionadas à adição de potência solar fotovoltaica na matriz elétrica estadual. Essa adição acontece de duas maneiras: a primeira está relacionada à geração auxiliar dos sistemas de armazenamento; a segunda, à expansão da geração solar centralizada.

Nos sistemas de armazenamento implementados, quando as baterias estiverem carregadas e os reservatórios das UHR, cheios, a geração solar auxiliar instalada pode ser injetada no SIN. Isso resultará na substituição da geração fóssil marginal de outros estados no Brasil, evitando as emissões associadas. Essa contabilização, chamada de método da análise de despacho, permite a avaliação do fator de emissão marginal do sistema elétrico nacional para que cada unidade de eletricidade renovável gerada substitua o uso de usinas a combustíveis fósseis (MCTI, 2025a). Esse fator foi calculado como a média dos fatores da margem de

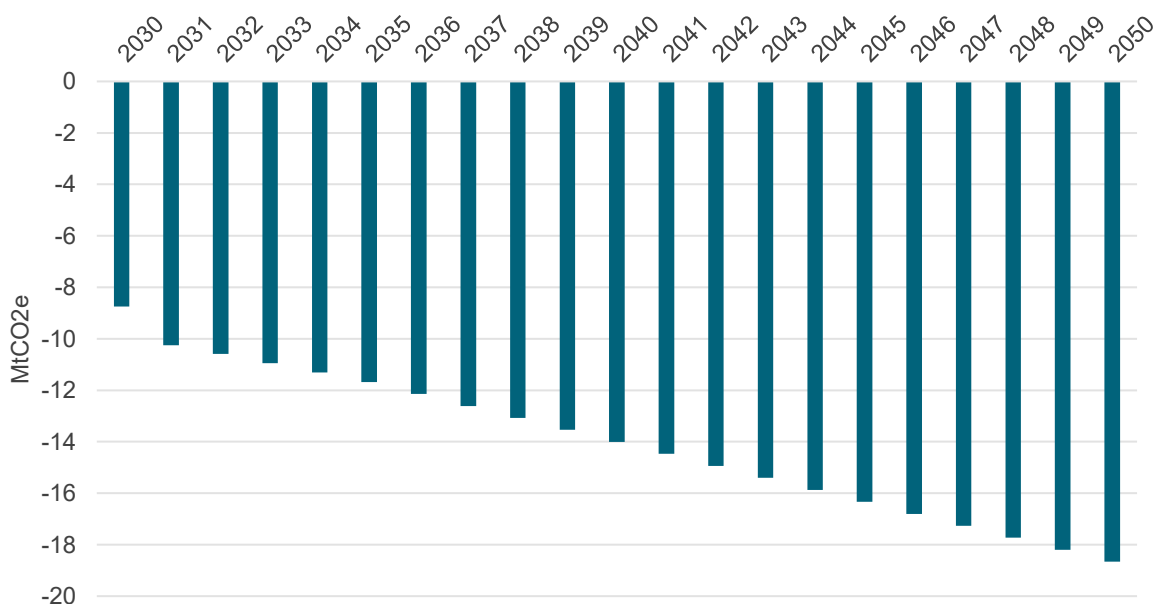


construção e de operação entre 2019 e 2023³² (fator de emissão combinado), resultando em 0,27 tCO₂e/MWh.

De forma análoga à metodologia usada para a contabilização da geração excedente dos sistemas de armazenamento, também é calculada a parcela de emissões evitadas associadas à expansão das usinas solares fotovoltaicas no estado. A potência outorgada desse tipo de geração em Minas Gerais até 2032 já chega a 35 GW (ANEEL, 2025), ultrapassando a projeção do Cenário Base, de 15 MW instalados. Considerando que esse aumento será integralmente realizado e seguindo a tendência de crescimento calculada no Cenário Base, estima-se que o estado atinja 117 TWh de geração solar fotovoltaica até 2050.

Dessa forma, ao somar a geração excedente proveniente dos sistemas auxiliares de armazenamento com a produção das usinas solares centralizadas, estima-se um potencial de emissões evitadas de 18,7 MtCO₂e em 2050, como ilustrado na Figura 33.

Figura 33: Emissões evitadas – eletricidade



Fonte: Elaboração própria.

Produção de hidrogênio

O hidrogênio, além de ser uma tecnologia promissora para o futuro de vários setores, já tem aplicação consolidada no Brasil. Do total da produção brasileira, 95% se concentram em atividades relacionadas ao refino do petróleo, responsabilidade da Petrobras. O restante é

³²Dados de 2024 ainda não consolidados.



comercializado pela indústria de gases técnicos e é destinado, principalmente, aos setores siderúrgico, metalúrgico, termelétrico e de vidros (GIZ, 2021). Em 2022 a produção destinada a esses setores totalizou cerca de 277 milhões de m³ (equivalente a 27,5 mil toneladas) de hidrogênio no país, superando em mais de 40% a produção dos anos anteriores (IBGE, 2025).

Há estudos que apontam um aumento de produção de uso do hidrogênio no Brasil. Mesmo em um cenário conservador, em que os avanços são limitados ao que propõem as políticas brasileiras atuais, a demanda por hidrogênio pode chegar a 234% em relação a 2022 (IEA, 2024), chegando a 92 mil toneladas em 2050. No entanto, no panorama atual do setor, a produção é feita, principalmente, pela reforma do gás natural, processo que gera emissões de GEEs, o que caracteriza o hidrogênio produzido como cinza. Isso evidencia uma oportunidade de mudar o processo de fabricação e tornar esse hidrogênio verde, produzido a partir da eletrólise da água, sem emissões.

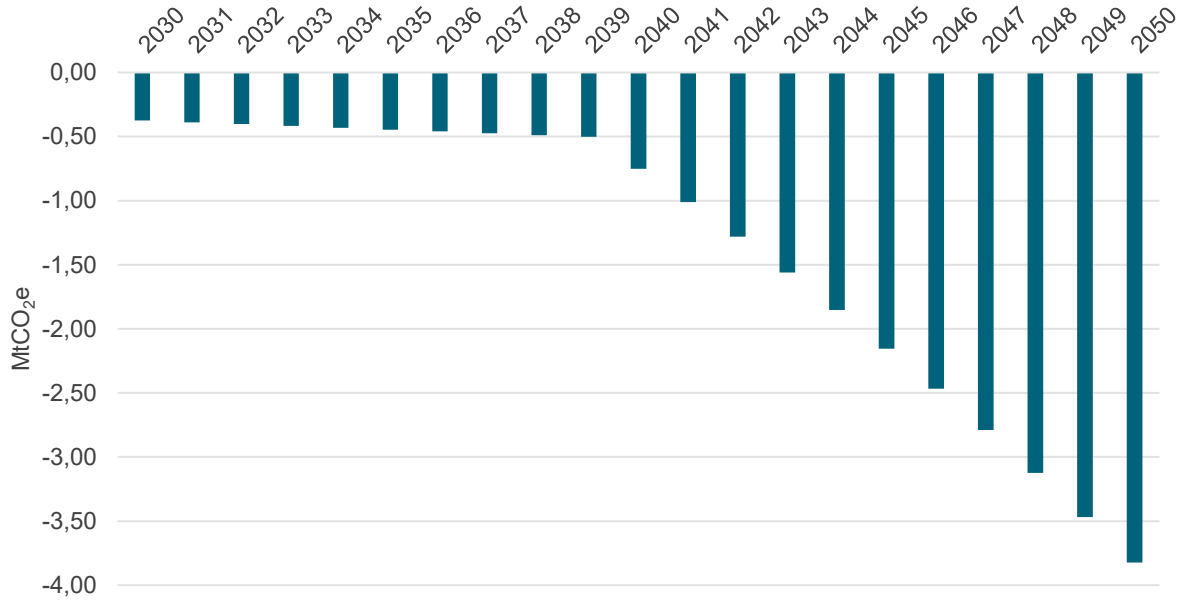
Em Minas Gerais, o grande potencial de fontes renováveis possibilitaria a produção em larga escala de hidrogênio verde. Considerando a projeção da demanda nacional apresentada até 2050, a produção de hidrogênio em Minas poderia evitar a emissão acumulada de mais de 10 milhões de toneladas no período considerado (2030-2050). Com os recentes avanços do setor no estado, como a expansão da fábrica da empresa alemã Neuman & Esser (SEDE, 2024), o custo dos eletrolisadores, que, hoje, chega a mais de 8 mil R\$/kW (BHANDARI, 2025), será menor, tornando essa opção mais custo efetiva.

Além de suprir a demanda dos usos atuais do hidrogênio, com a inserção desse combustível nos setores de transporte e indústria, Minas Gerais pode suprir essa demanda adicional interna. Assim, como o hidrogênio começa a ser usado nesses setores a partir de 2040, segundo as projeções dos estudos feitos no âmbito do projeto Rota, os custos associados estarão mais baixos que os atuais, o que possibilitará a fabricação desse combustível a 28,22 R\$/kg, representando uma redução de 48%. Além disso, seriam evitadas as emissões de mais



de 3 MtCO₂e ao utilizar a eletrólise no lugar da reforma do gás natural. A Figura 34 mostra o volume de emissões evitadas entre 2030 e 2050.

Figura 34: Emissões evitadas – produção de hidrogênio



Fonte: Elaboração própria.



CONCLUSÃO

Com base nas análises descritas neste relatório, foi possível elaborar uma projeção para as emissões do setor de energia de Minas Gerais considerando diferentes cenários. O Cenário Base foi calculado a partir de metodologia *bottom-up* ou *top-down*, conforme a disponibilidade de dados. As premissas de crescimento utilizadas foram, principalmente, os parâmetros nacionais de geração de eletricidade, refino de petróleo e produção de biocombustíveis, além de indicadores de crescimento econômico e populacional estaduais e nacionais. Os resultados mostram que, na ausência de medidas de descarbonização, as emissões de GEE do setor aumentam em 15% em 2050, se comparadas ao ano-base 2023.

Nesse sentido, a avaliação de cenários climáticos permitiu demonstrar o desafio a ser enfrentado pelo setor de energia para se adequar às trajetórias *Net Zero*, na ambição de limitar o aquecimento global a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais. Foi possível observar que, enquanto no Cenário Base as emissões apresentavam um crescimento de 15%, os Cenários *Net Zero* indicam que é necessária uma redução entre 35% e 100% das emissões em 2050, em relação a 2023. No entanto, é evidente que alguns cenários não se adequam completamente à realidade de Minas Gerais, a exemplo da abordagem setorial do SBTi para a geração de eletricidade - considerando que o estado já se encontra consideravelmente abaixo dos níveis de intensidade propostos para o ano-base - e da indisponibilidade de dados para uma trajetória específica do setor de biocombustíveis nos cenários da IEA.

Com base nas análises realizadas ao longo deste relatório, foi possível estimar a curva MAC para a maior parte das tecnologias de descarbonização apresentadas no P2.1 para o setor de energia de Minas Gerais. A partir do cálculo das emissões evitadas pelas tecnologias avaliadas, foi elaborado o Cenário Rota, o qual foi comparado ao Cenário Base e a outros cenários climáticos de relevância nacional e internacional.

Por meio do método proposto, foram calculados o potencial de mitigação de emissões, o VPL e o custo marginal de abatimento para cada tecnologia dos subsetores: eletricidade, refino de petróleo e produção de biocombustíveis. Esses indicadores permitiram identificar as alternativas mais promissoras e atrativas para o setor de energia do estado de Minas Gerais. O detalhamento técnico de cada tecnologia encontra-se nas fichas apresentadas no anexo deste relatório, abrangendo as premissas técnicas, o horizonte de análise, os dados de redução anual de GEE e o fluxo de caixa associado.

Ao analisar a trajetória de emissões do Cenário Rota, para eletricidade, a implementação das tecnologias de baterias (BESS) e Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), associada à geração renovável solar auxiliar, permitirá uma redução de 86,4% das emissões em relação ao ano-base de 2023, caminhando em proximidade com a trajetória prevista pelos Cenários *Net Zero* projetados pela SBTi e a IEA.



Já para o subsetor refino de petróleo, a redução das emissões, após a implementação das medidas de eficiência energética, substituição do óleo combustível pelo gás natural, substituição do gás natural pelo biometano e captura de carbono nas unidades UGH e FCC da Regap, alcança a marca de 74% em 2050, em relação a 2023. Essa porcentagem supera a prevista pelo Cenário *Net Zero* da IEA e quase alcança a projeção da SBTi.

Por fim, para a produção de biocombustíveis, a redução das emissões, após a implementação das tecnologias de BECCS nas produções de etanol e biometano, e cogeração na produção de biodiesel, apresenta um grande potencial de captura de CO₂, resultando em uma redução de 8.944% em relação ao ano-base 2023.

Nesse sentido, avaliando o setor de forma integrada, a soma das emissões dos 3 setores no Cenário Base em 2023 é de 3,2 MtCO₂e, chegando a -19,6 MtCO₂e no Cenário Rota em 2050, apresentando uma redução significativa de 722%. As remoções apresentadas pelo setor de energia têm o potencial de contribuir para a redução dos demais setores, influenciando ativamente em uma estratégia *Net Zero* para o estado.



CENÁRIOS CONSOLIDADOS

Cenário Base

Metodologia e premissas

O Cenário Base consolidado foi calculado a partir dos cenários setoriais, obtidos por meio de metodologias e premissas específicas.

De forma geral, o setor de transporte utilizou tanto a metodologia *bottom-up*, para o cálculo das emissões do modal rodoviário, quanto a metodologia *top-down*, para o cálculo das emissões do modal ferroviário e aéreo. Para o modal rodoviário, a principal premissa utilizada foi o histórico de venda de veículos, que foi correlacionado ao histórico de população, para projetar a frota ao longo dos anos. Além disso, foram utilizadas as curvas de sucateamento, distância média percorrida e eficiência energética. No caso do modal ferroviário, a projeção baseou-se nos dados de Tonelada-Quilômetro Útil (TKU) e de Passageiro-Quilômetro (pkm) por ferrovia, também correlacionados ao histórico de população. Por fim, as emissões do modal aéreo foram calculadas com base no histórico de consumo de combustível do setor, correlacionado ao histórico do PIB estadual.

Para o setor de indústria, a projeção das emissões foi realizada por meio da metodologia *bottom-up*, aplicada a todos os subsetores. Para isso, a modelagem segmentou os subsetores que são responsáveis pela maior parte das emissões e/ou que tenham uma elevada participação na atividade econômica do setor industrial no estado. Dessa forma, foram definidos três segmentos principais: ferro-gusa e aço; cimento e cal; e as demais indústrias foram agregadas sob categoria “demais segmentos industriais”. Cada um desses segmentos foi caracterizado com base em parâmetros técnicos relevantes para a estimativa de emissões, como o consumo de energia, a eficiência energética, a intensidade de emissão de produtos e as principais rotas tecnológicas. Com essa estrutura definida, os parâmetros foram projetados em função do nível de atividade de cada um dos segmentos, seja em termos de volume de produção (por exemplo, tonelada de aço), seja em Valor Bruto da Produção do segmento. Por fim, foram estimados o consumo de energia e as emissões dos processos até o ano de 2050.

Para o setor de AFOLU, as projeções também foram realizadas considerando diferentes subsetores e por meio da metodologia *bottom-up*. No subsetor de agricultura, foram utilizados dados referentes ao histórico de produção, produtividade e área ocupada para projeção das emissões futuras. Para o subsetor pecuária, a projeção de rebanho, em número de cabeças, foi calculada por meio do modelo SARIMA, com base em dados históricos, e utilizada nos cálculos das emissões de GEE. Já para o subsetor uso e mudança de uso da terra, os dados espaciais projetados de uso e cobertura do solo serviram de base para estimar tanto as emissões quanto as remoções de GEE.

