



**Preparação de Modelagem para Estimar os Impactos
Socioeconômicos da Adoção de um Instrumento de Precificação
de Carbono como parte do Pacote de Implementação da NDC
Brasileira – Componente 2a (Modelagem)**

PRODUTO 4 – RESULTADOS FINAIS

Centro Clima / COPPE / UFRJ

Maio de 2020

Preparação de Modelagem para Estimar os Impactos Socioeconômicos da Adoção de um Instrumento de Precificação de Carbono como parte do Pacote de Implementação da NDC Brasileira – Componente 2a (Modelagem)

DOCUMENTO:

Produto 4 – Resultados Finais

COORDENAÇÃO GERAL:

Emilio Lèbre La Rovere, D.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)

COORDENAÇÃO EXECUTIVA:

William Wills, D.Sc. (EOS Consultoria)

EQUIPE DE ESPECIALISTAS:

Marcelo Moreira, D.Sc. (Agroícone)
Carolina Dubeux, D.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Sérgio Cunha, D.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Márcio D’Agosto, D.Sc. (PET/COPPE/UFRJ)
Jean-Charles Hourcade, D.Sc. (CIRED)
Gaelle Le Treut (CIRED)
Frederic Gherzi, D.Sc. (CIRED)
Julien Lefevre, D.Sc. (CIRED)
Tainan Nogueira, M.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Daniel Schmitz, M.Sc. (PET/COPPE/UFRJ)
Carolina Grottera, D.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Otto Hebeda (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Gabriel Castro, M.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Claudio Gesteira, D.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Giovanna Napolini, M.Sc. (CentroClima/COPPE/UFRJ)
Gabriela Mota da Cruz (Agroícone)
Leila Harfuch, D.Sc. (Agroícone)
Michele Cotta Walter (CentroClima/COPPE/UFRJ)
George Goes, M.Sc. (PET/COPPE/UFRJ)
Mathilde Laurent (CIRED)
Sofia Arantes (Msc, Agroicone)

CONSÓRCIO:



AGROICONE



Sumário

1. Análise Econômica.....	1
1.1 Introdução.....	1
1.2 Metodologia.....	4
1.3 Definição dos Cenários.....	16
1.3.1 Cenário Tendencial (TEND).....	17
1.3.2 Cenário de Referência (REF).....	18
1.3.3 Pacotes de Precificação.....	19
1.4 Premissas econômicas dos cenários.....	34
1.4.1 Tendências internacionais.....	36
1.4.2 Tendências nacionais.....	37
1.5 Resultados Macroeconômicos.....	41
1.5.1 Preço de equilíbrio do carbono e composição das emissões de GEE.....	41
1.5.1 Principais resultados macroeconômicos e sociais.....	43
1.5.2 Análise Comparativa dos Cenários.....	55
1.6 Análise Microeconômica.....	58
1.6.1 Metodologia.....	58
1.6.2 Custos de abatimento das opções de mitigação de GEE.....	60
1.6.3 Análise dos custos de abatimento das opções de mitigação.....	63
1.6.4 Análise comparativa dos cenários.....	65
2. Resultados Setoriais.....	74
2.1 Setor AFOLU.....	74
2.1.1 Introdução.....	74
2.1.2 Metodologia de modelagem e modelo utilizado.....	77
2.1.3 Descrição das tecnologias/medidas de mitigação consideradas.....	79
2.1.4 Medidas de mitigação.....	80
2.1.5 Instrumentos de precificação.....	84
2.1.6 Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação por cenário. 88	
2.1.7 Resultados dos Cenários.....	94
2.1.7.1 Evolução das emissões.....	94
2.1.7.2 Drivers das emissões – resultados da modelagem.....	106
2.1.8 Análise Comparativa dos Cenários.....	113

2.2	Setor Transportes.....	119
2.2.1	Introdução.....	119
2.2.2	Método.....	120
2.2.3	Ações de mitigação.....	121
2.2.4	Resultados.....	125
2.2.4.1	Evolução das emissões.....	125
2.2.4.2	Drivers das emissões.....	127
2.2.5	Análise Comparativa dos Cenários.....	133
2.3	Setor industrial.....	135
2.3.1	Introdução.....	135
2.3.2	Metodologia.....	137
2.3.3	Descrição das Tecnologias e medidas de mitigação.....	138
2.3.4	Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação por cenário.....	140
2.3.5	Resultados dos cenários.....	145
2.3.5.1	Evolução das emissões totais.....	145
2.3.5.2	Emissões do Cenário de Referência.....	145
2.3.5.3	Emissões do Cenário Pacote Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, Pacote com Precificação da Pecuária 148	
2.3.5.4	Emissões do Cenário Pacote Ajuste de fronteira.....	150
2.3.5.5	Drivers das emissões – resultados da modelagem.....	152
2.3.6	Análise Comparativa dos Cenários.....	158
2.4	Setor Oferta de Energia.....	162
2.4.1	Introdução.....	162
2.4.2	Metodologia de modelagem e modelo utilizado.....	163
2.4.3	Descrição das tecnologias/medidas de mitigação consideradas.....	166
2.4.4	Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação por cenário.....	168
2.4.4.1	Premissas gerais para o setor de geração elétrica.....	168
2.4.4.1.1	Dados de entrada do Modelo MATRIZ.....	168
2.4.4.2	Premissas gerais para o setor de óleo e gás.....	171
2.4.4.3	Principais premissas por cenário.....	172
2.4.4.4	Demandas das diversas formas de energia em cada cenário.....	174
2.4.5	Resultados dos Cenários.....	175

2.4.5.1	Evolução das emissões totais.....	175
2.4.5.2	Drivers das emissões – resultados da modelagem	179
2.4.6	Análise Comparativa entre os Cenários	186
2.5	Outros Setores da demanda de energia	188
2.5.1	Introdução	188
2.5.2	Metodologia	191
2.5.3	Premissas.....	194
2.5.4	Resultados	194
2.5.5	Análise Comparativa dos Cenários	195
2.6	Resíduos	196
2.6.1	Introdução	196
2.6.2	Metodologia de modelagem/modelo utilizado	197
2.6.3	Descrição das tecnologias/medidas de mitigação consideradas	197
2.6.4	Premissas e penetração das tecnologias /medidas de mitigação por cenário.....	198
2.6.5	Resultados dos Cenários.....	199
2.6.5.1	Evolução das Emissões.....	199
2.6.5.2	Drivers das Emissões.....	200
2.6.6	Análise Comparativa dos Cenários	201
3.	Resultados Consolidados das Estimativas de Emissões de GEE	201
4.	Considerações Finais.....	208
5.	Referências Bibliográficas	218
	ANEXO I – Hipóteses e Resultados do Cenário Tendencial (TEN)	224
	ANEXO II – Detalhamentos setoriais adicionais	235

Figuras

Figura 1.	Diagrama geral da modelagem integrada.....	7
Figura 2.	Diagrama geral da modelagem integrada (Cenários Tendencial e de Referência)...	9
Figura 3.	Diagrama geral da modelagem integrada (Cenários de Precificação).....	11
Figura 4.	Lógica de comparação dos cenários.....	35
Figura 5.	Evolução da população mundial (bilhões de habitantes).	36
Figura 6.	Evolução da população brasileira (milhões de habitantes).	37
Figura 7.	Evolução de indicadores selecionados (2005 = 1).....	39
Figura 8.	Participação dos macro-setores na economia (%).....	41
Figura 9.	Receitas de Offsets em 2030 (Bilhões de reais)	54
Figura 10.	CAPEX em mitigação (Bilhões de reais).....	55
Figura 11.	Variação nos investimentos requeridos em medidas de mitigação por período (milhões R\$2015), comparando-se o Cenário Base (CPB) com o de Referência (REF).	70
Figura 12.	Curva de custo de abatimento – 2025 (US\$/tCO ₂ e) – VP 2021, taxa de desconto de 8% a.a.	72
Figura 13.	Curva de custo de abatimento – 2030 (US\$/tCO ₂ e) – VP 2026, taxa de desconto de 8% a.a.	73
Figura 14.	Evolução das emissões do setor Agropecuária (Gg CO ₂ e, 1990-2015)	74
Figura 15.	Setor agropecuária: emissão de CH ₄ por subatividade (2015).....	75
Figura 16.	Evolução das emissões brutas e remoções de CO ₂ (Tg CO ₂ e, 1990-2015).....	76
Figura 17.	Evolução das emissões do setor de transportes (Mt CO ₂ e, 2005-2015)	119
Figura 18.	Estimativas das emissões do setor de transportes (Mt CO ₂ e, 2020-2030)	126
Figura 19.	Indicadores-chave do setor de transportes por cenário.....	134
Figura 20.	Evolução das emissões da indústria por fonte de emissão (Mt CO ₂ e, 2005-2015).....	135
Figura 21.	Estimativas de emissões totais da indústria (Mt CO ₂ e, 2021-2030)	159
Figura 22.	Evolução das emissões do setor energético (MtCO ₂ e, 2005-2010)	163
Figura 23.	Diagrama esquemático da cadeia do carvão (exemplo simplificado). Fonte: DEA/CEPEL, 2016.....	164
Figura 24.	Variações diurnas e/ou sazonais. Fonte: DEA/CEPEL, 2016.....	165
Figura 25.	Evolução do consumo energético dos “Outros setores” (ktep, 2005-2010).....	189
Figura 26.	Evolução das emissões dos “Outros setores” por setor (Mt CO ₂ e, 2005-2010).....	190
Figura 27.	Evolução das emissões dos “Outros Setores” por combustível (Mt CO ₂ e, 2005-2015).....	191

Figura 28. Participações dos “Outros setores” nas emissões totais de energia (% , 2005- 2015)	192
Figura 29. Evolução das emissões totais originadas na Agropecuária (2005-2018)	193
Figura 30. Evolução das emissões de resíduos (Mt CO ₂ e, 2005-2015)	196
Figura 31. Emissões totais no Cenário de Referência e nos cenários com precificação (Gt CO ₂ e, 2005-2030)	202
Figura 32. Comparação das emissões de AFOLU dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO ₂ e, 2030).....	203
Figura 33. Comparação das emissões de Transporte dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO ₂ e, 2030).....	204
Figura 34. Comparação das emissões de Indústria dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO ₂ e, 2030).....	205
Figura 35. Comparação das emissões de Indústria, sem o segmento de ferro e aço, dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO ₂ e, 2030)	206

Gráficos

Gráfico 1.	Potencial de ativos da recuperação da vegetação nativa	87
Gráfico 2.	Estimativas das emissões líquidas de AFOLU em todos cenários (Mt CO ₂ e, 2021-2030).....	95
Gráfico 3.	Estimativas das emissões brutas de LULUCF nos cenários REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO ₂ e, 2021-2030).....	96
Gráfico 4.	Estimativas de remoções de AFOLU nos cenários: REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO ₂ e, 2020-2030).....	97
Gráfico 5.	Estimativas de remoções em AFOLU por offsets de vegetação nativa (OVN) nos cenários: REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO ₂ e, 2021-2030).....	97
Gráfico 6.	Estimativas das emissões da pecuária para os cenários REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO ₂ e, 2021-2030).	98
Gráfico 7.	Estimativas das emissões de sistemas de cultivo para os cenários REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP) (Mt CO ₂ e, 2021-2030).....	99
Gráfico 8.	Estimativas da demanda total energética por cenário (ktep, 2020-2030).....	175
Gráfico 9.	Estimativas de Emissões do Setor de Oferta de Energia (MtCO ₂ eq, 2005-2030)	176
Gráfico 10.	Fator de emissão de eletricidade (kgCO ₂ /MWh, 2020-2030)	182
Gráfico 11.	Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CPB e REF (Mt CO ₂ e).	235
Gráfico 12.	Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CAF e REF (Mt CO ₂ e).	235
Gráfico 13.	Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CPS e REF (Mt CO ₂ e).	236
Gráfico 14.	Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre ICS e REF (Mt CO ₂ e).	236
Gráfico 15.	Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CPP e REF (Mt CO ₂ e).	237

Tabelas

Tabela 1.	Desagregação do modelo IMACLIM-BR para as simulações finais.....	20
Tabela 2.	Resumo dos cenários simulados no projeto PMR.....	33
Tabela 3.	Taxa de crescimento real (% ao ano) – Dados históricos e projeção	38
Tabela 4.	Emissões comparadas de GEE (MtCO ₂ e)	42
Tabela 5.	Principais Indicadores Macroeconômicos (Reais de 2015).....	44
Tabela 6.	Evolução do PIB por cenário (Bilhões de Reais de 2015)	47
Tabela 7.	Evolução da taxa de investimento (% do PIB).....	48
Tabela 8.	Inflação acumulada (% de aumento em relação a REF)	49
Tabela 9.	Saldo da balança comercial (% do PIB).....	49
Tabela 10.	Exportações líquidas por setor industrial em 2030 (% de aumento em relação a 2015).....	50
Tabela 11.	Evolução da dívida pública (% de aumento em relação a REF).....	51
Tabela 12.	Evolução da taxa de desemprego (%)	51
Tabela 13.	Evolução do número de postos de trabalho – (milhares).....	52
Tabela 14.	Número de postos de trabalho por grande setor em 2015 e 2030 – (milhões) .	52
Tabela 15.	Evolução da renda real disponível dos 20% mais pobres (extrema pobreza) 2015=1)	53
Tabela 16.	% da renda real disponível por classe de renda em 2015 e 2030	53
Tabela 17.	Custo de abatimento das medidas de mitigação (período 2021-2025).....	61
Tabela 18.	Custo de abatimento das medidas de mitigação (período 2026-2030).....	62
Tabela 19.	Opções de mitigação implantadas por período: comparação dos cenários de precificação de GEE com o REF	66
Tabela 20.	Demanda por offsets de restauração nativa em cada cenário	71
Tabela 21.	Participação por tipo de animal acima de 36 meses no abate em nível SIF, por tecnologia (%)	86
Tabela 22.	Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação no REF (2015-2030)	89
Tabela 23.	Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CPB (2015-2030)	91
Tabela 24.	Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CAF (2015-2030)	92
Tabela 25.	Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CPS (2015-2030)	92
Tabela 26.	Variáveis exógenas ao modelo BLUM no ICS (2015-2030)	93
Tabela 27.	Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CPP (2015-2030)	93
Tabela 28.	Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – REF (Mt CO ₂ e, 2005-2030)	100

Tabela 29.	Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CPB (Mt CO ₂ e, 2005-2030).....	101
Tabela 30.	Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CAF (Mt CO ₂ e, 2005-2030).....	102
Tabela 31.	Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CPS (Mt CO ₂ e, 2005-2030).....	103
Tabela 32.	Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – ICS (Mt CO ₂ e, 2005-2030).....	104
Tabela 33.	Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CPP (Mt CO ₂ e, 2005-2030).....	105
Tabela 34.	Nível de atividade e área do BLUM para REF (2010-2030)	106
Tabela 35.	Nível de atividade e área do BLUM para o CPB (2010-2030).....	108
Tabela 36.	Nível de atividade e área do BLUM para o CAF (2010-2030).....	109
Tabela 37.	Nível de atividade e área do BLUM para o CPS (2010-2030)	110
Tabela 38.	Nível de atividade e área do BLUM para ICS (2010-2030)	111
Tabela 39.	Nível de atividade e área do BLUM para CPP (2010-2030).....	112
Tabela 40.	Resumo resultados AFOLU (2030).....	114
Tabela 41.	Opções de mitigação consideradas nos cenários.....	122
Tabela 42.	Penetração das opções de mitigação por cenário	125
Tabela 43.	Emissões Totais de Transporte (Mt CO ₂ e, 2005-2030)	127
Tabela 44.	Drivers das emissões do setor de transportes nos cenários	130
Tabela 45.	Evolução das Emissões da Indústria por segmento (Mt CO ₂ e, 2005-2015)	136
Tabela 46.	Segmentos industriais e suas fontes de emissão.	137
Tabela 47.	Medidas de mitigação e de qual fonte essas emissões são mitigadas	139
Tabela 48.	Medidas de mitigação utilizadas em cada atividade industrial	139
Tabela 49.	Taxa de crescimento anual por segmento industrial entre 2020 e 2030.....	141
Tabela 50.	Medidas de mitigação na indústria, potencial de economia de energia, custos e penetração	142
Tabela 51.	Emissões totais no Cenário de Referência (MtCO ₂ eq, 2005-2030).....	146
Tabela 52.	Emissões de IPPU do Cenário de Referência (MtCO ₂ eq, 2005-2030)	147
Tabela 53.	Emissões de Energia no Cenário de Referência (MtCO ₂ eq, 2005-2030).....	147
Tabela 54.	Emissões totais do Cenário Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária ((MtCO ₂ eq, 2005-2030)	148
Tabela 55.	Emissões de IPPU no Cenário Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária (MtCO ₂ eq, 2005-2030)	149
Tabela 56.	Emissões de Energia do Cenário Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária (MtCO ₂ eq, 2005-2030)	150

Tabela 57.	Emissões Totais – Cenário Ajuste de Fronteira (MtCO ₂ eq, 2005-2030).....	151
Tabela 58.	Emissões IPPU – Cenário Ajuste de Fronteira (MtCO ₂ eq, 2005-2030).....	151
Tabela 59.	Emissões Energia – Cenário Ajuste de Fronteira (MtCO ₂ eq, 2005-2030)	152
Tabela 60.	Drivers das emissões industriais nos cenários de Referência e com Precificação	153
Tabela 61.	Emissões totais por segmento industrial (MtCO ₂ eq, 2030)	160
Tabela 62.	Produção total por segmento industrial em 2030	160
Tabela 63.	Medias de mitigação e setores aos quais foram aplicadas	167
Tabela 64.	Principais dados básicos para a geração de eletricidade	169
Tabela 65.	Produção fixa de óleo e gás natural	171
Tabela 66.	No caso das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), a modelagem considerou a entrada em operação de uma nova unidade no COMPERJ em 2021. Os percentuais de produção de cada derivado com relação ao total de derivados produzidos, tanto no refino como nas UPGN, foram calculados com base nos dados de produção dos últimos 10 anos, apresentados no Balanço Energético Nacional (BEN 2019). Os dados considerados estão sintetizados na tabela abaixo:Premissas de refino e processamento de gás natural	172
Tabela 67.	Resumo das premissas de oferta de energia por cenário	173
Tabela 68.	Evolução das Emissões dos Subsetores – Cenário de Referência, Cenário Pacote Base e Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (MtCO ₂ e, 2005-2030).....	177
Tabela 69.	Evolução das Emissões dos Subsetores – Cenários Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, Pacote com Precificação da Pecuária (MtCO ₂ e, 2005-2030)	178
Tabela 70.	Potência instalada e geração esperada por fonte (2020-2030).....	180
Tabela 71.	Oferta de Petróleo por cenário (Mbbbl/dia).....	182
Tabela 72.	Oferta dos principais combustíveis (cenários Referência, Pacote Base e Pacote Ajuste de Fronteira) (ktep).....	183
Tabela 73.	Oferta Interna de Energia (cenários Referência, Pacote Base e Pacote Ajuste de Fronteira) (Mtep)	183
Tabela 74.	Oferta Interna de Energia (cenários Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária) (Mtep)	184
Tabela 75.	Medidas adicionais indicativas do setor energético na NDC Brasileira e resultados dos cenários.....	185
Tabela 76.	Indicadores Gerais do Setor de Oferta de Energia	186
Tabela 77.	Emissões totais dos diversos cenários, em Gg CO ₂ equivalente	194
Tabela 78.	Emissões de Resíduos no Cenário de Referência (MtCO ₂ e, 2005-2030).....	200
Tabela 79.	Drivers de emissão de resíduos sólidos no Cenário de Referência (Mt de resíduos).....	200

Tabela 80.	Drivers de emissão de esgotos e efluentes no Cenário de Referência (Mt de DBO)	201
Tabela 81.	Evolução das Emissões de Uso da Terra, Mudança de Uso da Terra e Floresta – LULUCF (Gg CO ₂ e, 2005-2030).....	202
Tabela 82.	Evolução das Emissões de Agricultura (Gg CO ₂ e, 2005-2030).....	203
Tabela 83.	Evolução das Emissões de Transporte (Gg CO ₂ e, 2005-2030).....	204
Tabela 84.	Evolução das Emissões de Indústria (Gg CO ₂ e, 2005-2030)	205
Tabela 85.	Evolução das Emissões da Oferta de Energia (Gg CO ₂ e, 2005-2030)	206
Tabela 86.	Comparação das emissões de Oferta de Energia dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO ₂ e, 2030).....	207
Tabela A1.	Variáveis Exógenas do TEN	224
Tabela A2.	Nível de atividade do TEN.....	225
Tabela A3.	Evolução das Emissões Líquidas de AFOLU – TEN (Mt CO ₂ e, 2005-2030)	226
Tabela A4.	Evolução das emissões totais de transporte (Mt CO ₂ e, 2005-2030)	226
Tabela A5.	Drivers das emissões do setor de transportes.....	227
Tabela A6.	Taxa de crescimento industrial anual entre 2020 e 2030 no Cenário Tendencial..	227
Tabela A7.	Emissões totais da indústria no Cenário Tendencial (Mt CO ₂ e, 2005-2030)	228
Tabela A8.	Emissões de IPPU no Cenário Tendencial (Mt CO ₂ e, 2005-2030)	229
Tabela A9.	Emissões de Energia da indústria no Cenário Tendencial (Mt CO ₂ e, 2005-2030) .	229
Tabela A10.	Demanda final total de energia no Cenário Tendencial (em ktep).....	230
Tabela A11.	Evolução das Emissões dos Subsetores de oferta de energia no Cenário Tendencial (MtCO ₂ e, 2005-2030)	231
Tabela A12.	Potência instalada e geração esperada por fonte no Cenário Tendencial	231
Tabela A13.	Oferta de Petróleo – Cenário Tendencial (Mbbbl/dia)	231
Tabela A14.	Oferta dos principais combustíveis – Cenário Tendencial (ktep)	232
Tabela A15.	Oferta Interna de Energia – Cenário Tendencial	232
Tabela A16.	Metas indicativas do setor energético na NDC Brasileira – Cenário Tendencial..	232
Tabela A17.	Emissões de outros setores da demanda de energia do Cenário Tendencial (Mt CO ₂ e, 2005-2030)	233
Tabela A18.	Resultado da Emissões de resíduos no Cenário Tendencial (Mt CO ₂ e, 2005-2030).....	233
Tabela A19.	Drivers de emissão de resíduos sólidos no Cenário Tendencial (Mt de resíduos)	233
Tabela A20.	Drivers de emissão de esgotos e efluentes no Cenário Tendencial (Mt de DBO)	234
Tabela A21.	Variáveis Exógenas do TEN	237
Tabela A22.	Fatores de patamar de carga e sazonalidade	238
Tabela A23.	Demanda final total do Cenário de Referência (ktep)	239

Tabela A24. Demanda final total do Cenário Pacote Base (ktep).....	240
Tabela A25. Demanda final total do Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (ktep)	241
Tabela A26. Demanda final total do Cenário Pacote Segmentado (ktep).....	242
Tabela A27. Demanda final total do Cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis (kep) 243	
Tabela A28. Demanda final total do Cenário Pacote com Precificação da Pecuária (ktep)	244
Tabela A29. Demanda final total por cenário (ktep)	245

1. Análise Econômica

1.1 Introdução

Na COP 21, em Paris, o Brasil apresentou sua INDC, posteriormente ratificada, na qual se comprometeu a reduzir suas emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005 em 2025 e apresentou uma meta indicativa de redução das emissões de GEE 43% abaixo dos níveis de 2005 a ser obtida em 2030. O anexo da NDC contém a descrição de certas políticas que poderiam ser colocadas em prática para se atingir tal meta, mas como a obrigação do país engloba a economia brasileira como um todo, ela pode ser alcançada de diversas formas, com políticas muito diferentes, incluindo instrumentos de comando e controle e instrumentos econômicos.

Embora os instrumentos de comando e controle tenham sido amplamente utilizados no Brasil para promover reduções de emissões de GEE desde 2009 (metas apresentadas pelo Brasil na COP 15, em Copenhague), a teoria econômica afirma que a introdução de instrumentos de precificação de carbono em uma economia possibilita alcançar a melhor relação custo-benefício de uma meta nacional de mitigação. Além disso, reconhece-se que o propósito essencial de tal sinal de preço é conduzir comportamentos econômicos a médio e longo prazo.

Instrumentos de precificação de carbono, como um tributo de carbono, mercado de carbono ou uma combinação de ambos, ainda não foram implementados no Brasil devido a vários motivos, incluindo a incerteza quanto aos impactos desses instrumentos, a falta de decisão política, entre outros. Para ajudar a preencher esta lacuna, o Componente 2A proverá subsídios ao governo brasileiro para auxiliá-lo na avaliação da custo-efetividade de diferentes instrumentos, com foco em instrumentos de precificação de carbono, visando otimizar a relação entre o cumprimento de objetivos climáticos e o desenvolvimento socioeconômico.

A escolha do horizonte de tempo deste estudo determina de certa forma o grau de liberdade para a resposta tecnológica relativa à introdução de um preço de carbono em uma economia. Estudar os efeitos de curto prazo de um pequeno choque de carbono pode fornecer insights sobre as implicações macroeconômicas para "amanhã de manhã", mas não diz nada sobre como atingir efetivamente metas de mitigação ambiciosas em 2025, 2030 e além. Em contraste, é de maior interesse estudar que tipo de caminho econômico de baixo carbono pode ser

desencadeado por uma política de precificação de carbono a médio-longo prazo, considerando as possibilidades de mudança técnica e estrutural dentro do horizonte de tempo estudado.

Uma questão importante diz respeito aos efeitos diretos e indiretos (em diferentes horizontes temporais possíveis) de uma política de precificação de carbono sobre a economia como um todo e sobre os principais indicadores macroeconômicos (PIB, emprego, balança comercial, etc.). Outra questão relevante é o avaliar os impactos distributivos entre os diferentes setores econômicos de acordo com seus diferentes custos internos de mitigação.

No entanto, uma política de precificação de carbono deve ser considerada como parte de uma reforma fiscal maior, considerando, inclusive, a possibilidade de reciclagem de receita de carbono caso seja implementado um tributo de carbono ou um mercado de carbono com leilão de permissões. A esse respeito, além da custo-efetividade da implementação de um preço de carbono, uma precificação de carbono bem direcionada pode levar ao chamado “duplo dividendo”: a introdução de um preço de carbono, além de levar à redução das emissões de GEE, também pode aliviar os custos macroeconômicos através da redução do custo total de mitigação da economia, podendo levar, em alguns casos, a benefícios macroeconômicos líquidos (PIB, emprego e bem-estar), em comparação com um caso de referência.

Tais condições são muito específicas para o contexto nacional e devem ser analisadas empiricamente na ausência de consenso teórico. Além disso, a possibilidade de um “duplo dividendo” depende fortemente das suposições relativas ao caso de referência, e serão mais concebíveis se a natureza sub-ótima específica da economia atual e futura for levada em consideração. Portanto, a modelagem de uma economia em um equilíbrio sub-ótimo é especialmente importante para países em desenvolvimento como o Brasil, na presença de mercados imperfeitamente competitivos, setor informal relativamente grande, fricções nos mercados de trabalho (desemprego), etc. Desta forma, por um lado, é importante se analisar as margens de manobra para conciliar as metas de mitigação com um crescimento econômico satisfatório, e por outro, conciliar as metas de mitigação com metas de distribuição de renda, redução da pobreza e redução das desigualdades.

Os instrumentos de precificação de carbono desenhados pelo Componente 1 foram testados neste estudo, permitindo avaliar seus impactos macroeconômicos e sociais. Os estudos IES-Brasil 2030 e 2050 já ilustraram como a interação entre os principais modelos a serem utilizados neste estudo (o modelo de equilíbrio geral computável (CGE) IMACLIM-R BR, o modelo energético MATRIZ e o modelo BLUM de uso da terra) quantificaram os impactos

macroeconômicos e setoriais da precificação de carbono sobre indicadores como PIB, inflação, balança comercial, dívida pública, emprego, poder de compra das famílias (já considerando questões inflacionárias), distribuição de renda e parâmetros físicos como a matriz energética e mudanças no uso da terra e emissões de GEE. Além desses modelos já mencionados, foi utilizado o modelo IMACLIM-R (Mundo), modelo de equilíbrio geral que contempla toda a economia de nosso planeta, dividida em diferentes regiões, com o objetivo de dar as condições de contorno para o Brasil no horizonte estudado, bem como modelos setoriais para outros setores como o de transportes e indústria, e outros modelos simplificados para setores como o de resíduos.

Esses resultados indicarão ao Componente 2b (Análise de Impacto Regulatório) quais os pacotes mais promissores de ferramentas de política, incluindo instrumentos de precificação de carbono, que deverão ser mais detalhados em termos do marco regulatório. Isso permitirá identificar possíveis ajustes necessários às políticas setoriais existentes para maximizar as sinergias e minimizar os conflitos entre os novos instrumentos de política e os já implementados. Embora a análise deste estudo seja realizada em nível nacional, sempre que possível, os resultados serão desagregados em nível estadual (por exemplo, resultados relativos à oferta de energia e ao uso do solo), a fim de ajudar seu alinhamento com o Componente 2b.

Recentemente, o Brasil enfrentou uma das recessões mais graves da história. O PIB caiu cerca de 7,5% entre o final de 2014 e começo de 2017. De 2017 para cá a economia ainda não voltou a crescer como o esperado em um país em desenvolvimento, apresentando taxas próximas a 1% ao ano em 2017, 2018 e 2019. Ao final de fevereiro de 2017 a taxa de desemprego tinha atingido 12,6%, o equivalente a 12,9 milhões de trabalhadores, e de lá para cá, a taxa de desemprego tem se reduzido lentamente.

É necessário um grande rearranjo da economia para retomar o crescimento econômico sustentado a taxas mais elevadas, o que só é projetado no presente estudo partir de 2021. No Cenário de Referência (REF), a nova taxa de crescimento anual média assumida para o período 2018-2030 foi de 3,0% ao ano, ligeiramente inferior à média observada entre 1995 e 2014. Com essa premissa de crescimento econômico aliada às projeções de população do IBGE, em 2030 o PIB per capita brasileiro chegaria ao nível atual de países de maior renda média da América Latina e Europa Oriental, como Argentina, Hungria e Polônia.

1.2 Metodologia

A metodologia da modelagem macroeconômica e da sua integração com os outros modelos utilizados no estudo foi apresentada em detalhes no Produto 3 do Componente 2A. Aqui será apresentada uma versão resumida para o leitor poder recordar as principais características da modelagem e, assim, entender melhor os resultados que serão apresentados.

a. IMACLIM-BR

O IMACLIM-BR baseia-se na representação de mercados walrasianos de bens e serviços, com um balanço de renda global. Contudo, o IMACLIM-BR difere-se do padrão de modelos de Equilíbrio Geral Computável (EGC) por uma série de especificidades. Uma delas é a representação do sistema econômico em sua forma second-best. A representação do acúmulo de capital é realizada de maneira distinta daquela postulada pela economia perfeitamente competitiva, além de utilizar dados empíricos estruturais da economia para computar os futuros saldos contábeis e equilíbrio de mercados de bens e serviços, que são caracterizados pelo possível subemprego de fatores de produção (trabalho) e mercados imperfeitos (bens e fatores). A rigidez do mercado de trabalho é representada por uma curva de salários.

A principal distinção do IMACLIM frente aos modelos de EGC refere-se ao mecanismo de contabilidade casada. Os fluxos energéticos são representados no modelo em sua forma monetária (valores em milhões de reais) bem como em unidades físicas (kTEP) por meio de uma matriz de insumo-produto híbrida (MIP híbrida).

A partir da MIP híbrida, estende-se o arcabouço matricial de forma a representar outros fluxos monetários da economia que não dizem respeito aos setores produtivos, fornecidos pelas Contas Econômicas Integradas (CEI) do IBGE. Elabora-se, assim, uma matriz de contabilidade social (SAM), na qual a distribuição de renda primária e secundária na economia é representada de forma detalhada. São representados o sistema fiscal e as transferências do governo, o que é primordial para a simulação de diferentes formas de reciclagem das receitas oriundas da precificação de carbono.

A versão atual do IMACLIM-BR foi calibrada com base nos dados econômicos e demográficos do ano de 2015. A representação atual do modelo conta com:

- 4 setores institucionais: Famílias, Empresas, Governo e Resto do Mundo. O setor institucional das famílias é dividido em 4 classes de renda (10% dos domicílios mais pobres e 3 blocos com os 30% seguintes).
- 2 fatores de produção primários: capital e trabalho;
- 19 setores produtivos: seis setores energéticos (carvão mineral, petróleo e derivados [exceto diesel], gás natural, diesel, biocombustíveis e eletricidade), oito setores industriais (cimento, ferro e aço, alumínio e outros metais não-ferrosos, química, carne bovina, resto de alimentos e bebidas, papel e celulose e outras indústrias), três setores AFOLU (floresta plantada, pecuária bovina e resto da agropecuária), setor de transportes e resto da economia (serviços).

Além disso, essa versão conta com a adoção de características recursivas, que permitem melhor representação da trajetória técnico-econômica, ano a ano, por trás da transição de longo prazo.

Ao incorporar a dinâmica de capital e equilíbrios intermediários, incluindo efeitos de retroalimentação a cada etapa de resolução, é possível representar diferentes regimes de crescimento da economia, aportes de investimento e níveis de preço de carbono. Em outras palavras, o modelo é capaz de incorporar e processar informações referentes aos anos intermediários do período de simulação, o que não era oferecido nas versões anteriores, nas quais a simulação se reduzia a uma trajetória única entre os anos inicial e final (análise de estática-comparativa).

A consistência entre as representações monetária e física é mantida via sistema de preços. Dessa forma, é possível realizar, ano a ano, a integração com modelos setoriais (bottom-up) específicos para setores-chave, tais como transportes, indústria, oferta de energia, entre outros, e representar detalhadamente inovações tecnológicas, alterações na demanda por energia e restrições na oferta de recursos, por exemplo.

Ao representar o progresso tecnológico de forma endógena, o modelo é capaz de representar a indução de investimentos em tecnologias de baixo carbono, dispensando o uso de elasticidades constantes de substituição (CES) para os setores econômicos cujas transações também são informadas ao modelo em unidades físicas. A incorporação dessas informações ao modelo se dá por meio da troca de informações de produção e consumo de energia, fluxos de caixa, investimentos totais no período, substituição de combustíveis, eficiência energética, entre outros. Cabe ressaltar que estas tecnologias não são inseridas no IMACLIM-BR em valores absolutos, mas por meio da atualização de coeficientes técnicos da MIP. Dessa forma, o modelo

ajusta automaticamente o nível de investimento necessário e as reduções/trocas nos consumos de combustíveis e outros insumos, mantendo a consistência entre o nível de atividade de cada setor e o potencial de redução de consumo de energia e de emissões.

Embora o modelo não permita diferenciar os diversos instrumentos econômicos de precificação de emissões (taxa, mercado de carbono e sistemas híbridos), podem ser simulados diferentes cenários de reciclagem para as receitas provenientes da precificação, seja por diferentes alocações setoriais, seja por diferentes instrumentos de reciclagem, tais como programas de distribuição de renda, diminuição de encargos trabalhistas, etc.

O comércio exterior é representado por elasticidades aos termos de troca, função dos custos de produção e preços domésticos e internacionais. A função de demanda final das famílias é definida por uma elasticidade-preço e uma elasticidade-renda, promovendo escolhas de consumo para os bens e serviços da economia, com atendimento mínimo das necessidades básicas.

O crescimento econômico no IMACLIM-BR é baseado em fatores demográficos exógenos (crescimento populacional) e progresso técnico (fator que aumenta a produtividade do trabalho), mas com uma representação explícita da acumulação de capital, que cresce à mesma taxa que os fatores exógenos.

b. Modelagem integrada

No Produto 3 (Relatório Metodológico), foram apresentados em detalhes os diversos modelos Bottom-up (setoriais) e Top-Down (modelos de equilíbrio geral computável) que serão utilizados nas simulações dos cenários do projeto PMR. A integração destes diferentes modelos é um dos desafios metodológicos que o projeto PMR visa superar. A figura a seguir apresenta de forma simplificada a interação dos principais modelos que serão utilizados nas simulações

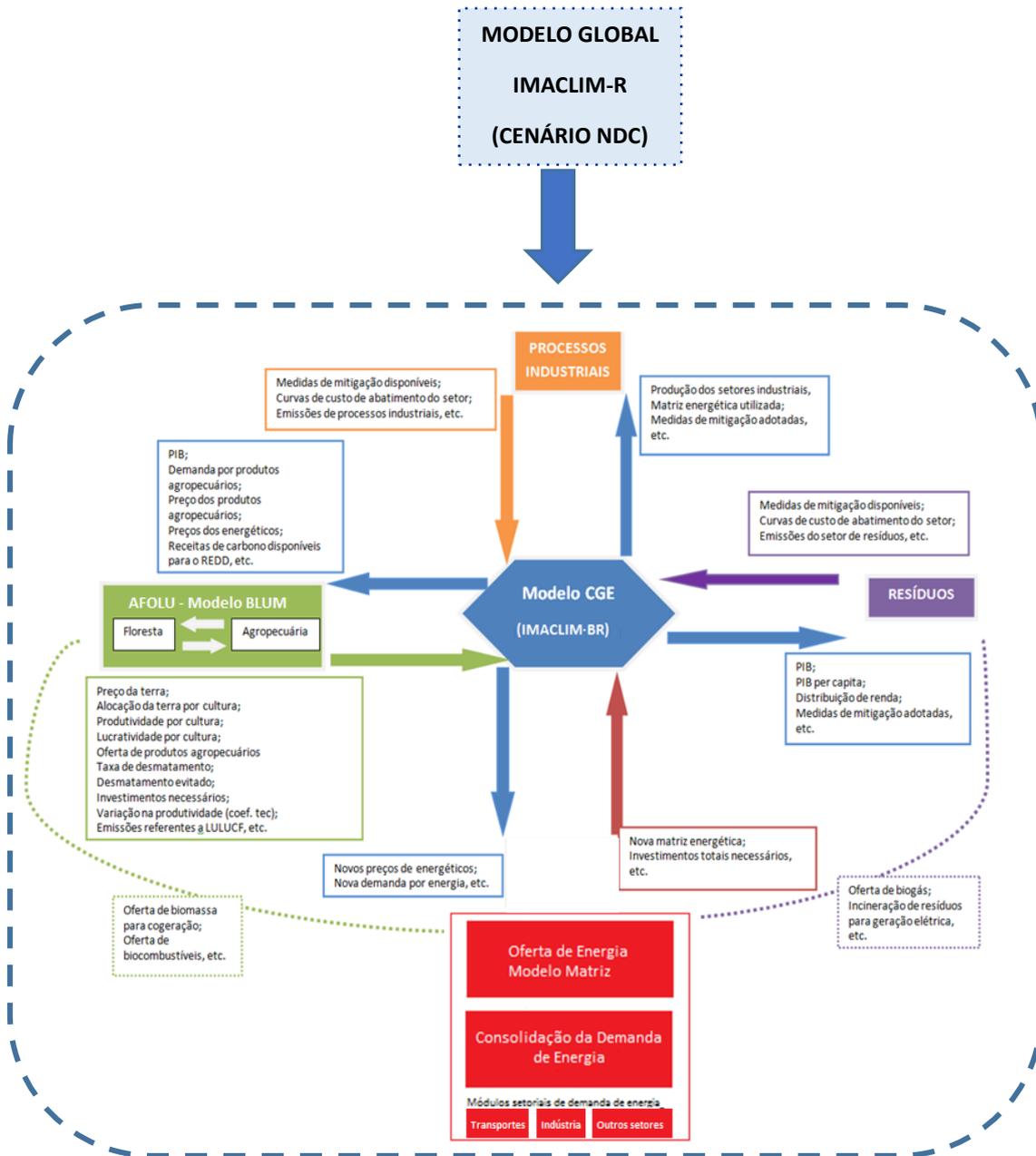


Figura 1. Diagrama geral da modelagem integrada.
Fonte: Elaboração própria

O modelo de equilíbrio geral global, IMACLIM-R, será utilizado para prover as condições de contorno para a região “Brasil”, que é uma das 12 regiões desagregadas do modelo. O objetivo principal é fornecer de forma robusta um cenário global compatível com o alcance das NDCs conforme apresentadas no Acordo de Paris. Assim, este cenário não é um cenário Business as Usual, mas um cenário em que as diferentes regiões do globo estão buscando reduzir suas emissões de GEE através do investimento em medidas de mitigação.

Dada a importante premissa do projeto PMR de que o cenário de referência e todos os cenários de precificação propostos neste projeto alcançam as metas da NDC, apenas um cenário global em que as diversas regiões também alcancem o cumprimento das metas de suas NDCs foi necessário. Desta forma, as condições globais de contorno para a região “Brasil” são as mesmas em todos os cenários. Foi tomado o cuidado para que as principais premissas fossem alinhadas entre os modelos, como crescimento do PIB global, crescimento do PIB brasileiro, preço do barril de petróleo, balança comercial, entre outras. Devido à limitação de tempo e de recursos, foi considerado que uma potencial variação nos níveis de importação e exportação do Brasil nos cenários de precificação não alterariam de forma significativa o equilíbrio da economia mundial no modelo de equilíbrio geral global, IMACLIM-R.

Ao simular diversos cenários de atingimento das metas descritas na NDC, as importações e exportações do Brasil para o resto do mundo variam de acordo com a custo-efetividade do pacote de precificação proposto, e com a forma de proteção da competitividade dos setores produtivos brasileiros. Portanto, uma análise detalhada destas variáveis nos diferentes cenários foi um dos pontos centrais deste projeto.

O modelo IMACLIM-R BR será conectado em um soft-link aos demais modelos setoriais, o modelo MATRIZ, de oferta de energia, o modelo BLUM, de uso do solo, e os modelos de transportes, indústria, resíduos e de demanda energética de outros setores (residencial, comercial, público e agropecuário).

É importante ressaltar que o cenário tendencial é um cenário neutro, que não atinge as metas da NDC brasileira, e que foi utilizado apenas como base para a inserção da política de precificação de carbono. O cenário de referência é que foi a base de comparação para os cenários de precificação.

Em primeiro lugar foram definidas as premissas macroeconômicas para que os modelos setoriais possam iniciar as simulações. No caso do cenário de referência, as premissas de medidas de mitigação implementadas através de políticas de comando e controle também foram inseridas nos modelos setoriais.

Com os modelos setoriais calibrados para estes cenários, as demandas de energia foram consolidadas e informadas ao modelo de oferta de energia (MATRIZ), que busca atender à demanda consolidada da forma mais custo-efetiva, dadas as diversas restrições do sistema energético e do cenário em si. Após a rodada do MATRIZ, foi gerado um balanço energético para cada ano da simulação (2015-2030), em cada cenário.

No cenário de referência foram computados todos os investimentos adicionais relacionados às políticas de comando e controle que visam reduzir as emissões de GEE do país. O modelo IMACLIM-BR recebeu os balanços energéticos e as demandas por investimentos adicionais a cada ano, e buscou alcançar o equilíbrio da economia após a implementação deste choque. Além de se utilizar do formato do BEN como base para troca das informações sobre produção, transformação e consumo de energia, e posterior calibração dos coeficientes técnicos dos setores produtivos, foram criados diversos templates em excel para troca de dados entre cada um dos modelos utilizados pelo Componente 2A. A figura a seguir apresenta de forma esquemática o passo a passo de uma rodada completa dos modelos nos cenários de Referência e Tendencial.

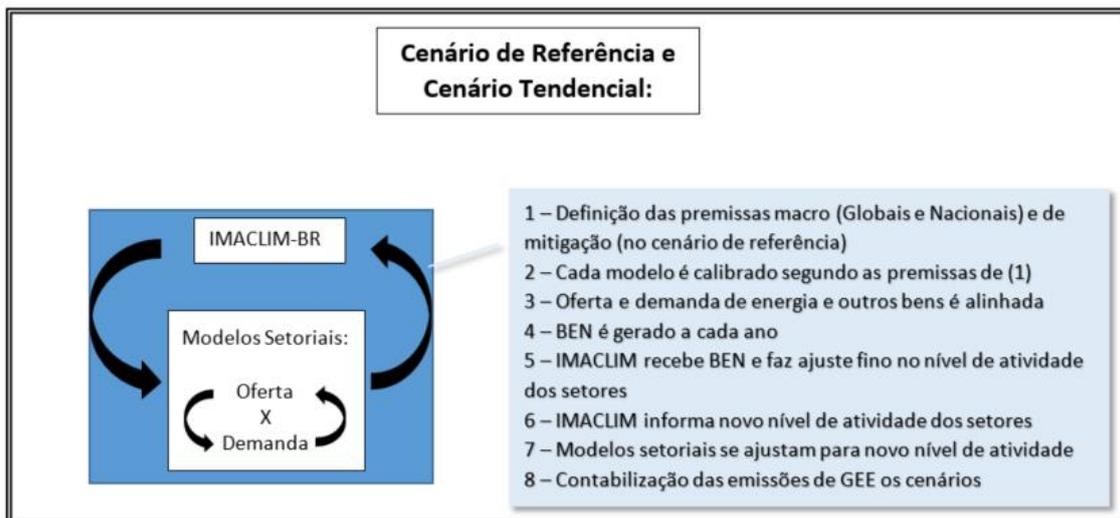


Figura 2. Diagrama geral da modelagem integrada (Cenários Tendencial e de Referência).
Fonte: Elaboração própria

Com o novo equilíbrio da economia, o modelo IMACLIM-BR informa aos modelos setoriais os novos níveis de atividade decorrentes do choque simulado. Com esta informação, os modelos setoriais fazem um ajuste fino em seus níveis de atividade, garantindo um alinhamento entre os modelos BU e TD em termos de níveis de atividade e volumes de produção. Caso necessário, esse passo é realizado novamente até que se garanta um alinhamento adequado entre os níveis de atividade dos modelos setoriais e dos setores produtivos descritos no IMACLIM-BR.

A última etapa consiste na contabilização das emissões de gases de efeito estufa, que é feita pelos modelos setoriais, após constatarem o alinhamento do nível de atividade com o modelo de equilíbrio geral.

A figura a seguir apresenta, de forma esquemática, o passo a passo de uma rodada completa dos modelos nos cenários de Precificação. Nestes cenários, as rodadas são mais complexas pois as medidas de mitigação são definidas endogenamente pelo conjunto de modelos, cuja conexão também se dá por um soft-link.

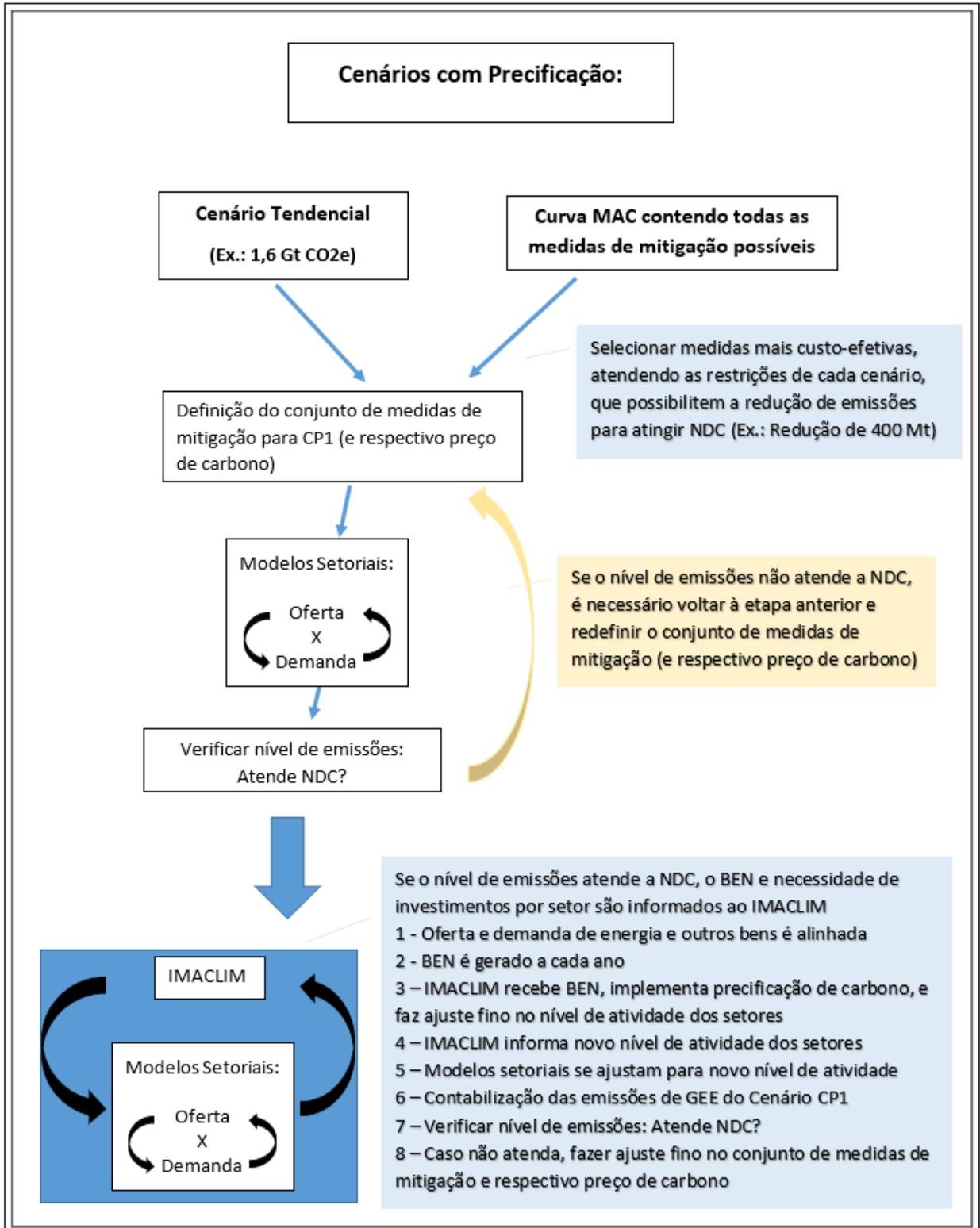


Figura 3. Diagrama geral da modelagem integrada (Cenários de Precificação).
Fonte: Elaboração própria

Os choques induzidos pelos cenários de precificação são sempre inseridos inicialmente sobre o mesmo cenário, o cenário tendencial, que busca simular a economia brasileira de forma neutra até 2030, projetando uma continuação das políticas e programas já existentes hoje, ou seja, é um cenário do tipo Business as Usual.

Esse cenário tendencial não atende as metas da NDC brasileira, nem em 2025 nem em 2030, e por isso é necessário se introduzir uma política climática. No caso do cenário de referência, foram introduzidas políticas de comando e controle, e as medidas de mitigação que entraram neste cenário buscaram reproduzir, sempre que possível, aquelas descritas no anexo da NDC brasileira.

No caso dos cenários de precificação, esta incidirá sobre as emissões de gases de efeito estufa, conforme indicado pelos pacotes do Componente 1, cujos detalhes estão disponíveis no Produto 2 do Componente 2A. O objetivo de se inserir a política de precificação de carbono é de se buscar um cenário que possa ser mais custo-efetivo que o cenário de referência, o que segundo a teoria econômica, seria o resultado esperado. Assim, a política de precificação ajudaria os setores produtivos, e conseqüentemente o Brasil, a adotar, de forma ordenada, as medidas de mitigação, partido daquelas com menor custo por tonelada de CO₂e para as com maior custo por tonelada de CO₂e, até atingir a meta.

Nas simulações, portanto, os modelos setoriais verificam todas as potenciais medidas que poderiam ser implementadas nos seus respectivos setores, e informam ao IMACLIM-BR sobre todos os seus detalhes (incluindo o ano de implementação, custos de investimento por ano, redução de emissões por ano, redução/troca de consumo de energia por ano e etc), de forma a possibilitar a construção de uma curva de custo marginal de abatimento (curva MAC) para toda a economia brasileira.

Com estas informações são montadas duas curvas MAC, uma para o período 2021-2025 e outra para o período 2026-2030, e são escolhidas as medidas de mitigação que devem entrar em cada período de forma a propiciar ao país o alcance da meta da NDC, sempre partindo das opções mais baratas para as mais caras. Cada cenário de precificação tem suas nuances e particularidades, de forma que os conjuntos de medidas escolhidas em cada cenário podem ser diferentes entre si, assim como o preço do carbono.

Com os conjuntos de medidas de mitigação definidos para cada cenário, os modelos setoriais informam suas demandas de energia e por outros bens e serviços, notadamente produtos agropecuários, de forma que o modelo MATRIZ (oferta de energia) e BLUM (uso do solo) possam simular os respectivos cenários que atendam da melhor forma à demanda

calculada pelos modelos de demanda, garantindo o alinhamento entre oferta e demanda nos modelos setoriais. Quando esta demanda está alinhada, é então verificado o nível de emissões de GEEs. Como informado anteriormente, as emissões de GEE são calculadas nos modelos setoriais, pois estes apresentam uma maior desagregação da economia e dos combustíveis, permitindo um cálculo de emissões de GEE mais preciso. A metodologia de cálculo de emissões utilizada é a mesma utilizada no Inventário Nacional.

Se as emissões calculadas pelos modelos setoriais atenderem as metas da NDC nos dois períodos, o modelo IMACLIM roda o cenário completo com as informações detalhadas relativas à implementação das medidas de mitigação selecionadas, incluindo o preço de carbono. Caso as emissões fiquem acima (abaixo) das metas da NDC, é necessário voltar ao passo anterior, aumentar (diminuir) marginalmente o preço do carbono de forma a incluir mais (menos) medidas de mitigação.

Após o novo equilíbrio, o IMACLIM-BR informa aos modelos setoriais sobre os novos níveis de atividade de cada setor. Os modelos setoriais fazem um ajuste fino nos seus níveis de atividade, garantindo o alinhamento em volumes entre os modelos BU e TD. Com o alinhamento em volumes garantido, os modelos setoriais calculam novamente as emissões de GEE. Caso as emissões fiquem acima das metas da NDC¹ ou muito abaixo (que não possa ser arredondado para 1,3 MtCO₂e em 2025 e 1,2 MtCO₂e em 2030), é necessário voltar ao passo em que é definido o conjunto de medidas de mitigação e fazer as correções necessárias.

Após garantir o alinhamento entre os modelos BU e TD, e garantir que as metas da NDC são observadas em ambos os períodos, pode-se considerar que o cenário de precificação em questão atingiu seu objetivo. Os dados detalhados das rodadas são então extraídos dos modelos e salvos para posterior análise e confecção do relatório final.

Apresenta-se a seguir, de forma simplificada, o algoritmo utilizado para integração das simulações no IMACLIM-BR e pelos modelos setoriais (BLUM, MATRIZ, Indústria, Transportes).²

¹ A meta da NDC brasileira é de 1346 MtCO₂e em 2025 e de 1208 MtCO₂e em 2030, levando-se em consideração as emissões de 2005 apresentadas na Terceira Comunicação Nacional.

² O algoritmo apresentado se repete para cada um dos cenários considerados.

Etapa I – Definição do Cenário Macroeconômico

Etapa II – Elaboração da curva MAC (“*Marginal Abatement Cost Curve*”)

Passo 1: Identificação de novas tecnologias para a redução de emissões de GEE (“medidas de mitigação”) disponíveis no horizonte 2030 nos diversos setores;

Passo 2: Estimativa do potencial de abatimento de emissões e do custo total de cada tecnologia ou medida de mitigação;

Passo 3: Cálculo da curva MAC a ser fornecida para o IMACLIM, representando os investimentos adicionais em medidas de mitigação por setor econômico.

Etapa III – Modelos Setoriais (“*Bottom-Up*”)

Passo 1: Modelos setoriais (Indústria, Transportes) fazem uma simulação inicial baseada no cenário macroeconômico, obtendo o crescimento setorial no horizonte 2030, e um plano de expansão e operação anual de cada setor, respectivos custos de investimento e operação e valores das emissões de GEE resultantes; fornecem também dados de demandas anuais de combustíveis e biocombustíveis para os Modelos Matriz e BLUM;

Passo 2: Modelos setoriais (Residencial, Comercial e Agropecuária) fazem uma simulação inicial baseada no cenário macroeconômico, obtendo o crescimento setorial no horizonte 2030, e uma projeção das demandas anuais de combustíveis, biocombustíveis e eletricidade a serem informadas aos Modelos Matriz e BLUM;

Passo 3: Modelo de equilíbrio parcial (BLUM) simula a competição econômica pelo uso do solo considerando os principais usos da terra (agricultura, pecuária e florestas comerciais), obtendo como resultados de interesse para esta aplicação, uma projeção da oferta de biocombustíveis (etanol, bagaço de cana, óleos vegetais, lenha e carvão vegetal) e do consumo associado de combustíveis fósseis (diesel, gasolina, etc); fornece também os respectivos custos de investimento e operação e valores das emissões de GEE resultantes;

Passo 4: MATRIZ estima a Oferta de Energia com base nas projeções de demanda de energia final recebida dos diferentes setores e na disponibilidade prevista dos diferentes recursos energéticos (reservas de petróleo e gás natural, carvão, biomassa, etc.) no horizonte 2030,

obtendo como resultado um plano de expansão e operação anual de cada fonte de produção de combustíveis e de eletricidade, seus respectivos custos de investimento e operação e os valores das emissões de GEE referentes à produção de energia;

Passo 5: Consolidação dos resultados dos modelos setoriais em uma matriz energética, para cada ano, no horizonte 2030;

Etapa IV – Preparação de inputs para o Modelo IMACLIM

Passo 1: Preparação das matrizes insumo-produto dos fluxos energéticos, para cada ano, para cada cenário, a partir das matrizes energéticas produzidas pelos modelos setoriais;

Passo 2: Revisão da Curva MAC a partir dos resultados dos Modelos Setoriais nos cenários de precificação;

Passo 3: Consolidação de valores das emissões de GEE dos Modelos Setoriais.

Etapa V – Simulação com Modelo IMACLIM (“Top-Down”)

Passo 1: IMACLIM-BR simula o equilíbrio macroeconômico, recalculando os níveis de atividade e as novas demandas de energia útil para cada segmento econômico; nesse processo obtém-se também os valores de diversos indicadores econômicos e sociais, assim como novas estimativas de emissões de GEE em âmbito nacional.

Passo 2: Os novos níveis de atividade setoriais são informados para cada setor (indústria, transportes, agropecuária, residencial, comercial, público etc.);

Etapa VI – Segunda Etapa “Bottom-Up”:

Passo 1: A partir dos novos níveis de atividade apontados pelo IMACLIM-BR, as novas demandas de energia são calculadas pelos Modelos Setoriais (Indústria e Transportes, Residencial, Comercial e Agropecuária);

Passo 2: Modelo BLUM refaz a simulação do setor AFOLU para estas novas demandas obtendo uma nova projeção da oferta de biocombustíveis e demais resultados análogos ao passo III-3;

Passo 3: Modelo MATRIZ refaz a otimização da expansão das cadeias energéticas para estas novas demandas obtendo uma nova projeção da Oferta de Energia e demais resultados análogos ao do passo III-4;

Passo 4: Consolidação dos resultados dos modelos setoriais em uma nova matriz energética no formato “Large BEN” e cálculo das emissões de GEE nacionais (verificação do atendimento ou não das metas da NDC)

Etapa VII – Resultados Finais:

Passo 1: Se necessário, efetuar mais uma rodada do modelo IMACLIM a partir dos novos resultados consolidados dos modelos setoriais visando obter um maior alinhamento com os modelos setoriais. Foi acertado com a equipe do Banco Mundial o critério de convergência à meta de emissões de GEE estipulada na NDC: caso as emissões em 2025 pudessem ser arredondadas para 1,3Gt CO₂e e em 2030 para 1,2 Gt CO₂e, seria considerado que a meta NDC do país é atingida;

Passo 2: Consolidação dos resultados finais da simulação de cada cenário e preparação das tabelas para comparação de resultados dos cenários.

1.3 Definição dos Cenários

O projeto PMR previu a simulação de um cenário de referência de atendimento à NDC em 2025 e 2030, no qual as metas estabelecidas no Acordo de Paris seriam atingidas somente por meio da implementação de políticas de comando e controle. Também foram previstas as simulações de uma série de cenários de precificação de carbono, cujas mesmas metas estipuladas seriam atingidas em 2025 e 2030, porém com o instrumento de precificação em substituição das políticas de comando e controle.

Desta forma, tendo como prisma o cumprimento das metas da NDC, é possível analisar comparativamente esses diferentes cenários e identificar qual instrumento de política seria mais eficiente para a implementação da política climática brasileira.

Para efetuar tal exercício, é necessário a criação de um cenário tendencial, baseado nas tendências atuais de emissões de GEE pela economia brasileira sem a adoção de políticas

climáticas adicionais específicas (seja a precificação de carbono ou políticas de comando e controle). Esse cenário representa o nível de emissões mais provável que o país alcançaria se a implementação das medidas de mitigação seguir o caminho atual. O cenário tendencial é utilizado, portanto, como base para implementação dos diferentes pacotes de precificação, enquanto o cenário de referência é utilizado como base de comparação dos resultados dos cenários de precificação, com o objetivo de identificar o cenário mais custo-efetivo no alcance das metas estipuladas na NDC brasileira.

A precificação de carbono é um instrumento que pode ser aplicado de diversas maneiras em uma economia competitiva. As especificidades adotadas em cada país são avaliadas, de forma geral, de acordo com a estrutura econômica, comércio internacional e utilização das receitas arrecadas com a precificação. Dessa forma, para uma análise mais robusta, é necessário simular diferentes cenários de aplicação desse instrumento. Nesse caso, foram estabelecidos seis cenários distintos de precificação de carbono. A seguir, os cenários simulados neste estudo serão apresentados em detalhes.

1.3.1 Cenário Tendencial³ (TEND)

O cenário tendencial baseia-se nas tendências atuais de emissões de GEE e políticas de mitigação. Esse cenário representa o nível de emissões mais provável que o país alcançaria se a implementação das medidas de mitigação seguir o caminho atual. Este cenário não será utilizado como base de comparação dos resultados, mas como base para a implementação dos pacotes de precificação propostos pelo Componente 1. Maiores detalhes podem ser encontrados abaixo:

ESCOPO SETORIAL (setores regulados): Nenhum setor é regulado por novas regulações.

ESCOPO DE EMISSÕES (fontes de emissão consideradas): Contabiliza-se as emissões (i) da queima de combustíveis; (ii) dos processos industriais; (iii) fugitivas; (iv) do setor agropecuário.

GASES (gases regulados): Gases de efeito estufa – CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs, SF₆

INSTRUMENTO DE PRECIFICAÇÃO (Tipo de instrumento de precificação aplicado): não há instrumento de precificação.

³ Este cenário foi desenvolvido com base no Cenário A de La Rovere et al, 2018.

PROTEÇÃO À COMPETITIVIDADE (Mecanismo de proteção à agentes em risco de competitividade): Não é simulado nenhum mecanismo de proteção à competitividade.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação do pacote proposto): Este cenário foi criado para servir de base para a aplicação dos pacotes de precificação propostos pelo Componente 1. As medidas consideradas podem ser encontradas nos respectivos capítulos setoriais.

1.3.2 Cenário de Referência⁴ (REF)

O cenário de referência é um cenário que atinge as metas da NDC por meio da implementação de políticas de comando e controle, baseado no Cenário C de La Rovere et al (2018). Essas políticas foram escolhidas por um amplo processo de consulta conduzido pelo Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas entre 2016 e 2018. A escolha das políticas que foram simuladas neste cenário baseou-se, sempre que possível, nas medidas indicadas no anexo da NDC brasileira. Maiores detalhes podem ser encontrados abaixo:

ESCOPO SETORIAL (setores regulados): Praticamente todos os setores da economia brasileira são obrigados, por meio de políticas de comando e controle, a investir em medidas de mitigação. Pode destacar os seguintes setores: Agropecuária, Transportes, Indústria (diversos segmentos) e Energia (combustíveis fósseis, biocombustíveis e energia elétrica).

ESCOPO DE EMISSÕES (fontes de emissão consideradas): Contabiliza-se as emissões (i) da queima de combustíveis; (ii) dos processos industriais; (iii) fugitivas; (iv) do setor agropecuário.

GASES (gases regulados): Gases de efeito estufa – CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs, SF₆

INSTRUMENTO DE PRECIFICAÇÃO (Tipo de instrumento de precificação aplicado): não há instrumento de precificação, mas políticas de comando e controle.

PROTEÇÃO À COMPETITIVIDADE (Mecanismo de proteção à agentes em risco de competitividade): Não é simulado nenhum mecanismo de proteção à competitividade.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação do pacote proposto): Este cenário foi criado para servir de base de comparação dos resultados obtidos pelos pacotes de precificação de carbono. As medidas consideradas podem ser encontradas nos respectivos capítulos setoriais.

⁴ Este cenário foi desenvolvido com base no Cenário C de La Rovere et al, 2018.

1.3.3 Pacotes de Precificação⁵

Os outros seis cenários analisados envolveram instrumentos de precificação de carbono compondo a política climática nacional, a fim de verificar os impactos socioeconômicos da adoção destes instrumentos de mercado em detrimento de outras medidas que compõem o cenário de referência. Quatro deles buscaram testar variações nos instrumentos de precificação de carbono que pudessem se justificar pelo prisma da eficiência – Base, Distributivo, Ajuste de Fronteira, Inclusão da Agropecuária. Outros dois cenários com instrumentos de precificação de carbono que foram também analisados, se justificam pela possível maior viabilidade política, em detrimento de sua eficiência – Isenção de Combustíveis sensíveis e Segmentado.

PACOTE ‘BASE’ (CPD)

O ‘pacote base’ envolve esquemas de precificação que, segundo as análises realizadas pelo Componente 1 do Projeto PMR Brasil, se adaptariam às realidades setoriais nacionais (econômica, regulatória e tecnológica), sendo tanto implementáveis quanto eficazes em seu objetivo. O pacote é fiscalmente neutro, dada a preocupação em não aumentar a carga tributária nacional. Maiores detalhes podem ser encontrados abaixo:

ESCOPO SETORIAL (setores regulados): Indústria (Alumínio, Cimento, Cal, Vidro, Ferro-Gusa e Aço, Papel e Celulose, Química, Bebidas e Alimentação, Têxtil, Cerâmica, Ferro-Ligas e Extração Mineral); Combustíveis e Geração elétrica (indiretamente via usuários de combustíveis – ex. Geração Termoelétrica, Transportes).

Devido à não existência de dados econômicos e energéticos, alguns dos setores não puderam ser desagregados no modelo de equilíbrio geral computável. Para a calibração do modelo foi utilizada a nova versão das Contas Nacionais, publicadas pelo IBGE, com ano base 2015. A desagregação proposta para as rodadas do modelo IMACLIM-BR é a seguinte:

⁵ Estes pacotes foram propostos no Produto 5 do Componente 1 do projeto PMR (Margulis et al, 2018).

Tabela 1. Desagregação do modelo IMACLIM-BR para as simulações finais

Grupo	Nº	Setor
Energia	1	Carvão
	2	Diesel
	3	Petróleo e outros derivados de petróleo
	4	Gás natural
	5	Biocombustíveis
	6	Eletricidade
Agropecuária	7	Floresta plantada
	8	Pecuária
	9	Resto da agricultura
Indústria	10	Papel e Celulose
	11	Cimento
	12	Ferro e aço
	12	Alumínio e outros não ferrosos
	14	Química
	15	Carne bovina processada
	16	Resto de alimentos e bebidas
	17	Resto da indústria
Serviços	18	Transporte de cargas e de passageiros
	19	Resto de serviços e resto da economia

Fonte: Elaboração própria

ESCOPO DE EMISSÕES (fontes de emissão consideradas): Regula-se as emissões (i) da queima de combustíveis; (ii) dos processos industriais; (iii) fugitivas.

Foi possível simular a regulação de todas as fontes de emissão consideradas acima através dos modelos setoriais – que estarão integrados ao modelo de equilíbrio geral computável.

GASES (gases regulados): Gases de efeito estufa – CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs, SF₆, NF₃.

Todos os gases acima foram contabilizados pelos modelos setoriais, que possuem este detalhamento, com exceção do NF₃, que não consta no Inventário Nacional e que deverá ser tratado pelo Componente 2B.

MRV (Regras de MRV – serão revisadas ao fim do projeto PoMuC⁶): Reporte anual para todos os agentes regulados, com verificação de terceira parte, e para os agentes econômicos da indústria com emissão anual acima de 15ktCO₂e, sem necessidade de verificação⁷.

O modelo de equilíbrio geral trabalha com setores econômicos, e não com agentes isolados, portanto, não foi possível fazer distinção dos agentes segundo seu volume de emissões de gases de efeito estufa. Esta distinção deverá ser analisada pelo Componente 2B.

LIMIARES DE REGULAÇÃO (Limiares de emissões anuais para regulação): Por conta do custo regulatório, é comum se estabelecer limiares de regulação tendo em vista a estrutura de cada setor. Indústria: estabelecimentos industriais com emissões anuais acima de 25ktCO₂e; distribuidoras e importadoras de combustíveis: todas.

O modelo de equilíbrio geral trabalha com setores econômicos, e não com agentes isolados, portanto, não foi possível fazer distinção dos agentes segundo seu volume de emissões de gases de efeito estufa. Esta distinção deverá ser analisada pelo Componente 2B.

PONTO DE REGULAÇÃO (Ponto da cadeia produtiva onde a regulação é aplicada): Regular *upstream*, *downstream* ou *midstream* depende do custo regulatório de cada opção e da transmissão de incentivos na cadeia produtiva. Combustíveis para fins não industriais (*upstream*): distribuidoras e importadoras de diesel, gasolina, óleo combustível, GLP, querosene de aviação, gás natural, usinas de carvão mineral e coquearias; Indústria (*midstream*): estabelecimentos industriais (inclusive combustível consumido).

Nossa estrutura de modelagem não permite distinguir claramente os diferentes pontos de regulação possíveis, a não ser quando os setores em questão estejam desagregados. Assim, sugerimos que o Componente 2B analise esta questão em mais detalhes.

PERÍODO DE COMPROMISSO (período para *compliance* e revisão do sistema): O componente 1 sugeriu um período inicial de três anos, para aprendizagem e aperfeiçoamento do sistema (inclusive MRV). Os seguintes seriam ajustados de acordo com os períodos de compromisso da NDC.

⁶ Projeto em andamento que realiza uma Análise de Impacto Regulatório da criação de um sistema nacional mandatório de relato de GEE.

⁷ Se as emissões da queima de combustível industrial forem reguladas como emissões do setor industrial, e não do de combustíveis, teríamos o requerimento adicional de as distribuidoras identificarem vendas por uso final .

Para todos os cenários, foram simulados um período tendencial até o final de 2020 e início das políticas de comando e controle (Cenário de Referência) e de precificação de carbono em 2021. O primeiro período de compromisso foi simulado entre 2021 e 2025 (primeira fase), e o segundo período entre 2026 e 2030 (segunda fase).

INSTRUMENTO DE PRECIFICAÇÃO (Tipo de instrumento de precificação aplicado): Os modelos macroeconômicos e setoriais utilizados são determinísticos, tratando o tributo como o dual de preços do mercado e, portanto, não são ideais para discernir o tipo de instrumento de precificação, mas sim os detalhes de desenho. Dessa forma, podemos variar o tipo de instrumento na modelagem sem afetar a inferência de causalidade em relação à variação realizada no desenho do instrumento. A variação no tipo de instrumento de precificação será avaliada na AIR (Componente 2B), com base nas análises do componente 1, que permitiram a elaboração de algumas propostas preliminares.

ALOCAÇÃO DE PERMISSÕES (Forma de alocação das permissões no caso de um mercado de carbono): Por sugestão do Componente 1, na primeira fase a alocação foi feita por grandfathering (50% das permissões) e complementada por leilões, por conta da inexistência de informação necessária para a aplicação de um benchmarking e por se tratar de uma fase de aprendizado. A partir da segunda fase, a alocação seria feita por benchmarking, complementado por leilões (aumentando proporção leilões), pelo fato de o método ser amplamente identificado como mais justo, já que remunera esforços passados dos agentes – o agente benchmark de cada setor receberia 50% das permissões gratuitamente, enquanto o de pior performance receberia 30%; emissores intermediários receberiam proporcionalmente; emissor único no setor receberia o benchmark; as emissões da produção exportada em um ano são contabilizadas como direitos gratuitos no seguinte.

A alocação de permissões por benchmarking não foi simulada, dado que os benchmarks são estabelecidos intrasetorialmente e o modelo é desagregado a nível setorial. Desse modo, dada uma mesma média de alocação gratuita entre grandfathering e benchmarking, não haveria diferenças na representação no modelo. Além disso, ainda não há informações intrasetoriais suficientemente detalhadas para o estabelecimento dos benchmarks por setor. Assim, a alocação gratuita das permissões foi feita inteiramente por grandfathering (isenções no caso de um tributo de carbono), de acordo com os percentuais indicados pelo Componente 1 para a primeira e segunda fase. Sugerimos que o Componente 2B analise os efeitos da alocação de permissões com os detalhes previstos pelo Componente 1.

ISENÇÕES (Isenções gerais e, no caso de tributo de carbono, de base tributável (análogo à distribuição gratuita de permissões)): Exportações, para não prejudicar a competitividade do produto brasileiro no mercado internacional; Nafta petroquímica destinada à elaboração de petroquímicos, pois não emite; No caso de um tributo: 50% de isenção na base tributável na primeira fase, reduzindo nas fases seguintes, analogamente à distribuição gratuita no caso do mercado.

PROTEÇÃO À COMPETITIVIDADE (Mecanismo de proteção à agentes em risco de competitividade): Na primeira fase foram concedidos 10% de alocação ou isenção adicional para setores avaliados 'em risco de competitividade' (custo de controle > 10% do custo de produção ou intensidade de comércio > 10% ou combinação >15%); da segunda fase em diante: 10% para setores em alto risco (custo de controle >15% ou intensidade comercial > 15% ou combinação >20%) e 5% para setores em médio risco (10% < c.c. ou i.c. < 15% ou 15% < combinação < 20%); além da já citada isenção do produto exportado.

BASE DE CÁLCULO (Definições para o cálculo das emissões para a regulação): Combustíveis: Emissões estimadas a partir de parâmetros de conteúdo de CO₂e, Tier 1 do Inventário Nacional, do volume de venda dos combustíveis; Indústria: Emissões estimadas diretamente de parâmetros de conteúdo de CO₂e, Tiers 1 e 3, das emissões de processo e fugitivas por quantidade produzida e das emissões de combustão por quantidade comprada.

As emissões de cada setor foram calculadas detalhadamente pelos modelos setoriais, que utilizam a metodologia do IPCC e do inventário brasileiro de emissões, sempre no Tier mais alto possível.

VALOR REFERENCIAL (Valor referencial indicativo para um tributo): R\$ 30/tCO₂e (cerca de US\$ 10 – média internacional). Alternativa: Média dos países em desenvolvimento (mais baixa). Valor revisado ao final de cada período de compromisso.

Conforme explicitado acima, este valor referencial seria apenas indicativo, e foi definido com base no potencial de mitigação das medidas identificadas para a economia brasileira.

CAP (Limite de emissões indicativo para um mercado): Compatível com um preço de R\$ 30/tCO₂e para a permissão de emissão (ou o preço indicado no tributo), para tornar comparáveis os cenários. Revisado ao final de cada período de compromisso.