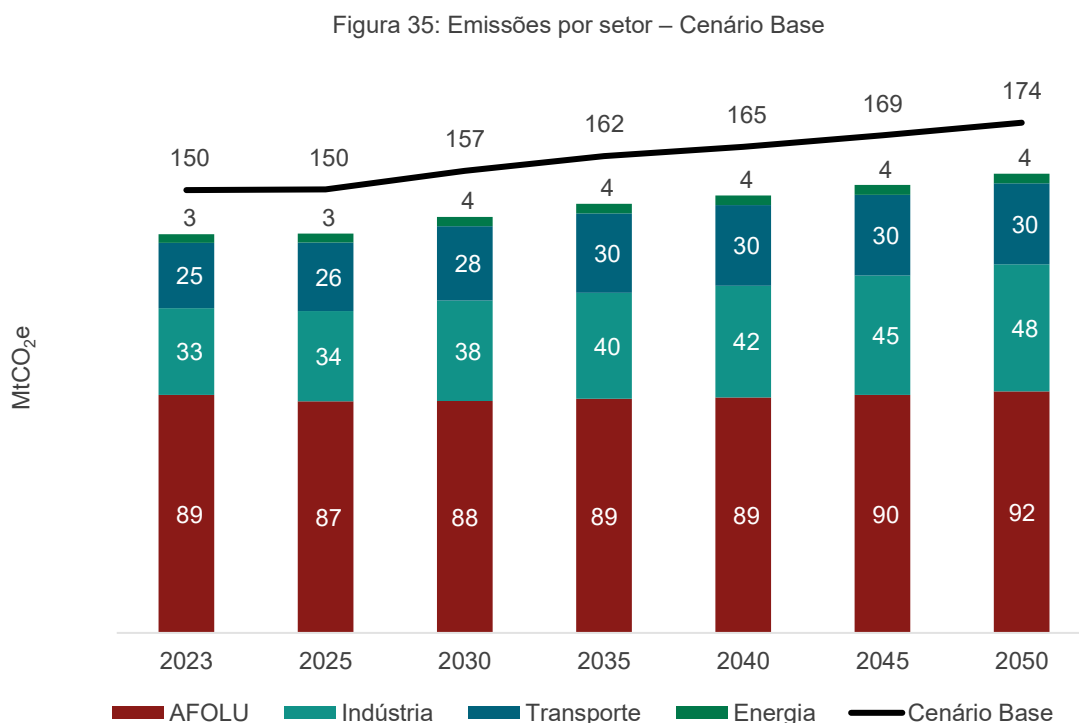


No caso do setor de energia, as emissões foram calculadas a partir da metodologia *top-down*. Para o subsetor de eletricidade, as emissões foram calculadas com base no histórico da geração por fonte e nas projeções de crescimento da geração realizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela Agência Internacional de Energia (IEA). Já para os subsetores de refino e biocombustíveis, a projeção das emissões foi realizada correlacionando os dados históricos de produção de combustíveis e biocombustíveis ao PIB, permitindo estimativa até 2050. Esses resultados foram posteriormente ajustados de acordo com os dados projetados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pela IEA, e calibrados também com a capacidade de produção das unidades.

As metodologias adotadas estão descritas em detalhe na seção “Metodologia aplicada e resultados” dos relatórios setoriais.

Resultados

O Cenário Base mostra que, na ausência da implementação de novas tecnologias, as emissões do estado tendem a aumentar 16% até 2050, em relação ao ano-base 2023. Esse aumento ocorre de forma distinta entre os setores, refletindo as metodologias específicas aplicadas a cada um deles. Todavia, o padrão geral das emissões do estado não muda significativamente, com o setor de AFOLU permanecendo como o principal emissor em 2050. A Figura 35 apresenta a distribuição das emissões por setor.



Fonte: Elaboração própria.



No setor de transporte, nota-se que, na ausência de novas medidas de mitigação de emissões de GEE, as emissões tendem a crescer ao longo dos anos, impulsionadas pelo crescimento populacional e da atividade econômica, que aumentam a demanda por transportes. Assim, o aumento das emissões em 2050 em relação ao ano-base (2023) chega a 24%, sendo cerca de 66% das emissões relacionadas à queima do diesel, e 31%, à queima da gasolina. O modal rodoviário segue como o principal responsável pelas emissões, representando 90% das emissões do setor e apresentando um crescimento de 22% em relação ao ano-base. Embora os modais aéreo e ferroviário apresentem menor participação no total de emissões, registraram aumentos expressivos de 142% e 30%, respectivamente.

As emissões do setor de indústria tiveram um aumento de 46% no período de 2023 e 2050, fruto do aumento do PIB e consequente aumento da atividade na indústria de Minas Gerais. Entre os segmentos industriais analisados, destaca-se a indústria do cimento e cal, que apresentou o maior crescimento relativo nas emissões, com um aumento de 49% no período. O setor de ferro-gusa e aço, por sua vez, apresentou um crescimento de 45% das emissões, configurando-se como o segundo maior aumento entre os subsetores industriais avaliados. Além disso, este segmento permanece como aquele que possui maior nível de emissões dentro da indústria, entre o período analisado.

No setor de AFOLU, as emissões líquidas³³ cresceram 2,45% até 2050, quando comparadas ao ano-base 2023. Esse crescimento não foi tão acentuado devido à contribuição significativa de remoções do subsetor de LULUCF, que representam aproximadamente 22 MtCO₂e, frente aos 114 MtCO₂e de emissões brutas do setor em 2050. Em virtude da projeção do crescimento de suas atividades ao longo do tempo, os subsetores de agricultura e pecuária apresentaram crescimento das emissões líquidas até 2050, cerca de 32,3% e 14,4%, respectivamente, quando comparadas aos valores observados no ano-base 2023.

No setor de energia, as emissões apresentaram um aumento de 15% até 2050 em relação a 2023. Esse crescimento é mais acentuado entre 2023 e 2030, impulsionado principalmente pela expansão das atividades de refino no estado. O subsetor de biocombustíveis registra o maior aumento relativo das emissões. Em 2050, devido ao aumento da produção de etanol e biodiesel, as emissões quase dobram em relação a 2023, passando de 0,23 MtCO₂e para 0,43 MtCO₂e. As emissões relacionadas à geração de eletricidade no estado, por sua vez, apresentam um aumento expressivo, devido ao crescimento da geração termelétrica.

³³ Emissões líquidas indicam o saldo entre as emissões e as remoções de GEE. Quando as remoções superam as emissões o saldo é negativo.



Cenário Rota

Metodologia e premissas

A partir dos resultados segregados do Cenário Rota para os quatro setores que compõem o projeto, iniciaram-se as rodadas de calibração intersetoriais. Nessas rodadas, cada setor ajustou a aplicação das tecnologias, considerando os níveis de adoção disponíveis na literatura, os parâmetros definidos por marcos regulatórios, ou valores considerados adequados com base na *expertise* técnica.

As tecnologias foram avaliadas a partir da curva MAC. Para cada uma delas foi calculado o fluxo de caixa, a partir da soma de CAPEX, OPEX e eventuais receitas geradas ao longo do período de análise. Os valores do fluxo de caixa são trazidos a valor presente com a aplicação da taxa de desconto, resultando no VPL. Além disso, também foi avaliado o potencial de redução de emissão das tecnologias. Os resultados de VPL e potencial de redução foram utilizados no cálculo do custo marginal de abatimento, que permitiu elencar todas as tecnologias avaliadas no Cenário Rota em termos de custo-efetividade.

Em cada rodada de calibração, esses valores eram recalculados, sendo possível avaliar o déficit para o atingimento do *Net Zero*. A cada nova rodada, os setores priorizavam as tecnologias mais custo efetivas, ampliando sua aplicação com o objetivo de maximizar os resultados.

Nesse exercício, também foi observado como os setores se interligavam em termos de oferta e demanda de matéria-prima e energia. Para isso, o setor de energia ficou responsável por consolidar as demandas de combustível e eletricidade dos demais setores, avaliando, em seguida, a viabilidade de suprimento a partir das diferentes tecnologias disponíveis. Além disso, considerou-se a possibilidade do fornecimento de matéria-prima oriunda do setor de AFOLU para a produção de biocombustíveis. É importante destacar que este estudo adotou uma abordagem de sistema aberto para Minas Gerais. Isso significa que, caso o estado não consiga gerar todo o biocombustível necessário para suprir a demanda dos setores, isso não representará uma limitação para a adoção da tecnologia, já que a oferta poderia vir de outros estados. Da mesma forma, caso a oferta de uma determinada fonte de energia seja maior do que a demanda interna, essa fonte poderia ser utilizada por outros estados, contribuindo para a descarbonização em âmbito nacional.

Resultados

Apesar dos esforços nas aplicações das tecnologias, ao fim do período, o Cenário Rota resulta em uma emissão residual de 36,8 MtCO₂e, o que impede o cumprimento do compromisso *Race to Zero* aderido pelo estado. Embora a meta *Net Zero* não tenha sido alcançada, o Cenário Rota projeta para 2050 uma redução significativa de 75% em relação ao ano-base



2023, em contraste com o Cenário Base, que aponta um aumento de 16% no mesmo período. A contribuição para a redução das emissões variou entre os setores de acordo com a disponibilidade das tecnologias.

O setor de energia apresentou o maior potencial de redução líquida ao fim do período, registrando emissões líquidas 722% menores em relação ao ano-base 2023. Embora seja o setor menos intensivo em emissões, destaca-se pelo elevado potencial de remoção de emissões, especialmente por meio de tecnologias de captura de carbono aplicadas à produção de biocombustíveis. Em 2050, o setor atinge cerca de $-20 \text{ MtCO}_2\text{e}$ em emissões líquidas, contribuindo de maneira significativa para o atingimento do resultado.

A produção de bioenergia com captura de carbono (BECCS) é atualmente a única tecnologia de remoção de dióxido de carbono que também permite a geração de energia. Ao longo do ciclo de vida da biomassa, as plantas absorvem o CO_2 da atmosfera durante o crescimento, e a tecnologia de BECCS assegura que esse carbono não seja liberado novamente durante o processo de conversão da biomassa em energia (FAJARDY; GREENFIELD, 2024). Essa tecnologia é uma ação conjunta entre os setores de AFOLU (plantio/replanteio) e energia (instalação dos equipamentos). Nesse sentido, regiões com forte vocação para bioenergia, como Minas Gerais, destacando-se pelo seu expressivo setor sucroenergético, apresentam alto potencial para a implementação de projetos de BECCS. Trata-se de uma tecnologia amplamente promovida em diversos planos globais de descarbonização, como o *Roadmap* para o *Net Zero* global do setor de energia (IEA, 2021).

Além do setor de energia, o setor de AFOLU incorpora tecnologias com mecanismos diretos de remoção de emissões. Entretanto, o balanço entre as reduções de emissões e as remoções não é suficiente para atingir as emissões líquidas zero, resultando em um saldo positivo ao fim do período. No entanto, o setor apresentou uma redução expressiva de 79,6% nas emissões líquidas em comparação ao ano-base de 2023.

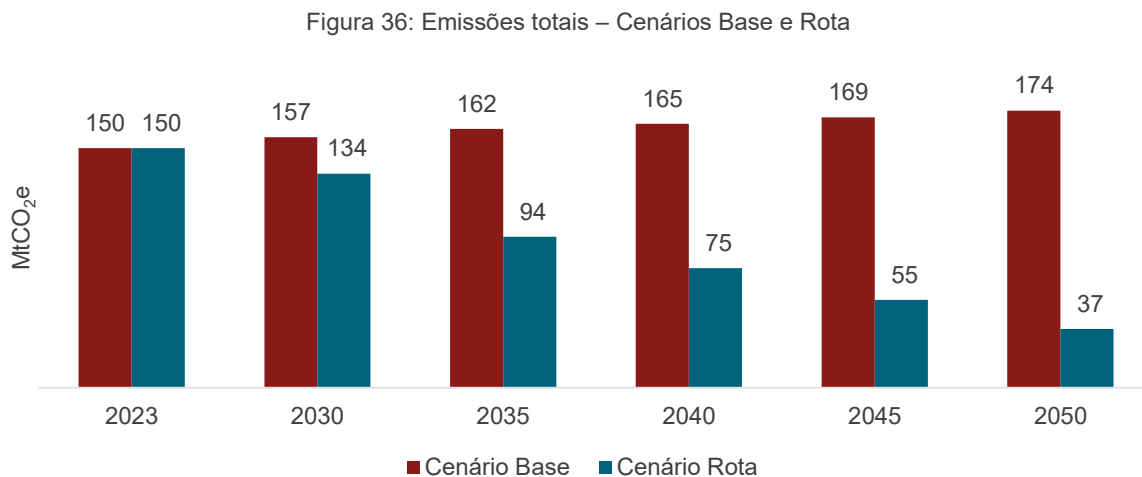
O setor de transporte não possui mecanismos diretos de remoção de emissões. No entanto, algumas tecnologias aplicadas no Cenário Rota envolvem o uso de biocombustíveis, que podem contribuir indiretamente para a redução de emissões. Caso a produção desses biocombustíveis esteja associada ao uso de BECCS, há uma contribuição indireta para a remoção de emissões, que são capturadas no setor de energia. Portanto, as tecnologias aplicadas no Cenário Rota possibilitam uma redução de 50% das emissões do setor de transporte.

Por fim, o setor de indústria apresenta uma redução de emissões menos expressiva em comparação com os demais setores, atingindo 21% em relação ao ano-base. Isso se deve a alguns fatores característicos do setor: primeiramente, a indústria brasileira tem um alto nível de renovabilidade na matriz energética quando comparada a outros países; em segundo lugar, os investimentos iniciais necessários à readequação das plantas industriais são elevados,



dificultando o atingimento de reduções mais robustas; por fim, há uma diversidade de processos produtivos, que demandam soluções complexas para a descarbonização.

A Figura 36 apresenta as emissões do Cenário Base e Cenário Rota.



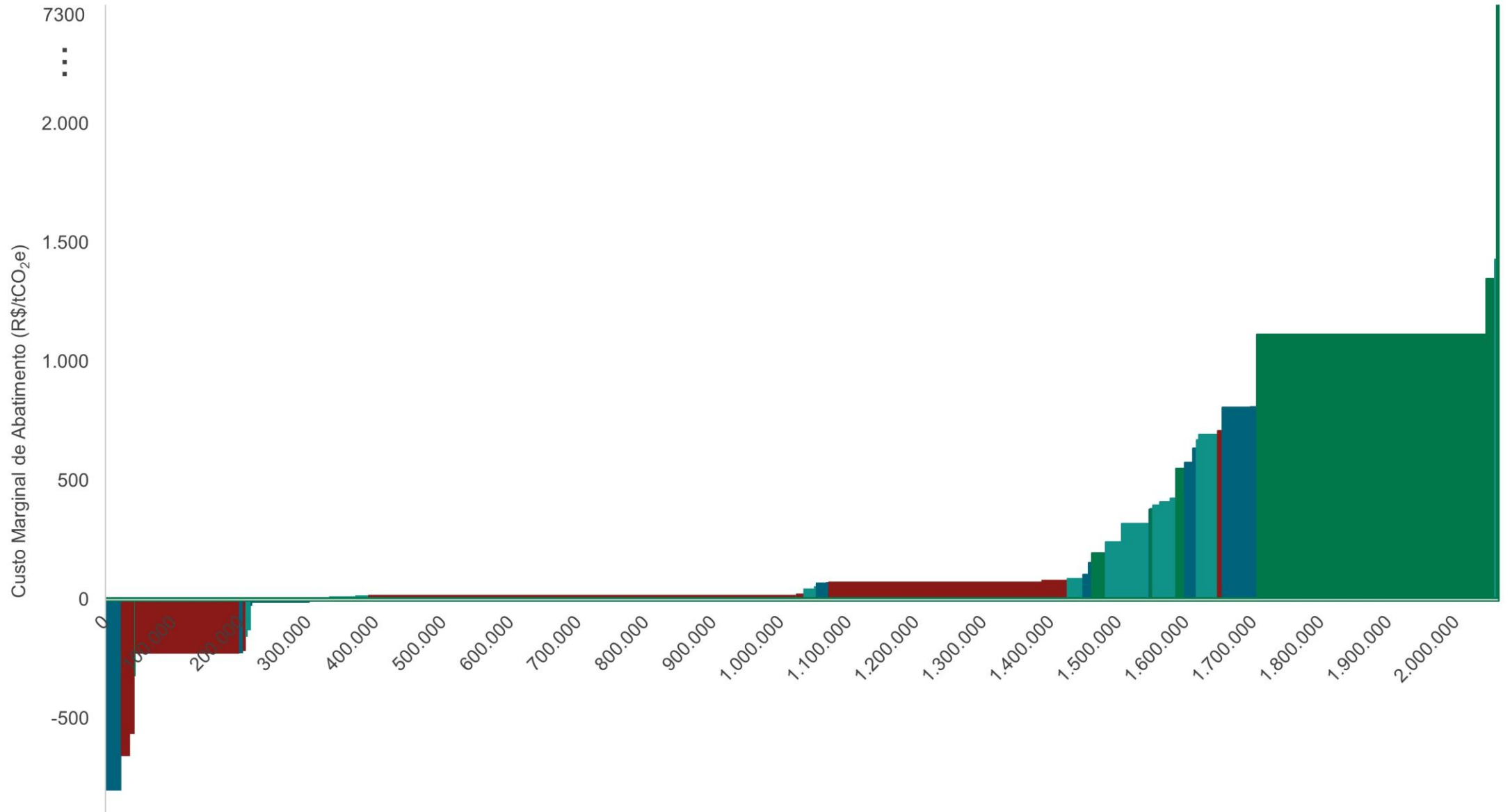
Fonte: Elaboração própria.

Todos os setores avaliaram a custo-efetividade das tecnologias propostas por meio da MACC. A soma dos VPLs de todas as tecnologias consideradas na MACC indica que o custo de atingimento do Cenário Rota é de 512 bilhões de reais, uma média de 20 bilhões de reais por ano a partir de 2026.

A Figura 37 apresenta o resultado consolidado da MACC. Nota-se que todos os setores possuem tecnologias com custos marginais de abatimento positivos e negativos. No setor de energia, apenas uma tecnologia apresentou custo marginal de abatimento negativo e, de um modo geral, o setor apresenta os custos mais elevados. As tecnologias propostas para esse setor estão, em sua maioria, associadas à introdução de novos equipamentos na fronteira tecnológica, como captura de carbono e plantas de biometano. Apesar do custo elevado, o setor demonstra um potencial expressivo de abatimento de emissões, apresentando remoções de CO₂ como resultado.



Figura 37: Curva MAC – Cenário Rota



- Indústria: eficiência energética – química
- AFOLU: melhoramento genético de bovinos
- Transporte: eletrificação total de veículos leves
- Indústria: eficiência energética – cimento
- Energia: medidas de eficiência
- AFOLU: uso agrícola de biocarvão
- Indústria: eficiência energética – ferro-gusa e aço
- AFOLU: floresta plantada
- Transporte: aumento do uso de biodiesel em caminhões
- AFOLU: recuperação de pastagens
- Transporte: eletrificação total de ônibus
- Indústria: carvão vegetal – ferro-gusa e aço
- Energia: CCS
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis – mineração
- Transporte: caminhões a GNV/biometano
- Indústria: redução direta a gás natural – ferro-gusa e aço
- Transporte: uso de HVO em ônibus
- Indústria: CCS – cimento
- Transporte: eletrificação total de caminhões
- Energia: cogeração biodiesel
- AFOLU: Fixação Biológica de Nitrogênio (FBN)
- Transporte: eletrificação parcial de veículos leves
- AFOLU: manejo de resíduos agropecuários com biodigestores
- AFOLU: manejo adequado de fertilizantes nitrogenados
- AFOLU: manejo nutricional de bovinos
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis – cimento
- Transporte: aumento do uso de biodiesel em ônibus
- Indústria: EAF – ferro-gusa e aço
- Transporte: mudança de modal
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis – outras indústrias
- Indústria: CCS – ferro-gusa e aço
- Energia: bioCCS Biometano
- Transporte: substituição do querosene de aviação por SAF
- AFOLU: aditivos alimentares
- Energia: bioCCS etanol
- Energia: baterias
- AFOLU: Sistema Plantio Direto (SPD)
- AFOLU: sistemas integrados ILP e ILPF
- Indústria: eficiência energética – mineração
- Transporte: aumento no uso de etanol em veículos leves
- AFOLU: redução do desmatamento ilegal
- Indústria: aditivo ao clínquer – cimento
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis – ferroligas
- Indústria: eficiência energética – outras indústrias
- AFOLU: restauração florestal
- Indústria: eficiência energética – ferroligas
- Energia: biometano
- Transporte: caminhão a hidrogênio
- Indústria: redução direta a H2 – ferro-gusa e aço
- Transporte: ônibus a GNV/biometano
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis – química
- Transporte: uso de HVO em caminhões
- Energia: gás natural
- Energia: usinas reversíveis

Fonte: Elaboração própria.



INVEST
MINAS

WAY
CARBON

Cenário Rota+

Metodologia e premissas

Considerando que as premissas utilizadas no Cenário Rota não foram suficientes para o atingimento da meta *Net Zero*, foram avaliados esforços adicionais voltados à intensificação da redução e remoção de emissões. Para isso, foi realizada uma nova rodada de calibração intersetorial, adotando níveis de aplicação mais ambiciosos do que aqueles utilizados em outros estudos ou adicionais aos planos regulatórios. Esse exercício resultou no Cenário Rota+. Ressalta-se que, exceto pela tecnologia CCS no subsetor intitulado “outras indústrias”, o Cenário Rota+ não incluiu tecnologias diferentes daquelas do Cenário Rota. Além disso, as tecnologias que não puderam ser anteriormente incluídas na MACC devido à escassez de dados também não foram incluídas no Cenário Rota+.

As seções a seguir apresentam os esforços adicionais por cada setor para a construção desse cenário voltado à neutralidade climática.

Setor de transporte

No setor de transporte, o aumento da aplicação das tecnologias ocorreu em três dos quatro grupos:

1. sistemas de propulsão alternativos;
2. troca da fonte de energia para combustíveis convencionais alternativos e biocombustíveis convencionais;
3. troca da fonte de energia para biocombustíveis avançados.

No caso dos veículos leves, o Cenário Rota já considerava uma aplicação expressiva para o consumo de etanol hidratado, atingindo 80% do consumo em veículos leves e comerciais leves ciclo Otto. Para o Cenário Rota+, foi considerado um aumento dessa participação, para 90% - Os 10% restantes correspondem ao consumo de gasolina em veículos importados que não dispõem da tecnologia *flex*. A mistura de etanol anidro na gasolina não foi alterada, visto que já representava o limite regulatório.

Assim como no Cenário Rota, o Cenário Rota+ considera um encerramento das vendas de veículos leves a combustão em 2045, de modo que até 2050 a frota seja composta majoritariamente por veículos eletrificados. A diferença entre os dois cenários está na participação dos Veículos Híbridos (HEVs, na sigla em inglês) e Veículos Elétricos a Bateria (BEVs, na sigla em inglês). Enquanto no Cenário Rota a participação desses veículos ao fim do período é a mesma (50%), no Cenário Rota+, além do licenciamento mais acelerado, os veículos BEVs, que não geram emissões no uso, ganham maior participação, chegando a 60% em 2050, enquanto os HEVs correspondem a 40%.



Com relação aos veículos que utilizam diesel, o Cenário Rota previa um aumento na participação do biodiesel alinhado aos limites superiores da regulamentação do programa Combustível do Futuro, atingindo 25% da composição do combustível. Ademais, considerava-se uma participação de 30% de *Hydrotreated Vegetable Oil* (HVO). No Cenário Rota+, a participação do biodiesel foi mantida seguindo a regulamentação, enquanto a participação do HVO foi ampliada, chegando em 50%. O aumento do HVO é facilitado devido à sua semelhança estrutural (hidrocarbonetos) em relação ao combustível fóssil, o que permite seu uso sem perdas de eficiência ou necessidade de ajustes nos motores. Entretanto, existe um desafio de disponibilidade desses biocombustíveis, que precisará ser superado para viabilizar o atingimento do *Net Zero*.

Ademais da substituição de combustíveis, o Cenário Rota+ revisou a participação de sistemas de propulsão alternativos para os veículos pesados, com vistas para o atingimento do *Net Zero*. Nesse contexto, é necessário que, até 2050, a frota não conte mais com veículos ciclo diesel. Para os ônibus, há um aumento na participação de modelos elétricos e movidos a Gás Natural Veicular (GNV)/biometano em comparação ao Cenário Rota. No caso de caminhões, adicionalmente a essas duas tecnologias, a rota com hidrogênio apresenta um aumento da participação. Especificamente para os veículos movidos a GNV/biometano, além do aumento da frota com essa tecnologia, houve um aumento da participação do biometano na composição do combustível, chegando a 100% no fim do período.

Cabe ressaltar que, ademais dessas tecnologias que já estão consolidadas para terem seus custos e reduções calculados, existem tecnologias disruptivas, conforme descritas na seção “Tecnologias não incluídas na MACC”. Elas podem auxiliar no atingimento do *Net Zero* e devem ser monitoradas, com sua evolução sendo avaliada ao longo do tempo.

Setor de indústria

No Cenário Base, a indústria de Minas Gerais representa, aproximadamente, 20% das emissões de GEE, ficando atrás de AFOLU, que concentra cerca de metade das emissões do estado. Apesar de responder por uma parcela menor, o setor industrial enfrenta um grande desafio de reduzir suas emissões e alcançar a meta *Net Zero*. Isso se deve a uma elevada participação da renovabilidade na matriz energética, aos elevados investimentos necessários à readequação das plantas e à diversidade de produtos e processos que caracterizam o setor industrial, os quais demandam soluções complexas para mitigar suas emissões de GEE.

No Cenário Rota, as tecnologias de mitigação concentraram-se no uso de eficiência energética, substituição de combustíveis e inserção de tecnologias ainda em desenvolvimento, como o hidrogênio na fabricação de aço e a captura de carbono. Esse conjunto de medidas permitiu uma redução de 21% em relação ao ano-base e 46% em relação ao Cenário Base. No entanto, para o atingimento do *Net Zero* até 2050, o setor necessita de esforços adicionais para atingir esse objetivo.



Nesse sentido, o Cenário Rota+ intensificou a aplicação das tecnologias com alto potencial de mitigação e espaço para crescimento, contribuindo para uma redução adicional de 17 MtCO₂e em 2050, o que resultou na descarbonização do setor em um nível de 73% em relação ao ano-base 2023.

No Cenário Rota+, a tecnologia de hidrogênio assumiu um papel mais relevante. Enquanto no Cenário Rota a redução direta com hidrogênio foi responsável por mitigar 16 MtCO₂e no período, no cenário mais ambicioso, esse valor foi ampliado para 55 MtCO₂e, cerca de 3 vezes maior. O uso de captura de carbono (CCS, na sigla em inglês) também teve um papel relevante, contribuindo com o abatimento de 61 MtCO₂e no Cenário Rota+, um valor 4 vezes maior do que foi estimado no Cenário Rota. Além dessas medidas, a substituição de combustíveis foi ampliada nos demais segmentos industriais, refletindo o esforço adicional para que o setor contribua de forma efetiva para o atingimento do *Net Zero*, no âmbito do compromisso *Race to Zero*.

Esse esforço adicional amplia os desafios que a indústria de Minas Gerais deverá enfrentar. Em primeiro lugar, os investimentos necessários serão mais elevados, uma vez que o setor passará a depender mais de tecnologias com alto custo, como a redução direta com hidrogênio (411 R\$/tCO₂e) e CCS (que varia entre 281,31 e 1.891 R\$/tCO₂e, dependendo do subsetor). Ademais dos investimentos diretos nas tecnologias, ambas requerem uma infraestrutura de transporte complexa que deverá ser desenvolvida para viabilizar seu uso pelo setor. De igual modo, é importante destacar que essas são tecnologias ainda estão em processo de desenvolvimento, o que destaca o papel central de investimento em pesquisa para torná-las viáveis e disponíveis para o setor atingir seus compromissos climáticos.

Setor de AFOLU

Ao observar o ano-base 2023, nota-se que o setor de AFOLU, responsável por cerca de 60% das emissões de GEE de Minas Gerais, apresenta também grandes oportunidades de mitigação no contexto do compromisso *Race to Zero*. AFOLU é o único setor capaz de promover remoções de origem biogênica, por meio de alterações no manejo da produção agrícola e pecuária, bem como pelo incremento de áreas de vegetação nativa e de silvicultura, o que contribui para a redução nas emissões líquidas.

Uma das principais premissas do Cenário Rota para o setor de AFOLU foi partir do planejamento setorial estadual, o Plano ABC+ MG (MINAS GERAIS, 2022), e da legislação ambiental vigente, incluindo o Código Florestal Brasileiro (BRASIL, 2012), a Lei da Mata Atlântica (BRASIL, 2006) e o Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento e das Queimadas no Bioma Cerrado (PPCerrado) (BRASIL, 2010), entre outros, para aplicação das tecnologias dentro do horizonte necessário (2025-2050). Entretanto, ao fim do período, o setor de AFOLU alcançou apenas 79,6% da redução das emissões líquidas necessária para o atingimento do *Net Zero* em 2050, indicando que esforços adicionais serão necessários.



Uma vez que algumas tecnologias ainda apresentavam um potencial para crescimento, sua aplicação foi intensificada no Cenário Rota+, para que, em alinhamento aos demais setores, se alcançasse a descarbonização necessária para o atingimento do *Net Zero* de Minas Gerais. Esse esforço resultou em uma redução adicional de 15,1 MtCO₂e em 2050, elevando a descarbonização ao patamar de 96,5% em relação às emissões líquidas do ano-base 2023.

Assim como no Cenário Rota, no Cenário Rota+, a restauração florestal e o combate ao desmatamento foram as soluções responsáveis por reduzir grande parte das emissões totais do setor de AFOLU em 2050, sendo responsáveis por cerca de 60% em relação ao ano-base. Essas duas medidas se consagraram como as principais alavancas para a descarbonização do setor, a um custo de 75,1 R\$/tCO₂e e 6,7 R\$/tCO₂e, respectivamente. Adicional, as tecnologias de sistemas integrados ILP e ILPF, intensificação da pecuária e manejo nutricional e melhoramento genético de bovinos também apresentaram reduções expressivas nas emissões, contribuindo com o resultado do Cenário Rota+.

Esse desempenho foi alcançado por meio da restauração de 1,5 vez mais hectares de pastagens degradadas do que o previsto com o Plano ABC+ MG, de forma a restaurar todo o passivo ambiental atual de mais de 3 milhões de hectares em imóveis rurais. Com relação ao desmatamento, a estratégia adotada para o Cenário Rota+ foi a erradicação do desmatamento em Minas Gerais em todos os biomas, independentemente de sua legalidade, diferentemente do Cenário Rota, no qual foi avaliado a erradicação exclusivamente do desmatamento ilegal. Essa abordagem parte da premissa de uma agropecuária mais intensiva e inovadora no futuro, que propiciará a expansão de produção por meio de uma maior produtividade, sem a necessidade de abertura de novas áreas. Sendo assim, a estratégia do Cenário Rota+ está em linha com os compromissos nacionais, visto que, segundo a publicação do Observatório do Clima (2024) sobre a NDC brasileira, erradicar o desmatamento³⁴, ilegal e legal, é essencial para alcançar a meta de limitar o aquecimento global em 1,5 °C.

Para a concretização desses resultados, serão necessários investimentos na ordem de R\$ 39,9 bilhões, que, em contrapartida trarão o retorno de R\$ 94,3 bilhões, gerando um lucro líquido para o setor de AFOLU de 54,4 bilhões.

Setor de energia

Como mencionado, a avaliação das tecnologias no setor de energia considerou não apenas a redução de emissões no setor, mas também buscou reduzir o déficit entre a oferta e a

³⁴ O Observatório do Clima (2024) propõe o fim do desmatamento no Brasil, mas ressalta que ainda seria possível uma supressão residual de vegetação nativa no país de, no máximo, 1.000 quilômetros quadrados ao ano por intervenções de interesse social ou de utilidade pública, declinando ainda mais após 2035.



demanda de fontes energéticas. Na análise, foi identificado que a eletricidade gerada a partir de fontes renováveis ultrapassava a demanda necessária em Minas Gerais. Porém, em relação ao que diz respeito à produção de biocombustíveis, observou-se um déficit na disponibilidade de matéria-prima oriunda do setor de AFOLU, como cana-de-açúcar e soja, em relação à demanda de biocombustíveis necessários aos setores de indústria e transporte nos Cenários Rota e Rota+. Diante da limitação de insumos para ampliar a produção de biocombustíveis e considerando que as principais tecnologias necessárias para mitigar as emissões na geração de eletricidade e em refino de petróleo já haviam sido aplicadas, o setor de energia passou a apresentar um espaço reduzido para variações nas aplicações tecnológicas.