Conforme explicitado acima, este valor referencial seria apenas indicativo. Na modelagem, foi definido com base no potencial de mitigação das medidas identificadas para a economia brasileira, tendo em vista o cumprimento da NDC.

MECANISMOS DE CONTROLE DE PREÇOS (Mecanismos de controle de preços em caso de mercado de carbono): Mecanismo para dar maior previsibilidade aos agentes. Algo em torno do valor referencial, com alguma flexibilidade. ex. preço teto de R\$ 35/tCO₂e e preço piso de R\$ 20/tCO₂e; Reserva de estabilidade com 10% das permissões a serem vendidas a R\$ 35 em caso de alcance do teto; reserva de novos entrantes com 5% das permissões.

Não foi necessário simular um mecanismo de controle de preços já que os modelos utilizados pelo Componente 2A são modelos determinísticos. Sugerimos que o Componente 2B analise esta questão.

OFFSETS (Regras para o uso de offsets na regulação): Somente offsets nacionais de Cotas de Reserva Ambiental (quando regulamentadas) e de projetos de MDS com MRV certificado, com uso restrito a 20% do montante total por agente regulado.

Foram utilizadas as curvas de offsets apresentadas pelo Componente 1 em sua versão final.

PENALIZAÇÃO (Regras de penalização dos agentes por non-compliance): Para o mercado, o Componente 1 sugeriu multa de R\$ 100 mil (ou 5% da média de faturamento da empresa regulada nos últimos 2 anos), ajustada pelo IPCA; além da obrigação de comprar permissões no montante de: (i) fase inicial – uma vez a quantidade não cumprida; (ii) fases seguintes – aumentando a obrigação até chegar ao teto de três vezes a quantidade não cumprida; Multa de R\$ 200 mil pela falsidade ou não observância das regras de relato (MRV), dobrando em caso de reincidência. Possibilidade de aplicação da lei de crime ambiental. Para o tributo há de se observar a legislação tributária.

Não foi necessário simular estas regras de penalização dos agentes já que os modelos utilizados pelo Componente 2A são modelos determinísticos – todos os agentes irão cumprir perfeitamente as regras estipuladas. Sugerimos que o Componente 2B analise esta questão.

USO DAS RECEITAS (Forma de reciclagem das receitas advindas do sistema de precificação de carbono): Uma redução correspondente da alíquota do INSS (tributo neutro), para toda a economia, foi aplicada na modelagem.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação do pacote proposto): Pacote base de comparação entre esquemas com precificação que, tendo em vista as análises do Componente 1, alia a maior abrangência da regulação (de modo a minimizar distorções entre setores) à estrutura de cada setor e às formas de precificação indicadas para cada um deles tendo em vista tal estrutura. Os pontos de regulação reduzem decisivamente o custo regulatório e permitem a passagem de incentivos aos agentes chave da cadeia. O uso de receitas respeita a neutralidade tributária e potencialmente desonera um tributo mais distorsivo, aumentando a eficiência do sistema tributário brasileiro como um todo e favorecendo, assim, a competitividade nacional. A indiferença teórica do ponto de vista de modelagem entre um sistema com alocação gratuita por grandfathering e um sistema com alocação média de benchmarking equivalente e a constatação prática de que, em um primeiro momento, faltam informações para o estabelecimento de um sistema com benchmarking, motivam a alocação na primeira fase por grandfathering. Em termos de narrativa do pacote foi sugerido pelo Componente 1: na primeira fase, metas modestas e preços módicos, grandfathering e levantamento de dados confiáveis para o estabelecimento de um benchmarking, que seria implementado na segunda fase. Seria uma fase de aprendizado e aperfeiçoamento do arcabouço regulatório, podendo inclusive consistir em um programa piloto voluntário.

Conforme comentado mais acima, modelos de equilíbrio geral computável em geral não conseguem captar as diferenças entre diferentes mecanismos de precificação de carbono (seja tributo ou mercado). Dessa forma, o Componente 2B deverá analisar os prós e contras de se introduzir cada tipo de mecanismo de precificação. Também não foi possível simular a implementação de um mercado com benchmarking, em primeiro lugar devido à falta de dados e informações a respeito das emissões de GEE por CNPJ, e em segundo lugar devido à limitação dos modelos utilizados pelo Componente 2A, que trabalham com os grandes setores da economia brasileira, e não com cada empresa individualizada.

AJUSTES NOS INSTRUMENTOS SETORIAIS (Ajustes propostos em instrumentos setoriais existentes para harmonizar o arcabouço regulatório⁸): Zerar a atual CIDE combustíveis para evitar a dupla regulação do setor; Promover, adicionalmente à atual etiquetagem, uma etiquetagem para emissões de GEE veicular e para equipamentos elétricos; Remoção gradual dos subsídios do REPENEC e REPEX; *Phasing-out* em 10 anos dos subsídios ao carvão mineral; Adoção de Tarifas Binômias no mercado de energia elétrica; Abertura e adoção de Tarifas

⁸ Para maiores detalhes, vide Produtos 3 e 4 do Componente 1.

dinâmicas no mercado cativo de Energia elétrica; Adotar o formato “*feebate*” no programa ROTA2030; Incluir critérios de elegibilidade por adoção de práticas de Baixo Carbono no crédito rural e melhorar condições do seguro rural para práticas de Baixo carbono; Alteração dos parâmetros no ITR. Estes ajustes deverão ser discutidos pelo Componente 2B.

PACOTE ‘DISTRIBUTIVO’

No pacote ‘distributivo’ testa-se, como ponto focal de alteração em relação ao pacote base, o impacto de se reciclar as receitas provenientes da precificação de forma distinta. Aqui, a reciclagem se divide entre compensações à União e Estados pela receita perdida em decorrência do fim da atual CIDE Combustíveis (para evitar dupla regulação do setor) e transferências a famílias de baixa renda via Bolsa Família para aumentar a progressividade do sistema. Nesta última, se verificam os impactos de se fazer esse tipo de política social via precificação.

ALTERAÇÃO FOCAL: USO DAS RECEITAS (Forma de reciclagem das receitas advindas do sistema de precificação de carbono): Ao invés de reduções na alíquota do INSS, teríamos (i) Compensações Distributivas via Bolsa Família.

AJUSTES DECORRENTES DA ALTERAÇÃO FOCAL: Nenhuma.

ALTERAÇÕES SECUNDÁRIAS INDICADAS: INSTRUMENTO DE PRECIFICAÇÃO (Tipo de instrumento de precificação aplicado): Aqui o Componente 1 sugeriu adotar um mercado amplo (todos os setores envolvidos), devido à maior flexibilidade do mercado para a alocação de receitas, inclusive com múltiplas destinações e alterações ao longo do tempo⁹. Esta alteração não afetaria a inferência de causalidade na modelagem, dada a dualidade entre instrumentos de mercado e tributo no arcabouço utilizado.

Conforme comentado mais acima, modelos de equilíbrio geral computável em geral não conseguem captar as diferenças entre diferentes mecanismos de precificação de carbono (seja taxa ou mercado). Dessa forma, o Componente 2B deverá analisar os prós e contras de se introduzir um mercado amplo como instrumento de precificação.

⁹ Esta opção de reciclagem de receitas poderia se dar com um tributo no caso da redefinição dos destinos da CIDE, embora dinamicamente mudanças futuras que venham a ser desejáveis sejam mais engessadas nessa alternativa.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação deste pacote): Em relação ao pacote base testa-se o impacto da alteração na reciclagem de receitas. Aqui foram testados os impactos de se fazer política distributiva com as receitas do instrumento de precificação, ao invés de se desonerar o INSS. A reciclagem de receitas não é algo intrínseco ao instrumento de precificação, mas uma das mais importantes consequências de sua aplicação. Estudos anteriores mostram que diferentes destinos das receitas podem ter efeitos decisivos sobre os impactos finais do sistema como um todo.

PACOTE ‘AJUSTE DE FRONTEIRA’

No pacote ‘ajuste de fronteira’ testa-se uma forma alternativa de proteção à competitividade dos setores nacionais. Ao invés de protegê-los de maneira *ad hoc* – alocando permissões gratuitas adicionais ou isentando um percentual maior da base tributária – se utiliza um método teoricamente mais eficaz. Além de manter a isenção da produção exportada, se aplica um ajuste de fronteira nas importações de produtos de setores regulados, buscando tratamento equânime de produto nacional e importado – princípio da isonomia. Tal princípio é importante, pois o possível tratamento protecionista é condenado pela Organização Mundial do Comércio.

ALTERAÇÃO FOCAL: PROTEÇÃO À COMPETITIVIDADE (Mecanismo de proteção à agentes em risco de competitividade): Utiliza-se o ajuste de fronteira para as importações referentes aos setores regulados. O ajuste se daria sobre as importações de produtos cujos setores são regulados, aplicando o valor da precificação nacional e considerando uma intensidade carbônica média da produção nacional do produto em questão (tratamento equânime). O exportador teria a opção de reportar suas emissões seguindo as regras de MRV nacionais para que sua intensidade real seja aplicada (importante para garantir isonomia, pois caso sua intensidade seja menor que a média nacional, poderia alegar discriminação). Além disso, se mantém a isenção de exportações. Com isso, o produto nacional tem proteções no mercado externo (isenção de exportações) e interno (ajuste de fronteira), minimizando as preocupações com perda de competitividade e vazamento de carbono, sem que se configure protecionismo.

Foi possível simular o ajuste de fronteira e isentar as exportações no modelo de equilíbrio geral, conforme previsto pelo Componente 1. A opção em que o exportador reportaria as emissões seguindo as regras de MRV nacionais não foi simulada pelo Componente 2A, e deverá ser analisada pelo Componente 2B.

AJUSTES DECORRENTES DA ALTERAÇÃO FOCAL: As isenções de base tributável e/ou alocação gratuita foram ajustadas de forma a valer isonomicamente sobre qualquer produto importado.

ALTERAÇÕES SECUNDÁRIAS INDICADAS: INSTRUMENTO DE PRECIFICAÇÃO (Tipo de instrumento de precificação aplicado): Aqui o Componente 1 sugeriu adotar um tributo amplo (todos os setores envolvidos), já que o tributo seria mais simples de implementar, tendo em vista toda a estrutura tributária de arrecadação fazendária vigente (substituição da CIDE combustíveis), que reduziria os custos e facilitaria operacionalmente a implementação da política. Facilitaria, também, a aplicação do ajuste de fronteira, tendo em vista o preço estável por tonelada de CO₂e¹⁰. Assim como no caso anterior, um ajuste decorrente dessa proposta seria a não necessidade de ter Pontos de Regulação diferenciados entre os combustíveis para fins industriais e não industriais, simplificando este aspecto da regulação (e para o MRV). Além disso evita-se a necessidade de definição de Cap, mecanismo de alocação de permissões e de controle de preços, por se tratar de um tributo.

Conforme comentado anteriormente, modelos de equilíbrio geral computável em geral não conseguem captar as diferenças entre diferentes mecanismos de precificação de carbono (seja taxa ou mercado). Dessa forma, o Componente 2B deverá analisar os prós e contras de se introduzir especificamente um tributo amplo como instrumento de precificação neste cenário.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação deste pacote): Em relação ao pacote base testa-se o mecanismo de proteção à competitividade – Ao invés de gratuidade de permissões e/ou isenções de base tributária, teríamos ajuste de fronteira. Tal alternativa de proteção à competitividade via ajuste de fronteira foi testada na modelagem, dado que é teoricamente uma maneira melhor de se proteger as companhias nacionais do que as gratuidades/isenções *ad hoc*. O desenho do ajuste de fronteira é pensado de modo a suavizar as preocupações da OMC com relação a este dispositivo.

PACOTE 'PRECIFICAÇÃO DA PECUÁRIA'

No pacote 'Precificação da pecuária', assim como nos pacotes anteriores, testa-se os efeitos sobre os esforços necessários dos outros setores e sobre a eficiência geral do sistema da

¹⁰ Seria implementável via mercado, com obrigação de aquisição e permissões pelos importadores ou com ajustes diários no valor do ajuste de fronteira.

ampliação no escopo da regulação, só que desta vez incluindo a pecuária de corte no escopo setorial regulado. A ideia é incluir apenas neste cenário a precificação de um setor visto como sensível tanto política quanto tecnicamente. Assim como no caso do diesel, gasolina e GLP, a resistência do setor pecuário a qualquer nova regulação do setor pode ser prejudicial e decisiva para o apoio político ao instrumento de precificação. Adicionalmente, tecnicamente é bastante desafiador regular o setor, que é extremamente pulverizado pelo território nacional – com milhares de atores –, heterogêneo em termos de práticas e adoção tecnológica, e tem emissões biológicas como principal fonte de emissão. Estas variam substancialmente entre animais, sendo difícil achar proxy aceitável e aplicável ao rebanho nacional. Não à toa, o setor não foi regulado com sucesso em nenhum sistema de precificação até hoje. Sendo assim apenas este cenário simulou uma política de precificação da pecuária.

ALTERAÇÃO FOCAL: ESCOPO SETORIAL (setores regulados): O setor pecuário fica dentro do escopo da regulação, que inclui também Indústria (Alumínio, Cimento, Cal, Vidro, Ferro-Gusa e Aço, Papel e Celulose, Química, Bebidas e Alimentação, Têxtil, Cerâmica, Ferro-Ligas e Extração Mineral); Combustíveis e Geração elétrica (indiretamente via usuários de combustíveis – ex. Geração Termoelétrica, Transportes).

AJUSTES DECORRENTES DA ALTERAÇÃO FOCAL: Em termos de Escopo de Emissões, se regulariam as emissões da fermentação entérica da pecuária de corte. Já em relação ao Ponto de Regulação, seria necessário regular os frigoríficos de bovinos. Em termos de simulação no componente de modelagem, o VALOR REFERENCIAL e o CAP mais uma vez serão outputs da simulação, ao invés de premissas, e serão modelados de modo que o sistema atinja o mesmo nível de mitigação que no caso base, de modo a manter a comparabilidade entre os pacotes. Ainda como no caso anterior, o mecanismo de controle de preços deverá respeitar o alcance da meta por parte dos setores regulados.

O Componente 2A simulou este pacote conforme indicado acima pelo Componente 1, mas sem distinguir o instrumento de precificação – mercado ou tributo. Essa diferenciação deverá ser feita pelo Componente 2B.

ALTERAÇÕES SECUNDÁRIAS INDICADAS: Nenhuma.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação deste pacote): Em relação ao pacote base, testa-se o impacto da ampliação do escopo de regulação – verifica-se o efeito sobre os esforços necessários dos outros setores e a eficiência do sistema como um todo consequente da

regulação do setor pecuário. Este setor é visto não só como complicado politicamente como também técnica/operacionalmente (além do custo político alto de se impor tarifas sobre o setor, que poderia comprometer a viabilidade da precificação, ainda existem complicações técnicas para regular o setor – tanto é que não é precificado em nenhum sistema no mundo hoje).

PACOTE ‘SEGMENTADO’

No pacote ‘segmentado’ testa-se a segmentação de mercados regulados. O que se deseja é verificar a perda de eficiência do sistema como um todo causada pela regulação de setores isolados, dado que tal tipo de regulação pode ser mais fácil de se implementar do que uma regulação mais abrangente, potencialmente ao largo da economia (*trade-off* implementabilidade vs perda de eficiência). Cada setor teria um instrumento de precificação particular, com o benefício de ser o pacote com a maior percepção de implementabilidade.

ALTERAÇÃO FOCAL: O ESCOPO SETORIAL geral é mantido (todos os setores são regulados), porém o ESCOPO SETORIAL de cada INSTRUMENTO DE PRECIFICAÇÃO é modificado, tendo um INSTRUMENTO DE PRECIFICAÇÃO particular por setor regulado: O Componente 1 propôs a criação de mercados setoriais – um mercado do tipo SCE apenas para a indústria e mercados do tipo linha de base e crédito nos setores de combustíveis (aperfeiçoamento do RenovaBio), além da adoção de preço sombra no despacho e expansão do sistema elétrico.¹¹ É o pacote com maior simplicidade em termos de implementação, tanto em termos de criação de novos instrumentos quanto de percepção de factibilidade política para os stakeholders setoriais.

O Componente 2A simulou este pacote conforme indicado acima – mercados segmentados – mas sem distinção entre o tipo de tributação (mercado ou tributo). Em outras palavras, o percentual de redução de emissões foi o mesmo para todos os setores, mas o preço do carbono implícito poderia ser diferente. O uso de offsets dentro do limite estipulado (20% das emissões totais) foi permitido para o alcance da meta.

AJUSTES DECORRENTES DA ALTERAÇÃO FOCAL: Em termos de simulação no componente de modelagem, o VALOR REFERENCIAL e o CAP devem ser/gerar valor da tCO₂e condizente com o esforço percentual de redução de emissões agregado necessário via precificação no caso ‘base’, para cada setor (preços de equilíbrio diferentes por Setor). Isso porque todos os cenários devem

¹¹ Poderia ser implementado via tributos setoriais específicos, embora esta alternativa não se justifique tendo em vista as análises do Componente 1.

gerar a mesma mitigação de GEE agregada, para termos comparabilidade entre eles, e a hipótese para este cenário é que não haverá discriminação entre os setores, com cada um deles contribuindo na mesma proporção (exemplo: se no caso base a redução de emissões agregada via precificação é de 5% das emissões dos setores regulados, no segmentado cada setor terá que reduzir 5% de suas emissões individualmente). Além disso, outra alteração decorrente é não termos isenção de base tributária, por não termos um tributo. Ainda, por não termos um novo tributo para combustíveis, em termos de ajustes em instrumentos setoriais, não teríamos alterações na CIDE combustíveis, apenas a isenção dos combustíveis para fins de geração termelétrica, que seriam regulados via preço sombra. Por fim, o mecanismo de controle de preços deverá respeitar o alcance da meta percentual para o setor industrial.

O Componente 2A simulou este pacote conforme indicado acima, mas sem distinção entre mercado e tributo devido às limitações de modelos de equilíbrio geral computável explicadas anteriormente.

ALTERAÇÕES SECUNDÁRIAS INDICADAS: Nenhuma.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação deste pacote): Em relação ao pacote base, testa-se o impacto da segmentação de mercados – por se acreditar ser o pacote politicamente mais palatável. Essa alternativa teria mecanismos bem distintos intersetorialmente, com preços de carbono resultantes potencialmente diferentes. Evidenciar-se-ia os *trade-offs* entre maior eficiência nas opções regulatórias mais abrangentes, potencialmente *economy-wide* (heterogeneidade de custos), e a maior aplicabilidade (e, talvez, viabilidade política (vide o caso do Renovabio)) de instrumentos focados por setor. Com base no trabalho do Componente 1 se isentaria a geração termelétrica da precificação, utilizando um preço sombra no despacho e na expansão do sistema elétrico. Assim, se mitigam as preocupações inflacionárias do preço de carbono sobre o setor, tendo em vista seu objetivo explícito de modicidade tarifária e seu uso como insumo em toda a economia.

PACOTE 'ISENÇÃO DE COMBUSTÍVEIS SENSÍVEIS'

No pacote 'isenção de combustíveis sensíveis' testa-se os efeitos sobre os esforços necessários dos outros setores e sobre a eficiência geral do sistema da restrição no escopo da regulação, removendo o Diesel, a gasolina e o GLP do escopo regulado. A ideia é isentar combustíveis vistos como sensíveis politicamente – caso do diesel, largamente utilizado no transporte de carga no

país (vide o impacto da greve dos caminhoneiros no ano passado), da gasolina, amplamente utilizado no transporte individual, com relativa sensibilidade de preços para o consumidor, e do GLP, que poderia onerar as famílias de baixa renda e trazer um componente regressivo à proposta – de modo a facilitar a implementação da regulação.

ALTERAÇÃO FOCAL: ESCOPO SETORIAL (setores regulados): Apesar de o setor de combustíveis continuar sendo regulado, o escopo da regulação é restrito pela exclusão de três combustíveis – diesel, gasolina e GLP -, para reduzir resistências, aumentando a aceitabilidade política da proposta.

AJUSTES DECORRENTES DA ALTERAÇÃO FOCAL: Em termos de Ponto de Regulação, não se regularia distribuidoras que só trabalhem com diesel, gasolina e/ou GLP, já que estes estão isentos da regulação. Em termos de simulação no componente de modelagem, o VALOR REFERENCIAL e o CAP mais uma vez serão outputs da simulação, ao invés de premissas, e serão modelados de modo que o sistema atinja o mesmo nível de mitigação que no caso base, de modo a manter a comparabilidade entre os pacotes. Ainda como no caso anterior, o mecanismo de controle de preços deverá respeitar o alcance da meta por parte dos setores regulados.

O Componente 2A simulou este pacote conforme indicado acima, mas sem distinguir o instrumento de precificação – mercado ou tributo. Essa diferenciação deverá ser feita pelo Componente 2B.

ALTERAÇÕES SECUNDÁRIAS INDICADAS: Nenhuma.

MOTIVAÇÃO (Motivação para a simulação deste pacote): Em relação ao pacote base testa-se a restrição no escopo de regulação – verifica-se o efeito sobre os esforços necessários dos outros setores e a eficiência do sistema como um todo da isenção de combustíveis vistos como politicamente sensíveis, isto é, potencialmente prejudiciais ao apoio político ao instrumento regulatório (custo político alto de se impor tarifas sobre diesel, gasolina e GLP poderia comprometer a viabilidade do instrumento de precificação).

O Componente 2A simulou este pacote conforme indicado acima. Certamente o esforço feito por outros setores foi mais elevado do que no pacote base, mas talvez este pacote se justifique pela sua maior aceitabilidade política. Por outro lado, haverá sempre o risco de que outros setores não contemplados com a isenção façam lobby para consegui-la, pressionando ainda mais o preço de equilíbrio do carbono para os setores regulados.

A tabela a seguir apresenta os cenários simulados no projeto PMR, descrevendo de forma sucinta as principais características que os diferem entre si.

Tabela 2. Resumo dos cenários simulados no projeto PMR.

Cenários	Setores econômicos com precificação	Choques simulados	Isonções	Proteção à competitividade	Limite de emissões	Reciclagem das receitas
Tendencial	Nenhum.	Nenhum	-	-	-	-
Referência	Nenhum.	Investimentos adicionais em medidas de mitigação.	-	-	Atingir NDC com Comando e Controle.	-
Pacote Base	Indústria, combustíveis e geração elétrica, além de, indiretamente, todos os consumidores de combustíveis e energia	Precificação de CO ₂ e; Investimentos adicionais em medidas de mitigação.	50% de alocação gratuita na 1ª fase para todos os setores; exportações	5% a 10% adicionais para os setores vulneráveis.	Relativo ao preço para atingir a NDC.	Redução de encargos trabalhistas.
Pacote Distributivo	Indústria, combustíveis e geração elétrica, além de, indiretamente, todos os consumidores de combustíveis e energia	Precificação de CO ₂ e; Investimentos adicionais em medidas de mitigação	50% de alocação gratuita na 1ª fase para todos os setores; exportações	5% a 10% adicionais para os setores vulneráveis.	Relativo ao preço para atingir a NDC.	Transferência para a classe de renda mais pobre.
Ajuste de Fronteira	Indústria, combustíveis e geração elétrica, além de, indiretamente, todos os consumidores de combustíveis e energia	Precificação de CO ₂ e; Investimentos adicionais em medidas de mitigação	50% de alocação gratuita na 1ª fase para todos os setores	Ajuste de fronteira com base no conteúdo de carbono nacional.	Relativo ao preço para atingir a NDC.	Redução de encargos trabalhistas.
Precificação da pecuária	Indústria, combustíveis e geração elétrica, além de, indiretamente, todos os consumidores de combustíveis e energia, além da	Precificação de CO ₂ e; Investimentos adicionais em medidas de mitigação	50% de alocação gratuita na 1ª fase para todos os setores; exportações	5% a 10% adicionais para os setores vulneráveis.	Relativo ao preço para atingir a NDC.	Redução de encargos trabalhistas.

Cenários	Setores econômicos com precificação	Choques simulados	Isonções	Proteção à competitividade	Limite de emissões	Reciclagem das receitas
	precificação da pecuária.					
Pacote Segmentado	Indústria, combustíveis e geração elétrica, além de, indiretamente, todos os consumidores de combustíveis e energia	Precificação de CO ₂ e; Investimentos adicionais em medidas de mitigação	50% de alocação gratuita na 1ª fase para todos os setores; exportações	5% a 10% adicionais para os setores vulneráveis.	Esforço de redução percentual igual entre os setores regulados para atingir a NDC.	Redução de encargos trabalhistas.
Sem combustíveis (diesel, GLP e gasolina)	Indústria, combustíveis e geração elétrica, além de, indiretamente, todos os consumidores de combustíveis e energia. Os seguintes combustíveis foram isentos de precificação: gasolina, GLP e Diesel.	Precificação de CO ₂ e; Investimentos adicionais em medidas de mitigação	50% de alocação gratuita na 1ª fase para todos os setores; exportações	5% a 10% adicionais para os setores vulneráveis.	Relativo ao preço para atingir a NDC.	Redução de encargos trabalhistas.

Fonte: Elaboração própria

1.4 Premissas econômicas dos cenários

As projeções econômicas e sociais adotadas nos cenários simulados representam narrativas plausíveis e pertinentes de possíveis desdobramentos da economia brasileira. Tais premissas estão em linha com o Plano Decenal de Energia 2029 (PDE 2029) (EPE, 2019), havendo pequenas variações. O PDE é principal documento oficial que fornece prospecções relativas à oferta e demanda de energia em um horizonte de médio prazo, focando também em aspectos sociais e econômicos.

Os cenários do projeto PMR consideram a evolução de determinados agregados macroeconômicos e aspectos a estes relacionados, tais como a taxa de crescimento da

economia doméstica e internacional, tendências setoriais e variação da estrutura da economia, evolução da população, da mão-de-obra e da produtividade dos trabalhadores, distribuição de renda, saldo da balança comercial, entre outros. A evolução do preço dos energéticos, notadamente o preço internacional do petróleo, é fator determinante para a evolução da economia e as possibilidades de mitigação no setor de energia. Esta seção descreve e discute estas e outras premissas adotadas nas projeções até 2030.

A figura abaixo apresenta a lógica de comparação entre os diferentes cenários. O Cenário Tendencial foi desenvolvido apenas para servir de ponto de partida para os Cenários de Referência e de Precificação, e para o cálculo dos custos de abatimento de cada medida de mitigação.



Figura 4. Lógica de comparação dos cenários.

Fonte: *Elaboração própria*

1.4.1 Tendências internacionais

População e economia global

A população mundial evolui à taxa média de 0,8%, chegando a 8,3 bilhões de habitantes em 2030. O crescimento mais expressivo se dá nos países em desenvolvimento, notadamente na África e Ásia.

Há crescimento econômico acelerado até 2020, puxado pelo crescimento das economias emergentes, e um leve arrefecimento após 2021. Durante o período 2021-2030, o crescimento médio da economia mundial é de 3,2% a.a..

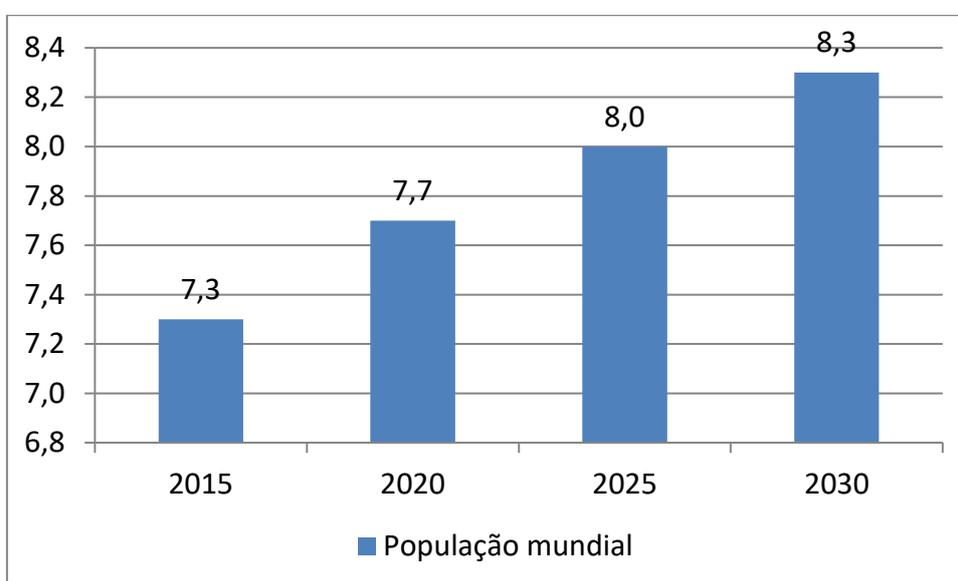


Figura 5. Evolução da população mundial (bilhões de habitantes).

Fonte: ONU (2017)

Preço internacional do petróleo

A hipótese do preço internacional do petróleo é baseada no cenário de baixo preço *World Energy Outlook* da Agência Internacional de Energia (WEO, 2019), que estima o preço de um barril de petróleo de cerca de US\$ 83 por barril em 2030 e está alinhado com projeções recentes da EPE no PDE 2029 (EPE, 2019). Durante o período 2020-2030, o preço do barril de petróleo (Brent) evolui lentamente até atingir os 83 US\$ em 2030. Entre os determinantes para o nível indicado estão: i) recuperação do crescimento econômico mundial; ii) maturação de projetos de E&P de petróleo e gás (principalmente com recursos não-convencionais); iii) pico de produção de xisto dos EUA, estimado em 2020; (iv) aumento da competitividade de outras

fontes substitutas (incluindo fontes renováveis e gás natural não-convencional, especialmente xisto); (v) redução do papel do petróleo como ativo financeiro especulativo; e (vi) aumento gradual da eficiência energética.

1.4.2 Tendências nacionais

Perfil da população Brasileira

Estima-se uma intensificação da tendência de desaceleração da taxa de crescimento populacional brasileiro, em função de menores taxas de fertilidade, o que já foi observado nas últimas décadas. A população brasileira cresce a uma taxa média de 0,6% a.a, alcançando 224,9 milhões de habitantes em 2030.

Investimentos em educação contribuem para uma força de trabalho mais qualificada e, portanto, mais produtiva. Isto é possível devido à destinação de parte da receita dos *royalties* provenientes da exploração da camada do Pré-Sal para investimentos em educação. Tais investimentos também proporcionam uma distribuição de renda mais igualitária, embora a redução das desigualdades se dê de forma mais lenta do que em décadas anteriores. Estas tendências também beneficiam a competitividade da economia brasileira como será visto a seguir.

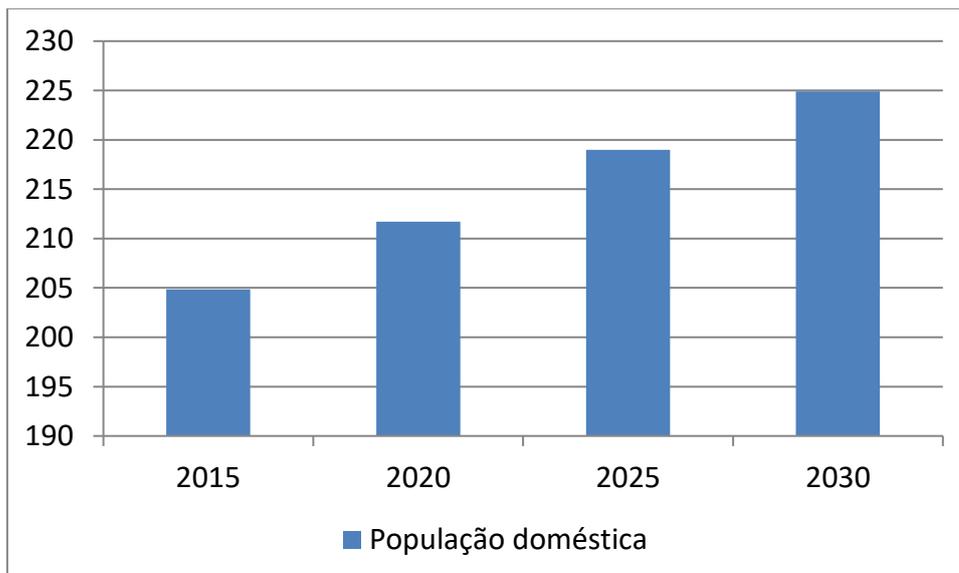


Figura 6. Evolução da população brasileira (milhões de habitantes).

Fonte: IBGE (2018)

Crescimento econômico e setorial

As projeções de curto prazo refletem a nova conjuntura econômica em que o país se encontra, decorrentes de acontecimentos econômicos e políticos dos anos recentes. A lenta retomada do crescimento da economia se dá em função da restrição de investimentos, alta capacidade ociosa, necessidade de ajustes e reformas, além de diversas incertezas. No período entre 2018 e 2020, a média de crescimento fica abaixo da média mundial, estimada em 2,5% a.a..

A partir de 2021, há retomada dos investimentos, com foco em infraestrutura e na modernização dos setores produtivos. A política econômica sustenta o “tripé macroeconômico”: metas de inflação, superávit primário e taxa de câmbio flutuante. A taxa de câmbio nominal considerada é de 3,15 R\$/US\$. Combinados com o aumento da produtividade da mão-de-obra, estes fatores contribuem para a redução do “custo Brasil” e maior competitividade da economia como um todo. A taxa de crescimento é mais alta do que durante o período de ajuste da economia, alinhada à média mundial, de aproximadamente 3,2% a.a..

Tabela 3. Taxa de crescimento real (% ao ano) – Dados históricos e projeção

Período	Taxa de crescimento anual
1950 – 1993	5,7%
1994 – 2014	3,2%
2015	-3,8%
2016	-3,6%
2017	1,0%
2018-2020*	2,5%
2021-2030*	3,2%

Fonte: Elaboração própria a partir de IPEADATA (2018) e BACEN (2018).

* Projeção

A figura a seguir representa a evolução dos indicadores PIB, PIB per capita e população entre 2005 e 2030, tendo o ano inicial como base de referência (2005 = 1).

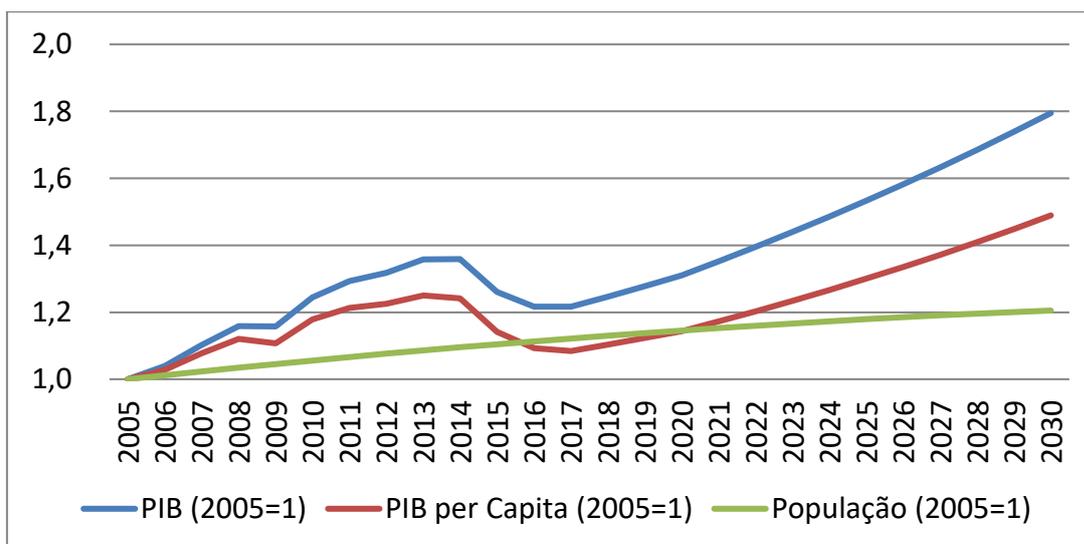


Figura 7. Evolução de indicadores selecionados (2005 = 1)

Fonte: Elaboração própria

Com relação à estrutura da economia, há uma tendência de redução de participação da indústria, ao passo em que os setores de serviços e agropecuário respondem por uma parcela maior da atividade. A seguir, as principais premissas setoriais são brevemente discutidas.

Agropecuária

Considera-se que setor agropecuário cresce a uma taxa similar à da economia, de 3,2% ao ano, em função de sua alta competitividade e favorecido pelos altos preços das commodities agrícolas no contexto internacional. Ganhos de produtividade substanciais são estimados nas principais atividades agropecuárias. Outro fator que favorece o setor é a expansão do uso de biocombustíveis cujas principais matérias-primas são a cana-de-açúcar, a soja e o óleo de palma. Considera-se que o setor tem plena capacidade de atender tais demandas devido às condições favoráveis de clima, disponibilidade de terra e domínio tecnológico.

Indústria

Considera-se uma pequena redução da participação da indústria na economia ao longo do período analisado. Esta tendência, entretanto, varia entre os subsetores industriais, em função de aspectos como competitividade internacional e perfil da demanda. O setor industrial cresce em média 3,1% a.a. entre 2020 e 2030.

O setor de cimento é caracterizado por baixa exposição ao comércio, por ser um produto que dificilmente é exportado, em função de seu alto peso específico e baixo valor agregado.

Dessa forma, a expansão do setor geralmente acompanha a tendência doméstica dos setores de construção civil e infraestrutura, que por sua vez, respondem ao desempenho da economia.

Os setores de siderurgia e metais não-ferrosos (majoritariamente alumínio) também costumam acompanhar a expansão dos setores ligados à infraestrutura, embora dependam também da indústria de bens de capital, automotiva, entre outros. Ademais, são setores com maior exposição ao comércio comparado ao setor de cimento e, ao longo do período, perdem competitividade para os mercados internacionais, sobretudo asiáticos

O setor de papel e celulose apresenta alta vantagem comparativa com relação ao resto do mundo. Entretanto, a performance do setor depende em grande parte do desempenho da economia global, dado que mais da metade da produção brasileira é destinada à exportação. Projeta-se um crescimento da produção de celulose maior do que o da produção de papel, embora o consumo per capita de papel também cresça no período.

A indústria química brasileira é caracterizada por sua heterogeneidade e dependência externa. Durante o período analisado, a produção de fertilizantes apresenta aumento expressivo por conta da expansão do setor agropecuário, e para o setor petroquímico, a perspectiva é de crescimento impulsionado por suas possibilidades de aplicação nos setores de construção civil, automotivo, têxtil e de embalagens.

Serviços

Por fim, o setor de serviços cresce a uma taxa similar à da economia, 3,2% a.a.. O setor emprega a maior parcela da mão-de-obra nacional, a despeito dos baixos níveis de qualificação e produtividade. Avanços no setor de transportes, a maturação de investimentos em infraestrutura e logística, bem como a expansão do setor de turismo contribuem para um maior dinamismo do setor.

A figura a seguir apresenta a evolução da participação dos macro-setores na economia até 2030.

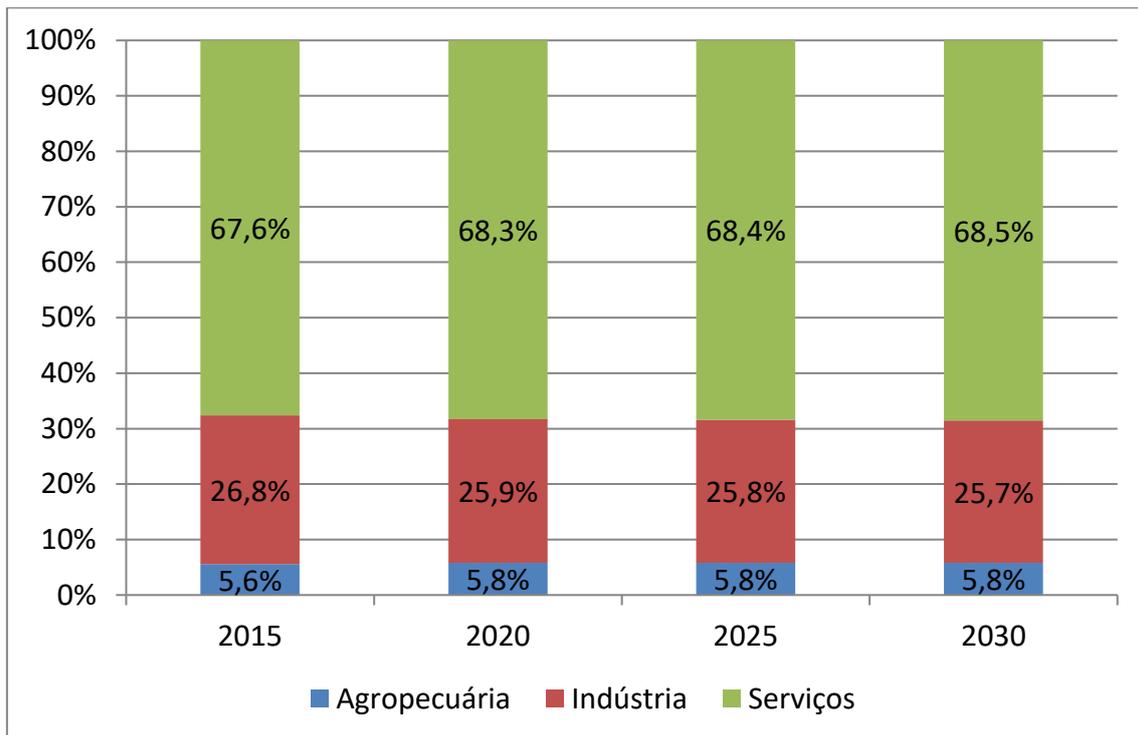


Figura 8. Participação dos macro-setores na economia (%)

Fonte: Elaboração própria

1.5 Resultados Macroeconômicos

1.5.1 Preço de equilíbrio do carbono e composição das emissões de GEE

O cenário de referência e os cenários de precificação mantêm inicialmente o pressuposto de crescimento do PIB do cenário tendencial, e para conseguir uma descarbonização que possibilite o alcance das metas da NDC, consideramos medidas de mitigação em diversos setores, além da precificação de carbono nos cenários de precificação. A penetração de cada medida, o potencial de abatimento, e o investimento adicional necessário para a introdução de cada uma das medidas são apresentados em detalhes nos relatórios setoriais. A entrada das medidas de mitigação, a alteração no consumo energético, os investimentos adicionais e a precificação de carbono foram modelados como choques no modelo de equilíbrio geral computável IMACLIM-BR, que alteraram o equilíbrio inicial e conduziram a economia brasileira em direção ao alcance das metas da NDC.

O valor de equilíbrio do carbono foi relativamente baixo, de 6,3 USD/t CO₂e no período 2021-2025 e de 8,4 USD/t CO₂e no período 2026-2030. Os cenários de precificação atingiram a meta da NDC com um custo total de mitigação menor. O perfil das emissões dos cenários são distintos, e foram verificadas nos cenários de precificação maiores emissões devidas ao uso de energia (nos transportes, na indústria, nas residências e nos serviços) e de processos industriais em relação ao Cenário de Referência, que são compensadas pela utilização de offsets, que se tornam viáveis devido à estrutura de mercado criada nos cenários com precificação, como pode ser observado na tabela abaixo. O gap total a ser coberto para permitir o alcance das metas da NDC é de 197 MtCO₂e em 2025, destes, 100 MtCO₂e são referentes à redução das emissões do desmatamento e 97 MtCO₂e cobertos pela precificação de carbono. Já em 2030 o gap total é de 429 MtCO₂e, sendo que 244MtCO₂e são cobertos pela redução do desmatamento e 184 MtCO₂e cobertos pela precificação de carbono. É importante ressaltar que foram consideradas exatamente as mesmas premissas em relação à área total desmatada no Cenário de Referência e nos cenários de precificação, de forma a permitir a comparação direta seus resultados e isolar a hipótese exógena de evolução da taxa de desmatamento.

Tabela 4. Emissões comparadas de GEE (MtCO₂e)

Cenário Tendencial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
LULUCF	1.922	355	407	385	378	381
Agropecuária	460	473	487	492	492	497
Transportes	139	173	204	203	214	238
Indústria	139	162	168	165	183	204
Oferta de Energia	70	82	122	80	107	131
Resíduos	61	69	82	102	115	128
Outros (demanda de energia)	45	47	47	48	52	57
Total	2.837	1.361	1.518	1.475	1.542	1.637
Cenário de Referência	2005	2010	2015	2020	2025	2030
LULUCF	1.922	355	407	385	278	137
Agropecuária	460	473	487	492	492	497
Transportes	139	173	204	203	170	144
Indústria	139	162	168	165	163	162
Oferta de Energia	70	82	122	80	95	107
Resíduos	61	69	82	102	95	105
Outros (demanda de energia)	45	47	47	48	52	56
Total	2.837	1.361	1.518	1.475	1.346	1.208
Cenário Pacote Base	2005	2010	2015	2020	2025	2030
LULUCF	1.922	355	407	385	263	89
Agropecuária	460	473	487	492	491	495
Transportes	139	173	204	203	178	171

Indústria	139	162	168	165	170	175
Oferta de Energia	70	82	122	80	97	117
Resíduos	61	69	82	102	95	105
Outros (demanda de energia)	45	47	47	48	52	57
Total	2.837	1.361	1.518	1.475	1.346	1.208

Fonte: Elaboração própria

1.5.1 Principais resultados macroeconômicos e sociais

A Tabela 5, a seguir, apresenta os resultados dos cenários de precificação em comparação com o cenário de referência, comparando o crescimento do PIB, PIB per capita, investimentos, balança comercial, postos de trabalho, entre outros indicadores macroeconômicos.

O Componente 1 sugeriu em seu Produto 5 que o uso de offsets fosse limitado ao equivalente a 20% das emissões totais sob precificação de carbono. Entretanto, por conta das restrições de escopo regulado, e conseqüentemente das opções de mitigação presentes nos cenários ICS e CPS, manter a mesma ambição de mitigação absoluta do sistema de precificação com escopo mais amplo geraria maiores custos, associados a valores de carbono acima do limiar superior recomendado (US\$ 10). Sendo assim, a equipe buscou identificar opções em que os custos de conciliação associados à adoção da regulação são mantidos sob controle (com valores de carbono abaixo dos US\$ 10) enquanto a ambição de mitigação absoluta original é alcançada, mantendo assim a efetividade dos instrumentos entre cenários igualada. A solução encontrada envolveu o relaxamento do limite de offsets para conciliação nos cenários em questão, isto é, por escolha metodológica, permitiu-se que os regulados pudessem recorrer a mitigações em setores não regulados em maior proporção do que nos demais cenários, flexibilizando a conciliação e reduzindo os custos da mesma. Desta maneira, nestes cenários o uso de offsets extrapolou o limite de 20%, mas as emissões totais de todos os cenários simulados, em 2030, ficam em 1.208, garantindo estritamente a mesma ‘efetividade’ dos pacotes testados. Os cenários com flexibilização no uso de offsets foram destacados nas colunas em cor verde da tabela abaixo.

Tabela 5. Principais Indicadores Macroeconômicos (Reais de 2015)

Cenário/Ano	Ano Base	Cenário de Referência (REF)	Pacote Base (CPB)	Pacote Distributivo (CPD)	Ajuste de Fronteira (CAF)	Pacote com Precificação da Pecuária (CPP)	Pacote Segmentado (CPS)	Isenção de Comb. Sensíveis (ICS)
Ano	2015	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030
População IBGE (milhões)	203,5	224,9	224,9	224,9	224,9	224,9	224,9	224,9
PIB real (R\$ bilhões)	5.971	8.409	8.596	8.595	8.598	8.599	8.597	8.596
Varição no PIB em relação a REF (%)	–	–	2,23%	2,21%	2,25%	2,27%	2,24%	2,23%
PIB/capita (R\$ mil)	29,50	37,39	38,22	38,22	38,23	38,24	38,23	38,22
Taxa de Investimento (% do PIB)	17,8%	22,4%	22,6%	22,7%	22,7%	22,7%	22,6%	22,6%
Inflação acumulada no período 2021-2030 (% em relação a REF)	–	–	4,4%	4,7%	5,9%	4,6%	4,4%	4,3%
Saldo da Balança Comercial (% do PIB)	-0,4%	3,1%	1,8%	1,7%	1,9%	1,8%	1,8%	1,8%
Taxa de desemprego (%)	9,50%	7,56%	6,29%	6,33%	6,28%	6,26%	6,29%	6,29%
Empregos (mil)	101.945	111.628	113.166	113.119	113.170	113.193	113.167	113.163
Evolução da renda real média dos domicílios 20% mais pobres (2015=1)	1,00	1,80	2,05	2,12	2,05	2,06	2,05	2,05
% da renda real disponível dos 20% mais pobres em relação à renda total das famílias	4,05%	5,25%	5,77%	5,95%	5,78%	5,80%	5,78%	5,76%
Emissões líquidas totais (Gt CO2e)	1,6	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Cenário/Ano	Ano Base	Cenário de Referência (REF)	Pacote Base (CPB)	Pacote Distributivo (CPD)	Ajuste de Fronteira (CAF)	Pacote com Precificação da Pecuária (CPP)	Pacote Segmentado (CPS)	Isenção de Comb. Sensíveis (ICS)
Valor do carbono em 2030 (R\$/tCO ₂ e)	–	–	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5	26,5
Redução de emissões em 2030 em relação ao Cenário Tendencial (Mt CO ₂ e)	–	429	428	428	428	428	428	428
Receitas da precificação de carbono entre 2021 e 2030 (R\$ bilhões)	–	–	77,0	77,0	85,4	128,9	69,0	40,8
Offsets (Mt CO ₂ e)			83	83	88	87	92	97
Receitas de offsets em 2030 (R\$ bilhões)	–	–	2,20	2,20	2,33	2,28	2,42	2,55
CAPEX em Mitigação – período 2021-2030 (R\$ bilhões)	–	199,1	98,52	98,52	98,65	94,02	102,57	101,45
CAPEX evitado em relação a REF – período 2021-2030 (R\$ bilhões)	–	–	100,62	100,62	100,48	105,12	96,56	97,69

Fonte: Elaboração própria

A hipótese de população utilizada neste estudo partiu das projeções feitas pelo IBGE (2018). Segundo o IBGE, a população brasileira que era de 185 milhões de habitantes em 2005 e de 203,5 milhões de habitantes em 2015, continua crescendo, atingindo 224,9 milhões de habitantes em 2030.

Como a introdução da precificação de carbono foi realizada a partir de 2021, até o ano 2020 todos os cenários apresentaram o mesmo comportamento. Um primeiro destaque surpreendente em relação à Tabela 5 foi a equalização do valor do carbono entre cenários de precificação, algo que não era esperado de antemão. Tal equalização se deveu à notável flexibilidade concedida à conciliação com o uso créditos de compensação, ou offsets, aliada à grande oferta de offsets florestais disponíveis à custo relativamente estável¹², que acabaram sendo a opção marginal de mitigação em todos os cenários. Outro fator que contribuiu para este resultado foram as variações unidimensionais nos cenários, que geraram necessidade de mitigação razoavelmente similares, aproximando os cenários.¹³ O produto principal da equalização do valor do carbono entre cenários de precificação foi a suavização das diferenças dos impactos socioeconômicos entre cenários, como evidenciado na Tabela 5 e na análise abaixo.

Com o choque provocado pela precificação de carbono, o PIB total em 2030 passou de 8,4 trilhões de reais no Cenário de Referência (REF) para cerca de 8,6 trilhões de reais nos cenários com precificação, com pequena vantagem para o Pacote Ajuste de Fronteira (CAF) e para o pacote com Precificação da Pecuária (CPP), como pode ser visto na tabela acima. Dessa forma, verificou-se que os cenários de precificação adicionariam algo em torno de 200 bilhões de reais ao PIB em 2030, se comparados ao cenário de referência com medidas de comando e controle. É importante lembrar que estes pacotes (Pacote Ajuste de Fronteira e Pacote de Precificação da Pecuária), apesar de não terem sido simulados em conjunto, não são totalmente excludentes, e, portanto, se conjugados, podem apresentar um resultado ainda mais interessante para o PIB.

¹² Entre US\$ 5 e US\$ 9.

¹³ Salienta-se, entretanto, o relaxamento do limite ao uso de offsets nos cenários de escopo mais restrito, ICS e CPS, que foi necessário para que o valor de carbono nesses cenários se mantivesse nesse patamar. O efeito dos offsets nos resultados da modelagem será mais explorado na próxima seção.

Tabela 6. Evolução do PIB por cenário (Bilhões de Reais de 2015)

	2015	2020	2025	2030
REF	5.971	6.010	7.158	8.409
CPB	5.971	6.010	7.221	8.596
CPD	5.971	6.010	7.221	8.595
CAF	5.971	6.010	7.221	8.598
CPS	5.971	6.010	7.221	8.597
ICS	5.971	6.010	7.221	8.596
CPP	5.971	6.010	7.228	8.599

Fonte: Elaboração própria

Apesar do crescimento populacional observado no período estudado, como o PIB cresce significativamente mais rápido que a população, o PIB per capita também apresenta importante crescimento no período simulado. Em 2030 o PIB per capita passou de 37,4 mil reais no Cenário de Referência (REF) para cerca de 38,2 mil reais nos cenários de precificação. Dentre os cenários de precificação, o Pacote Ajuste de Fronteira (CAF) e o pacote com Precificação da Pecuária (CPP) são o que apresentam os resultados mais interessantes para o PIB per capita, ainda que marginalmente.

O aumento da taxa de investimento como proporção do PIB é uma das condições necessárias para permitir um crescimento do PIB em taxas mais elevadas e por um período mais longo. Já no Cenário de Referência (REF) a taxa de investimento como proporção do PIB subiu em todo o período 2015-2030. Entretanto, as taxas de investimento como proporção do PIB foram mais elevadas nos cenários de precificação. Enquanto a taxa de investimento no Cenário de Referência foi de 22,4% do PIB em 2030, nos cenários de precificação esta taxa variou entre 22,6 e 22,7% do PIB, dependendo do cenário, sendo que os Pacotes Ajuste de Fronteira (CAF) e de Precificação da Pecuária (CPP) apresentaram as maiores taxas. Com o maior dinamismo da economia com a introdução da precificação de carbono ao invés da implementação do cenário de referência com políticas de comando e controle, a taxa de investimento cresceu cerca de 0,3 % como proporção do PIB.

Tabela 7. Evolução da taxa de investimento (% do PIB)

	2015	2020	2025	2030
REF	17,8%	19,7%	21,1%	22,4%
CPB	17,8%	19,7%	21,2%	22,6%
CPD	17,8%	19,7%	21,2%	22,7%
CAF	17,8%	19,7%	21,2%	22,7%
CPS	17,8%	19,7%	21,2%	22,6%
ICS	17,8%	19,7%	21,2%	22,6%
CPP	17,8%	19,7%	21,2%	22,7%

Fonte: Elaboração própria

Com a introdução da precificação de carbono, o índice geral de preços aumenta nos cenários de precificação se comparados ao cenário de referência. Dentre os pacotes de precificação, este aumento é maior no Pacote Ajuste de Fronteira (CAF), já que neste cenário as importações são sobretaxadas conforme a intensidade de carbono do produto similar brasileiro, causando um aumento de preços um pouco maior (inflação acumulada de 5,9% em relação a REF no período 2021-2030) que nos demais cenários de precificação (4,3 a 4,7% de inflação acumulada no mesmo período), como pode ser visto na tabela abaixo. O cenário que apresentou o menor aumento no índice de preços em relação ao Cenário de Referência foi o Pacote de Isenção a Combustíveis Sensíveis (ICS), que isentou o óleo diesel, a gasolina e o GLP. Apesar da necessidade de compensação das emissões decorrentes deste pacote pelos demais setores da economia brasileira¹⁴, este pacote propagou menos o efeito da precificação de carbono sobre a economia brasileira.

¹⁴ Esta compensação se deu através de compras de offsets mais elevadas neste cenário, conforme apresentado na tabela 5.

Tabela 8. Inflação acumulada (% de aumento em relação a REF)

	2015	2020	2025	2030
CPB	0,0%	0,0%	2,4%	4,4%
CPD	0,0%	0,0%	2,6%	4,7%
CAF	0,0%	0,0%	3,0%	5,9%
CPS	0,0%	0,0%	2,4%	4,4%
ICS	0,0%	0,0%	2,3%	4,3%
CPP	0,0%	0,0%	2,8%	4,6%

Fonte: Elaboração própria

Devido ao maior índice de preços nos cenários com precificação, o saldo da balança comercial cai em relação ao Cenário de Referência (REF) (mas aumenta em relação ao ano base). O cenário de precificação com melhor desempenho neste indicador fica por conta do Ajuste de Fronteira (CAF), cujas importações dão lugar, em parte ao produto nacional, que ganha competitividade por sobretaxar as importações conforme a intensidade de carbono dos produtos similares brasileiros. O ganho em relação aos outros cenários de precificação pode ser considerado marginal, como pode ser visto na tabela abaixo.

Tabela 9. Saldo da balança comercial (% do PIB)

	2015	2020	2025	2030
REF	-0,4%	-0,4%	0,9%	3,1%
CPB	-0,4%	-0,4%	0,5%	1,8%
CPD	-0,4%	-0,4%	0,5%	1,7%
CAF	-0,4%	-0,4%	0,5%	1,8%
CPS	-0,4%	-0,4%	0,5%	1,8%
ICS	-0,4%	-0,4%	0,5%	1,8%
CPP	-0,4%	-0,4%	0,4%	1,7%

Fonte: Elaboração própria

As exportações líquidas (exportações – importações) dos cenários de precificação quando comparadas ao ano base (2015) são apresentadas na figura abaixo. Diversas medidas de mitigação implementadas no Cenário de Referência por segmentos industriais como o de cimento e o de siderurgia puderam ser substituídas por medidas mais custo-efetivas nos cenários de precificação, a notar a compensação de emissões via offsets florestais. Além disso, no Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (CAF), ao invés de distribuir gratuitamente (grandfathering) uma parcela de permissões de emissão de GEE para setores expostos ao comércio internacional e com altos custos de controle de carbono, as importações foram sobretaxadas na mesma proporção da intensidade de carbono dos

produtos brasileiros, isso contribuiu para aumentar a competitividade dos segmentos industriais, principalmente os mais intensivos em carbono como cimento (apesar de pouco transacionado internacionalmente, o valor absoluto é pequeno), siderurgia e alumínio e outros não-ferrosos. As exportações brutas tiveram comportamento análogo às exportações líquidas, e o Cenário Pacote Ajuste de Fronteira foi o que apresentou o maior crescimento em relação ao ano base (68% de aumento nas exportações totais do país). O resultado encontrado aqui não significa que o ajuste de fronteira é necessariamente mais vantajoso aos setores industriais que o grandfathering, mas que estes mecanismos de proteção podem ter suas intensidades ajustadas de forma a proporcionar uma competição justa com o produto importado. O que se pode concluir desta simulação é que a parcela de emissões distribuídas gratuitamente¹⁵ (grandfathering) aos segmentos de cimento, siderurgia e alumínio e outros não-ferrosos foi pequena se comparada à proteção proporcionada pelo ajuste de fronteira.

Tabela 10. Exportações líquidas por setor industrial em 2030 (% de aumento em relação a 2015)

	REF	CPB	CPD	CAF	CPS	ICS	CPP
Cimento	-54%	-69%	-70%	139%	-69%	-69%	-70%
Siderurgia	11%	41%	40%	61%	41%	41%	40%
Alumínio e NF	73%	60%	59%	70%	60%	60%	60%
Química	28%	34%	34%	31%	34%	34%	34%
Carne bovina ind.	61%	53%	53%	50%	53%	54%	54%
Resto de alim. e beb.	67%	57%	56%	54%	57%	57%	56%
Papel e Celulose	59%	51%	51%	48%	51%	52%	51%
Resto da Indústria	47%	73%	74%	78%	73%	72%	74%

Fonte: Elaboração própria

A evolução da dívida pública nos cenários de precificação em relação ao Cenário de Referência é apresentada na tabela abaixo. A precificação de carbono nos cenários de precificação tem como pressuposto a neutralidade fiscal da medida, e dessa forma, as receitas e despesas do governo são bastante parecidas em todos os cenários (aumento acumulado de menos de 2% no período 2021-2030 em relação a REF).

¹⁵ Os critérios para a definição das parcelas de alocação gratuita foram especificados pelo Componente 1, com base na experiência internacional.

Tabela 11. Evolução da dívida pública (% de aumento em relação a REF)

	2015	2020	2025	2030
CPB	0,0%	0,0%	0,3%	1,2%
CPD	0,0%	0,0%	0,3%	1,3%
CAF	0,0%	0,0%	0,4%	1,5%
CPS	0,0%	0,0%	0,3%	1,2%
ICS	0,0%	0,0%	0,4%	1,3%
CPP	0,0%	0,0%	0,4%	1,3%

Fonte: Elaboração própria

Conforme observado anteriormente, os cenários de precificação permitem economias importantes em termos de investimentos em mitigação (por otimizar a ordem de entrada das opções de mitigação), e diminuem distorções causadas por outros impostos (como os impostos sobre o trabalho), permitindo um maior dinamismo da economia brasileira e tendo como consequência um maior PIB e um mercado de trabalho mais aquecido quando comparado ao Cenário de Referência. Na tabela abaixo é apresentada a evolução da taxa de desemprego da economia brasileira no período 2015-2030. As taxas de desemprego são marginalmente menores no Cenário de Precificação da Pecuária (CPP) (6,26%), e maiores no Cenário com Pacote Distributivo (CPD) (6,33%), contra os 7,56% do Cenário de Referência (REF).

Tabela 12. Evolução da taxa de desemprego (%)

	2015	2020	2025	2030
REF	9,50%	8,45%	7,37%	7,56%
CPB	9,50%	8,45%	6,93%	6,29%
CPD	9,50%	8,45%	6,95%	6,33%
CAF	9,50%	8,45%	6,93%	6,28%
CPS	9,50%	8,45%	6,93%	6,29%
ICS	9,50%	8,45%	6,94%	6,29%
CPP	9,50%	8,45%	6,87%	6,26%

Fonte: Elaboração própria

Foi apontado um aumento do número de postos de trabalho¹⁶ nos cenários de precificação em relação ao cenário de referência, um ganho de aproximadamente 1,5 milhões de postos de trabalho

¹⁶ Os postos de trabalho apresentados aqui representam empregos "full time" de 44h de trabalho semanais.

com destaque para o Pacote Ajuste de Fronteira (CAF) e Pacote com Precificação da Pecuária (CPP), como pode ser visto na tabela abaixo.

Tabela 13. Evolução do número de postos de trabalho – (milhares)

	2015	2020	2025	2030
REF	101.945	107.041	110.545	111.628
CPB	101.945	107.041	111.065	113.166
CPD	101.945	107.041	111.045	113.119
CAF	101.945	107.041	111.069	113.170
CPS	101.945	107.041	111.065	113.167
ICS	101.945	107.041	111.060	113.163
CPP	101.945	107.041	111.145	113.193

Fonte: Elaboração própria

A tabela abaixo apresenta o número de postos de trabalho em 2015 (ano base) e em 2030 (todos os cenários). É possível se observar a variação ocorrida em cada grande setor da economia entre 2015 e 2030, com destaque para o setor de serviços. Comparando os diferentes cenários em 2030, as diferenças são de menor magnitude. O setor de serviços é o que apresenta a maior diferença no número de postos de trabalho quando comparados o Cenário de Referência com os cenários de precificação. Já entre os cenários de precificação a diferença pode ser considerada apenas marginal.

Tabela 14. Número de postos de trabalho por grande setor em 2015 e 2030 – (milhões)

	Ano Base (2015)	REF (2030)	CPB (2030)	CPD (2030)	CAF (2030)	CPS (2030)	ICS (2030)	CPP (2030)
Agropecuária	26,7	27,2	27,1	27,1	27,2	27,1	27,1	27,1
Energia	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Indústria	22,2	24,7	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
Transportes	4,4	4,3	4,5	4,5	4,6	4,5	4,5	4,5
Serviços	48,1	54,8	56,0	55,9	55,9	56,0	56,0	56,0
Total	101,9	111,6	113,2	113,1	113,2	113,2	113,2	113,2

Fonte: Elaboração própria

O Brasil é um dos países mais desiguais do mundo, e as consequências da precificação de carbono sobre a renda do extrato menos favorecido de nossa população é um importante indicador a ser analisado ao se pensar em políticas públicas. Nas tabelas seguintes é possível constatar o ganho na renda real disponível da classe 4 nos cenários de precificação em relação ao ano base (2015) e em relação ao Cenário de Referência. A classe 4 é a classe de renda mais pobre, e inclui os domicílios 20% mais pobres da sociedade brasileira, que estavam em situação de pobreza extrema em 2015. Dentre

os cenários de precificação, o Cenário com Pacote Distributivo (CPD) é o que apresenta o maior avanço na renda real disponível dos domicílios mais pobres, já que as receitas de carbono arrecadadas são transferidas diretamente a estas famílias, aumentando seu bem estar. Apesar deste não ser o cenário mais interessante do ponto de vista de crescimento do PIB ou do aumento da competitividade da economia brasileira, em termos de redução de desigualdades, esta parece ser a configuração mais interessante. Mesmo nos outros cenários de precificação o ganho é bastante significativo quando comparados ao Cenário de Referência, fato que pode ser explicado pelo maior nível de atividade, menores encargos trabalhistas, e mais oportunidades para todos, o que se reflete em mais empregos e maior renda. Assim, do ponto de vista da redução de desigualdades, os cenários de precificação podem ser considerados benéficos quando comparados ao Cenário de Referência.

Tabela 15. Evolução da renda real disponível dos 20% mais pobres (extrema pobreza) 2015=1)

	2015	2020	2025	2030
REF	1,00	1,05	1,38	1,80
CPB	1,00	1,05	1,44	2,05
CPD	1,00	1,05	1,46	2,12
CAF	1,00	1,05	1,44	2,05
CPS	1,00	1,05	1,44	2,05
ICS	1,00	1,05	1,44	2,05
CPP	1,00	1,05	1,45	2,06

Fonte: Elaboração própria

Tabela 16. % da renda real disponível por classe de renda em 2015 e 2030

	Ano Base (2015)	REF (2030)	CPB (2030)	CPD (2030)	CAF (2030)	CPS (2030)	ICS (2030)	CPP (2030)
Classe 1 (10% mais ricos)	41,29%	38,33%	37,28%	37,23%	37,25%	37,28%	37,29%	37,23%
Classe 2 (30% seguintes)	35,29%	35,07%	34,91%	34,84%	34,91%	34,91%	34,91%	34,89%
Classe 3 (40% seguintes, em situação de pobreza no ano base)	19,36%	21,35%	22,04%	21,97%	22,06%	22,04%	22,04%	22,08%
Classe 4 (20% mais pobres, em situação de extrema pobreza no ano base)	4,05%	5,25%	5,77%	5,95%	5,78%	5,77%	5,76%	5,80%

Fonte: Elaboração própria

As receitas dos offsets florestais variaram entre 2,20 bilhões de reais (Cenário Pacote Base – CPB e Cenário Pacote Distributivo – CPD) e 2,55 bilhões de reais (Cenário com Isenção de Combustíveis Sensíveis – ICS). No cenário ICS, para compensar o aumento das emissões provenientes do maior uso dos combustíveis isentos da precificação (óleo diesel, gasolina e GLP), foi necessário que outros setores não isentos comprassem mais offsets florestais para compensar as emissões e assim conseguir atender à meta da NDC.

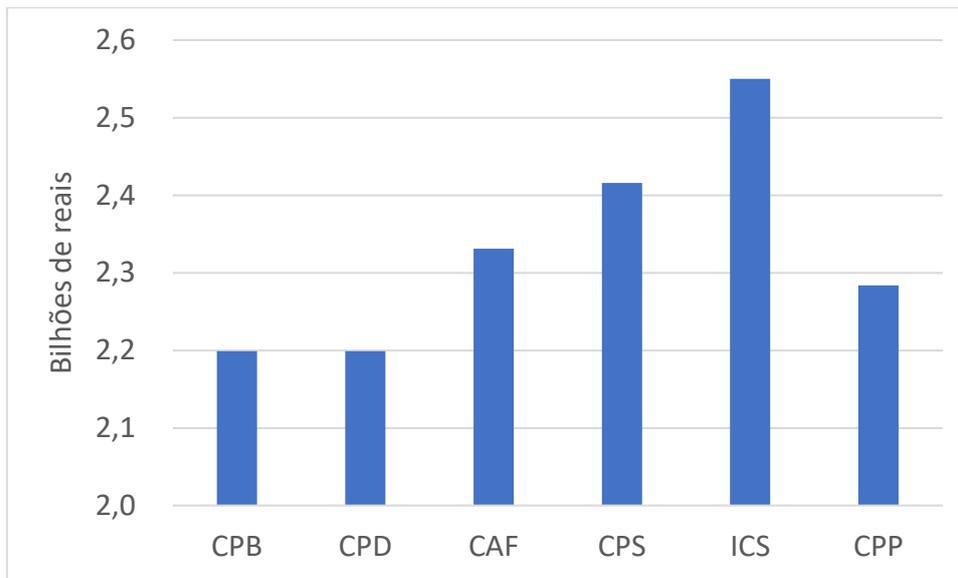


Figura 9. Receitas de Offsets em 2030 (Bilhões de reais)
Fonte: Elaboração própria

As receitas da precificação de carbono variaram entre 40,8 (ICS) e 128,9 (CPP) bilhões de reais no período 2021-2030. No mesmo período, o CAPEX em mitigação atingiu 199 bilhões de reais no Cenário de Referência (REF) e variou entre 94,0 bilhões de reais no Cenário com Precificação da Pecuária (CPP) e 102,6 bilhões de reais no Cenário com Pacote Segmentado (CPS). Desta forma, a economia em CAPEX para mitigação nos cenários de precificação variou entre 96,6 e 105,1 bilhões de reais no período 2021-2030. Por outro lado, toda a receita da precificação de carbono retornou para a economia sob a forma de redução de encargos trabalhistas ou de transferências às famílias mais pobres no cenário com pacote distributivo (CPD).

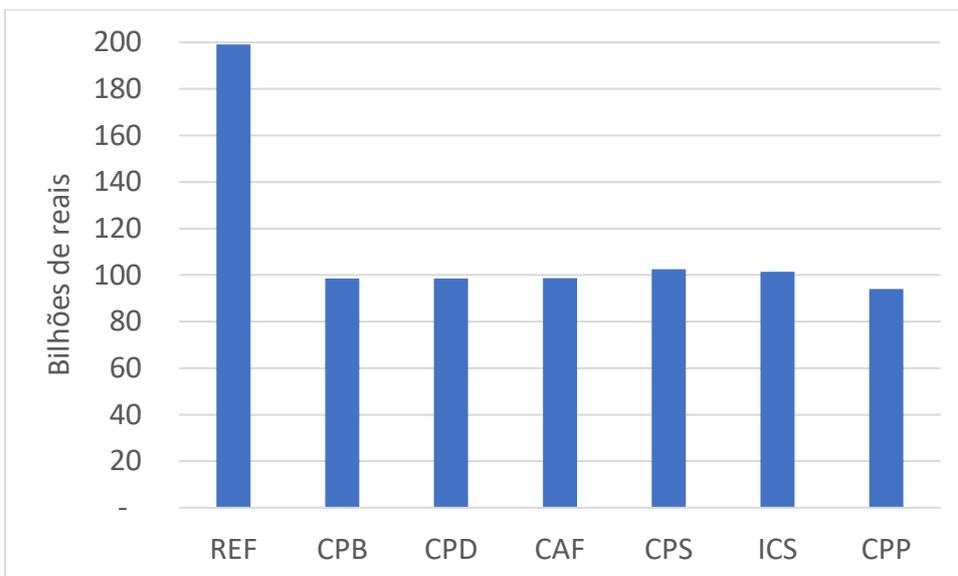


Figura 10. CAPEX em mitigação (Bilhões de reais)

Fonte: Elaboração própria

1.5.2 Análise Comparativa dos Cenários

Os cenários simulados e apresentados neste relatório foram desenhados pelo Componente 1 a partir de discussões com o Banco Mundial, o Ministério da Economia e os outros componentes do projeto PMR, incluindo o Componente 2A, que executou as simulações. Os cenários foram desenvolvidos especialmente para retratar diferentes formas de uma possível implementação de uma precificação de carbono no Brasil. O objetivo é o de se testar diversas variantes da precificação de carbono e contrastá-las com um cenário de referência do tipo comando e controle de forma que possibilite verificar qual é a configuração mais custo-efetiva para o alcance da NDC brasileira.

Por construção o Cenário de Referência e todos os cenários de precificação atingem as metas da NDC brasileira em 2025 e as metas indicativas para 2030. O Cenário de Referência tem suas medidas de mitigação implementadas através de políticas de comando e controle, enquanto os cenários de precificação se valem de um instrumento econômico que estimula a adoção das medidas mais custo-efetivas para o alcance das metas da NDC. Os cenários simulados foram: Cenário de Referência (REF), Cenário Pacote Base (CPB), Cenário Pacote Distributivo (CPD), Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (CAF), Cenário Pacote Segmentado (CPS), Cenário com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS) e Pacote com Precificação da Pecuária (CPP). Os detalhes e diferenças relativas aos diferentes cenários de precificação podem ser encontrados logo após a introdução desse documento.

É importante ressaltar novamente que todos os cenários cumprem as metas da NDC, entretanto, com participações setoriais nas emissões diferentes. No Cenário de Referência grandes setores como Oferta de Energia, Transportes e Indústria reduzem mais as emissões quando comparados aos Cenários de Precificação, que compensam a menor redução de emissões nesses setores por reduções das emissões em AFOLU, por meio de compensações de parte das emissões utilizando offsets florestais. Uma das premissas do estudo é que a estrutura de mercado criada pela introdução da precificação de carbono cria as condições necessárias para a transação de tais offsets, que não estavam disponíveis no Cenário de Referência.

Algumas medidas de redução de emissões relevantes, tais como a redução de desmatamento, foram mantidas constantes em todos os cenários. Alterações nessas premissas podem alterar significativamente o esforço necessário nas demais medidas de mitigação. As conclusões desse estudo devem sempre considerar o contexto projetado.

As simulações foram realizadas utilizando uma metodologia de modelagem integrada, que buscou conectar modelos setoriais, de grande detalhamento, com modelos de equilíbrio geral computável, e assim possibilitar o entendimento das consequências da precificação de carbono sobre a economia brasileira, do ponto de vista macroeconômico, e do ponto de vista setorial.

Os cenários de precificação em geral apresentaram taxas de crescimento econômico mais elevadas que o Cenário de Referência em todo o horizonte simulado. A utilização das receitas de carbono serviu para reduzir impostos distorsivos, como o INSS, e possibilitou também um crescimento da renda real disponível de todas as classes de renda devido ao maior número de postos de trabalho da economia. Por outro lado, importantes recursos foram poupados, e puderam ser redirecionados para atividades mais produtivas, ao evitar-se investimentos em mitigação que tinham alto custo por tonelada de CO₂e abatida.