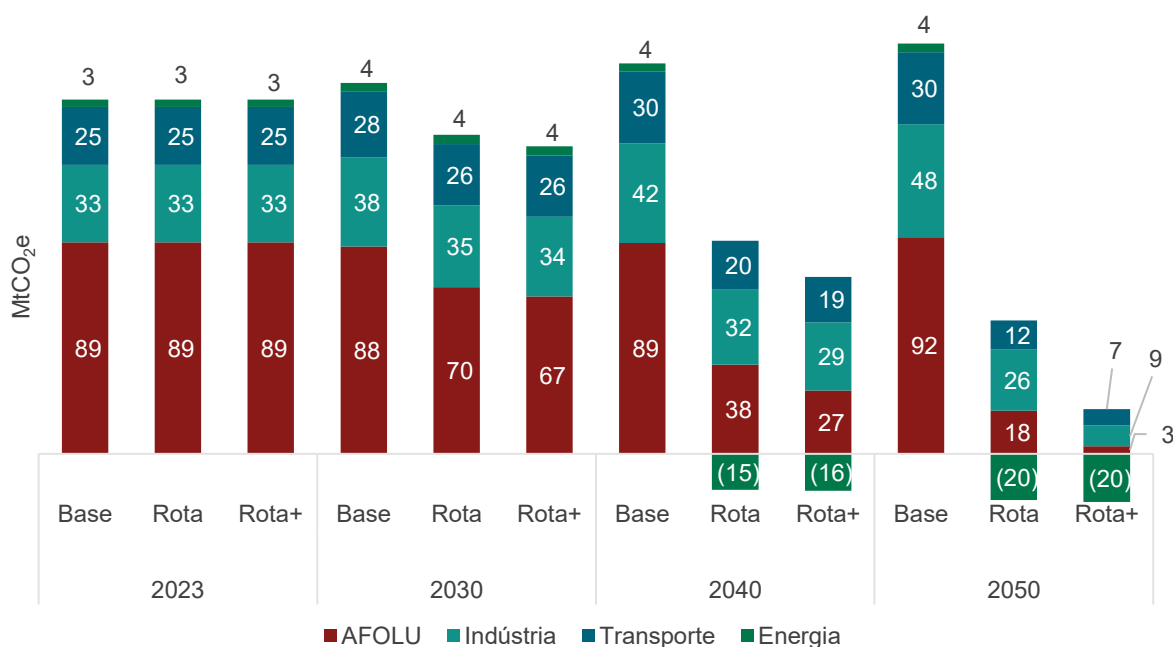
Ainda assim, foi identificada uma possibilidade de aumento no uso de biometano. No Cenário Rota, esse combustível foi destinado à descarbonização da indústria, do transporte e da refinaria de petróleo Refinaria Gabriel Passos (Regap). Entretanto, observou-se que a quantidade de biometano produzido em Minas Gerais não foi suficiente para atender à demanda necessária desses setores, e limitação ocorreu na Regap, que teve 60% da demanda atendida pelo gás renovável, e os outros 40% por gás natural. Já o Cenário Rota+ considerou a substituição de 100% do gás natural por biometano na Regap, adotando que 40% dessa demanda deva ser suprida por produção fora do estado, devido à insuficiência da oferta estadual. A substituição total do gás natural por biometano também impacta o projeto de Captura de carbono na Regap, reduzindo o potencial de mitigação do CCS, considerando que o combustível fóssil já foi descarbonizado com a substituição por fonte renovável.

Resultados

Os esforços setoriais no aumento das aplicações das tecnologias resultam em um cenário de atingimento de *Net Zero*. O Cenário Rota+ resulta em -1,4 MtCO_{2e}, ou seja, as remoções ultrapassam as emissões. A Figura 38 apresenta a comparação entre os três cenários e a contribuição de cada setor.



Figura 38: Comparação das emissões por cenário e setor



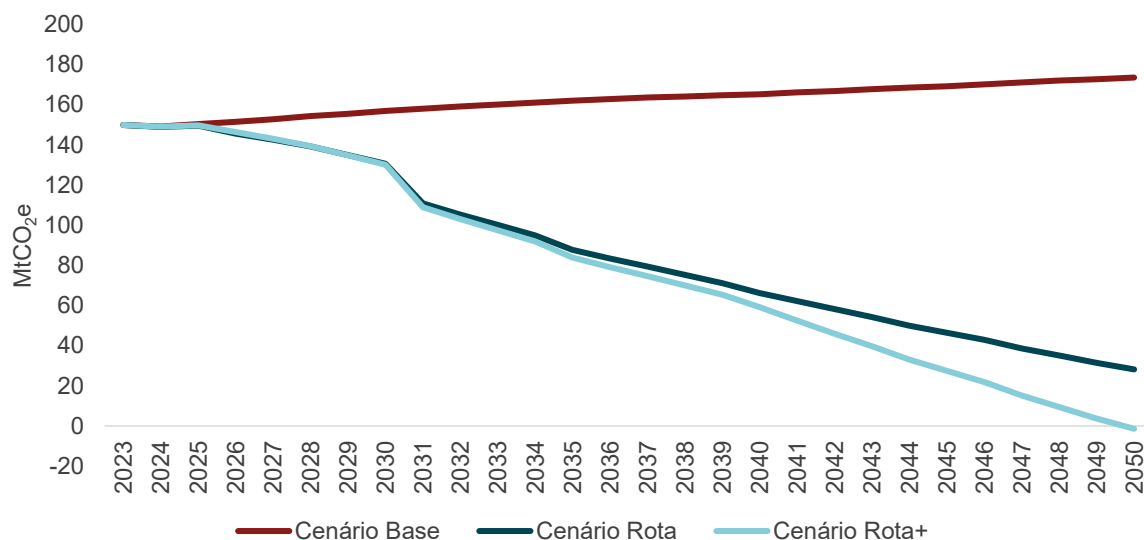
Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que esforços adicionais foram implementados em todos os setores. As alterações nas aplicações das tecnologias em AFOLU resultaram em uma redução de 96% das emissões do setor em 2050, em relação ao ano-base. O setor de indústria intensificou a aplicação de projetos com custo marginal de abatimento elevado e atingiu uma redução de 73%. O setor de transporte apresentou uma redução de 72% no mesmo período. Com relação ao setor de energia, que já havia intensificado suas reduções no Cenário Rota para atender ao máximo as demandas setoriais, não apresentou se verificou uma redução adicional significativa. Não obstante, ele permaneceu como o setor com o maior potencial de redução das emissões.

As emissões totais nos três cenários são apresentadas na Figura 39.



Figura 39: Emissões totais por cenário



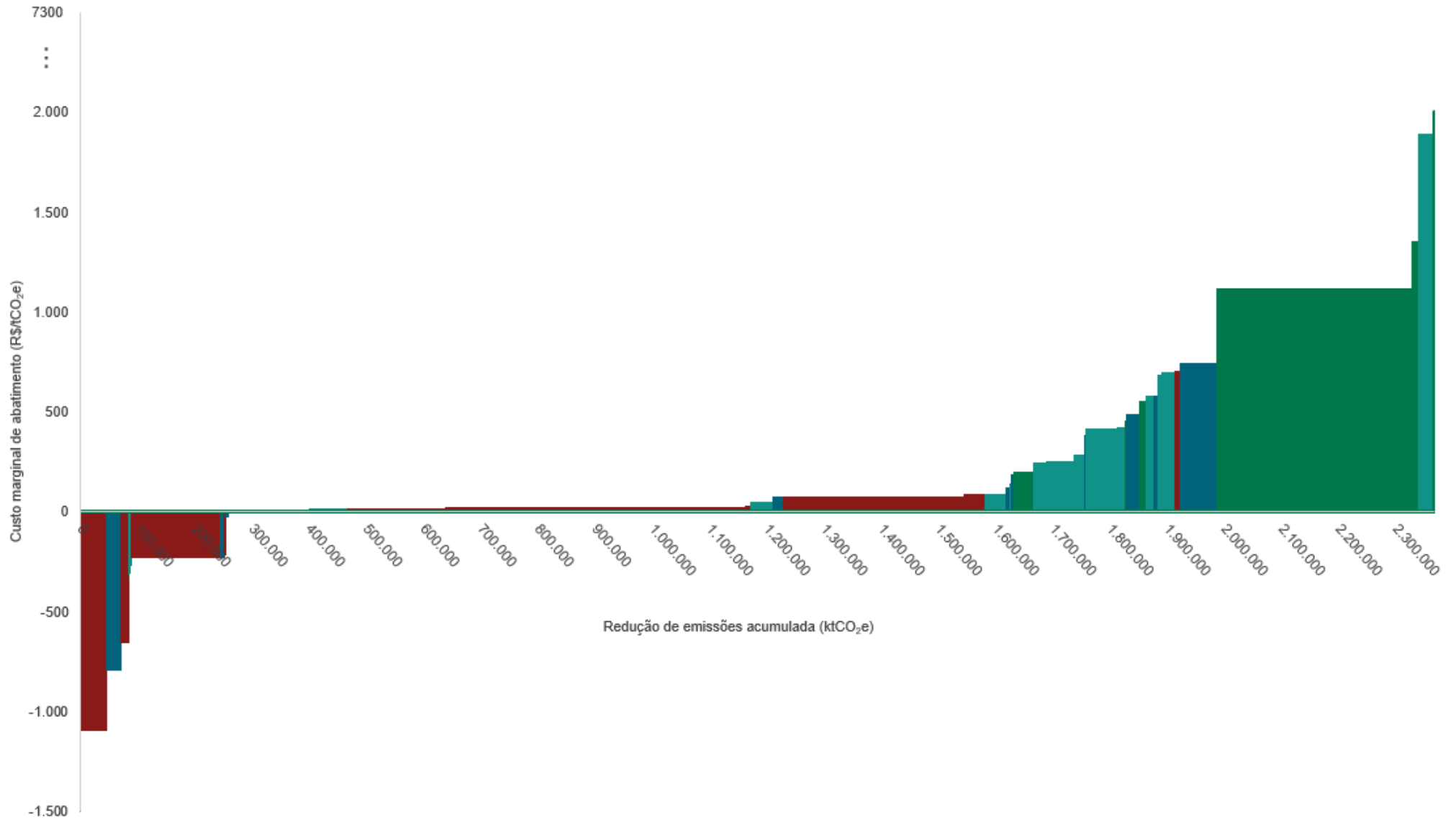
Fonte: Elaboração própria.

Importante destacar que, conforme apresentado na seção anterior, o atingimento do *Net Zero* no Cenário Rota+ está associado a aplicações expressivas das tecnologias avaliadas em níveis acima do que é esperado. O aumento da aplicação reflete também em um aumento do custo de atingimento do Cenário Rota+ de 8% em relação ao cenário Rota. A Figura 40 apresenta a MACC para o Cenário Rota+.

Nota-se ainda que o aumento da aplicação das tecnologias pode alterar seu posicionamento na MACC em relação às demais. Apesar desse aumento impactar tanto o VPL, quanto o potencial de redução de emissões, essas variações não ocorrem em uma proporção linear. Esse comportamento é observado em diversas tecnologias, por exemplo, o melhoramento genético, que era a segunda tecnologia mais custo efetiva no Cenário Rota e passou para a quarta posição no Cenário Rota+. Já a eletrificação de caminhões, que ocupava a quarta posição, avançou para a segunda posição nesse novo cenário.



Figura 40: Curva MAC – Cenário Rota+



- Indústria: eficiência energética - química
- AFOLU: Sistema Plantio Direto (SPD)
- Indústria: eficiência energética - mineração
- AFOLU: Fixação Biológica de Nitrogênio (FBN)
- Energia: medidas de eficiência
- AFOLU: manejo adequado de fertilizantes nitrogenados
- AFOLU: intensificação da pecuária e manejo nutricional de bovinos
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis - cimento
- AFOLU: restauração florestal
- Indústria: EAF - ferro-gusa e aço
- Indústria: eficiência energética - outras indústrias
- Indústria: carvão vegetal - ferro-gusa e aço
- Transporte: caminhão a hidrogênio
- Energia: CCS
- Energia: BioCCS biometano
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis - química
- Transporte: uso de HVO em caminhões
- Energia: gás natural
- AFOLU: melhoramento genético de bovinos
- Energia: cogeração biodiesel
- AFOLU: sistemas integrados ILP e ILPF
- Transporte: eletrificação parcial de veículos leves
- AFOLU: manejo de resíduos agropecuários com biodigestores
- Indústria: aditivo ao clínquer - cimento
- AFOLU: uso agrícola de biocarvão
- Transporte: aumento do uso de biodiesel em caminhões
- AFOLU: recuperação de pastagens
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis - ferroligas
- Transporte: mudança de modal
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis - outras indústrias
- Indústria: redução direta a H2 - ferro-gusa e aço
- Transporte: ônibus a GNV/biometano
- Indústria: substituição de combustíveis fósseis - mineração
- Indústria: redução direta a gás natural - ferro-gusa e aço
- Transporte: uso de HVO em ônibus
- Indústria: CCS - cimento
- Transporte: eletrificação total de caminhões
- Indústria: eficiência energética - cimento
- Transporte: eletrificação total de veículos leves
- Transporte: aumento no uso de etanol em veículos leves
- AFOLU: redução do desmatamento
- Indústria: eficiência energética - ferro-gusa e aço
- AFOLU: floresta plantada
- Transporte: aumento do uso de biodiesel em ônibus
- Indústria: eficiência energética - ferroligas
- Transporte: eletrificação total de ônibus
- Energia: biometano
- Indústria: CCS - outras indústrias
- Indústria: CCS - ferro-gusa e aço
- Transporte: caminhões a GNV/biometano
- Transporte: substituição do querosene de aviação por SAF
- AFOLU: aditivos alimentares
- Energia: BioCCS etanol
- Energia: baterias

Fonte: Elaboração própria.



INVEST
MINAS

WAY
CARBON

A Tabela 23 apresenta a variação, entre os cenários, na aplicação das tecnologias, no custo marginal de abatimento, no VPL e na redução de emissões.

O desafio de alcançar as emissões líquidas zero não é exclusivo de Minas Gerais. Os cenários *Net Zero* da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês) também evidenciam essa dificuldade (IEA, 2023). Segundo o relatório, 35% da redução de emissões está concentrada em tecnologias ainda em desenvolvimento (IEA, 2023). Nota-se, porém, que, na versão anterior deste relatório, esse número era ainda mais expressivo, representando metade da redução das emissões e indicando um importante avanço em termos de desenvolvimento e viabilização de tecnologias disruptivas (IEA, 2023).

Também no caso de Minas Gerais, além das tecnologias consideradas na análise, é natural esperar impactos decorrentes do desenvolvimento de novas soluções e do aprimoramento das tecnologias existentes. Nesse contexto, ganham destaques aquelas citadas na seção “Tecnologias não incluídas na MACC” dos relatórios de cada setor.

Diante disso, é fundamental que o Cenário Rota seja atualizado com alguma periodicidade. A inclusão tanto dos avanços tecnológicos quanto das novas expectativas setoriais permite direcionar de forma mais eficaz os esforços financeiros e políticos para o atingimento da meta *Net Zero* em Minas Gerais da forma mais custo efetiva.



Tabela 23: Comparação das tecnologias – Cenário Rota e Cenário Rota+

Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)
Transporte									
Transporte de passageiros									
Aumento do uso de etanol em veículos leves (G2)	Aumento da participação do etanol hidratado frente à gasolina C (% de venda/ano)	80,00	-11,49	0,97	84,75	90,00	-0,83	0,08	100,51
	Aumento da mistura regulamentada (% em volume) de etanol anidro na gasolina	35,00				35,00			
Eletrificação parcial de veículos leves (G1)	Maior participação no licenciamento de veículos novos por veículos híbridos flex (HEV) nas categorias de automóveis e comerciais leves.	50,00	-25,31	0,06	2,34	40,00	-25,51	0,06	2,43
Eletrificação total de veículos leves (G1)	Maior participação no licenciamento de veículos novos por veículos elétricos a bateria (BEV) nas categorias de automóveis e comerciais leves	50,00	-224,87	1,22	5,45	60,00	-226,18	1,52	6,74
Ônibus a biometano/GNV4 (G1)	Maior participação no licenciamento de veículos novos por ônibus com motores movidos a gás, queimando mistura de GNV e biometano	20,00	576,40	-1,24	2,16	25,00	483,77	-1,78	3,68



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})
Aumento do uso de biodiesel em ônibus (G2)	Aumento da mistura regulamentada (% em volume) de biodiesel no diesel comercial	25,00	72,18	-0,24	3,38	25,00	72,85	-0,24	3,26
Uso de HVO em ônibus (G3)	Aumento da mistura regulamentada (% em volume) de HVO no diesel comercial	30,00	809,69	-7,67	9,47	50,00	741,89	-8,93	12,04
Eletrificação total de ônibus (G1)	Maior participação no licenciamento de veículos novos por ônibus elétricos a bateria	70,00	106,84	-0,85	7,95	75,00	120,19	-0,85	7,08
Transporte de carga									
Aumento do uso de biodiesel em caminhões (G2)	Aumento da mistura regulamentada (% em volume) de biodiesel no diesel comercial	25,00	72,08	-1,07	14,82	25,00	72,72	-1,04	14,29
Uso de HVO em caminhões (G3)	Aumento da mistura regulamentada (% em volume) de HVO no diesel comercial	30,00	807,97	-33,62	41,61	50,00	740,49	-39,17	52,89
Caminhões a GNV/biometano4 (G1)	Maior participação no licenciamento de veículos novos por caminhões com motores movidos a gás, queimando mistura de GNV e biometano	30 (apenas semipesados e pesados)	577,04	-5,80	10,05	35,00	488,45	-8,58	17,56
Eletrificação total de caminhões (G1)	Maior participação no licenciamento de veículos novos por caminhões semileves e leves elétricos a bateria. Caminhões alocados para o	50,00	-801,32	18,20	22,72	50,00	-791,58	19,56	24,71