Do ponto de vista macroeconômico, o Pacote com Precificação da Pecuária (CPP) parece ser o mais promissor, uma vez que apresenta um PIB mais elevado e taxas de desemprego mais baixas que os demais cenários simulados. Este cenário reúne as características do Pacote base e acrescenta a precificação da pecuária. O segundo cenário mais interessante do ponto de vista macroeconômico é o Pacote com Ajuste de Fronteira (CAF), que é o cenário com o segundo maior crescimento do PIB e nível de emprego. O Pacote com Ajuste de Fronteira claramente melhora a competitividade dos setores com grande intensidade de carbono e alto custo de controle em relação à distribuição gratuita de permissões de emissão nos níveis testados. A boa notícia é que estes dois cenários não são totalmente excludentes: Seria possível definir um cenário com Ajuste de Fronteira que incluísse também a precificação da pecuária, que provavelmente traria um resultado econômico ainda mais interessante.

Do ponto de vista social, o Cenário com Pacote Distributivo (CPD) é o que apresenta a maior redução de desigualdade no horizonte estudado. Esta redução se dá devido às transferências sociais do governo para as famílias mais pobres (em situação de extrema pobreza no ano base), utilizando as receitas de carbono. Como a desigualdade social é um dos problemas mais sérios do país, seria importante dedicar pelo menos parte das receitas de carbono para as famílias mais pobres.

É importante ressaltar que a possibilidade de utilização de offsets florestais impactou de forma importante os resultados do estudo. O grande potencial de utilização de offsets aliado ao seu custo relativamente estável e baixo, permitiu que os setores produtivos pudessem reduzir seus custos de controle em relação ao cenário de referência. Mais do que isso, devido ao grande potencial disponível a um custo pouco abaixo dos 10 USD/tCO_{2e} e por serem aceitos para conciliação em percentual significativo, os offsets acabaram sendo a medida marginal de mitigação em todos os cenários de precificação, igualando o custo marginal de abatimento entre eles. Dessa forma, as variações de desenho entre cenários, particularmente as mudanças de escopo setorial propostas, tiveram impactos macroeconômicos reduzidos, pois a flexibilidade na utilização total de offsets permitiu que o ajuste fosse feito sem que o preço do carbono variasse, minimizando as perdas que os setores com opções mais restritas e custosas de mitigação enfrentariam. É importante destacar também que o potencial utilizado de offsets não variou mais do que 15 MtCO_{2e} entre os cenários de precificação. Entretanto, como o escopo regulado era menor nos cenários ICS e CPS, estes acabaram tendo seus limites de uso de offsets flexibilizados já que a utilização de offsets foi maior que o equivalente a 20% das emissões precificadas. Deste modo, mesmo nestes cenários de escopo mais restrito – dos quais se esperava uma queda de eficiência e aumento nos custos de conciliação para os regulados-, foi possível manter o valor do carbono no mesmo patamar de outros cenários e, por conseguinte, os custos de conciliação sob controle. Isso se refletiu nos resultados macroeconômicos de tais cenários, que ficaram bastante similares aos dos demais cenários de precificação.

Conforme observado nos resultados apresentados neste relatório, não há um cenário que apresente melhor desempenho que todos os outros em todos os indicadores analisados. Cada cenário tem suas próprias particularidades, que podem favorecer ou não questões que dizem respeito à macroeconomia, à competitividade dos diferentes setores econômicos, e a questões sociais. Desta forma, com base nos resultados encontrados nas simulações, até mesmo combinações entre características de cenários alternativos poderiam gerar resultados desejáveis do ponto de vista socioeconômico, como, por exemplo, um cenário de escopo regulado amplo com ajuste de fronteira.

1.6 Análise Microeconômica

Esta seção apresenta os resultados da avaliação microeconômica utilizada para avaliar as opções de mitigação e remoção de carbono consideradas nos cenários de atendimento à Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) brasileira em 2025 e 2030. A análise é conduzida individualmente para cada setor, considerando que as opções de mitigação substituem tecnologias e práticas emissoras de GEE por outras menos poluentes.

1.6.1 Metodologia

A metodologia adotada consiste em estimar o custo de abatimento (dispêndios totais menos receitas, caso haja) de uma unidade de emissões (tonelada de GEE) com relação ao cenário Tendencial (TEN). A análise é realizada individualmente para cada uma das medidas de mitigação contempladas, a qual pode ser a adoção de uma tecnologia ou prática totalmente nova ou simplesmente o aumento da penetração de alguma medida. O resultado se expressa em dólares por tonelada de dióxido de carbono equivalente evitada (US\$/tCO₂e evitada), valor que se multiplica pela quantidade total de emissões evitadas para se obter o custo total da medida de mitigação analisada.

Os dispêndios são classificados em duas categorias:

- (a) despesas de capital: investimentos em bens de capital (máquinas, equipamentos e qualquer tipo de capital físico);
- (b) despesas operacionais, nas quais estão incluídos gastos de manutenção, mão de obra, combustível, entre outros.

A avaliação de investimentos em bens de capital deve levar em consideração a vida útil dos equipamentos adquiridos, que por vezes pode se estender para além do período considerado, neste caso 2030. Ademais, deve considerar o custo de oportunidade dos investimentos (pela utilização de uma taxa de desconto selecionada), e os altos montantes requeridos no início do período. Deste modo, faz-se necessária uma abordagem de anuidade, que considere o custo de investimento nivelado, isto é, capaz de diluir tais investimentos ao longo do período em vigência. A análise dos custos operacionais dispensa tal abordagem, uma vez que estes são apreciados ao longo do período, no caso deste estudo, anualmente. Realiza-se, assim, uma análise de fluxo de caixa simplificada.

O custo marginal de abatimento é calculado a partir da metodologia apresentada em Gouvello et al (2010), explicada a seguir:

$$AC_n^{Atividade} = \frac{ANC_n^{abatimento} - ANC_n^{TEN}}{AE_n^{TEN} - AE_n^{abatimento}}$$

$AC_n^{Atividade}$ = Custo de abatimento de atividade/tecnologia de mitigação de GEE para o ano n

$ANC_n^{abatimento}$ = Custo anual líquido da tecnologia de abatimento para o ano n

$ANC_n^{referência}$ = Custo anual líquido da tecnologia usada no cenário Tendencial para o ano n

$AE_n^{abatimento}$ = Emissão anual de GEE com tecnologia de abatimento para o ano n

$AE_n^{referência}$ = Emissão anual de GEE com tecnologia usada no cenário Tendencial para o ano n

$$ANC_n = \frac{INV \cdot r \cdot \frac{(1+r)^t}{(1+r)^t - 1} + AOMC_n + AFC_n - AREV_n}{(1+r)^{(n-anobase)}}$$

ANC_n = Custo anual líquido da tecnologia para o ano n

INV = Investimento total ou custo de capital da tecnologia

$AOMC_n$ = Custo anual de operações e manutenção da tecnologia para o ano n

AFC_n = Custo anual de combustíveis de tecnologia da tecnologia para o ano n

$AREV_n$ = Receita anual gerada pela tecnologia para o ano n

r = Taxa de desconto

t = Vida útil da tecnologia

n = Ano

$$AAAC^{Atividade} = \frac{\sum_n AC_n^{Atividade} \times MIT_n^{Atividade}}{\sum_n MIT_n^{Atividade}}$$

$AAAC^{Atividade}$ = Custo de abatimento anual médio da atividade/tecnologia de mitigação de GEE no período

$AC_n^{Atividade}$ = Custo anual de abatimento da atividade/tecnologia de mitigação de GEE no ano n

$MIT_n^{Atividade}$ = Mitigação anual de GEE da atividade/tecnologia no ano n

1.6.2 Custos de abatimento das opções de mitigação de GEE

As seções seguintes apresentam e discutem os custos de abatimento de cada medida de mitigação para os períodos 2021-2025 e 2026-2030, bem como o potencial de abatimento em 2025 e 2030, respectivamente ¹⁷. A descrição das medidas está simplificada a fim de facilitar a visualização. Os relatórios setoriais detalham tanto a descrição de cada medida quanto sua implementação em cada cenário. Considera-se que os esforços de mitigação têm início em 2021 e a análise é realizada para dois períodos distintos, consistentes com as metas indicativas da NDC brasileira: de 2021 a 2025, e de 2026 a 2030, o fim do horizonte de análise do estudo. A NDC brasileira fornece metas de emissões apenas para estes dois anos (2025 e 2030). Desta forma, optou-se por considerar o potencial de abatimento das medidas especificamente para os anos de 2025 e 2030 como determinante para a tomada de decisão relativa a cada o período analisado (2021-2025 e 2026-2030).

Os valores finais são apresentados em dólares americanos de 2015 considerando uma taxa de câmbio de 3,15R\$/US\$, com fluxo de caixa descontado em 8% a.a., trazido para valor presente no ano de 2021 no primeiro período e 2026 no segundo. A apresentação em valores presentes é relevante, pois permite harmonizar investimentos em mitigação realizados em diferentes anos pertencentes ao mesmo período (ex: 2022 e 2025).

As tabelas 17 e 18 a seguir apresentam os custos de abatimento das medidas de mitigação ordenados em ordem crescente para os períodos 2021-2025 e 2026-2030, respectivamente.

As curvas de custo de abatimento (CMA) ilustradas associam o custo de implementação de cada medida (eixo vertical) a seu potencial de abatimento de emissões total (eixo horizontal), permitindo comparar a atratividade de cada opção. As curvas de abatimento ilustradas encontram-se no final desta seção.

¹⁷ A descrição detalhada das medidas e seu nível de penetração pode ser encontrada nos respectivos relatórios setoriais. A metodologia de cálculo dos custos de abatimento está detalhada no Relatório Metodológico, também publicado no âmbito do projeto PMR.

Tabela 17. Custo de abatimento das medidas de mitigação (período 2021-2025)

Medidas	Abatimento em 2025 (Mt CO ₂ e)	CMA VP 2021 (US\$/tCO ₂ e)
Ônibus híbridos e elétricos	4.5	-309.0
Transporte ativo	1.6	-271.7
Ferrovias	3.2	-242.2
Etanol hidratado (maior penetração)	1.6	-185.1
Alimentos e Bebidas – EE	0.6	-130.3
Não-ferrosos – EE	0.7	-69.5
Química – EE	0.6	-61.3
Não-ferrosos – RC	0.1	-53.3
Otimização logística	2.3	-50.8
Siderurgia – Carvão vegetal	0.7	-37.9
Hidrovias	5.3	-4.4
Cimento – Aditivos	0.6	0.4
Resto da indústria – RC e melhorias de processo	2.2	1.3
Biodiesel (B20)	6.9	4.2
Offsets de vegetação nativa	61.0	6.3
Química – RC	0.3	23.4
Cimento – EE	1.2	35.4
Caminhões híbridos e elétricos	0.09	53.3
Siderurgia – EE	2.0	72.0
Alimentos e Bebidas – RC	0.1	131.9
Setor Elétrico – Expansão de Renováveis	0.4	132.5
Siderurgia – RC	1.5	336.5
Veículos leves híbridos e elétricos	0.3	1,164.1

EE – Eficiência energética; RC – Recuperação de calor

Tabela 18. Custo de abatimento das medidas de mitigação (período 2026-2030)

Medidas	Abatimento em 2030 (Mt CO ₂ e)	CMA VP 2026 (US\$/tCO ₂ e)
Ônibus híbridos e elétricos	14.1	-310.0
Transporte ativo	3.1	-274.8
Ferrovias	9.8	-260.3
Etanol hidratado (maior penetração)	14.2	-154.2
Alimentos e Bebidas – EE	1.0	-111.6
Não-ferrosos – EE	1.7	-73.4
Não-ferrosos – RC	0.3	-60.9
Otimização logística	4.4	-56.2
Química – EE	1.2	-48.4
Siderurgia – Carvão vegetal	1.6	-39.3
Resto da indústria – RC e melhorias processo	4.8	-12.0
Hidrovias	5.2	-9.3
Caminhões híbridos e elétricos	0.5	-3.3
Cimento – Aditivos	1.3	-0.4
Biodiesel (B20)	15.8	3.6
Offsets de vegetação nativa	122.0	8.4
Química – RC	0.7	24.2
Cimento – EE	2.6	30.4
Setor Elétrico – Expansão de Renováveis	12.6	33.1
Siderurgia – EE	4.3	74.0
Alimentos e Bebidas – RC	0.3	138.4
Metrô	0.6	149.3
Siderurgia – RC	3.1	347.6
Veículos leves híbridos e elétricos	2.52	363.2
Bioquerosene	0.2	671.4

EE – Eficiência energética; RC – Recuperação de calor

No cenário de Referência (REF), o nível de penetração de cada opção de mitigação não obedece a uma ordem crescente de seu custo marginal de abatimento (medido em tonelada CO₂e evitada), e sim a hipóteses escolhidas por meio de julgamento de especialistas (no caso, do FBMC, ver La Rovere et al., 2018), de modo que, em conjunto, permitam atingir a meta de emissões da NDC brasileira em 2025 e 2030. Nos cenários com precificação, analisam-se quais opções de mitigação estão disponíveis e considera-se que aquelas abaixo do valor da tonelada de carbono estipulado serão implementadas até que o nível de redução de emissões de GEE desejado seja atingido. Para ambos os períodos, é possível atingir o abatimento de emissões necessário pela implementação das medidas cujos custos são mais baixos do que o preço do offset de vegetação nativa. Parte da mitigação requerida é então complementada pela aquisição de offsets. A modelagem dos Offsets de vegetação nativa e sua implementação estão descritos no capítulo de AFOLU e no documento “Quantificação do potencial de geração de ativos de carbono através de atividades florestais” (WayCarbon, 2019), desenvolvido no âmbito do Componente 1 do projeto PMR.

1.6.3 Análise dos custos de abatimento das opções de mitigação

A seguir são discutidos os principais resultados acerca dos custos de abatimento calculados. Destaca-se que os custos podem variar significativamente entre os dois períodos analisados, o que pode ser explicado por diversos fatores, notadamente: maior penetração (aumentando potencial de abatimento), maturação da tecnologia e redução de custos, flexibilização das possibilidades ao longo do horizonte de análise, entre outros.

O setor de transportes apresenta uma diversidade de opções de mitigação custo-efetivas, isto é, com custo de abatimento menor que zero. Isto ocorre porque várias medidas geram ganhos operacionais substanciais devido à economia de combustível, como a mudança modal para transporte ferroviário (‘Ferrovias’) e marítimo (‘Hidrovias’) no transporte de cargas. A Otimização Logística e o Transporte Ativos são opções atrativas, pois não dependem de investimentos de capital iniciais altos, como é o caso da mudança de modal.

O aumento da participação de Ônibus Elétricos e Híbridos no transporte de passageiros contribui para uma redução expressiva nas emissões. Além disso, a qualificação da frota a combustão interna remanescente torna o transporte público uma opção mais atraente para os passageiros. Portanto, há também uma mudança no perfil de transporte de passageiros, com a mudança de veículos

particulares para o transporte público nos centros urbanos, como descrito no capítulo do setor de Transportes.

A transição para Veículos Leves Híbridos e Elétricos (passageiro) é mais custosa do que o caso dos ônibus. Isto é explicado por dois fatores. O uso de veículos particulares é menos intenso do que dos ônibus (medido, por exemplo, em quilômetros por ano), obtendo, portanto, menores ganhos de economia de combustível. Além disso, as emissões evitadas também são menores, pois o Brasil já apresenta uma alta demanda por etanol em veículos *flex-fuel*. Isso não ocorre em caminhões e ônibus, movidos a diesel. A participação do biodiesel no diesel também é menor que a mistura de etanol anidro na gasolina. Em caminhões e ônibus, não há opção de operar totalmente com biodiesel, diferentemente dos veículos leves, para quais os usuários podem optar pelo etanol hidratado.

A transição de caminhões a combustão interna para Caminhões Híbridos e Elétricos apresenta um alto custo nos anos iniciais, devido ao alto investimento inicial requerido. Esta não é uma medida atraente no primeiro período (2021-2025), embora se torne no segundo (2026-2030) quando os ganhos operacionais compensam os custos de capital.

Não há aumento significativo na participação do bioquerosene no combustível de aviação até 2030, pois se espera que compromissos internacionais como o *CORSIA*¹⁸ entrem em vigor somente em 2027. Os custos de produção não se reduzem suficientemente para alcançar preços competitivos no curto e médio prazo. Portanto, o bioquerosene não apresenta um potencial expressivo de redução no horizonte de análise, mas pode desempenhar um papel crucial em cenários pós-2030.

O transporte ferroviário de passageiros (‘Metrô e Trens Urbanos’) é de fato uma opção custosa, mas que oferece outros cobenefícios, como redução da poluição atmosférica e do tempo de viagem. Estes aspectos trazem melhorias no bem-estar e na produtividade, que estão, entretanto, fora do escopo deste estudo.

Na indústria, há inúmeras opções também custo-efetivas nos setores de Alimentos e Bebidas, Metais Não-ferrosos e Química, sobretudo relacionados à eficiência energética. No setor de Siderurgia, há ainda a substituição do carvão mineral por carvão vegetal, que não requer grandes investimentos iniciais, embora somente uma pequena fração do carvão mineral possa ser substituída por carvão vegetal nas plantas existentes. Em contraste, os ganhos operacionais ligados à menor demanda por energia proporcionados por medidas como Recuperação de Calor e Eficiência Energética não são suficientes para tornar estas medidas atrativas no horizonte de análise.

¹⁸ *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*

No setor elétrico, termelétricas a carvão mineral e a gás natural (ciclo combinado) são gradativamente substituídas por fontes renováveis como termelétricas a bagaço de cana-de-açúcar e biomassa florestal, energia eólica e solar. No período inicial, a substituição é limitada pela adição de usinas já contratadas em leilão. No período 2026-2030, há maior liberdade neste aspecto. Somado à redução de custos das fontes renováveis¹⁹, isto contribui para um custo de abatimento mais atrativo, porém ainda alto comparado com outras opções disponíveis no setor industrial e de transportes. Destaca-se que a modelagem setorial de Oferta de Energia não permite estimar custos individuais por fonte. Isto se deve à natureza de otimização do modelo utilizado (MATRIZ), que consiste na minimização do custo total do setor no horizonte de análise observado. Maiores detalhes podem ser encontrados no capítulo referente ao setor de Oferta de Energia.

1.6.4 Análise comparativa dos cenários

A Tabela 19 lista as medidas implementadas em cada cenário. Também é apresentada a variação nos investimentos adicionais em mitigação entre o cenário Pacote Base e o cenário de Referência (Figura 23).

¹⁹¹⁹ Ver relatório do setor de Oferta de Energia.

Tabela 19. Opções de mitigação implantadas por período: comparação dos cenários de precificação de GEE com o REF

Medida	Cenário de Referência (REF)	Pacote Base (CPB)	Pacote Distributivo (CPD)	Pacote Ajuste de Fronteira (CAF)	Pacote Segmentado (CPS)	Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS)	Pacote com Precificação da Pecuária (CPP)
Indústria							
Alimentos e Bebidas – Eficiência Energética	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Alimentos e Bebidas – Recuperação de Calor	(1) (2)						
Cimento – Aditivos	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Cimento – Eficiência Energética	(1) (2)						
Não-ferrosos – Eficiência Energética	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Não-ferrosos – Recuperação de Calor	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Química – Eficiência Energética	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Química – Recuperação de Calor	(1) (2)						
Siderurgia – Carvão vegetal	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Siderurgia – Eficiência Energética	(1) (2)						
Siderurgia – Recuperação de Calor	(1) (2)						
Resto da indústria – Recuperação de Calor e Melhorias de Processo	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Transportes							
Biodiesel (B20)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)			(1) (2)
Bioquerosene	(2)						
Caminhões híbridos e elétricos	(1) (2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)

Medida	Cenário de Referência (REF)	Pacote Base (CPB)	Pacote Distributivo (CPD)	Pacote Ajuste de Fronteira (CAF)	Pacote Segmentado (CPS)	Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS)	Pacote com Precificação da Pecuária (CPP)
Etanol hidratado (maior penetração)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Ferrovias	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Hidrovias	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Metrô	(2)						
Ônibus híbridos e elétricos	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Otimização logística	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Transporte ativo	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)
Veículos leves híbridos e elétricos	(1) (2)						
Setor Elétrico							
Utilização de fontes renováveis*	(1) (2)						
Florestal							
Offsets de vegetação nativa		(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)	(1) (2)

(1) – Medida implementada no período 2021-2025; (2) – Medida implementada no período 2026-2030

* Nos cenários de precificação, há maior penetração de fontes renováveis em relação ao cenário Tendencial, mas menor penetração em relação ao cenário de Referência.

Como já explicado anteriormente, no cenário de Referência (REF), todas as opções de mitigação são implementadas por meio de políticas de comando-e-controle, independentemente de seu custo marginal de abatimento. Nos cenários com precificação, devido à oferta de offsets de vegetação nativa, é possível atingir as metas indicativas da NDC brasileira sem que seja necessária a implementação de medidas de mitigação extremamente custosas²⁰. Destaca-se que o critério de entrada de algumas opções de mitigação em detrimento de outras, nos cenários de precificação, é definido apenas pela hierarquia de seus custos microeconômicos de mitigação. No mundo real, existem outras barreiras de diferentes naturezas (financeiras, regulatórias, institucionais, associadas a custos de transação ou desenho de mercado, etc.), que se somam a estes custos como critério de tomada de decisão. Tais barreiras podem vir a dificultar a entrada de opções como eficiência energética e mudança de modal, tornando mais viável, em termos relativos, a adoção de opções já institucionalizadas (por exemplo, a entrada de fontes renováveis de energia elétrica nos leilões) em cenários de comando-e-controle como o REF. Tais aspectos se encontram, entretanto, fora do escopo do exercício de modelagem, e são abordados em detalhes pelo Componente 2B do projeto PMR.

A expansão do etanol hidratado mostra-se uma medida vantajosa, que é implementada nos cenários de precificação. No entanto, como explicado em detalhes no capítulo do setor de AFOLU, este valor é inferior ao potencial produtivo do setor estimado no cenário de Referência. Isto ocorre por diversos efeitos indiretos relacionados à dinâmica de uso do solo, dentre eles maior área demanda para offsets florestais, competição por área com soja para produção de biodiesel (principalmente nos cenários B20) e menor incentivo à recuperação de pastagens e ILPF. Este contexto aumenta a pressão sobre a disponibilidade de terras, aumentando o preço de biocombustíveis em comparação ao cenário REF.

Já o biodiesel atinge seu potencial técnico nos cenários onde há precificação de combustíveis. Nos cenários Pacote Segmentado (CPS) e Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS), a mistura no diesel se mantém no nível de 10% (B10). No CPS, o setor de Transportes implementa todas medidas de mitigação custo-efetivas, excedendo sua meta setorial. Desta forma, o aumento da mistura no diesel (para 20%) não se faz necessário. No Pacote ICS, há isenção de precificação para o diesel, logo, não há incentivo para que se aumente a mistura para B20.

Para o caso do setor de oferta de energia, a precificação de emissões foi simulada diretamente no modelo MATRIZ. A penalidade de carbono foi adicionada no modelo ao custo de operação das

²⁰ É relevante frisar que o potencial de redução de emissões de GEE e o custo de abatimento das opções de mitigação não se altera ou varia apenas marginalmente entre os cenários analisados, a despeito de variações no nível de atividade setorial de acordo com o cenário. Isto ocorre, pois, a estimação dos potenciais e custos é realizada em uma etapa anterior às simulações de cenários, explicado anteriormente.

fontes fósseis, tornando-as menos atrativas ao despacho do que no cenário tendencial, no qual não há restrições à utilização de fontes fósseis e a geração termelétrica é máxima. A precificação de emissões incentiva o despacho das fontes renováveis, em detrimento do despacho termelétrico para fontes fósseis novas e existentes. Os cenários de precificação atingem, portanto, um patamar de geração renovável intermediário entre o cenário de referência (no qual, por meio de uma medida de comando e controle, proíbe-se a expansão de fontes fósseis a partir de 2025) e o tendencial²¹.

A Figura 11 contrasta os investimentos adicionais em mitigação entre o cenário de Referência (REF) e o cenário Pacote Base (CPB), onde se observa que em quase todos os setores os investimentos são menores no Cenário Pacote Base. Durante o período 2021-2025, no cenário Pacote Base, são implementadas as medidas cujo custo não ultrapassa 6,3 US\$/tCO₂e, preço do offset de vegetação nativa. Dessa forma, medidas de custo significativamente alto são evitadas nos setores de oferta de energia, transportes, indústria (Química, Cimento, Alimentos e Bebidas e Siderurgia) e biocombustíveis. Os investimentos requeridos são aproximadamente 37,3% menores do que no cenário de Referência, representando uma economia de R\$19,4 bilhões ao longo do período.

Para o período 2026-2030, no cenário Pacote Base, evitam-se medidas cujo custo de abatimento ultrapasse 8,4 (US\$/tCO₂e) sendo que o valor máximo das medidas avaliadas chega a 671,4 (US\$/tCO₂e), caso da bioquerosene, com desenvolvimento ainda incipiente no período analisado. Os investimentos requeridos são aproximadamente 37,1% menores do que no cenário de Referência, representando uma economia de R\$56 bilhões ao longo do período, dos quais o setor de transportes responde pela maior parte. No caso específico do setor de florestas plantadas, os investimentos adicionais em mitigação são mais elevados no caso do cenário Pacote Base. Isto é explicado pela transação de Offsets de vegetação nativa e como estes interagem com outras atividades do setor, em termos de dinâmica do uso do solo. Maiores detalhes são encontrados no capítulo de AFOLU.

As metas de redução por setor no Cenário Pacote Segmentado partiram das reduções das emissões totais para o país viabilizadas pelo sistema de precificação de carbono, em 2025 e 2030, encontradas no Pacote Base. No Pacote Base, a precificação de carbono permitiu reduzir as emissões do país em 6,3% em 2025 (97 MtCO₂e) e em 11,2% em 2030 (184 MtCO₂e). Esses percentuais de redução foram então aplicados individualmente para cada grande setor no escopo da regulação no Cenário Pacote Segmentado, obrigando que cada grande setor econômico chegasse a esses

²¹ Geração de energia elétrica renovável não hídrica nos cenários: Referência (REF) – 29,3%, Pacote Base (CPB) – 27,7%, Pacote Ajuste de Fronteira (CAF) – 27,8%, Pacote Segmentado (CPS) – 27,3%, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS) – 26,8%, Pacote com Precificação da Pecuária (CPP) – 27,7%.

percentuais de redução de emissões em 2025 e 2030 através de medidas de mitigação implementadas pelo próprio setor ou pela compra de offsets florestais.

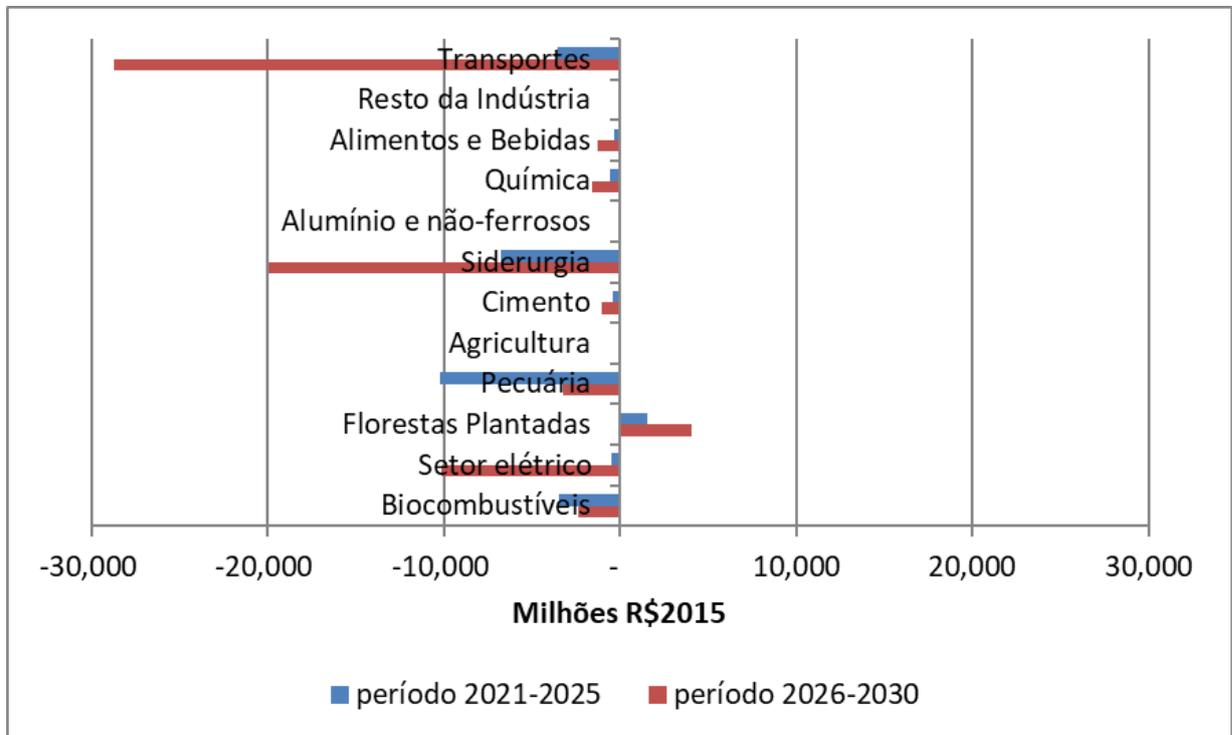


Figura 11. Variação nos investimentos requeridos em medidas de mitigação por período (milhões R\$2015), comparando-se o Cenário Base (CPB) com o de Referência (REF).

Por fim, a quantidade de offsets necessários por cenário varia de acordo com o cenário, respondendo ao nível de mitigação proporcionado pelas medidas de mitigação implementadas, que podem variar marginalmente em resposta às interações setoriais. Os números para cada cenário são apresentados na tabela abaixo. É importante ressaltar que utilização dos offsets ficou acima do limite sugerido pelo Componente 1 nos cenários ICS (Isenção de Combustíveis Sensíveis) e CPS (Pacote Segmentado), que tinham escopo de precificação reduzido. A equipe do projeto optou por apresentar abaixo os resultados dos cenários ICS e CPS utilizando a flexibilização do limite de offsets para conciliação como estratégia de contenção de custos de conciliação.

Nos cenários CPS e ICS, nos quais a mistura do biodiesel ao diesel se mantém ao nível de 10% (Diesel B10), são requeridos mais offsets em comparação aos outros cenários com precificação, uma vez que não há abatimento relacionado à penetração do biodiesel no setor de transportes. A Tabela 20 apresenta as emissões totais em cada cenário, as emissões cobertas pela precificação em cada cenário, o nível de offsets requeridos em termos de abatimento, o percentual de emissões do cenário

abatidas por offsets, e o valor das transações envolvendo o uso de offsets nos anos 2025 e 2030, por cenário.

Tabela 20. Demanda por offsets de restauração nativa em cada cenário

		Cenário de Referência (REF)	Pacote Base (CPB)	Pacote Distributivo (CPD)	Pacote Ajuste de Fronteira (CAF)	Pacote Segmentado (CPS)	Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS)	Pacote com Precificação da Pecuária (CPP)
2025	Emissões totais (Gt CO ₂ e)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	Emissões cobertas pela precificação (Mt CO ₂ e)	-	497	497	499	471	278	838
	Uso de offsets (Mt CO ₂ e)	-	31	31	33	47	47	32
	Percentual das emissões reguladas no cenário abatidas por offsets (%)	-	6,2%	6,2%	6,6%	9,3%	16,9%	3,8%
	Gastos com offsets (Milhões R\$2015)	-	608	608	659	927	921	638
2030	Emissões totais (Mt CO ₂ e)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	Emissões cobertas pela precificação (Mt CO ₂ e)	-	519	519	524	492	303	858
	Uso de offsets (Mt CO ₂ e)	-	83	83	88	92	97	87
	Percentual das emissões totais no cenário abatidas por offsets (%)	-	16,0%	16,0%	16,8%	18,69%	32,0%	10,1%
	Gastos com offsets (Milhões R\$2015)	-	2,199	2,199	2,331	2,416	2,550	2,284

Preço do offset em 2025: 6,3 US\$/tCO₂e

Preço do offset em 2030: 8,4 US\$/tCO₂e

Taxa de câmbio utilizada: 3,15 R\$/ US\$

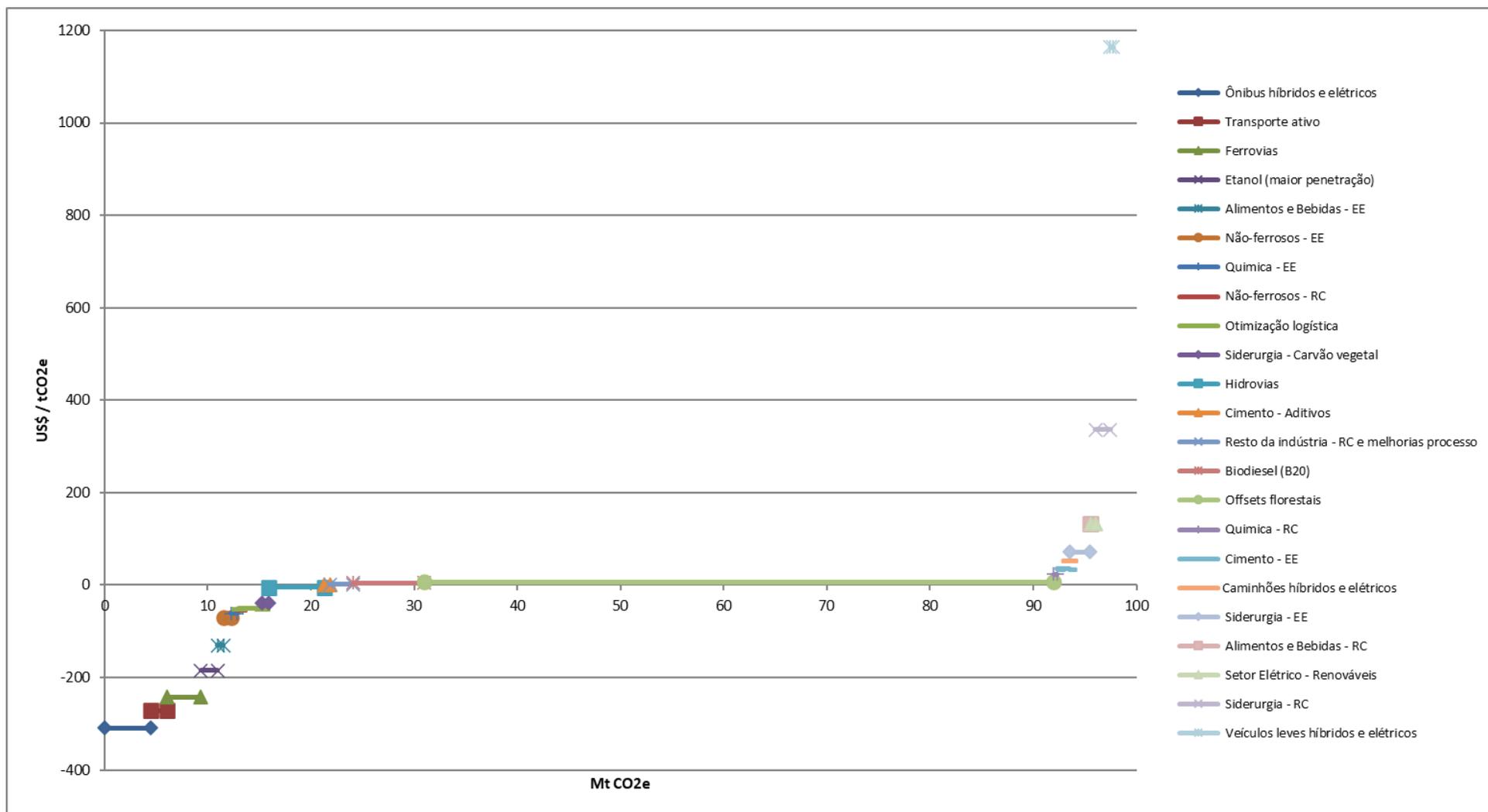


Figura 12. Curva de custo de abatimento – 2025 (US\$/tCO2e) – VP 2021, taxa de desconto de 8% a.a.

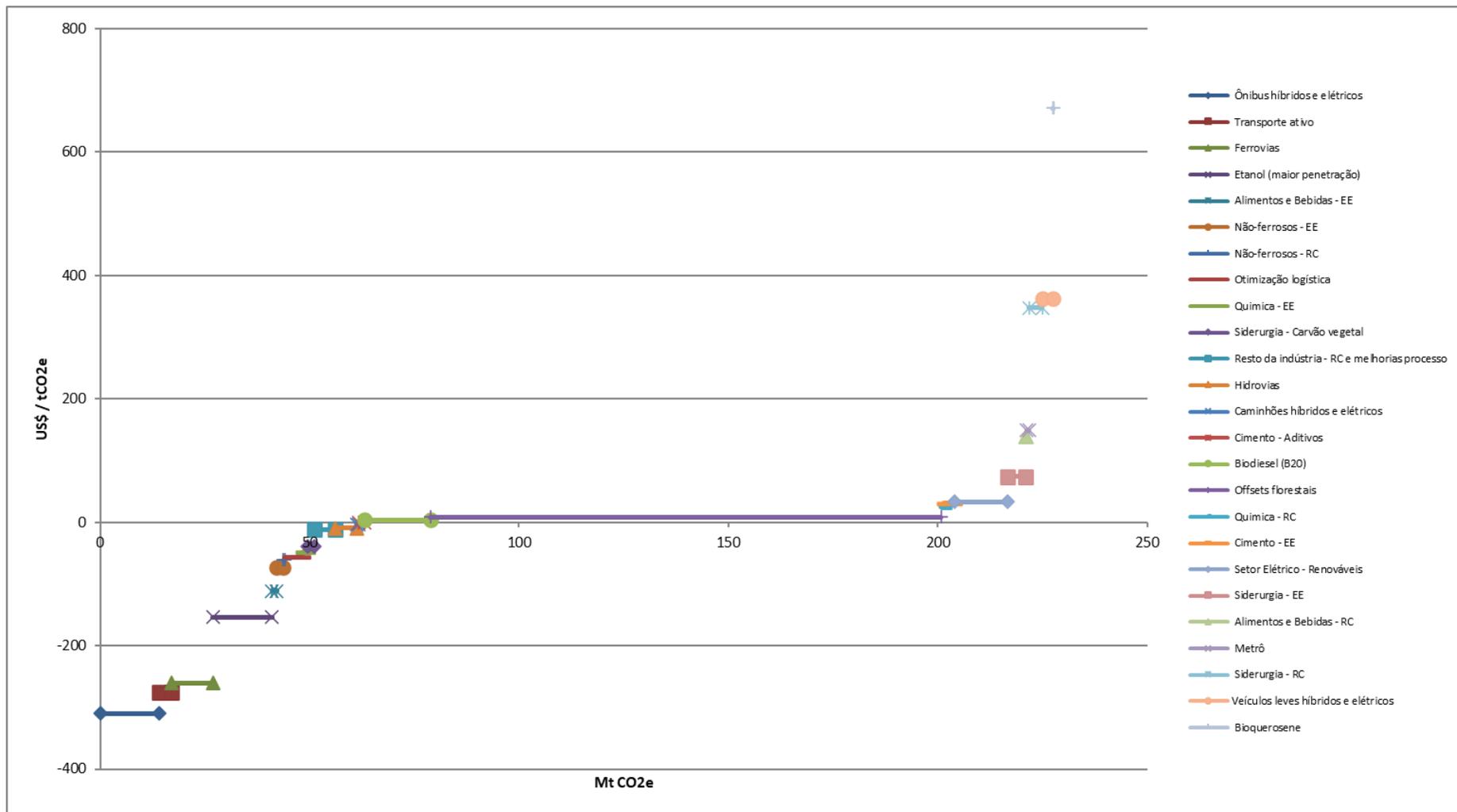


Figura 13. Curva de custo de abatimento – 2030 (US\$/tCO₂e) – VP 2026, taxa de desconto de 8% a.a.

2. Resultados Setoriais

2.1 Setor AFOLU

2.1.1 Introdução

O Brasil é a 8ª maior economia mundial (FMI, 2018) com Produto Interno Bruto (PIB) de US\$ 3,24 trilhões e o 7º maior emissor de gases de efeito estufa (GEE), com 1017,9 MtCO₂e (Friedrich et al. 2017).

A agricultura e pecuária são atividades econômicas de grande importância no Brasil e que devido à grande extensão de terras agricultáveis e disponíveis para pastagem, ocupa um lugar de destaque no mundo quanto à produção nesse setor. As atividades agropecuárias geram emissões de GEE que ocorrem por diversos processos, como fermentação entérica, manejo de dejetos animais, cultivo de arroz, queima de resíduos agrícolas e emissões de N₂O provenientes de solos agrícolas.

As principais emissões desse setor devem-se à produção de metano por fermentação entérica do gado bovino e à aplicação de adubos e fertilizantes sintéticos com intensa emissão de óxido nitroso. As variações nas emissões no período de 2010-2015 (Figura 14) refletem, basicamente, em variações nas populações dos rebanhos.

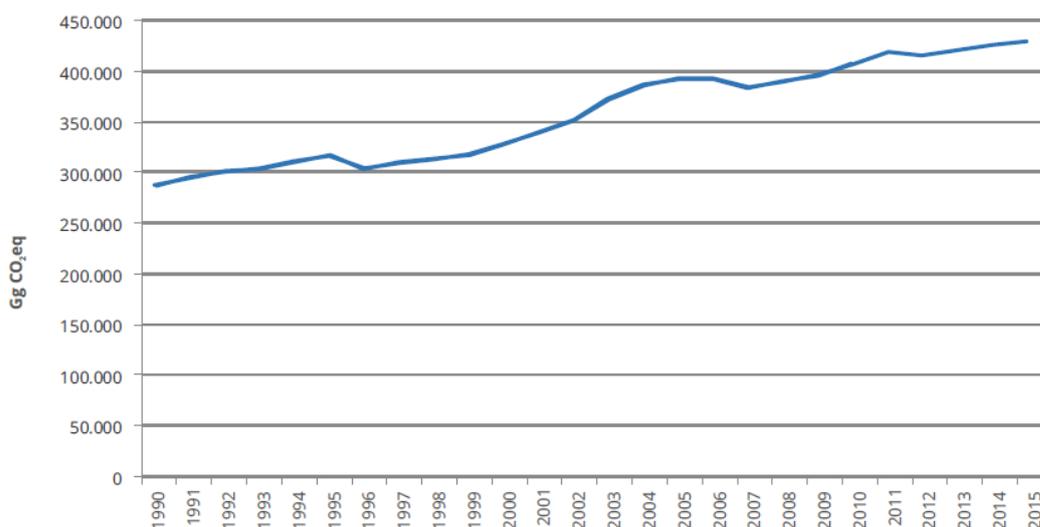


Figura 14. Evolução das emissões do setor Agropecuária (Gg CO₂e, 1990-2015)

Fonte: MCTI (2017)

A fermentação entérica do gado de corte é a principal fonte de emissão de CH₄, responsável por 76% das emissões, seguido pela fermentação entérica do gado de leite, responsável por 11% dessas emissões (MCTI, 2017). A quantidade da população de bovinos de corte e leite explica essa diferença de contribuição de emissões. O restante das emissões está relacionado a fermentação entérica de outros animais, ao manejo de dejetos animais, à queima de resíduos agrícolas da cana-de-açúcar e ao cultivo de arroz, totalizando 13% das emissões em 2015 (Figura 15).

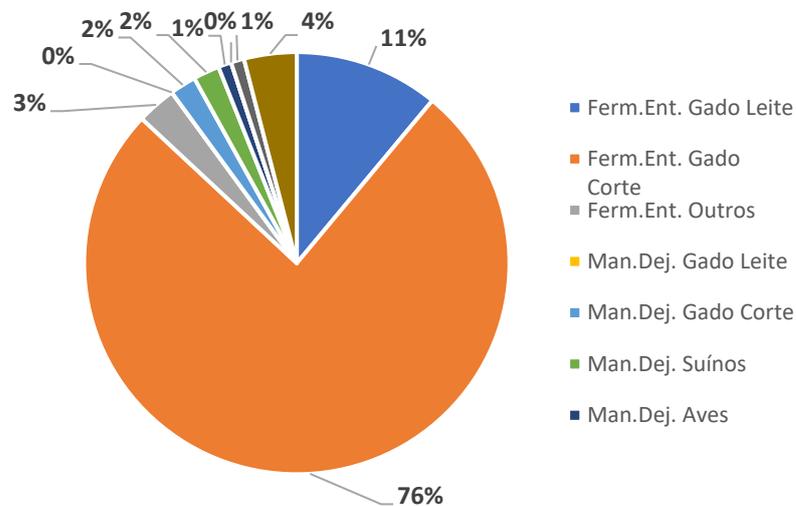


Figura 15. Setor agropecuária: emissão de CH₄ por subatividade (2015)
Fonte: MCTI (2017)

Em relação à emissão de N₂O, as emissões diretas dos solos agrícolas – provenientes do esterco dos animais em pastagem, do uso de fertilizantes sintéticos, da aplicação de adubo, da incorporação no solo dos resíduos agrícolas e das áreas de cultivo de solos orgânicos – contribuem com 60% das emissões totais. A maior contribuição identificada dentro das emissões é oriunda dos animais em pastagem, com participação de 34% do total (MCTI, 2017).

Em relação ao setor de Mudança de Uso da Terra, mesmo após uma significativa queda do desmatamento, desde 2005, de 58% e 63% nos biomas Cerrado e Amazônia (INPE, 2018), o Brasil possui 38% das emissões brutas relacionadas a esse setor. Por outro lado, é um setor com importante mitigação de emissões.

As emissões da Mudança de Uso da Terra e Florestas (Figura 16) são estimadas a partir das remoções de CO₂ (quando há crescimento de vegetação, com a transformação de CO₂ em

carbono fixado e liberação de oxigênio, pelo processo de fotossíntese), além das emissões de CO₂ (quando há perda de carbono para a atmosfera, pelo processo de oxidação).

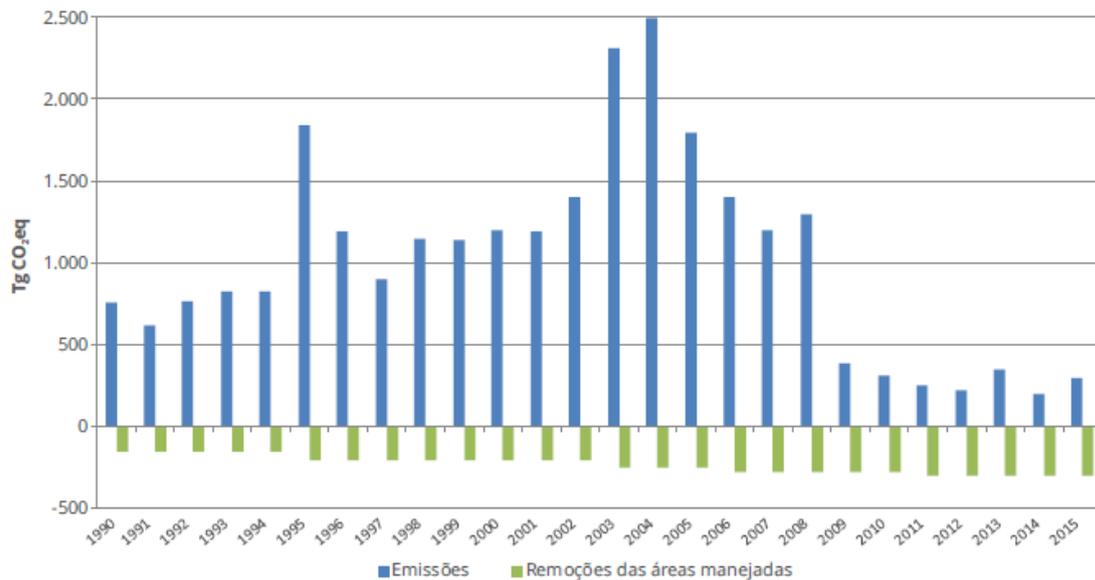


Figura 16. Evolução das emissões brutas e remoções de CO₂ (Tg CO₂e, 1990-2015)
Fonte: MCTI (2017)

As emissões de CO₂ estão relacionadas, principalmente, ao desmatamento e outras mudanças de uso da terra. Já as remoções são provenientes de reflorestamentos, crescimento de vegetação secundária, bem como de áreas consideradas manejadas. No Brasil, as áreas de floresta e de vegetação nativa não-florestal contidas em Terras Indígenas e no Sistema Nacional de Unidade de Conservação da Natureza são consideradas manejadas, uma vez que têm como objetivo cumprir relevantes funções ecológicas, econômicas e sociais.

O gás predominante neste setor é o CO₂, mas também ocorrem emissões de outros GEE como o CH₄ e N₂O pela queima imperfeita de madeira deixada no campo, no caso de conversão de florestas para outros usos.

2.1.2 Metodologia de modelagem e modelo utilizado

Para atender as medidas de AFOLU foi utilizado um modelo de equilíbrio parcial, multisetorial e multirregional. O BLUM (*Brazilian Land Use Model*)^{22,23} é um modelo econômico de um único país para o setor agropecuário brasileiro, composto por dois módulos: oferta-demanda e uso da terra. O modelo inclui os seguintes produtos: soja, milho (primeira e segunda safras), algodão, arroz, feijão (primeira e segunda safras), cana-de-açúcar, trigo, cevada, pecuária de leite e de corte, carnes bovina, suína e de frango e ovos. Em termos de uso da terra, essas commodities podem ser amplamente classificadas entre terras agrícolas e pastagens, enquanto as florestas comerciais são consideradas como projeções exógenas. Essas atividades são responsáveis por aproximadamente 95% do total da área agrícola brasileira.

No módulo de oferta e demanda, a demanda total por uma atividade é projetada nacionalmente e formada pela demanda doméstica, exportações líquidas (exportações menos importações) e estoques finais (os quais não são considerados para pecuária, carnes e cana-de-açúcar) e respondem a preços e a variáveis exógenas (como PIB, população, taxa de câmbio, entre outras). A oferta é formada pela produção nacional (a qual é projetada regionalmente) e pelos estoques iniciais (novamente considerados apenas para grãos e seus complexos, açúcar e etanol) e respondem às rentabilidades de cada commodity, as quais dependem de custos, preços e produtividades.

A alocação de terra para agricultura e pastagem é calculada para seis regiões geográficas principais de acordo com padrões agrícolas e características da terra, como limites de biomas, relevância especial para conservação, legislação ambiental e dinâmica de uso da terra.

- Sul (estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul);
- Sudeste (estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, e Minas Gerais);
- Centro-Oeste Cerrado (estados de Mato Grosso do Sul, Goiás e parte do estado do Mato Grosso dentro dos biomas Cerrado e Pantanal);
- Norte Amazônia (parte do estado do Mato Grosso dentro do bioma Amazônia, Amazonas, Pará, Acre, Amapá, Rondônia e Roraima);
- Nordeste Litorâneo (Alagoas, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Rio Grande do Norte e Sergipe);
- Nordeste Cerrado (Maranhão, Piauí, Tocantins e Bahia).

²² Harfuch, L., Bachion, L. C., Moreira, M. M. R., Nassar, A. M. & Carriquiry, M. Empirical Findings from Agricultural Expansion and Land Use Change in Brazil. In *Handbook of Bioenergy and Policy 2*, 273-302 (Springer, 2017).

²³ Moreira, M. M. R. Estratégias para expansão do setor sucroenergético e suas contribuições para a NDC Brasileira. 134 (2016).

Oferta e demanda nacional e o uso da terra regional responde a preços. Consequentemente, para um dado ano, o equilíbrio é obtido quando se encontra um vetor de preços que equilibra todos os mercados simultaneamente. Ano a ano uma sequência de vetores de preços é estimada, permitindo avaliar a trajetória dos mercados ao longo do tempo. Os resultados do modelo são: uso da terra regional, produção nacional e regional, preços, consumo e exportações líquidas.

A produção anual em cada região é calculada como o produto da terra e rendimentos agrícolas. A produção nacional é a soma da produção das regiões individuais e os estoques iniciais. Essa relação garante a interação entre o uso da terra e as seções de oferta e demanda do modelo, considerando que a seguinte identidade seja satisfeita:

$$\text{Estoque inicial} + \text{Produção} + \text{Importações} = \text{Estoque final} + \text{Consumo} + \text{Exportações}$$

ou,

$$\text{Estoque inicial} + \text{Produção} = \text{Estoque final} + \text{Consumo} + \text{Exportações líquidas}$$

O BLUM também considera as interações entre os setores analisados, assim como entre um produto e seus subprodutos. Por exemplo, a relação entre os grãos e a pecuária ocorre a partir do consumo de ração (basicamente milho e farelo de soja) que é função da oferta de carnes, leite e ovos, sendo um componente da demanda doméstica de milho e soja. No caso do complexo de soja, farelo e óleo de soja são parte da demanda doméstica de soja em grão e são determinados pela demanda por esmagamento. Similarmente, açúcar e etanol são componentes da demanda por cana-de-açúcar.

A dinâmica do uso da terra, utilizada pelo BLUM, está dividida em dois efeitos: *competição* e *escala*. Intuitivamente, o efeito competição representa como as diferentes atividades agropecuárias competem por uma dada quantidade de terra arável disponível. O efeito escala se refere à maneira pela qual a competição entre as diferentes atividades gera uma necessidade adicional por terra. Esta necessidade é acomodada pela expansão da área total da agropecuária sobre vegetação nativa. A área agrícola total do BLUM (culturas e pastagens) é determinada endogenamente pelo efeito escala.

O modelo BLUM apresenta alguns diferenciais quando comparado a outros modelos na análise de casos brasileiros: detalhamento regional do perfil tecnológico do setor sucroenergético e capacidade de incorporação de rotas tecnológicas inovadoras; estrutura da demanda de etanol anidro e hidratado; maior detalhamento dos setores agro (i.e., funções de

produção); representação endógena dos sistemas de produção de segunda safra; representação de três níveis tecnológicos da pecuária bovina com migração endógena entre sistemas; desenvolvimento de modelo teórico de uso da terra capaz de identificar substituição entre usos (elasticidades substituição e expansão complementares); e, uso de Sistema de Informação Georreferenciada na calibração das elasticidades consideradas na competição e na expansão.

2.1.3 Descrição das tecnologias/medidas de mitigação consideradas

As mudanças nos estoques de carbono no setor de AFOLU estão associadas a ganhos e perdas de biomassa devido ao desmatamento e outras mudanças no uso da terra, além das emissões da produção agropecuária. Por outro lado, o carbono pode ser removido por florestas plantadas, recomposição de vegetação nativa, recuperação de pastagens degradadas, sistemas pecuário-florestais, áreas protegidas (terras indígenas e unidades de conservação) e florestas secundárias. Há ainda medidas para redução as emissões da agricultura. Um rol de tecnologias para redução de emissões na agricultura já é amplamente utilizado, combinando ganhos de rentabilidade e produtividade com redução de emissões de CH₄ da fermentação entérica, dejetos animais as emissões de fertilizantes (principalmente nitrogenados) e de outros insumos, tais como terra e diesel.

Para este Relatório foram simulados sete cenários para AFOLU utilizando o modelo BLUM. Os cenários foram: TEN (Cenário Tendencial), REF (Cenário de Referência), CPB (Pacote Base), CAF (Pacote Ajuste de Fronteira), CPS (Pacote Segmentado), ICS (Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis) e CPP (Pacote com Precificação da Pecuária).

Cada cenário adotou diferentes medidas e instrumentos de precificação. Como medidas de mitigação consideramos a adoção de tecnologias e ações que tem como foco a redução e remoção das emissões de AFOLU (ou indiretamente de outros setores como o caso de biocombustíveis). Estas ações estão explicadas no tópico “Medidas de mitigação” a seguir. Já como instrumentos de precificação foram adotadas três ações: implementação de Offsets de Vegetação Nativa (OVN), precificação sobre o carbono de combustíveis fósseis e precificação de carbono sobre a pecuária, melhor explicadas no item “Instrumentos de precificação”.

2.1.4 Medidas de mitigação

Para as simulações dos cenários selecionados neste relatório a modelagem de AFOLU utilizou tanto medidas de mitigação que possuem potencial de reduzir as emissões brutas de GEE, como por exemplo redução de desmatamento e estímulo à produção de biocombustíveis; como medidas de mitigação com objetivo de capturar carbono através do aumento de biomassa no solo, tais como estímulo a recuperação de pastagens degradadas e recuperação de nativas.

a) Redução do desmatamento

O desmatamento e outras emissões de uso da terra são a principal fonte de emissão de CO₂ e CO_{2e}. Há grande esforço para reduzir tais emissões em todos os biomas, havendo compromissos específicos para redução de desmatamento na Amazônia e no Cerrado. Os drivers do desmatamento são diversos, incluindo grilagem de terras, exploração de madeira, uso agropecuário e mineração e projetos de infraestrutura. Há evidências que agropecuária ocupe grande parte as áreas desmatadas, ainda que diversos estudos apontem para a desconexão entre desmatamento e produção agropecuária. As ferramentas para contenção do desmatamento são diversas, havendo ênfase no comando e controle, regularização fundiária em terras públicas e privadas, além de estratégias de otimização do uso do solo e geração de renda para quem preserve a vegetação nativa. Para esse estudo as taxas de desmatamento são consideradas exógenas ao modelo. Maiores detalhes são apresentados na descrição dos cenários.

b) Áreas protegidas e terras indígenas

O incremento anual de estoques de carbono em áreas protegidas, como unidades de conservação e terras indígenas, é contabilizado no total de remoções de carbono, uma vez que são uma categoria de áreas florestais manejadas no IPCC (2006). Além de estocar enormes quantidades de carbono, as florestas das terras indígenas resfriam a superfície. Foram usadas informações para o período 2010-2017, compiladas da Fundação Nacional do Índio (FUNAI)²⁴ e Ministério do Meio Ambiente (MMA)²⁵.

²⁴ www.funai.com.br

²⁵ www.mma.gov.br/cadastro_uc

c) Florestas Plantadas homogêneas

As florestas plantadas oferecem grande potencial, em curto prazo, para remoção de CO₂ da atmosfera. Ao contrário de plantas de ciclo de vida curto que morrem e se decompõem rapidamente, as árvores são indivíduos de ciclo de vida longo que acumulam carbono em sua biomassa. O aumento das áreas de floresta plantada captura e armazena grandes quantidade de carbono. A quantidade total de florestas plantadas (definidas pela demanda de madeira para diferentes usos, setor energia indústria) é dividida entre Florestas Plantadas Homogêneas e iLPF.

d) Recuperação de Vegetação Nativa

O potencial da Recuperação de Vegetação Nativa também foi estimado para absorção de carbono. A Recuperação de Vegetação Nativa é uma importante ferramenta de mitigação das mudanças climáticas, que fomenta o sequestro de carbono por meio do crescimento das árvores, o acúmulo de biomassa e a formação de estoques de carbono no solo. Há diferentes formas de estimular a Recuperação de vegetação nativa. O Código Florestal estabelece áreas mínimas de vegetação nas propriedades rurais, podendo essas serem Reserva Legal (RL) ou Áreas de Preservação Permanente (APP). Sucintamente, as APPs são áreas de preservação obrigatórias próximas a cursos d'água, áreas declivosas etc. Caso não haja cobertura mínima de vegetação nessas áreas, as mesmas devem ser obrigatoriamente recompostas. As RLs são calculadas como percentuais das áreas das propriedades rurais, variando de acordo com o bioma em que a propriedade se encontra. Diferente das APPs, caso a posse ou propriedade rural não tenha o percentual mínimo de vegetação nativa de RL, ela poderá compensar em outra propriedade onde haja superávit de RL. Recomendamos a leitura de Chiavari (2015) para maiores detalhes.

Embora o Código Florestal estabeleça áreas mínimas para vegetação nativa em cada propriedade rural, sob responsabilidade do proprietário ou posseiro rural, a lei não estabelece a forma de financiamento de uma eventual recuperação, deixando a possibilidade de o produtor custear a recuperação com recursos próprios ou usar em parte ou integralmente recursos de terceiros, via, por exemplo, a venda de créditos de carbono (muito embora não exista um mecanismo estabelecido até o momento). Para esse estudo a nomenclatura "Recuperação de vegetação nativa" é adotada de maneira geral. Quando a Recuperação é financiada via instrumentos específicos de mercado de carbono a mesma atividade será denominada de "Offsets de Vegetação Nativa" **OVN**. Quando a Recuperação não é financiada com uso de offsets de vegetação nativa, é adotada a nomenclatura "Recuperação de Vegetação Sem Offsets" **RVSO**.

Assumiu-se que a implementação de Recuperação de Vegetação Nativa ocorre em áreas de pasto de baixa tecnologia. De modo geral são áreas de menor rentabilidade e com maior capacidade de intensificação. Por outro lado, pastagens de baixa tecnologia também são áreas de expansão de outras lavouras e sistemas produtivos. O resultado da dinâmica de uso da terra é calculado pelo modelo BLUM.

e) Floresta secundária

A floresta secundária em processo de regeneração natural mostra um substancial recuperação da biomassa e biodiversidade. Também inclui florestas que foram convertidas a outros usos em algum ponto no tempo e que estão em processo de reversão às florestas através de um processo natural ou por ação humana. O incremento anual de carbono nas áreas de floresta secundária também é contabilizado nas remoções. Para esse estudo consideraremos por simplificação que, diferentemente da Recuperação de vegetação nativa, as florestas secundárias não necessitam de investimentos e são uma fração das áreas desmatadas, que não são aproveitadas deixando a vegetação regenerar sozinha.

f) Recuperação de pastagem degradada

A recuperação de pastagens degradadas remove CO₂ da atmosfera estocando na forma de carbono no solo, melhorando a qualidade das pastagens. Práticas adequadas de manejo, que visam à manutenção ou mesmo acúmulo de carbono no solo-planta podem atenuar os efeitos do aquecimento global via sequestro de carbono no solo a partir do manejo e dinâmica da matéria orgânica no solo. A taxa de acúmulo de carbono no solo é altamente variável. Para esse estudo assumiu-se uma taxa de 1 t C/há.ano, durante dez anos. Há ainda aumento da produtividade pecuária. Para esse estudo assumimos que a recuperação de pastagens degradadas ocorre quando uma área de pastagens de baixa tecnologia (essencialmente extrativistas) passa a adotar pacotes tecnológicos de média tecnologia, que inclui manejo e alguma suplementação animal. Para maiores detalhes sobre níveis tecnológicos e sua modelagem recomendamos a leitura de Harfuch (2016). A Recuperação de pastagens é influenciada por um conjunto diverso de variáveis, que incluem acesso à tecnologia, acesso a crédito e rentabilidade relativa entre sistemas produtivos de pecuária, dentre outros.

g) Sistemas de integração floresta-pecuária

A biomassa florestal e áreas sob sistemas de integração floresta-pecuária potencializam o sequestro de carbono baseado no uso diversificado e eficiente dos recursos pela comunidade de plantas. Os sistemas agrícolas por si só têm a capacidade de reter grandes quantidades de carbono, contudo esse potencial pode ser elevado quando introduzidas árvores ao sistema e criteriosamente gerido em conjunto com culturas e/ou animais. Para esse estudo assumimos que a recuperação de pastagens degradadas ocorre somente em área de pecuária classificada como alta tecnologia. A taxa de acúmulo de carbono no solo é altamente variável. Para esse estudo foi assumida a mesma absorção de SOC que recuperação de pastagens²⁶ e a mesma biomassa considerada em florestas plantadas (COPPE, 2019). Assim como recuperação de pastagens sugerimos leitura complementar (Harfuch, 2006). A adoção de sistemas iLPF também são influenciados um conjunto diverso de variáveis, incluído rentabilidade relativa entre sistemas produtivos de pecuária e de outras lavouras. Para esse estudo, a variação de iLPF ocorre quando há aumento de pastagens de alta tecnologia.

h) Plantio direto e fixação biológica de nitrogênio

O plantio direto e a fixação biológica de nitrogênio são técnicas que atuam no manejo do solo e são capazes de manter ou aumentar a fertilidade do solo com uso de menos insumos (redução de gradagem, fixação de nitrogênio via inoculantes, etc.), além de aumentar a quantidade de carbono estocada no solo. Essas técnicas já são amplamente difundidas na produção agropecuária e consideradas como tecnologias “padrão” no modelo BLUM (particularmente nos plantios de soja). A ampliação dessas tecnologias para outras lavouras, como milho e cana por exemplo, não foi considerada, embora alguns estudos já apontem sua implementação.

i) Colheita de mecanizada de cana-de-açúcar.

Quando comparada a colheita manual, a colheita mecanizada de cana-de-açúcar reduz significativamente as emissões de queima de resíduos agrícolas. Há ainda um aumento do consumo de energia das colheitadeiras e maior disponibilidade de biomassa (palha e pontas), que podem ser deixadas no campo ou recolhidas para ser utilizadas nos sistemas energéticos

²⁶ Assumiu ainda a premissa simplificadora que o acúmulo de C ocorre logo após a reforma da pastagem.

das usinas (afetando o setor de energia). Essa tecnologia já é dominante em todas as áreas de cana mecanizáveis e representada no perfil de produção do modelo BLUM.

j) Biocombustíveis

Embora a produção de biocombustíveis seja modelada no setor agropecuário, a mitigação de emissões dos biocombustíveis ocorre no setor de transportes, pela substituição de combustíveis fósseis. Nesse estudo foi considerado que a produção de etanol ocorre via processamento de cana de açúcar, enquanto biodiesel é produzido por diferentes matérias primas, mas com participação majoritária de óleo de soja e em menor escala por sebo e outras biomassas energéticas residuais.

2.1.5 Instrumentos de precificação

A precificação de carbono se apresenta como uma opção para mitigar as emissões de GEE, partindo do conceito teórico de que as emissões de GEE representam uma externalidade negativa, não refletida no preço das mercadorias. Impor um preço ao carbono tem como um de seus principais objetivos estabelecer um custo sobre os impactos gerados pelo aumento das emissões de GEE na atmosfera.

Um sistema de precificação de carbono pode ser implementado, de modo geral, de duas formas: via um imposto sobre carbono (*carbon tax*) e via um mercado de carbono. A modelagem de AFOLU realizada neste relatório não tem como objetivo distinguir a precificação de carbono via um imposto ou mecanismos de mercado. O modelo adotado apenas reflete os impactos dessa precificação em termos de custos e receitas sobre os diversos setores econômicos dado um determinado preço da tonelada de carbono.

A precificação de carbono atinge o setor AFOLU por meio de 3 mecanismos, a saber: (1) precificação de emissões de metano na pecuária; (2) e impactos indiretos no setor AFOLU via precificação de outros setores (não AFOLU), mas que afetam o setor AFOLU. Os principais efeitos indiretos ocorrem em biocombustíveis (setor transportes) e variação de demanda geral da economia (todos os demais setores) e (3) demanda por OVN para compensação de emissões de outros setores.

Os dois primeiros mecanismos atuam como um custo para quem emite GEE (via tributo ou compra de direito de emissão de GEE). O terceiro mecanismo (OVN) também é um custo para

outros setores, mas atua como uma receita para o que o setor florestal gere lastros físicos de carbono para emissão de créditos que possam ser comprados por outros setores.

a) Instrumento de precificação de carbono na bovinocultura de corte

Esta medida é implementada por meio de da imposição do pagamento de um preço de carbono²⁷ por frigoríficos de Sistema de Inspeção Federal (SIF) sobre o abate por cabeça de bovinos com mais de 36 meses de idade. A premissa é que a precificação do carbono estimula o abate de animais mais jovens, em detrimento do abate de animais mais velhos precificados. O abate de animais jovens contribui para redução das emissões de CH₄ a medida que os animais emitem GEE (através de processos biológicos como fermentação entérica e manejo de dejetos) por um menor período de tempo.

Para simular o efeito de precificação da atividade pecuária no modelo BLUM foi necessário realizar uma adaptação e estratificar a pecuária de corte por tipo de tecnologia, a partir das premissas assumidas neste estudo. Como escopo setorial, foi considerado somente a pecuária de corte, excluindo a atividade leiteira. Como escopo de emissões, foi analisando somente a fermentação entérica, com cálculo dos gases relativo ao metano (CH₄).

Para estratificação da pecuária foram utilizadas informações da base de dados Agroicone e IBGE, considerando frigoríficos apenas com Sistema de Inspeção Federal (SIF) e precificação para animais abatidos acima de 36 meses.

Segundo dados de 2018 do IBGE (2020) para abate de bovinos, os frigoríficos com SIF contemplam apenas o abate formal brasileiro, representado o abate com SIF 73% do abate total do Brasil, 82% do abate formal de apenas bois e 61% do abate de apenas vacas. O abate informal é uma estimativa realizada pela Agroicone, utilizada para calcular a participação do abate formal e informal no total de animais abatidos. No total de animais abatidos em 2018 (44,2 milhões de cabeças), 31,9 milhões de cabeças foram abatidas formalmente e 12,3 milhões de cabeças informalmente (72% foram formais e 28% informais). Já no abate de bois, 80% do abate de bois foi formal e 20% abatidos informalmente. Do total de animais abatidos estimados (considerando abate formal e informal), 32% correspondem aos animais que serão tributados, ou seja, animais com mais de 36 meses abatidos dentro do SIF.

Embora a precificação ocorra exclusivamente em animais com mais de 36 meses, em função da quantidade de metano emitida por esse animal, a produção pecuária se organiza em

²⁷ Detalhamento da estimativa do valor é apresentado no Produto 3 deste projeto.

sistemas compostos com animais de diferentes idades. Sistemas de bovinocultura com níveis tecnológicos mais elevados tem menor participação de animais mais velhos, enquanto sistemas pecuários “extrativistas” tendem a ter maior participação de animais com 36 meses ou mais. Sistemas de maior nível tecnológico podem ainda apresentar outras vantagens ambientais, como menor geração de dejetos por tonelada de carne e maior eficiência do fator terra.

O modelo BLUM, conta com uma estratificação espacial e temporal da dinâmica de sistemas de produção pecuários em três níveis tecnológicos (baixo, médio e alto). A desagregação do rebanho foi feita de acordo com o tipo de animal (vacas, touros, novilha, novilho, garrote, bezerra, bezerro, boi acima de 36 meses) e tecnologia empregada no BLUM (baixa – 1 a 3@/ha, média – 3 a 6@/ha e alta tecnologia – 6 a 12@/ha). Essa informação foi complementada com informações do perfil de abate por tecnologia e por região, de modo a identificar com maior precisão a incidência de animais com mais de 36 meses. A desagregação foi feita identificando a participação do abate em nível de inspeção federal (SIF) encontrada no IBGE (2019) para bois e vacas, já que a precificação será feita somente para frigoríficos em nível federal. Animais velhos abatidos em frigoríficos estaduais, abatedouros municipais, além do mercado informal não são precificados. O resultado dessa estratificação é apresentado na tabela abaixo.

Tabela 21. Participação por tipo de animal acima de 36 meses no abate em nível SIF, por tecnologia (%)

Tipo de animal/tecnologia	Baixa	Média	Alta
Nível SIF			
Boi acima de 36 meses	31,5%	8,1%	0,00%
Touros/Rufiões	2,0%	0,8%	0,02%
Vacas descarte	19,2%	17,4%	3,34%
Total	52,7%	26,3%	3,4%

Fonte: Dados estimados com base nos dados Agroicone e IBGE (2019).

b) Offsets de Vegetação Nativa (OVN)

Há ampla discussão sobre a conveniência de usar a imobilização de carbono em biomassa e solo como lastro para anulação de emissões de GEE em outras atividades. Dentre diversas possibilidades discute-se opções de proteção a florestas “em pé”, a recuperação de vegetação nativa, o manejo de florestal, entre outras. Para esse estudo foi considerada

(exclusivamente) a remoção de CO₂ oriunda da recuperação de áreas de vegetação nativa em Reserva Legal (RL) degradadas como lastro para escrituração de títulos de carbono, que poderiam ser comprados por outros setores para cumprir suas obrigações de redução de emissões de GEE. Tais títulos são aqui denominados de “Offsets de Vegetação Nativa” (OVN).

A estimativa de disponibilidade e custos de OVN teve como base relatório outro estudo produzido para o PMR, com foco em quantificação do potencial de geração de ativos de carbono através de atividades florestais (WayCarbon, 2019). Segundo o estudo, os imóveis rurais brasileiros possuem 72 Mha excedentes às exigências do Código Florestal e uma necessidade de recomposição de 15,1 Mha de passivo vegetação nativa, dos quais 12,8 Mha em RL e 2,3 Mha em APPs. Ainda segundo o estudo, essa área têm o potencial de retirar da atmosfera 2,4 GtCO₂e durante o crescimento das florestas. Como pode ser visto na figura abaixo, grande parte dessas remoções pode ocorrer com custo por tonelada inferior a R\$ 35.

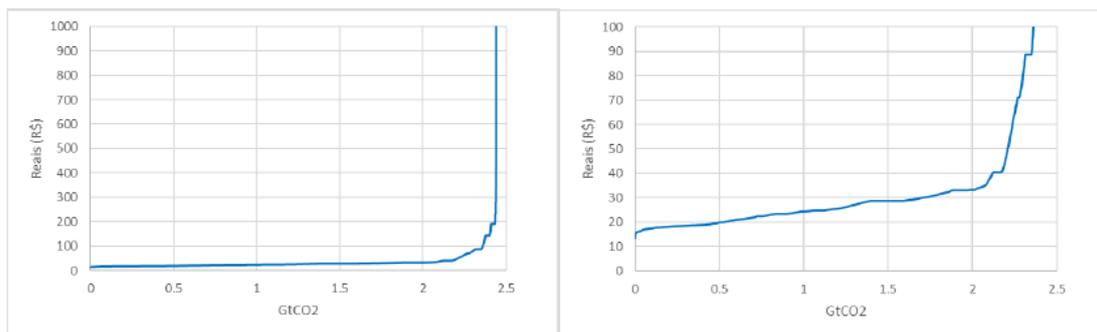


Gráfico 1. Potencial de ativos da recuperação da vegetação nativa
Fonte: (WayCarbon, 2019)

Para esse estudo, o potencial de remoções foi convertido em taxas anuais (t C/ano) considerando que a vegetação cresceria durante 20 anos, quando alcançaria sua estabilidade. Outra premissa simplificadora é que o investimento em recomposição poderia ser executado em 10 anos. Importante ressaltar que o custo dos OVN aumenta linearmente ao longo de seu potencial e há um aumento exponencial quando o potencial atinge cerca de 2 Gt CO₂ (100 M t CO₂/ano).

Dadas as limitações da modelagem, a curva acima foi dividida em duas partes, olhando para o potencial máximo que poderia ser atingido até 2025 e até 2030. Aplicando-se o potencial máximo, os OVN poderiam gerar remoções anuais de 60 Mt CO₂/ano em 2025 a um preço de

USD 6,3/t CO₂. Se o potencial máximo for executado até 2025, seria possível aumentar as remoções anuais para até 120 Mt CO₂ por ano em 2030, a um custo médio de USD 8/ tCO₂.

c) Precificação de combustíveis fósseis

Ainda que a precificação de combustíveis fósseis não ocorra no setor de AFOLU, há impactos claros sobre este, uma vez que estimula a troca de combustíveis fósseis por biocombustíveis. Já existe no Brasil o Programa RenovaBio, mecanismo de mercado que cria obrigação de redução de emissões médias de combustíveis fósseis e dá aos biocombustíveis o direito de emissão de Créditos de Descarbonização por biocombustíveis (Cbio). Nesse projeto o RenovaBio é considerado em todos os cenários. A precificação de carbono seria um valor adicional cobrado sobre combustíveis fósseis, como a gasolina A e diesel mineral. O valor do Cbio é calculado no cenário TEND e replicado automaticamente nos demais cenários, por premissa.