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})
	Transporte Urbano de Carga (TUC)								
Substituição do querosene de aviação por SAF	Aumento da mistura regulamentada (% em volume) de SAF no querosene de aviação	20,00	637,58	-3,15	4,94	100,00	579,40	-4,38	7,56
Mudança de modal (G4)	Transição do uso do modal rodoviário para o ferroviário (em % de TKU)	20,00	157,01	-0,78	4,96	20,00	184,52	-0,78	4,22
Caminhão a hidrogênio (G1)	Maior participação no licenciamento de veículos novos por caminhões semipesados e pesados a hidrogênio. Caminhões alocados para o transporte regional carga	10,00	379,30	-0,45	1,18	15,00	379,31	-0,67	1,76
AFOLU									
Pecuária de baixo carbono (G1)									
Melhoramento genético de bovinos	Seleção de características genéticas desejáveis para aumentar a produtividade do rebanho	100,00	-564,16	3,64	6,44	100,00	-1.091,49	49,89	45,71
Manejo nutricional de bovinos	Otimização da dieta do rebanho para ganhos de produtividade e redução do metano entérico	100,00	18,13	-2,56	141,22	100,00	14,03	-1,97	140,10



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)
Recuperação de pastagens degradadas	Utilização de práticas agrícolas para estabelecimento de forragem de boa qualidade	100,00	83,20	-3,16	38,00	100,00	83,20	-3,16	38,00
Aditivos alimentares	Administração de moléculas redutoras de metano entérico em rebanhos bovinos	70,00	710,70	-4,84	6,81	-70,00	703,70	-6,79	9,65
Agricultura de baixo carbono (G2)									
Sistema de Plantio Direto (SPD)	Manejo agrícola que promove plantio direto na palha e rotação de culturas	100,00	-656,49	8,58	13,07	100,00	-656,49	8,58	13,07
Fixação Biológica de Nitrogênio (FBN)	Utilização de bioinsumo para fertilização nitrogenada das culturas agrícolas	50,00	-215,01	0,83	3,88	53,30	-212,55	0,89	4,21
Manejo adequado de fertilizantes nitrogenados	Utilização de inibidores de nitrificação juntamente aos fertilizantes nitrogenados	40,00	8,47	-0,10	12,24	60,00	8,31	-0,20	23,55
Sistemas integrados ILP e ILPF	Manejo que combina atividades agrícolas, pecuárias e/ou florestais	100,00	-226,21	34,90	154,30	100,00	-226,21	34,90	154,30
Uso agrícola de biocarvão	Utilização de biomassa pirolisada (biocarvão) como condicionador de solo	33,00	8,13	-0,04	4,46	24,10	16,27	-0,53	32,68
Uso da Terra, Mudança de uso da Terra e Florestas (G3)									
Redução do desmatamento	Redução do avanço das atividades humanas sobre áreas de vegetação nativa	100,00 do desmatamento ilegal	7,01	-2,40	342,59	100,00 do desmatamento legal e ilegal	6,66	-3,20	481,20



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})
Restauração florestal	Recuperação da vegetação original de áreas desmatadas ou degradadas por atividades humanas	100,00	75,06	-23,70	315,78	100,00	75,06	-23,70	315,78
Iniciativas transversais (G4)									
Floresta plantada	Cultivo de espécies florestais comerciais	100,00	25,09	-0,27	10,62	100,00	25,09	-0,27	10,62
Manejo de resíduos agropecuários com biodigestores	Tratamento de dejetos animais em sistemas com biodigestão anaeróbia e captura e uso do biogás gerado	60,00	6,10	-0,06	9,73	100,00	6,25	-0,10	16,22
INDÚSTRIA									
Ferro-gusa e aço									
Forno a Arco Elétrico (EAF) (G2)	Aumento da produção de aço por meio de EAF	16,00	88,00	-2,07	23,47	20,00	88,00	-3,10	35,21
BF-BOF a carvão vegetal (G2)	Aumento da participação de BF-BOF a carvão vegetal na produção de aço	25,00	243,00	-5,71	23,45	25,00	243,00	-5,71	23,45
Redução direta a gás natural (RD-GN) (G2)	Aumento da participação de RD-GN na produção de aço	15,00	695,00	-19,33	27,81	12,00	695,00	-15,46	22,25
Redução direta a hidrogênio (RD-H2) (G3)	Aumento da participação de RD-H2 na produção de aço	10,00	411,00	-6,46	15,69	35,00	411,00	-22,60	54,91
Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) (G3)	Implementação de CCS na produção de aço	25,00	398,00	-4,15	10,43	65,00	419,00	-6,25	14,91



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})
Eficiência energética (G1)	Aumento na eficiência energética da produção de aço	12,00	17,00	-0,32	19,43	12,00	14,00	-0,20	14,63
Ferroligas									
Substituição de combustíveis (G2)	Aumento do uso de combustíveis alternativos de baixa emissão, como biometano, carvão vegetal e eletricidade, na produção de ferroligas	Eletricidade: 20	22,00	-0,02	0,98	Eletricidade: 30	104,00	-0,15	1,40
		Biometano: 5				Biometano: 8			
		Carvão vegetal: 55				Carvão vegetal: 52			
Eficiência energética (G1)	Aumento na eficiência energética da produção de ferroligas	8,00	96,00	-0,01	0,16	10,00	85,00	-0,01	0,14
Cimento									
Substituição de combustíveis (G2)	Aumento do uso de combustíveis alternativos de baixa emissão, como eletricidade, carvão vegetal e outras biomassas, na produção de cimento	Eletricidade: 15	46,00	-0,71	15,44	Eletricidade: 15	45,00	-1,73	38,30
		Carvão vegetal: 25				Carvão vegetal: 25			
		Outras biomassas: 30				Outras biomassas: 39			
Eficiência energética (G1)	Aumento na eficiência energética da produção de cimento	9,00	-128,00	0,63	4,94	9,00	-306,00	0,71	2,30



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO _{2e})	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO _{2e})
Adições ao clínquer (G1)	Redução da razão clínquer/cimento	30,00	14,00	-0,55	38,68	40,00	11,00	-0,55	51,56
Captura e Armazenamento de Carbono (CCS) (G3)	Implementação de CCS na produção de cimento	9,00	1.431,00	-6,15	4,30	75,00	1.891,00	-51,26	27,10
Química									
Substituição de combustíveis (G2)	Aumento do uso de combustíveis alternativos de baixa emissão, como eletricidade e biometano, na indústria química	Eletricidade: 65	673,00	-2,72	4,04	Eletricidade: 70	682,00	-4,64	6,81
		Biometano: 15				Biometano: 25			
Eficiência Energética (G1)	Aumento na eficiência energética da indústria química	12,00	-1.206,00	0,78	0,65	12,00	-2.549,00	0,88	0,35
Mineração									
Substituição de combustíveis (G2)	Aumento do uso de combustíveis alternativos de baixa emissão, como eletricidade e biometano, na mineração	Eletricidade: 60	426,00	-3,31	7,78	Eletricidade: 60	578,00	-7,15	12,36
		Biometano: 7				Biometano: 18			
Eficiência energética (G1)	Aumento na eficiência energética da mineração	10,00	-154,00	0,39	2,51	10,00	-266,00	0,54	2,04
Outras Indústrias									
Substituição de combustíveis (G2)	Aumento do uso de combustíveis alternativos de baixa emissão, como eletricidade, lenha e	Eletricidade: 45	321,00	-13,20	41,15	Eletricidade: 43	248,00	-11,54	46,49
		Lenha: 17				Lenha: 20			



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)
	biometano, na produção de outras indústrias	Biometano: 4				Biometano: 8			
Eficiência energética (G1)	Aumento na eficiência energética da produção de outras indústrias	8,00	56,00	-0,17	3,09	8,00	136,00	-0,36	2,66
Captura e Armazenamento de Carbono (CCS)	Implementação de CCS na produção de outras indústrias	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	75,00	281,00	-5,28	18,76
ENERGIA									
Eletricidade (G1)									
Expansão da geração hidrelétrica – Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR)	Aumento da geração hidrelétrica por UHR, substituindo usinas térmicas fósseis	73	7.262,00	-15,61	2,15	73,00	7.262,00	-15,61	2,15
Implementação de sistemas de armazenamento de energia em bateria em alta tensão – BESS	Armazenamento de energia em baterias em larga escala, substituindo térmicas fósseis e compensando a intermitência das fontes renováveis	27	2.000,00	-1,29	0,65	27,00	2.000,00	-1,29	0,65
Refino de petróleo (G2)									
Medidas de eficiência energética	Implementação de medidas de eficiência energética nas seguintes unidades da Regap: UDA, FCC e UCR	100	2,70	-0,01	2,74	100	2,70	-0,01	2,74
Gás natural em substituição do óleo combustível	Substituição do óleo combustível utilizado na Regap para o gás natural	100	1.349,00	-17,95	13,30	100,00	1.349,01	-17,95	13,30



Tecnologia e Grupo (G)	Descrição	Cenário Rota				Cenário Rota +			
		Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)	Premissa considerada (%)	Custo marginal de abatimento (BRL/ tCO ₂ e)	VPL (10 ⁹ R\$)	Mitigação acumulada (MtCO ₂ e)
Biometano em substituição do gás natural	Substituição gradual (até 60%) do gás natural utilizado na refinaria para o biometano	60	197,00	-4,00	20,28	100	197,21	-6,66	33,80
Captura de carbono nas unidades de FCC e UGH	Captura e armazenamento de carbono nas seguintes unidades da Regap: FCC e UGH	59 (FCC)	381,00	-1,63	4,28	59 (FCC)	453,73	-1,40	3,10
		99 (UGH)				99 (UGH)			
Produção de biocombustíveis (G3)									
Sistemas de cogeração em usinas de biodiesel	Instalação de sistemas de cogeração com utilização de resíduos agroflorestais em usinas de produção de biodiesel	100	-320,00	0,46	1,43	100	-320,00	0,46	1,43
Captura de carbono nas usinas de cogeração a bagaço de cana	Captura e armazenamento de carbono biogênico nas usinas de cogeração a bagaço de cana para produção de etanol	64	1.116,00	-378,52	339,23	64	1.116,00	-378,52	339,23
Captura de carbono na produção de biometano	Captura e armazenamento de carbono biogênico no processo de purificação do biogás para produção de biometano	98	551,00	-7,30	13,25	98	551,00	-7,30	13,25

Fonte: Elaboração própria.



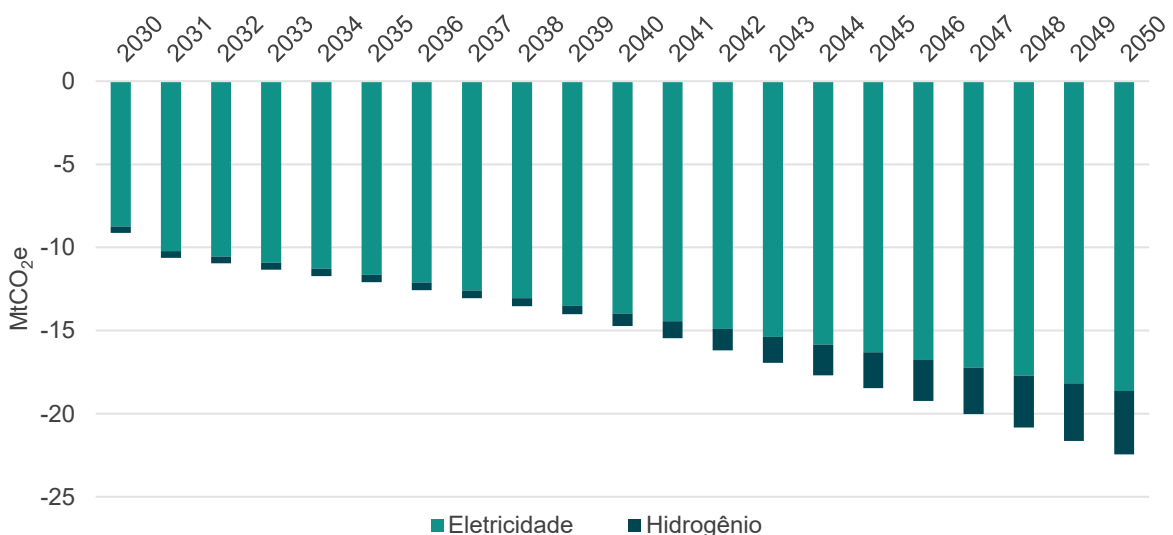
Emissões evitadas

As tecnologias analisadas não reduzem emissões apenas dentro da fronteira de Minas Gerais, elas têm o potencial de evitar emissões em outros estados. As emissões evitadas são um conceito da ciência climática referente a serviços e produtos produzidos que resultam em redução ou prevenção de emissões fora da cadeia de valor abrangida (SBTi, 2020a), como a eletricidade renovável produzida por um estado que é consumida por outro. Apesar da abordagem utilizada no estudo não considerar essas reduções como parte do Cenário Rota ou Rota+, a contabilização dessas emissões é importante para mostrar o impacto do estado na descarbonização do país, contribuindo para o cumprimento dos compromissos climáticos do Brasil e para o objetivo maior de limitar o aquecimento global em 1,5 °C.

Em Minas Gerais, as emissões evitadas concentram-se no setor de energia, especificamente na geração de eletricidade e produção de hidrogênio. No caso da eletricidade, existe um potencial de geração fotovoltaica acima da demanda, o que evitaria 18,7 MtCO₂e em 2050 (Figura 41). Essa oferta elevada de eletricidade de fonte renovável também auxilia na produção em larga escala de hidrogênio verde no estado.

Os avanços recentes do setor no estado, como a expansão da fábrica da empresa alemã Neuman & Esser (SEDE, 2024), contribuem para a redução dos custos de eletrolisadores, que atualmente chega a mais de 8 mil R\$/kW (BHANDARI, 2025), tornando essa opção mais custo efetiva. Dessa forma, adicionalmente a atender à demanda futura dos setores de transporte e indústria, o estado ainda teria a oportunidade de exportar hidrogênio para outras regiões do país, totalizando uma redução de aproximadamente 3,8 MtCO₂e (Figura 41).

Figura 41: Emissões evitadas: geração de eletricidade renovável e produção de hidrogênio verde



Fonte: Elaboração própria.



Considerações finais

O produto 2.3 apresentou uma análise da viabilidade do atingimento do *Net Zero*, considerando as interações entre os setores de energia, indústria, transporte e AFOLU.

As análises indicam que, na ausência de esforços direcionados para a implementação de tecnologias de descarbonização, e considerando o crescimento econômico e populacional de Minas Gerais, as emissões do estado devem aumentar em 15%. Mesmo com a aplicação dessas tecnologias da forma como se projetou no Cenário Rota, considerando seja o maior rigor regulatório, sejam os níveis tidos como factíveis pelos especialistas, o objetivo de atingir as emissões líquidas zero não é alcançado. Os esforços apresentados no Cenário Rota reduzem as emissões em 75%, a um custo adicional de R\$ 512 bilhões em relação ao Cenário Base.

Adicionalmente, foi avaliado o Cenário Rota+, que contempla a trajetória necessária para o atingimento do *Net Zero*. Nessa análise, o alcance do *Net Zero* está condicionado a aplicações robustas das tecnologias avaliadas, em níveis superiores aos considerados atualmente como viáveis. O Cenário Rota+ implica um custo de R\$ 553 bilhões em relação ao Cenário Base, 8% a mais em relação ao Cenário Rota.

Ressalta-se que, para além das tecnologias incluídas nos cenários, espera-se que outras ganhem maturidade e que novas sejam desenvolvidas, ampliando a possibilidade de descarbonização e o atingimento do *Net Zero*. Nesse contexto, atualizações frequentes dos cenários são fundamentais para capturar essas inovações, identificando oportunidades e reavaliando os desafios relacionados ao alcance das metas.

Foi possível notar que, apesar de a maior parte das tecnologias não garantir um retorno financeiro direto, seus impactos estratégicos vão além da redução das emissões. Essas tecnologias podem contribuir para melhoria da qualidade de vida da população e para o desenvolvimento econômico do estado. No setor industrial, por exemplo, o desenvolvimento setorial baseado em fontes renováveis pode contribuir para o aumento da geração de empregos e renda no estado, como no caso da substituição do carvão mineral importado por uma cadeia produtiva local. Ademais, a adoção de tecnologias que utilizam resíduos na produção de cimento pode reduzir a destinação desses materiais para aterros, promovendo uma gestão mais eficiente dos resíduos industriais. Ainda em relação ao uso de resíduos, destaca-se o potencial de sinergia entre os setores indústria e transporte. O aumento do uso da tecnologia forno a arco elétrico depende, entre outros fatores, da disponibilidade de sucata metálica como insumo. Com incentivos e políticas públicas adequadas, parte significativa dessa sucata pode ser proveniente do setor de transporte, por meio da destinação adequada de veículos fora de circulação.

No caso do setor de AFOLU, os ganhos podem ser vistos em termos de ampliação do acesso a mercados exigentes e a linhas de financiamento verde, além do aumento da geração de empregos e estímulo à inovação. Também pode-se observar benefícios nas questões de



ordem ambiental, o que tem consequências econômicas indiretas, como aumento da resiliência climática e segurança hídrica e a conservação da biodiversidade e dos serviços ecossistêmicos.