No modelo BLUM, o consumo de etanol hidratado é sensível a preço (endógeno), enquanto o consumo de biodiesel e etanol anidro são estipulados por mandato e volume de consumo de gasolina C e diesel B (exógenos). O consumo total do ciclo Otto e consumo total de biodiesel / diesel são calculados pelo setor de transporte.

Para o etanol anidro foi mantida a mistura obrigatória de 27% da gasolina C, em base volumétrica. Foi considerado que que mistura obrigatória de biodiesel no diesel pode ser de 10% ou 20% (também em base volumétrica). A decisão entre os dois níveis de mistura é exógena ao modelo BLUM, tendo com base os custos de abatimento.

2.1.6 Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação por cenário.

Os diferentes cenários abordados neste relatório adotaram cada medida de mitigação e instrumentos de precificação de diferentes formas. O objetivo do presente tópico é apresentar como foi a implementação dessas medidas de mitigação e dos instrumentos de precificação nos cenários analisados. Os cenários são agrupados da seguinte forma: TEN; REF e cinco cenários de precificação analisados em AFOLU (CPB, CAF, CPS, ICS e CPP).

Cenário Tendencial

O TEN simula o desenvolvimento das principais variáveis de interesse considerando políticas existentes, mas sem o compromisso de cumprimento das metas da NDC brasileira. Tal cenário não é objeto de estudos mais aprofundados, entretanto, a elaboração deste cenário é essencial para construção da MACC e estabelecimento de níveis de partida para o REF e cenários de precificação.

Por premissa, o preço do petróleo cresce linearmente de 2020 a 2030, quando alcança o valor de 83 USD/ barril. Esse crescimento é repassado integralmente para os combustíveis fósseis, aumentando a competitividade dos biocombustíveis. Como resultado, as metas do RenovaBio são atingidas automaticamente e o valor do Cbio foi então estimado em zero para o cenário TEND. Do ponto de vista de modelagem, RenovaBio não tem impacto nos resultados nos cenários analisados. Na prática o preço do petróleo não tem um desenvolvimento linear, mas é marcado por oscilações significativas. Assim o Cbio teria – na prática – preços positivos em momentos de maiores depressões do preço do petróleo, possibilitando visão de longo prazo para os investimentos em bioenergia.

Cenário de Referência

O REF tem compromisso de atingir a NDC brasileira em 2025 e 2030. Para isso as medidas de mitigação descritas anteriormente têm seu alcance ampliado. O nível de penetração das medidas de mitigação de AFOLU é em grande parte definido exogenamente, conforme apresentado na tabela abaixo.

Tabela 22. Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação no REF (2015-2030)

Cenário de Referência	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Desmatamento	Mt CO ₂ e	Premissa desse cenário	883	896	813	686
Áreas protegidas e terras indígenas	Gg CO ₂	COPPE (2019)	-354	-382	-396	-410
Floresta plantada total*	Mha	COPPE (2019)	7,68	8,09	9,23	10,27
Florestas Plantadas Homogêneas	Mha	COPPE (2019)	6,60	6,97	7,17	7,37
iLPF	Mha	COPPE (2019)	2,00	2,61	3,58	4,56
RVSO	Mha	COPPE (2019)	0,00	0,36	1,10	3,00
Recuperação de pastos degradados	Mha	COPPE (2019)	3,90	6,87	12,95	15,30
Gasolina A	mil m ³	Transportes	30.193	28.312	20.331	10.046
Etanol Anidro Transportes	mil m ³	Transportes	11.090	10.471	7.520	3.716

Cenário de Referência	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Etanol Hidratado Transportes	mil m ³	Transportes	18.223	20.402	30.617	42.351
Etano Industrial	mil m ³	Indústria	1.150	1.102	1.227	1.415
Consumo biodiesel	mil m ³	Transportes	3.946	5.667	7.992	11.148
OVN	Mha	Premissa desse cenário	NA	NA	NA	NA

* as florestas plantadas são em grande parte baseadas em COPPE (2019), mas ajustada nesse estudo de acordo com a demanda de carvão e lenha do setor energético. **sinal negativo representa remoção; dólares de 2015. Fonte: Conforme indicado e Estimativas próprias.

A principal fonte de informação para construção do cenário REF é o “Cenário C” elaborado por COPPE (2019), sendo essa a fonte de informação da maioria das medidas de AFOLU. Resultados de outros modelos do próprio sistema de modelos do PMR são inputs exógenos para a modelagem de AFOLU, tais como níveis de demanda por biocombustíveis, que vem do setor de transportes. As emissões de desmatamento são calculadas de maneira a que o REF atinja a NDC. Vale notar que os volumes de demanda de etanol e biodiesel estipulados exogenamente no cenário REF pelo setor de transportes são alcançados no BLUM independentemente do nível de preços ao consumidor.

Cenários de Precificação (CPB, CAF, CPS, ICS e CPP)

Os Cenários de precificação de carbono, como o próprio nome diz, consideram a aplicação de instrumentos de precificação de carbono de diferentes maneiras. Dos seis pacotes de precificação considerados no PMR, cinco foram simulados em AFOLU: CPB, CAF, CPS, ICS e CPP.

Os pacotes de precificação partem dos níveis de penetração do TEN para a grande maioria das premissas, inclusive Recuperação de pastagem e preço do Cbio (zero). As principais diferenças dizem respeito a área de desmatamento, a existência de preços de carbono e de OVN e as variáveis de entrada para biocombustíveis (consumo do ciclo Otto e biodiesel). Outra diferença importante é que as áreas de iLPF e Recuperação de pastagens não são mais exógenas. Elas têm o TEN como ponto de partida, mas são definidas endogenamente pelo modelo BLUM, havendo ou não precificação da pecuária.

Igualar valores de desmatamento e florestas secundárias (que assumem a premissa de serem 10% da quantidade de terras desmatadas) ao REF tem como objetivo tornar a comparação entre os cenários com precificação e de REF mais justa, uma vez que desmatamento foi considerado associado a medidas de comando e controle. Os preços de carbono e níveis de OVN são calculados endogenamente pelo modelo IMACLIM e são variáveis exógenas ao modelo

BLUM. A quantidade de offsets foi calibrada entre IMACLIM e todos os modelos setoriais de forma interativa, abrangendo áreas de 1,58 em 2025 e 7,1 Mha em 2030. Ajustes finos em torno desse valor retroalimentariam todos os modelos e não foram modelados no BLUM.

Para os cenários de precificação, o modelo de transportes informa a demanda total do ciclo Otto em energia e fica a cargo do BLUM determinar endogenamente as parcelas de etanol de gasolina. O Biodiesel é uma variável exógena ao BLUM.

A tabela a seguir apresenta as variáveis adotadas como exógenas para o CPB.

Tabela 23. Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CPB (2015-2030)

Variável	unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Desmatamento	Mt CO ₂ e	Cen. Ref.	883	896	813	686
Áreas protegidas e TIs	Mt CO ₂ e	Cen. Ref.	-354	-382	-396	-410
Floresta plantada total	Mha	Cen. Tend.	7,68	8,09	9,13	10,17
Recuperação de nativas	Mha	Cen. Tend.	0,00	0,36	0,90	1,40
Consumo Ciclo Otto	mil tep	Transp.	38.464	37.834	36.632	34.260
Consumo biodiesel	mil m ³	Transp.	3.946	5.667	8.106	11.461
OVN	Mha	IMACLIM	NA	NA	2,62	6,7
Preço do Carbono para comb. Fósseis	USD/t CO ₂ e	IMACLIM	NA	NA	6,3	8,4
Preço do Carbono para pecuária	USD/t CO ₂ e	Premissa desse cenário	NA	NA	NA	NA

*sinal negativo representa remoção; dólares de 2015.

Fonte: Conforme indicado e Estimativas próprias.

Os níveis de desmatamento são idênticos ao REF. A quantidade de florestas plantadas (ILPF ou homogêneas) também é bastante semelhante ao REF. A área de Recuperação vegetação nativa é bem menor. Seu valor é igual ao TEN e próxima a área de APPs estimada por WayCarbon (2019). Há precificação de combustíveis fósseis (o que reduz significativamente o consumo do ciclo Otto em comparação ao TEN, aproximando-se ao REF), mas não há precificação da agropecuária. Por sua vez, os OVN chegam a 7,1 Mha em 2030, valor um menor que toda a área atual de florestas plantadas.

A tabela a seguir apresenta os níveis de atividade par o CAF.

Tabela 24. Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CAF (2015-2030)

Variável	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Desmatamento	Mt CO2e	Cen. Ref.	883	896	813	686
Áreas protegidas e TIs	Mt CO2e	Cen. Ref.	-354	-382	-396	-410
Floresta plantada total	Mha	Cen. Tend.	7,68	8,09	9,13	10,17
Recuperação de nativas	Mha	Cen. Tend.	0,00	0,36	0,90	1,40
Consumo Ciclo Otto	mil tep	Transp.	38.464	37.834	36.783	34.690
Consumo biodiesel	mil m ³	Transp.	3.946	5.667	8.135	11.539
OVN	Mha	IMACLIM	NA	NA	2,19	7,2
Preço do Carbono para comb. fósseis	USD/t CO2e	IMACLIM	NA	NA	6,3	8,4
Preço do Carbono para pecuária	USD/t CO2e	Premissa desse cenário	NA	NA	NA	NA

*sinal negativo representa remoção; dólares de 2015. Fonte: Conforme indicado e Estimativas próprias.

Como pode-se observar, há poucas diferenças entre o CPB e o CAF para a modelagem de AFOLU. A tabela a seguir apresenta os níveis de atividade para o cenário CPS.

Tabela 25. Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CPS (2015-2030)

Variável	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Desmatamento	Mt CO2e	Cen. Ref.	883	896	813	686
Áreas protegidas e TIs	Mt CO2e	Cen. Ref.	-354	-382	-396	-410
Floresta plantada total	Mha	Cen. Tend.	7,68	8,09	9,13	10,17
Recuperação de nativas	Mha	Cen. Tend.	0,00	0,36	0,90	1,40
Consumo Ciclo Otto	mil tep	Transp. / BLUM	38.464	37.834	36.330	33.955
Consumo biodiesel	mil m ³	Transp. / BLUM	3.946	5.667	5.454	5.743
OVN	Mha	IMACLIM	NA	NA	2,6	7,6
Preço do Carbono para comb. fósseis	USD/t CO2e	IMACLIM	NA	NA	NA	NA
Preço do Carbono para pecuária	USD/t CO2e	Premissa desse cenário	NA	NA	NA	NA

*sinal negativo representa remoção; dólares de 2015. Fonte: Conforme indicado e Estimativas próprias.

As principais diferenças entre o CPB e CPS diz respeito ao volume de biodiesel demandado pelo setor de transportes (que cai pela metade) no cenário CPS, em razão do CPB adotar Diesel B20 e o CPS adotar Diesel B10. A razão pela adoção de B10 se dá pela estrutura da curva MACC no setor de transportes. O setor atinge sua meta individual apenas com medidas com custo negativo. Assumiu-se então que não haveria precificação de carbono para biodiesel

nesse cenário. Sem precificação de carbono nos combustíveis, não há estímulos para o aumento do mandato de mistura obrigatória biodiesel.

A tabela a seguir apresenta as premissas adotadas no ICS.

Tabela 26. Variáveis exógenas ao modelo BLUM no ICS (2015-2030)

Variável	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Desmatamento	Mt CO2e	Cen. Ref.	883	896	813	686
Áreas protegidas e TIs	Mt CO2e	Cen. Ref.	-354	-382	-396	-410
Floresta plantada total	Mha	Cen. Tend.	7,68	8,09	9,13	10,17
Recuperação de nativas	Mha	Cen. Tend.	0,00	0,36	0,90	1,40
Consumo Ciclo Otto	mil tep	Transp.	38.464	37.834	36.317	34.315
Consumo biodiesel	mil m ³	Transp.	3.946	5.667	5.514	5.783
OVN	Mha	IMACLIM	NA	NA	2,74	8,17
Preço do Carbono para gasolina, diesel e GLP	USD/t CO2e	IMACLIM	NA	NA	NA	NA
Preço do Carb. para pecuária	USD/t CO2e	Premissa desse cenário	NA	NA	NA	NA

*sinal negativo representa remoção; dólares de 2015.

Fonte: Estimativas próprias.

As principais diferenças entre o ICS e o CPB dizem respeito ao volume de biodiesel demandado pelo setor de transportes (que também cai pela metade) no cenário ICS, tendo ICS adotado o tipo de Diesel B10 enquanto o CPB adotou Diesel B20. Sem precificação de carbono no diesel, o aumento do mandato obrigatório de biodiesel não é economicamente atrativo e, portanto, não foi selecionado como medida de mitigação neste cenário. Vide informações complementares no capítulo de transportes.

Também vale citar que o preço de carbono tem valor zero para combustíveis fósseis líquidos no ICS. Para AFOLU, esse cenário tem premissas muito parecidas com o CPS.

A tabela a seguir apresenta as premissas adotadas no CPP.

Tabela 27. Variáveis exógenas ao modelo BLUM no CPP (2015-2030)

Variável	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
esmatamento	Mt CO2e	Cen. Ref.	883	895	747	647
Áreas protegidas e TIs	Mt CO2e	Cen. Ref.	-354	-382	-396	-410
Floresta plantada total	Mha	Cen. Tend.	7,68	8,09	9,13	10,17
Recuperação de nativas	Mha	Cen. Tend.	0,00	0,36	0,90	1,40
Consumo Ciclo Otto	mil tep	Transp.	38.464	37.834	36.632	34.260

Variável	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Consumo biodiesel	mil m ³	Transp.	3.946	5.667	8.106	11.461
OVN	Mha	IMACLIM	NA	NA	2,11	7, 0
Preço do Carbono para comb. fósseis	USD/t CO ₂ e	IMACLIM	NA	NA	6,3	8,4
Preço do Carbono para pecuária	USD/t CO ₂ e	IMACLIM	NA	NA	6,3	8,4

*sinal negativo representa remoção; dólares de 2015. Fonte: estimativas próprias.

As principais diferenças entre o no CPB com CPP dizem respeito justamente a precificação da pecuária, que passa a ter a mesma precificação que os combustíveis fósseis.

2.1.7 Resultados dos Cenários

2.1.7.1 Evolução das emissões

Para facilitar a compreensão do leitor, essa seção é dividida duas partes. Na primeira parte todos os cenários são apresentados em conjunto nas principais rubricas, de maneira que as grandes tendências sejam apresentadas. Em seguida, cada cenário é detalhado de maneira individual.

Principais tendências de emissões

Quando analisadas as emissões líquidas de AFOLU de todos os cenários analisados neste relatório (TEN, REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP) a partir de 2020²⁸ observa-se, como já esperado, que o TEN mantém uma trajetória de maior emissão em todos os anos. Neste contexto, os demais cenários possuem emissões com uma quantidade significativamente menor que o TEN e muito semelhante entre eles até 2030. Este resultado demonstra que tanto a adoção das medidas de comando e controle (implementadas no REF) quanto os instrumentos de precificação (que foram adotados no CPB, CAF, CPS, ICS e CPP) obtiveram sucesso ao reduzir as emissões de GEE em AFOLU.

Dentre os cenários que adotam medidas de comando e controle e instrumentos de precificação (REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP), observa-se que o REF a partir do ano de 2026 mantém um patamar de maior emissor dentre estes cenários. Isso é explicado pois se exige dos

²⁸ Como já discutido, até 2020 as emissões entre cenários são iguais.

demais setores implementar mais medidas de mitigação, reduzindo o esforço necessário em AFOLU.

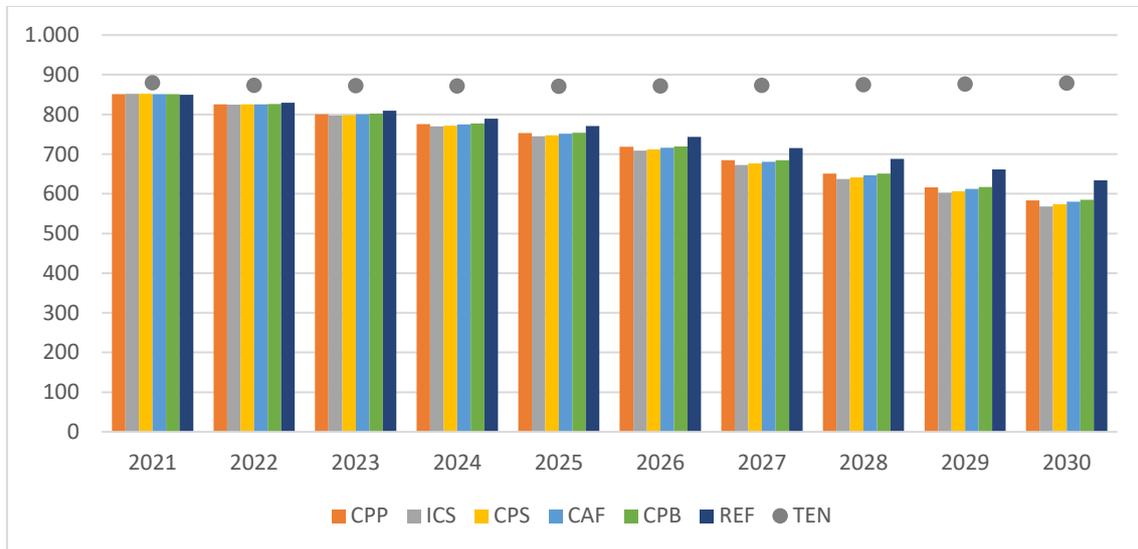


Gráfico 2. Estimativas das emissões líquidas de AFOLU em todos cenários (Mt CO₂e, 2021-2030).

Fonte: MCTI e dados do estudo.

As emissões de LULUCF foram calculadas para o cenário REF de maneira que esse cenário atinja a NDC em 2025 e 2030. Para que a NDC seja cumprida, que deve haver uma queda contínua e sistemática das emissões das emissões brutas de LULUCF. Elas devem reduzir dos atuais 877 Mt CO₂e/ano para 771 Mt CO₂e/ano em 2025 e 634 Mt CO₂e/ano em 2030. As emissões brutas em 2030 devem 10% menores que o menor valor registrado em toda a série histórica²⁹. O valor calculado para o cenário REF foi repetido em todos os cenários de precificação, por premissa.

²⁹ De acordo com SEG (2020) o menor nível de emissões LULUCF foi de 698 Mt CO₂e, registrado em 2012.

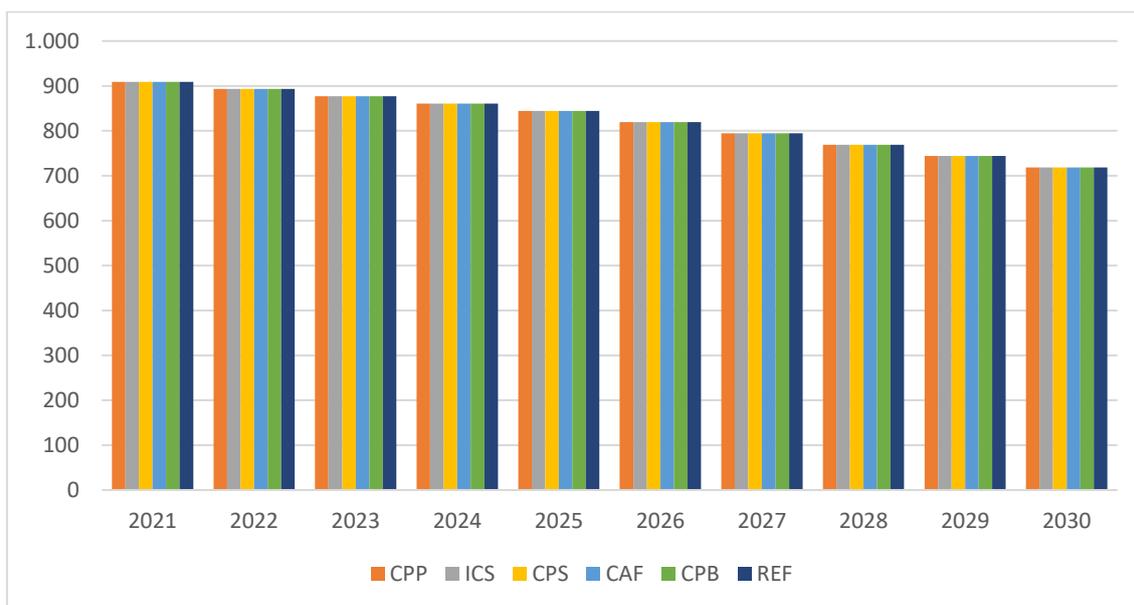


Gráfico 3. Estimativas das emissões brutas de LULUCF nos cenários REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO₂e, 2021-2030).

Fonte: MCTI e dados do estudo.

A respeito das remoções de LULUCF, verifica-se que há expansão significativa em todos os cenários. A menor expansão entre 2020 e 2030 é de 41 Mt CO₂e no cenário REF e a maior expansão é 106 Mt CO₂e no cenário ICS. No caso do REF, as maiores remoções ocorrem na rubrica RVS0, enquanto no cenário ICS a maior rubrica é OVN. Deve ser lembrado que os OVN são maiores quando há maior necessidade de compensação de emissões dos demais setores, (incluindo AFOLU). Quando se analisa as remoções sem considerar OVN, o cenário REF é o que tem maior remoção, com diferença significativa para os cenários de precificação. Já os cenários precificação tem pequena variação entre eles.

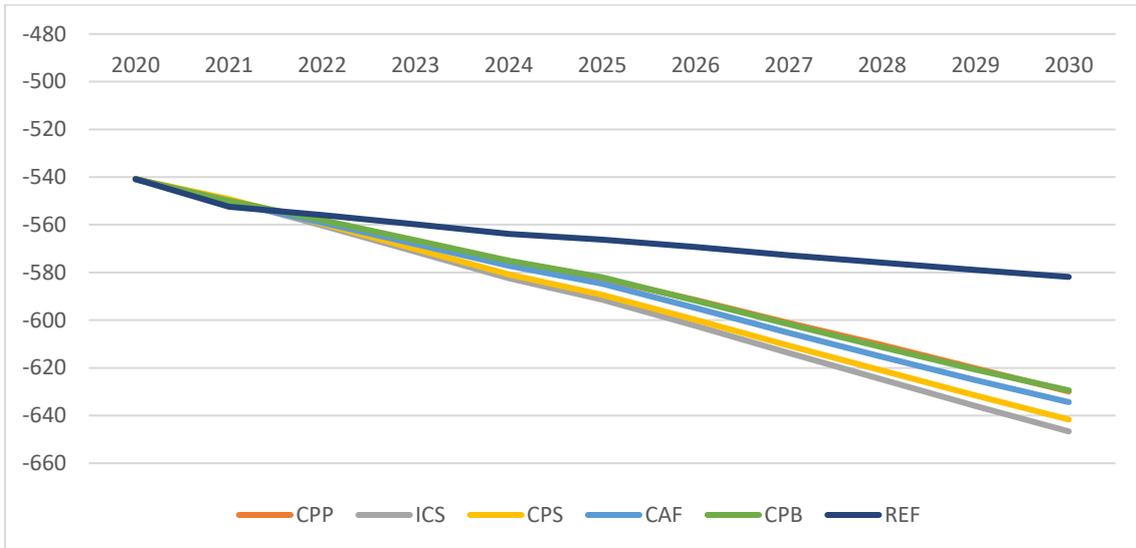


Gráfico 4. Estimativas de remoções de AFOLU nos cenários: REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO₂e, 2020-2030).

Fonte: MCTI e estimativas próprias

A próxima figura dá destaque aos OVN (apenas para cenários de precificação). Percebe-se claramente um movimento muito semelhante das curvas de remoção, demonstrando a importância do instrumento OVN para os cenários de precificação.

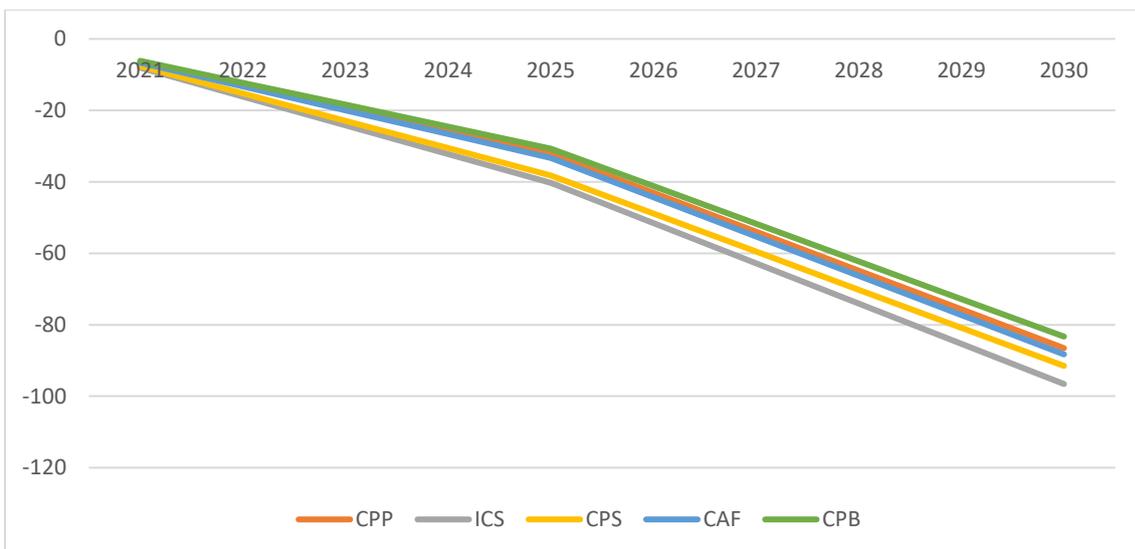


Gráfico 5. Estimativas de remoções em AFOLU por offsets de vegetação nativa (OVN) nos cenários: REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO₂e, 2021-2030).

Fonte: MCTI e estimativas próprias

Dentro das emissões do setor agricultura, a parcela mais representativa das emissões é a Pecuária, respondendo por mais de 50% do total das estimativas de emissões líquidas de AFOLU. As emissões da pecuária são provenientes de emissões de fermentação entérica, manejo de dejetos animais e sumidouro; pertencendo a rubrica fermentação entérica mais 90% do total das emissões da Pecuária. A figura a seguir apresenta a trajetória de emissões desse setor.

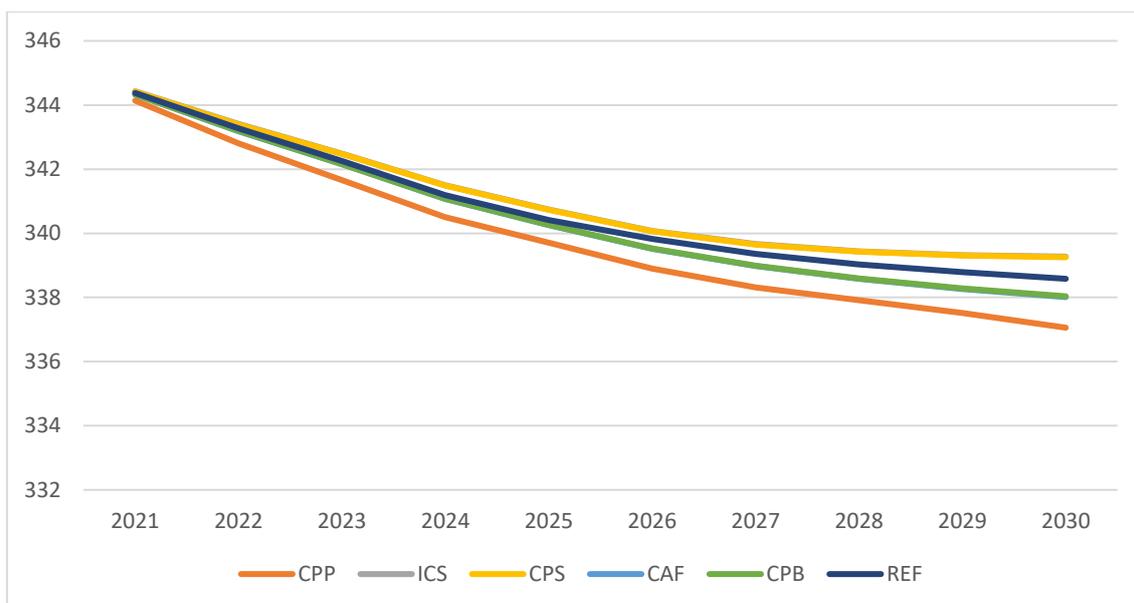


Gráfico 6. Estimativas das emissões da pecuária para os cenários REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP (Mt CO₂e, 2021-2030).

Fonte: MCTI e estimativas próprias

As emissões para Pecuária apresentaram tendência de queda lenta e gradativa em todos os cenários sendo a diferença entre eles muito pequena. A diferença entre o cenário de maior e menor redução foi de apenas 2 Mt CO₂e.

As emissões da Agricultura além de considerarem as emissões diretas do subsetor 'Pecuária' também contemplam mais um subsetor 'Sistema de Cultivo'. As emissões de Sistemas de Cultivo respondem por cerca de 30% das emissões da Agricultura, pertencendo o restante a Pecuária. As rubricas de Sistemas de Cultivo são compostas por emissões de solos agrícolas de fertilizantes químicos e biofertilizantes (que respondem por mais de 90% das emissões de Sistemas de Cultivo), além da cultura de arroz e queima de resíduos agrícolas.

Diferente do caso da Pecuária, para Sistemas de Cultivo vemos uma trajetória de emissões ascendente, entretanto, também sem muita diferença entre os cenários analisados.

Enquanto o ICS apresenta uma menor trajetória de emissão, o REF apresenta maior emissão neste subsetor.

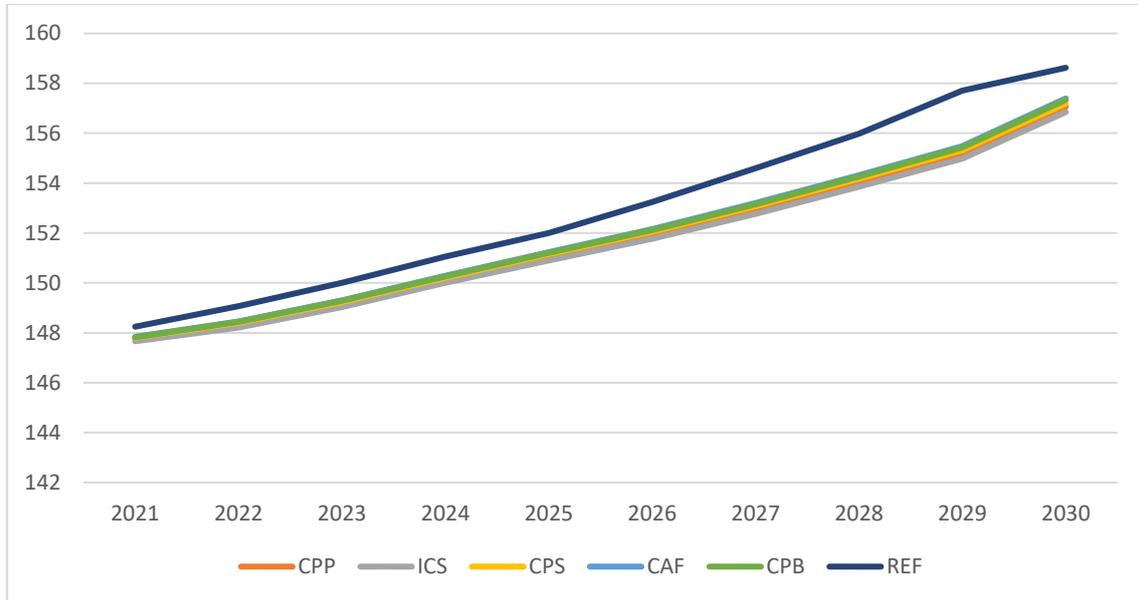


Gráfico 7. Estimativas das emissões de sistemas de cultivo para os cenários REF, CPB, CAF, CPS, ICS e CPP) (Mt CO₂e, 2021-2030).

Fonte: MCTI e dados do estudo

Detalhamento das emissões de cada cenário

O detalhamento das emissões é apresentado nas tabelas a seguir. Para maior objetividade, o cenário REF é inicialmente apresentado em maiores detalhes e sem comparações com outros cenários. Em seguida o CPB é apresentado e comparado o cenário REF. Os demais cenários de precificação são comparados com o CPB, permitindo identificar mais facilmente os efeitos de pequenas variações dos desenhos dos pacotes nas emissões.

Para complementar a análise, no anexo desse capítulo há representações gráficas para o detalhamento das diferenças entre cada cenário de precificação e o cenário REF.

Tabela 28. Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – REF (Mt CO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ eq					
AFOLU – Agricultura, Floresta e Uso do Solo	2.382	828	894	877	771	634
LULUCF (Emissões Líquidas)	1.922	355	407	385	278	137
Emissões Brutas	2.171	668	913	926	845	719
Desmatamento e outras mudanças de uso do solo	-	-	883	896	813	686
Correção de solos	-	-	30	30	32	33
	-	-	-	-	-	-
Remoções	-249	-313	-506	-541	-566	-582
Florestas Plantadas + iLPF	-	-	-37	-27	-31	-31
Florestas Plantadas	-	-	-12	-11	-6	-6
iLPF	-	-	-25	-16	-25	-25
Restauração de Vegetação Nativa Sem Offsets (RVSO)	-	-	-	-3	-10	-27
Recuperação de pastos degradados	-	-	-14	-25	-33	-30
Áreas protegidas e terras indígenas	-	-	-354	-382	-396	-410
Florestas secundárias	-	-	-95	-90	-81	-69
Plantio direto	-	-	-6	-14	-16	-15
Offsets de Vegetação Nativa (OVN)	-	-	-	-	-	-
Agricultura	460	473	487	492	492	497
Pecuária	329	329	339	345	340	339
Fermentação entérica	314	312	325	327	321	319
Manejo de dejetos animais	15	17	18	22	23	24
Manejo de dejetos animais (sumidouro)	-	-	-4	-4	-4	-4
Sistemas de cultivo	130	143	149	147	152	159
Solos agrícolas + Biofertilizantes / dejetos	113	124	133	135	139	146
Cultura de arroz	13	13	14	11	11	11
Queima de resíduos agrícolas	5	6	2	2	2	2

Fonte: MCTI e estimativas próprias

No REF observa-se uma grande redução das emissões de LULUCF e um aumento muito pequeno nas emissões de agricultura ao longo do período. Vale o destaque para a redução de emissões de desmatamento e outros usos do solo, além das remoções significativas em áreas protegidas e terras indígenas. A redução na absorção de carbono em vegetação secundária é proporcional a redução de emissões de desmatamento. Vale notar aumento nas emissões de agricultura e pecuária é muito pequeno, principalmente dada a expansão de produção esperada no período.

Tabela 29. Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CPB (Mt CO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ e					
AFOLU – Agricultura, Floresta e Uso do Solo	2.382	828	894	877	754	585
LULUCF (Emissões Líquidas)	1.922	355	407	385	263	89
Emissões Brutas	2.171	668	913	926	845	719
Desmatamento e outras mudanças de uso do solo	-	-	883	896	813	686
Correção de solos	-	-	30	30	32	33
	-	-	-	-	-	-
Remoções	-249	-313	-506	-541	-582	-629
Florestas Plantadas + iLPF	-	-	-37	-27	-28	-28
Florestas Plantadas	-	-	-12	-11	-8	-8
iLPF	-	-	-25	-16	-20	-20
Restauração de Vegetação Nativa Sem Offsets (RVSO)	-	-	-	-3	-8	-12
Recuperação de pastos degradados	-	-	-14	-25	-23	-13
Áreas protegidas e terras indígenas	-	-	-354	-382	-396	-410
Florestas secundárias	-	-	-95	-90	-81	-69
Plantio direto	-	-	-6	-14	-15	-15
Offsets de Vegetação Nativa (OVN)	-	-	-	-	-31	-83
Agricultura	460	473	487	492	491	495
Pecuária	329	329	339	345	340	338
Fermentação entérica	314	312	325	327	321	319
Manejo de dejetos animais	15	17	18	22	23	24
Manejo de dejetos animais (sumidouro)	-	-	-4	-4	-4	-4
Sistemas de cultivo	130	143	149	147	151	157
Solos agrícolas + Biofertilizantes / dejetos	113	124	133	135	139	145
Cultura de arroz	13	13	14	11	11	10
Queima de resíduos agrícolas	5	6	2	2	2	2

Fonte: MCTI e estimativas próprias

Como citado, observa-se que tanto o REF quanto o CPB possuem emissões de totais AFOLU que seguem trajetória muito similar. A principal diferença ocorre na rubrica offsets, aumentando as remoções do CPB, enquanto cenário REF tem maiores remoções em RVSO e Recuperação de pastagens.

Tabela 30. Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CAF (Mt CO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ e					
AFOLU – Agricultura, Floresta e Uso do Solo	2.382	828	894	877	751	580
LULUCF (Emissões Líquidas)	1.922	355	407	385	260	84
Emissões Brutas	2.171	668	913	926	845	719
Desmatamento e outras mudanças de uso do solo	-	-	883	896	813	686
Correção de solos	-	-	30	30	32	33
	-	-	-	-	-	-
Remoções	-249	-313	-506	-541	-585	-634
Florestas Plantadas + iLPF	-	-	-37	-27	-28	-28
Florestas Plantadas	-	-	-12	-11	-8	-8
iLPF	-	-	-25	-16	-20	-20
Restauração de Vegetação Nativa Sem Offsets (RVSO)	-	-	-	-3	-8	-12
Recuperação de pastos degradados	-	-	-14	-25	-23	-13
Áreas protegidas e terras indígenas	-	-	-354	-382	-396	-410
Florestas secundárias	-	-	-95	-90	-81	-69
Plantio direto	-	-	-6	-14	-16	-15
Offsets de Vegetação Nativa (OVN)	-	-	-	-	-33	-88
Agricultura	460	473	487	492	491	495
Pecuária	329	329	339	345	340	338
Fermentação entérica	314	312	325	327	321	319
Manejo de dejetos animais	15	17	18	22	23	24
Manejo de dejetos animais (sumidouro)	-	-	-4	-4	-4	-4
Sistemas de cultivo	130	143	149	147	151	157
Solos agrícolas + Biofertilizantes / dejetos	113	124	133	135	139	145
Cultura de arroz	13	13	14	11	11	10
Queima de resíduos agrícolas	5	6	2	2	2	2

Fonte: MCTI e estimativas próprias

O cenário CAF é muito semelhante ao cenário CPB. As únicas diferenças mais relevantes estão OVN, que são 4 Mt CO₂e maiores que no CPB em 2030. A mesma diferença é registrada nas emissões líquidas totais.

Tabela 31. Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CPS (Mt CO₂e, 2005-2030)

Setor	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ e					
AFOLU – Agricultura, Floresta e Uso do Solo	2.382	828	894	877	747	574
LULUCF (Emissões Líquidas)	1.922	355	407	385	255	77
Emissões Brutas	2.171	668	913	926	845	719
Desmatamento e outras mudanças de uso do solo	-	-	883	896	813	686
Correção de solos	-	-	30	30	32	33
	-	-	-	-	-	-
Remoções	-249	-313	-506	-541	-589	-642
Florestas Plantadas + iLPF	-	-	-37	-27	-25	-25
Florestas Plantadas	-	-	-12	-11	-16	-16
iLPF	-	-	-25	-16	-9	-9
Restauração de Vegetação Nativa Sem Offsets (RVSO)	-	-	-	-3	-8	-12
Recuperação de pastos degradados	-	-	-14	-25	-27	-22
Áreas protegidas e terras indígenas	-	-	-354	-382	-396	-410
Florestas secundárias	-	-	-95	-90	-81	-69
Plantio direto	-	-	-6	-14	-15	-13
Offsets de Vegetação Nativa (OVN)	-	-	-	-	-38	-92
Agricultura	460	473	487	492	492	496
Pecuária	329	329	339	345	341	339
Fermentação entérica	314	312	325	327	322	320
Manejo de dejetos animais	15	17	18	22	23	24
Manejo de dejetos animais (sumidouro)	-	-	-4	-4	-4	-4
Sistemas de cultivo	130	143	149	147	151	157
Solos agrícolas + Biofertilizantes / dejetos	113	124	133	135	139	145
Cultura de arroz	13	13	14	11	11	10
Queima de resíduos agrícolas	5	6	2	2	2	2

Fonte: MCTI e estimativas próprias

O cenário CPS é semelhante ao cenário CPB. Há menos remoções em iLPF, o que é contrabalanceado por mais remoções em florestas homogêneas. O saldo líquido de Florestas Plantadas + iLPF é uma performance de 3 Mt pior no CPS. O plantio direto também gera menos remoções no CPS. Já a recuperação de pastagens tem uma performance significativamente melhor no CPS (8,2 Mt CO₂e), assim como esse cenário registra mais remoções de OVN. O saldo total líquido de AFOLU é de uma emissão total 11 Mt CO₂e menor no CPS que no CPB.

Tabela 32. Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – ICS (Mt CO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ e					
AFOLU – Agricultura, Floresta e Uso do Solo	2.382	828	894	877	745	568
LULUCF (Emissões Líquidas)	1.922	355	407	385	253	72
Emissões Brutas	2.171	668	913	926	845	719
Desmatamento e outras mudanças de uso do solo	-	-	883	896	813	686
Correção de solos	-	-	30	30	32	33
	-	-	-	-	-	-
Remoções	-249	-313	-506	-541	-591	-647
Florestas Plantadas + iLPF	-	-	-37	-27	-25	-25
Florestas Plantadas	-	-	-12	-11	-15	-15
iLPF	-	-	-25	-16	-9	-9
Restauração de Vegetação Nativa Sem Offsets (RVSO)	-	-	-	-3	-8	-12
Recuperação de pastos degradados	-	-	-14	-25	-27	-22
Áreas protegidas e terras indígenas	-	-	-354	-382	-396	-410
Florestas secundárias	-	-	-95	-90	-81	-69
Plantio direto	-	-	-6	-14	-15	-13
Offsets de Vegetação Nativa (OVN)	-	-	-	-	-40	-97
Agricultura	460	473	487	492	492	496
Pecuária	329	329	339	345	341	339
Fermentação entérica	314	312	325	327	322	320
Manejo de dejetos animais	15	17	18	22	23	24
Manejo de dejetos animais (sumidouro)	-	-	-4	-4	-4	-4
Sistemas de cultivo	130	143	149	147	151	157
Solos agrícolas + Biofertilizantes / dejetos	113	124	133	135	138	145
Cultura de arroz	13	13	14	11	11	10
Queima de resíduos agrícolas	5	6	2	2	2	2

Fonte: MCTI e estimativas próprias.

De modo geral o ICS tem um perfil de emissões muito parecido com o CPS. Comparado com o CPB, o ICS tem mais remoções de recuperação de pastagens, enquanto as remoções de Florestas Plantadas + iLPF é maior no CPB. Há uma diferença ainda maior em OVN (13 Mt CO₂e). Houve ainda alguma troca nas emissões de Pecuária e Sistemas de Cultivo, de maneira que as emissões de agricultura são muito parecidas entre ICS e CPB. O saldo líquido entre ICS e CPB é de uma menor emissão líquida total no ICS (18,4 Mt CO₂e), em grande parte explicado pelo maior uso de OVN no ICS.

Tabela 33. Evolução das Emissões dos Subsetores de AFOLU – CPP (Mt CO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ e					
AFOLU – Agricultura, Floresta e Uso do Solo	2.382	828	894	877	753	583
LULUCF (Emissões Líquidas)	1.922	355	407	385	262	89
Emissões Brutas	2.171	668	913	926	845	719
Desmatamento e outras mudanças de uso do solo	-	-	883	896	813	686
Correção de solos	-	-	30	30	32	33
	-	-	-	-	-	-
Remoções	-249	-313	-506	-541	-583	-630
Florestas Plantadas + iLPF	-	-	-37	-27	-30	-30
Florestas Plantadas	-	-	-12	-11	-2	-2
iLPF	-	-	-25	-16	-28	-28
Restauração de Vegetação Nativa Sem Offsets (RVSO)	-	-	-	-3	-8	-12
Recuperação de pastos degradados	-	-	-14	-25	-20	-8
Áreas protegidas e terras indígenas	-	-	-354	-382	-396	-410
Florestas secundárias	-	-	-95	-90	-81	-69
Plantio direto	-	-	-6	-14	-16	-15
Offsets de Vegetação Nativa (OVN)	-	-	-	-	-32	-87
Agricultura	460	473	487	492	491	494
Pecuária	329	329	339	345	340	337
Fermentação entérica	314	312	325	327	321	318
Manejo de dejetos animais	15	17	18	22	23	24
Manejo de dejetos animais (sumidouro)	-	-	-4	-4	-4	-4
Sistemas de cultivo	130	143	149	147	151	157
Solos agrícolas + Biofertilizantes / dejetos	113	124	133	135	139	145
Cultura de arroz	13	13	14	11	11	10
Queima de resíduos agrícolas	5	6	2	2	2	2

Fonte: MCTI e estimativas próprias

As emissões totais do CPP são bastante próximas ao CPB (diferença de 1,7 Mt CO₂e em 2030), assim como o perfil total de emissões. As principais diferenças dizem respeito a maior remoção em ILPF no CPP, o que é mais que contrabalanceado pelas menores remoções em recuperação de pastagens e florestas plantadas. Assim uma maior remoção em OVN e menores emissões de fermentação entérica fazem com que o CPP tenha menores emissões totais de AFOLU que o CPB.

2.1.7.2 Drivers das emissões – resultados da modelagem

Nesta seção são apresentados os drivers das emissões, sendo esses os níveis de atividade e área no setor de AFOLU. Os drivers de emissões são fruto das premissas (dados exógenos) adotados nas seções anteriores. São apresentados primeiramente os níveis de atividade do REF e em seguida são apresentados os níveis de atividade e área para os cenários com precificação de carbono.

A próxima tabela traz informações sobre níveis de atividade e área para o cenário REF.

Tabela 34. Nível de atividade e área do BLUM para REF (2010-2030)

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol (milhões de litros)	27.376	30.232	31.978	39.354	47.390
Biodiesel (milhões de litros)	2.386	3.946	5.667	7.992	11.148
Cana de Açúcar Total (1.000 toneladas)	717.462	748.636	844.000	970.664	1.105.008
Cana de açúcar apenas para etanol e açúcar (1.000 toneladas)	620.132	665.586	723.414	840.230	965.299
Soja (1.000 toneladas)	68.688	96.228	121.590	140.823	164.258
Milho 1° safra (1.000 toneladas)	34.079	30.781	27.555	27.775	26.281
Milho 2° safra (1.000 toneladas)	21.939	53.892	65.161	77.782	92.459
Milho 1° e 2° safra (1.000 toneladas)	56.018	84.673	92.716	105.557	118.741
Outros grãos (1.000 toneladas): algodão, arroz, feijão (1ª e 2ª safra), cevada e trigo	24.186	25.364	26.254	28.070	30.139
Bovinos (1000 cabeças)	209.541	215.199	217.088	212.950	211.076
Porco (1000 cabeças)	39.655	41.866	44.497	45.971	47.565
Área (1.000 ha)	2010	2015	2020	2025	2030
Cana de açúcar	9.165	10.162	11.287	12.199	13.074
Soja	23.468	32.093	38.594	42.527	46.800
Milho (1° safra)	7.724	6.349	5.674	5.297	4.761
Outros grãos: algodão, arroz, feijão 1° safra	6.088	5.297	4.860	4.790	4.721
Pastagem Total	46.444	53.900	60.416	64.813	69.357
Pastagem de Baixa Tecnologia	182.994	177.640	172.412	167.084	161.129
Pastagem de Média Tecnologia	81.541	79.313	71.232	59.550	50.384
Pastagem de Alta Tecnologia	90.521	86.956	89.928	96.002	98.352
Floresta Plantada	10.933	11.371	11.252	11.532	12.393
Área Total (Lavoura 1° safra, pastagens e florestas plantadas)	6.750	7.801	7.956	9.075	10.107
Milho (2° safra)	236.188	239.341	240.783	240.972	240.593
OVN	5.270	9.344	11.342	12.774	14.148
Recuperação de nativas sem offsets (RVSO)	NA	NA	NA	NA	NA
		0,00	0,36	1,10	3,00

Fonte: estimativas próprias, IBGE, CONAB, ABIOVE, ÚNICA, SECEX, CEPEA, ABIEC, FNP, ABPA, LAFIG, IBÁ, Agroicone

Há forte expansão (exógena) de biocombustíveis, o que eleva a produção de cana e soja. A cana para todos os usos ultrapassa 1 bilhão de toneladas enquanto o processamento em usinas chega a 965 milhões de toneladas. Há maior pressão por terra de maneira geral. Incentivos à intensificação da pecuária contribui significativamente expandindo as áreas de pecuária de média e alta tecnologia, enquanto a área de pecuária de baixa tecnologia reduz mais de 20 Mha no período projetado. O aumento da pecuária de alta tecnologia demanda insumos para ração assim como a alimentação dos crescentes rebanhos de porcos e aves. A expansão do milho de 2ª safra funciona como uma 2ª válvula de escape para aliviar a pressão sobre o fator terra, sendo responsável por toda a expansão de produção de milho (para ração e outros usos), enquanto a área de milho de 1ª safra reduz. A RVSO ajuda a reduzir a expansão da área agrícola total, que oscila entre 239 e 241 Mha. O cenário REF pode ser descrito como um cenário que combina expansão significativa da produção e ainda permite aumentar a vegetação ao mesmo tempo em que reduz o desmatamento. A queda do desmatamento é exógena, mas pode ser explicada pela redução do desmatamento ilegal e redução do abandono de áreas já abertas.

A RVSO sem financiamento reduz de 3 para 1,4 Mha entre o REF e CPB. Essa é uma premissa adotada pelo estudo de modo que os cenários de precificação partissem dos mesmos níveis de ambição que o cenário TEN.

No entanto, essa redução de ambição CPB é mais que compensada por meio de OVN. Os OVN demandados por outros setores equivalem a Recuperação de cerca de 6,7 Mha.

A demanda de etanol continua com expansão significativa no CPB, alcançando quase 38 bilhões de litros em 2030. No entanto esse valor é quase 10 bilhões de litros inferior ao REF. Embora uma análise da curva MACC indicasse que o etanol devesse ser implementado em níveis muito mais altos, a expansão desse biocombustível foi limitada por fatores exógenos ao mesmo. Grande parte dessa limitação é explicada pela restrição de área gerada pela menor recuperação de pastagens e implementação de OVN. Isso não quer dizer que OVN, em determinado ponto, fica mais competitivo que a expansão de biocombustíveis, barrando sua expansão, mas com o fato de que uma medida de mitigação pode ter efeitos indiretos em outra. Esse efeito pode ser positivo ou negativo.

A implementação de OVN gera uma maior competição pelo insumo terra a medida que restringe a terra disponível destinada para atividade agropecuária. Essa restrição acaba impactando a potencial expansão de lavouras destinadas a produção de biocombustíveis, tais como cana, soja e milho.

A menor recuperação de pastagens em relação ao REF, ou seja, diminuição da intensificação da atividade pecuária frente ao REF, se deve principalmente à menor adoção de medidas de comando e controle, já que os cenários de precificação partem da recuperação de pastagem apresentada no TEN. Uma menor recuperação de pastagem acaba disponibilizando também menos insumo terra para expansão de outras lavouras (dentre elas as destinadas a biocombustíveis) a medida que sistemas mais ineficientes (e que utilizam mais do insumo terra) são mais frequentes nos cenários de precificação e TEN em relação ao REF.

Ao mesmo tempo há competição por terra com soja para produção de biodiesel. O volume de biodiesel é determinado pelo mandato (estipulado em 20%) e pelo volume total de consumo de diesel; sendo assim muito pouco flexível ao nível e preços, uma vez estipulado o volume mandado.

A restrição do uso da terra com implementação de OVN pressionou a diminuição de pastagens de sendo essa cerca de 2,4 Mha menor no CPB que no REF em 2030. No entanto a área de pasto de baixa tecnologia é 2,5 Mha no cenário com precificação que no REF no mesmo ano. Essa última tendência é explicada pelo menor incentivo para Recuperação de pastagens no cenário com precificação.

Tabela 35. Nível de atividade e área do BLUM para o CPB (2010-2030)

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol (milhões de litros)	27.376	30.232	31.978	36.197	37.772
Biodiesel (milhões de litros)	2.386	3.946	5.667	8.106	11.461
Cana de Açúcar Total (1.000 toneladas)	717.462	748.636	844.000	925.111	968.442
Cana de açúcar apenas para etanol e açúcar (1.000 toneladas)	620.132	665.586	723.414	800.026	844.336
Soja (1.000 toneladas)	68.688	96.228	121.590	140.817	163.826
Milho 1° safra (1.000 toneladas)	34.079	30.781	27.555	27.772	25.776
Milho 2° safra (1.000 toneladas)	21.939	53.892	65.161	77.769	92.919
Milho 1° e 2° safra (1.000 toneladas)	56.018	84.673	92.716	105.540	118.695
Outros grãos (1.000 toneladas): algodão, arroz, feijão (1ª e 2ª safra), cevada e trigo	24.186	25.364	26.254	28.034	29.969
Bovinos (1000 cabeças)	209.541	215.199	217.088	212.857	210.768
Porco (1000 cabeças)	39.655	41.866	44.497	46.135	47.938
Área (1.000 ha)	2010	2015	2020	2025	2030
Cana de açúcar	9.165	10.162	11.287	11.649	11.512
Soja	23.468	32.093	38.594	42.520	46.614
Milho (1° safra)	7.724	6.349	5.674	5.305	4.702
Outros grãos: algodão, arroz, feijão	6.088	5.297	4.860	4.788	4.694
1° safra	46.444	53.900	60.416	64.262	67.523
Pastagem Total	182.994	177.640	172.412	166.708	158.673
Pastagem de Baixa Tecnologia	81.541	79.313	71.232	61.861	52.850
Pastagem de Média Tecnologia	90.521	86.956	89.928	93.398	93.601

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Pastagem de Alta Tecnologia	10.933	11.371	11.252	11.450	12.222
Floresta Plantada	6.750	7.801	7.956	8.982	9.999
Área Total (Lavoura 1° safra, pastagens e florestas plantadas)	236.188	239.341	240.783	239.953	236.195
Milho (2° safra)	5.270	9.344	11.342	12.773	14.210
OVN				2,0	6,7
Restauração nativas (não offset)		0,00	0,36	0,90	1,40

Fonte: estimativas próprias, com base em IBGE, CONAB, ABIOVE, ÚNICA, SECEX, CEPEA, ABIEC, FNP, ABPA, LAPIG, IBÁ, Agroicone.

No próximo quadro são apresentados os resultados do cenário CAF. Nesse caso os efeitos sobre o setor AFOLU são todos indiretos, vindo da demanda de outros setores e com baixo impacto em biocombustíveis. Não há grandes mudanças a serem destacadas.

Tabela 36. Nível de atividade e área do BLUM para o CAF (2010-2030)

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol (milhões de litros)	27.376	30.232	31.978	36.333	37.978
Biodiesel (milhões de litros)	2.386	3.946	5.667	8.135	11.539
Cana de Açúcar Total (1.000 toneladas)	717.462	748.636	844.000	927.046	971.354
Cana de açúcar apenas para etanol e açúcar (1.000 toneladas)	620.132	665.586	723.414	801.736	846.926
Soja (1.000 toneladas)	68.688	96.228	121.590	140.838	163.883
Milho 1° safra (1.000 toneladas)	34.079	30.781	27.555	27.750	25.744
Milho 2° safra (1.000 toneladas)	21.939	53.892	65.161	77.788	92.963
Milho 1° e 2° safra (1.000 toneladas)	56.018	84.673	92.716	105.538	118.707
Outros grãos (1.000 toneladas): algodão, arroz, feijão (1ª e 2ª safra), cevada e trigo	24.186	25.364	26.254	28.033	29.968
Bovinos (1000 cabeças)	209.541	215.199	217.088	212.852	210.753
Porco (1000 cabeças)	39.655	41.866	44.497	46.140	47.953
Área (1.000 ha)	2010	2015	2020	2025	2030
Cana de açúcar	9.165	10.162	11.287	11.672	11.544
Soja	23.468	32.093	38.594	42.525	46.628
Milho (1° safra)	7.724	6.349	5.674	5.302	4.697
Outros grãos: algodão, arroz, feijão 1° safra	6.088	5.297	4.860	4.787	4.693
1° safra	46.444	53.900	60.416	64.286	67.562
Pastagem Total	182.994	177.640	172.412	166.689	158.639
Pastagem de Baixa Tecnologia	81.541	79.313	71.232	61.850	52.843
Pastagem de Média Tecnologia	90.521	86.956	89.928	93.389	93.571
Pastagem de Alta Tecnologia	10.933	11.371	11.252	11.450	12.225
Floresta Plantada	6.750	7.801	7.956	8.982	9.999
Área Total (Lavoura 1° safra, pastagens e florestas plantadas)	236.188	239.341	240.783	239.958	236.201
Milho (2° safra)	5.270	9.344	11.342	12.776	14.216
OVN				2,19	7,2
Restauração nativas		0,00	0,36	0,90	1,40

Fonte: estimativas próprias, com base em IBGE, CONAB, ABIOVE, ÚNICA, SECEX, CEPEA, ABIEC, FNP, ABPA, LAPIG, IBÁ, Agroicone.

No próximo quadro são apresentados os resultados do CPS. Esse é um pacote no qual cada setor deve reduzir suas emissões de maneira proporcional. O setor AFOLU já tem uma contribuição significativa no próprio CPB e a pecuária não é precificada nesse cenário. Já o setor de transportes consegue atingir esse objetivo de redução apenas com medidas com custo negativo. Assim, a principal alteração desse cenário com relação ao CPB é o nível de consumo e produção de biodiesel que se mantém em B10 (o custo de implementação do biodiesel é maior que zero). Há também redução da demanda por combustíveis do ciclo Otto.

A redução de demanda por biodiesel (menos 5,7 bilhões de litros) é em parte repassada para uma menor demanda interna por óleo de soja para uso industrial, viabilizando maiores volumes exportáveis da commodity. Por sua vez a área de soja também reduz (em 4,1 Mha) reduzindo a pressão por área, mas também a velocidade de expansão das técnicas de plantio direto que são dominantes no setor.

Dentre os efeitos em outros setores há uma pequena expansão de área de cana-de-açúcar e seus derivados, assim como um rebanho bovino ligeiramente maior. A redução de demanda por óleo de soja resulta em menor esmagamento do grão e menor disponibilidade de farelo de soja para ração de suínos e aves. O efeito líquido de mais área para pecuária e menor disponibilidade farelo de soja é uma leve redução da produção de proteína animal (2% menor) e aumento de preços das carnes (de 2 a 5% dependendo do tipo de carne) em 2030.

Tabela 37. Nível de atividade e área do BLUM para o CPS (2010-2030)

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol (milhões de litros)	27.376	30.232	31.978	36.226	37.855
Biodiesel (milhões de litros)	2.386	3.946	5.667	5.454	5.743
Cana de Açúcar Total (1.000 toneladas)	717.462	748.636	844.000	925.409	969.395
Cana de açúcar apenas para etanol e açúcar (1.000 toneladas)	620.132	665.586	723.414	800.514	845.602
Soja (1.000 toneladas)	68.688	96.228	121.590	138.940	159.765
Milho 1° safra (1.000 toneladas)	34.079	30.781	27.555	28.085	26.360
Milho 2° safra (1.000 toneladas)	21.939	53.892	65.161	76.977	91.204
Milho 1° e 2° safra (1.000 toneladas)	56.018	84.673	92.716	105.062	117.564
Outros grãos (1.000 toneladas): algodão, arroz, feijão (1ª e 2ª safra), cevada e trigo	24.186	25.364	26.254	28.046	29.993
Bovinos (1000 cabeças)	209.541	215.199	217.088	213.156	211.390
Porco (1000 cabeças)	39.655	41.866	44.497	45.690	47.012
Área (1.000 ha)	2010	2015	2020	2025	2030
Cana de açúcar	9.165	10.162	11.287	11.654	11.527
Soja	23.468	32.093	38.594	41.996	45.579
Milho (1° safra)	7.724	6.349	5.674	5.354	4.774
Outros grãos: algodão, arroz, feijão	6.088	5.297	4.860	4.795	4.708
1° safra	46.444	53.900	60.416	63.798	66.587

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Pastagem Total	182.994	177.640	172.412	167.088	159.496
Pastagem de Baixa Tecnologia	81.541	79.313	71.232	61.335	51.544
Pastagem de Média Tecnologia	90.521	86.956	89.928	94.426	96.055
Pastagem de Alta Tecnologia	10.933	11.371	11.252	11.327	11.897
Floresta Plantada	6.750	7.801	7.956	8.982	9.999
Área Total (Lavoura 1° safra, pastagens e florestas plantadas)	236.188	239.341	240.783	239.869	236.083
Milho (2° safra)	5.270	9.344	11.342	12.654	13.969
OVN				2,57	7,59
Restauo nativas		0,00	0,36	0,90	1,40

Fonte: estimativas próprias, com base em IBGE, CONAB, ABIOVE, ÚNICA, SECEX, CEPEA, ABIEC, FNP, ABPA, LAPIG, IBÁ, Agroicone.

No próximo quadro são apresentados os resultados do cenário ICS. Os resultados desse cenário são muito parecidos com o CPS pois não há precificação da agropecuária nem de combustíveis fósseis. Dessa maneira não há resultados relevantes a destacar, além daqueles apresentados no pacote segmentado (para AFOLU).

Tabela 38. Nível de atividade e área do BLUM para ICS (2010-2030)

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol (milhões de litros)	27.376	30.232	31.978	35.208	36.483
Biodiesel (milhões de litros)	2.386	3.946	5.667	5.514	5.783
Cana de Açúcar Total (1.000 toneladas)	717.462	748.636	844.000	910.857	949.990
Cana de açúcar apenas para etanol e açúcar (1.000 toneladas)	620.132	665.586	723.414	787.609	828.275
Soja (1.000 toneladas)	68.688	96.228	121.590	139.038	159.859
Milho 1° safra (1.000 toneladas)	34.079	30.781	27.555	28.206	26.512
Milho 2° safra (1.000 toneladas)	21.939	53.892	65.161	76.926	91.127
Milho 1° e 2° safra (1.000 toneladas)	56.018	84.673	92.716	105.132	117.638
Outros grãos (1.000 toneladas): algodão, arroz, feijão (1ª e 2ª safra), cevada e trigo	24.186	25.364	26.254	28.050	29.998
Bovinos (1000 cabeças)	209.541	215.199	217.088	213.163	211.410
Porco (1000 cabeças)	39.655	41.866	44.497	45.703	47.021
Área (1.000 ha)	2010	2015	2020	2025	2030
Cana de açúcar	9.165	10.162	11.287	11.481	11.315
Soja	23.468	32.093	38.594	42.027	45.611
Milho (1° safra)	7.724	6.349	5.674	5.376	4.799
Outros grãos: algodão, arroz, feijão	6.088	5.297	4.860	4.798	4.711
1° safra	46.444	53.900	60.416	63.682	66.436
Pastagem Total	182.994	177.640	172.412	167.183	159.625
Pastagem de Baixa Tecnologia	81.541	79.313	71.232	61.481	51.738
Pastagem de Média Tecnologia	90.521	86.956	89.928	94.366	95.975
Pastagem de Alta Tecnologia	10.933	11.371	11.252	11.336	11.911
Floresta Plantada	6.750	7.801	7.956	8.982	9.999

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Área Total (Lavoura 1° safra, pastagens e florestas plantadas)	236.188	239.341	240.783	239.848	236.060
Milho (2° safra)	5.270	9.344	11.342	12.648	13.961
OVN				2,74	8,17
Restauração nativas		0,00	0,36	0,90	1,40

Fonte: estimativas próprias, com base em IBGE, CONAB, ABIOVE, ÚNICA, SECEX, CEPEA, ABIEC, FNP, ABPA, LAPIG, IBÁ, Agroicone.

No próximo quadro são apresentados os resultados do cenário CPP. Esse cenário é particularmente interessante pois traz uma inovação importante do ponto de vista regulatório, que é a precificação das emissões entéricas da pecuária de corte. Esse cenário traz muita pouca diferença em bicompostíveis e OVN com relação ao CPB. A análise volta-se assim para a dinâmica da pecuária.

Há uma redução do número total de bovinos (cerca de 6.962 mil cabeças a menos em 2030 em relação a 2020). Embora todos os sistemas produtivos sejam precificados, pois todos tem algum grau de animais com mais de 36 meses em seu perfil, a precificação é mais pesada na pecuária de média e baixa produtividade, elevando a competitividade e área de pastagens de alta tecnologia. A redução de rentabilidade do pecuarista de média tecnologia restringe velocidade de substituição de pastos de baixa tecnologia por pastos de média tecnologia. Observa-se uma significativa redução do pasto de baixa tecnologia ao longo do tempo, mas ela é menos acentuada que em outros cenários onde não há precificação da pecuária.

Tabela 39. Nível de atividade e área do BLUM para CPP (2010-2030)

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol (milhões de litros)	27.376	30.232	31.978	36.219	37.855
Biodiesel (milhões de litros)	2.386	3.946	5.667	8.106	11.461
Cana de Açúcar Total (1.000 toneladas)	717.462	748.636	844.000	925.369	969.636
Cana de açúcar apenas para etanol e açúcar (1.000 toneladas)	620.132	665.586	723.414	800.319	845.460
Soja (1.000 toneladas)	68.688	96.228	121.590	140.835	163.863
Milho 1° safra (1.000 toneladas)	34.079	30.781	27.555	27.745	25.787
Milho 2° safra (1.000 toneladas)	21.939	53.892	65.161	77.780	92.938
Milho 1° e 2° safra (1.000 toneladas)	56.018	84.673	92.716	105.525	118.726
Outros grãos (1.000 toneladas): algodão, arroz, feijão (1ª e 2ª safra), cevada e trigo	24.186	25.364	26.254	28.034	29.973
Bovinos (1000 cabeças)	209.541	215.199	217.088	212.477	210.126
Porco (1000 cabeças)	39.655	41.866	44.497	46.181	47.949
Área (1.000 ha)	2010	2015	2020	2025	2030
Cana de açúcar	9.165	10.162	11.287	11.652	11.526
Soja	23.468	32.093	38.594	42.526	46.626

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Milho (1° safra)	7.724	6.349	5.674	5.298	4.701
Outros grãos: algodão, arroz, feijão	6.088	5.297	4.860	4.786	4.693
1° safra	46.444	53.900	60.416	64.262	67.546
Pastagem Total	182.994	177.640	172.412	166.562	158.363
Pastagem de Baixa Tecnologia	81.541	79.313	71.232	62.478	53.718
Pastagem de Média Tecnologia	90.521	86.956	89.928	92.425	92.159
Pastagem de Alta Tecnologia	10.933	11.371	11.252	11.659	12.486
Floresta Plantadas	6.750	7.801	7.956	8.982	9.999
Área Total (Lavoura 1° safra, pastagens e florestas plantadas)	236.188	239.341	240.783	239.806	235.908
Milho (2° safra)	5.270	9.344	11.342	12.775	14.214
OVN				2,11	7,05
Restauração nativas		0,00	0,36	0,90	1,40

Fonte: estimativas próprias, com base em IBGE, CONAB, ABIOVE, ÚNICA, SECEX, CEPEA, ABIEC, FNP, ABPA, LAPIG, IBÁ, Agroicone.

2.1.8 Análise Comparativa dos Cenários

A principal contribuição desse estudo é a avaliação específica da precificação de carbono e seus potenciais instrumentos. Isso é feito por meio da comparação entre cenários com e sem precificação, além de variações entre cenários de precificação.

Identificou-se que a precificação de carbono atinge o setor AFOLU por meio de 3 mecanismos, a saber: (1) estímulos direto no setor AFOLU via demanda por OVN para compensação de emissões de outros setores; (2) impactos diretos no setor AFOLU via precificação de emissões de metano na pecuária (apenas em um cenário); e (3) impactos indiretos no setor AFOLU via precificação de outros setores (não AFOLU), mas que afetam o setor AFOLU. Os principais efeitos indiretos ocorrem em biocombustíveis (setor transportes) e variação de demanda geral da economia.

Um sumário dos principais resultados dos diferentes cenários para o setor de AFOLU é apresentado na tabela abaixo. Buscando maior síntese, os resultados são apresentados para o ano de 2020 (comum a todos os cenários) e para cada cenário em 2030.

As principais medidas de mitigação e suas contribuições para atenuar o problema das emissões na atividade pecuária são examinadas a seguir.

Tabela 40. Resumo resultados AFOLU (2030)

Variável	2020	2030					
		REF	CPB	CAF	CPS	ICS	CPP
Biocombustíveis (mil m3)							
Etanol	31.978	47.390	37.772	37.978	37.855	36.483	37.855
Biodiesel	5.667	11.148	11.461	11.539	5.743	5.783	11.461
Restauo de nativas (1000 ha)							
Restauo nativas	360	3.000	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Offsets de Veg. Nativa	-	-	6.710	7.240	7.590	8.170	7.050
Pecuária (1000 ha)							
Pastagem Total	172.412	161.129	158.673	158.639	159.496	159.625	158.363
Redução Pastagens baixa tec.		-15.816	-20.848	-18.381	-18.388	-19.687	-19.493
Recuperação de pastagens	-	8.424	3.673	3.643	6.127	6.047	2.231
Aumento iLPF	-	1.141	970	973	645	659	1.234
Bovinos (milhões de cabeças)	217	211	211	211	211	211	210
Carne bovina (t)		13.438	12.992	12.909	13.126	13.125	12.971
Emissões Mt CO2e							
Líquidas Totais AFOLU	877	634	585	580	574	568	583
Emissões brutas LULUCF	926	719	719	719	719	719	719
Remoções LULUCF	-541	-582	-629	-634	-642	-647	-630
Pecuária	345	339	338	338	339	339	337
Sistemas de cultivo	147	159	157	157	157	157	157

Notas: unidades são informados em cada categoria, salvo indicado de outra forma. Cenário Referência (REF); CPB (cenário de Pacote Básico); CAF (Cenário de Ajuste de Fronteira); CPS (Cenário de Pacote Segmentado); ICS (Cenário Sem Precificação de Combustíveis Sensíveis); CPP (Cenário com Precificação da Pecuária).

Fonte: estimativas próprias

O REF, onde não há precificação de carbono (com exceção da Política Nacional de Biocombustíveis – RenovaBio), é o ponto de partida com base no qual as opções de precificação de carbono são comparadas. Há expansão significativa de etanol e biodiesel (que são ambos exógenos nesse cenário). A recuperação de áreas nativas é alta (3 Mha), embora a Recuperação seja significativamente menor que o déficit de RL estimado para o Brasil (12,8 Mha). Não há OVN nesse cenário. O estímulo à recuperação de pastagens e iLPF ajuda a aumentar os estoques de carbono no solo e vegetação, além de liberar áreas para o avanço da agricultura e otimização do rebanho sem que seja necessário converter novas áreas. A redução do desmatamento representa 88% das reduções líquidas do setor AFOLU entre 2020 e 2030. Há ainda contribuições expressivas em áreas protegidas Recuperação de áreas nativas. A demanda por etanol é modelada endogenamente pelo modelo BLUM nos pacotes com precificação e no TEN e é

exógeno no REF. Assim não é possível avaliar se o atingimento do RenovaBio no cenário REF necessitaria preços de Cbio positivos³⁰.

Os biocombustíveis crescem em todos os cenários de precificação em comparação com 2020. Em 2030, o volume de etanol variou pouco entre cenários de precificação, ficando entre 36,5 e 37,9 bilhões de litros. Esse valor, porém, é inferior ao potencial produtivo do setor, estimado em 47,3 bilhões de litros no REF. Além da questão metodológica mencionada no parágrafo anterior quanto ao preço do Cbio, a redução do consumo de etanol é explicada por efeitos indiretos. Nos cenários de precificação há uma expansão expressiva da área demandada pelos OVN, além de maior competição por área com soja para produção de biodiesel (principalmente nos cenários B20). Adiciona-se a isso o menor incentivo a recuperação de pastagens e iLPF. Recuperação de pastagens e iLPF são essenciais para acelerar a expansão da produção de alimentos e bioenergia. Esse contexto aumenta a pressão sobre a disponibilidade de terras, aumentando o preço de biocombustíveis em comparação ao REF. Já o Biodiesel atinge seu potencial técnico nos cenários onde há precificação de combustíveis. Diferentemente do etanol hidratado, seu volume é determinado por mandato de mistura e consumo total de diesel, tendo baixa resposta endógena ao preço do biodiesel.

A subutilização do potencial do etanol nos pacotes de precificação leva a uma reflexão importante sobre a implementação da precificação na modelagem e na prática, uma vez que há efeitos indiretos entre políticas de mitigação. Conforme a necessidade de redução de emissões aumenta são incluídas novas medidas de mitigação mais caras. A introdução de medidas de mitigação de custo mais alto tem efeitos indiretos em medidas de mitigação mais baratas, o que pode reduzir indiretamente o alcance das medidas mais baratas.

No presente estudo aumentar a quantidade de biodiesel e OVNs (custos positivos) reduz a quantidade de etanol (custo negativo), embora as emissões totais reduzam. Embora uma análise da curva MACC indicasse que o etanol devesse ser implementado em níveis mais altos, a expansão desse biocombustível foi limitada por fatores exógenos ao mesmo. Grande parte dessa limitação é explicada pela restrição de área gerada pela menor recuperação de pastagens e implementação de OVN. Isso não quer dizer que OVN, em determinado ponto, fica mais competitivo que a expansão de biocombustíveis, barrando sua expansão por questões econômicas, mas com o fato de que uma medida de mitigação pode ter efeitos indiretos em outra. Nesse caso há competição pelo fator terra. Soma-se o fato que uma menor intensificação

³⁰ Vide maiores detalhes na sessão de variáveis exógenas, explicação dos cenários TEND e REF.

da pecuária reduz a quantidade de etanol produzido, também por conta de efeitos indiretos³¹. Tal observação leva a recomendação de cautela na formulação de pacotes de precificação, além da necessidade de estudos mais aprofundados sobre o assunto.

É ainda fundamental considerar uma análise de sensibilidade do preço do petróleo no mercado internacional, pois sua queda em relação à hipótese considerada neste estudo (83 USD/barril) pode alterar a estimativa de custos de diversas medidas de mitigação e, em particular, nos biocombustíveis. Devido a questões de saúde pública e geopolíticas, o preço atual do petróleo está bem abaixo do considerado por esse relatório³².

Por outro lado, há exemplos concretos de fortalecimento mútuo entre medidas de mitigação. Estudos anteriores também encontram esse tipo de fortalecimento, por exemplo entre biocombustíveis (que precisam de área) e Recuperação de pasto degradado, que além de capturar carbono, abre espaço para produção de alimentos e bioenergia sem aumentar área agrícola. Ao exigir desmatamento zero e comprovação de cumprimento do Código Florestal como condição de elegibilidade ao Programa, a precificação de combustíveis fósseis no RenovaBio alinha na prática a produção de biocombustíveis com redução de desmatamento e Recuperação florestal.

A demanda de outros setores por OVN foi relevante em todos os cenários de precificação dado seu custo baixo³³ em boa parte da curva de oferta. Os OVN agem como um “colchão”, disponibilizando grandes volumes de compensações de emissões com baixo custo. Em hectares seriam demandados de 6,7 a 8,1 Mha de OVN, que somados a 1,4 Mha de restauro de nativas que ocorreria independente de offsets, chegam ao total de 8,5 Mha. Esse resultado indica que, nos próximos 10 anos haveria uma expansão de vegetação nativa equivalente a toda a área de florestas plantadas existente no Brasil. OVN aceleraram a Recuperação de vegetação nativa, financiando a implementação do Código Florestal em áreas agrícolas privadas. Áreas de

³¹ Uma pecuária menos intensiva tem como resultado a utilização de mais insumo terra para mesma produção (seja de carne, leite etc). Este maior uso de terra para pecuária acaba afetando negativamente o setor de produção de etanol a medida que reduz a quantidade de terra para o setor sucroenergético expandir sua produção.

³² Durante a redação desse relatório, o preço do petróleo chegou a operar em valores negativos em mercados e circunstâncias específicas. Há ainda medidas anticíclicas atualmente discutidas (aumento da CIDE sobre gasolina e aumento da tarifa sobre de gasolina importada) que podem ser adotadas com objetivo de atenuar mudanças bruscas nos preços do petróleo.

³³ Offsets tem com potencial de remover da atmosfera 2,4 GtCO₂e por meio da restauração florestal quando tais florestas atingirem estabilidade. Isso ocorreria, em grande parte, por meio de técnicas de restauração com custos muito baixos e/ou regeneração natural. Também há possibilidade de aproveitar economicamente produtos madeireiros e não madeireiros nas áreas restauradas (não considerado nesse estudo).

OVN continuam gerando remoções de emissões por períodos longos, o que sugere que incentivar a Recuperação no curto prazo traz maiores benefícios ambientais dentro do período de implementação da NDC.

Um fator de preocupação é que a demanda por OVN é alta e praticamente exaure a quantidade de offsets baratos em alguns cenários. O custo de OVN aumenta exponencialmente quando seu uso se aproxima de 100 Mt CO₂e por ano³⁴. Os resultados desse estudo indicam que a solução via OVN se esgotará até o final de década. Isso dá margem de manobra para atingirmos a NDC com menor custo, mas outras soluções devem ser buscadas com antecedência.

Além de OVN aqui considerados, há discussão de outros tipos de Offsets, como por exemplo desmatamento evitado. Por outro lado, os Offsets podem reduzir a ambição e atrasar a entrada de tecnologias nascentes de interesse estratégico, mas que não se viabilizam com custos de carbono baixos. A discussão sobre quantidade de Offsets a serem disponibilizados internamente, vendidos para outros países e sua vinculação com desenvolvimento tecnológico ultrapassa o escopo do presente estudo e merece atenção.

Um dos pontos mais destacados nos relatórios referentes à mitigação na bovinocultura de corte refere-se à importância do estímulo para redução da idade dos animais abatidos, considerada uma importante alternativa para redução de emissão de GEE (MARGULIS; MIRANDA, 2018). A produção pecuária se organiza em sistemas produtivos com animais de diferentes idades em todos os níveis tecnológicos e cada sistema varia também em função do contexto regional.

A análise da precificação da bovinocultura pode ser feita pela comparação do CPP com o CPB. Como indicado pelo CPP, a precificação de bovinos gerou uma reação recessiva, reduzindo a quantidade de animais, a produção de carne e emissões de metano por fermentação entérica. No entanto esse efeito foi relativamente pequeno. Há dificuldade de identificar com precisão produtores com sistema produtivos menos eficientes. A precificação ocorreria apenas nos frigoríficos que fazem parte do Sistema de Inspeção Federal (SIF), deixando de lado os frigoríficos estaduais, abatedouros municipais, além do mercado informal. Soma-se ainda os preços de carbono relativamente baixos.

Um efeito interessante da precificação da agropecuária foi o aumento da pecuária de alta tecnologia (0,26 Mha). Essa foi menos atingida pela precificação, pois há uma parcela muito pequena de bovinos com mais de 36 meses em seus rebanhos. O efeito recessivo nos demais

³⁴ A taxa de remoção 100 Mt CO₂e/ano equivale ao potencial de 2 Gt CO₂e quando se considera o crescimento de vegetação nativa em 20 anos.

sistemas produtivos fez com que o preço de médio de carne e leite subam mais que a perda causada pela precificação de carbono. Produtores de alta tecnologia acabam ganhando participação no mercado.

Um efeito indesejável dessa política foi seu impacto nos produtores com níveis intermediários de tecnologia. Esses produtores são mais eficientes que a pecuária extrativista (ainda majoritária no Brasil) e suas pastagens tendem a ter maiores estoques de carbono por hectare. A precificação nesses produtores gerou maiores perdas de rentabilidade que nos produtores de baixa tecnologia. Esse realinhamento de rentabilidade relativa reduzindo a taxa de substituição de pastagens de baixa tecnologia por pastagens de média tecnologia. No cenário CPP houve menor recuperação de pastagens degradadas que no CPB (-1,44 Mha).

Ao comparar o CPP com CPB, verifica-se um aumento da área de pastagem de alta tecnologia foi quase seis vezes menor que a redução das áreas de recuperação de pastagens. O instrumento de precificação selecionado gerou reações díspares para o setor LULUCF, estimulando a pecuária de alta tecnologia, mas reduzindo a área de recuperação de pastagens degradadas. Em termos quantitativos, a precificação da pecuária acabou aumentando emissões (reduzindo remoções) por conta dos efeitos indiretos na rubrica Recuperação de pastagens. Esse resultado pode variar dependendo da taxa de acúmulo de carbono em recuperação de pastagens e iLPF (considerados iguais nesse estudo) e poderia ser alterado com novas evidências. A análise permite apenas indicar que o instrumento selecionado aparenta ter baixa influência em emissões de fermentação entérica; e é inconclusivo quanto à direção das emissões como um todo.

Medidas voluntárias, que trabalhem com estímulos a boas práticas, tendem a ser mais efetivas quando há dificuldade de se identificar o gerador de externalidades negativas. Reforça-se a importância também de medidas de acesso à tecnologia e extensão rural para que medidas com custos de carbono negativo (como recuperação de pastagens) sejam implementadas.

Algumas medidas de redução de emissões relevantes, tais como a redução de desmatamento, foram mantidas constantes em todos os cenários. Alterações nessas premissas podem alterar significativamente o esforço necessário nas demais medidas de mitigação. As conclusões desse estudo devem sempre considerar o contexto projetado. Recomenda-se ainda novos estudos com foco em eventuais impactos da precificação no desmatamento.

2.2 Setor Transportes

2.2.1 Introdução

O setor de transportes é o maior consumidor mundial de combustíveis derivados de petróleo, sendo responsável por 57% da demanda global de petróleo (Cazzola *et al.*, 2016). Cerca de 23% do uso final de energia no mundo e 14% das emissões antropogênicas globais são originárias de atividades de transporte (BP, 2018). Além disso, devido ao rápido processo de urbanização, que tende a cobrir 68% da população global até 2050 (United Nations, 2018), os efeitos dos problemas ambientais do transporte se tornam críticos, especialmente em países vulneráveis (Denton *et al.*, 2014).

No Brasil, as emissões do setor de transportes cresceram 41% no período 2005-2015, passando de 144 para 203 MtCO₂e. A participação do modo rodoviário fica em torno de 90%, tendo acompanhado o crescimento do total do setor em todo o período. O modo aéreo, apesar da menor participação nas emissões totais, teve um crescimento de 73% no período. Os valores estão apresentados na Figura 24.

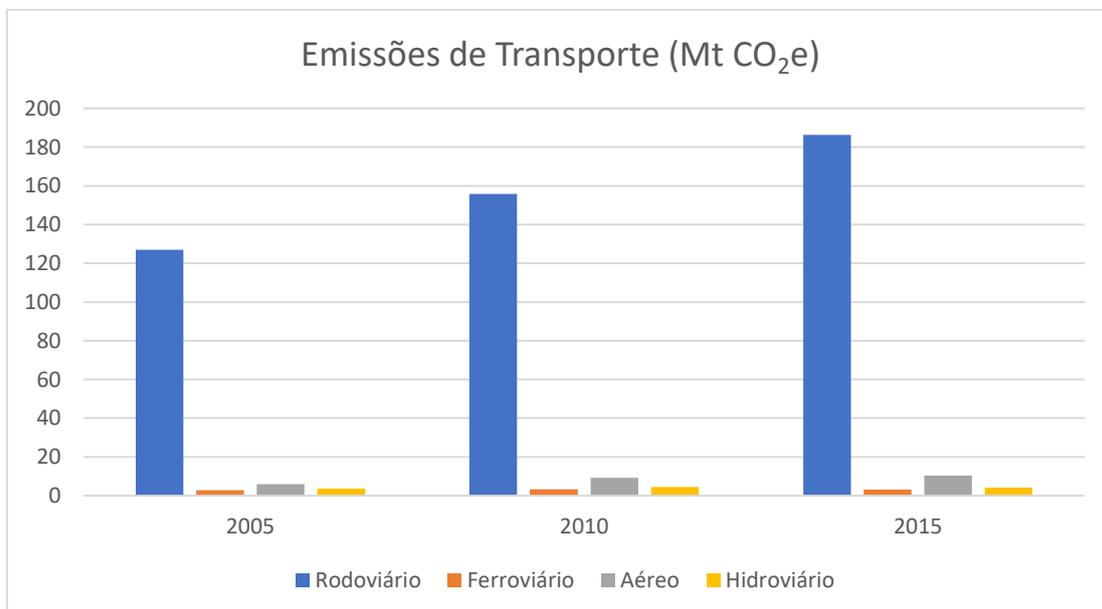


Figura 17. Evolução das emissões do setor de transportes (Mt CO₂e, 2005-2015)

Fonte: Quarto Inventário Brasileiro de Emissões de GEE (2019, MCTIC)

Nota: valores estimados usando o GWP do AR5.

2.2.2 Método

O método para estimar a linha de base e as projeções do uso de energia e das emissões de GEE é derivado dos estudos Gonçalves *et al.* (2019), IBTS (2019) e Gonçalves & D'Agosto (2017). Assim, abrange três abordagens técnicas: (i) *bottom-up*; (ii) *top-down*; e (iii) *Activity–Structure–Intensity–Fuel* (ASIF). A aplicabilidade de cada abordagem depende da disponibilidade de dados.

Essencialmente, a abordagem *bottom-up* quantifica as emissões desagregadas, permitindo o gerenciamento individual de cada fonte de energia. Isso requer dados locais detalhados, variando de acordo com a tecnologia e os fatores de emissão (por tecnologia e fonte de energia).

Por sua vez, as abordagens *top-down* e ASIF calculam as emissões agregadas. No caso da *top-down*, as emissões são calculadas com o uso de balanços nacionais de energia e fatores de emissão *default*. Este procedimento não permite avaliações detalhadas do problema, no entanto, reduz as incertezas das emissões do país à medida que menos variáveis são consideradas no processo. A Abordagem ASIF, apesar de ser essencialmente agregada, permite uma modelagem com mais detalhes do que a abordagem *top-down*, pois considera dados de atividade e intensidade energética local por modo e concessão, no caso do transporte ferroviário.

O diferencial do método empregado é que não apenas todos os modos de transporte são modelados, mas o transporte rodoviário é dividido em 31 variações de tecnologia, incluindo categorias de veículos (automóveis, ônibus, caminhões etc.) e sistemas de propulsão (veículos híbridos, elétricos, *flexible-fuel* etc.). Isso é importante para estimar a demanda energética por fonte ao longo do tempo (etanol hidratado e misturas de gasolina-etanol anidro, biodiesel-diesel etc.) e projetar o ritmo da transição para caminhos de desenvolvimento alternativos.

Portanto, para calcular as emissões de GEE do transporte rodoviário, adotam-se abordagens *bottom-up* Tier 3 (para gases não-CO₂) e Tier 2 (para CO₂), uma vez que fatores de emissão e conteúdo de carbono baseados em tecnologia e energia locais estão disponíveis. Concomitantemente, uma abordagem *top-down* é empregada para refinar os resultados, reduzindo as incertezas. Caso a energia calculada da abordagem *bottom-up* para cada tipo de combustível seja divergente da *top-down* (abordagem de referência), as lacunas podem ser sanadas ajustando-se os valores da intensidade de uso e ocupação média de cada categoria de veículo. Como os outros modos de transporte têm limitações quanto a dados de atividade

consistentes (frota, intensidade de uso, fatores de emissão por ano-modelo etc.), são empregadas as abordagens ASIF e *top-down*.

Os cenários são modelados usando dados macroeconômicos como variáveis de *proxy* para projetar a atividade de transporte ao longo do tempo. Os resultados desse processo são a evolução da atividade, uso de energia e emissões de GEE por modo de transporte. A consistência é avaliada com base no valor esperado de variáveis como intensidade de energia de carga e passageiros (kJ/t-km ou kJ/pass-km), ocupação/lotação média dos veículos, fatores de emissão implícitos etc. As emissões são, então, convertidas para unidades equivalentes de CO₂, utilizando o Potencial de aquecimento global (Global Warming Potential – GWP) do *Fifth Assessment Report (AR5)* (Pachauri, *et al.* 2014).

Os resultados do modelo energético-climático, juntamente com os requisitos de investimento e os custos operacionais das principais ações de mitigação são utilizados como dados de entrada para estimar as Curvas de Custo Marginal de Abatimento (MACC) (Gouvello *et al.*, 2010). O modelo fornece o correspondente custo de abatimento marginal e a redução cumulativa de emissão de CO₂ alcançada pelas opções de mitigação adotadas no cenário mais ambicioso (Valenzuela *et al.* 2017).

2.2.3 Ações de mitigação

Conforme exposto na seção introdutória deste relatório, os setores devem estabelecer ações de mitigação das emissões de GEE compatíveis com cenários de atingimento da NDC brasileira. Tais ações podem ser baseadas em novas tecnologias setoriais, mudanças de comportamento ou gestão, sendo identificados os seus custos de capital e de operação.

Os dados de emissões de GEE, atividade, uso de energia e custos desagregados por ação de mitigação são simulados construindo-se uma curva de custo marginal de abatimento (MACC). O resultado é expresso em unidades monetárias por tonelada de GEE evitada.

Assim, as ações de mitigação do setor de transportes são derivadas do estudo La Rovere *et al.* (2019). A Tabela 41 apresenta e descreve as ações de mitigação adotadas. Fundamentalmente, todas as ações são aplicadas no Cenário de Referência (REF). Nos cenários Pacote Base (CPB), Pacote Ajuste de Fronteira (CAF), Pacote Segmentado (CPS), Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS) e Pacote com Precificação da Pecuária (CPP), ações como aumento da participação de veículos elétricos à bateria e híbridos em veículos leves, inserção da mistura obrigatória de bioquerosene e maior uso de sistemas de transporte de

massa (Trens urbanos, VLT e metrô) não foram consideradas por apresentarem custo marginal de abatimento superior a 6,3 US\$/t CO_{2e} para o período de 2021-2025 e 8,4US\$/t CO_{2e} para 2026-2030. Além disso, há variações nas ações aplicadas relacionadas ao uso de biocombustíveis (biodiesel e etanol) e intensidade do efeito em função das variantes econômicas inerentes a cada cenário.

Tabela 41. Opções de mitigação consideradas nos cenários

Ação de mitigação		Descrição
1	Mudanças nos padrões de transporte de carga e infraestrutura	Aumento da participação do transporte ferroviário e aquático na divisão modal
2	Maior uso de biocombustíveis (Renovabio)	Aumento da mistura regulamentada de biodiesel (BX); inserção da mistura obrigatória de bioquerosene; aumento da oferta de etanol
3	Expansão da frota de veículos elétricos (veículos elétricos a bateria – BEV e híbridos)	Aumento da participação de veículos elétricos e híbridos na frota circulante
4	Melhor logística de transporte de carga	Com base em programas de incentivo a boas práticas e etiquetagem no setor (p. ex. PLVB, Despoluir e CONPET)
5	Aumento da participação do transporte público por ônibus e do transporte ativo	Por meio de programas de incentivo a uma melhoria da eficiência energética nas cidades (p. ex. EEMU), renovação e qualificação da frota de ônibus (Refrota e Finame), alterações nos processos de concessão, ampliação de faixas exclusivas (BRS), além do Incentivo ao transporte ativo
6	Ganhos de eficiência energética na frota de veículos convencionais (Rota 2030)	Menor intensidade de carbono (tC/t-km ou p-km) e energética (TJ/t-km ou TJ/pass-km) na matriz de transporte nacional
7	Maior uso de sistemas de transporte de massa	Incentivo ao transporte de alta capacidade (Metrô, trem urbano e veículo leve sobre trilhos) em centros urbanos

A ação de mitigação 1, “Mudanças nos padrões de transporte de carga e infraestrutura”, considerada em todos os cenários, porém em menor grau no Cenário TEN, engloba a expansão das ferrovias e hidrovias consideradas no Plano Nacional de Logística (EPL, 2018), mediante a conclusão dos trabalhos em andamento do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) e do Programa de Parcerias de Investimentos. Especificamente, tem-se investimentos em áreas portuárias, construção de portos, aberturas de canais, adequação de hidrovias, dispositivos de transposição, acessos aquáticos e terrestres aos portos (CNT, 2018), além da ampliação e adaptação da rede ferroviária, aumentando a capacidade e reutilizando as linhas subutilizadas. Os investimentos em infraestrutura em andamento são mapeados a partir do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) – Ministério da Economia – e obras remanescentes dos programas Avançar e Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) – do extinto Ministério do

Planejamento (MP). Estes programas consistem em investimentos maciços em infraestrutura e ações institucionais, incentivando crédito e financiamento. Além disso, potenciais expansões são projetadas após uma análise técnica da revisão de literatura e consulta de especialistas. Dessa forma o transporte ferroviário, por cabotagem e navegação interior captam parte da atividade do transporte rodoviário, reduzindo a demanda de diesel.

A ação de mitigação 2, “Maior uso de biocombustíveis”, considera aumentos na mistura regulamentada de biodiesel no óleo diesel mineral. Por exemplo, nos cenários REF, CPB, CAF e CPP a mistura regulamentada de biodiesel no óleo diesel mineral atinge 20% (B20) em 2030. Nos cenários TEN, CPS e ICS a mistura é constante em 10% (B10).

Para todos os cenários, a mistura regulamentada de etanol anidro na gasolina C mantém-se em 27% (E27). O cenário REF apresenta um uso maior de etanol hidratado, em linha com cenário otimista do estudo “Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto: 2018-2030” (EPE, 2018). O *Market-share* de etanol hidratado dos cenários de precificação, bem como o TEN, foram estimados pelo modelo BLUM a partir das estimativas de demanda de energia total dos veículos leves calculadas pelo modelo do setor de transportes. Além disso, apenas no cenário REF a mistura regulamentada de bioquerosene no querosene de aviação é considerada, se iniciando em 2027 (B1) e atingindo 2% em 2030.

A ação “Expansão da frota de veículos elétricos” considera a adoção gradual das tendências globais em direção à eletrificação. Os prognósticos apontam para o cenário de países em desenvolvimento (exceto China) da Agência Internacional de Energia (IEA, 2019), com incentivos para revenda e produção, exceto para baterias, de veículos leves e pesados (ônibus).

A penetração de tecnologias emergentes é estimada a partir de pesquisas de mercado com fabricantes, revisão de literatura e consulta a especialistas. Durante esse processo, são analisadas as relações entre os perfis das cidades (para mobilidade urbana, entregas de última milha etc.), ativos industriais e tendências de mercado (nacional e internacional).

A eletromobilidade está alinhada com o cenário “Resto do mundo” do estudo Global EV Outlook 2018 (IEA, 2019). Assim, no cenário REF, restringe-se a: (i) transporte público em cidades selecionadas (P. ex. Campinas, São Paulo, Curitiba etc.); (ii) coleta de lixo; (iii) *hide-hailing* (uber, 99 etc.), *carsharing* e *carpooling*; (iv) transporte urbano de carga (TUC). Ademais, para os Cenários CPB, CAF, CPS, ICS e CPP a participação de veículos elétricos é significativa apenas no transporte público, coleta de lixo e TUC, sendo no último apenas a partir de 2026.

Embora as ferrovias de passageiros sejam atualmente elétricas, espera-se que a eletromobilidade no Brasil não se expanda ao ritmo de grandes atores internacionais, como

Europa e China. Isso se deve à quantidade de investimentos em pesquisa e produção de biocombustíveis nas últimas décadas. Como exemplo, biodiesel a partir de óleos vegetais, gorduras animais e outras matérias-primas é introduzido desde 2008 (Lei nº 11.097/2005). Durante esse período, o etanol anidro misturado à gasolina comercial variou de 20% a 27% (E27).

Com base na ação de mitigação 4 “Melhor logística de transporte de carga”, há um melhoramento extra na eficiência energética de 4,5% para o transporte de carga, sobretudo entre os anos de 2025 e 2030. Isso é resultado da adoção de um conjunto de boas práticas por empresas associadas a programas sustentáveis com a adoção de padrões e certificações de sustentabilidade, por exemplo, via Programa de Logística Verde Brasil (PLVB) do Instituto Brasileiro de Transporte Sustentável (IBTS). Ressalta-se que esta medida é considerada em todos os cenários.

Adicionalmente, a ação 5, “Aumento da participação do transporte público por ônibus e do transporte ativo”, leva em consideração a aplicação do caderno técnico “Eficiência Energética na Mobilidade Urbana – EEMU” – Ministério do Desenvolvimento Regional (MDR) – para transporte de passageiros, sendo implementado pelos municípios brasileiros, além de programas de financiamento como Pró-transporte/Refrota – MDR/Caixa Econômica Federal –, que estimulam a participação de ônibus qualificados e elétricos. Tais programas são impulsionados pelo desenvolvimento de linhas de financiamento específicas para a eletromobilidade, com condições diferenciadas de taxas, garantias, prazos etc.

Alguns modelos de concessão são revistos para adequar requisitos específicos de operação desse tipo de tecnologias (vida útil, autonomia da bateria etc.), bem como a ampliação de corredores exclusivos de ônibus (*Bus Rapid Service* – BRS). Desta forma, há ampliação na demanda e ganhos em eficiência energética para o transporte coletivo (micro-ônibus e ônibus) e captura da demanda do transporte privado de passageiros, reduzindo a demanda de Gasolina e Etanol.

A ação de mitigação “Maior uso de sistemas de transporte de massa” considera a ampliação da malha ferroviária para o transporte de passageiros. Há, portanto, demanda capturada do transporte privado para sistemas de VLT, metrô e trens urbanos até a conclusão de todos os trabalhos em andamento (PPI, Avançar e PAC). Sendo considerada apenas no cenário de referência, dado o elevado investimento necessário.

Por fim, a ação de mitigação “Ganhos de eficiência energética na frota de veículos convencionais” considera ganhos de eficiência energética em veículos convencionais (sobretudo os equipados com motores do Ciclo Otto) até 2030, seguindo o atendimento dos objetivos do

programa Rota 2030 – Ministério da Economia. A próxima seção detalha o grau de penetração das ações de mitigação no setor de transportes por cenário, fornecendo uma compreensão ampla do impacto das ações de mitigação no setor.

O grau de penetração das premissas de biocombustíveis em todos os cenários é apresentado na Tabela 42. Com a exceção do cenário REF, o consumo de bioquerosene no transporte aéreo não é considerado, adiando as fases iniciais do “Esquema de Redução de Emissões da Aviação Civil Internacional” (CORSIA/ICAO). Além disso, a mistura regulamentada de biodiesel é mantida em 10% até o final do período (B10) nos cenários TEN, CPS e ICS, atingindo 20% em 2030 nos cenários REF, CPB, CAF e CPP.

Tabela 42. Penetração das opções de mitigação por cenário

Indicador	Cenário	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Maior uso de etanol							
Oferta anual de etanol (ktep)	REF	6.963	12.033	15.424	15.988	19.630	23.583
	CPB					18.064	18.722
	CAF					18.136	18.831
	CPS					18.076	18.761
	ICS					17.565	18.073
	CPP					18.075	18.764
Mistura regulamentada de biodiesel (BX)							
Mistura (%)	REF	-	5	8	10	15	20
	CPB					15	20
	CAF					15	20
	CPS					10	10
	ICS					10	10
	CPP					15	20
	Mistura sugerida de bioquerosene						
	REF	-	-	-	-	-	2

2.2.4 Resultados

Esta seção apresenta primeiramente as emissões absolutas por modo de transporte e cenário modelado, em seguida, os seus drivers (direcionadores) são descritos e analisados. Os direcionadores são elementos-chave do setor que induzem variações no volume de GEE emitido. Incluem, portanto, a atividade de transporte, o uso de biocombustíveis, introdução de tecnologias etc.

2.2.4.1 Evolução das emissões

A Figura 25 ilustra a evolução das emissões de GEE (CO₂e) ao longo do horizonte temporal para cada cenário. O cenário REF apresenta o menor volume emitido em 2030 (144

Mt CO₂e), 19% inferior aos níveis de 2020 (201 Mt CO₂e) e apenas 3,6% superior aos níveis de 2005 (139 Mt CO₂e). Esse resultado decorre da adoção de políticas baseadas no intenso uso de biocombustíveis, seja por aumento da mistura regulamentada/sugerida (p ex. biodiesel, etanol anidro, bioquerosene) ou consumo de etanol hidratado em veículos do tipo *flex-fueled*, além da redução da demanda de energia dos veículos leves devido a maior participação do transporte público e ativo.

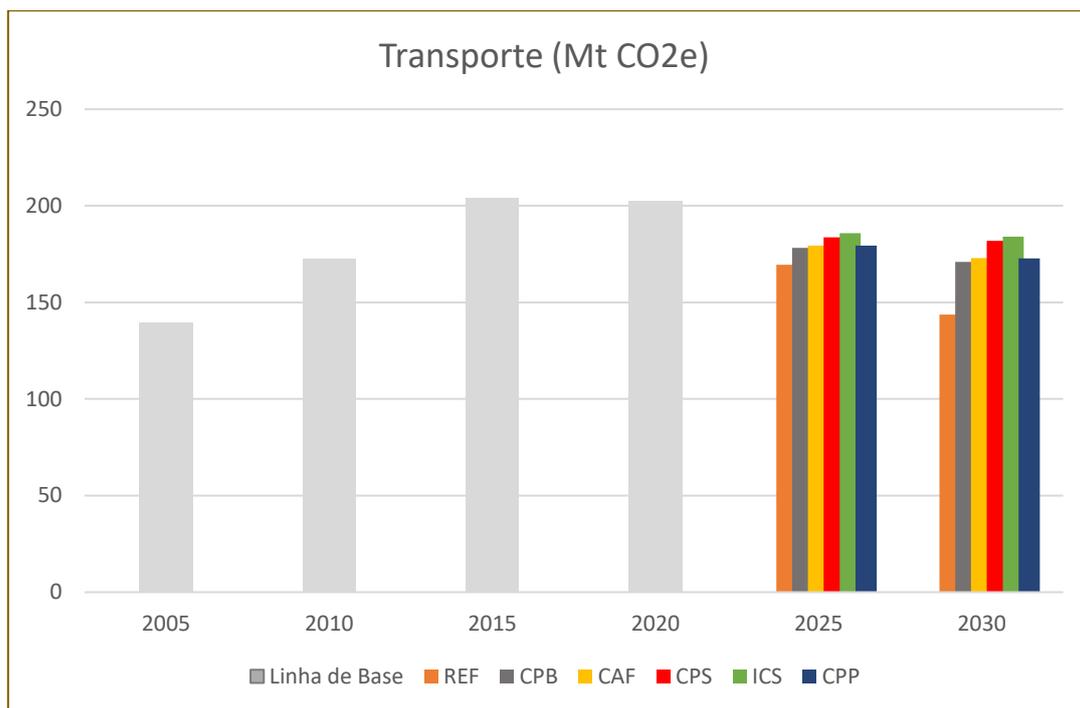


Figura 18. Estimativas das emissões do setor de transportes (Mt CO₂e, 2020-2030)

A participação do modo rodoviário nas emissões é progressivamente reduzida ao longo da série temporal, de 91% em 2005 e 90% em 2020 para 85% em 2030. Os modos aéreo e aquático aumentam as suas participações nesse intervalo, para 8% e 4% respectivamente. Isso decorre, sobretudo, da queda das emissões do modo rodoviário, cujos motivos são analisados na próxima seção. É importante salientar que as emissões do transporte aéreo não refletem os níveis de atividade desse modo de transporte em relação ao setor, haja vista que o transporte aéreo possui uma elevada intensidade energética.

Nos demais cenários, o CPB apresenta o menor nível de emissões, aumentando as emissões 23% (171 Mt CO₂e) em relação aos níveis de 2005, porém reduzindo as emissões em 16% em relação a 2020. Comparativamente, este cenário emite 19% mais do que o cenário de

referência. Ademais, o ICS é o cenário que mais emite GEE, com 184 Mt CO₂e em 2030 (28% superior ao cenário de referência), dado ao preço atrativo da gasolina e do diesel.

A Tabela 43 sintetiza a evolução das emissões por modo de transporte.

Tabela 43. Emissões Totais de Transporte (Mt CO₂e, 2005-2030)

Setor	2005	2010	2015	2020	2025	2030
REF – Cenário de Referência						
Transporte	139	173	204	203	170	144
Rodoviário	127	156	186	183	149	122
Ferrovário	3	3	3	4	4	4
Aéreo	6	9	10	12	12	12
Hidroviário	4	4	4	4	5	5
CPB – Pacote Base						
Transporte	139	173	204	203	178	171
Rodoviário					157	148
Ferrovário					4	5
Aéreo					12	13
Hidroviário					5	5
CAF – Pacote Ajuste de Fronteira						
Transporte	139	173	204	203	179	173
Rodoviário					158	150
Ferrovário					4	5
Aéreo					12	13
Hidroviário					5	5
CPS – Pacote Segmentado						
Transporte	139	173	204	203	184	182
Rodoviário					162	158
Ferrovário					4	5
Aéreo					12	13
Hidroviário					5	5
ICS – Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis						
Transporte	139	173	204	203	186	184
Rodoviário					164	161
Ferrovário					4	5
Aéreo					12	13
Hidroviário					5	5
CPP – Pacote com Precificação da Pecuária						
Transporte	139	173	204	203	179	173
Rodoviário					158	150
Ferrovário					4	5
Aéreo					12	13
Hidroviário					5	5

2.2.4.2 Drivers das emissões

A Tabela 44 apresenta os principais direcionadores (drivers) das emissões de GEE do setor de transportes.

As atividades de transporte de passageiros e carga são os principais drivers das emissões de GEE. Salienta-se que a atividade transporte de passageiros dobra em relação aos índices de 2005 em todos os cenários, atingindo 2,5 trilhões de pass-km. Nessa linha, o cenário REF apresenta o menor crescimento (102%), enquanto os demais cenários crescem 112% (CPB, CPS, ICS e CPP) e 114% (CAF) em relação ao ano base. No caso da atividade de transporte de carga, o aumento em relação a 2005, no cenário REF, é de 84%, atingindo 95% no CAF ou 1,75 trilhão de t-km (cenário menos impactado após as simulações do IMACLIM).

Esses níveis de atividade de passageiros e carga decorre, sobretudo, do crescimento da frota do transporte rodoviário, que aumenta de 30 milhões, em 2005, e 66 milhões em 2020, para 75 milhões de veículos em 2030. No cenário de referência, 2,5 milhões de automóveis, motocicletas e comerciais leves (passageiros), 45 mil ônibus e 146 mil caminhões e comerciais leves (carga) serão elétricos até 2030. Essa quantidade de veículos demanda o consumo de 890 mil tep de eletricidade em 2030.

Ressalta-se que esse resultado da frota circulante é inferior ao esperado pela Agência Internacional de Energia para a categoria de países “Resto do Mundo”, na qual se enquadra o Brasil, em 2030 (IEA, 2019). Apesar desse resultado, em todos os demais cenários a frota elétrica (leves e pesados) é ainda inferior, atingindo somente 350 mil veículos. Para isso, o consumo de eletricidade em 2030 oscila entre 553 mil tep (ICS) e 579 mil tep (CAF).

O cenário de referência apresenta o maior percentual de energia renovável, com 40% em 2030. Em 2005, o percentual era de apenas 13% e de 23% em 2020. Dentre os demais cenários, a menor participação de energia renovável é observada no cenário ICS, cujos volumes consumidos de biodiesel e etanol hidratado são 36% (14 mil tep) e 49% (3,7 mil tep) inferiores ao esperado para o Cenário de Referência em 2030, ou seja, 22 mil tep para etanol hidratado e 7,3 mil tep para biodiesel. Ademais, apenas o Cenário de Referência apresenta consumo de bioquerosene, sendo o mínimo necessário para atender as fases iniciais do CORSIA.

Em síntese, os resultados de todos os cenários apontam para uma transição energética do setor de transportes com ênfase nos biocombustíveis, sendo importantes fatores direcionadores das emissões de carbono do setor.

Quanto a mobilidade elétrica, o indicador que melhor reflete o efeito desse fenômeno é a intensidade energética, com melhores resultados no cenário REF. Nessa linha, os resultados desse cenário apontam para uma redução de 19% da intensidade energética de passageiros (de 1.035 kJ/pass-km em 2005 para 838 kJ/pass-km em 2030) e 32% da intensidade energética de carga (de 1.051 kJ/pass-km em 2005 para 708 kJ/pass-km em 2030), e se comparado a estimativa

para o ano de 2020, a redução é de 21% na intensidade energética do transporte de passageiros e 24% no transporte de carga. Como esperado, nos demais cenários a queda da intensidade energética de passageiros é menor, atingindo 862 kJ/pass-km em 2030 (19% de redução em relação a 2005 e 11% em relação a 2020).

Tabela 44. Drivers das emissões do setor de transportes nos cenários

Elementos	Drivers	Unid.	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Uso de eletricidade	Cenário Referência							
	Uso de energia elétrica	Mil tep	102	143	177	207	326	890
	Frota circulante de veículos elétricos leves	Milhares	-	-	1	3	420,8	2502
	Frota circulante de ônibus elétricos	Milhares	-	-	-	0	8,7	44,9
	Frota circulante de caminhões e comerciais leves elétricos (carga)	Milhares	-	-	0	0	22,5	146,1
	Cenário Pacote Base							
	Uso de energia elétrica	Mil tep					288	578
	Frota circulante de veículos elétricos leves	Milhares					51	243,3
	Frota circulante de ônibus elétricos	Milhares					8,7	44,5
	Frota circulante de caminhões e comerciais leves elétricos (carga)	Milhares					8,7	66,3
	Cenário Pacote Ajuste de Fronteira							
	Uso de energia elétrica	Mil tep					284	579
	Frota circulante de veículos elétricos leves	Milhares					51,2	245,6
	Frota circulante de ônibus elétricos	Milhares					8,7	44,9
	Frota circulante de caminhões e comerciais leves elétricos (carga)	Milhares					8,7	66,9
	Cenário Pacote Segmentado							
	Uso de energia elétrica	Mil tep					280	576
	Frota circulante de veículos elétricos leves	Milhares					50,9	243,1
	Frota circulante de ônibus elétricos	Milhares					8,7	44,5
	Frota circulante de caminhões e comerciais leves elétricos (carga)	Milhares					8,7	66,2
	Cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis							
	Uso de energia elétrica	Mil tep					260	553
	Frota circulante de veículos elétricos leves	Milhares					51	243,3
	Frota circulante de ônibus elétricos	Milhares					8,7	44,5
	Frota circulante de caminhões e comerciais leves elétricos (carga)	Milhares					8,7	66,3
	Cenário Pacote com Precificação da Pecuária							
	Uso de energia elétrica	Mil tep					288	578
	Frota circulante de veículos elétricos leves	Milhares					51	243,3
Frota circulante de ônibus elétricos	Milhares					8,7	44,5	

Elementos	Drivers	Unid.	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Frota circulante de caminhões e comerciais leves elétricos (carga)	Milhares					8,7	66,3
Uso de biocombustíveis	Cenário Referência							
	Uso de energia renovável	%	13,1	19,4	21,4	23,1	31,2	39,9
	Uso de etanol hidratado	Mil tep	2.885	8.243	9.582	10.396	15.615	21.599
	Uso de biodiesel	Mil tep	1	1.581	2.730	3.788	5.225	7.245
	Uso de bioquerosene	Mil tep	-	-	-	-	-	73
	Cenário Pacote Base							
	Uso de energia renovável	%					28,9	32,1
	Uso de etanol hidratado	Mil tep					13.498	14.743
	Uso de biodiesel	Mil tep					5.320	7.500
	Uso de bioquerosene	Mil tep					-	-
	Cenário Pacote Ajuste de Fronteira							
	Uso de energia renovável	%					28,8	32
	Uso de etanol hidratado	Mil tep					13.505	14.771
	Uso de biodiesel	Mil tep					5.343	7.560
	Uso de bioquerosene	Mil tep					-	-
	Cenário Pacote Segmentado							
	Uso de energia renovável	%					26,7	27,6
	Uso de etanol hidratado	Mil tep					13.569	14.864
	Uso de biodiesel	Mil tep					3.563	3.727
	Uso de bioquerosene	Mil tep					-	-
	Cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis							
	Uso de energia renovável	%					26	26,8
	Uso de etanol hidratado	Mil tep					12.874	13.908
	Uso de biodiesel	Mil tep					3.560	3.699
Uso de bioquerosene	Mil tep					-	-	
Cenário Pacote com Precificação da Pecuária								
Uso de energia renovável	%					28,9	32,2	
Uso de etanol hidratado	Mil tep					13.511	14.794	
Uso de biodiesel	Mil tep					5.320	7.500	

Elementos	Drivers	Unid.	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Uso de bioquerosene	Mil tep					-	-
Atividade de transporte	Cenário Referência							
	Transporte de passageiros	Milhões pass-km	1.191.127	1.601.409	2.059.942	2.071.006	2.196.564	2.412.948
	Transporte de carga	Milhões t-km	895.148	1.118.229	1.317.614	1.445.722	1.503.030	1.650.431
	Cenário Pacote Base							
	Transporte de passageiros	Milhões pass-km	1.191.127	1.601.409	2.059.942	2.071.006	2.255.963	2.533.310
	Transporte de carga	Milhões t-km	895.148	1.118.229	1.317.614	1.445.722	1.543.674	1.732.757
	Cenário Pacote Ajuste de Fronteira							
	Transporte de passageiros	Milhões pass-km					2.265.086	2.557.675
	Transporte de carga	Milhões t-km					1.549.916	1.749.423
	Cenário Pacote Segmentado							
	Transporte de passageiros	Milhões pass-km					2.248.552	2.533.177
	Transporte de carga	Milhões t-km					1.543.642	1.732.666
	Cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis							
	Transporte de passageiros	Milhões pass-km					2.253.145	2.531.833
	Transporte de carga	Milhões t-km					1.541.746	1.731.747
Cenário Pacote com Precificação da Pecuária								
Transporte de passageiros	Milhões pass-km					2.255.963	2.533.310	
Transporte de carga	Milhões t-km					1.543.674	1.732.757	
Intensidade energética	Cenário Referência							
	Transporte de passageiros	kJ/pass-km	1.035	1.068	1.038	1.058	941	838
	Transporte de carga	kJ/t-km	1.051	1.041	1.023	934	801	708
	CPB, CAF, CPS e ICS e CPP							
	Transporte de passageiros	kJ/pass-km					947	862
Transporte de carga	kJ/t-km					802	709	

2.2.5 Análise Comparativa dos Cenários

Conforme exposto nas seções anteriores, o cenário REF não apresenta precificação de carbono, ou seja, lança mão de uma abordagem comando e controle com base em decisões de políticas. Isto posto, lança-se mão de medidas não atrativas em termos de dólares investidos por tonelada mitigada (U\$/tCO₂e) como, por exemplo, investimentos em infraestrutura ferroviária de passageiros, bioquerosene, mobilidade elétrica em veículos leves.

Salienta-se que tal análise não considera externalidades positivas oriundas de alguns desses investimentos. É notório que investimentos ferroviários como metrô e trens urbanos geram impactos positivos em nível de serviço ofertado do sistema de transporte (redução do deslocamento casa-trabalho, custos globais, redução do transporte privado etc.), qualidade do ar das cidades, gastos com morbidades por doenças respiratórias, valorização do uso do solo etc. Apesar disso, enfatiza-se que o intuito deste trabalho é avaliar apenas ações de mitigação economicamente atrativas em relação ao seu potencial de abatimento de gases de efeito estufa.

A Figura 16 ilustra indicadores-chave entre os cenários, evidenciando os impactos da precificação em cada contexto. Por não lançar mão de precificação, o cenário REF se dissocia dos demais, sobretudo em relação à participação de veículos elétricos e híbridos. Isso se deve à menor intensidade de uso (quilometragem por ano) desse tipo de tecnologia no transporte privado, o que reduz os efeitos da economia com manutenção e operação em comparação com os custos de aquisição.

Portanto, os cenários de precificação não contemplam frota significativa de veículos leves elétricos/híbridos, limitando-se apenas a mercado de nicho e viagens compartilhadas (conforme exposto na subseção “Ações de mitigação”). No entanto, todos os cenários consideram a eletrificação da frota de ônibus e TUC (apenas a partir de 2026, pois o Brasil ainda carece de fornecedores/fabricantes dessa tecnologia). Além disso, a introdução de bioquerosene é considerada apenas no cenário REF, sendo excluída nos demais em decorrência da necessidade de criação de usinas dedicadas e investimentos na cadeia de produtiva (transferência e distribuição de insumos etc.).

Ainda considerando a Figura 16, observa-se que os efeitos de um uso mais intensivo de etanol hidratado tornam a participação de energia renovável do cenário REF superior aos demais cenários. O uso maior de etanol hidratado deste cenário está alinhado com o cenário otimista do estudo “Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto: 2018-2030” (EPE, 2018). Esse cenário, conforme já abordado, também é destaque na eletrificação da frota.

Nota-se que os efeitos da não precificação em combustíveis sensíveis (diesel mineral e gasolina) são incisivos no cenário ICS. Isso é evidente na participação de energia renovável e emissões absolutas (Figura 26). Dessa forma, a não incidência de taxas adicionais nesses combustíveis torna não atrativa a escolha de etanol hidratado, aumentando o *market-share* da gasolina C por veículos *flex-fueled*, podendo inviabilizar sob o aspecto econômico o aumento da mistura regulamentada de biodiesel, dado que neste cenário, o aumento da mistura não é uma medida de mitigação custo-efetiva. Ressalta-se que os resultados desse cenário podem ser piores na prática, dada a evasão do transporte público de passageiros (viagens compartilhadas e por ônibus) para o transporte individual.

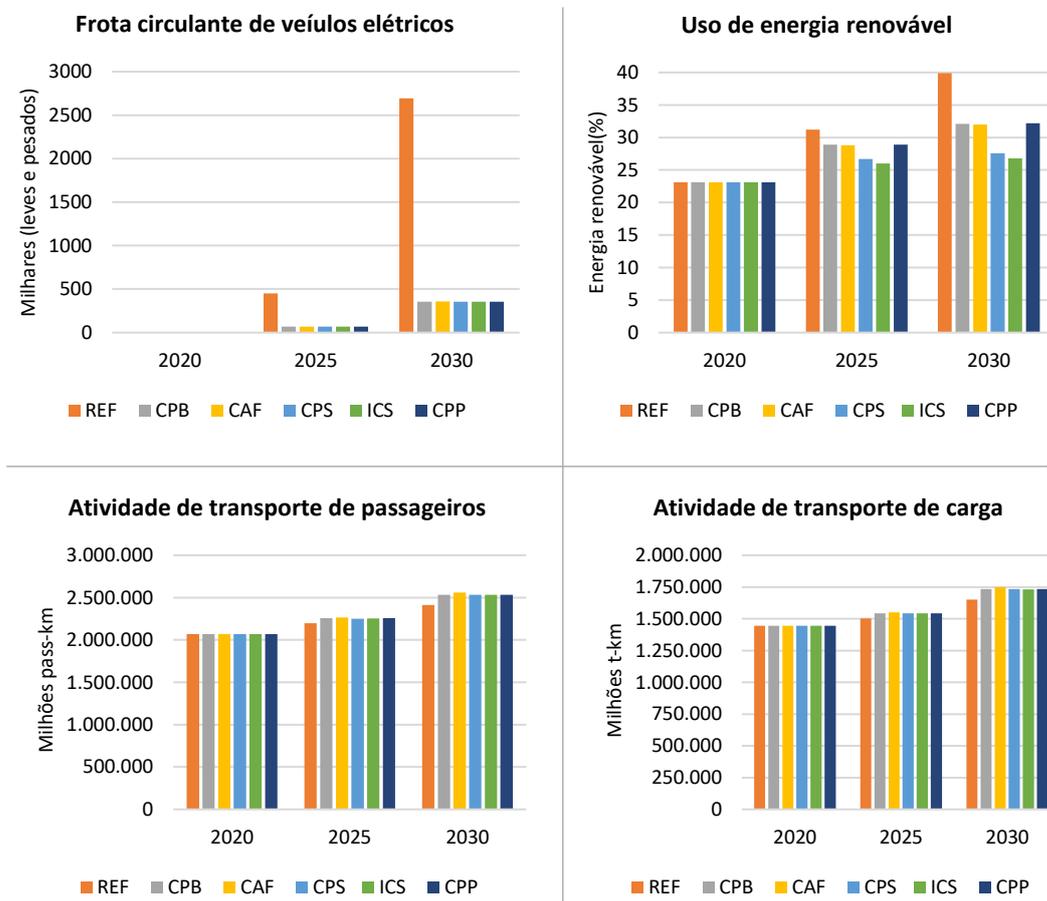


Figura 19. Indicadores-chave do setor de transportes por cenário

2.3 Setor industrial

2.3.1 Introdução

As emissões do setor industrial compreendem tanto as provenientes da queima de combustíveis para fins energéticos quanto as de transformações físicas e químicas que ocorrem nos processos de produção e uso de produtos. O IPCC classifica o primeiro tipo das emissões como de energia e o segundo como emissões de processos industriais e uso de produtos (IPPU, sigla em inglês). No caso de combustíveis utilizados como agentes redutores na indústria metalúrgica ou como matéria prima industrial, suas emissões são classificadas como IPPU (MCTI, 2015).

As emissões de IPPU correspondem a maior parcela das emissões industriais no Brasil. No período entre 2005 e 2015 elas foram responsáveis por aproximadamente 56% do total deste setor. Em 2005, as emissões da indústria totalizaram aproximadamente 143 MtCO₂e, subindo para 163 MtCO₂e em 2010 e para 170 MtCO₂e em 2015, um aumento de 19% quando comparadas com o primeiro ano apresentado. A Figura 27 apresenta emissões totais da indústria entre 2005 e 2015.

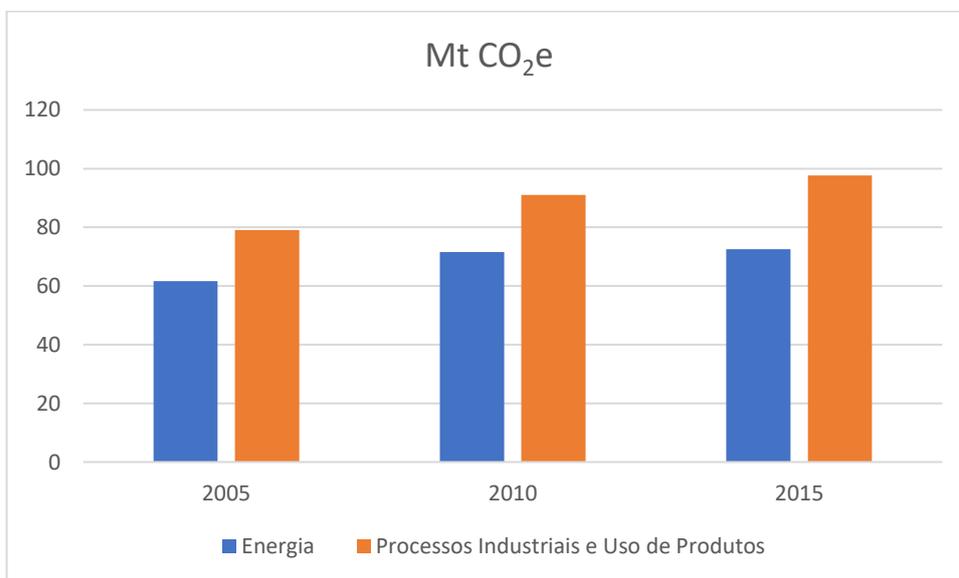


Figura 20. Evolução das emissões da indústria por fonte de emissão (Mt CO₂e, 2005-2015)
Fonte: elaboração própria com base em MCTIC 2017

Agregando-se todas as emissões e desconsiderando sua natureza, observa-se que o subsetor industrial mais emissor no período 2005-2015 é o de Ferro e Aço, seguido de Cimento.

Juntos, esses segmentos emitiram 50% do total no período. A figura a seguir apresenta a evolução das emissões, por subsetor, no período. Nesta figura, podemos notar que houve uma redução das emissões da indústria química entre 2005 e 2010. Isto aconteceu, principalmente, devido à implementação de medida no controle de emissão de N₂O na produção de ácido adípico. Destaca-se que a modelagem faz distinção entre emissões de energia e de IPPU como pode ser observado no item que descreve a metodologia utilizada.

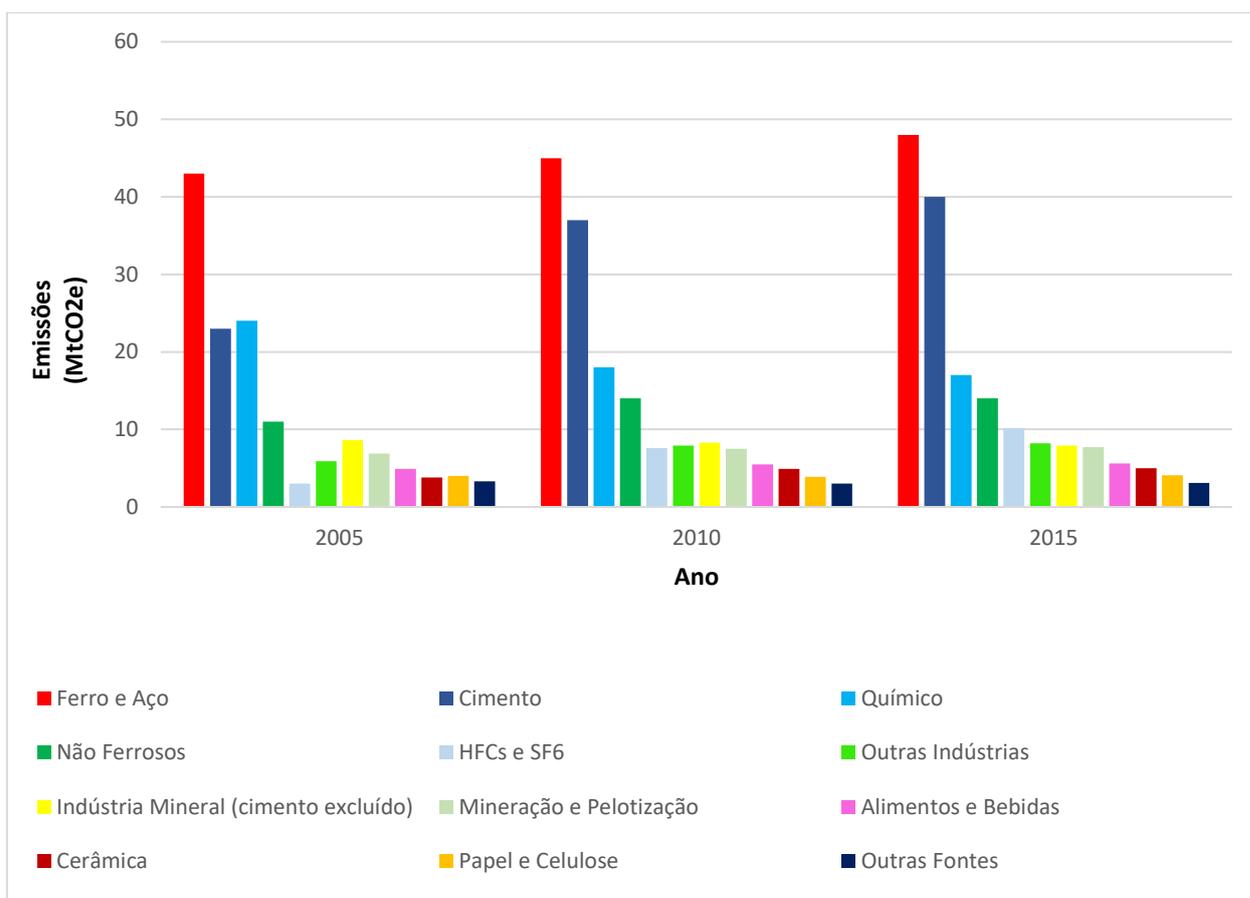


Tabela 45. Evolução das Emissões da Indústria por segmento (Mt CO₂e, 2005-2015)

Fonte: A partir de MCTIC (2017, 4ª edição)

Nota: valores ajustados para o GWP do AR5.

A Tabela 45 apresenta, de forma resumida, os segmentos industriais que compõe esta modelagem e a fonte de emissão de cada um deles: energia, processos industriais e uso de produtos. No caso do setor de ferro gusa e aço, metais não-ferros e ferroligas as emissões de

processo resultam da utilização de combustíveis redutores, como coque de carvão mineral, coque de petróleo, carvão e carvão vegetal (MCTI, 2015).

Tabela 46. Segmentos industriais e suas fontes de emissão.

Segmento industrial	Emissões de energia	Emissões de processo	Uso de produtos
Ferro gusa e aço	X	X	
Cimento	X	X	
Alimentos e bebidas	X		
Metais não-ferrosos	X	X	
Cerâmica	X		
Produtos minerais (exceto	X	X	
HFCs e SF6			X
Papel e celulose	X		
Mineração e Pelotização	X		
Têxtil	X		
Ferroligas	X	X	
Química	X	X	
Outras indústrias	X		

Fonte: elaboração própria

2.3.2 Metodologia

A primeira etapa da modelagem do setor industrial consistiu na desagregação do setor nos seus principais segmentos: Metais não-ferrosos (alumínio incluído), Cimento, Ferro Gusa e Aço, Papel e Celulose, Química, Alimentos e bebidas, Têxtil, Cerâmica, Ferroligas, Produtos Minerais (Cal e Vidro), Mineração e Pelotização, outras indústrias e HFCs e SF6.

Em seguida foi modelada a evolução do consumo energético de cada segmento. Em linhas gerais, pode-se reduzir a descrição do consumo energético em função do nível de atividade e da intensidade energética de cada processo produtivo, como mostra a Equação X.

$$D_{t,y} = IE_{t,y} \times NA_{t,y}$$

Sendo ' D ', a demanda de energia; IE , a intensidade energética (consumo de energia/unidade produzida); NA , o nível de atividade; ' t ', uma determinada tecnologia; ' y ' o ano. O crescimento do nível de atividade dos diversos segmentos industriais nos cenários estudados foi dado pela modelagem macroeconômica do modelo top-down IMACLIM-BR. A intensidade energética é uma variável que depende da sua série histórica e das tecnologias de mitigação adotadas para cada segmento industrial em cada cenário.

Na indústria de ferro gusa e aço foi feita uma modelagem para cada uma das principais rotas de produção: rota integrada a carvão mineral, rota integrada a carvão vegetal e rota semi-integrada, além das principais etapas do processo, como coqueificação, sinterização, laminação, entre outras (MCTIC & ONU Meio Ambiente, 2017d). Já para a indústria de cimento, a modelagem foi feita no nível das principais etapas do processo da fabricação de seu principal produto, o cimento Portland (MCTIC & ONU Meio Ambiente, 2017c). Os outros segmentos industriais tiveram o seu consumo energético e emissões de GEE modelados de forma mais simplificada, levando em consideração o consumo energético, intensidade energética e a intensidade de emissões. Informações sobre como foram calculadas as quantidades de GEE emitido por cada segmento industrial serão apresentadas na seção a seguir.

2.3.3 Descrição das Tecnologias e medidas de mitigação

As tecnologias e medidas de mitigação que foram selecionadas para serem implementadas na modelagem foram retiradas da literatura, podendo-se destacar dois principais relatórios: (1) Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa em Setores-Chaves do Brasil (MCTIC & Onu Meio Ambiente, 2017) e Análise da Eficiência Energética em Segmentos Industriais Selecionados (EPE, 2017b). Elas estão apresentadas em quatro grupos: (i) Recuperação de calor, vapor ou gás, (ii) utilização de combustível renovável ou resíduo, (iii) melhorias no processo; (iv) utilização de gás de baixo GWP.

A Tabela 46 apresenta de forma resumida onde cada um desses grupos de medidas pode apresentar redução nas emissões.

Tabela 47. Medidas de mitigação e de qual fonte essas emissões são mitigadas

Tipo de medida	Aplicação da medida		
	Energia	Processo	Uso de produtos
Recuperação de calor	X		
Melhorias no processo	X	X	
Utilização de resíduos ou combustíveis renováveis	X	X	
Utilização de gás de menor GWP			X

Fonte: elaboração própria

As medidas de mitigação utilizadas nos segmentos mais intensivos em energia e emissões são apresentadas na tabela a seguir. No caso das demais indústrias, não foram inseridas medidas de mitigação específicas, apenas trabalhadas de forma geral e agregadas da forma como foi mencionado no início desta seção.

Tabela 48. Medidas de mitigação utilizadas em cada atividade industrial

Ferro gusa e aço	
Melhorias no processo	Coke Dry Quenching
	Inversores de frequência nos compressores de COG
	Injeção de carvão pulverizado
	injeção de gás natural
	Drivers de velocidade variável
	Controle de oxigênio do sistema de ventilação de ar de combustão com uso de VSD
	Queimadores Oxi-GN
	Pré aquecimento de sucata
	Sistemas de monitoramento automático e de metas em laminadores a frio
Recuperação de calor	Recuperação de calor na sinterização
	Recuperação de gás de alto-forno
	Recuperação do gás de aciaria e do calor sensível
	Recuperação do LDG
	Recuperação de calor da água
	Recuperação de calor dos fornos
	Redução das perdas de calor
	Recuperação de calor na pelletização
Queimadores regenerativos	
	Uso de resíduos de combustíveis

Ferro gusa e aço	
Utilização de resíduos ou combustíveis renováveis	Aumento da produção por carvão vegetal
Alimentos e bebidas	
Melhorias no processo	Otimização do retorno de condensado
	Manutenção periódica do purgador em caldeira
	Melhoria no isolamento de caldeira a gás
Recuperação de calor	Recuperação de calor a partir de gases de combustão em caldeiras
Cimento	
Melhorias no processo	Múltiplos estágios
	Controle e otimização da produção de clínquer
	Melhoria na combustão do forno
	Adição de aditivos na substituição de calcário
	Refratário no forno
Metais não-ferrosos	
Melhorias no processo	Otimização do fluxo de ar na combustão
	Controle de pressão e vazamento em fornos
	Uso de materiais isolantes em fornos
	Otimização de motores
Recuperação de calor	Recuperação de calor
Química	
Melhorias no processo	Adoção de queimadores low NOx em fornos
	Monitoramento e manutenção de caldeiras e motores
Recuperação de calor	Recuperação de calor
	Reciclo de condensado
	Integração de processos com análise pinch

Fonte: elaboração própria com base em (EPE, 2017a, 2018a, 2018d; Hasanbeigi, Morrow, Masanet, Sathaye, & Xu, 2013; MCTIC & ONU Meio Ambiente, 2017c, 2017a, 2017b; MCTIC & ONU MEIO AMBIENTE, 2017; Tan, Li, Guo, Gu, & Zeng, 2019)

2.3.4 Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação por cenário

Uma das premissas no desenvolvimento do modelo de consumo energético e de emissões da indústria é o crescimento de seu nível de atividade, em unidade mássica (milhões de toneladas) ou em unidade monetária (milhões de reais) dependendo da diversidade de produtos de cada segmento industrial. Estas informações foram estimadas no modelo IMACLIM. A Tabela 48 apresenta os valores da taxa de crescimento do nível de atividade dos setores

industriais entre 2020 e 2030. Neste período, o setor industrial apresenta uma taxa de crescimento de 3,12%, valor um pouco abaixo da média nacional de 3,20% para o mesmo período.

Tabela 49. Taxa de crescimento anual por segmento industrial entre 2020 e 2030

Segmentos industriais	Taxa de crescimento anual entre 2020 e 2030						
	TEN	REF	CPB	CAF	CPS	ICS	CPP
Ferro-gusa e aço (Mt)	1.6%	0,8%	1,7%	2,0%	1,7%	1,7%	1,7%
Cimento (Mt)	2.3%	1,9%	1,9%	2,2%	1,9%	1,9%	1,9%
Química (Mt)	0.4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%
Ferroligas (Mt)	5.5%	5,3%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
Alimentos e bebidas (Mreais)	1.0%	1,2%	1,1%	1,3%	1,1%	1,1%	1,1%
Metais não-ferrosos (Mt)	3.7%	3,9%	3,8%	4,0%	3,8%	3,9%	3,9%
Papel e celulose (Mt)	1.9%	1,8%	1,9%	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%
Mineração e pelotização (Mt)	3.4%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%
Têxtil (Mreais)	0.7%	0,5%	0,7%	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%
Cerâmica (Mt)	1.2%	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Outras indústrias (Mreais)	0.7%	0,5%	0,7%	0,6%	0,7%	0,7%	0,7%

Fonte: elaboração própria

No Cenário de Referência (comando e controle) o percentual de penetração das tecnologias e medidas de mitigação foi feito com base em EPE (2018), MCTIC & ONU MEIO AMBIENTE (2017d) e CENTRO CLIMA (2017). Nestes relatórios são apresentadas informações a respeito das condições técnico-econômicas das medidas de mitigação. Estas condições consideram se a tecnologia já é largamente utilizada, se é aplicável à apenas novas plantas, se o processo ainda é imaturo, entre outras características. Para o Pacote Base (CPB), as medidas de mitigação implementadas foram aquelas que apresentaram Custo Marginal de Abatimento inferiores à 6,3 \$/tCO₂eq até 2025 e 8,4 \$/tCO₂eq até 2030. A penetração das medidas de mitigação é apresentada na tabela a seguir, em que a última coluna indica se a medida também foi utilizada no Cenário Base.

Tabela 50. Medidas de mitigação na indústria, potencial de economia de energia, custos e penetração

Ferro gusa e Aço					
Medidas de Mitigação na Rota Integrada	Economia (Gj/t)	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Medidas para coqueificação					
<i>Coke Dry Quenching</i>	0,4	115,0	5,8	13%	-
Inversores de frequência nos compressores de COG	0,1	1,4	0,1	100%	✓
Medidas na sinterização					
Recuperação de calor na sinterização	0,6	14,8	0,7	75%	-
Uso de resíduos de combustíveis	0,2	0,9	0,0	75%	✓
Medidas no Alto-forno					
Injeção de carvão pulverizado	0,6	24,4	1,2	25%	-
injeção de gás natural	0,9	23,8	1,2	75%	-
Recuperação de gás de alto-forno	0,1	1,4	0,1	75%	-
Medidas na aciaria					
Recuperação do gás de aciaria e do calor sensível	0,6	108,4	5,4	50%	-
Recuperação do LDG	0,6	108,4	5,4	50%	-
Drivers de velocidade variável	0,03	1,0	0,0	75%	-
Medidas na laminação					
Recuperação de calor da água	0,03	4,1	0,2	75%	-
Recuperação de calor dos fornos	0,3	13,2	0,7	75%	-
Controle de oxigênio do sistema de ventilação de ar de combustão com uso de VSD	0,3	2,4	0,1	75%	✓
Medidas de Mitigação na Rota Integrada	Economia (Gj/t)	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Medidas para Sinterização					
Uso de resíduos de combustíveis	0,2	0,9	0,0	50%	✓
Recuperação de calor na sinterização	0,6	14,8	0,7	50%	-
Medidas na Pelotização					
Redução das perdas de calor	0,1	6,9	0,3	80%	-
Recuperação de calor na pelotização	0,1	6,9	0,3	80%	-
Medidas no Alto-forno					
Injeção de carvão pulverizado	0,6	24,4	1,2	25%	-
injeção de gás natural	0,9	23,8	1,2	75%	-
Recuperação de gás de alto-forno	0,1	1,4	0,1	50%	-
Medidas na aciaria					
Recuperação do gás de aciaria e do calor sensível	0,6	115,0	5,7	25%	-
Recuperação do LDG	0,6	104,8	5,2	60%	-
Drivers de velocidade variável	0,03	0,9	0,0	80%	-
Medidas na laminação					
Recuperação de calor da água	0,0	4,1	0,2	70%	-
Recuperação de calor dos fornos	0,3	13,2	0,7	70%	-

Controle de oxigênio do sistema de ventilação de ar de combustão com uso de VSD	0,3	2,4	0,1	70%	✓
Medidas de Mitigação na Rota Semi-integrada	Economia (Gj/t)	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Medidas na aciaria					
Escória espumante	0,1	48,0	2,4	70%	-
Queimadores Oxi-GN	0,1	22,8	1,1	70%	-
Drivers de velocidade variável	0,0	0,9	0,0	70%	-
Processos de automação	0,1	23,6	1,2	70%	-
Pré aquecimento de sucata	0,1	24,6	1,2	30%	-
Medidas na laminação					
Queimadores regenerativos	0,7	12,3	0,6	80%	-
Sistemas de monitoramento automático e de metas em laminadores a frio	0,2	23,6	1,2	80%	-
Alimentos e bebidas					
Medida	Eficiência	Custo investimento (US\$/TJ)	Custo O&M (US\$/TJ)	Penetração até 2030	Cenário base
Melhoria no isolamento de caldeira a gás	8%	1.869,8	18,7	75%	-
Recuperação de calor a partir de gases de combustão em caldeiras	10%	2.643,1	26,4	50%	-
Otimização do retorno de condensado	5%	1.195,0	11,9	75%	✓
Manutenção periódica do purgador em caldeira	10%	618,6	6,2	100%	✓
Cerâmica					
Medida	Potencial de economia de energia	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Otimização da combustão	7%	-	0,1000	75%	✓
Troca e manutenção de equipamentos	8%	0,029	0,0015	75%	✓
Automatização do processo	0%	0,0030	0,00015	90%	✓
Cimento					
Medidas de Mitigação	Economia	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Múltiplos estágios	10%	16,0	0,80	35%	-
Controle e otimização da produção de clínquer	4%	0,2	0,01	75%	✓
Melhoria na combustão do forno	8%	1,0	0,05	70%	-
Adição de aditivos na substituição de calcário	15%	0,5	0,03	50%	✓
Refratário no forno	7%	0,3	0,02	50%	✓
Ferroligas					
Medida	Potencial de economia de energia	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Recuperação de calor	15%	330,8	16,5	70%	✓

Melhoria em equipamentos	20%	363,8	18,2	10%	✓
Melhoria no controle do processo	10%	289,8	14,5	10%	✓
Metais não ferrosos					
Medida	Potencial de economia de energia	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Otimização do fluxo de ar na combustão	5%	9,5	0,5	50%	✓
Controle de pressão e vazamento em fornos	5%	5,7	0,3	75%	✓
Uso de materiais isolantes em fornos	4%	1,9	0,1	95%	✓
Recuperação de calor	10%	37,8	1,9	25%	✓
Otimização de motores	5%	22,1	1,1	50%	✓
Mineração e pelotização					
Medida	Potencial de economia de energia	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Recuperação de calor	3%	0,020	0,0010	90%	✓
Melhoria na combustão	3%	0,017	0,0008	90%	✓
Controle de processo	3%	0,006	0,0003	90%	✓
Recuperação de condensado	13%	0,063	0,0032	50%	✓
Outras indústrias					
Melhorias na combustão e processo	3%	78.200,0	3910,0	95%	✓
Melhoria no forno	12%	400.000	20000	40%	✓
Recuperação de calor	9%	200.000,0	10000,0	60%	✓
Redução da perda de calor	5%	167.472,0	8373,6	95%	✓
Papel e celulose					
Medida	Potencial de economia de energia	CAPEX (R\$/t)	OPEX (R\$/t)	Penetração até 2030	Cenário base
Recuperação de calor	3%	2,0	0,1	90%	✓
Melhoria na combustão	3%	1,7	0,1	90%	✓
Controle de processo	3%	1,9	0,1	90%	✓
Química					
Medidas de mitigação	Potencial de economia	Custo de investimento (R\$/Gj ano)	custo de O&M (R\$/Gj ano)	Penetração até 2030	Cenário base
Adoção de queimadores <i>low nox</i> em fornos	2%	0,2	0,02	25%	✓
Monitoramento e manutenção de caldeiras e motores	10%	2,3	0,02	75%	✓
Recuperação de calor	2%	3,4	0,5	50%	✓
Reciclo de condensado	10%	9,3	0,9	50%	-

Integração de processos com análise <i>pinch</i>	20%	19,6	-	13%	-
têxtil					
Medida	Potencial de economia de energia	CAPEX (reais/kt ep)	OPEX (reais/ktep)	Penetração até 2030	Cenário base
Recuperação de calor	5%	0,8	0,039	50%	✓
Melhoria na combustão	6%	0,3	0,014	90%	✓
Melhoria no isolamento	5%	0,1	0,007	90%	✓
Retorno de condensado	4%	0,03	0,002	50%	✓
HFCs					
Medidas de mitigação	Potencial de abatimento	CAPEX (10⁶R\$/kt)	OPEX	Penetração até 2030	Cenário base
Substituição	98%	405,0		50%	✓

Fonte: elaboração própria com base em (EPE, 2018b; MCTIC & ONU Meio Ambiente, 2017e)

2.3.5 Resultados dos cenários

2.3.5.1 Evolução das emissões totais

Nesta seção serão apresentados os resultados referentes as emissões totais em cada um dos cenários desenvolvidos até 2030. Começando pelo Cenário de Referência, que implementou as medidas de mitigação citadas na seção anterior visando alcançar os compromissos da NDC em 2025 e 2030. Em seguida são apresentados os cenários com pacotes de precificação: Cenário Base, Cenário Pacote Ajuste de Fronteira, Cenário Segmentado, Cenário Com isenção de Combustíveis Sensíveis e o Cenário Pacote com Precificação da Pecuária.

Com exceção do Pacote Ajuste de Fronteira, os cenários de precificação apresentaram resultados virtualmente iguais. As variações no escopo do mercado destes cenários não implicaram variações significativas na demanda industrial e aumento de custo. Por isto optou-se por apresentar os resultados agrupados destes cenários evitando uma narrativa extensiva e repetitiva. Os resultados integrais de todos os cenários estão presentes no anexo deste relatório.

2.3.5.2 Emissões do Cenário de Referência

As emissões totais (energia e processos industriais) do Cenário de Referência podem ser visualizadas na Tabela 51. No último ano estudado, 2030, as emissões totalizaram 162 MtCO₂eq sendo este valor 3,6% menor do que o valor de 2015, 168 MtCO₂eq e 17% maior que em 2005, 139 MtCO₂eq. O setor de cimento, um dos principais em termos de emissão de GEE, apresentou

redução de aproximadamente 15% em suas emissões em 2030 quando comparado com 2015, saindo de 39 MtCO₂eq para 33 MtCO₂eq. Os outros dois maiores contribuidores para as emissões de GEE na indústria, Ferro Gusa e Aço e Química, tiveram suas emissões praticamente estabilizadas. O primeiro, que emitiu 42 MtCO₂eq em 2005, apresentou estabilidade no nível de emissões a partir de 2015 e uma leve redução em 2030, chegando a 48MtCO₂eq. O setor químico apresentou uma redução de 38%, saindo de 24 MtCO₂eq em 2015 para 15 MtCO₂eq em 2030. Parte desta redução diz respeito à implementação de um projeto de destruição de N₂O na única planta de ácido adípico no Brasil. As emissões de HFCs e SF₆, cujas emissões aumentaram em larga escala entre 2005 e 2015, apresenta um pico em 2020 de 13MtCO₂eq, seguido de uma redução até 9,3 MtCO₂eq em 2030.

Tabela 51. Emissões totais no Cenário de Referência (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmentos	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro e Aço	42	45	49	49	49	48
Cimento	24	36	39	32	33	33
Química	24	18	17	18	17	15
Não Ferrosos	10	13	12	11	13	15
Indústria Mineral	7,4	9,4	7,8	8,5	9,4	10,7
Mineração e Pelotização	6,7	7,3	6,6	6,3	5,7	5,2
Alimentos e Bebidas	5,0	5,5	5,7	5,7	5,3	5,0
Cerâmica	4,0	5,2	5,3	5,1	5,0	5,0
Papel e Celulose	4,2	4,2	4,4	4,6	4,8	5,1
Ferroligas	1,3	1,5	1,0	1,3	1,5	1,9
Têxtil	1,2	1,0	0,68	0,67	0,64	0,61
HFCs e SF6	3,0	7,6	10,3	13	11	9,3
Outras Indústrias	6,3	8,3	8,5	7,8	7,9	8,0
Produtos não energéticos de combustíveis	0,53	0,68	0,64	0,71	0,72	0,74
Total	139	162	168	164	163	162

Fonte: elaboração própria

As emissões de processos industriais e uso de produtos no Cenário de Referência entre 2005 e 2030 são apresentadas pela Tabela 52. Neste cenário estas emissões apresentaram um aumento de 22% em relação ao primeiro ano, de 78 MtCO₂eq para 95 MtCO₂eq. Quando comparado com 2015 (96 MtCO₂eq), houve uma redução de 1%. Entretanto, as emissões no primeiro ano (78 MtCO₂eq) foram 20% inferiores ao valor de 2030.

O setor de Ferro Gusa e Aço, principal responsável das emissões de processo, reduziu a quantidade de GEE emitido em 4,6% no ano de 2030 em comparação com 2020 (43 MtCO₂eq para 41 MtCO₂eq) e um aumento de 11% em relação à 2005. O segundo principal setor, a

indústria cimenteira, teve suas emissões reduzidas entre 2015 e 2020 de 24 MtCO₂eq para 19 MtCO₂eq. Esta queda nas emissões é fruto da redução da produção do setor. Nos anos seguintes, a indústria de cimento aumentou suas emissões em 10%, chegando a 21 MtCO₂eq em 2030.

Tabela 52. Emissões de IPPU do Cenário de Referência (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e Aço	37	39	43	43	42	41
Cimento	14	21	24	19	20	21
Química	9,3	3,6	3,5	3,8	3,5	3,3
Metais não ferrosos	5,1	7,4	6,2	5,5	6,3	7,3
Indústria Mineral	7,4	9,4	7,8	8,5	9,4	10,7
Ferroligas	1,1	1,4	0,9	1,2	1,4	1,7
HFCs e SF6	3,0	7,6	10,3	12,7	10,9	9,3
Produtos não energéticos de combustíveis	0,53	0,68	0,64	0,71	0,72	0,74
total	78	91	96	94	95	95

Fonte: elaboração própria

A Tabela 53 apresenta os resultados das emissões de energia do Cenário de Referência nos anos de 2005 a 2030. Analisando todo o período, a quantidade de GEE emitida pela indústria cresceu 9,7%. Entre 2020 e 2030 as emissões tiveram uma leve redução de 1 MtCO₂eq. A indústria de cimento, principal setor responsável pelas emissões de energia, apresenta uma queda em suas emissões a partir de 2015. Saindo de 16 MtCO₂eq para 13 MtCO₂eq, uma redução de aproximadamente 19%.