Quando observamos o setor de transporte, existe um potencial de atração de investimentos relacionados à mobilidade elétrica, visto que o estado vem aumentando sua produção de lítio, mineral utilizado na produção das baterias. Somado a isso, o uso de veículos elétricos leves e pesados auxilia na redução da concentração de poluentes atmosféricos locais, que causam impactos na saúde da população. Ademais dos projetos relacionados ao modal rodoviário, a ampliação do uso do transporte ferroviário de carga pode trazer diversos benefícios econômicos em termos de eficiência logística, auxiliando no escoamento da produção do estado para os principais portos brasileiros.

Com relação ao setor de energia, o aproveitamento de resíduos sucroenergéticos para produção de biometano e captura de carbono representa uma oportunidade não apenas de expansão econômica e geração de empregos, mas também de fortalecimento de uma economia sustentável, baseada em modelos de produção mais limpos. As tecnologias sugeridas para a expansão de eletricidade visam reduzir emissões do setor e, ao mesmo tempo, garantir segurança energética ao estado, promovendo a inovação e geração de empregos qualificados. Por fim, a reestruturação do refino de petróleo, além de descarbonizar a atividade, prepara as infraestruturas para uma rota mais sustentável, facilitando a transição para uma biorrefinaria.

Nesse contexto é fundamental destacar a correlação entre os setores. A produção do setor de AFOLU é matéria-prima para o setor de energia, que gera combustíveis renováveis, auxiliando na descarbonização dos setores de transporte e indústria. No exercício realizado, o estado foi tratado como um sistema aberto, em que oferta e demanda não obrigatoriamente se igualavam. Dessa forma, houve um descompasso entre a necessidade de biocombustíveis e a capacidade de ofertá-los, devido à limitação de matéria-prima, especialmente soja e cana-de-açúcar, que historicamente têm outros destinos. Portanto, as análises futuras podem focar a identificação das melhores rotas para o suprimento de biocombustíveis no estado, avaliando os mecanismos necessários para uma melhor integração entre os setores.

Apesar do déficit observado entre a oferta e a demanda na maioria dos biocombustíveis, o cenário é inverso quando se trata da geração de eletricidade. Mesmo diante do aumento da demanda impulsionada pela eletrificação nos setores de transporte e energia, Minas Gerais é capaz de ofertar excedente para os outros estados, contribuindo para a descarbonização dos demais estados brasileiros, que passam a ter disponível uma energia elétrica com menor fator de emissão associado. As emissões evitadas pelo estado em 2050 chegam a 22,5 MtCO₂e.

Portanto, o atingimento do *Net Zero* no Cenário Rota+ representa não apenas um desafio para o estado, mas também uma oportunidade estratégica para impulsionar a economia, atraindo investimentos de empresas comprometidas com a sustentabilidade e promovendo a inovação. Nesse sentido, a definição de políticas públicas e de mecanismos de financiamento,



ambos fundamentais para viabilizar a transição, será objeto de análise detalhada nos próximos produtos do projeto.



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDIN, Zainul; KHALILPOUR, Kaveh; CATCHPOLE, Kylie. Projecting the levelized cost of large scale hydrogen storage for stationary applications. **Energy Conversion and Management**, [s. l.], v. 270, p. 116241, out. 2022. DOI 10.1016/j.enconman.2022.116241. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890422010184>. Acesso em: 17 abr. 2025.

ACCENTURE. **Decarbonizing Energy: From A to Zero**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em: <https://www.accenture.com/content/dam/accenture/final/a-com-migration/pdf/pdf-135/accelture-decarbonizing-energy-section1-ldm.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2025.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **DESPACHO Nº 2.743 DE 11 DE SETEMBRO DE 2024**. Despacho, n. 154/2024-SGM/ANEEL. [S. l.]: ANEEL, 11 set. 2024a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20242743.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2025.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **DESPACHO Nº2.760, DE 12 DE SETEMBRO DE 2024**. Despacho, n. 157/2024-SGM/ANEEL. [S. l.]: ANEEL, 12 set. 2024b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20242760.pdf>. Acesso em: 14 abr. 2025.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **PROCESSO No 48500.004924/01-15**. [S. l.: s. n.], 31 maio 2004. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/area2004258.pdf>. Acesso em: 5 maio 2025.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **RALIE - Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração**. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/Ralie>. Acesso em: 17 abr. 2025.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Biometano. 28 abr. 2025a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/biometano/biometano>. Acesso em: 5 maio 2025.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Preços de produtores e importadores de derivados de petróleo e biodiesel. 2025b. **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-de-produtores-e-importadores-de-derivados-de-petroleo-e-biodiesel>. Acesso em: 5 maio 2025.

ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Produção nacional de derivados de petróleo (metros cúbicos). 2024. Disponível em: <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.gov.br%2Fanp%2Fpt-br%2Fcentrais-de-conteudo%2Fdados-estatisticos%2Fde%2Farquivos-processamento-de-petroleo-e-producao-de-derivados%2Fproducao-derivados-m3.xls&wdOrigin=BROWSELINK>. Acesso em: 11 abr. 2025.

ANTAQ, Agência Nacional de Transportes Aquaviários. **Diagnóstico de descarbonização, infraestrutura e aplicações do hidrogênio nos Portos. Guia de recomendações**. [S. l.: s. n.], 2023.

ARNABOLDI, Michela; AZZONE, Giovanni; GIOGINO, Marco. Long- and Short-Term Decision Making. **Performance Measurement and Management for Engineers**. [S. l.]: Elsevier, 2015. p. 107–115. DOI 10.1016/B978-0-12-801902-3.00007-4. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780128019023000074>. Acesso em: 29 abr. 2025.



BARDON, Paul; MASSOL, Olivier. Decarbonizing aviation with sustainable aviation fuels: Myths and realities of the roadmaps to net zero by 2050. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 211, p. 115279, abr. 2025. DOI 10.1016/j.rser.2024.115279. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032124010050>. Acesso em: 5 maio 2025.

BCB, Banco Central do Brasil. Cotações e boletins. 2025. **Banco Central do Brasil**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/historicocotacoes>. Acesso em: 5 maio 2025.

BHANDARI, Ramchandra. Standalone electricity supply system with solar hydrogen and fuel cell: Possible to get rid of storage batteries? **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 104, p. 599–610, fev. 2025. DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.08.037. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319924031872>. Acesso em: 24 abr. 2025.

BRANDER, Matthew. Transposing lessons between different forms of consequential greenhouse gas accounting: lessons for consequential life cycle assessment, project-level accounting, and policy-level accounting. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 112, p. 4247–4256, 20 jan. 2016. DOI 10.1016/j.jclepro.2015.05.101. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652615006782>. Acesso em: 5 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 11.428, de 22 de dezembro de 2006. Dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do Bioma Mata Atlântica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, seq. 1, 22 dez. 2006. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2006/lei/l11428.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL. Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012. Dispõe sobre a proteção da vegetação nativa. **Diário Oficial da União**, seq. 1, 28 maio 2012. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/lei/l12651.htm. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL. **Plano de Ação para Prevenção e Controle do Desmatamento e das Queimadas no Bioma Cerrado – PPCerrado**. Brasília: Ministério do Meio Ambiente, 2010. Disponível em: <https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/biomas/cerrado/ppcerrado>. Acesso em: 13 maio 2025.

BRASIL. Presidente Lula sanciona Lei do Combustível do Futuro para promover a mobilidade sustentável. 2024. **Planalto**. Disponível em: <https://www.gov.br/planalto/pt-br/acompanhe-o-planalto/noticias/2024/10/presidente-lula-sanciona-lei-do-combustivel-do-futuro-para-promover-a-mobilidade-sustentavel>. Acesso em: 11 abr. 2025.

BRELSFORD, Robert. Phillips 66 converts Rodeo refinery to diet of 100% renewable feedstocks | Oil & Gas Journal. 2 abr. 2024. **Oil & Gas Journal**. Disponível em: <https://www.ogj.com/energy-transition/article/55001638/phillips-66-converts-rodeo-refinery-to-diet-of-100-renewable-feedstocks>. Acesso em: 8 maio 2025.

CAMPOS JR, Geraldo. Petrobras vai investir US\$ 2,6 bi para ampliar refinaria em MG. [s. l.], 30 out. 2023. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/economia/petrobras-vai-investir-us-26-bi-para-ampliar-refinaria-em-mg/>. Acesso em: 11 abr. 2025.

CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. **Atlas Eólico de Minas Gerais**. [S. l.: s. n.], 2010. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/03/atlas-eolico-mg.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2025.

CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. Cemig mapeia as possibilidades de produção e uso do Hidrogênio Verde em Minas Gerais. 2023. **Cemig**. Disponível em:



<https://www.cemig.com.br/noticia/possibilidades-e-uso-do-hidrogenio-verde-em-minas>. Acesso em: 17 abr. 2025.

CHIEPPE JR, João Baptista. **Gestão de resíduos**. [S. l.]: UFSM, 2011. Disponível em: https://www.ufsm.br/app/uploads/sites/413/2018/12/02_gestao_residuos.pdf. Acesso em: 17 abr. 2025.

COMMON FUTURES. **Biomethane for emission abatement by 2040: Using biomethane to reach net-zero emissions in primary steel and dispatchable power**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2024/04/Common-Futures_Biomethane-for-emission-abatement-by-2040.pdf. Acesso em: 30 abr. 2024.

CONAB. Acomp. safra brasileira de cana-de-açúcar, Brasília, v12 – Safra 2024/25, n.3 - Terceiro levantamento, p. 1-55. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/conab/pt-br/atuacao/informacoes-agropecuarias/safras/safra-de-cana-de-acucar/arquivos-boletins/3o-levantamento-safra-2024-25/boletim-cana-de-acucar-3o-levantamento-2024-25>. Acesso em: 17 abr. 2025.

COPPE;UFRJ;UFMG;USP. **Plano de descarbonização para o Estado de Minas Gerais dentro de um Brasil clima neutro em 2050**. [S. l.: s. n.], 2022. Disponível em: <https://static.poder360.com.br/2023/09/plano-descarbonizacao-minasgerais-coppe-ppe-feam.pdf>. Acesso em: 20 set. 2024.

COSTA, Alexandre Sylvio Vieira Da Sylvio Vieira Da; PEREIRA, Cláudia Aparecida Fernandes. Análise técnico-social da produção de biodiesel no Brasil e no desenvolvimento agrícola do norte de Minas Gerais. **DRd - Desenvolvimento Regional em debate**, [s. l.], v. 10, p. 789–809, 8 jul. 2020. DOI 10.24302/drd.v10i0.2885. Disponível em: <http://www.periodicos.unc.br/index.php/drd/article/view/2885>. Acesso em: 11 abr. 2025.

CSAKY, Marianne. ISCC CORSIA Certification of LanzaJet's First Commercial AtJ SAF Production Facility. [s. l.], 12 set. 2024. .

DE OLIVEIRA, L.P.N. **Modelagem de custos de abatimento e de curvas de aprendizagem tecnológica. indústria. Opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa em setores-chave do Brasil**. [S. l.: s. n.], 2015. Disponível em: https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/ciencia/SEPED/clima/arquivos/projeto_opcoes_mitigacao/modelagem_abatimento_aprend_tecnologico/custo_abat_apren_tecn_industrial.pdf. Acesso em: 29 abr. 2025.

DIAS, Marina Oliveira De Souza; MACIEL FILHO, Rubens; MANTELATTO, Paulo Eduardo; CAVALETT, Otávio; ROSSELL, Carlos Eduardo Vaz; BONOMI, Antonio; LEAL, Manoel Regis Lima Verde. Sugarcane processing for ethanol and sugar in Brazil. **Environmental Development**, [s. l.], v. 15, p. 35–51, jul. 2015. DOI 10.1016/j.envdev.2015.03.004. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2211464515000147>. Acesso em: 11 abr. 2025.

ELEMENT ENERGY. Industrial fuel switching market engagement study. **Final report**, [s. l.], , p. 110, dez. 2018. .

ELETROBRAS. Planta de hidrogênio renovável da Eletrobras em Itumbiara recebe certificação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. 2023. **Eletrobras FURNAS**. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/noticia/103/noticias/3052/planta-de-hidrogenio-renovavel-da-eletobras-em-itumbiara-re>. Acesso em: 17 abr. 2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis – Ano 2023**. Nota Técnica. [S. l.: s. n.], 2024a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites->



pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-834/NT-EPE-DPG-SDB-2024-03_ACBios_Ano2023.pdf. Acesso em: 30 abr. 2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2024**. [S. l.: s. n.], 2024b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 14 mar. 2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. [S. l.]: EPE, 14 jun. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-bases-para-a-consolidacao-da-estrategia-brasileira-do-hidrogenio>. Acesso em: 5 maio 2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. BEN 2024 - Séries Históricas e Matrizes, Capítulo 8 (Dados estaduais). 2024c. **EPE**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em: 10 abr. 2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **PDE 2034: Parâmetros de Custos Geração e Transmissão**. [S. l.: s. n.], 2024d. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno%20de%20Custos%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20e%20Transmiss%C3%A3o_PDE2034_2024.09.06.pdf. Acesso em: 11 abr. 2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034**. [S. l.: s. n.], 2024e. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-756/PDE2034_Aprovado.pdf. Acesso em: 11 abr. 2025.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Relevância do setor de petróleo e gás natural para a transição energética. Políticas públicas de biocombustíveis, eletromobilidade e a demanda nacional de derivados de petróleo**. [S. l.: s. n.], 2024f. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-809/Bloco%203%20-%20Pol%C3%ADticas%20de%20biocombust%C3%ADveis%20e%20eletrifica%C3%A7%C3%A3o%20sobre%20demanda%20de%20derivados.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2025.

EUROPEAN COMMISSION. Hydrogen. 2022. Disponível em: https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen_en. Acesso em: 5 maio 2025.

FAJARDY, Mathilde; GREENFIELD, Carl. **Bioenergy with Carbon Capture and Storage**. [S. l.]: IEA, 25 abr. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>. Acesso em: 1 jan. 2025.

FENG, Yanlei; ROSA, Lorenzo. Global biomethane and carbon dioxide removal potential through anaerobic digestion of waste biomass. **Environmental Research Letters**, [s. l.], v. 19, n. 2, p. 024024, 1 fev. 2024. DOI 10.1088/1748-9326/ad1e81. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ad1e81>. Acesso em: 5 maio 2025.

FGV, Fundação Getúlio Vargas. Ferramenta de Cálculo de Emissões de GEE. 2024. Disponível em: <https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLScOGEiYFNZMPA0RII2UuauIEgybIO-0A9Pr9yecwlvLFrhXSA/viewform?usp=header>. Acesso em: 10 abr. 2025.

FJP, Fundação João Pinheiro. **Centro de Estatística e Informações. 2024.09.12_Anexo Estatístico – PIB mg 2 trim 2024.xlsx**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1oBXEdWqriSUPbV5oJhlqKmr1TOwJ4skB/edit?gid=1534330172#gid=1534330172>. Acesso em: 11 abr. 2025.



FJP, Fundação João Pinheiro. **Centro de Estatística e Informações. Informativo CEI: retroposição da série do PIB de Minas Gerais/1995:2007**. Belo Horizonte: [s. n.], 2009. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.mg.gov.br/consulta/consultaDetalheDocumento.php?iCodDocumento=73471>. Acesso em: 11 abr. 2025.

FUKAMATI, Thiago; OLIVEIRA, Alvaro; MOURA, Caio; CHITARRA, Victor; AGUIAR, Leticia. **Biometano e amônia verde: análise do prêmio de venda**. 27 set. 2024. Disponível em: <https://elogroup.com/insights/biometano-e-amonia-verde-venda/>. Acesso em: 5 maio 2025.

GALP. **Final Investment Decision on Green Hydrogen and HVO/SAF projects in Sines**. [S. l.: s. n.], 25 set. 2023. Disponível em: https://www.galp.com/corp/Portals/0/Comunicados_Media/2023/Setembro/2023_09_25_Sines_LowCarbon_FV.pdf. Acesso em: 5 maio 2025.

GASMIG. Tarifas - Industrial. 2025. **Gasmig**. Disponível em: <https://gasmig.com.br/industrial/>. Acesso em: 5 maio 2025.

GAZZONI, D. L. **Balanco de emissões de CO2 por biocombustíveis no Brasil: histórico e perspectivas**. 2a ed. Londrina: Embrapa, 2014. Disponível em: <https://www.infoteca.cnptia.embrapa.br/bitstream/doc/987401/1/Doc334online.pdf>.

GIZ. **Mapeamento do Setor de Hidrogênio Brasileiro**. [S. l.]: GIZ, 2021. Disponível em: https://energypartnership.com.br/fileadmin/brazil/media_elements/Mapeamento_H2_-_Diagramado_-_V2g.pdf. Acesso em: 22 abr. 2025.

GLOBAL WIND ATLAS. **Global Wind Atlas - Minas Gerais**. [S. l.: s. n.], 2025. Disponível em: <https://globalwindatlas.info>. Acesso em: 28 abr. 2025.

GRUBB, Michael; EDMONDS, Jae; TEN BRINK, Patrick; MORRISON, Michael. The Costs of Limiting Fossil-Fuel CO2 Emissions: A Survey and Analysis. **Annual Review of Energy and the Environment**, [s. l.], v. 18, n. 1, p. 397–478, nov. 1993. DOI 10.1146/annurev.eg.18.110193.002145. Disponível em: <https://www.annualreviews.org/doi/10.1146/annurev.eg.18.110193.002145>. Acesso em: 10 abr. 2025.

GUEDES, Fernanda. Avaliação de alternativas para redução do uso final de energia no setor de refino de petróleo brasileiro e estimativa de custos de abatimento de emissões de gases de efeito estufa. [s. l.], fev. 2015. .

GUEDES, Fernanda; SZKLO, Alexandre; ROCHEDO, Pedro; LANTZ, Frédéric; MAGALAR, Leticia; ARROYO, Eveline Maria Vásquez. Climate-energy-water nexus in Brazilian oil refineries. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, [s. l.], v. 90, p. 102815, nov. 2019. DOI 10.1016/j.ijggc.2019.102815. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583618306844>. Acesso em: 22 abr. 2025.

HONEYWELL UOP. **Sustainable fuels for clean skies UOP Ecofining™ Process for Sustainable Aviation Fuel**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://pmt.honeywell.com/content/dam/pmt/en/documents/document-lists/brochure/UOP-Sustainable-Aviation-Fuel.pdf>.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Censo Demográfico 2000: publicações. [s. l.], 2000. Disponível em: https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/periodicos/308/cd_2000_v7.pdf.



IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Minas Gerais: panorama**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: <https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/panorama>. Acesso em: 11 abr. 2025.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Pesquisa Industrial Anual - Produto. 2025. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/industria/9044-pesquisa-industrial-anual-produto.html>. Acesso em: 24 abr. 2025.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Calculadora do IPCA. 2025. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>.

IEA BIOENERGY. Progress in Commercialization of Biojet /Sustainable Aviation Fuels (SAF): Technologies and policies. jan. 2024. Disponível em: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/06/IEA-Bioenergy-Task-39-SAF-report.pdf>. Acesso em: 6 maio 2025.

IEA, International Energy Agency. **Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector**. [S. l.]: IEA, 2021. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf. Acesso em: 1 jan. 2025.

IEA, International Energy Agency. **Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>. Acesso em: 27 maio 2025.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2024**. [S. l.]: IEA, 2024. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>. Acesso em: 20 dez. 2024.

IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. Definition of terms. [s. d.]. Disponível em: <https://www.ipcc-data.org/guidelines/pages/definitions.html>. Acesso em: 10 abr. 2025.

IRENA, International Renewable Energy Agency. **Decarbonising hard-to-abate sectors with renewables: Perspectives for the G7**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Apr/IRENA_G7_Decarbonising_hard_to_abate_sectors_2024.pdf.

KRUNFLI, Mariana. Petrobras Vai Investir R\$ 5,5 Bi para Converter Refinaria em Biorrefinaria. 24 fev. 2025. **Forbes Brasil**. Disponível em: <https://forbes.com.br/forbesagro/2025/02/petrobras-vai-investir-r-55-bi-para-converter-refinaria-em-biorrefinaria/>. Acesso em: 5 maio 2025.

LONDON SCHOOL OF ECONOMICS. What are stranded assets? 27 jul. 2022. Disponível em: <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/explainers/what-are-stranded-assets/>. Acesso em: 30 abr. 2025.

LORENZI, Bruno Rossi; ANDREADE, Thales Haddad Novaes De. O ETANOL DE SEGUNDA GERAÇÃO NO BRASIL: POLÍTICAS E REDES SOCIOTÉCNICAS. **Revista Brasileira de Ciências Sociais**, [s. l.], v. 34, n. 100, p. e3410014, 2019. DOI 10.1590/3410014/2019. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-69092019000200510&lng=pt. Acesso em: 11 abr. 2025.

MARTINES DE LEON, C.; RIOS, C.; MOLINA, P.; BREY, J.J. Levelized Cost of Storage (LCOS) for a hydrogen system. **International Journal of Hydrogen Energy**, [s. l.], v. 52, p. 1274–1284, jan. 2024. DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.07.239. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319923037485>. Acesso em: 5 maio 2025.



MCTI, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Fatores de emissão MDL/SIN. 2025a. **Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação**. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao/page>. Acesso em: 17 abr. 2025.

MCTI, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Nova enzima revoluciona produção de etanol de segunda geração e abre caminho para combustível mais sustentável. **Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação**, [s. l.], 2025b. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/noticias/2025/03/nova-enzima-revoluciona-producao-de-etanol-de-segunda-geracao-e-abre-caminho-para-combustivel-mais-sustentavel>. Acesso em: 5 maio 2025.

MENDES, A. P. DO A.; PRATES, H. F.; ROCIO, M. A. R; TEIXEIRA, C. A. N. **Mercado de Refino de Petróleo no Brasil. Petróleo e Gás**, n. v. 24, n. 48. Rio de Janeiro: BNDES, 2018. Disponível em: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16041/3/PRArt214083_Mercado%20de%20petroleo%20no%20Brasil_compl_P_BD.pdf. Acesso em: 5 jan. 2025.

MINAS GERAIS. **4o Inventário de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa**. [S. l.]: Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (SEMAD), 2022. Disponível em: https://liferay.meioambiente.mg.gov.br/documents/38374/7315932/Relat%C3%B3rio_Invent%C3%A1rio_MG_02092022/3f590397-3a3e-db5b-1f16-df34397fce6f?version=1.0&t=1723588227296.

MIZIARA, Carlos Renato. **ESTUDO TÉCNICO E ECONÔMICO DAS FONTES DE BIOMASSA PARA USO EM COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2013. 2013. Disponível em: <https://bdtd.uftm.edu.br/bitstream/tede/68/1/Dissert%20Carlos%20R%20Miziara.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2025.

MME, Ministério de Minas e Energia. Ao lado de Lula, Alexandre Silveira inaugura usina de etanol de 2ª geração que produz 82 milhões de litros por ano. **Ministério de Minas e Energia**, [s. l.], 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ao-lado-de-lula-alexandre-silveira-inaugura-usina-de-etanol-de-2a-geracao-que-produz-82-milhoes-de-litros-por-ano>. Acesso em: 5 maio 2025.

NAPOLI, Eric. Empresa busca habilitação do hidrogênio verde para leilão de energia. 9 fev. 2025. **Poder360**. Disponível em: <https://www.poder360.com.br/poder-energia/empresa-busca-habilitacao-do-hidrogenio-verde-para-leilao-de-energia/>. Acesso em: 5 maio 2025.

NASCIMENTO DA SILVA, Gabriela. O hidrogênio verde no refino do petróleo: um estudo de caso para a redução de emissões e uso eficiente de recursos energéticos. 31 mar. 2021. **Ensaio Energético**. Disponível em: <https://ensaioenergetico.com.br/o-hidrogenio-verde-no-refino-do-petroleo-um-estudo-de-caso-para-a-reducao-de-emissoes-e-uso-eficiente-de-recursos-energeticos/>. Acesso em: 30 abr. 2025.

NESTE. **Annual Report 2023 Sustainability**. [S. l.: s. n.], 2023. Disponível em: https://www.neste.com/files/pdf/3SiB5xKRfcL3dDDJvA73aD-Neste_Sustainability_2023.pdf. Acesso em: 5 maio 2025.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. Hydrogen Production: Fundamentals and Case Study Summaries. [s. l.], v. CP-550-47302, 2010. .

O TEMPO. Regap, em Betim, terá usina fotovoltaica em 2025. 19 nov. 2024. **O Tempo Betim**. Disponível em: <https://www.otempobetim.com.br/cidades/2024/4/27/regap--em-betim--tera-usina-fotovoltaica-em-2025>. Acesso em: 5 maio 2025.



ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Critérios para classificação da modalidade de operação de usinas**, n. 26.2. [S. l.]: ONS, 2020. Disponível em: <https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2026%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2%2FSubm%C3%B3dulo%2026.2%202020.01.pdf>. Acesso em: 14 maio 2025.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Histórico da operação: Geração de energia. 2024. **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: http://www.ons.org.br:80/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx. Acesso em: 10 abr. 2025.

PETROBRAS. Petrobras aprova novas oportunidades para uso dos recursos do Fundo de Descarbonização. 19 abr. 2024a. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/sustentabilidade/petrobras-aprova-novas-oportunidades-para-uso-dos-recursos-do-fundo-de-descarbonizacao>.

PETROBRAS. Petrobras Biocombustível > Portal institucional. 2024b. **Petrobras Biocombustível**. Disponível em: <https://pbio.com.br>. Acesso em: 11 abr. 2025.

PETROBRAS. Petrobras contrata tecnologia para produção de bioquerosene de aviação e diesel 100% renovável. 30 dez. 2023a. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/petrobras-contrata-tecnologia-para-producao-de-bioquerosene-de-aviacao-e-diesel-100-renovavel>. Acesso em: 5 maio 2025.

PETROBRAS. Presidente da Petrobras e Ministro de Minas e Energia participam de encontro para fomento da cadeia produtiva do setor de óleo e gás. 2023b. **Agência Petrobras**. Disponível em: <https://agencia.petrobras.com.br/w/institucional/presidente-da-petrobras-e-ministro-de-minas-e-energia-participam-de-encontro-para-fomento-da-cadeia-produtiva-do-setor-de-oleo-e-gas>. Acesso em: 11 abr. 2025.

PETROBRAS. Refinaria Gabriel Passos (Regap): Principais Operações. 2025. **Petrobras**. Disponível em: <https://www.petrobras.com.br/quem-somos/refinaria-gabriel-passos>. Acesso em: 11 abr. 2025.

RISCO-BRAVO, A.; VARELA, C.; BARTELS, J.; ZONDERVAN, E. From green hydrogen to electricity: A review on recent advances, challenges, and opportunities on power-to-hydrogen-to-power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 189, p. 113930, 1 jan. 2024. DOI 10.1016/j.rser.2023.113930. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123007888>. Acesso em: 5 maio 2025.

SBTI. **FUNDAMENTOS PARA O ESTABELECIMENTO DE METAS CORPORATIVAS DE EMISSÕES LÍQUIDAS-ZERO BASEADAS NA CIÊNCIA**. [S. l.: s. n.], set. 2020a. Disponível em: https://sciencebasedtargets.org/resources/files/Net-Zero_Full-Paper_Brazilian-Portuguese.pdf. Acesso em: 5 maio 2025.

SBTI, Science Based Targets Initiative. **Setting 1.5°C-aligned science-based targets: quick start guide for electric utilities**. [S. l.: s. n.], 2020b. Disponível em: <https://sciencebasedtargets.org/resources/legacy/2020/06/SBTi-Power-Sector-15C-guide-FINAL.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2025.

SEDE, SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. Energia do futuro: Minas Gerais atrai quase R\$ 4 bilhões em investimentos em fontes alternativas. 2024. **SEDE - SECRETARIA DE ESTADO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO**. Disponível em: <https://desenvolvimento.mg.gov.br/inicio/noticias/noticia/2339/energia-do-futuro:-minas-gerais-atrai-quase-r-4-bilhoes-em-investimentos-em-fontes-alternativas>. Acesso em: 17 abr. 2025.



SIAMIG, Associação da Indústria da Bioenergia e do Açúcar de Minas Gerais. **Relatório de atividades SIAMIG Bioenergia 2023-2024**. [S. l.: s. n.], 2024. Disponível em: https://siamigbioenergia.com.br/wp-content/uploads/2024/04/RELATORIO-SIAMIG-BIOENERGIA_24-25-OFICIAL.pdf. Acesso em: 11 abr. 2025.

TCFD. **TCFD-Technical-Supplement. The Use of Scenario Analysis in Disclosure of Climate-Related Risks and Opportunities**. [S. l.: s. n.], 2017. Disponível em: <https://assets.bbhub.io/company/sites/60/2021/03/FINAL-TCFD-Technical-Supplement-062917.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2025.

TSIROPOULOS, I.; FAAIJ, A.P.C.; LUNDQUIST, L.; SCHENKER, U.; BRIOIS, J.F.; PATEL, M.K. Life cycle impact assessment of bio-based plastics from sugarcane ethanol. **Journal of Cleaner Production**, [s. l.], v. 90, p. 114–127, mar. 2015. DOI 10.1016/j.jclepro.2014.11.071. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652614012785>. Acesso em: 11 abr. 2025.

WANG, Bofan; TING, Zhao Jia; ZHAO, Ming. Sustainable aviation fuels: Key opportunities and challenges in lowering carbon emissions for aviation industry. **Carbon Capture Science & Technology**, [s. l.], v. 13, p. 100263, 1 dez. 2024. DOI 10.1016/j.ccst.2024.100263. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2772656824000757>. Acesso em: 5 maio 2025.

WAYCARBON. Curva MAC: o que é e como pode auxiliar na estratégia de redução de emissões. 23 fev. 2022. **WayCarbon**. Disponível em: <https://waycarbon.com/pt/blog/curva-mac-o-que-e-e-como-pode-auxiliar-na-estrategia-de-reducao-de-emissoes/>. Acesso em: 28 abr. 2025.

WBCSD, World Business Council for Sustainable Development. Guidance on Avoided Emissions: helping business drive innovations and scale solutions toward Net Zero. 2023. Disponível em: https://www.wbcsd.org/wp-content/uploads/2023/09/Climate-Avoided-Emissions-guidance_WBCSD.pdf. Acesso em: 29 abr. 2025.

WIESBERG, Igor Lapenda; DE MEDEIROS, José Luiz; PAES DE MELLO, Raphael V.; SANTOS MAIA, Jiveison G.S.; BASTOS, João Bruno V.; ARAUJO, Ofélia De Queiroz F. Bioenergy production from sugarcane bagasse with carbon capture and storage: Surrogate models for techno-economic decisions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [s. l.], v. 150, p. 111486, out. 2021. DOI 10.1016/j.rser.2021.111486. Disponível em: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S136403212100767X>. Acesso em: 17 abr. 2025.

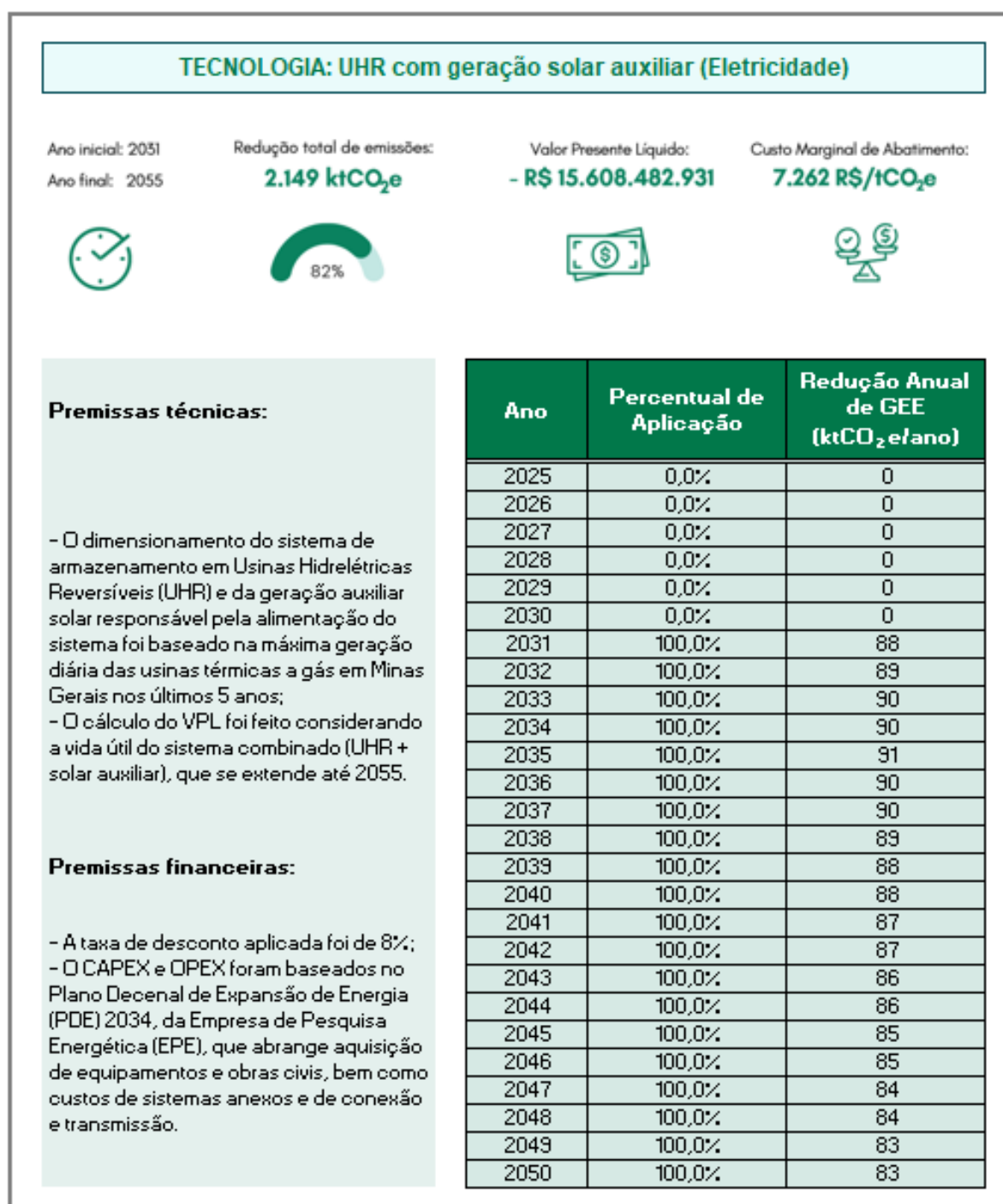
WORLD BANK. **Finance Concepts for Investment Decisions**. [S. l.: s. n.], 2021. Disponível em: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/197501544810224462-0090022018/related/Session050Basi11lity0Finance0160413.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2025.