Tabela 53. Emissões de Energia no Cenário de Referência (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e Aço	5,3	5,6	5,5	5,9	6,1	6,4
Cimento	9,2	15	16	14	13	13
Química	15	14	13	14	13	12
Metais não ferrosos	4,9	5,5	5,5	5,8	6,5	7,3
Mineração e Pelotização	6,7	7,3	6,6	6,3	5,7	5,2
Alimentos e Bebidas	5,0	5,5	5,7	5,7	5,3	5,0
Cerâmica	4,0	5,2	5,3	5,1	5,0	5,0
Papel e Celulose	4,2	4,2	4,4	4,6	4,8	5,1
Ferroligas	0,24	0,11	0,12	0,13	0,16	0,19
Têxtil	1,2	1,0	0,68	0,67	0,64	0,61
Outras Indústrias	6,3	8,3	8,5	7,8	7,9	8,0
Total	62	71	71	69	69	68

Fonte: elaboração própria

2.3.5.3 Emissões do Cenário Pacote Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, Pacote com Precificação da Pecuária

Nesta sessão serão apresentados os resultados das emissões do Cenário Pacote Base, Segmentado, com Isenção de Combustíveis Sensíveis e com Precificação da pecuária. Como dito anteriormente, são apresentados unificados devido a diferença insignificante entre eles.

A Tabela 54 apresenta os resultados das emissões totais (energia e processos industriais) de GEE dos Cenários Base e demais cenários entre 2005 e 2030 em MtCO₂eq. Neste cenário as emissões evoluíram de 139 MtCO₂eq em 2005 para 175MtCO₂eq em 2030, representando 26% e 6,7% de aumento quando comparado com 2020. Destacam-se as emissões dos setores de Ferro-gusa e Aço, Cimento e Química como os três segmentos que mais contribuíram para as emissões do setor industrial brasileiro. Somadas estas indústrias representam 65% do total de GEE emitidos no setor. Destes três segmentos, apenas a indústria de cimento apresenta redução nas suas emissões neste cenário em relação a 2015, enquanto as emissões da indústria química ficam estagnadas em 17 MtCO₂eq e a indústria de ferro-gusa e aço aumenta suas emissões em 14%. Analisando as emissões em relação à 2005, apenas os segmentos Química, Mineração e Pelotização e Têxtil apresentaram redução nas emissões.

Tabela 54. Emissões totais do Cenário Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária ((MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro e Aço	42	45	49	49	53	56
Cimento	24	36	39	32	34	35
Química	24	18	17	18	17	17
Não Ferrosos	10	13	12	11	13	15
Indústria Mineral	7,4	9,4	7,8	8,5	9,5	10,9
Mineração e Pelotização	6,7	7,3	6,6	6,3	5,8	5,3
Alimentos e Bebidas	5,0	5,5	5,7	5,7	5,6	5,6
Cerâmica	4,0	5,2	5,3	5,1	5,1	5,1
Papel e Celulose	4,2	4,2	4,4	4,6	4,9	5,1
Ferroligas	1,3	1,5	1,0	1,3	1,6	1,9
Têxtil	1,2	1,0	0,68	0,67	0,64	0,62
HFCs e SF6	3,0	7,6	10,3	12,7	11,0	9,5
Outras Indústrias	6,3	8,3	8,5	7,8	8,0	8,1
Produtos não energéticos de combustíveis	0,53	0,68	0,64	0,71	0,72	0,74
Total	139	162	168	164	170	175

Fonte: elaboração própria

As emissões industriais provenientes de reações químicas nos processos ou uso de produtos são apresentadas na Tabela 55 entre 2005 e 2030. Essas emissões tiveram um aumento total de 33% entre 2005 e 2030, influenciado principalmente pelo aumento das emissões do setor de Ferro-gusa e Aço, com uma alta de 32%.

Em comparação com 2005, as emissões que apresentam maior crescimento relativo são as dos gases HFCs, utilizados principalmente em aparelho de refrigeração e ar condicionado. Saindo de 2,6 MtCO₂eq em 2005, as emissões industriais deste setor crescem 400% até 2015. A partir desta data as emissões do setor apresentam um leve aumento em 2020, seguido de redução em 2030 à níveis próximos de 2015.

Tabela 55. Emissões de IPPU no Cenário Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e Aço	37	39	43	43	47	49
Cimento	14	21	24	19	20	21
Química	9,3	3,6	3,5	3,8	3,7	3,6
Metais não ferrosos	5,1	7,4	6,2	5,5	6,3	7,2
Indústria Mineral	7,4	9,4	7,8	8,5	9,5	10,9
Ferroligas	1,1	1,4	0,9	1,2	1,4	1,7
HFCs e SF6	3,0	7,6	10	12	11	9,5
Produtos não energéticos de combustíveis	0,53	0,68	0,64	0,71	0,72	0,74
total	78	91	96	94	99	104

Fonte: elaboração própria

A Tabela 56 apresenta as emissões de energia do Cenário Base e demais cenários de precificação entre os anos de 2005 e 2030. A queima de combustíveis foi responsável pela emissão de 62 MtCO₂eq em 2005, crescendo 15% até 2015. Até 2030 as emissões de energia apresentam uma estabilidade. No intervalo entre 2015 e 2020 é vista uma leve redução das emissões, decorrente da queda do nível de produção industrial no período.

Tabela 56. Emissões de Energia do Cenário Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e Aço	5,3	5,6	5,5	5,9	6,2	6,5
Cimento	9,2	15	16	14	14	15
Química	15	14	13	14	14	13
Metais não ferrosos	4,9	5,5	5,5	5,8	6,5	7,3
Mineração e Pelotização	6,7	7,3	6,6	6,3	5,8	5,3
Alimentos e Bebidas	5,0	5,5	5,7	5,7	5,6	5,6
Cerâmica	4,0	5,2	5,3	5,1	5,1	5,1
Papel e Celulose	4,2	4,2	4,4	4,6	4,9	5,1
Ferroligas	0,24	0,11	0,12	0,13	0,16	0,20
Têxtil	1,2	1,0	0,68	0,67	0,64	0,62
Outras Indústrias	6,3	8,3	8,5	7,8	8,0	8,1
Total	62	71	71	69	71	71

Fonte: elaboração própria

2.3.5.4 Emissões do Cenário Pacote Ajuste de fronteira

Os resultados referentes às emissões do Cenário Pacote Ajuste de Fronteira, que se diferenciam dos outros resultados, serão apresentados nesta seção. A Tabela 57 apresenta as emissões totais deste cenário, entre o período de 2005 e 2030. Neste último ano, foram totalizados 178MtCO₂eq emitidos pela indústria brasileira, valor 8,5% maior do que o apresentado em 2020 e 28% em relação à 2005.

Os setores que mais contribuíram para este aumento foram a Indústria de Cimento e de Ferro gusa e Aço. A primeira apresentou um aumento de 50% em suas emissões no período entre 2005 e 2030 ou 13% entre o período de 2020 e 2030. As emissões da indústria de aço aumentaram 36% entre 2005 e 2030. Entre 2015 e 2020, as emissões desta indústria permaneceram estagnadas em 49 MtCO₂eq, crescendo para 57 MtCO₂eq em 2030. Destaca-se também o aumento das emissões de HFCs, que triplicaram no intervalo temporal apresentado, saindo de 3,0 MtCO₂eq em 2005 para 9,5 MtCO₂eq em 2030, mas com uma queda de 25% se comparado o período 2020-2030.

Tabela 57. Emissões Totais – Cenário Ajuste de Fronteira (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmentos	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e aço	42	45	49	49	53	57
Cimento	24	36	39	32	35	36
Química	24	18	17	18	17	17
Não ferrosos e outros metalúrgicos	10	13	12	11	13	15
Indústria Mineral	7,4	9,4	7,8	8,5	9,5	10,8
Mineração e Pelotização	6,7	7,3	6,6	6,3	5,7	5,3
Alimentos e Bebidas	5,0	5,5	5,7	5,7	5,6	5,6
Cerâmica	4,0	5,2	5,3	5,1	5,1	5,1
Papel e Celulose	4,2	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0
Ferroligas	1,3	1,5	1,0	1,3	1,6	1,9
Têxtil	1,2	1,0	0,68	0,67	0,64	0,61
HFCs e SF6	3,0	7,6	10,3	12,7	11,0	9,5
Outras Indústrias	6,3	8,3	8,5	7,8	8,0	8,1
Produtos não energéticos de combustíveis	0,53	0,68	0,64	0,71	0,72	0,74
Total	139	162	168	164	171	178

Fonte: elaboração própria

A Tabela 58 mostra os resultados referentes às emissões de IPPU no Cenário Ajuste de Fronteira entre 2005 e 2030. Neste período houve o aumento de 36% nas emissões de processos industriais. A indústria de ferro gusa e aço e de cimento são as principais responsáveis pelo aumento das emissões de processos industriais junto com as emissões de gases fluorados. Já a indústria química apresentou redução de suas emissões de processo no período, de 9,3 MtCO₂eq em 2005 para 3,6 MtCO₂eq em 2030. Entre 2020 e 2030, as indústrias de Ferro gusa e Aço e Cimento tiveram um aumento de 18% e 16%, respectivamente, nas suas emissões. Já as emissões dos gases fluorados se reduziram em 25%.

Tabela 58. Emissões IPPU – Cenário Ajuste de Fronteira (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e Aço	37	39	43	43	47	51
Cimento	14	21	24	19	20	21
Química	9,3	3,6	3,5	3,8	3,7	3,6
Metais não ferrosos	5,1	7,4	6,2	5,5	6,3	7,3
Indústria Mineral	7,4	9,4	7,8	8,5	9,5	10,8
Ferroligas	1,1	1,4	0,9	1,2	1,4	1,7
HFCs e SF6	3,0	7,6	10,3	12,7	11,0	9,5
Produtos não energéticos de combustíveis	0,53	0,68	0,64	0,71	0,72	0,74
total	78	91	96	94	100	106

Fonte: elaboração própria

A Tabela 59 apresenta os resultados da emissão proveniente do consumo energético do Cenário ajuste de fronteira, cujas emissões cresceram 16% entre 2005 e 2030. Neste tipo de emissão, a indústria de cimento apresentou o maior aumento da quantidade de GEE emitido, 63% em relação à 2005. No entanto, quando comparado com 2020, as emissões da indústria cimenteira aumentaram 7,1%.

Tabela 59. Emissões Energia – Cenário Ajuste de Fronteira (MtCO₂eq, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e aço	5,3	5,6	5,5	5,9	6,3	6,7
Cimento	9,2	15	16	14	14	15
Química	15	14	13	14	14	13
Não ferrosos e outros metalúrgicos	4,9	5,5	5,5	5,8	6,5	7,4
Mineração e Pelotização	6,7	7,3	6,6	6,3	5,7	5,3
Alimentos e Bebidas	5,0	5,5	5,7	5,7	5,6	5,6
Cerâmica	4,0	5,2	5,3	5,1	5,1	5,1
Papel e Celulose	4,2	4,2	4,4	4,6	4,8	5,0
Ferroligas	0,24	0,11	0,12	0,13	0,16	0,20
Têxtil	1,2	1,0	0,68	0,67	0,64	0,61
Outras Indústrias	6,3	8,3	8,5	7,8	8,0	8,1
Total	62	71	71	69	71	72

Fonte: elaboração própria

2.3.5.5 Drivers das emissões – resultados da modelagem

Na Tabela 60 são apresentados alguns resultados agregados dos vetores que levam às emissões no setor industrial. O primeiro deles é o nível de atividade, *i.e.*, a quantidade produzida em cada uma das indústrias estudadas e o segundo é a quantidade de combustível consumido, seja como energético, seja como redutor durante a fabricação de metais. Em linhas gerais, a produção industrial teve um aumento médio de 37% entre 2015 e 2030. No Cenário de Referência, o crescimento do consumo de energia foi de 13% em relação à 2015 para o mesmo nível de produção e suas emissões cresceram apenas 3%. Entre 2005 e 2030, o aumento da produção somado à menor implementação das medidas de mitigação do Cenário Base e demais cenários resulta em um aumento de 26% nas emissões de GEE, com exceção do Cenário Ajuste de Fronteira cujas emissões apresentaram aumento de 28%.

Tabela 60. Drivers das emissões industriais nos cenários de Referência e com Precificação

Ano	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Varição 2030/2015
Cimento							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	2.902	4.255	4.744	3.990	4.243	4.373	-8%
Emissões (MtCO ₂ eq)	23	36	39	32	34	35	-10%
Produção (Mt)	39	59	65	55	61	67	3%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	2.902	4.255	4.744	3.990	4.307	4.478	-6%
Emissões (MtCO ₂ eq)	23	36	39	32	35	36	-8%
Produção (Mt)	39	59	65	55	62	69	6%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	2.902	4.255	4.744	4.082	4.042	3.961	-17%
Emissões (MtCO ₂ eq)	23	36	39	32	33	33	-14%
Produção (Mt)	39	59	65	55	61	67	3%
Ferro gusa e aço							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	16.914	16.445	16.725	16.663	18.329	20.089	20%
Emissões (MtCO ₂ eq)	42	45	48	49	53	56	16%
Produção (Mt)	31	32	33	33	36	39	20%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	16.914	16.445	16.725	16.663	18.554	20.677	24%
Emissões (MtCO ₂ eq)	42	45	48	49	53	57	20%
Produção (Mt)	31	32	33	33	37	41	23%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	16.914	16.445	16.725	16.663	16.707	16.773	0%
Emissões (MtCO ₂ eq)	42	45	48	49	49	48	-1%
Produção (Mt)	31	32	33	33	35	36	10%
Ferroligas							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	1.613	1.695	1.206	1.523	1.844	2.235	85%
Emissões (MtCO ₂ eq)	1,3	1,4	1	1	2	2	88%

Ano	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Varição 2030/2015
Produção (Mt)	0,9	0,9	0,7	1	1	2	119%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	1.613	1.695	1.206	1523	1842	2229	85%
Emissões (MtCO ₂ eq)	1,3	1,4	1	1	2	2	88%
Produção (Mt)	0,9	0,9	0,7	1	1	2	118%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	1.613	1.695	1.206	1523	1835	2207	83%
Emissões (MtCO ₂ eq)	1,3	1,4	1	1	2	2	86%
Produção (Mt)	0,9	0,9	0,7	1	1	2	116%
Mineração e pelotização							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	2.764	3.182	3.345	2.932	2.731	2.550	-24%
Emissões (MtCO ₂ eq)	5,6	6,4	7,1	6,3	6	5,3	-25%
Produção (Mt)	257	372	494	583	686	807,6	63%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	2.764	3.182	3.345	2932	2723	2535	-24%
Emissões (MtCO ₂ eq)	5,6	6,4	7,1	6,3	5,7	5,3	-26%
Produção (Mt)	257	372	494	583	685	805	63%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	2.764	3.182	3.345	2932	2705	2485	-26%
Emissões (MtCO ₂ eq)	5,6	6,4	7,1	6,3	5,7	5,2	-27%
Produção (Mt)	257	372	494	583	682	797	61%
Não Ferrosos e Out. Metalurg.							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	5.403	6.492	5.644	6.086	7.037	8.127	44%
Emissões (MtCO ₂ eq)	9..7	11,9	10,5	11	13	15	38%
Produção (Mt)	2,2	2,2	1,5	1,9	2,3	2,7	83%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	5.403	6.492	5.644	6086	7072	8240	46%
Emissões (MtCO ₂ eq)	9..7	11,9	10,5	11	13	15	40%
Produção (Mt)	2,2	2,2	1,5	1,9	2,3	2,8	86%
Cenário de Referência							

Ano	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Varição 2030/2015
Consumo Energético (ktep)	5.403	6.492	5.644	6086	7047	8197	45%
Emissões (MtCO ₂ eq)	9.7	11,9	10,5	11	13	15	39%
Produção (Mt)	2,2	2,2	1,5	1,9	2,3	2,8	84%
Química							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	7.132	7.214	6.874	7.049	6.851	6.644	-3%
Emissões (MtCO ₂ eq)	28	22	23	18	17	17	-27%
Produção (Mt)	66	86	96	98	100	101	6%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	7.132	7.214	6.874	7.049	6.866	6.681	-3%
Emissões (MtCO ₂ eq)	28	22	23	18	17	17	-27%
Produção (Mt)	66	86	96	98	100	102	6%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	7.132	7.214	6.874	7.049	6.572	6.104	-11%
Emissões (MtCO ₂ eq)	28	22	23	18	17	15	-33%
Produção (Mt)	66	86	96	98	100	102	6%
Alimentos e bebidas							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	17.926	23.244	21.475	23.999	23.596	23.228	8%
Emissões (MtCO ₂ eq)	4,8	5,4	5,5	5,7	5,6	5,6	1%
Produção (Bilhões R\$)	76	106	119	125	133	140	18%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	17.926	23.244	21.475	23.999	23.565	23.149	8%
Emissões (MtCO ₂ eq)	4,8	5,4	5,5	5,7	5,6	5,6	1%
Produção (Bilhões R\$)	76	106	119	125	134	142	20%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	17.926	23.244	21.475	23.999	22.271	20.655	-4%
Emissões (MtCO ₂ eq)	4,8	5,4	5,5	5,7	5,3	5,0	-9%
Produção (Bilhões R\$)	76	106	119	125	134	141	19%
Têxtil							

Ano	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Varição 2030/2015
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	1.202	1.212	895	909	914	920	3%
Emissões (MtCO ₂ eq)	1,2	1,0	0,7	0,67	0,64	0,62	-12%
Produção (Bilhões R\$)	13	15	13	14	14	15	14%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	1.202	1.212	895	909	912	918	3%
Emissões (MtCO ₂ eq)	1,2	1,0	0,7	0,67	0,64	0,61	-12%
Produção (Bilhões R\$)	13	15	13	14	14	15	13%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	1.202	1.212	895	909	909	909	2%
Emissões (MtCO ₂ eq)	1,2	1,0	0,7	0,67	0,64	0,61	-13%
Produção (Bilhões R\$)	13	15	13	14	14	15	12%
Papel e celulose							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	7.713	10.131	11.730	13.483	14.323	15.094	29%
Emissões (MtCO ₂ eq)	4,1	4,1	4,4	5	5	5	15%
Produção (Mt)	18	24	28	32	35	38	36%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	7.713	10.131	11.730	13.483	14.282	15.001	28%
Emissões (MtCO ₂ eq)	4,1	4,1	4,4	4,6	4,8	5,0	15%
Produção (Mt)	18	24	28	32	35	38	35%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	7.713	10.131	11.730	13.483	14.301	15.019	28%
Emissões (MtCO ₂ eq)	4,1	4,1	4,4	4,6	4,8	5,1	15%
Produção (Mt)	18	24	28	32	35	38	35%
Cerâmica							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	3.412	4.485	4.613	4.442	4.456	4.475	-3%
Emissões (MtCO ₂ eq)	3,9	5,1	5,2	5,1	5,1	5,1	-3%
Produção (Mt)	76	102	103	110	117	124	21%

Ano	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Varição 2030/2015
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	3.412	4.485	4.613	4.442	4.450	4.462	-3%
Emissões (MtCO ₂ eq)	3,9	5,1	5,2	5,1	5,1	5,1	-3%
Produção (Mt)	76	102	103	110	117	124	20%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	3.412	4.485	4.613	4.442,2 6	4.435,5 1	4.418,0 2	-4%
Emissões (MtCO ₂ eq)	3,9	5,1	5,2	5,1	5,0	5,0	-4%
Produção (Mt)	76	102	103	110	116	123	19%
Outras Indústrias							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Consumo Energético (ktep)	5.823	7.211	7.874	8.217	8.355	8.497	8%
Emissões (MtCO ₂ eq)	5,8	7,8	8,1	7,8	8,0	8,1	0,2%
Produção (Bilhões R\$)	285	400	309	320	331	342	11%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Consumo Energético (ktep)	5.823	7.211	7.874	8.217	8.345	8.475	8%
Emissões (MtCO ₂ eq)	5,8	7,8	8,1	8	8	8	-0,1%
Produção (Bilhões R\$)	285	400	309	320	331	341	10%
Cenário de Referência							
Consumo Energético (ktep)	5.823	7.211	7.874	8.217	8.313	8.396	7%
Emissões (MtCO ₂ eq)	5,8	7,8	8,1	7,8	7,9	8,0	-1%
Produção (Bilhões R\$)	285	400	309	320	329	338	9%
HFCs e SF6							
Cenários CPB, CPS, ICS, CPP							
Emissões (MtCO ₂ eq)	2,3	6,8	9,2	13	11	9,5	3%
Cenário Ajuste de Fronteira							
Emissões (MtCO ₂ eq)	2,3	6,8	9,2	13	11	9,5	3%
Cenário de Referência							
Emissões (MtCO ₂ eq)	2,3	6,8	9,2	13	11	9,3	1%

2.3.6 Análise Comparativa dos Cenários

Neste trabalho foram avaliados os impactos das precificações nas emissões brasileiras até 2030. Aqui serão detalhadas como as emissões se comportaram em cada um dos cenários propostos e a razão de tal comportamento.

O cenário que serviu de norte para os demais, Cenário de Referência, foi desenvolvido para cumprir a meta da NDC brasileira, por meio de uma estratégia de comando e controle. No setor industrial as emissões desse cenário totalizaram cerca de 162 MtCO₂eq em 2030 e 163 MtCO₂eq em 2025. Este resultado foi fruto da implementação de medidas de mitigação que focaram em três principais aspectos da indústria: eficiência energética; melhoria nos processos e substituição de combustíveis. Estes três grupos de medidas de mitigação abrangem as principais fontes de emissão do setor.

O maior valor das emissões nos cenários de precificação na indústria tem influência de dois fatores. O primeiro é a ausência de medidas de mitigação de alto custo, que não foram implementadas. Outro se refere ao nível de produção. Nestes cenários, a produção industrial apresentou nível de atividade mais elevado nas rodadas da modelagem macroeconômica do IMACLIM, que resulta em um consumo maior de energia e suas emissões, bem como as de processos industriais.

Em linhas gerais, os pacotes de precificação não resultaram em diferentes totais de emissões para a indústria. Entretanto, destaca-se que o Cenário Ajuste de Fronteira, cuja motivação é a proteção à competitividade, resultou em níveis de produção maiores que os demais cenários.

A Figura 21 ilustra a comparação entre o total dos cenários estudados apresentando suas emissões entre 2005 e 2030. No último ano, o Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (CAF) apresentou maior quantidade de emissões, 178 MtCO₂eq, seguido do Cenário Pacote Base (CPB) e demais cenários com 175 MtCO₂eq. Estes resultados representam um aumento 9,9% e 8,0% em relação ao Cenário de Referência em 2030. A maior quantidade de GEE emitido no Cenário Ajuste de Fronteira é resultante de uma

produção industrial mais elevada, principalmente nos setores de Ferro gusa e aço e Cimento.

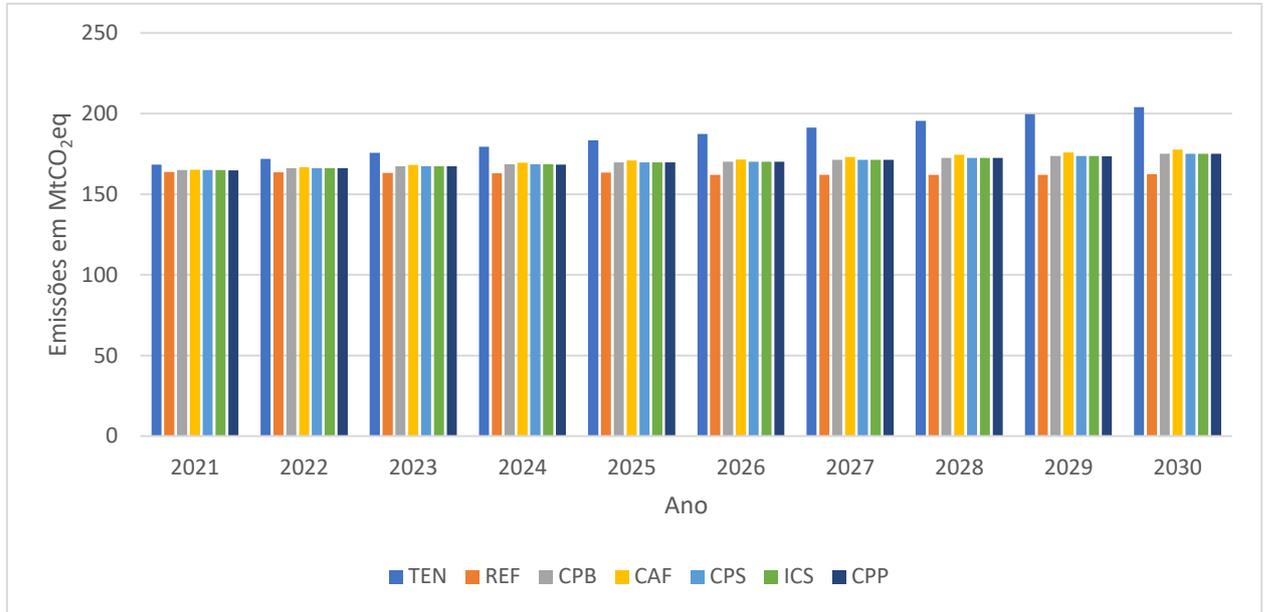


Figura 21. Estimativas de emissões totais da indústria (Mt CO₂e, 2021-2030)

Fonte: elaboração própria

O setor que apresentou maior diferença nas emissões entre os cenários foi o Setor de Ferro Gusa e Aço. Este segmento industrial foi aquele cuja produção mais cresceu nos cenários de precificação em relação ao cenário de Referência. Este é o setor que mais contribuiu para as emissões da indústria, com 57 MtCO₂e no Cenário CAF e 56 MtCO₂e nos outros cenários de precificação. Tais valores são cerca de 18% e 16% maiores do que aqueles apresentados no cenário de referência. Novamente, a causa deste aumento das emissões nos cenários de precificação foi o aumento do nível de produção do setor e a ausência de medidas de mitigação que apresentaram custos mais elevados. A indústria de cimento aparece em seguida tendo suas emissões elevadas em 9,1% no Cenário Pacote Ajuste de Fronteira e 6,0% nos demais cenários. Este aumento relativo ocorreu devido ao custo das medidas de mitigação deste setor que apresentam alto custo. A Tabela 61 apresenta os resultados das emissões totais em 2030 em todos os cenários.

Tabela 61. Emissões totais por segmento industrial (MtCO₂eq, 2030)

Segmento industrial	REF	CPB	CAF	CPS	ICS	CPP
Ferro gusa e aço	48	56	57	56	56	56
Cimento	33	35	36	35	35	35
Química	15	17	17	17	17	17
Não ferrosos e outros metalúrgicos	15	15	15	15	15	15
Indústria Mineral	11	11	11	11	11	11
Mineração e Pelotização	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Alimentos e Bebidas	5,0	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Cerâmica	5,0	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Papel e Celulose	5,1	5,1	5,0	5,1	5,1	5,1
Ferroligas	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Têxtil	0,61	0,62	0,61	0,62	0,62	0,62
HFCs e SF6	9,3	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Outras Indústrias	8,0	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1
Produtos não energéticos de combustíveis	0,74	0,74	0,74	0,7	0,7	0,7
Total	162	175	178	175	175	175

Fonte: elaboração própria

A produção total dos segmentos industriais analisados em todos os cenários para o ano de 2030 é apresentada na Tabela 62. Os grupos industriais que possuem maior diversidade de produtos, *e.g.* Alimentos e bebidas, têm sua produção em unidade monetária e aqueles mais homogêneos, *e.g.* Ferro-gusa e aço, em unidades mássicas. O nível de produção é um resultado proveniente da modelagem macroeconômica feita através do IMACLIM-BR. Destaca-se que o Cenário Ajuste de Fronteira resultou em um nível mais elevado de produção de maneira geral. Os demais cenários de precificação tiveram produções similares

Tabela 62. Produção total por segmento industrial em 2030

Segmento industrial	REF	CPB	CAF	CPS	ICS	CPP
Ferro-gusa e aço (Mt)	36	39	41	39	39	39
Cimento (Mt)	67	67	69	67	67	67
Química (Milhões de R\$)	22.136	22.108	22.231	22.109	22.114	22.114
Ferroligas (Mt)	1.432	1.451	1.446	1.451	1.450	1.450
Alimentos e bebidas (Milhões de R\$)	141.443	140.081	142.310	140.108	140.138	140.138
Metais não-ferrosos (Mt)	3.136	3.106	3.155	3.106	3.107	3.107
Papel e celulose (Mt)	38	38	38	38	38	38
Mineração e pelotização (Mt)	797	808	805	808	808	808
Têxtil (Milhões de R\$)	14.602	14.791	14.748	14.791	14.789	14.789
Cerâmica (Mt)	123	124	124	124	124	124
Outras indústrias (Milhões de R\$)	247.787	250.988	250.261	250.994	250.965	250.965

Fonte: elaboração própria

A respeito da modelagem do setor industrial e suas medidas de mitigação, é importante ressaltar que a indústria abrange uma vasta diversidade de produtos e processos. Setores como Ferro gusa e Aço e Cimento, por possuírem um produto mais uniforme permitem uma modelagem e implementação de medidas de mitigação mais específicas e detalhadas. Demais segmentos, como Alimentos e Bebidas, que apresentam um espectro elevado de produtos e processos de fabricação não permitem chegar ao mesmo nível que aqueles supracitados. O mesmo ocorre com suas medidas para reduzir suas emissões. Por isso, recomenda-se estudos futuros que permitam análise mais detalhada dos outros segmentos industriais, buscando detalhamento a fim de capturar os impactos com mais precisão.

Outra questão importante é a produção industrial através de processos que utilizam combustíveis renováveis. Em diversos processos industriais não é possível fazer uma substituição do combustível devido a questões técnicas. Neste caso, foi levado em consideração que a expansão da produção se dará por plantas que utilizam combustíveis renováveis. Devido à falta de informações sobre as diferenças nos custos de capital referente às plantas industriais, não foi possível atribuir tais valores. Uma análise mais detalhada sobre essas diferenças permitirá comparar melhor os impactos da substituição de combustíveis na indústria brasileira.

A emissão de HFCs, gases emitidos principalmente pela utilização em aparelhos de refrigeração e ar condicionado, apresentou elevado crescimento nas emissões do setor. Estes gases apresentaram o maior aumento absoluto nas emissões de processo e o segundo quando comparado com todos os tipos de emissão, ficando atrás apenas da indústria cimenteira.

Por fim, a análise dos cenários de precificação permitiu compreender os efeitos dessa política sobre o setor industrial brasileiro. Mais estudos que aprimorem a robustez da modelagem e a ampliação das medidas de mitigação utilizadas neste setor permitirão uma visão mais precisa, contribuindo com o desenvolvimento de uma indústria brasileira de baixo carbono.

2.4 Setor Oferta de Energia

2.4.1 Introdução

O setor de oferta de energia contempla as atividades associadas à produção de energia no Brasil. Neste setor, estão representadas as tecnologias de geração e transformação de energia, tais como usinas de energia elétrica, refinarias, destilarias, extração e produção de petróleo, gás natural e carvão, entre outras.

As principais fontes de emissão de gases de efeito estufa (GEE) desse setor são a geração de eletricidade e o consumo energético do próprio setor. A geração de eletricidade tinha uma participação de 39% do total de emissões do setor energético em 2005, subiu para 45% em 2010 e chegou a 56% em 2015 (um ano atípico, devido ao excepcional despacho das usinas termelétricas). Apresentou assim um crescimento de 152% no período 2005-2015, sinalizando um aumento da participação relativa da geração termelétrica. As emissões do consumo do setor energético cresceram 36% no mesmo período. As emissões fugitivas de óleo e gás também são bastante relevantes, representando 16% em 2015 e tendo crescido 15% no período 2005-2015. A Figura 30 apresenta os valores.

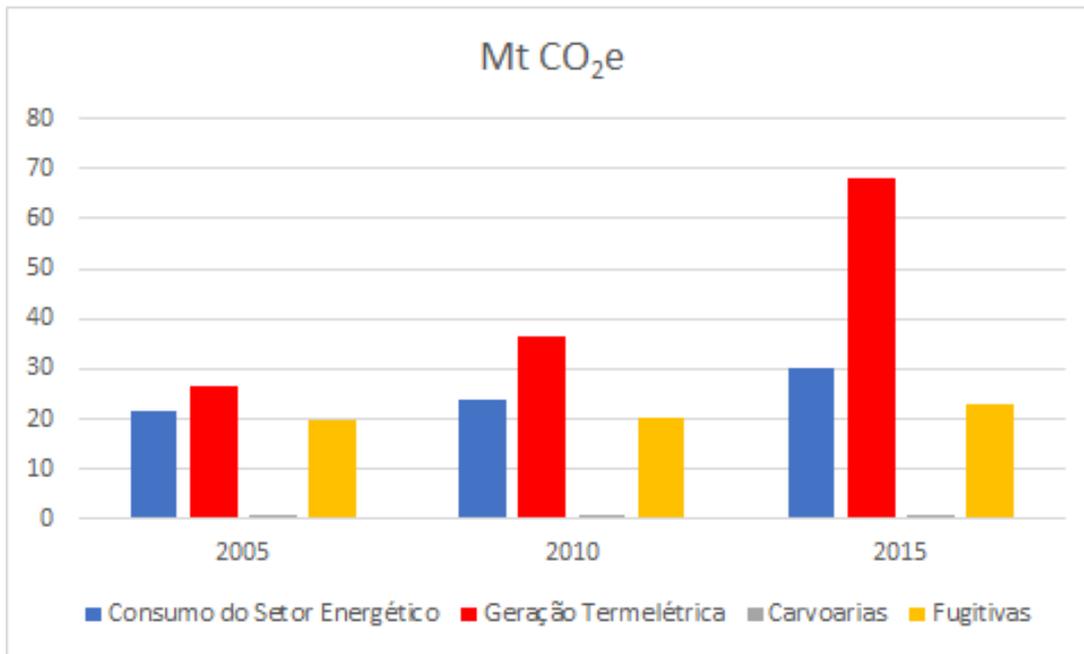


Figura 22. Evolução das emissões do setor energético (MtCO₂e, 2005-2010)

Fonte: A partir de MCTIC (2017, 4ª edição)

2.4.2 Metodologia de modelagem e modelo utilizado

Para a representação de todo o sistema de oferta de energia brasileiro, foi utilizado o modelo computacional MATRIZ, desenvolvido pelo Cepel. O Modelo de Projeção de Matriz Energética (MATRIZ) foi concebido como uma ferramenta de apoio a estudos de planejamento da expansão do sistema energético a longo prazo, como os Planos Nacionais de Energia (PNE), elaborados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Resumidamente, um sistema energético pode ser descrito como um conjunto de reservas de energia primária e um conjunto de “tecnologias especializadas” capazes de transformá-las em serviços energéticos. As transformações ocorrem de forma encadeada, passando por vários níveis de energia: primário, secundário, final e útil. A cada nível de energia são definidas formas de energia, as quais serão transformadas em outras através de tecnologias (usinas de energia elétrica, destilarias, carvoarias, refinarias, UPGNs, entre outras), constituindo diferentes cadeias energéticas, conforme ilustrado na Figura 23.

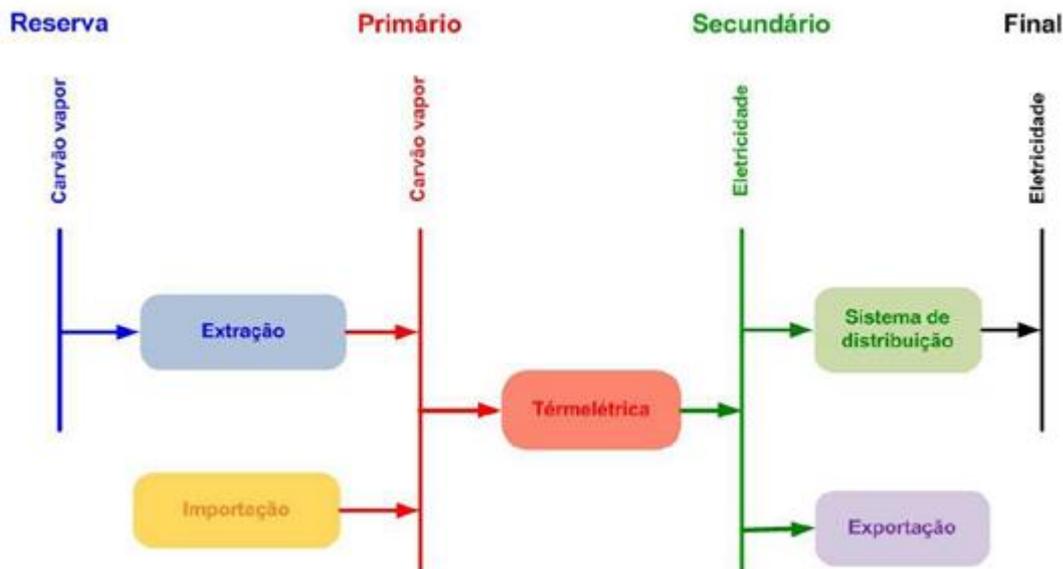


Figura 23. Diagrama esquemático da cadeia do carvão (exemplo simplificado). Fonte: DEA/CEPEL, 2016

O modelo MATRIZ é um modelo computacional *bottom-up* de grande porte, baseado em programação linear, que recebe como input exógeno os dados relativos à evolução da demanda de energia final dos diferentes energéticos e disponibilidade de recursos das fontes primárias, secundárias e finais, assim como, as características básicas das tecnologias de transformação, obtendo como resultado os valores das capacidades de produção de energia elétrica e de combustíveis e o valor ótimo dos fluxos energéticos em todas as cadeias energéticas consideradas, incluindo eventuais importações e exportações, a cada período, para todo o horizonte de estudo. Cabe observar que, na definição do problema de otimização da expansão, alguns acréscimos de capacidade de produção e/ou transporte de energia (elétrica ou combustíveis) podem ser admitidos como dados de entrada exógenos.

A duração de cada período é definida pelo usuário, podendo ser de um ou mais anos. Cada período é subdividido em quatro estações do ano e, em cada estação, há dois patamares: ponta e fora de ponta. Esse grau de detalhamento é importante para uma correta representação da operação do sistema elétrico brasileiro, cujas demandas e fontes de geração apresentam significativas variações sazonais e diurnas.

O modelo MATRIZ procura encontrar, dentre as inúmeras “soluções viáveis” do problema de otimização da expansão, aquela que minimiza o valor presente do custo total de investimento e de operação do sistema energético, também denominada “solução ótima” (podendo haver mais de uma solução de custo mínimo). Define-se como solução viável do problema, qualquer alternativa de oferta dos diversos energéticos capaz de suprir as demandas de energia previstas para o cenário considerado (demandas de eletricidade por subsistema, combustíveis por tipo, etc.), satisfazendo a todas as demais restrições

fornechas (limites de capacidade das fontes de geração de energia elétrica, fatores de capacidade mínimo e máximo por fonte, limites de transporte entre regiões, capacidade de processamento e perfis de refino das refinarias existentes e novas, limites de capacidade de processamento, importação e/ou regaseificação de gás natural, disponibilidade de bagaço de cana para geração termelétrica, etc.). De forma a se levar em conta as significativas variações sazonais e diurnas da oferta e demanda de energia final, os valores de consumo e produção de energia são calculados para cada estação do ano e cada patamar de carga (Figura 32).

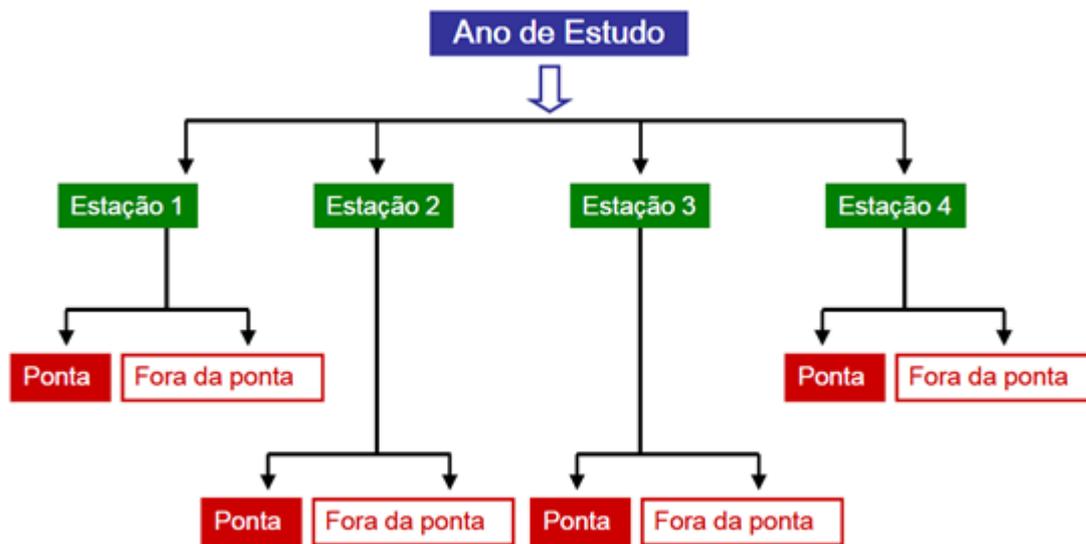


Figura 24. Variações diurnas e/ou sazonais. Fonte: DEA/CEPEL, 2016

De modo geral, as tecnologias são representadas de forma agregada, visto que a representação individualizada aumentaria significativamente a complexidade da análise integrada das cadeias energéticas. Vale ressaltar que, para o sistema energético brasileiro, a análise integrada torna-se cada vez mais importante em função da perspectiva de expansão da produção de cana-de-açúcar para produção de etanol e da oferta de gás natural com a exploração das reservas do pré-sal. A expansão destas cadeias impacta a cadeia de petróleo, pela competição entre o etanol e derivados de petróleo nos meios de transporte e a cadeia de eletricidade, através das plantas de cogeração de bagaço de cana e termelétricas a gás natural.

Estudos de longo prazo utilizando o modelo MATRIZ permitem definir uma estratégia de expansão das cadeias energéticas, considerando as suas interdependências, restrições ambientais e políticas de governo. Esta estratégia pode, então, ser levada aos planejamentos setoriais de expansão, para se obter

um planejamento mais detalhado, levando-se em conta as características técnicas, econômicas e de impactos ambientais dos projetos individuais das tecnologias.

Os impactos (no caso, emissões de GEE) são modelados através da decomposição em componentes síntese do sistema socioambiental. O modelo permite que seja especificada a quantidade de gases de efeito estufa produzidos por cada tecnologia. Também é possível inserir na função objetivo uma penalidade pela emissão de determinado gás. Dessa forma, é possível representar a precificação de carbono internamente no modelo, bastando para isso, definir como penalidade por tonelada de “CO₂ equivalente emitida” o preço considerado para a emissão de carbono.

A utilização do modelo MATRIZ permite simular cenários de expansão otimizada da capacidade de produção de todas as fontes de energia disponíveis no país no horizonte de 2030 e consolidar projeções da Matriz Energética Brasileira consistentes com as premissas gerais estabelecidas na definição dos cenários considerados: Tendencial, Referência, Pacote Base, Pacote Distributivo, Pacote Ajuste de Fronteira, Pacote Segmentado, Pacote Isenção de Combustíveis Sensíveis, e Pacote Precificação da Pecuária.

Como consequência, é possível fornecer ao modelo macroeconômico IMACLIM resultados mais precisos acerca da evolução do consumo dos diversos energéticos, assim como, do tipo de investimento necessário para a expansão da oferta das diversas fontes de energia, capaz de satisfazer este crescimento das demandas em cada cenário considerado.

Em outras palavras, o modelo permite visualizar também a expansão da capacidade instalada de cada tecnologia no horizonte de 2030, bem como a produção anual de cada fonte de energia e suas respectivas emissões de GEE.

2.4.3 Descrição das tecnologias/medidas de mitigação consideradas

Com relação às medidas de mitigação de emissões no setor de oferta de energia, as principais alternativas analisadas foram a utilização de fontes de energia renovável para a expansão do sistema elétrico, a redução do *flaring* e *venting* em atividades de E&P e o controle de emissões fugitivas no processamento e transporte de petróleo e gás natural. A Tabela 61 apresenta um resumo das principais medidas de mitigação utilizadas neste estudo.

Tabela 63. Medias de mitigação e setores aos quais foram aplicadas

Setor		Medidas de Mitigação								
Oferta de Energia	Eólica	Solar Fotov.	Hidrelétrica	Bioeletricidade	Gás Natural	Biocombustíveis	Energia Nuclear	Heliotérmica	Redução Flaring e Venting	Controle Vazamentos
Consumo do Setor Energético					X	X				
Geração de Energia	X	X	X	X	X		X	X		
Carvoarias										
Emissões Fugitivas									X	X

Na geração de energia foram utilizadas fontes de energia renovável para a expansão do sistema elétrico. As gerações de eletricidade através da energia eólica, solar fotovoltaica, heliotérmica, hidrelétrica e nuclear não emitem gases de efeito estufa (GEE) e poluentes durante sua operação. Já a bioeletricidade tem emissão líquida de CO₂ nula, pois o CO₂ liberado na queima de biomassa foi retirado da atmosfera durante seu crescimento. Nessa tecnologia, há a emissão de outros GEE, como CH₄ e N₂O, mas esta é muito menor em termos de CO₂e/MWh com relação à proveniente de fontes fósseis de energia. Além disso, mesmo o gás natural sendo uma fonte fóssil e emissora de GEE, seu uso pode ser considerado uma medida de mitigação, caso venha a substituir um energético com maior teor de carbono, como, por exemplo, o carvão mineral.

No consumo do setor energético, a utilização do gás natural também é considerada como uma medida de mitigação, além da utilização de biocombustíveis. Os biocombustíveis são derivados de biomassa (fonte de energia limpa e renovável) e podem ser utilizados como substitutos dos combustíveis fósseis em motores a combustão e na geração de eletricidade. Da mesma forma que no caso da bioeletricidade, apesar de o uso de biocombustíveis não emitir CO₂ em termos líquidos, pode emitir outros GEE.

Outra medida de mitigação no setor de oferta de energia é a redução do *flaring* e *venting* em atividades de E&P. Nesse setor, o CO₂ e o CH₄ são os gases que mais contribuem para as emissões e são provenientes, principalmente, de *venting* (liberação de gases de forma controlada para a atmosfera) e *flaring* (queima de gás em sistemas de tocha). O *venting*, em comparação ao *flaring*, é uma atividade que libera grandes volumes de CH₄, um gás que apresenta um maior impacto sobre a mudança climática que o CO₂, sendo, portanto, geralmente evitado.

Emissões fugitivas são as emissões de gases que ocorrem devido a vazamentos e ou liberação irregular. No refino de petróleo e transporte de gás natural, uma possível medida de mitigação é a adoção, por parte de refinarias e gasodutos, de melhorias no monitoramento e redução de vazamentos a fim de diminuir as emissões fugitivas.

2.4.4 Premissas e penetração das tecnologias/medidas de mitigação por cenário.

2.4.4.1 Premissas gerais para o setor de geração elétrica

As premissas adotadas para as tecnologias de geração de eletricidade foram baseadas principalmente nas informações do Plano Decenal 2027 (PDE 2027), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME). Os custos fixos de investimento e O&M (operação e manutenção), os custos variáveis e fatores de participação de usinas de energia elétrica foram baseados nessa publicação e em seus anexos. Para as fontes renováveis com potencial de redução de custos de investimento ao longo do horizonte, adotou-se um fator de 10% de redução até 2030 em relação ao valor no início do horizonte de estudo. Já as tecnologias mais maduras, como gás natural, carvão e hidrelétrica não têm redução esperada de custos de investimento ao longo do horizonte. Os dados utilizados para o cálculo dos custos da tecnologia heliotérmica foram extraídos da publicação da International Renewable Energy Agency (IRENA) sobre os custos da geração renovável em 2018 (IRENA, 2018) e consideram as tecnologias cilindro parabólico e linear fresnel.

2.4.4.1.1 Dados de entrada do Modelo MATRIZ

Os dados de entrada necessários para execução do Modelo MATRIZ podem ser agrupados da seguinte forma:

- 1) Configuração do sistema energético;
- 2) Capacidades históricas, vidas úteis, coeficientes técnicos de transformação, fatores de capacidade máxima e mínima das tecnologias (extração, processamento e transporte);
- 3) Demandas das diversas formas de energia (energia elétrica, etanol, bagaço, lenha, carvão, gás natural, GLP, gasolina, nafta, diesel, biodiesel, óleo combustível e QAV), para cada subsistema de cada cadeia energética e para cada período do horizonte de planejamento;

- 4) Capacidade máxima de expansão das diversas tecnologias, modos de operação, energia média, custos de investimento e de operação;
- 5) Penalidades para os impactos ambientais;
- 6) Curvas sazonais e comportamento na ponta e fora da ponta para as tecnologias relacionadas às fontes de energia renováveis e para as demandas de energia;
- 7) Dados de reservas de recursos energéticos como petróleo, gás natural, carvão e urânio;
- 8) Custos unitários e taxa de desconto.

Como o modelo Matriz é determinístico, para se levar em conta de forma aproximada a incerteza hidrológica que afeta significativamente a capacidade de produção do parque hidrelétrico, considera-se apenas dois cenários a serem simulados: hidrologia média e crítica. A participação máxima de cada usina no atendimento à demanda do sistema é dada pelo chamado “fator de participação” da usina em cada cenário hidrológico (crítico e médio). Os fatores usados neste estudo para usinas hidrelétricas e termelétricas foram calculados a partir de simulações executadas pelo Cepel, usando os modelos Newave e Suishi, com a configuração do PDE 2027. A Tabela 62 sintetiza os principais dados básicos das tecnologias de geração de energia elétrica que foram consideradas no modelo MATRIZ.

Tabela 64. Principais dados básicos para a geração de eletricidade

Tecnologia	Custo de investimento no início do horizonte (R\$/kW)	Custo O&M fixo (R\$/kW/ano)	Vida útil	Fator de participação crítico (%)	Fator de participação médio (%)
Hidrelétricas (UHE) (Valor médio)	R\$9.579	R\$40	35	38%	51%
Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)	R\$8.048	R\$100	35	36%	47%
Fotovoltaica (centralizada)	R\$4.156	R\$50	20	25%	25%
Fotovoltaica distribuída	R\$5.195	R\$50	20	15%	15%
Heliotérmica	R\$19.033	R\$870	25	33%	33%
Eólica	R\$5.320	R\$100	20	43%	43%
Bagaço de Cana	R\$4.256	R\$90	25	40%	40%
Cavaco de Madeira	R\$6.642	R\$120	25	95%	62%
Gás natural ciclo aberto	R\$2.466	R\$270	25	80%	37%
Gás natural ciclo combinado	R\$3.348	R\$170	25	89%	46%
Carvão nacional	R\$6.786	R\$100	40	99%	75%
Carvão importado	R\$6.289	R\$100	40	95%	57%
Nuclear	R\$19.718	R\$320	60	100%	82%

Com relação a outros parâmetros de entrada utilizados pelo modelo MATRIZ em todos os cenários simulados, destacam-se:

- A taxa de desconto adotada foi de 8% a.a., em termos reais, estabelecida de acordo com o modelo macroeconômico IMACLIM.
- De forma a refletir variações sazonais de geração de energia, foram consideradas quatro estações do ano com igual duração.
- De forma a refletir variações horárias de geração de energia, foram representados dois patamares de carga. O patamar de demanda máxima instantânea foi definido com duração aproximada de 1 hora por dia (cerca de 4% do tempo).
- A representação simplificada do Sistema Interligado Nacional, conforme adotada no PDE 2029, compreende nove subsistemas equivalentes interligados: Norte, Nordeste, Sul, Sudeste/Centro-oeste, Itaipu, Belo Monte, Madeira, Manaus e Tapajós.
- A capacidade instalada das usinas elétricas existentes no ano base (2018) foi representada de acordo com as informações extraídas do Banco de Informações da ANEEL (BIG) (ANEEL, 2019).
- As datas de entrada em operação dos projetos contratados em leilão foram consideradas de acordo com o acompanhamento das atas das reuniões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE, 2019).
- Para empreendimentos de grande porte que constam “sem previsão” nas atas do CMSE, foram adotadas as seguintes premissas de acordo com o PDE 2029 (EPE, 2019):
 - UTN Angra 3: início de operação comercial em janeiro de 2026;
 - UHE São Roque: início de operação comercial em julho de 2023.
- As usinas termelétricas movidas a óleo diesel B e óleo combustível foram removidas do sistema após 25 anos em operação (EPE 2020).
- Suprimento de energia da UHE Itaipu para o mercado paraguaio considera projeção de crescimento de aproximadamente 5,4% a.a, de acordo com o PDE 2029 (EPE 2020). A carga prevista do Paraguai é subtraída da geração da parte paraguaia de Itaipu e a diferença restante é inserida como importação para o Brasil.
- A estimativa de geração das usinas que dependem da disponibilidade do recurso natural foi feita de acordo com o histórico da operação (ONS, 2019). A partir desse histórico, foram calculados um fator sazonal e um fator por patamar de carga para cada subsistema. Os fatores para as usinas eólicas e solares fotovoltaicas, foram estimados através dos dados publicados no PDE 2027 (EPE 2018). A Tabela 103 presente no Anexo deste estudo apresenta os valores utilizados para estes parâmetros.

2.4.4.2 Premissas gerais para o setor de óleo e gás

Projeta-se, para o próximo decênio, um papel mais relevante para o Brasil no mercado de petróleo e gás natural, em função da produção em campos já delimitados e do desenvolvimento de descobertas do pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos. De forma a representar esta tendência, optou-se por adotar uma produção fixa de óleo durante todo o horizonte de estudo com base no Plano Decenal de Energia 2029 (EPE 2020). Após este ano, supõe-se que a mesma taxa de crescimento seja mantida até 2030.

No caso da oferta de gás natural, considerou-se uma produção de gás nacional fixa até o ano de 2024 e posteriormente otimizada pelo Matriz. Segundo o PDE 2029 (EPE 2020), a previsão de produção líquida de gás pode apresentar uma suave queda nos primeiros 5 anos em função do declínio natural dos campos em produção no Pós-sal e Extra Pré-sal. No caso do Pré-sal, ainda há muito gás reinjetado e por isso a produção líquida não acompanha a produção bruta. A partir de 2025, espera-se um aumento nesta produção com a entrada de novos projetos, principalmente nas Bacias de Sergipe–Alagoas e Solimões e o início da produção do Excedente da Cessão Onerosa. A tabela abaixo retrata o volume de produção de óleo e gás natural considerado:

Tabela 65. Produção fixa de óleo e gás natural

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Petróleo (Mb/d)	3,3	3,2	3,4	3,6	3,8	4	4,3	4,8	5,2	5,4	5,5	5,9
Gás bruto (Mm ³ /d)	126	130	130	134	137	139	*	*	*	*	*	*
Gás líquido (Mm ³ /d)	79	83	78	76	74	71	*	*	*	*	*	*

* Resultado da simulação.

Fonte: PDE 2029 (EPE 2029)

Quanto ao volume de gás natural importado da Bolívia, foi mantido o volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até o final de 2021 e redução para 20 milhões de m³/dia a partir de 2022 (EPE 2020). Cabe destacar que o encerramento do contrato ocorreu no final de 2019, e considerou-se que o contrato pudesse ser estendido por mais 2 anos devido ao aproveitamento do gás de *make-up* e do volume remanescente de contrato.

A produção de derivados de petróleo é resultante da capacidade do parque de refino e do processamento de gás natural. Em todos os cenários, o parque de refino existente se manteve no horizonte 2030, havendo somente a inauguração em 2024 do 2º trem da RNEST com capacidade de processamento de até 130 mil barris por dia (PETROBRAS, 2019).

Tabela 66. No caso das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), a modelagem considerou a entrada em operação de uma nova unidade no COMPERJ em 2021. Os percentuais de produção de cada derivado com relação ao total de derivados produzidos, tanto no refino como nas UPGN, foram calculados com base nos dados de produção dos últimos 10 anos, apresentados no Balanço Energético Nacional (BEN 2019). Os dados considerados estão sintetizados na tabela abaixo: Premissas de refino e processamento de gás natural

Unidade	Derivados									
	Diesel	Óleo Combustível	QAV	GLP	Gasolina	Nafta	Gás natural seco	LGN	Produtos não energéticos	Outros Energéticos
Parque de Refino Existente	38,13%	14,38%	4,34%	4,92%	19,02%	4,83%	0,00%	0,00%	5,60%	8,78%
2º Trem da RNEST (Abreu e Lima)	58,98%	15,95%	0,00%	2,91%	0,00%	6,12%	0,00%	0,00%	6,92%	9,13%
Processamento de GN existente	0,00%	0,00%	0,00%	7,29%	2,73%	0,20%	82,49%	2,94%	4,35%	0,00%

2.4.4.3 Principais premissas por cenário

No Cenário de Referência, a principal premissa é a do atingimento das metas da NDC através de medidas de comando e controle (sem utilizar qualquer instrumento de precificação de carbono). Assim, nenhuma capacidade adicional de geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis foi permitida, fora aquelas já contratadas nos Leilões de Energia Nova. O objetivo é promover uma maior penetração de fontes renováveis, tais como energia solar (fotovoltaica e heliotérmica), eólica, biomassa (bagaço de cana e lenha), além do potencial hidrelétrico remanescente competitivo.

Além das premissas sobre empreendimentos já contratados ou em operação, por se tratar de um modelo de otimização baseado em programação linear, algumas “restrições de tunelamento” tiveram que ser incluídas, de forma a se limitar a expansão máxima e mínima anual de algumas tecnologias de geração de energia elétrica, e considerar as diretrizes de política energética e os potenciais máximos de expansão de cada tecnologia. Essas restrições e as demais premissas de cada cenário estão descritas na Tabela 67.

Além disso, foram adotadas medidas de mitigação no setor de E&P e refino, para redução de emissões fugitivas. Grande parte destas emissões se deve à queima (*flaring*) e ventilação (*venting*) do gás associado em plataformas. No Cenário de Referência, o *flaring* e *venting* foram limitados a 3,2% em 2020, 2,6% em 2025 e 2,0% em 2030 da produção de gás. Esses valores são baseados nos níveis de *flaring* do Reino Unido segundo Stewart (2014). Nesse estudo, foram avaliados mais de 200 campos de petróleo *offshore* e concluiu-se que 3% da quantidade de gás produzida foi queimada ou ventilada. Considerando-se apenas os campos mais recentes, desenvolvidos após 1998, esse valor cai para 2%. Já no Cenário Pacote Base e

nos demais cenários, o *flaring* e *venting* foram limitados a 3,2% em 2020 e 3,0% em 2025 e 2030 com base na resolução número 249 da ANP, que estabelece que todos os novos campos de petróleo e gás na fase de produção devem obter autorização prévia para queimas ou perdas de gás natural que correspondam a um volume superior a 3% da produção mensal de gás natural associado do campo.

Na parte de *downstream*, estimou-se que as refinarias possam economizar cerca de 0,5 Mt CO₂-eq por ano em emissões fugitivas, com base no inventário Petrobras 2017 (PETROBRAS, 2017), que reportou uma redução de 0,5 Mt CO₂-eq (AR5 GWP) nestas emissões devido ao monitoramento de vazamentos e melhorias no gerenciamento da queima de gás nas refinarias.

Tabela 67. Resumo das premissas de oferta de energia por cenário

Escopo	Premissas por Cenário	
	Cenário de Referência	Demais Cenários
Produção de Petróleo e Gás	PDE 2029, mantida a tendência até 2030	
Refino	2° trem da RNEST em 2024	
Emissões Fugitivas (<i>Flaring e Venting</i>)	2020: 3,2%	2020: 3,2%
	2025: 2,6%	2025: 3,0%
	2030: 2,0%	2030: 3,0%
Emissões Fugitivas (Refino)	Mitigação anual de 0,5 MtCO ₂ eq	-
Setor Elétrico (Usinas contratadas)	Angra III: 2026	
	UHE São Roque: 2023	
	Expansão de usinas contratadas (CMSE abril 2019)	
	UTE a óleo diesel e óleo combustível: descomissionamento após 25 anos	
Setor Elétrico (Restrições de expansão – a partir de 2023)	EOL: máx de 4.000 MW/ano	
	UFV centralizada: min de 1.000 MW/ano e máx de 3.000 MW/ano	
	UFV distribuída: PDE 2029, mantida a tendência até 2030	
	UHE: cesta de projetos prevista no PDE 2027	
	PCH: 350 MW/ano até 2024; 450 MW/ano até 2027; 600 MW/ano até 2030	
	UTE Bagaço: máx de 700 MW/ano	
	UTE biomassa florestal: 200 MW/ano	
Setor Elétrico (Restrições de UTE)	UTE fósseis: nenhuma expansão além do contratado nos Leilões de Energia Nova	Expansão quando viável economicamente

Em relação aos cenários com precificação do carbono (Pacote Base, Pacote Ajuste de Fronteira, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, Pacote com Precificação da Pecuária), além das considerações feitas acima, foi inserida uma penalidade adicional, diretamente na função objetivo do modelo Matriz. O valor dessa penalidade corresponde ao preço do carbono (6,3 \$/tCO₂e de 2021 até 2025 e 8,4 \$/tCO₂e de 2026 a 2030), definido exogenamente pelo modelo macroeconômico IMACLIM, e o fator

de emissão de cada tecnologia, em $tCO_2\text{-e}/k\text{tep}$. Foram definidos os fatores de emissão para todas as tecnologias emissoras de CO_2 , CH_4 e N_2O no setor energético, como usinas termelétricas, refinarias, UPGNs, plataformas de petróleo, entre outras.

Vale destacar que, no cenário de precificação Pacote Segmentado, embora o preço da emissão de carbono seja somado ao custo do combustível de cada tecnologia de geração termelétrica afetando as decisões de investimento e operação (“ordem de mérito do despacho das térmicas”), esta penalidade, por hipótese, não seria repassada para o custo de operação, sendo por isso denominado de “preço-sombra”. Assim, no modelo Matriz, a forma de se representar a precificação de carbono para o Cenário Pacote Segmentado é semelhante à utilizada para os demais cenários. Entretanto, neste cenário, ao contrário dos demais, o preço setorial final da emissão de carbono é definido de forma endógena, através do seguinte processo iterativo: variou-se o preço setorial do carbono até que ambas as metas de redução de emissões com relação ao Cenário Tendencial, preestabelecidas (pelo modelo IMACLIM) para o setor elétrico em 2025 e 2030, fossem atendidas.

2.4.4.4 Demandas das diversas formas de energia em cada cenário

Nas simulações do Matriz, a demanda final de energia foi considerada como exógena, sendo proveniente dos resultados projetados para os setores residencial, comercial, público, agropecuário, de transportes e industrial. A demanda do setor energético (consumo interno do setor) foi calculada de forma endógena no modelo Matriz. A Figura 33 apresenta a evolução da demanda energética total (em ktep) considerada em cada cenário. Os valores dessas demandas, bem como seu detalhamento para cada energético, encontram-se apresentados no Anexo.

Demanda total por cenário

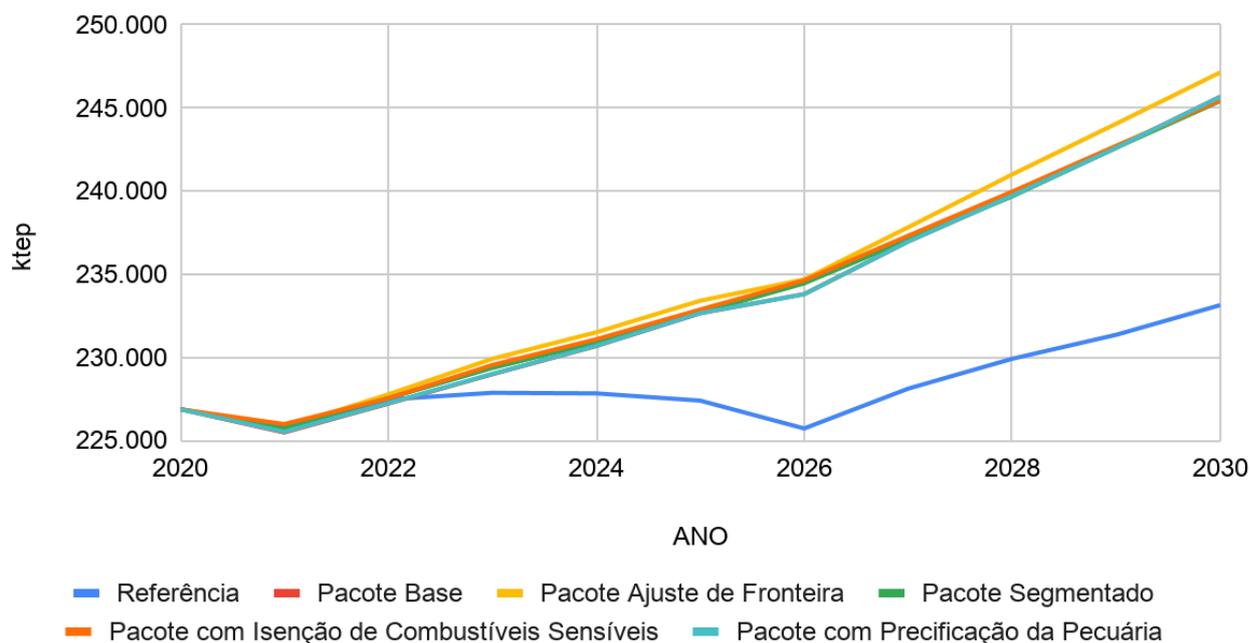


Gráfico 8. Estimativas da demanda total energética por cenário (ktep, 2020-2030)

Vale observar que a demanda total do Cenário de Referência é significativamente menor que a dos cenários de precificação. Isto se deve em maior medida a um significativo ganho de eficiência energética proporcionado pelas medidas de comando e controle incluídas neste cenário, e em menor medida a uma redução do nível de atividade neste cenário. Vale ressaltar também que as demandas totais dos cenários de precificação Pacote Base, Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária resultaram bastante semelhantes, sinalizando que o conjunto de medidas mitigadoras pelo lado da demanda adotadas nestes cenários foram os mesmos.

2.4.5 Resultados dos Cenários

2.4.5.1 Evolução das emissões totais

Com base nos resultados das simulações com o modelo MATRIZ efetuadas para cada um dos cenários considerados, foram estimadas as emissões totais anuais de gases de efeito estufa (GEE), que estão sintetizadas na Figura 34. Os valores detalhados estão apresentados no Anexo.

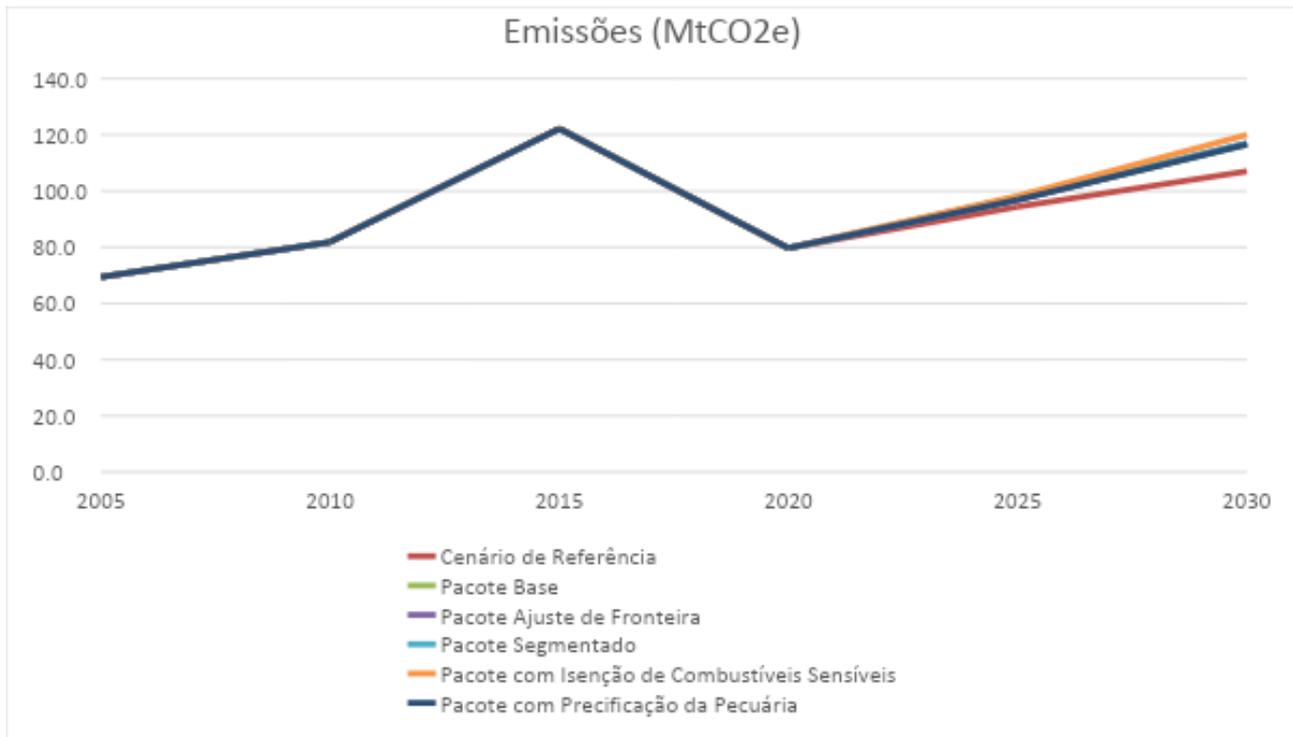


Gráfico 9. Estimativas de Emissões do Setor de Oferta de Energia (MtCO2eq, 2005-2030)

Analisando a evolução das emissões no período 2020 a 2030, observa-se que há um aumento das emissões de todos os cenários de precificação em relação ao Cenário de Referência, concentradas principalmente no setor de eletricidade. Isso se deve ao fato de o Cenário de Referência ser restritivo na expansão de fontes fósseis através de medidas de comando e controle. Em termos de preço de carbono adotado no Cenário Pacote Base, não se atingiu a mesma restrição adotada no Cenário de Referência. Um resumo das emissões totais e por setores se encontra nas tabelas abaixo.

Tabela 68. Evolução das Emissões dos Subsetores – Cenário de Referência, Cenário Pacote Base e Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (MtCO₂e, 2005-2030)

Setor	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
	Histórico - MtCO ₂ eq			Referência - MtCO ₂ eq			Pacote Base - MtCO ₂ eq			Pacote Ajuste de Fronteira - MtCO ₂ e		
Oferta de Energia	69,6	81,9	121,9	79,7	94,5	107,1	79,7	96,9	116,6	79,7	97,0	116,9
Oferta de energia (combustão)	49,3	61,2	98,9	54,9	64,9	71,3	54,9	66,1	78,4	54,9	66,2	78,7
Consumo do setor energético	21,7	23,9	30,1	27,0	33,1	40,7	27,0	33,3	40,7	27,0	33,3	40,7
Geração de eletricidade	26,7	36,6	68,1	27,5	31,3	30,0	27,5	32,3	37,1	27,5	32,3	37,4
Carvoarias	1,0	0,7	0,6	0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
Oferta de energia (fugitivas)	20,3	20,8	23,0	24,9	29,6	35,9	24,9	30,7	38,1	24,9	30,8	38,1
Óleo e Gás	17,3	17,6	19,5	21,2	25,9	32,2	21,2	27,1	34,5	21,2	27,1	34,5
E&P				13,9	17,7	23,2	13,9	18,7	25,4	13,9	18,7	25,4
Refino				7,3	8,2	9,0	7,3	8,4	9,1	7,3	8,4	9,1
Mineração do carvão	3,0	3,2	3,5	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7

Tabela 69. Evolução das Emissões dos Subsetores – Cenários Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, Pacote com Precificação da Pecuária (MtCO₂e, 2005-2030)

Setor	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
	Histórico - MtCO ₂ eq			Pacote Segmentado - MtCO ₂ eq			Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis - MtCO ₂ eq			Pacote com Precificação da Pecuária - MtCO ₂ eq		
Oferta de Energia	69,6	81,9	121,9	79,7	97,9	116,9	79,7	98,2	120,0	79,7	96,9	116,6
Oferta de energia (combustão)	49,3	61,2	98,9	54,9	66,7	78,5	54,9	67,0	81,6	54,9	66,1	78,5
Consumo do setor energético	21,7	23,9	30,1	27,0	34,1	39,7	27,0	34,1	41,2	27,0	33,3	40,7
Geração de eletricidade	26,7	36,6	68,1	27,5	32,1	38,2	27,5	32,4	39,8	27,5	32,4	37,1
Carvoarias	1,0	0,7	0,6	0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
Oferta de energia (fugitivas)	20,3	20,8	23,0	24,9	31,2	38,5	24,9	31,2	38,4	24,9	30,7	38,1
Óleo e Gás	17,3	17,6	19,5	21,2	27,5	34,8	21,2	27,5	34,7	21,2	27,1	34,5
E&P	-	-	-	13,9	18,7	25,4	13,9	18,7	25,4	13,9	18,7	25,4
Refino	-	-	-	7,3	8,9	9,4	7,3	8,9	9,3	7,3	8,4	9,1
Mineração do carvão	3,0	3,2	3,5	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7

Com relação às emissões correspondentes à oferta de energia (combustão), constituída pela queima de combustíveis na geração termelétrica das diversas fontes (incluindo biomassa) e pelas emissões decorrentes das transformações referentes à obtenção do carvão vegetal e queima direta da lenha, pode-se constatar que em todos os cenários elas aumentam significativamente entre 2020 e 2030. Cumpre ressaltar também que o ano de 2015 foi atípico em termos de emissões do setor elétrico, pois houve necessidade de um aumento extraordinário da geração termelétrica devido à condição hidrológica desfavorável. Vale observar ainda que as pequenas emissões das fontes renováveis a biomassa (bagaço de cana e lenha) correspondem às emissões de GEE não-CO₂ (ou seja, CH₄ e N₂O).

As tabelas apresentam também as emissões de GEE correspondentes à oferta de energia (fugitivas), constituídas pelas emissões fugitivas da produção de óleo e gás natural (E&P, refino e UPGN) e pelas emissões decorrentes da mineração do carvão. Nelas pode-se observar um expressivo aumento das fugitivas de óleo e gás, de cerca de 44% no Cenário de Referência e de mais de 50% em todos os cenários de precificação, decorrentes do significativo aumento na produção nacional de petróleo admitido neste estudo.

2.4.5.2 Drivers das emissões – resultados da modelagem

Com base nas premissas e condicionantes adotados e na aplicação do modelo MATRIZ, foi possível extrair um conjunto de resultados ou indicadores principais, suficientes para se caracterizar o Cenário de Referência (REF) e os cenários de Precificação com relação aos objetivos deste estudo. Este conjunto compreende os cronogramas quinquenais de expansão das capacidades de produção de energia elétrica e de combustíveis (dados de entrada), bem como os respectivos níveis de atividade resultantes (geração de energia elétrica por fonte, refino de petróleo por refinaria, produção de gás natural, de etanol, de carvão vegetal, etc.), assim como as respectivas emissões potenciais de GEE associadas a esses níveis de atividade, conforme será apresentado a seguir. Esse conjunto de resultados encontra-se apresentado em detalhes no Anexo. No que se refere ao setor elétrico, a Tabela 68 apresenta uma síntese desses resultados, a saber, a evolução quinquenal da potência instalada e da geração esperada por fonte em cada cenário.

Tabela 70. Potência instalada e geração esperada por fonte (2020-2030)

Tecnologia	Potência instalada (GW)			Geração esperada (GWano)		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Cenário de Referência						
Hidrelétrica ¹	108,4	110,8	115,6	50,2	56,6	58,9
Gás natural	14,5	18,3	18,3	3,6	4,8	4,4
Carvão	3,5	3,5	3,5	1,8	1,8	1,8
Nuclear	2,0	2,0	3,4	1,7	1,7	3,0
Outras não renováveis ²	5,2	4,1	1,8	0,3	0,2	0,2
Biomassa ³	13,9	14,2	18,7	5,8	6,1	7,8
Eólica	15,5	18,6	30,6	7,1	8,6	14,2
Solar ⁴	4,5	12,3	28,9	1,0	2,6	6,3
Total	167,6	183,9	220,8	71,4	82,4	96,5
Cenário Pacote Base						
Hidrelétrica ¹	108,4	110,8	115,3	50,2	56,6	58,9
Gás natural	14,5	18,3	22,8	3,6	4,8	6,4
Carvão	3,5	3,5	3,5	1,8	1,9	1,8
Nuclear	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9	3,3
Outras não renováveis ²	5,2	4,1	1,8	0,3	0,3	0,3
Biomassa ³	13,9	14,3	17,8	5,8	6,3	7,8
Eólica	15,5	18,6	31,4	7,1	8,6	14,5
Solar ⁴	4,5	12,3	22,8	1,0	2,6	4,7
Total	167,6	184,1	218,8	71,4	83,0	97,8
Pacote Ajuste de Fronteira						
Hidrelétrica ¹	108,4	110,8	115,3	50,2	56,6	58,9
Gás natural	14,5	18,3	23,0	3,6	4,8	6,5
Carvão	3,5	3,5	3,5	1,8	1,9	1,8
Nuclear	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9	3,3
Outras não renováveis ²	5,2	4,1	1,8	0,3	0,3	0,3
Biomassa ³	13,9	14,5	18,0	5,8	6,4	7,9
Eólica	15,5	18,6	31,4	7,1	8,6	14,6
Solar ⁴	4,5	12,3	22,8	1,0	2,6	4,7
Total	167,6	184,2	219,2	71,4	83,0	97,9
Pacote Segmentado						
Hidrelétrica ¹	108,4	110,8	115,3	50,2	56,6	58,9
Gás natural	14,5	18,3	22,5	3,6	4,9	6,9
Carvão	3,5	3,5	3,5	1,8	1,8	1,8
Nuclear	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9	3,3
Outras não renováveis ²	5,2	4,1	1,8	0,3	0,3	0,2
Biomassa ³	13,9	14,3	18,4	5,8	6,3	7,9
Eólica	15,5	18,6	30,4	7,1	8,6	14,1
Solar ⁴	4,5	12,3	22,8	1,0	2,6	4,7
Total	167,6	184,0	218,2	71,4	83,0	97,7
Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis						
Hidrelétrica ¹	108,4	110,8	115,3	50,2	56,6	58,9

Tecnologia	Potência instalada (GW)			Geração esperada (GWano)		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Cenário de Referência						
Gás natural	14,5	18,3	23,4	3,6	4,9	7,3
Carvão	3,5	3,5	3,5	1,8	1,9	1,8
Nuclear	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9	3,3
Outras não renováveis ²	5,2	4,1	1,8	0,2	0,3	0,3
Biomassa ³	13,9	14,3	17,8	5,8	6,3	7,8
Eólica	15,5	18,6	29,3	7,1	8,6	13,6
Solar ⁴	4,5	12,3	22,8	1,0	2,6	4,7
Total	167,6	184,0	217,3	71,4	83,0	97,6
Pacote com Precificação da Pecuária						
Hidrelétrica ¹	108,4	110,8	115,3	50,2	56,6	58,9
Gás natural	14,5	18,3	22,8	3,6	4,8	6,5
Carvão	3,5	3,5	3,5	1,8	1,9	1,8
Nuclear	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9	3,3
Outras não renováveis ²	5,2	4,1	1,8	0,3	0,3	0,3
Biomassa ³	13,9	14,3	17,8	5,8	6,3	7,9
Eólica	15,5	18,6	31,4	7,1	8,6	14,5
Solar ⁴	4,5	12,3	22,8	1,0	2,6	4,7
Total	167,6	184,1	218,8	71,4	83,0	97,8

1 Inclui PCH.

2 Inclui óleo diesel, óleo combustível e outros.

3 Inclui bagaço de cana, resíduos agrícolas, lenha, casca de arroz, entre outros.

4 Inclui geração distribuída e usinas heliotérmicas.

De maneira sintética, o fator de emissão em termos de kg de CO_{2eq} por MWh em cada cenário é apresentado no Gráfico 10.

Fator de emissão de eletricidade (kgCO₂eq/MWh)

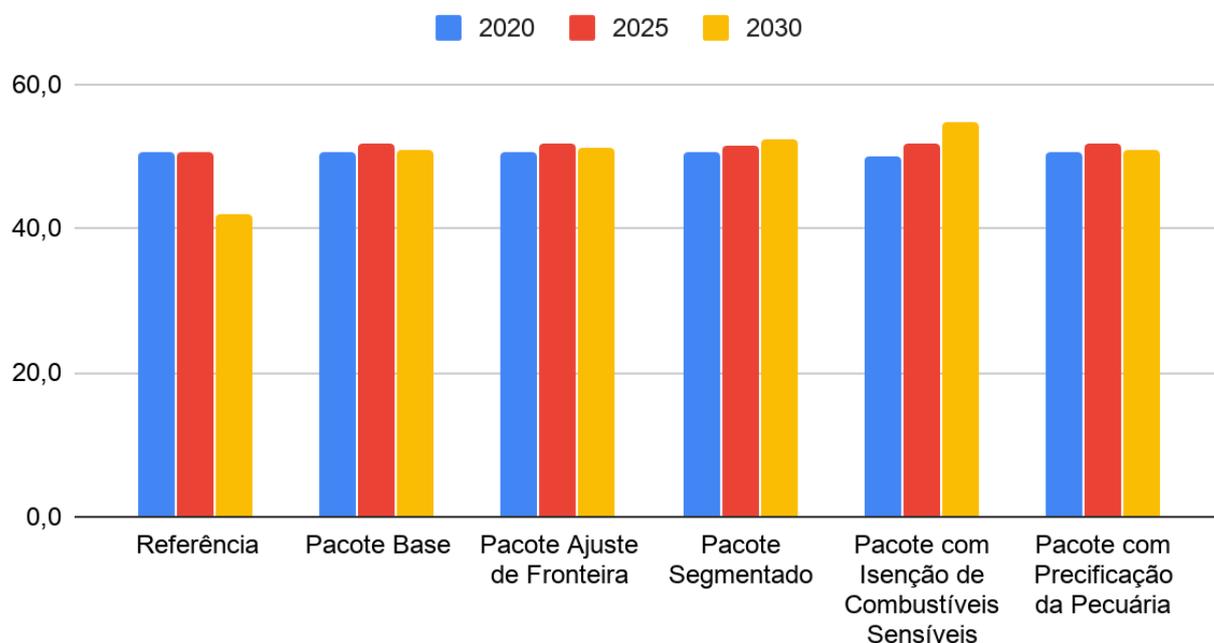


Gráfico 10. Fator de emissão de eletricidade (kgCO₂/MWh, 2020-2030)

A produção de petróleo e a oferta dos principais combustíveis são detalhadas nas tabelas abaixo. Ressalta-se que, mesmo com o grande aumento da produção de petróleo, fixa em todos os cenários, o uso de combustíveis fósseis não aumenta significativamente ao longo da década.

Tabela 71. Oferta de Petróleo por cenário (Mbbl/dia)

Mbbl/dia	Cenários: Referência, Pacote Base, Pacote Ajuste de Fronteira e Pacote com Precificação da Pecuária			Pacote Segmentado e Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Extração de óleo	3,2	4,3	5,8	3,2	4,3	5,8
Importação de óleo	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Exportação de óleo	1,8	2,6	4,0	1,8	2,5	3,9
Óleo processado	1,8	2,1	2,3	1,8	2,2	2,3

Tabela 72. Oferta dos principais combustíveis (cenários Referência, Pacote Base e Pacote Ajuste de Fronteira) (ktep)

Quantidade produzida (ktep)	Cenário de Referência			Cenário Pacote Base			Pacote Ajuste de Fronteira		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Diesel mineral	45212	41123	44902	45212	41683	44682	45212	41826	44684
Gasolina	21846	20922	22903	21846	20818	23033	21846	20887	23037
Biodiesel	4488	6330	8829	4488	6420	9077	4488	6443	9139
Bioquerosene	0	0	72	0	0	0	0	0	0
Lenha	22294	22881	24391	22294	23534	25231	22294	23564	25390
Produtos da cana	59095	62128	68776	59095	61775	65491	59095	61967	65680
Etanol	16532	20270	24320	16532	18704	19459	16532	18776	19568
Quantidade produzida (ktep)	Pacote Segmentado			Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis			Pacote com Precificação da Pecuária		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Diesel mineral	45212	44084	46996	45212	44054	46727	45212	41682	44682
Gasolina	21845	21903	23057	21846	21890	23075	21846	20817	23033
Biodiesel	4488	4319	4549	4488	4316	4521	4488	6420	9077
Bioquerosene	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lenha	22294	23573	25335	22294	23548	25235	22294	23571	25228
Produtos da cana	59095	61781	65532	59095	61044	64557	59095	61834	65578
Etanol	16532	18716	19497	16532	18205	18809	16532	18715	19500

A Tabela 73 e a Tabela 74 detalham a Oferta Interna de Energia para os anos de 2020, 2025 e 2030. A primeira parte das tabelas indica a energia primária usada para a conversão em energia elétrica. A segunda parte detalha os outros usos. Na terceira parte, alguns indicadores são calculados.

Tabela 73. Oferta Interna de Energia (cenários Referência, Pacote Base e Pacote Ajuste de Fronteira) (Mtep)

Oferta Interna Bruta (Mtep)	Cenário de Referência			Cenário Pacote Base			Pacote Ajuste de Fronteira		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Hidrelétricas e importação	40,0	44,5	45,7	40,0	44,5	45,7	40,0	44,5	45,7
Derivados da Cana	6,8	7,0	9,2	6,8	7,1	9,3	6,8	7,2	9,4
Lenha	0,3	0,3	0,9	0,3	0,5	0,8	0,3	0,5	0,8
Outras renováveis	8,7	11,5	18,4	8,7	11,5	17,6	8,7	11,5	17,6
Nuclear	3,8	3,8	6,8	3,8	4,4	7,5	3,8	4,4	7,5
Gás Natural – UTE	4,9	6,6	6,0	4,9	6,6	8,8	4,9	6,6	8,9
Carvão Mineral – UTE	3,4	3,4	3,4	3,4	3,6	3,4	3,4	3,6	3,4

Oferta Interna Bruta (Mtep)	Cenário de Referência			Cenário Pacote Base			Pacote Ajuste de Fronteira		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Outros Não Renováveis	0,7	0,6	0,5	0,7	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Subtotal – Eletricidade	68,6	77,7	90,9	68,6	78,9	93,8	68,6	78,9	94,1
% de fontes renováveis	81%	81%	82%	81%	81%	78%	81%	81%	78%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	23%	24%	31%	23%	24%	30%	23%	24%	30%
Petróleo e Derivados	98,9	89,7	82,8	98,9	92,9	92,1	98,9	93,4	92,8
Gás Natural	29,6	27,4	30,9	29,6	28,0	33,0	29,6	28,1	33,0
Carvão Mineral e Coque	13,0	12,9	12,7	13,0	13,9	14,7	13,0	14,0	15,1
Derivados da Cana	52,3	55,1	59,5	52,3	54,7	56,2	52,3	54,8	56,3
Outras renováveis	38,6	43,3	49,6	38,6	43,9	51,0	38,6	43,9	51,2
Outras não renováveis	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Subtotal – Combustíveis	233,0	228,9	236,2	233,0	234,0	247,6	233,0	234,8	249,1
% de fontes renováveis	39%	43%	46%	39%	42%	43%	39%	42%	43%
TOTAL	301,6	306,6	327,1	301,6	312,8	341,4	301,6	313,7	343,2
% de fontes renováveis	48,6%	52,7%	56,0%	48,6%	51,8%	52,9%	48,6%	51,8%	52,7%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	35,4%	38,2%	42,1%	35,4%	37,6%	39,5%	35,4%	37,6%	39,4%
% derivados de cana	19,6%	20,3%	21,0%	19,6%	19,7%	19,2%	19,6%	19,8%	19,1%
% cana + biodiesel	21,1%	22,3%	23,7%	21,1%	21,8%	21,8%	21,1%	21,8%	21,8%

Tabela 74. Oferta Interna de Energia (cenários Pacote Segmentado, Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis e Pacote com Precificação da Pecuária) (Mtep)

Oferta Interna Bruta (Mtep)	Pacote Segmentado			Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis			Pacote com Precificação da Pecuária		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Hidrelétricas e importação	40,0	44,5	45,5	40,0	44,5	45,7	40,0	44,5	45,7
Derivados da Cana	6,8	7,1	8,9	6,8	7,1	9,3	6,8	7,1	9,3
Lenha	0,3	0,6	0,7	0,3	0,5	0,8	0,3	0,6	0,8
Outras renováveis	8,7	11,5	16,4	8,8	11,5	16,9	8,7	11,5	17,6
Nuclear	3,8	4,4	7,5	3,8	4,4	7,5	3,8	4,4	7,5
Gás Natural – UTE	4,9	6,7	7,3	4,9	6,6	9,9	4,9	6,6	8,8
Carvão Mineral – UTE	3,4	3,5	3,4	3,4	3,6	3,4	3,4	3,6	3,4
Outros Não Renováveis	0,7	0,8	0,8	0,5	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8
Subtotal – Eletricidade	68,6	78,9	90,5	68,5	78,9	94,2	68,6	78,9	93,9
% de fontes renováveis	81%	81%	79%	82%	81%	77%	81%	81%	78%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	23%	24%	29%	23%	24%	29%	23%	24%	30%
Petróleo e Derivados	98,9	97,1	99,9	98,9	97,8	101,6	98,9	92,9	92,1
Gás Natural	29,6	28,2	32,1	29,6	28,2	33,4	29,6	28,0	33,0
Carvão Mineral e Coque	13,0	13,9	14,5	13,2	13,9	14,7	13,0	13,9	14,7
Derivados da Cana	52,3	54,7	56,1	52,3	54,0	55,3	52,3	54,7	56,2
Outras renováveis	38,6	39,7	41,5	38,6	39,7	41,9	38,6	43,9	51,0
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Subtotal – Combustíveis	233,0	234,1	244,8	233,2	234,1	247,5	233,0	234,0	247,6
% de fontes renováveis	39%	40%	40%	39%	40%	39%	39%	42%	43%

Oferta Interna Bruta (Mtep)	Pacote Segmentado			Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis			Pacote com Precificação da Pecuária		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030	2020	2025	2030
TOTAL	301,6	313,0	335,2	301,7	313,0	341,7	301,6	312,9	341,5
% de fontes renováveis	48,6%	50,5%	50,4%	48,6%	50,2%	49,7%	48,6%	51,8%	52,9%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	35,4%	36,3%	36,9%	35,4%	36,0%	36,3%	35,4%	37,6%	39,5%
% derivados de cana	19,6%	19,7%	19,4%	19,6%	19,5%	18,9%	19,6%	19,8%	19,2%
% cana + biodiesel	21,1%	21,1%	20,7%	21,1%	20,9%	20,2%	21,1%	21,8%	21,9%

Na tabela abaixo, é possível acompanhar as metas do setor energético para o atingimento da NDC brasileira.

Tabela 75. Medidas adicionais indicativas do setor energético na NDC Brasileira e resultados dos cenários

Ação	Biocombustíveis na matriz energética	Renováveis na matriz energética	Fontes renováveis, não hídricas na matriz energética	Energia elétrica renovável não hidrelétrica
Meta 2030	18,0%	45,0%	28,0%	23,0%
Cenário de Referência	23,7%	56,0%	42,1%	29,3%
Cenário Pacote Base	21,8%	52,9%	39,5%	27,7%
Cenário Pacote Ajuste de Fronteira	21,8%	52,7%	39,4%	27,8%
Cenário Pacote Segmentado	20,7%	50,4%	36,9%	27,3%
Cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis	20,2%	49,7%	36,3%	26,8%
Cenário Pacote com Precificação da Pecuária	21,9%	52,9%	39,5%	27,7%

A análise dos resultados obtidos apresentados na Tabela 74 permite concluir que em todos os cenários considerados a Oferta de Energia atenderia plenamente as metas indicativas estabelecidas na NDC brasileira para o ano de 2030. Em outras palavras, as medidas adicionais que foram apresentadas na NDC Brasileira como sendo consistentes com a meta de temperatura de 2°C são todas atingidas.

Pode-se verificar que em 2030 a participação da bioenergia sustentável na matriz energética brasileira atingiria no pior cenário 20,2% (superando a meta de 18%), assim como a participação total das fontes renováveis supera com folga a meta de 45%. Verifica-se ainda que a participação das fontes renováveis, sem incluir a hidroeletricidade, ultrapassa também o teto da meta de 28 – 33%. Na matriz elétrica, assegura-se também uma participação das fontes renováveis não hidrelétricas (solar, eólica e biomassa) superior a 23% em todos os cenários. No Cenário de

Referência esse percentual chega a atingir 29%, em consequência das medidas de comando e controle que restringem a expansão de usinas termelétricas a combustível fóssil.

2.4.6 Análise Comparativa entre os Cenários

Tendo em vista facilitar a análise comparativa dos diferentes cenários, apresenta-se na Tabela 76 um conjunto de indicadores gerais que sintetizam as principais características e permitem traçar um perfil desses cenários com relação exclusivamente ao aspecto Oferta de Energia. Nessa comparação não será levado em conta, por exemplo, o diferente nível de custo total desses cenários.

Tabela 76. Indicadores Gerais do Setor de Oferta de Energia

Indicador	REF	CPB	CAF	CPS	ICS	CPP	TEN
Demanda Final (Mtep)	300,4	312,5	314,0	311,5	312,2	312,5	350,8
Oferta Interna Eletricidade (Mtep)	90,9	93,8	94,1	90,5	94,2	93,9	99,1
Oferta Interna Combustíveis (Mtep)	236,2	247,6	249,1	244,8	247,5	247,6	283,5
Oferta Interna Total (Mtep)	327,1	341,4	343,2	335,2	341,7	341,5	382,6
% de Fontes Renováveis na Matriz Energética	56,0%	52,9%	52,7%	50,4%	49,7%	52,9%	47,7%
Emissões Combustão (MtCO _{2e})	71,3	78,4	78,7	78,5	81,6	78,5	92,0
Emissões Fugitivas (MtCO _{2e})	35,9	38,1	38,1	38,5	38,4	38,1	39,4
Emissões Totais (MtCO_{2e})	107,1	116,6	116,9	116,9	120,0	116,6	131,4
Fator de emissão de eletricidade (kgCO ₂ /MWh)	41,9	51,0	51,3	52,5	54,8	51,0	66,1

De modo geral, deve-se destacar inicialmente que existem dois cenários que se diferenciam com relação ao conjunto de indicadores, o Tendencial (TEN) e o de Referência (REF), tendo todos os cenários de precificação apresentado valores intermediários, como era de se esperar. Dentre os cenários de precificação, observa-se que os cenários que apresentaram a maior e a menor oferta interna de energia foram respectivamente o Pacote Ajuste de Fronteira (CAF) e o Pacote Segmentado (CPS), acompanhando basicamente o comportamento da demanda final desses dois cenários. Com relação à participação de fontes renováveis na Matriz Energética, os cenários Pacote Básico (CPB), Ajuste de Fronteira (CAF) e Precificação da Pecuária (CPP) se aproximaram mais do cenário Referência (REF), enquanto o cenário Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS) se aproximou bastante do Tendencial (TEN), devido principalmente a diferenças no perfil da geração termelétrica e grau de participação do biodiesel na mistura.

Com relação às emissões de GEE, observa-se que há um aumento significativo das emissões em todos os cenários de precificação com relação ao Cenário de Referência, mas mantendo-se ainda bem abaixo do nível de emissões observadas no Cenário Tendencial. Essas emissões estão concentradas principalmente no setor de geração de eletricidade, tendo a emissão máxima ocorrido no cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, como era de se esperar. No entanto, a comparação pura dos valores absolutos de emissão dos cenários de oferta pode ser enganosa, pois há que se levar em conta a variação da demanda entre os cenários. Por isso, a tabela de indicadores inclui também o “fator de emissão da eletricidade”, expresso em $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{MWh}$ de demanda final de energia elétrica. Pode-se observar que o Cenário de Referência é o mais efetivo para diminuir esse fator de emissão, principalmente no último quinquênio, quando a restrição de não expansão de fontes fósseis na geração termelétrica é mais efetiva. Nos demais cenários, onde essa restrição não existe, ao nível de preço de carbono adotado, o mecanismo de precificação não contribui para uma diminuição significativa deste fator, mas evita o seu crescimento. Vale ressaltar que esses valores já são relativamente baixos em relação a outros países, dada a grande composição de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira.

Pode-se observar ainda que a diferença entre as Emissões Totais dos cenários de precificação (com exceção do cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis) também foi bem pequena, sinalizando que as variações da demanda a ser atendida em cada cenário não foram suficientes para alterar significativamente as emissões de combustão calculadas pelo modelo MATRIZ.

Além disso, a partir das premissas e resultados dos cenários descritos nos itens 1.4 e 1.5 deste capítulo, podem ser destacados os seguintes pontos:

- No setor elétrico, a fonte com expansão predominante em todos os cenários é a eólica, que duplica sua capacidade instalada e sua geração entre 2020 e 2030. A fonte solar também tem um forte crescimento, sendo que no Cenário de Referência alcança quase a mesma capacidade instalada que a eólica. Porém, devido ao menor fator de capacidade, sua participação na geração total é menor.
- Em todos os cenários de precificação, há expansão de usinas a gás natural no último quinquênio. Em relação ao Cenário de Referência, essa fonte substitui principalmente a fonte solar.
- Observa-se uma tendência de aumento na participação, ao longo do horizonte, de renováveis na matriz energética, tanto no setor de eletricidade com o crescimento da participação de

solar e eólica, quanto nos combustíveis, com maior penetração de biocombustíveis como etanol e biodiesel. Destaca-se também o aumento da expansão de termelétricas a bagaço e à lenha no setor elétrico.

- A produção de derivados de petróleo nas refinarias se alterou muito pouco entre os cenários. Diferença significativa só pode ser observada nos cenários Pacote Segmentado e Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, devido à menor participação de biodiesel na mistura disponível ao consumidor final.
- Apenas no Cenário de Referência foram consideradas medidas de redução de emissões fugitivas, devido à dificuldade de modelar no modelo MATRIZ a resposta ao preço de carbono referente ao uso dessas medidas. Assim, no cenário Pacote Segmentado foi considerada a possibilidade de compra de Offsets florestais de outros setores para as emissões fugitivas.

2.5 Outros Setores da demanda de energia

2.5.1 Introdução

O consumo de energia dos setores Residencial, Comercial, Público e da Agricultura historicamente têm pesado relativamente pouco nas emissões totais de GEE no Brasil. Os três primeiros produzem as emissões associadas às edificações e serão tratados primeiro. Essas emissões são bem menos significativas do que na maioria dos países desenvolvidos, situados em regiões de clima mais frio e consumindo muita energia para aquecimento. Esses três setores no Brasil são fortemente dependentes de energia elétrica, em percentuais que em 2015 eram maiores que 90% nos setores Comercial e Público e cerca de 45% no setor Residencial. Conjuntamente, eles representaram cerca de 15% do consumo final de energia naquele ano, uma participação que já foi maior no passado e se mantém estável nos últimos anos. Entretanto, as emissões associadas a esses setores correspondiam somente a 6,3% do total emitido no país em função do consumo de energia. Isso ocorre porque as emissões associadas à eletricidade consumida nas edificações não são contabilizadas nesses setores. Já na Agricultura, mais da metade da energia utilizada em 2015 foi na forma de óleo diesel, usado para mover o maquinário agrícola, com a eletricidade correspondendo a somente cerca de 20% do consumo setorial de energia.

A Figura 25 ilustra a energia total consumida por esses quatro setores entre 2005 e 2015, sendo os setores Comercial e Público apresentados de forma agregada, constituindo as edificações não-residenciais. O setor agrícola consumiu um pouco menos do que essas edificações não-residenciais e as residências consumiram, grosso modo, o dobro de ambos. Todos os setores aumentaram o consumo de energia ao longo dos anos.

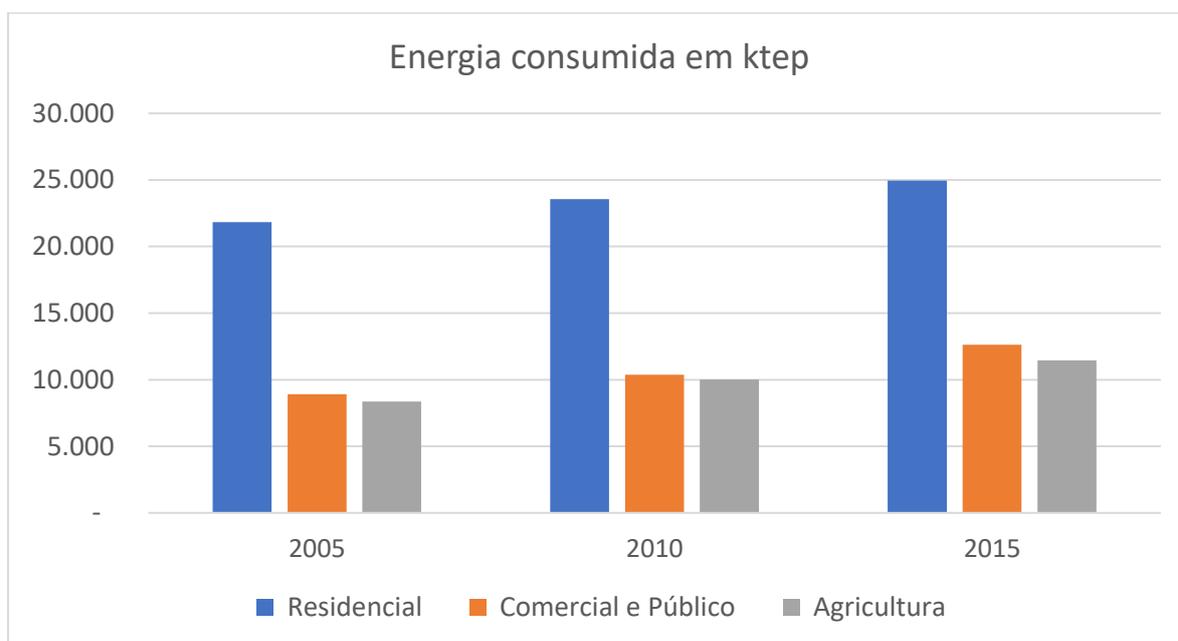


Figura 25. Evolução do consumo energético dos “Outros setores” (ktep, 2005-2010)
Fonte: elaboração própria com base em EPE 2019

Já a Figura 26 ilustra as emissões correspondentes ao consumo de energia descrito na Figura 1, e mostra um quadro bem diferente. O setor Residencial, que mais consumia energia, também era o que mais emitia, mas suas emissões ficaram relativamente estáveis no período, em função do crescimento no uso da eletricidade. Isso também ocorreu nas edificações não-residenciais, cujas emissões chegaram a cair no período, mesmo com aumento de consumo, e são muito menores do que as dos setores restantes. E as emissões agrícolas, com maior participação de diesel e menor de eletricidade, estão bem maiores quando comparadas às das edificações, e são as únicas que crescem claramente no período.

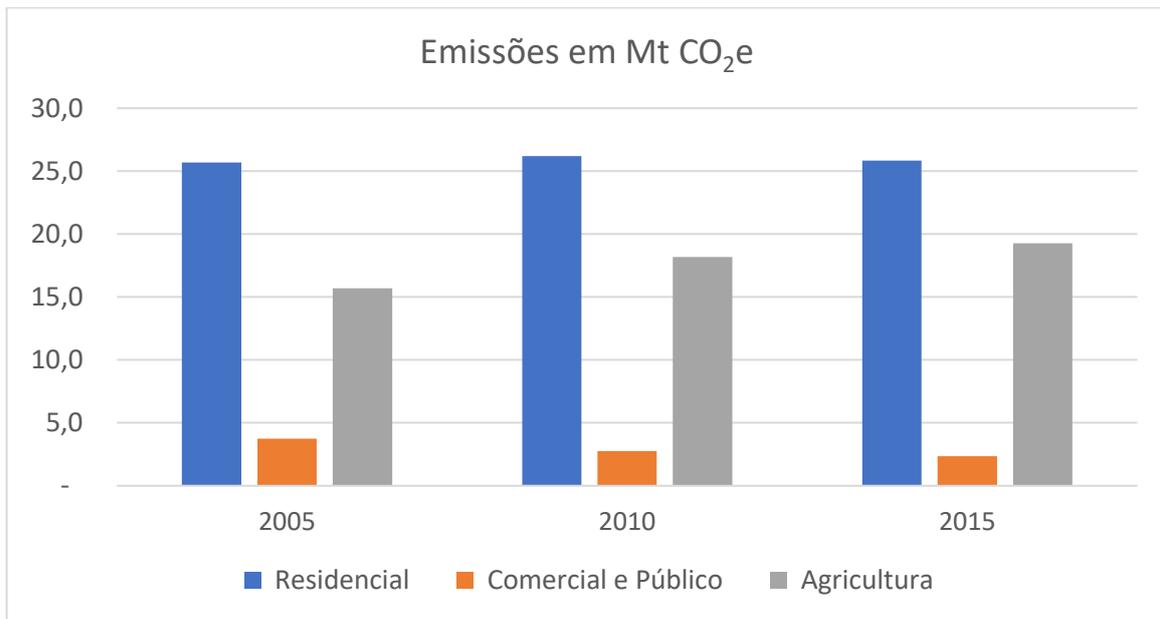


Figura 26. Evolução das emissões dos “Outros setores” por setor (Mt CO₂e, 2005-2010)
Fonte: elaboração própria com base em MCTIC 2017

A Figura 27 mostra de que fontes se originaram as emissões desses setores. O GLP, usado sobretudo nas residências para cozinhar, foi a principal fonte de emissões, que cresceram neste século em paralelo com o aumento do consumo. Segue-se o óleo diesel, usado sobretudo na Agricultura, também com emissões em alta. As demais fontes de energia diminuíram as emissões ao longo do século, sendo a maior emissora dentre elas a lenha utilizada nas residências, embora só se contabilizem suas emissões de CH₄ e N₂O, deixando de lado o CO₂.

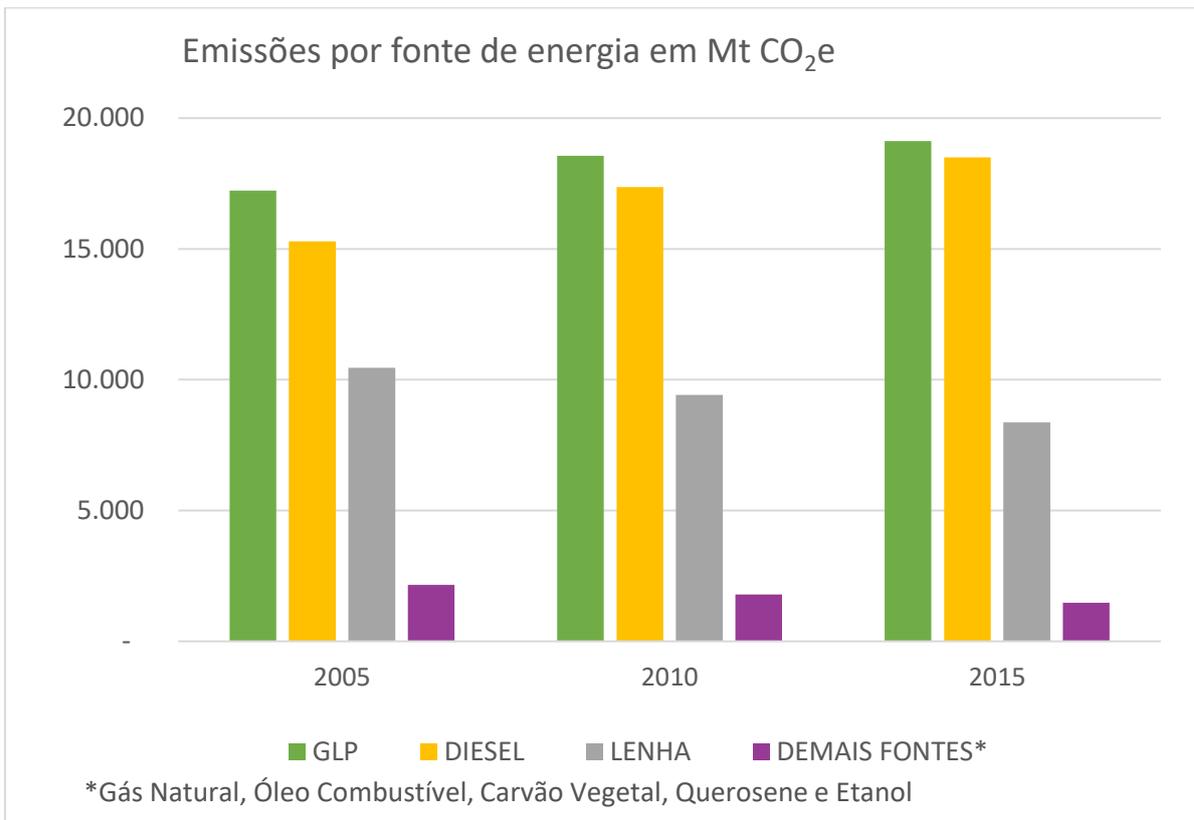


Figura 27. Evolução das emissões dos “Outros Setores” por combustível (Mt CO₂e, 2005-2015)
Fonte: elaboração própria com base em EPE 2019

2.5.2 Metodologia

Em termos absolutos, somente as emissões do consumo de energia nos setores Comercial e Público decresceram em 2005-2015, porém a participação de todos os setores no consumo total de energia diminuiu, como ilustrado pela Figura 39 abaixo.

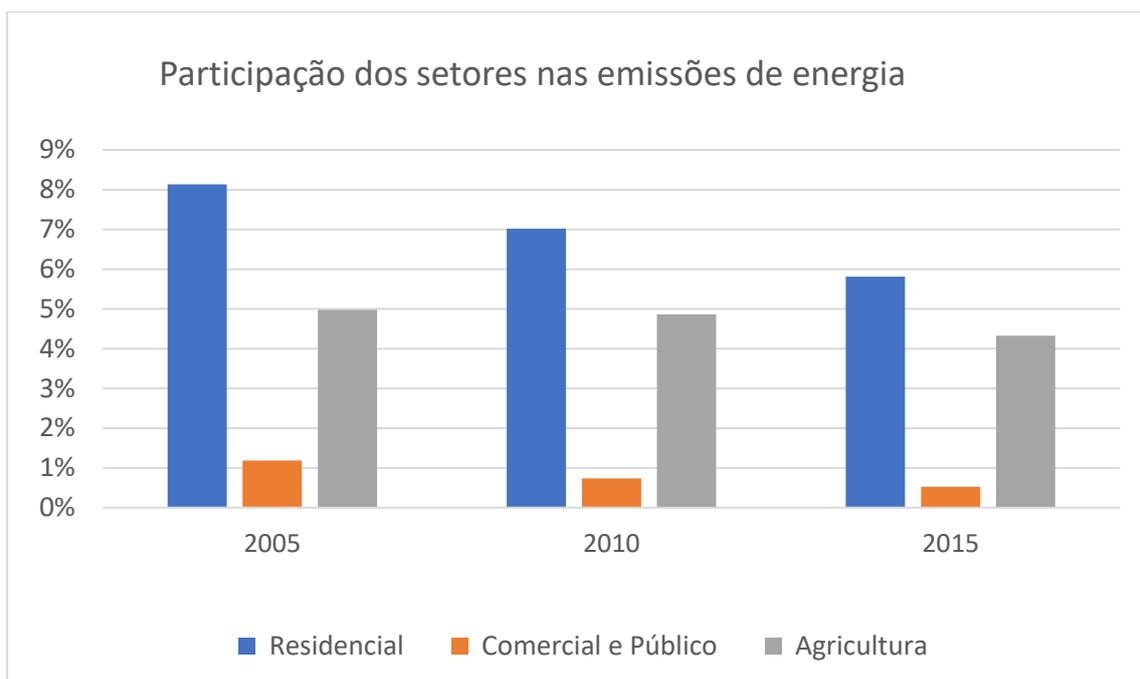


Figura 28. Participações dos “Outros setores” nas emissões totais de energia (% , 2005- 2015)
Fonte: elaboração própria com base em EPE 2019

Em 2015, as emissões do setor Residencial correspondiam a 5,8% das emissões totais provenientes do consumo de energia, e as da Agricultura a 4,3%, enquanto as dos setores Comercial e Público não somavam mais do que 0,5%, com tendência a cair ainda mais. Como nenhum desses setores foi objeto de medidas de mitigação específicas em qualquer dos cenários, optou-se por propor para o cenário tendencial uma evolução baseada nas projeções mais recentes feitas pela EPE, consubstanciadas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029), publicado em 2019. Os demais cenários foram derivados do Cenário Tendencial apenas em função das variações macroeconômicas previstas em cada um deles, como será visto adiante. As projeções expostas na Tabela 11-13, página 291 do PDE 2029, foram modificadas tendo em vista o horizonte de um ano a mais relativamente àquele plano.

Com relação às emissões provenientes do uso de energia na Agropecuária, o modelo macroeconômico estabelece as bases para uma relação entre os dois contextos de emissões ao estimar o nível de atividade do setor. É de se notar que, historicamente, as emissões diretas provenientes dos processos utilizados na Agropecuária não guardam uma relação clara com as emissões resultantes do uso de energia nesses processos em função da substituição de fontes de energia. Isso é ilustrado pela Figura 29 abaixo, que mostra números índices da evolução histórica dos dois tipos de emissões a partir de 2005. Nota-se que as emissões não-energéticas tendem a ter um comportamento mais estável, enquanto as emissões associadas à energia variam mais

bruscamente. Essas últimas caíram bastante a partir de 2015, em função da queda do consumo da principal fonte de energia da Agropecuária, o óleo diesel. Isso pode ter sido consequência da queda do crescimento econômico ou devido a preços relativos. Essa queda não se refletiu em queda no consumo total de energia na Agropecuária, tendo havido aumentos compensatórios no consumo de lenha e eletricidade.

Em função desse desacoplamento das emissões derivadas do uso de energia na Agropecuária daquelas provenientes dos próprios processos da Agropecuária, optou-se por estimar a evolução do consumo nesse setor da mesma forma adotada para os setores Residencial, Comercial e Público, com base no PDE 2029. Em todos esses casos, calculou-se a taxa de crescimento do consumo setorial de cada combustível no PDE 2029 no período 2019-2029, ajustou-se essa taxa de acordo com a projeção de crescimento do PIB setorial neste estudo, um pouco diferente da utilizada no PDE 2029, e se interpolou geometricamente o consumo de energia para cada tipo de combustível nos anos intermediários. Adicionalmente, o consumo de 2030 foi extrapolado da mesma maneira.

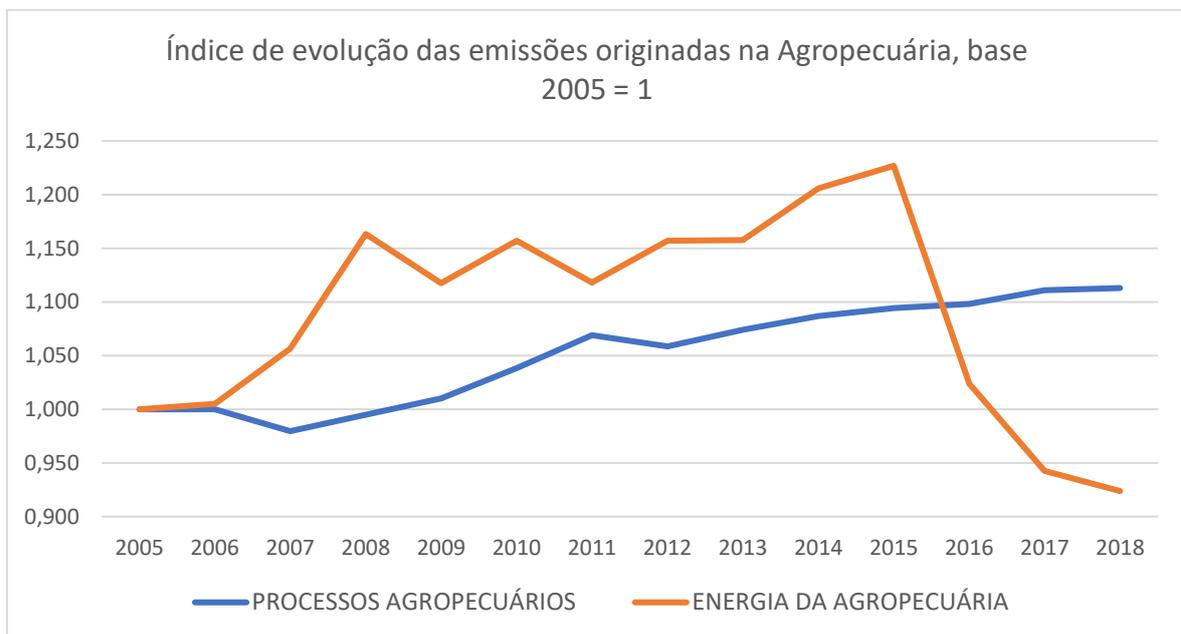


Figura 29. Evolução das emissões totais originadas na Agropecuária (2005-2018)

Fonte: elaboração própria com base em EPE 2019, MCTIC 2017, capítulo AFOLU

2.5.3 Premissas

Como não existem medidas específicas que possam afetar as emissões da energia consumida nos setores Residencial, Comercial, Público e na Agricultura, as emissões propostas para os diversos cenários diferem apenas quanto às condicionantes macroeconômicas de cada um deles. Para o setor Residencial, a evolução do consumo energia, e das emissões consequentes, foi estimada usando como proxy o PIB per capita projetado. Para as emissões dos setores Comercial e Público, utilizou-se a estimativa de níveis de atividade do “Resto de Serviços”, e para o setor agrícola, os níveis de atividade do “Resto da Agricultura”.

2.5.4 Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados referentes as emissões totais em cada um dos cenários desenvolvidos até 2030.

Tabela 77. Emissões totais dos diversos cenários, em Gg CO₂ equivalente

CENÁRIO/PACOTE	SETOR	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Referência	Residencial	25.686	26.207	25.844	26.365	27.357	28.688
	Comercial e Público	3.748	2.760	2.356	2.466	2.888	3.582
	Agropecuária	15.706	18.218	19.336	19.711	21.664	23.798
	Total 'Outros'	45.140	47.185	47.537	48.543	51.909	56.069
Base	Residencial	25.686	26.207	25.844	26.365	27.596	29.333
	Comercial e Público	3.748	2.760	2.356	2.466	2.915	3.692
	Agropecuária	15.706	18.218	19.336	19.711	21.548	23.655
	Total 'Outros'	45.140	47.185	47.537	48.543	52.060	56.680
Ajuste de Fronteira	Residencial	25.686	26.207	25.844	26.365	27.596	29.373
	Comercial e Público	3.748	2.760	2.356	2.466	2.914	3.689
	Agropecuária	15.706	18.218	19.336	19.711	21.560	23.692
	Total 'Outros'	45.140	47.185	47.537	48.543	52.071	56.754
Segmentado	Residencial	25.686	26.207	25.844	26.365	27.597	29.330
	Comercial e Público	3.748	2.760	2.356	2.466	2.915	3.692
	Agropecuária	15.706	18.218	19.336	19.711	21.548	23.656
	Total 'Outros'	45.140	47.185	47.537	48.543	52.061	56.678
Isenção de Combustíveis Sensíveis	Residencial	25.686	26.207	25.844	26.365	27.598	29.328
	Comercial e Público	3.748	2.760	2.356	2.466	2.915	3.692
	Agropecuária	15.706	18.218	19.336	19.711	21.557	23.670
	Total 'Outros'	45.140	47.185	47.537	48.543	52.070	56.690
Precificação da Pecuária	Residencial	25.686	26.207	25.844	26.365	27.622	29.338
	Comercial e Público	3.748	2.760	2.356	2.466	2.919	3.694
	Agropecuária	15.706	18.218	19.336	19.711	21.546	23.653
	Total 'Outros'	45.140	47.185	47.537	48.543	52.087	56.685

Fonte: elaboração própria

2.5.5 Análise Comparativa dos Cenários

Tendo em vista que os cenários só diferem em função do nível de atividade da economia, não há grandes diferenças entre eles. Nota-se que os setores Residencial, Comercial e Público têm o mínimo de emissões no cenário de Referência em 2030, onde também ocorre o mínimo das emissões agregadas de todos os setores 'Outros'. Por outro lado, é nesse mesmo cenário de Referência que ocorrem as maiores emissões de consumo energético da Agropecuária nesse ano. O mínimo de emissões em 2030 do consumo energético da Agropecuária é obtido no cenário do Pacote de Precificação da Pecuária.

O máximo de emissões em 2030 é alcançado em cada setor por um cenário diferente. A Agropecuária, como dito acima, tem o máximo no cenário de Referência. No setor Residencial, isso ocorre no cenário do Pacote de Ajuste de Fronteira, que também registra o máximo das emissões agregadas de todos os setores. Finalmente, as emissões dos setores Comercial e Público são máximas no cenário do Pacote de Precificação da Pecuária.

As diferenças entre essas emissões máximas e mínimas não é grande. A maior variação relativa ocorre nos setores Comercial e Público, e é apenas de 3%. O setor que é menos afetado pelas variações de cenário é a Agropecuária, com diferenças relativas da ordem de 0,6%.

Quanto às trajetórias futuras das emissões de cada setor, todos eles apresentam crescimento durante a década de 2020, sendo que os maiores aumentos, em termos absolutos, ocorrem no consumo energético da Agropecuária, correspondendo a cerca de 20% de crescimento no período. Esse setor já estava aumentando suas emissões fortemente desde 2005. Quanto às emissões do setor Residencial, que cresceram pouco em 2005-2020, elas devem subir cerca de 10% em 2020-2030. Finalmente, as emissões dos setores Comercial e Público, que estavam em queda em 2005-2020, deverão passar a emitir mais, embora as emissões adicionais sejam menores do que as dos demais setores aqui analisados.

2.6 Resíduos³⁵

2.6.1 Introdução

O Setor de Resíduos é dividido em dois principais subsetores: resíduos sólidos e águas residuais. No subsetor de resíduos sólidos, a análise inclui resíduos urbanos (RSU), industriais (ISW) e serviços de saúde (HSW), todos da classe II-A (não perigosos e não inertes), além de incineração de resíduos hospitalares e industriais perigosos. No subsetor de águas residuais, a análise considera os esgotos domésticos e comerciais, bem como os efluentes industriais orgânicos.

As emissões do setor alcançaram 82 Mt CO₂e em 2015, um crescimento de 34% no período 2005-2015. Os valores estão apresentados na Figura 30.

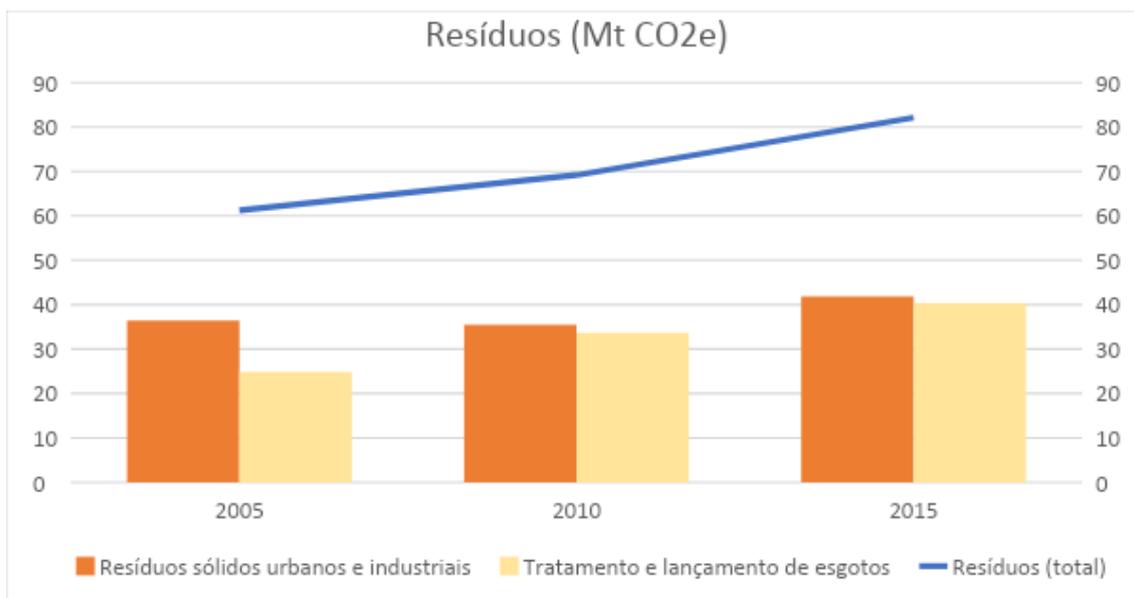


Figura 30. Evolução das emissões de resíduos (Mt CO₂e, 2005-2015)

Fonte: Estimativas MCTIC (2017), usando GWP do AR5.

³⁵ Para esse setor não houve modelagem específica nesse estudo em face de não haver previsão de precificação das emissões oriundas de saneamento. Os valores aqui apresentados foram estimados por Saulo Machado Loureiro e Tairini Pimenta e fazem parte do estudo Indicators for Progress Monitoring in the Achievement of NDC Targets in Brazil, realizado pelo Centro Clima em parceria com o Centro Brasil no Clima, com o apoio do ICAT (La Rovere et al., 2019).

2.6.2 Metodologia de modelagem/modelo utilizado

Os modelos utilizados para o cálculo de emissões de GEE dos setores de resíduos sólidos, esgotos domésticos e efluentes industriais são aqueles utilizados pelo IPCC (2006³⁶) para inventários de emissões de GEE. No caso de resíduos sólidos, para disposição em aterros sanitários e outros sítios, é utilizado o método de decaimento de primeira ordem (*First Order Decay Method*) que faz uso de dados históricos de disposição de resíduos por tipo de destinação. Para os demais tipos de tratamento como compostagem e incineração (no caso de resíduos hospitalares e industriais) também são aplicados os métodos disponibilizados pelo IPCC (2006). Tais metodologias são aplicadas aos níveis de atividade futura dos cenários relativamente à (i) produção de resíduos (com base em hipóteses de crescimento da população e produção de resíduos per capita), (ii) penetração das medidas previstas na Política Nacional de Resíduos Sólidos, e (iii) hipóteses de adoção de medidas de mitigação aplicáveis ao setor.

No caso de esgotos domésticos e efluentes industriais também se aplicam as metodologias de inventários do IPCC (2006) para o cálculo das estimativas de emissões. Para os níveis de atividade dos cenários no caso de tratamento de esgotos, considera-se (i) produção de carga orgânica (hipóteses de crescimento populacional e de produção de carga orgânica per capita), (ii) penetração de medidas referentes à Política Nacional de Saneamento Básico, e (iii) hipóteses de adoção de medidas de mitigação aplicáveis ao setor. Para os níveis de atividade no caso de tratamento de efluentes industriais são considerados (i) produção industrial estimada em função da evolução do PIB, (ii) a produção de carga orgânica por nível de produção de cada segmento industrial, e (iii) hipóteses de adoção de utilização energética do metano gerado.

2.6.3 Descrição das tecnologias/medidas de mitigação consideradas

Geralmente, quanto maior o nível de tratamento dos resíduos nas formas tradicionais utilizadas no País, maiores as emissões em razão do aumento das condições de anaerobiose da carga orgânica. Dessa forma, medidas de mitigação devem ser adotadas nos empreendimentos a serem realizados.

Nos cenários utilizados nesse estudo foram consideradas as principais medidas de mitigação:

³⁶ Capítulo 5. Disponível em <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol5.html>

- Uso de metano de aterros como fonte energética: implantação de infraestrutura de recuperação de metano;
- Conversão de metano de aterros sanitários em CO₂ (queima em *flares*);
- Aumento do volume de compostagem de resíduos orgânicos segregados na fonte;
- Implantação de programas de logística reversa, redução na fonte e coleta seletiva de resíduos;
- Substituição de fossas sépticas por estações de tratamento anaeróbicas com captura de metano;
- Conversão de metano de estações de tratamento de esgotos e efluentes industriais em CO₂ (queima em *flares* ou utilização como combustível)

2.6.4 Premissas e penetração das tecnologias /medidas de mitigação por cenário

A NDC brasileira não especifica metas para o setor de gerenciamento de resíduos. Foram consideradas, portanto, as metas estabelecidas no Plano Nacional de Resíduos Sólidos (PLANARES, 2012) e no Plano de Saneamento Básico (PLANSAB, 2013) como referência para a análise, bem como os insumos recebidos do Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas por ocasião da elaboração do estudo.

O conjunto das seguintes premissas é considerado:

Resíduos Sólidos

- Disposição de RSU e RSI (classe II-A) em aterro: aumento de 46,1% em 2005 para 75% em 2030;
- Recuperação de metano em aterros sanitários para:
 - destruição em flares (eficiência de 95%): de 70% em 2021 para 0% em 2028 nas capitais e áreas metropolitanas;
 - destruição nos flaires (95% de eficiência): de 75% em 2021 para 40% em 2028 nas grandes cidades (mais de 500.000 habitantes);

- geração de eletricidade: de 0% em 2020 a 80% em 2028, com um aumento anual de 10% nas capitais e áreas metropolitanas;
- geração de eletricidade: de 0% em 2020 a 40% em 2028, com aumento anual de 5% nas grandes cidades (mais de 500.000 habitantes);
- Compostagem: aumento no total de resíduos coletados de 1,0% em 2005 para 2,0% em 2030;
- Reciclagem de papel, papelão e celulose: aumento de 5,4% em 2005 para 12,0% em 2030;

Esgotos e Efluentes

- Tratamento de esgotos nas ETEs: 50,8% da gerada em 2030;
- Tratamento em estações de tratamento anaeróbicas: deslocamento de 5% do tratamento de fossas sépticas para plantas anaeróbicas até 26,5% em 2030;
- Destruição de metano em flares de plantas anaeróbicas: aumento de 60% para 80% de 2021 a 2030 (taxa de eficiência de 55%);
- Tratamento de esgoto doméstico em fossas sépticas e rudimentares diminui de 21% para 16% em 2030, devido ao deslocamento de 5% para tratamento anaeróbico;
- Destruição de metano em plantas industriais das capitais, regiões metropolitanas, grandes cidades (> 500 mil habitantes) e tamanho médio (> 100 mil habitantes) chega a 47% do metano produzido em 2030 (eficiência de 55%).

2.6.5 Resultados dos Cenários

2.6.5.1 Evolução das Emissões

As estimativas de emissões de resíduos sólidos e de efluentes no Cenário de Referência encontram-se na Tabela 78

Tabela 78. Emissões de Resíduos no Cenário de Referência (MtCO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO₂ equivalente (total) – Cenário de Referência					
Resíduos	61,23	69,18	82,15	102,24	95,47	104,64
Resíduos sólidos	36,38	35,52	41,82	65,24	55,47	59,64
Resíduos sólidos urbanos e industriais	36,38	35,52	41,82	65,24	55,47	59,64
Tratamento e lançamento de esgotos	24,85	33,66	40,33	37,00	40,00	45,00
Esgotos domésticos	13,97	16,27	17,43	18,00	18,00	19,00
Efluentes industriais	10,87	17,39	22,90	19,00	22,00	26,00

2.6.5.2 Drivers das Emissões

Os drivers de emissões estão nas Tabelas 79 e 80

Tabela 79. Drivers de emissão de resíduos sólidos no Cenário de Referência (Mt de resíduos)

Milhões de toneladas de resíduos sólidos	2005	2010	2015	Cenário de Referência			
				2020	2025	2030	
Geração de resíduos sólidos – municipal (RSU) e industrial (RSI)	63,3	71,2	79,8	85	92,3	99,7	
RSU e RSI coletados e enviados para locais de disposição	52,9	63,4	72,5	77,1	82	86,9	
Locais de disposição	Lixão	14,1	11,5	11,4	11,2	11	10,8
	Aterro controlado	14,4	15,4	14,8	16,2	14,5	10,9
	Aterros sanitários	24,4	36,5	50,8	49,4	56,5	65,2
	% de metano queimado					50%	50%
Resíduos não coletados	6,4	3,3	1,7	1,3	1,2	1,1	
Compostagem	0,6	0,4	0,3	0,3	1,0	1,9	
Reciclagem de papel	3,4	4,1	5,3	6,3	8,0	9,7	

Nota: as metas de 2020 foram ajustadas para refletir as emissões correntes

Fonte: La Rovere et al. (2019)

Tabela 80. Drivers de emissão de esgotos e efluentes no Cenário de Referência (Mt de DBO)

Nível de Atividade (Mt DBO)		2005	2010	2015	Cenário de Referência		
					2020	2025	2030
Geração de águas residuais urbanas		3,02	3,14	3,33	3,55	3,64	3,74
Águas residuais na estação de tratamento		0,52	0,94	1,33	1,55	1,64	1,94
Treat ment	Processos não emissores	0,1	0,1	0,05	0,05	0,04	0,04
	Lodos ativados	0,2	0,4	0,6	0,6	0,6	0,7
	Lagoas facultativas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Tratamentos sem especificação	0,02	0,04	0,1	0,1	0,1	0,1
	Tratamento anaeróbico	0,1	0,3	0,7	0,7	0,8	1,0
	% de metano queimado (55% de taxa de eficiência)	N.A.	N.A.	60%	60%	70%	80%
Fossas sépticas		0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5
Fossas rudimentares		0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,1
Lançamento de corpos hídricos		1,7	1,5	1,2	1,2	1,3	1,2
Águas residuais industriais tratadas em usinas anaeróbicas com metano usado para geração de eletricidade (% do total de CH4)					40%	45%	47%

Nota: as metas de 2020 foram ajustadas para refletir as emissões correntes

Fonte: La Rovere et al. (2019)

2.6.6 Análise Comparativa dos Cenários

Tende em vista que não há simulações de precificação de emissões no setor de saneamento, não há diferença entre o Cenário de Referência e os cenários com precificação.

3. Resultados Consolidados das Estimativas de Emissões de GEE

As emissões totais do Cenário de Referência (comando e controle) e de todos os cenários com precificação (US\$ 6,3/tCO₂e em 2025 e US\$ 8,4/tCO₂e em 2030) alcançam igualmente, por hipótese, as metas absolutas de emissão da NDC do Brasil de 1,3 Gt CO₂e em 2025 e 1,2 Gt CO₂e em 2030, conforme Figura 31:

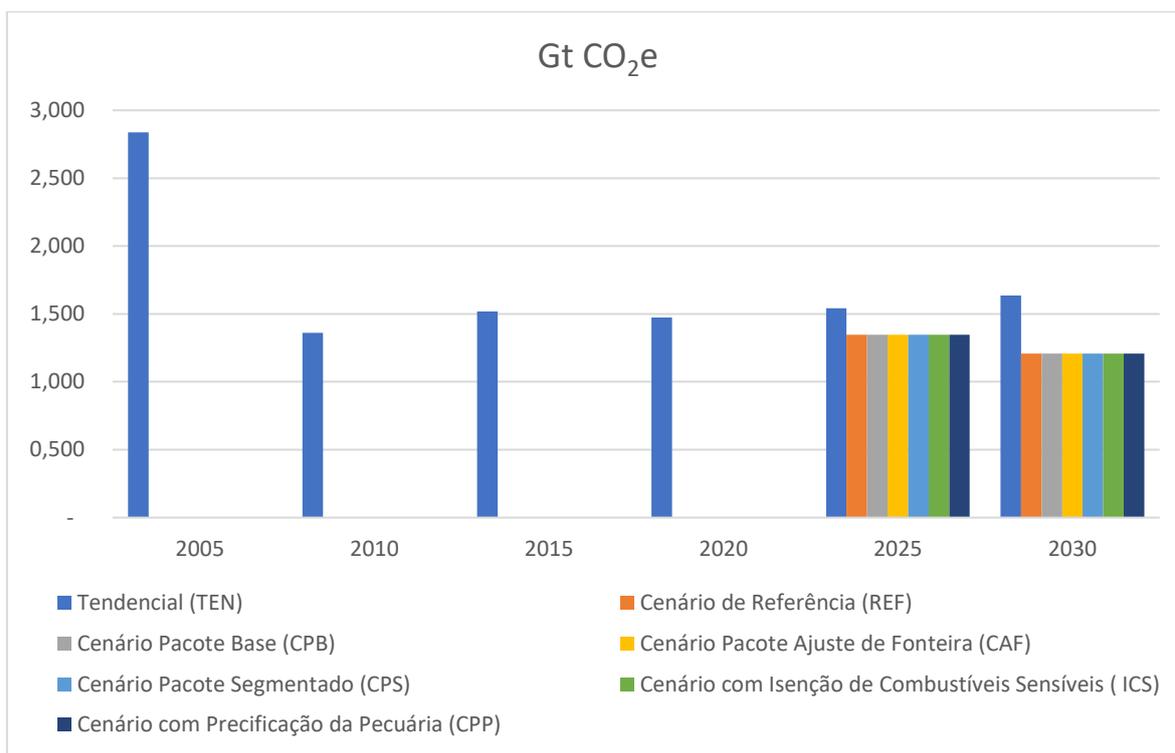


Figura 31. Emissões totais no Cenário de Referência e nos cenários com precificação (Gt CO₂e, 2005-2030)

As emissões setoriais, entretanto, variam nos cenários conforme pode ser observado nas tabelas abaixo. A Tabela 81 e a Tabela 82 apresentam respectivamente as emissões de Uso da Terra, Mudança de Uso da Terra e Florestas (LULUCF, sigla em inglês) e Agropecuária. Tais subsetores compõem o setor de Agricultura, Floresta e Uso do Solo (AFOLU, sigla em inglês):

Tabela 81. Evolução das Emissões de Uso da Terra, Mudança de Uso da Terra e Floresta – LULUCF (Gg CO₂e, 2005-2030)

LULUCF	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Cenários	Gg CO₂e					
de Referência (REF)					278.377	136.891
Pacote Base (CPB)					262.525	89.300
Pacote Ajuste de Fronteira (CAF)	1.922.000	355.000	406.914	384.642	259.920	84.374
Pacote Segmentado (CPS)					255.228	77.074
com Isenção de Comb. Sensíveis (ICS)					253.179	72.105
com Precificação da Pecuária (CPP)					262.084	88.853

Tabela 82. Evolução das Emissões de Agricultura (Gg CO₂e, 2005-2030)

Agropecuária	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Cenários	Gg CO ₂ e					
de Referência (REF)	459.693	472.738	487.102	492.167	492.410	497.205
Pacote Base (CPB)	-	-	-	-	491.467	495.372
Pacote Ajuste de Fronteira (CAF)	-	-	-	-	491.490	495.406
Pacote Segmentado (CPS)	-	-	-	-	491.881	496.442
com Isenção de Comb. Sensíveis (ICS)	-	-	-	-	491.640	496.120
com Precificação da Pecuária (CPP)	-	-	-	-	490.729	494.116

As diferenças encontradas entre os cenários do setor AFOLU (LULUCF e Agropecuária) são devidas a diferenças observadas em atividades afetadas pela precificação simulada em outros setores da economia, à exceção das emissões do Cenário com Precificação da Pecuária (CPP). A Figura 32 apresenta a variação encontrada em 2030 entre os cenários com precificação e o Cenário de Referência.

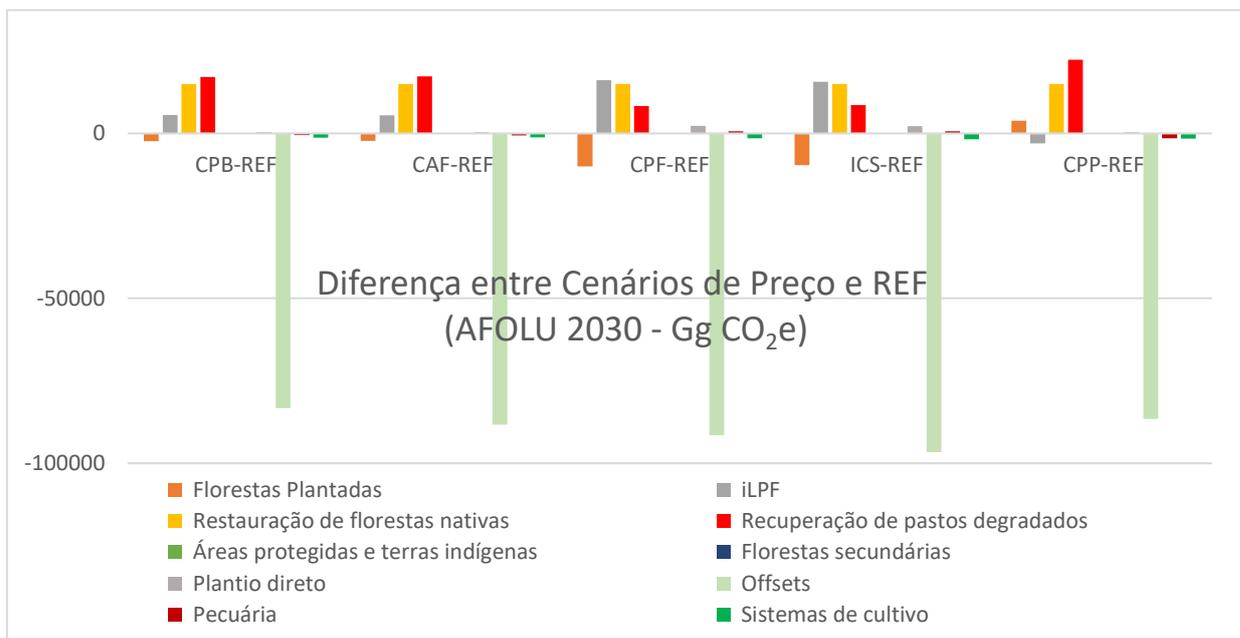


Figura 32. Comparação das emissões de AFOLU dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO₂e, 2030)

Nota: atividades não incluídas na figura não apresentaram diferenças entre os cenários

As emissões de cada cenário encontradas no Setor Transporte encontram-se na Tabela 83, abaixo. A comparação dos valores obtidos nos subsetores entre os cenários com precificação e o Cenário de Referência, encontra-se na Figura 33.

Tabela 83. Evolução das Emissões de Transporte (Gg CO₂e, 2005-2030)

Transporte	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Cenários	Gg CO ₂ e					
de Referência (REF)	139.360	172.714	204.144	202.759	169.529	143.635
Pacote Base (CPB)					178.165	170.978
Pacote Ajuste de Fronteira (CAF)					179.448	172.920
Pacote Segmentado (CPS)					183.669	181.788
com Isenção de Comb. Sensíveis (ICS)					185.750	183.977
com Precificação da Pecuária (CPP)					179.358	172.700

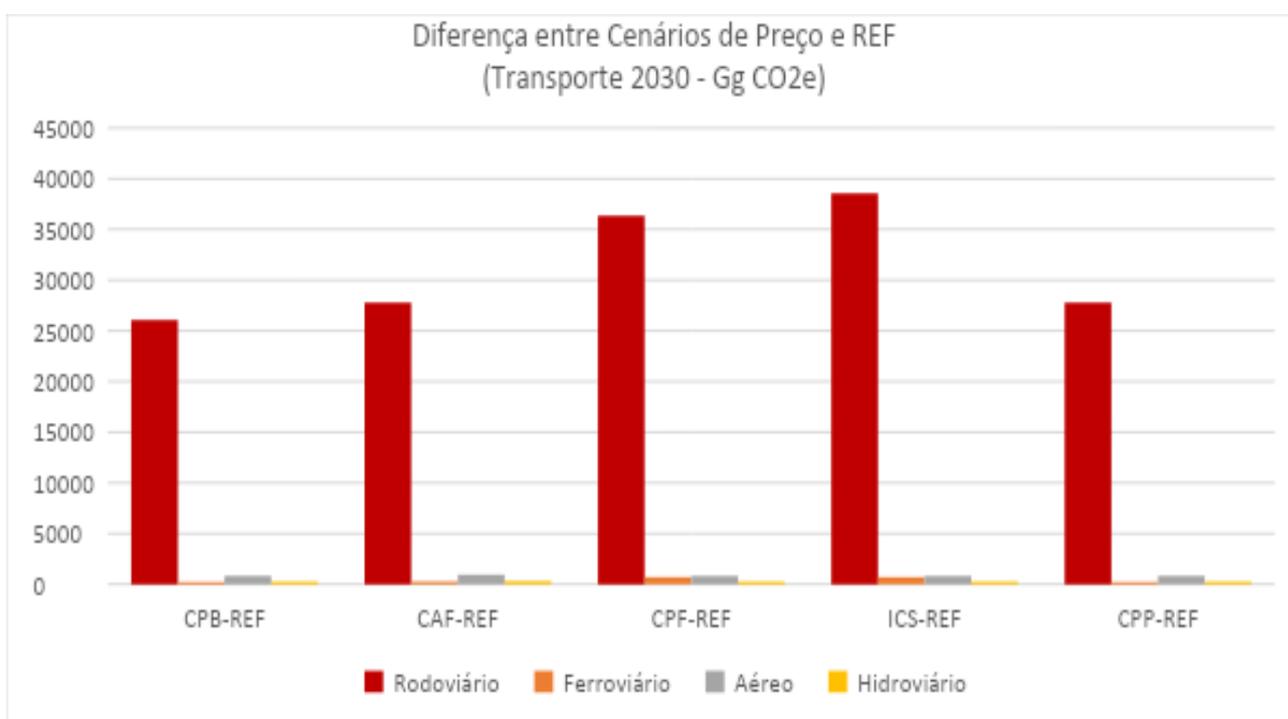
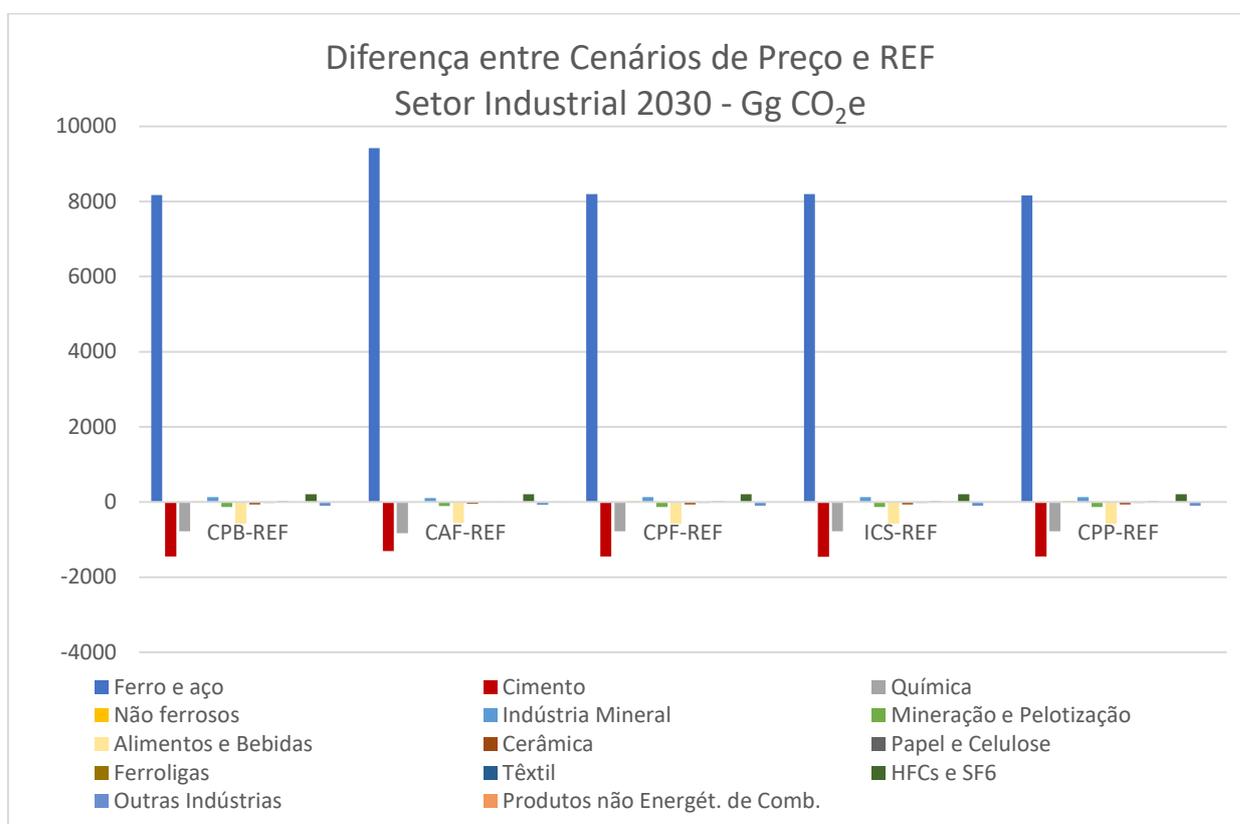


Figura 33. Comparação das emissões de Transporte dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO₂e, 2030)

No caso da Indústria, as emissões do setor em cada cenário estão apresentadas na Tabela 84. As diferenças nas emissões encontradas nos segmentos industriais nos cenários de preço relativamente ao Cenário de Referência, encontram-se nas Figuras 34 e 35.

Tabela 84. Evolução das Emissões de Indústria (Gg CO₂e, 2005-2030)

Indústria	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Cenários	Gg CO ₂ e					
de Referência (REF)					163.427	162.444
Pacote Base (CPB)					169.749	175.030
Pacote Ajuste de Fonteira (CAF)					170.932	177.604
Pacote Segmentado (CPS)	139.193	162.273	167.744	164.743	169.762	175.057
com Isenção de Comb. Sensíveis (ICS)					169.716	175.015
com Precificação da Pecuária (CPP)					169.651	174.996


Figura 34. Comparação das emissões de Indústria dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO₂e, 2030)

As explicações detalhadas sobre as estimativas encontram-se nos itens a seguir. As emissões dos setores de Resíduos e Outros de demanda de energia não são precificadas e dessa forma não merecem destaque.