ANEXO

Fichas Técnicas

Grupo 1: Eletricidade



TECNOLOGIA: BESS com geração solar auxiliar (Eletricidade)

Ano inicial: 2031

Ano final: 2050

Redução total de emissões:

646 ktCO₂e



Valor Presente Líquido:

- R\$ 1.291.582.108



Custo Marginal de Abatimento:

2.000 R\$/tCO₂e



Premissas técnicas:

- O dimensionamento do sistema de armazenamento em baterias e da geração auxiliar solar responsável pela alimentação do sistema foi baseado na máxima geração diária das usinas térmicas a gás em Minas Gerais nos últimos 5 anos.

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- O CAPEX e OPEX foram baseados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que abrange aquisição de equipamentos e obras civis, bem como custos de sistemas anexos e de conexão e transmissão.

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	0
2026	0,0%	0
2027	0,0%	0
2028	0,0%	0
2029	0,0%	0
2030	0,0%	0
2031	100,0%	33
2032	100,0%	33
2033	100,0%	33
2034	100,0%	33
2035	100,0%	34
2036	100,0%	33
2037	100,0%	33
2038	100,0%	33
2039	100,0%	33
2040	100,0%	33
2041	100,0%	32
2042	100,0%	32
2043	100,0%	32
2044	100,0%	32
2045	100,0%	32
2046	100,0%	31
2047	100,0%	31
2048	100,0%	31
2049	100,0%	31
2050	100,0%	31



Grupo 2: Refino de petróleo

Tecnologia: Medidas de eficiência energética

Ano inicial: 2031

Ano final: 2050

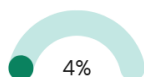
Redução total de emissões:

2.742 ktCO₂e

Valor Presente Líquido:

- R\$ 7.402.847

Custo Marginal de Abatimento:

2,7 R\$/tCO₂e

Premissas técnicas:

- Dentre as medidas de eficiência energética trazidas por GUEDES (2015), foram consideradas apenas aquelas com custo marginal até 100 USD/tCO₂e;
- As 19 medidas consideradas englobam a unidade de destilação atmosférica (UDA), unidade de craqueamento catalítico fluidizado (FCC) e a unidade de coqueamento retardado (UCR);
- O potencial de redução de cada medida foi baseado no Plano de Descarbonização de Minas Gerais e no estudo de GUEDES (2015), convertido em % de abatimento total e trazido para a realidade de emissões da Regap.

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- Os cálculos do CAPEX e OPEX foram baseados no Plano de Descarbonização de Minas Gerais (COPPE, 2022) e na dissertação da GUEDES (2015)*, que utilizou como base o estudo elaborado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos (MORROW *et al*, 2013).

*Avaliação de alternativas para redução do uso final de energia no setor de refino de petróleo brasileiro e estimativa de custos de abatimento de emissões de GEE

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	0
2026	0,0%	0
2027	0,0%	0
2028	0,0%	0
2029	0,0%	0
2030	0,0%	0
2031	100,0%	136
2032	100,0%	137
2033	100,0%	137
2034	100,0%	137
2035	100,0%	137
2036	100,0%	138
2037	100,0%	138
2038	100,0%	138
2039	100,0%	138
2040	100,0%	138
2041	100,0%	138
2042	100,0%	138
2043	100,0%	137
2044	100,0%	137
2045	100,0%	137
2046	100,0%	137
2047	100,0%	137
2048	100,0%	136
2049	100,0%	136
2050	100,0%	136



Tecnologia: Gás natural em substituição do óleo combustível

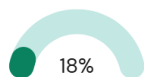
Ano inicial: 2031

Redução total de emissões:

Valor Presente Líquido:

Custo Marginal de Abatimento:

Ano final: 2055

13.302 ktCO₂e**- R\$ 17.945.697.439,78****1.349 R\$/tCO₂e**

Premissas técnicas:

- A divisão do consumo de combustíveis da Regap foi baseada nas emissões por tipo de combustível previstas pelo PDMG para 2020, juntamente ao fator de emissão de cada combustível;
- Os combustíveis utilizados para geração de energia na Regap considerados são: coque (na unidade de craqueamento catalítico), gás natural (na unidade de geração de hidrogênio) e óleo combustível (nas demais unidades);
- A vida útil das caldeiras e fornos é de 25 anos, por isso estendeu-se até 2055;
- A substituição do gás natural pelo óleo combustível se dá pela conversão 1 m³ de gás natural para 1.090 m³ de óleo combustível (BEN, 2024).

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- Os cálculos do CAPEX e OPEX das caldeiras e fornos movidos a gás foram retirados do estudo Industrial Fuel Switching Market Engagement Study do Departamento de Negócios, Energia e Estratégia Industrial (BEIS) de Londres (2018);
- Os custos do gás natural e do óleo combustível foram retirados da GASMIG (2025) e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2024), respectivamente.

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	0
2026	0,0%	0
2027	0,0%	0
2028	0,0%	0
2029	0,0%	0
2030	0,0%	0
2031	100,0%	530
2032	100,0%	531
2033	100,0%	533
2034	100,0%	534
2035	100,0%	535
2036	100,0%	535
2037	100,0%	535
2038	100,0%	535
2039	100,0%	535
2040	100,0%	535
2041	100,0%	535
2042	100,0%	535
2043	100,0%	534
2044	100,0%	534
2045	100,0%	533
2046	100,0%	532
2047	100,0%	531
2048	100,0%	530
2049	100,0%	529
2050	100,0%	528
2051	100,0%	528
2052	100,0%	528
2053	100,0%	528
2054	100,0%	528
2055	100,0%	528



Tecnologia: Biometano em substituição do gás natural

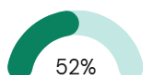
Ano inicial: 2035

Redução total de emissões:

Valor Presente Líquido:

Custo Marginal de Abatimento:

Ano final: 2055

20.277 ktCO₂e**- R\$ 3.998.815.798****197 R\$/tCO₂e**

Premissas técnicas:

- Para que Minas Gerais consiga suprir toda a demanda de biometano, foi considerada uma substituição de até 60% do gás natural pelo biometano até 2050;
- O fator de emissão do biometano é muito próximo de zero (0,000002 tCO₂e/m³);
- O biometano e o gás natural tem uma composição equivalente, podendo ser substitutos diretos;
- A relação das densidades de gás natural/biometano é 1,12.

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- O OPEX associado à substituição do gás natural por biometano corresponde à diferença entre o custo do biometano — estimado em 46% acima do valor do gás natural (FGV CERI, 2019) — e o custo do gás natural, conforme dados da GASMIG (2025)*.

*Vale ressaltar que a utilização do biometano é possível apenas após a troca de maquinário de óleo combustível para gás natural, e o CAPEX disso está sendo incluído na tecnologia de gás natural.

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	0
2026	0,0%	0
2027	0,0%	0
2028	0,0%	0
2029	0,0%	0
2030	0,0%	0
2031	0,0%	0
2032	0,0%	0
2033	0,0%	0
2034	0,0%	0
2035	5,5%	116
2036	10,9%	232
2037	16,4%	348
2038	21,8%	464
2039	27,3%	581
2040	32,7%	697
2041	38,2%	812
2042	43,6%	928
2043	49,1%	1.043
2044	54,5%	1.158
2045	60,0%	1.272
2046	60,0%	1.270
2047	60,0%	1.268
2048	60,0%	1.265
2049	60,0%	1.263
2050	60,0%	1.260
2051	60,0%	1.260
2052	60,0%	1.260
2053	60,0%	1.260
2054	60,0%	1.260
2055	60,0%	1.260



Tecnologia: Captura de carbono nas unidades de FCC e UGH

Ano inicial: 2041

Ano final: 2050

Redução total de emissões:

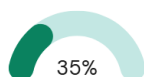
4.280 ktCO₂e

Valor Presente Líquido:

- R\$ 1.631.701.448

Custo Marginal de Abatimento:

381 R\$/tCO₂e



Premissas técnicas:

- A captura de carbono é possível apenas na unidade de craqueamento catalítico (FCC) e na unidade de produção de hidrogênio (UGH);
- A porcentagem de redução das emissões, prevista no estudo de GUEDES (2015), é de 53% na UGH e 91% na FCC.

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- Para os cálculos do CAPEX e OPEX relacionados ao CCS em cada uma das unidades aplicáveis na Regap foram considerados os valores apresentados por GUEDES (2016), expressos em dólares americanos daquele ano. Para atualizá-los para um valor aproximado em 2024, realizou-se a conversão cambial com base na cotação real-dólar de 2016, seguida da aplicação da variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) entre 2016 e 2024.

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	0
2026	0,0%	0
2027	0,0%	0
2028	0,0%	0
2029	0,0%	0
2030	0,0%	0
2031	0,0%	0
2032	0,0%	0
2033	0,0%	0
2034	0,0%	0
2035	0,0%	0
2036	0,0%	0
2037	0,0%	0
2038	0,0%	0
2039	0,0%	0
2040	0,0%	0
2041	100,0%	484
2042	100,0%	466
2043	100,0%	447
2044	100,0%	429
2045	100,0%	411
2046	100,0%	410
2047	100,0%	410
2048	100,0%	409
2049	100,0%	408
2050	100,0%	407



Grupo 3: Biocombustíveis

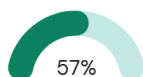
TECNOLOGIA: Sistemas de cogeração em usinas de biodiesel

Ano inicial: 2031
Ano final: 2050

Redução total de emissões:
1.429 ktCO₂e

Valor Presente Líquido:
R\$ 457.281.019

Custo Marginal de Abatimento:
-320 R\$/tCO₂e



Premissas técnicas:

- Projeto compara fatores de emissão da produção de biodiesel utilizando óleo combustível para geração de energia no Cenário Base, versus a utilização de resíduos agroflorestais para cogeração no Cenário Rota.
- Considera-se a projeção de produção prevista no produto P2.2 para realizar a análise. O aumento de demanda por biodiesel projetado pelo setor de transportes não é considerado para a análise, devido à falta de capacidade de produção de biodiesel adicional no Estado de Minas Gerais.

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- Para os custos CAPEX e OPEX, dos equipamentos de cogeração e dos resíduos de madeira, o autor (Miziara, 20136) trouxe valores de 2013 e 2012, respectivamente. Dessa forma, para trazer ao valor presente aproximado em 2024, foi realizado cálculo da variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) entre as datas. Os valores OPEX referente à utilização de óleo combustível consideraram o preço médio de 2024 do óleo combustível tipo A1 (ANP, 2024).

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	0
2026	0,0%	0
2027	0,0%	0
2028	0,0%	0
2029	0,0%	0
2030	0,0%	0
2031	100,0%	60
2032	100,0%	62
2033	100,0%	64
2034	100,0%	65
2035	100,0%	66
2036	100,0%	67
2037	100,0%	68
2038	100,0%	69
2039	100,0%	70
2040	100,0%	71
2041	100,0%	72
2042	100,0%	73
2043	100,0%	74
2044	100,0%	75
2045	100,0%	76
2046	100,0%	77
2047	100,0%	78
2048	100,0%	79
2049	100,0%	81
2050	100,0%	82



Tecnologia: Captura de carbono nas usinas de cogeração a bagaço de cana

Ano inicial: 2031

Redução total de emissões:

Valor Presente Líquido:

Custo Marginal de Abatimento:

Ano final: 2050

339.233 ktCO₂e

- R\$ 378.522.007.692

1.116 R\$/tCO₂e



Premissas técnicas:

- A produção de etanol no cenário Rota foi definida a partir da quantidade disponível de cana-de-açúcar no estado, projetada pelo setor AFOLLU, de modo a considerar um ciclo fechado da cultura em Minas.
- Considerou-se que o resíduo em forma de bagaço é queimado para cogeração de energia e que a cada tonelada de cana, são produzidos 45 litros de etanol, sem prejuízo à produção de açúcar, e 280 kg de bagaço (CHIEPPE JÚNIOR, 2011; CONAB, 2024).
- Parte do CO₂ emitido pode ser capturado e armazenado, sendo %o potencial de eficiência do processo de captura de carbono (WIESBERG et al., 2021).

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- Para o CAPEX foi considerado os custos de instalação de usinas de cogeração equipadas com a infraestrutura necessária para a aplicação de CCS;
- Para o OPEX foi considerado os custos relacionados à produção, aquisição de matéria-prima, despesas com mão de obra e contratação de serviços, conforme WIESBERG et al., 2021).

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	-421
2026	0,0%	-401
2027	0,0%	-391
2028	0,0%	-395
2029	0,0%	-392
2030	0,0%	-408
2031	100,0%	13.933
2032	100,0%	14.713
2033	100,0%	14.614
2034	100,0%	15.001
2035	100,0%	16.036
2036	100,0%	16.352
2037	100,0%	16.462
2038	100,0%	16.418
2039	100,0%	16.368
2040	100,0%	16.605
2041	100,0%	16.616
2042	100,0%	17.017
2043	100,0%	17.495
2044	100,0%	18.273
2045	100,0%	18.066
2046	100,0%	18.459
2047	100,0%	19.522
2048	100,0%	19.838
2049	100,0%	19.948
2050	100,0%	19.905



Tecnologia: Captura de carbono na produção de biometano

Ano inicial: 2031

Redução total de emissões:

Valor Presente Líquido:

Custo Marginal de Abatimento:

Ano final: 2050

13.255 ktCO₂e

- R\$ 7.303.975.406

551 R\$/tCO₂e



Premissas técnicas:

- Com base no potencial de produção de cana estimado pelo setor AFOLU, foram definidos fatores de conversão da cana em biogás e biometano, considerando os potenciais de geração a partir dos resíduos do processamento (torta de filtro e vinhaça), conforme INSTITUTO 17 (2021);
- A tecnologia considera a captura do CO₂ gerado durante o processo de purificação do biogás.
- Considera-se perda de 1,8% por emissão de CO₂ e outros gases no processo

Premissas financeiras:

- A taxa de desconto aplicada foi de 8%;
- Para os cálculos de CAPEX e OPEX foram considerados custos de produção de biometano (EPE, 2023) e captura de carbono pré combustão (COMMON FUTURES, 2024).

Ano	Percentual de Aplicação	Redução Anual de GEE (ktCO ₂ e/ano)
2025	0,0%	-31
2026	0,0%	-31
2027	0,0%	-31
2028	0,0%	-31
2029	0,0%	-31
2030	0,0%	-32
2031	100,0%	549
2032	100,0%	579
2033	100,0%	575
2034	100,0%	590
2035	100,0%	631
2036	100,0%	643
2037	100,0%	647
2038	100,0%	646
2039	100,0%	644
2040	100,0%	654
2041	100,0%	654
2042	100,0%	670
2043	100,0%	689
2044	100,0%	719
2045	100,0%	711
2046	100,0%	726
2047	100,0%	768
2048	100,0%	780
2049	100,0%	785
2050	100,0%	783



Alex Azevedo

alex.azevedo@waycarbon.com

Bruna Araújo

bruna.araujo@waycarbon.com

Laise Mondo

laise.mondo@waycarbon.com

Letícia Gavioli

leticia.gavioli@waycarbon.com

Luana Ribeiro

luana.ribeiro@waycarbon.com

Luísa Amaral

luisa.amaral@waycarbon.com

Nathalia Pereira

nathalia.pereira@waycarbon.com

Rafaella Pinesi Gilberti

rafaella.pinesi@waycarbon.com

Raul Miranda

raul.miranda@waycarbon.com