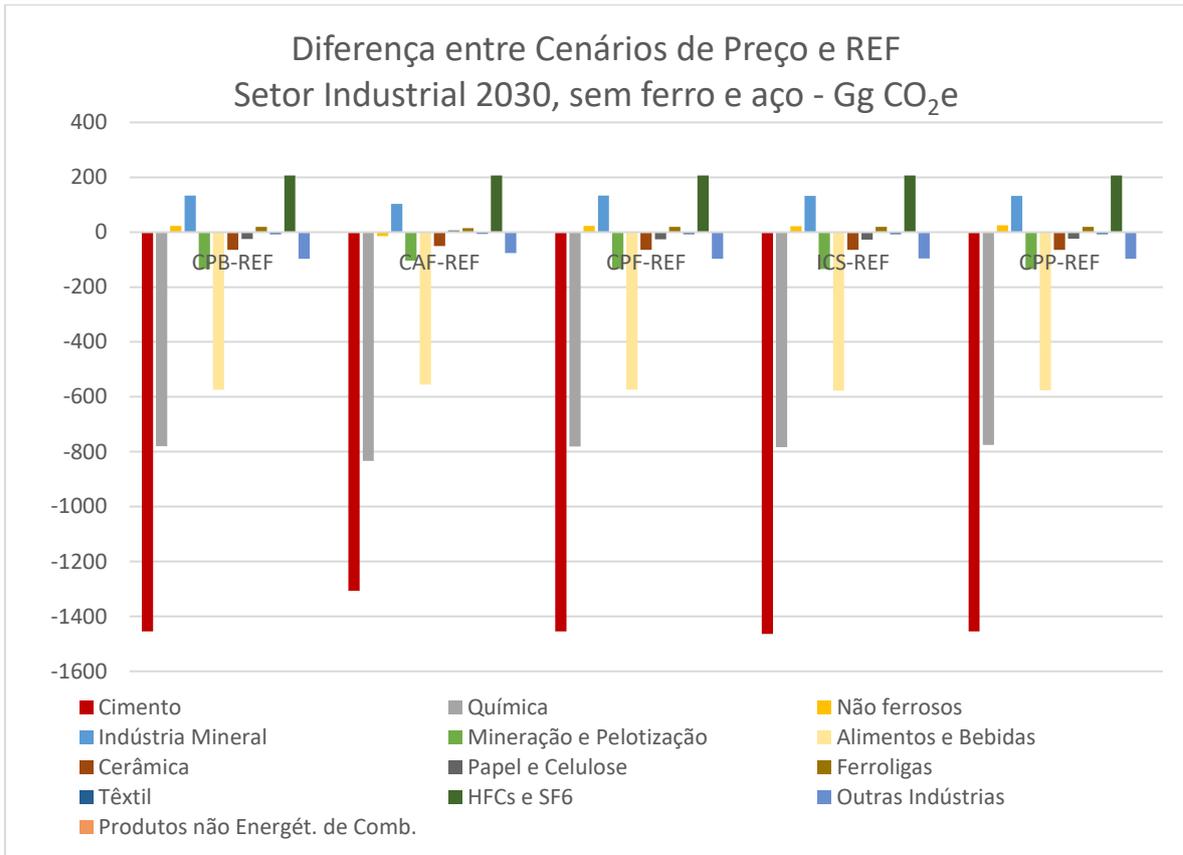


Figura 35. Comparação das emissões de Indústria, sem o segmento de ferro e aço, dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO₂e, 2030)

Os valores da Oferta de Energia estão apresentados na Tabela 85. Ressalta-se que tais valores incluem as emissões oriundas tanto da queima de combustíveis quanto as fugitivas. As emissões dos subsetores nos cenários de preço comparativamente ao Cenário de Referência encontram-se na Figura 36.

Tabela 85. Evolução das Emissões da Oferta de Energia (Gg CO₂e, 2005-2030)

Oferta de Energia	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Cenários	Gg CO ₂ e					
de Referência (REF)					94.508	107.144
Pacote Base (CPB)					96.862	116.595
Pacote Ajuste de Fonteira (CAF)	70.087	82.346	122.293	79.737	96.966	116.897
Pacote Segmentado (CPS)					97.928	116.924
com Isenção de Comb. Sensíveis (ICS)					98.175	120.048
com Precificação da Pecuária (CPP)					96.888	116.612

Nota: inclui emissões da queima de combustíveis e fugitivas

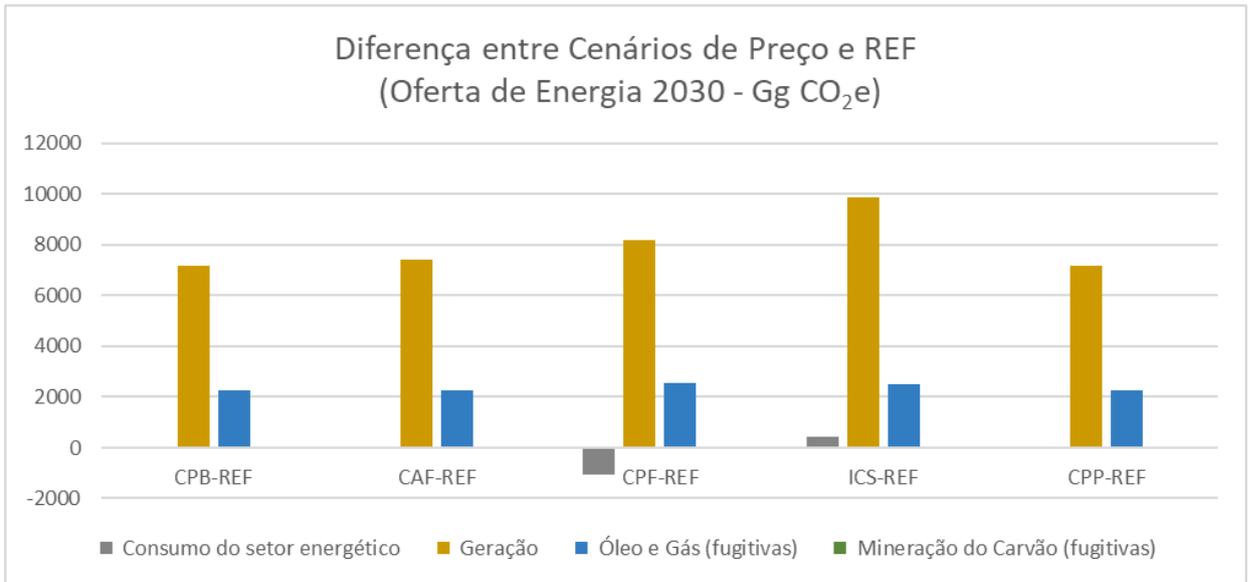


Tabela 86. Comparação das emissões de Oferta de Energia dos cenários com precificação com o Cenário de Referência (Gg CO₂e, 2030)

4. Considerações Finais

Na COP 21, em Paris, o Brasil apresentou sua iNDC, posteriormente ratificada, na qual se comprometeu a reduzir suas emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005 em 2025 e apresentou uma meta indicativa de redução das emissões de GEE 43% abaixo dos níveis de 2005 a ser obtida em 2030. O anexo da NDC contém a descrição de certas políticas que poderiam ser colocadas em prática para se atingir tal meta, mas como a obrigação do país engloba a economia brasileira como um todo, ela pode ser alcançada de diversas formas, com políticas muito diferentes, incluindo instrumentos de comando e controle e instrumentos econômicos.

Embora os instrumentos de comando e controle tenham sido amplamente utilizados no Brasil para promover reduções de emissões de GEE desde 2009, a teoria econômica afirma que a introdução de instrumentos de precificação de carbono em uma economia possibilita alcançar a melhor relação custo-benefício de uma meta nacional de mitigação.

Neste sentido, o PMR Brasil simulou diferentes cenários de precificação de carbono em busca da configuração mais eficiente para o alcance das metas da NDC em 2025 e da NDC indicativa em 2030. As especificidades de cada cenário de precificação simulado neste estudo foram definidas pelo Componente 1 do projeto. Estes cenários foram construídos a partir da inserção de instrumentos em um Cenário Tendencial (TEN) das emissões de GEE no país, uma simples projeção tendencial que não atinge as metas da NDC, e posteriormente comparados à um Cenário de Referência – também construído a partir de TEN - que atinge as metas da NDC usando instrumentos inspirados nas medidas indicativas do anexo da NDC brasileira, predominantemente medidas de comando e controle. A definição de cada cenário simulado é apresentada novamente abaixo:

- ✓ Cenário de Referência (REF) – Atinge a NDC através de medidas de comando e controle definidas pelo governo. Estas medidas não são necessariamente as mais custo-efetivas, e não há precificação de carbono em vigor no país. Este cenário foi criado para servir de base de comparação dos resultados obtidos pelos pacotes de precificação de carbono.
- ✓ Cenário Pacote Base (CPB) - Pacote base de comparação entre esquemas com precificação que, tendo em vista as análises do Componente 1, alia a maior abrangência da regulação à estrutura de cada setor e às formas de precificação indicadas para cada um deles tendo em vista tal estrutura. O uso de receitas respeita a neutralidade tributária e potencialmente desonera um tributo que desestimula o emprego, os encargos trabalhistas, aumentando a eficiência do sistema tributário brasileiro como um todo e favorecendo, assim, a competitividade nacional.

- ✓ Cenário Pacote Distributivo (CPD) - Em relação ao pacote base testa-se o impacto da alteração na reciclagem de receitas. Aqui foi testada uma política distributiva de transferência de renda a famílias em situação de pobreza com as receitas do instrumento de precificação, ao invés de se desonerar encargos trabalhistas, mantendo a neutralidade fiscal.
- ✓ Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (CAF) - Em relação ao pacote base altera-se o mecanismo de proteção à competitividade - ao invés de gratuidade de permissões, teríamos um ajuste de fronteira. Tal alternativa de proteção à competitividade via ajuste de fronteira foi testada na modelagem, dado que é teoricamente uma maneira melhor de se proteger as companhias nacionais do que as gratuidades/isenções ad hoc. O desenho do ajuste de fronteira é pensado de modo a suavizar as preocupações da OMC com relação a este dispositivo.
- ✓ Cenário com Precificação da Pecuária (CPP) - Em relação ao pacote base, testa-se o impacto de uma ampliação do escopo de regulação - verifica-se o efeito sobre os esforços necessários dos outros setores e a eficiência do sistema como um todo decorrente da regulação do setor pecuário, que apesar de ser relevante emissor a nível nacional e ter interessantes oportunidades de mitigação, é visto como desafiador não só politicamente como também técnica/operacionalmente. Por este motivo a precificação da pecuária foi testada apenas neste cenário.
- ✓ Cenário Pacote Segmentado (CPS) - Em relação ao pacote base, testa-se o impacto da segmentação de mercados. Esta alternativa teria efeitos bem diferenciados setorialmente, com preços de carbono resultantes que podem ser diferentes para cada setor. Com base no trabalho do Componente 1 se isentaria a geração termelétrica da precificação, utilizando um preço sombra no despacho e na expansão do sistema elétrico. Assim, se mitigam as preocupações inflacionárias do preço de carbono sobre o setor, tendo em vista seu objetivo explícito de modicidade tarifária e seu uso como insumo em toda a economia.
- ✓ Cenário com Isenção de Combustíveis Sensíveis (ICS) - Em relação ao pacote base testa-se a restrição no escopo de regulação - verifica-se o efeito sobre os esforços necessários dos outros setores e a eficiência do sistema como um todo da isenção de combustíveis vistos como politicamente sensíveis, isto é, potencialmente prejudiciais ao apoio político ao instrumento regulatório (o alto custo político de se onerar o óleo diesel, gasolina e GLP poderia comprometer a viabilidade do instrumento de precificação).

Para a simulação dos cenários aqui descritos foi utilizada uma metodologia de modelagem integrada, em que o modelo de equilíbrio geral computável IMACLIM-BR foi conectado por soft-link a modelos setoriais de AFOLU (BLUM), de oferta de energia (MATRIZ), e de demandas setoriais

(transportes, indústria, etc). O modelo IMACLIM-BR trocou diversas informações com os modelos setoriais (correção dos níveis de atividade, da demanda de energia de cada setor, demandas por investimentos em mitigação, entre outros), de forma a garantir o alinhamento dos níveis de atividade no modelo de equilíbrio geral e nos modelos setoriais, e possibilitando a análise da variação de importantes indicadores macroeconômicos, como PIB, PIB per capita, taxa de investimento, importações e exportações de cada setor, balança comercial, dívida pública, evolução do índice de preços, evolução do número de postos de trabalho, taxa de desemprego, etc em cada um dos cenários simulados.

Por construção, o Cenário de Referência e todos os cenários de precificação atingem as metas da NDC brasileira em 2025 e as metas indicativas para 2030. O Cenário de Referência tem suas medidas de mitigação implementadas através de políticas de comando e controle, enquanto os cenários de precificação se valem de um instrumento econômico que estimula a adoção das medidas mais custo-efetivas para o alcance das metas da NDC.

É importante ressaltar novamente que todos os cenários cumprem as metas da NDC, entretanto, com participações setoriais diferentes nas emissões. No Cenário de Referência, grandes setores como Oferta de Energia, Transportes e Indústria reduzem mais as emissões quando comparados aos Cenários de Precificação, que compensam a menor redução de emissões nesses setores por reduções das emissões em AFOLU, por meio de compensações de parte das emissões utilizando offsets florestais. Uma das premissas do estudo é que a estrutura de mercado criada pela introdução da precificação de carbono cria a demanda e as condições necessárias para a transação de tais offsets, que não estavam disponíveis no Cenário de Referência.

Algumas hipóteses sobre medidas de redução de emissões relevantes, tais como a redução da taxa anual de desmatamento, dentre outras, foram mantidas constantes em todos os cenários. Alterações nessas premissas podem alterar significativamente o esforço necessário nas demais medidas de mitigação. As conclusões deste estudo devem sempre considerar o contexto projetado.

Em termos de resultados macroeconômicos, os cenários de precificação em geral apresentaram taxas de crescimento econômico mais elevadas que o Cenário de Referência em todo o horizonte simulado. A utilização das receitas de carbono serviu para reduzir impostos que causam distorções, como o INSS, e possibilitou também um crescimento da renda real disponível de todas as classes de renda devido ao maior número de postos de trabalho da economia. Por outro lado, importantes recursos foram poupados, e puderam ser redirecionados para atividades mais

produtivas, ao evitar-se investimentos em mitigação que tinham alto custo por tonelada de CO₂e abatida.

O Pacote com escopo de regulação mais amplo parece ser o mais promissor do ponto de vista macroeconômico, uma vez que apresenta um PIB mais elevado e taxas de desemprego mais baixas que os demais cenários simulados. Este cenário reúne as características do Pacote base e acrescenta a precificação da pecuária. O segundo cenário mais interessante do ponto de vista macroeconômico é o Pacote com Ajuste de Fronteira (CAF), que é o cenário com o segundo maior crescimento do PIB e nível de emprego.

O Pacote com Ajuste de Fronteira claramente melhora a competitividade dos setores com grande intensidade de carbono e alto custo de controle em relação à distribuição gratuita de permissões de emissão nos níveis testados. A boa notícia é que estes dois cenários não são totalmente excludentes: Seria possível definir um cenário com Ajuste de Fronteira que incluísse também a precificação da pecuária, o que provavelmente traria um resultado econômico ainda mais interessante.

Do ponto de vista social, o Cenário com Pacote Distributivo (CPD) é o que apresenta a maior redução da pobreza e desigualdade no horizonte estudado. Esta redução se dá devido às transferências sociais do governo para as famílias mais pobres (em situação de extrema pobreza no ano base), utilizando as receitas de carbono. Como a desigualdade social é um dos problemas mais sérios do país, seria importante dedicar pelo menos parte das receitas de carbono para as famílias mais pobres.

É importante ressaltar que a possibilidade de utilização de offsets florestais impactou de forma importante os resultados do estudo. A permissão de conciliação de parcela relevante das emissões com créditos de compensação aliado ao grande potencial de oferta de offsets a um custo relativamente baixo, permitiu que os setores produtivos pudessem reduzir significativamente seus custos de controle. Com grande potencial de oferta disponível a um custo pouco abaixo de 10 USD/tCO₂e, os offsets acabaram sendo a medida marginal de mitigação em todos os cenários de precificação, igualando o custo marginal de abatimento entre eles.

Dessa forma, as mudanças de escopo setorial propostas nos cenários tiveram impactos macroeconômicos reduzidos, pois a variação na utilização total de offsets permitiu que o ajuste fosse feito entre os cenários sem que o preço do carbono variasse, minimizando as perdas que os setores com opções mais restritas e custosas de mitigação enfrentariam.

A seguir são apresentadas as principais conclusões setoriais obtidas das simulações dos cenários de precificação:

AFOLU

Como já esperado pelas premissas deste estudo, o TEN é o cenário que possui maior montante de emissões a partir de 2020 dentre os demais cenários analisados para AFOLU. Isto se deve principalmente pelo TEN não adotar nenhuma ação adicional (além da atual tendência das políticas internas) para a redução das emissões do Brasil.

As emissões mais baixas dos cenários com adoção das medidas de comando e controle (implementadas no REF) e instrumentos de precificação (que foram adotados no CPB, CPD, CAF, CPS, ICS e CPP) em relação ao TEN são um indicativo de sucesso destes cenários em reduzir as emissões de GEE em AFOLU.

Quando analisadas as emissões de AFOLU dos demais cenários simulados, observa-se que tanto os cenários nos quais foram adotadas medidas de comando e controle (REF) quanto os com instrumentos de precificação (CPB, CAF, CPS, ICS e CPP) foram capazes, em conjunto com os demais setores analisados, de cumprir a NDC brasileira. Dentre os cenários citados, observa-se que o REF a partir do ano de 2026 mantém um patamar de maior emissor em AFOLU devido à implementação de medidas de mitigação mais ambiciosas nos demais setores (Transportes, Indústria, etc) neste cenário, reduzindo o esforço necessário para redução das emissões de AFOLU no REF.

Por fim, quando analisados o conjunto de cenários que adotaram instrumentos de precificação (CPB, CPD, CAF, CPS, ICS e CPP) em AFOLU, cabe mencionar a capacidade de mitigação de GEE da implementação de OVN (Offsets de Vegetação Nativa). Um efeito indireto positivo para mitigação de GEE também resultante de OVN, com a restrição do uso do solo promovida pela implementação de OVN, é se aumentar a intensificação da pecuária. Entretanto, um ponto que pode ser relevante é que a implementação de OVN também restringe o solo para o avanço na produção de etanol, um combustível renovável que contribui para redução de emissões no setor de transportes.

Principais conclusões em AFOLU:

- Há redução significativa de emissões no cenário REF em comparação ao TEN e grande parte desta redução não está atrelada a preços, mas a medidas de comando

e controle. A redução do desmatamento representa 88% das reduções de emissões líquidas de GEE de AFOLU entre 2020 e 2030 no cenário REF.

- a precificação de carbono atinge o setor AFOLU por meio de 3 mecanismos, a saber: (1) estímulos diretos ao setor AFOLU via demanda por OVN para compensação de emissões de outros setores; (2) impactos diretos no setor AFOLU via precificação de emissões de metano na pecuária (apenas em um cenário); e (3) impactos indiretos no setor AFOLU via precificação de outros setores (não AFOLU), mas que afetam o setor AFOLU.
- A demanda de outros setores por OVN foi relevante em todos os cenários de precificação dado seu custo baixo em boa parte da curva de oferta. Os OVN agem como um “colchão”, disponibilizando grandes volumes de compensações de emissões com baixo custo.
- A precificação na pecuária reduziu as emissões de fermentação entérica (em baixa intensidade), mas o efeito recessivo acabou afetando negativamente a taxa de intensificação de pastagens (e consequente imobilização de carbono no solo).
- Um fator de preocupação é que a demanda por OVN é alta e praticamente exaure a quantidade de offsets baratos em alguns cenários.

Transportes

Dado que não contém ação de precificação, o cenário de referência (REF) se dissocia por natureza dos cenários de precificação (CPB, CPD, CAF, CPS, ICS e CPP). O cenário REF inclui algumas ações de mitigação não contempladas nos demais, destacando-se dentre elas a participação de veículos elétricos e híbridos no transporte individual de passageiros e de caminhões elétricos no TUC (transporte urbano de carga).

Nessa linha, o cenário ICS apresenta a menor mitigação, dada a menor participação de biocombustíveis, já que neste cenário combustíveis sensíveis (óleo diesel, gasolina e GLP) não estão contidos no escopo da precificação de carbono. Isto se justifica pelo preço atrativo da gasolina em relação ao etanol e do óleo diesel mineral em relação ao biodiesel (embora historicamente o preço não seja um fator decisivo para o aumento da mistura regulamentada). Na outra vertente, os cenários CPB, CPB, CAF, CPS, CPP apresentam premissas similares, diferenciando-se apenas na fatia de mercado do etanol hidratado em veículos flex-fuel e na atividade de transporte (passageiros e

carga). Com isso, a combinação de ações é mais atrativa no cenário CPB, que apresenta a maior mitigação de carbono no setor de transportes.

Em relação ao REF, o setor de transportes emite 19% a mais no CPB, enquanto o ICS emite 28% a mais. Salienta-se que para a escolha das medidas de mitigação desse estudo não foram consideradas importantes externalidades positivas oriundas de investimentos não atrativos em termos de custo por tonelada mitigada (US\$/tCO₂e). É notório que investimentos como metrô e trens urbanos geram impactos positivos no nível de serviço ofertado pelo sistema de transportes, qualidade do ar das cidades, gastos com morbidades por doenças respiratórias, valorização do uso do solo, etc, entretanto, em termos de custo por tonelada abatida, essas medidas estruturais acabam perdendo competitividade frente a outras medidas mais custo-efetivas neste horizonte de médio prazo.

Indústria

O presente estudo desenvolveu diversos cenários de emissões de GEE para o setor industrial e uso de produtos. No Cenário de Referência, medidas de mitigação foram introduzidas visando atingir as metas da NDC, simulando políticas de comando e controle. Além deste cenário, foram criados cenários de precificação de carbono onde as medidas de mitigação entrariam respeitando sua aplicabilidade no Brasil, mas ordenadas segundo sua custo-efetividade, medida em termos de custo por tonelada de carbono abatida (US\$/tCO₂e).

As emissões de GEE da Indústria no Cenário de Referência atingiram 161 MtCO₂eq em 2030, valor 1,3% menor do que o calculado para o ano de 2020. Com a implementação de medidas de mitigação, as emissões do Cenário de Referência reduzem em 21% o valor estimado no Cenário Tendencial no último ano. Nos cenários de precificação muitas medidas foram excluídas devido a seus custos elevados – foi possível atingir o mesmo nível de emissões com a entrada de medidas mais custo-efetivas em outros setores. Isto implicou em uma quantidade maior de emissões de GEE em comparação com o Cenário de Referência. Os cenários de precificação emitiram 8,0% a mais que o Cenário de Referência em 2030, com exceção do Cenário Pacote Ajuste de Fronteira cuja emissão foi 9,8% superior. A diferença no nível de emissões entre o Cenário Pacote Ajuste de Fronteira e os demais é explicada pelo maior nível de atividade proporcionado por uma proteção mais efetiva do setor industrial, principalmente os segmentos mais intensivos em energia e carbono. O maior nível de atividade da indústria nos cenários de precificação também contribuiu para o aumento das emissões do setor em relação ao Cenário de Referência.

Analisando as emissões dos segmentos industriais, pode-se destacar que as três principais indústrias em termos de emissões (Ferro-gusa e Aço, Cimento e Química) apresentaram uma redução de emissões de GEE no Cenário de Referência em relação a 2020. Já nos cenários de precificação, apenas a indústria química reduziu suas emissões em relação a 2020. Os altos custos de mitigação de algumas medidas na produção de aço e cimento são responsáveis por esta diferença nos cenários de precificação, em que as medidas menos custo-efetivas não foram implementadas.

Este estudo ajudou a compreender melhor os caminhos a serem seguidos pela indústria brasileira na construção de um setor menos intensivo em carbono. A precificação resultou em emissões entre 8 e 10% superiores ao Cenário de Referência, demonstrando que muitas medidas de mitigação simuladas no Cenário de Referência apresentam custos superiores ao preço do carbono. Por fim, para aumentar a luz sobre os efeitos econômicos da precificação na indústria, mais estudos podem ser feitos com o objetivo de aprimorar o detalhamento sobre as medidas de mitigação e seus custos em cada segmento industrial. Quanto maior for a clareza sobre os possíveis caminhos a serem seguidos, melhor será a condução da indústria para um futuro descarbonizado.

Oferta de Energia

Com relação à Oferta de Energia, deve-se destacar inicialmente que o indicador “Oferta Interna Total de Energia (ktep)” apresentou seu menor valor no Cenário de Referência e seu valor máximo no Cenário Tendencial, tendo todos os cenários de precificação apresentado valores intermediários, como era de se esperar. Dentre os cenários de precificação, observa-se que os cenários que apresentaram a maior e a menor oferta interna de energia foram respectivamente o Pacote Ajuste de Fronteira e o Pacote Segmentado, acompanhando basicamente o comportamento da demanda final desses dois cenários.

Com relação às emissões de GEE, observa-se que há um aumento significativo das emissões em todos os cenários de precificação com relação ao Cenário de Referência. Estas emissões estão concentradas principalmente no setor de geração de eletricidade, tendo a emissão máxima ocorrido no cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis.

Podem ser destacados ainda os seguintes pontos:

- No setor elétrico, a fonte com expansão predominante em todos os cenários é a eólica, que duplica sua capacidade instalada e sua geração entre 2020 e 2030. A fonte solar também apresenta um forte crescimento, sendo que no Cenário de Referência alcança quase a mesma

capacidade instalada que a eólica, porém, devido ao menor fator de capacidade, sua participação na geração total é menor.

- Em todos os cenários de precificação, há expansão de usinas a gás natural no último quinquênio. Entretanto, no Cenário de Referência, a expansão de usinas a gás natural foi substituída principalmente pela fonte solar.
- Observa-se uma tendência de aumento na participação, ao longo do horizonte, de fontes renováveis na matriz energética, tanto no setor de geração de eletricidade, com o crescimento da participação de energia solar e eólica, quanto no de combustíveis, com maior penetração de biocombustíveis como etanol e biodiesel. Destaca-se também o aumento da expansão de usinas termelétricas a bagaço de cana e a lenha no setor elétrico.
- A produção de derivados de petróleo nas refinarias se alterou muito pouco entre os cenários. Diferença significativa só pode ser observada nos cenários Pacote Segmentado e Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis, devido às diferenças conceituais da precificação nestes cenários que levaram a uma menor participação de biodiesel na mistura disponível ao consumidor final.

Perspectivas

Conforme observado nos resultados apresentados neste relatório, não há um cenário que apresente melhor desempenho que todos os outros em todos os indicadores analisados. Cada cenário tem suas próprias particularidades, que podem favorecer ou não questões que dizem respeito à macroeconomia, à competitividade dos diferentes setores econômicos, e a questões sociais. Uma das saídas para este dilema em estudos internacionais realizados no passado foi a utilização das receitas de carbono de forma mista. Uma parte das receitas seria destinada a reduzir encargos trabalhistas, melhorando a eficiência e vigor da economia, enquanto outra parte seria destinada a aumentar as transferências sociais e assim reduzir ao mesmo tempo a desigualdade no país.

Desta forma, para atingir as metas estabelecidas em sua NDC e com base nos resultados encontrados nas simulações, um cenário ideal de precificação para o Brasil seria aquele em que a precificação incidisse sobre o maior número possível de setores (maior escopo, permitindo um menor preço de carbono), aliado a um ajuste de fronteira (maior competitividade da economia

brasileira) e que tivesse uma política de reciclagem das receitas que utilizasse uma parte dos recursos para reduzir distorções causadas por impostos já existentes (aumentando a eficiência do sistema fiscal) e distribuisse outra parte das receitas para as famílias mais pobres (reduzindo a desigualdade social).

5. Referências Bibliográficas

Análise Econômica

BACEN, 2018. Relatório de Inflação. Volume 20 | Número 2 | Junho 2018. Banco Central do Brasil. Brasília.

IBGE (Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística), 2018, Projeção da população do Brasil e das Unidades da Federação. Acesso em março de 2019. Disponível em <http://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>.

de Gouvello, C., Soares Filho, B. S., Nassar, A., Schaeffer, R., Alves, J. W. S., & Alves, F. J. (2010). Brazil Low-carbon Country Case Study. Washington, DC.

LA ROVERE, E. L.; DUBEUX, C. B. S; WILLS, W.; PEREIRA JR, A. O.; CUNHA, S. H. F.; LOUREIRO, S. L.S.C.; GROTTERRA, C.; WEISS, M.; LEFREVE, J.; OLIVEIRA, L. D. B.; e ZICARELLI, I.. Emissão de Gases de Efeito Estufa – 2050. Implicações Econômicas e Sociais do Cenário de Plano Governamental: Projeto IES-Brasil – 2050. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2017.

UN. United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2015). World Population Prospects: The 2015 Revision, DVD Edition. (2017).

WayCarbon. (2019). Quantificação do potencial de geração de ativos de carbono através de atividades florestais – Aditivo ao Componente 1 da Fase de Implementação do PMR Brasil (Subcomponente Florestal).

IEA (2019), World Energy Outlook 2019, OECD Publishing, Paris. <https://doi.org/10.1787/caf32f3b-en>.

AFOLU

BRASIL (2016). Terceiro inventário de emissões anuais de gases de efeito estufa do Brasil. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Secretaria de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento. Brasília: MCTI.

Chiavari, Joana; Lopes, Cristina Leme. NOVO CÓDIGO FLORESTAL – PARTE I: DECIFRANDO O NOVO CÓDIGO FLORESTAL. Climate Policy Initiative. (2015).

COPPE (Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia, da Universidade Federal do Rio de Janeiro). *ICAT Brazil Project – CBC – Centro Brasil no*

Clima – Report 2 – GHG Emissions in Brazil up to 2030 under Current Mitigation Policies – Scenario A and under Additional Mitigation Actions – Scenarios B and C. Centro Clima. Rio de Janeiro, 2019.

Friedrich, J., Mengpin, G. and Pickens, A. This interactive chart explains world's top 10 emitters, and how they've changed. World Resources Institute (WRI). 2017. Available at: <https://www.wri.org/blog/2017/04/interactive-chart-explains-worlds-top-10-emitters-and-how-theyve-changed>

GVces / FGV-EAESP. (2015). Cotas de reserva ambiental. São Paulo. Febraban: 2015. Disponível em: http://www.bvrio.org/site/publica/cartilha_04.pdf

Harfuch, L., Bachion, L. C., Moreira, M. M. R., Nassar, A. M. & Carriquiry, M. Empirical Findings from Agricultural Expansion and Land Use Change in Brazil. In Handbook of Bioenergy and Policy 2, 273-302 (Springer, 2017).

Harfuch, Leila, Rodrigo Lima, Luciane C.; Bachion, Marcelo M. R. Moreira, Laura Antoniazzi, Gustavo Palauro, Willian Kimura, Wilson Zambianco, Karine Costa, Mariane Romeiro e Iara Yamada Basso. INTENSIFICAÇÃO DA PECUÁRIA COMO PEÇA-CHAVE PARA A EXPANSÃO SUSTENTÁVEL DA PRODUÇÃO AGROPECUÁRIA NO BRASIL. Agroicone, INPUT/2016

Holt, Matthew T. 1999. A linear approximate acreage allocation model. Fargo: Journal of Agricultural and Resource Economics 24 (2):383-397.

Indústria Brasileira de Árvores (IBA). 2017. Relatório 2017. Available in: https://iba.org/images/shared/Biblioteca/IBA_RelatorioAnual2017.pdf

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS – INPE. COORDENAÇÃO GERAL DE OBSERVAÇÃO DA TERRA. PRODES – Incremento anual de área desmatada no Cerrado Brasileiro. 2018.

INPE – Monitoramento da Floresta Amazônica Brasileira por Satélite

International Monetary Fund (IMF). World Economic Outlook Database. 2018. Available at: <https://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2018/01/weodata/index.aspx>

IPCC (2006). Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 4 – Agriculture, Forestry and Other Land Use. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.html>

La Rovere et al. GHG emissions in Brazil up to 2030 under current mitigation policies – Scenario A and under additional mitigation actions – Scenarios B and C. 2018. Centro Clima/COPPE/UFRJ.

MCTI (2017) Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil.

<http://sirene.mctic.gov.br/portal/opencms/>

Moreira et al. 2012. Direct and indirect land use change assessment. In Sustainability of sugarcane bioenergy, eds. Poppe, M. K.; Cortez, L. A. B. Center for Strategic Studies and Management (CGEE), 2012.

Moreira, M. M. R. Estratégias para expansão do setor sucroenergético e suas contribuições para a NDC Brasileira. 134 (2016).

SEEG (2018). Emissões por setor. Available in: <http://seeg.eco.br/>

WayCarbon. *Aditivo ao componente 1 da Fase de Implementação do PMR Brasil – Subcomponente florestal – Atividade B.2 – Quantificação do potencial de geração de ativos de carbono através de atividades florestais*. Belo Horizonte, 2019.

Transporte

Anfavea, 2020. Anuário da indústria automobilística Brasileira de 2020 da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/tabelas.html>>. Acesso em 01/03/2020.

Brasil, MCT- Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (2017). Estimativas Anuais de Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil. 4ª Edição, Brasília.

Barros, S., Berk, C. (2018). Brazil biofuels annual, Global Agricultural Information Network (GAIN) Report Number. BR18017, USDA Foreign Agricultural Service, Washington, DC.

BP. (2018). Energy Outlook 2018. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2018.pdf>. Acesso em 01/03/2020.

CNT – Confederação Nacional do Transporte (2018). O transporte move o Brasil – propostas da CNT aos candidatos.

Cazzola, P., Gorner, M., Schuitmaker, R., & Maroney, E. (2016). Global ev outlook 2016. International Energy Agency, France.

Denton, F., Wilbanks, T. J., Abeyasinghe, A. C., Burton, I., Gao, Q., Lemos, M. C., ... & Warner, K. (2014). Climate-resilient pathways: adaptation, mitigation, and sustainable development. *Climate change*, 1101-1131.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Cenários de Oferta de Etanol e Demanda do Ciclo Otto: 2018-2030. Ministério de Minas e Energia, Brasil, 2018.

EPL – Empresa de Planejamento e Logística. PLANO NACIONAL DE LOGÍSTICA PNL – 2025 (2018). Disponível em:< <https://www.epl.gov.br/plano-nacional-de-logistica-pnl>>. Acesso em 01/03/2020.

Gonçalves, d. N. S.; D’Agosto, M. de A. Cenários prospectivos futuros para o uso de energia no transporte no Brasil e emissões de GEE, cenário Business as Usual (BAU) – 2050, Relatório Final. 1ª ed., Instituto Brasileiro de Transporte Sustentável (IBTS), Rio de Janeiro, 2017. Scenário Business as Usual (Bau) – 2050. Relatório Final. Editor: Instituto Brasileiro de Transporte Sustentável – IBTS. 2017.

- Gonçalves, D. N. S., Goes, G. V., Márcio de Almeida, D. A., & de Mello Bandeira, R. A. (2019). Energy use and emissions scenarios for transport to gauge progress toward national commitments. *Energy Policy*, 135, 110997.
- Gouvello, C., Soares Filho, B. S., Nassar, A., Schaeffer, R., Alves, F. J., & Alves, J. W. S. (2010). *Brazil low carbon country case study*. Washington, DC: World Bank.
- IBTS – Instituto Brasileiro de Transporte Sustentável. *Transportes no Brasil – Panorama e Cenários Prospectivos para atendimento da Contribuição Nacional Determinada, 2019*. Disponível em: www.ibts.eco.br. Acesso em 01/03/2020.
- IEA – International Energy Agency (2019). *Global EV Outlook 2018*. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2019>. Acesso em 01/03/2020.
- La Rovere, E. L. (Coord.). *Indicators for progress monitoring in the achievement of NDC targets in Brazil*. Rio de Janeiro: Centro Clima, 2019. Disponível em: http://www.centroclima.coppe.ufrj.br/images/Centro_Clima_CBC_ICAT_Brazil_Report_3_final.pdf. Acesso em: 1o mar. 2020.
- Pachauri, R. K., Gomez-Echeverri, L., & Riahi, K. (2014). *Synthesis report*. Disponível em: https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf. Acesso em 01/03/2020.
- United Nations (2018). *2018 Revision of World Urbanization Prospects*. Disponível em: <https://population.un.org/wup/Publications/>. Acesso em 01/03/2020.
- Valenzuela, M. M., Espinosa, M., Virgüez, E. A., & Behrentz, E. (2017). Uncertainty of greenhouse gas emission models: A case in Colombia's transport sector. *Transp. Res. Procedia*, 25, 4606-4622.

Indústria

- CENTRO CLIMA. 2017. *PROJETO IES-BRASIL 2050: SÍNTESE*. S.I.
- EPE. 2017. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projeto-de-assistencia-tecnica-dos-setores-de-energia-e-mineral-projeto-meta>. Acessado em: 31 Julho 2019.
- EPE. 2018a. *ANÁLISE DA EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM SEGMENTOS INDUSTRIAIS SELECIONADOS: SEGMENTO CERÂMICA*. Rio de Janeiro. Brasil.
- EPE. 2018b. *Análise Da Eficiência Energética Em Segmentos Industriais Seleccionados – Apresentação dos principais resultados do Projeto*. S.I. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projeto-de-assistencia-tecnica-dos-setores-de-energia-e-mineral-projeto-meta>.
- EPE. 2019. "Balanço Energético Nacional 2019: Relatório síntese. ano base 2018.". In: .
- HENRIQUES. M.F.. DANTAS. F.. SCHAEFFER. R.. 2010. "Potential for reduction of CO 2 emissions and a low-carbon scenario for the Brazilian industrial sector". In: . v. 38. pp. 1946–1961.
- IBGE. 2014. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/pesquisas/pesquisa_resultados.php?id_pesquisa=32.
- IBGE. 2015. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/economicas/contas-nacionais/9052-sistema-de-contas-nacionais-brasil.html?=&t=resultados>. Acessado em: 7 Novembro 2018.

- MCTI. 2015. *TERCEIRO INVENTÁRIO BRASILEIRO DE EMISSÕES E REMOÇÕES ANTRÓPICAS DE GASES DE EFEITO ESTUFA – RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA: SETOR PROCESSOS INDUSTRIAIS. PRODUÇÃO DE METAIS*. S.I.
- MCTIC. ONU MEIO AMBIENTE. 2017a. *MODELAGEM SETORIAL DE OPÇÕES DE BAIXO CARBONO PARA O SETOR DE CIMENTO*. . S.I.. s.n.
- MCTIC. ONU MEIO AMBIENTE. 2017b. *Modelagem Setorial De Opções De Baixo Carbono Para O Setor De Ferro-Gusa E Aço*. S.I. Disponível em: <www.mcti.gov.br>.
- MCTIC. ONU MEIO AMBIENTE. 2017c. *Modelagem Setorial De Opções De Baixo Carbono Para O Setor De Ferroligas*. . S.I.. s.n.
- MCTIC. ONU MEIO AMBIENTE. 2017d. *Modelagem Setorial De Opções De Baixo Carbono Para O Setor Químico*. Brasília. Disponível em: <www.mcti.gov.br>.
- MCTIC. ONU MEIO AMBIENTE. 2017e. *Opções de Mitigação de Emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) em Setores-Chave do Brasil*. S.I.
- PUROHIT. P.. HÖGLUND-ISAKSSON. L.. BERTOK. I.. et al.. 2016. "Scenario Analysis for HFC Emissions in India : Mitigation potential and costs". In: .

Outros setores de demanda de energia

Oferta de Energia

- ANEEL. BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em:
<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.
Acesso em: 2 ago. 2019.
- CMSE. Anexo – Datas de Tendência – 3a Reunião de Monitoramento da Geração de 2019 – 21/03/2019. 2019. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/137631601/Anexo0+2_Datas+de+Tend%C3%Aancia+das+Usinas+-+217%C2%AA+Reuni%C3%A3o+CMSE+%2810-04-2019%29.pdf/fc6d535b-efbe-465c-aaf2-64f1303caf3c>.
- DEA/CEPEL. Manual de Metodologia do Modelo MATRIZ Versão 4.0.0. 2016.
- EPE. Análise de Conjuntura de Biocombustíveis – Ano 2019. 2018
- EPE. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). 2016.
- EPE. Balanço Energético Nacional. 2019
- EPE. Mudanças Climáticas e Desdobramentos sobre os Estudos de Planejamento Energético: Considerações Iniciais. 2018.
- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. 2018.
- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. 2020.

IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2017*. [S.l: s.n.], 2018. Disponível em:
<[https://www.irena.org/-
/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
>.

PETROBRAS. Oportunidade de Investimento em Cluster de Refino e Logística no Estado de Pernambuco Sumário Executivo. 2019.

PETROBRAS. Sustentabilidade. 2017.

STEWART, R Jamie. A Review of Flaring and Venting at UK Offshore Oilfields An analogue for offshore Carbon Dioxide Enhanced Oil. v. 44, n. November, p. 0–19, 2014.

Resíduos

BRASIL. Lei nº 11.445, de 5 de janeiro de 2007. Institui a Política Nacional de Saneamento Básico, 2007.

_____. Lei nº 12.305, de 2 de agosto de 2010. Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, 2010a.

_____. Decreto nº 7.404, de 23 de dezembro de 2010. Regulamenta a Lei nº 12.305, que institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos, 2010b.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme; Eggleston H.S.; Buendia L.; Miwa K.; Ngara T.; Tanabe K. (eds). Hayama, Japan: IGES, 2000. ISBN 4-88788-032-4.

La Rovere et al. (2019). GHG Emissions in Brazil up to 2030 under Current Mitigation Policies – Scenario A and under Additional Mitigation Actions – Scenarios B and C. ICAT Project.

MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA, INOVAÇÃO e COMUNICAÇÃO (MCTIC). Estimativas Nacionais de Emissão de Gases de Efeito Estufa, 2017.

MINISTÉRIO DAS CIDADES. Plano Nacional de Saneamento Básico – PLANSAB. Secretaria Nacional de Saneamento Ambiental. Brasília, DF, 2013.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Plano Nacional de Resíduos Sólidos – PLANARES. Brasília, DF, 2012.

ANEXO I – Hipóteses e Resultados do Cenário Tendencial (TEN)

AFOLU

Tabela A1. Variáveis Exógenas do TEN

Cen. Tendencial	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Floresta plantada total (floresta homogênea mais parte florestal do iLPF)	mil ha	Relatório ICAT/ COPPE	7,68	8,09	9,13	10,17
Florestas Plantadas Homogênea	mil ha	Relatório ICAT	6,60	6,97	7,34	7,71
iLPF (área pecuária de alta tecnologia)	mil ha	Relatório ICAT	2,00	2,61	3,21	3,82
RVSO	mil ha	Relatório ICAT	0,00	0,36	0,90	1,40
Recuperação de pastos degradados	mil ha	Relatório ICAT	3,90	6,87	11,54	12,94
Áreas protegidas e terras indígenas (sinal negativo representa remoção)	Gg CO2	Relatório ICAT	-354.000	-382.000	-382.000	-382.000
Florestas secundárias (sinal negativo representa remoção)	Gg CO2	Relatório ICAT	-95.000	-90.000	-89.550	-89.550
Ciclo Otto	mil tep	COPPE	38.464	37.834	42.580	45.712
Biodiesel	mil m ³	COPPE	3.946	5.667	6.058	6.879
Desmatamento	Gg CO2	Relatório ICAT	883.000	895.500	895.500	895.500

Tabela A2. Nível de atividade do TEN

Produção	2010	2015	2020	2025	2030
Etanol (milhões de litros)	27.376	30.232	31.978	37.766	42.925
Biodiesel (milhões de litros)	2.386	3.946	5.667	6.058	6.879
Cana de Açúcar Total (1.000 toneladas)	717.462	748.636	844.000	948.095	1.043.240
Cana de açúcar apenas para etanol e açúcar (1.000 toneladas)	620.132	665.586	723.414	820.322	910.787
Soja (1.000 toneladas)	68.688	96.228	121.590	139.534	162.024
Milho 1° safra (1.000 toneladas)	34.079	30.781	27.555	28.406	27.838
Milho 2° safra (1.000 toneladas)	21.939	53.892	65.161	76.730	90.656
Milho 1° e 2° safra (1.000 toneladas)	56.018	84.673	92.716	105.136	118.494
Outros grãos (1.000 toneladas): algodão, arroz, feijão (1ª e 2ª safra), cevada e trigo	24.186	25.364	26.254	28.108	30.292
Bovino (1000 cabeças)	209.541	215.199	217.088	213.104	211.389
Porco (1000 cabeças)	39.655	41.866	44.497	45.760	47.135
Área (1.000 ha)	2010	2015	2020	2025	2030
Cana de açúcar	9.165	10.162	11.287	11.939	12.398
Soja	23.468	32.093	38.594	42.206	46.327
Milho (1° safra)	7.724	6.349	5.674	5.407	5.003
Outros grãos: algodão, arroz, feijão	6.088	5.297	4.860	4.809	4.780
1° safra	46.444	53.900	60.416	64.361	68.508
Pastagem Total	182.994	177.640	172.412	167.865	163.508
Pastagem de Baixa Tecnologia	81.541	79.313	71.232	61.902	55.415
Pastagem de Média Tecnologia	90.521	86.956	89.928	94.592	95.996
Pastagem de Alta Tecnologia	10.933	11.371	11.252	11.372	12.097
Floresta Plantada	6.750	7.801	7.956	8.982	9.999
Área Total (Lavoura 1° safra, pastagens e florestas plantadas)	236.188	239.341	240.783	241.209	242.016
Milho (2° safra)	5.270	9.344	11.342	12.629	13.915
OVN					
Restauo nativas		0,00	0,36	0,90	1,40

Fonte: Esse estudo, com base em IBGE, CONAB, ABIOVE, ÚNICA, SECEX, CEPEA, ABIEC, FNP, ABPA, LAPIG, IBÁ, Agroicone.

Tabela A3. Evolução das Emissões Líquidas de AFOLU – TEN (Mt CO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ e					
AFOLU – Agricultura, Floresta e Uso do Solo	2.382	828	894	877	870	878
LULUCF (Emissões Líquidas)	1.922	355	407	385	378	381
Emissões Brutas	2.171	668	913	926	927	928
Desmatamento e outras mudanças de uso do solo	0	0	883	896	896	896
Correção de solos + Resíduos florestais	0	0	30	30	31	32
	0	0	0	0	0	0
Remoções	-249	-313	-506	-541	-548	-546
Florestas Plantadas + iLPF	0	0	-37	-27	-27	-26
Florestas Plantadas	0	0	-12	-11	-11	-11
iLPF	0	0	-25	-16	-16	-15
Restauração de florestas nativas	0	0	0	-3	-8	-12
Recuperação de pastos degradados	0	0	-14	-25	-28	-22
Áreas protegidas e terras indígenas	0	0	-354	-382	-382	-382
Florestas secundárias	0	0	-95	-90	-90	-90
Plantio direto	0	0	-6	-14	-15	-14
Offsets Florestais	0	0	0	0	0	0
Agricultura	460	473	487	492	492	497
Pecuária	329	329	339	345	341	339
Fermentação entérica	314	312	325	327	322	320
Manejo de dejetos animais	15	17	18	22	23	24
Manejo de dejetos animais (sumidouro)	0	0	-4	-4	-4	-4
Sistemas de cultivo	130	143	149	147	152	158
Solos agrícolas + Biofertilizantes / dejetos	113	124	133	135	139	145
Cultura de arroz	13	13	14	11	11	11
Queima de resíduos agrícolas	5	6	2	2	2	2

Fonte: MCTI e estimativas próprias

Transporte

Tabela A4. Evolução das emissões totais de transporte (Mt CO₂e, 2005-2030)

Ano	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Total	139,4	172,7	204,1	202,9	214,1	237,8
Rodoviário	127,0	155,8	186,3	183,0	192,7	214,1
Ferroviário	2,8	3,3	3,1	3,7	4,2	4,8
Aéreo	5,9	9,2	10,5	11,9	12,8	13,8
Hidroviário	3,6	4,5	4,2	4,3	4,4	5,1

Tabela A5. Drivers das emissões do setor de transportes

Drivers	Unid	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Eletromobilidade							
Uso de energia elétrica	Mil tep	102	143	177	207	256	360
Frota circulante de veículos elétricos leves	Milhares	-	-	1,13	3,32	39,94	174,56
Frota circulante de ônibus elétricos	Milhares	-	-	-	0,37	2,04	9,44
Frota circulante de caminhões e Comerciais leves (Transporte de carga) elétricos	Milhares	-	-	0,02	0,26	3,81	32,06
Consumo de biocombustíveis							
Uso de energia renovável	%	13,1%	19,4%	21,4%	23,1%	24,8%	25,2%
Uso de etanol hidratado	Mil tep	2.885	8.243	9.582	10.396	12.978	15.033
Uso de biodiesel	Mil tep	1	1.581	2.730	3.786	4.031	4.608
Atividade de transporte							
Transporte de passageiros	Milhões pass-km	1.191.127	1.601.409	2.059.942	2.071.006	2.114.021	2.419.712
Transporte de carga	Milhões t-km	895.148	1.118.229	1.317.614	1.445.722	1.603.937	1.830.512
Intensidade energética							
Transporte de passageiros	kJ/pass-km	1.035	1.068	1.038	1.058	1.017	975
Transporte de carga	kJ/t-km	1.051	1.041	1.023	934	912	888

Indústria

Neste anexo serão apresentadas as informações que levaram ao desenvolvimento do Cenário Tendencial e seus resultados. As principais informações que foram utilizadas a fim de estimar as emissões de GEE são o nível de atividade dos segmentos industriais analisados, a matriz energética das indústrias e intensidade de emissões. Em relação aos dois últimos itens, assumiu-se a premissa que eles permaneceriam constantes até 2030. Já o primeiro item se refere à quanto que cada um dos segmentos industriais produziu ao longo do período estudado. A taxa de crescimento anual dos segmentos industriais foi provida por uma simulação no modelo macroeconômico IMACLIM-BR e são apresentados na Tabela A6.

Tabela A6. Taxa de crescimento industrial anual entre 2020 e 2030

Segmentos industriais	Taxa de crescimento anual
	2020-2030
Ferro-gusa e aço (Mt)	1.6%
Cimento (Mt)	2.3%
Química (Mt)	0.4%
Ferroligas (Mt)	5.5%
Alimentos e bebidas (Mreais)	1.0%
Metais não-ferrosos (Mt)	3.7%

Segmentos industriais	Taxa de crescimento anual
	2020-2030
Papel e celulose (Mt)	1.9%
Mineração e pelletização (Mt)	3.4%
Têxtil (Mreais)	0.7%
Cerâmica (Mt)	1.2%
Outras indústrias (Mreais)	0.7%
Total da indústria	3,12%

Fonte: elaboração própria.

O resultado das emissões do Cenário Tendencial é a apresentado na Tabela A7 para todos os segmentos industriais estudados neste trabalho. O total das emissões no último ano alcança 204 MtCO₂eq, um crescimento de 47% em relação a 2005. Destacam-se as emissões de Ferro-gusa e Aço e Cimento como as indústrias que mais contribuem para este aumento, somando cerca de 50% do aumento das emissões no período. Além destas duas as emissões de gases fluorados, utilizados em equipamento de refrigeração, têm o maior aumento relativo. O valor em 2030 destes gases é aproximadamente sete vezes superior ao valor apresentado em 2005. Por fim, outros segmentos que merecem destaque são a indústria química e o setor têxtil, que apresentaram redução nas emissões totais.

Tabela A7. Emissões totais da indústria no Cenário Tendencial (Mt CO₂e, 2005-2030)

Consolidação do Setor Industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro e Aço	42	45	49	49	53	58
Cimento	24	36	39	33	37	41
Química	24	18	17	18	18	18
Não Ferrosos	10	13	12	11	14	16
Indústria Mineral	7,9	9,4	7,8	8,5	9,5	11,0
Mineração e Pelotização	6,7	7,3	6,6	6,3	7,4	8,7
Alimentos e Bebidas	5,0	5,5	5,7	5,7	6,0	6,3
Cerâmica	4,0	5,2	5,3	5,1	5,4	5,7
Papel e Celulose	4,2	4,2	4,4	4,6	5,1	5,5
Ferroligas	1,3	1,5	1,0	1,3	1,7	2,2
Têxtil	1,2	1,0	0,7	0,7	0,7	0,7
HFCs e SF6	2,6	7,6	10,3	12,7	15,9	19,2
Outras Indústrias	6,3	8,3	8,5	7,9	8,8	9,8
Produtos não energéticos de combustíveis	0,5	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
Total	139	162	168	165	183	204

Fonte: elaboração própria

As emissões industriais podem ser provenientes tanto da queima de combustíveis fósseis como também coprodutos de reações nos processos. Em relação a este último, a Tabela **A8**. apresenta as emissões para o Cenário de Tendencial entre 2005 e 2030. Nesse primeiro ano, a indústria brasileira emitiu 77MtCO₂eq proveniente dos processos industriais, 96 MtCO₂eq em 2015, um incremento de 25% e atingindo 120 MtCO₂eq em 2030, valor 25% maior que o de 2015 e 62% em relação à 2005. O maior responsável por estas emissões é o segmento de Ferro Gusa e Aço com 37 MtCO₂eq emitidos em 2005 subindo para 51 MtCO₂eq em 2030, valor 46% maior

Tabela A8. Emissões de IPPU no Cenário Tendencial (Mt CO₂e, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e Aço	37	39	43	43	47	51
Cimento	14	21	24	19	21	24,0
Química	9	4	3	4	4	3,9
Metais não ferrosos	5,2	7,5	6,2	5,5	6,6	8,0
Indústria Mineral	7	9	8	9	10	11
Ferroligas	1,1	1,4	0,9	1,2	1,5	1,9
HFCs e SF6	3	8	10	13	16	19
Produtos não energéticos de combustíveis	0,53	0,68	0,64	0,72	0,73	0,75
total	77	91	96	95	107	120

Fonte: elaboração própria

As emissões de energia do Cenário Tendencial são apresentadas na Tabela **A9**. . Partindo de 62 MtCO₂eq em 2005, as emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis alcançaram 71 MtCO₂eq em 2015 e 84 MtCO₂eq em 2030, um aumento de 18% e em comparação com 2005, 36%. Destaca-se a produção de Cimento como o principal responsável pelas emissões desta categoria. O primeiro, com 9 MtCO₂eq em 2005 apresentou um crescimento de 78% em 2015, atingindo 16 MtCO₂eq, um declínio nos anos seguintes fruto da queda na produção, alcançando 17 MtCO₂eq em 2030, valor aproximadamente 6% maior que o de 2015.

Tabela A9. Emissões de Energia da indústria no Cenário Tendencial (Mt CO₂e, 2005-2030)

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ferro gusa e Aço	5.3	5.6	5.5	5.8	6.3	6.9
Cimento	9	15	16	14	15	17
Química	15	14	13	14	14	15
Metais não ferrosos	4.9	5.5	5.5	5.8	7.0	8.4

Segmento industrial	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Mineração e Pelotização	6.7	7.3	6.6	6.3	7.4	8.7
Alimentos e Bebidas	5.0	5.5	5.7	5.7	6.0	6.3
Cerâmica	4.0	5.2	5.3	5.1	5.4	5.7
Papel e Celulose	4.2	4.2	4.4	4.6	5.1	5.5
Ferroligas	0.24	0.11	0.12	0.13	0.17	0.23
Têxtil	1.2	1.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Outras Indústrias	6.3	8.3	8.5	7.9	8.8	9.8
Total	62	71	71	70	77	84

Fonte: elaboração própria

Oferta de Energia

Tabela A10. Demanda final total de energia no Cenário Tendencial (em ktep)

DEMANDA FINAL TOTAL CENÁRIO TENDENCIAL, MENOS SETOR ENERGÉTICO											
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GÁS NATURAL	12.712	12.877	13.048	13.227	13.413	13.608	13.772	13.945	14.129	14.323	14.530
CARVÃO NACIONAL	405	411	418	424	431	438	445	452	459	467	474
CARVÃO IMPORTADO	3.277	3.350	3.424	3.501	3.580	3.660	3.743	3.828	3.916	4.005	4.097
LENHA	16.764	16.837	16.916	17.002	17.094	17.193	17.298	17.410	17.529	17.654	17.786
BAGAÇO DE CANA	17.719	17.895	18.074	18.253	18.435	18.619	18.804	18.991	19.180	19.371	19.564
LIXÍVIA	6.881	7.018	7.155	7.292	7.429	7.566	7.703	7.840	7.977	8.114	8.251
OUTRAS RENOVÁVEIS	962	981	1.000	1.019	1.038	1.057	1.076	1.096	1.115	1.135	1.154
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	253	258	262	266	271	275	280	285	290	295	300
BIODIESEL	4.488	4.550	4.605	4.665	4.727	4.798	4.912	5.035	5.166	5.303	5.449
ÓLEO DIESEL	43.883	44.489	45.032	45.621	46.237	46.928	48.041	49.233	50.508	51.849	53.260
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.120	3.185	3.253	3.323	3.396	3.470	3.583	3.700	3.821	3.947	4.078
GASOLINA	21.846	22.403	23.073	23.809	24.601	25.569	25.953	26.342	26.732	27.118	27.579
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	8.567	8.738	8.913	9.092	9.274	9.459	9.649	9.843	10.041	10.243	10.449
BIOQUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEROSENE	3.818	3.875	3.933	3.993	4.055	4.119	4.178	4.239	4.302	4.367	4.435
GÁS DE COQUERIA	1.236	1.256	1.277	1.298	1.319	1.340	1.362	1.385	1.407	1.430	1.454
COQUE DE CARVÃO MINERAL	8.175	8.319	8.466	8.615	8.768	8.924	9.082	9.244	9.409	9.577	9.749
ELETRICIDADE	46.033	47.524	49.070	50.673	52.335	54.059	55.847	57.703	59.629	61.629	63.708
CARVÃO VEGETAL	3.519	3.583	3.650	3.719	3.790	3.865	3.941	4.021	4.104	4.190	4.279
ETANOL	15.997	17.053	17.162	17.384	18.175	18.868	19.409	19.919	20.423	20.922	21.377
COQUE DE PETRÓLEO	4.899	5.023	5.150	5.281	5.416	5.554	5.697	5.843	5.994	6.149	6.309
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	2.229	2.237	2.246	2.254	2.263	2.271	2.280	2.288	2.297	2.306	2.315
ALCATRÃO	95	96	98	100	101	103	105	106	108	110	112
DEMANDA FINAL TOTAL	226.875	231.956	236.222	240.810	246.147	251.743	257.161	262.749	268.536	274.504	280.706

Tabela A11. Evolução das Emissões dos Subsetores de oferta de energia no Cenário Tendencial (MtCO_{2e}, 2005-2030)

Setor	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Histórico - MtCO _{2e}			Tendencial - MtCO _{2e}		
Oferta de Energia	69,6	81,9	121,9	79,7	106,7	131,3
Oferta de energia (combustão)	49,3	61,2	98,9	54,9	73,8	92,0
Consumo do setor energético	21,7	23,9	30,1	27,0	35,2	41,7
Geração de eletricidade	26,7	36,6	68,1	27,5	38,1	49,8
Carvoarias	1,0	0,7	0,6	0,4	0,5	0,5
Oferta de energia (fugitivas)	20,3	20,8	23,0	24,9	32,9	39,4
Óleo e Gás	17,3	17,6	19,5	21,2	28,0	34,8
E&P				13,9	18,7	25,4
Refino				7,3	9,4	9,4
Mineração do carvão	3,0	3,2	3,5	3,7	4,8	4,6

Tabela A12. Potência instalada e geração esperada por fonte no Cenário Tendencial

Tecnologia	Potência instalada (GW)			Geração esperada (GWano)		
	2020	2025	2030	2020	2025	2030
Cenário Tendencial						
Hidrelétrica ¹	108,4	110,8	115,3	50,2	56,6	58,9
Gás natural	14,5	18,3	27,1	3,6	5,1	9,3
Carvão	3,5	3,5	3,5	1,8	2,5	2,2
Nuclear	2,0	2,0	3,4	1,7	1,9	3,3
Outras não renováveis ²	5,2	4,1	1,8	0,3	0,3	0,3
Biomassa ³	13,9	15,6	19,1	5,8	7,0	8,4
Eólica	15,5	19,5	30,5	7,1	9,0	14,1
Solar ⁴	4,5	12,3	22,8	1,0	2,6	4,7
Total	167,6	186,3	223,6	71,4	85,0	101,2

¹ Inclui PCH.

² Inclui óleo diesel, óleo combustível e outros.

³ Inclui bagaço de cana, resíduos agrícolas, lenha, casca de arroz, entre outros.

Tabela A13. Oferta de Petróleo – Cenário Tendencial (Mbb/dia)

Mbb/dia	Cenário Tendencial		
	2020	2025	2030
Extração de óleo	3,2	4,3	5,8
Importação de óleo	0,3	0,3	0,3
Exportação de óleo	1,8	2,4	3,9
Óleo processado	1,8	2,3	2,3

Tabela A14. Oferta dos principais combustíveis – Cenário Tendencial (ktep)

Quantidade produzida (ktep)	Cenário Tendencial		
	2020	2025	2030
Diesel mineral	45212	48714	55690
Gasolina	21846	25569	27579
Biodiesel	4488	4798	5448
Bioquerosene	0	0	0
Lenha	22294	23757	24971
Produtos da cana	59095	66116	74389
Etanol	16532	19499	22105

Tabela A15. Oferta Interna de Energia – Cenário Tendencial

Oferta Interna Bruta (Mtep)	Cenário Tendencial		
	2020	2025	2030
Hidrelétricas e importação	40,0	44,4	45,7
Derivados da Cana	6,8	7,9	10,2
Lenha	0,3	0,8	0,8
Outras renováveis	8,7	11,8	17,3
Nuclear	3,8	4,4	7,5
Gás Natural – UTE	4,9	6,9	12,6
Carvão Mineral – UTE	3,4	4,8	4,3
	0,0	0,0	0,0
	0,0	0,0	0,0
Outros Não Renováveis	0,7	0,8	0,9
Subtotal – Eletricidade	68,6	81,8	99,1
% de fontes renováveis	81%	79%	75%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	23%	25%	28%
Petróleo e Derivados	98,9	110,3	122,5
Gás Natural	29,6	29,2	36,2
Carvão Mineral e Coque	13,0	14,3	15,7
Derivados da Cana	52,3	58,2	64,2
Outras renováveis	38,6	40,9	44,2
Outras não renováveis	0,6	0,6	0,7
Subtotal – Combustíveis	233,0	253,5	283,5
% de fontes renováveis	39%	39%	38%
TOTAL	301,6	335,3	382,6
% de fontes renováveis	48,6%	48,9%	47,7%
% de fontes renováveis sem hidrelétricas	35,4%	35,7%	35,7%
% derivados de cana	19,6%	19,7%	19,4%
% cana + biodiesel	21,1%	21,1%	20,9%

Tabela A16. Metas indicativas do setor energético na NDC Brasileira – Cenário Tendencial

Ação	Biocombustíveis na matriz energética	Renováveis na matriz energética	Fontes renováveis, não hídricas na matriz energética	Energia elétrica renovável não hidrelétrica
Meta 2030	18,0%	45,0%	28,0%	23,0%
Tendencial	20,9%	47,7%	35,7%	26,9%

Outros setores da demanda de energia

Tabela A17. Emissões de outros setores da demanda de energia do Cenário Tendencial (Mt CO₂e, 2005-2030)

Mt CO ₂ e	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Residencial	25.68	26.21	25.85	26.37	27.84	29.66
Comercial e Público	3.75	2.76	2.36	2.39	2.96	3.77
Agricultura	15.70	18.17	19.26	19.71	21.60	23.68
Total	45.13	47.13	47.46	48.47	52.40	57.11

Resíduos

Tabela A18. Resultado da Emissões de resíduos no Cenário Tendencial (Mt CO₂e, 2005-2030)

Sector	2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Mt CO ₂ equivalente (total) – Cenário Tendencial					
Resíduos	61,23	69,18	82,15	102,24	115,27	128,29
Resíduos sólidos	36,38	35,52	41,82	65,24	73,27	81,29
Resíduos sólidos urbanos e industriais	36,38	35,52	41,82	65,24	73,27	81,29
Tratamento e lançamento de esgotos	24,85	33,66	40,33	37,00	42,00	47,00
Esgotos domésticos	13,97	16,27	17,43	18,00	19,00	20,00
Efluentes industriais	10,87	17,39	22,90	19,00	23,00	27,00

Fonte: La Rovere et al. (2019)

Tabela A19. Drivers de emissão de resíduos sólidos no Cenário Tendencial (Mt de resíduos)

Milhões de toneladas de resíduos sólidos	2005	2010	2015	Cenário Tendencial			
				2020	2025	2030	
Geração de resíduos sólidos – municipal (RSU) e industrial (RSI)	63,3	71,2	79,8	85	92,3	99,7	
RSU e RSI coletados e enviados para locais de disposição	52,9	63,4	72,5	77,1	83,4	89,6	
Locais de disposição	Lixão	14,1	11,5	11,4	11,5	11,6	10,8
	Aterro controlado	14,4	15,4	14,8	14,3	13,9	10,9
	Aterros sanitários	24,4	36,5	50,8	57,6	64,1	65,2
% de metano queimado *							
Resíduos não coletados	6,4	3,3	1,7	1,3	1,2	1,1	
Compostagem	0,6	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	
Reciclagem de papel	3,4	4,1	5,3	6,3	7,5	8,7	

* Se mantém conforme terceira comunicação nacional que atribui valor apesar de haver alguma captura e destruição de metano, principalmente em projetos MDL.

Fonte: La Rovere et al. (2019)

Tabela A20. Drivers de emissão de esgotos e efluentes no Cenário Tendencial (Mt de DBO)

Nível de Atividade (Mt DBO)		2005	2010	2015	Cenário Tendencial		
					2020	2025	2030
Geração de águas residuais urbanas		3,02	3,14	3,33	3,55	3,64	3,74
Águas residuais na estação de tratamento		0,52	0,94	1,33	1,55	1,64	1,74
Trea tme nt	Processos não emissores	0,1	0,1	0,05	0,04	0,04	0,04
	Lodos ativados	0,2	0,4	0,6	0,6	0,7	0,7
	Lagoas facultativas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Tratamentos sem especificação	0,02	0,04	0,1	0,1	0,1	0,1
	Tratamento anaeróbico	0,1	0,3	0,7	0,8	0,8	1,0
	% de metano queimado (55% de taxa de eficiência)	N.A.	N.A.	60%	60%	60%	80%
Fossas sépticas		0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,1
Fossas rudimentares		0,5	0,4	0,4	0,3	0,2	0,7
Lançamento de corpos hídricos		1,7	1,5	1,2	1,2	1,2	1,2
Águas residuais industriais tratadas em usinas anaeróbicas com metano usado para geração de eletricidade (% do total de CH4)					40%	42%	43%

ANEXO II – Detalhamentos setoriais adicionais

AFOLU

Diferenças entre cada cenário de precificação e o cenário REF (remoções)

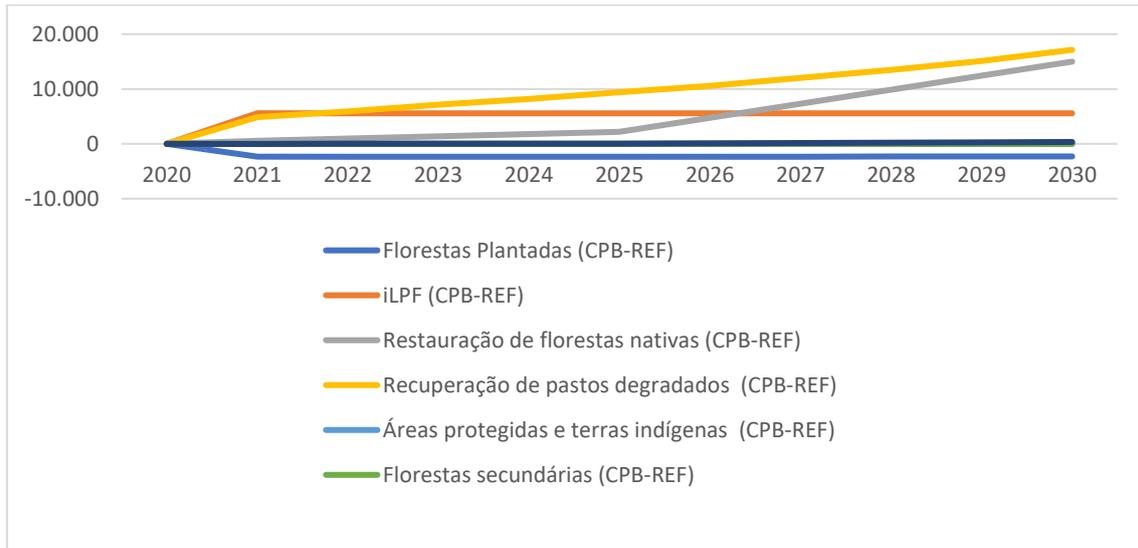


Gráfico 11. Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CPB e REF (Mt CO₂e).

Fonte: MCTI e estimativas próprias

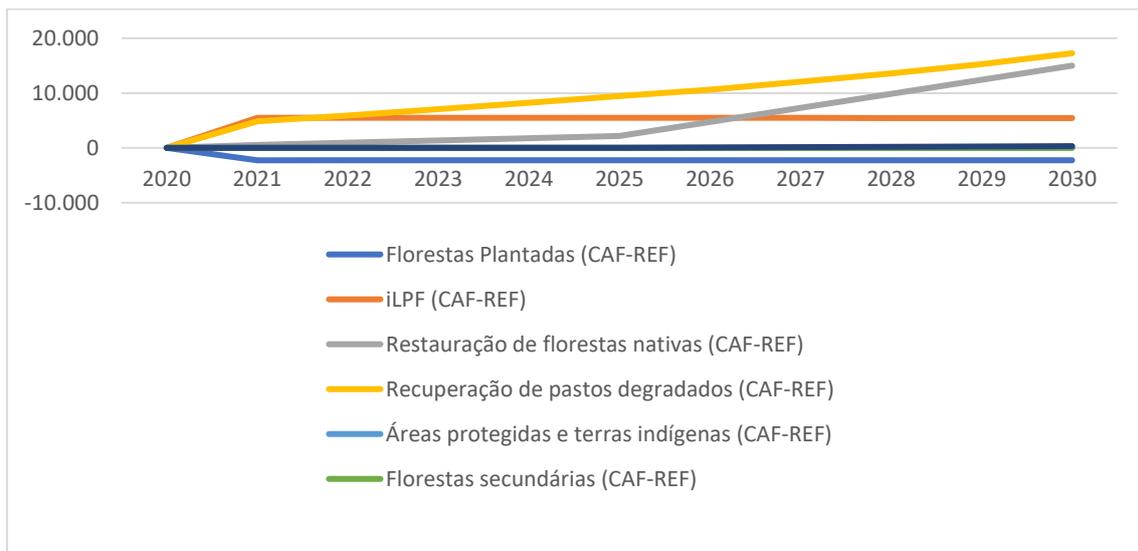


Gráfico 12. Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CAF e REF (Mt CO₂e).

Fonte: MCTI e estimativas próprias

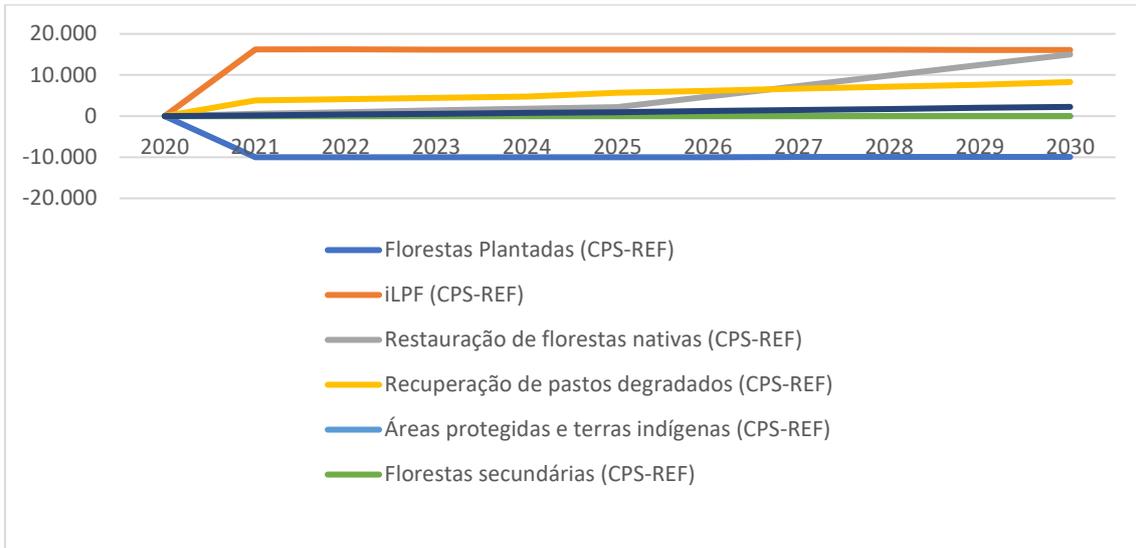


Gráfico 13. Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CPS e REF (Mt CO₂e).
Fonte: MCTI e estimativas próprias

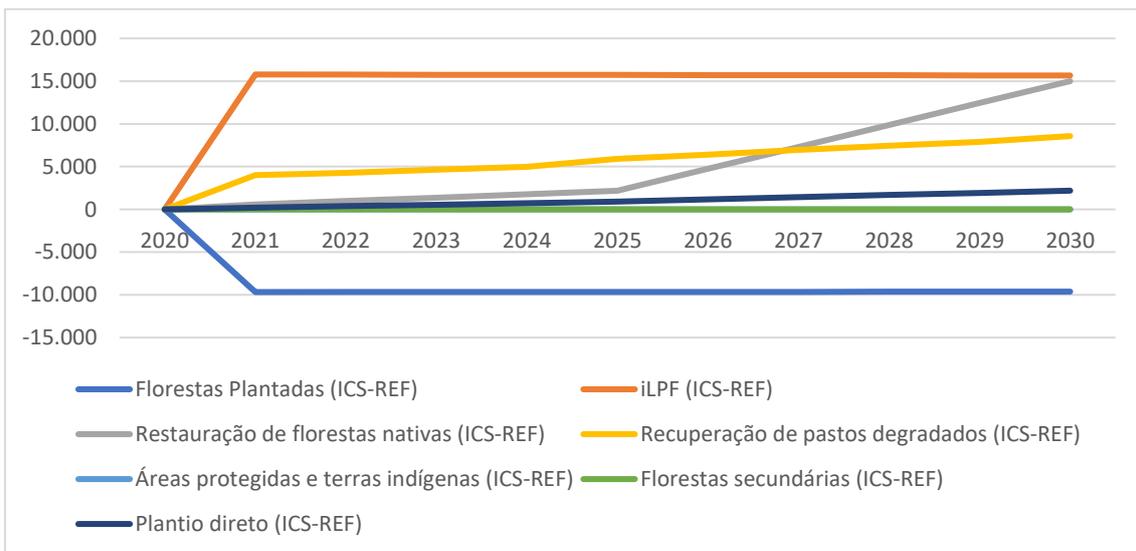


Gráfico 14. Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre ICS e REF (Mt CO₂e).
Fonte: MCTI e estimativas próprias

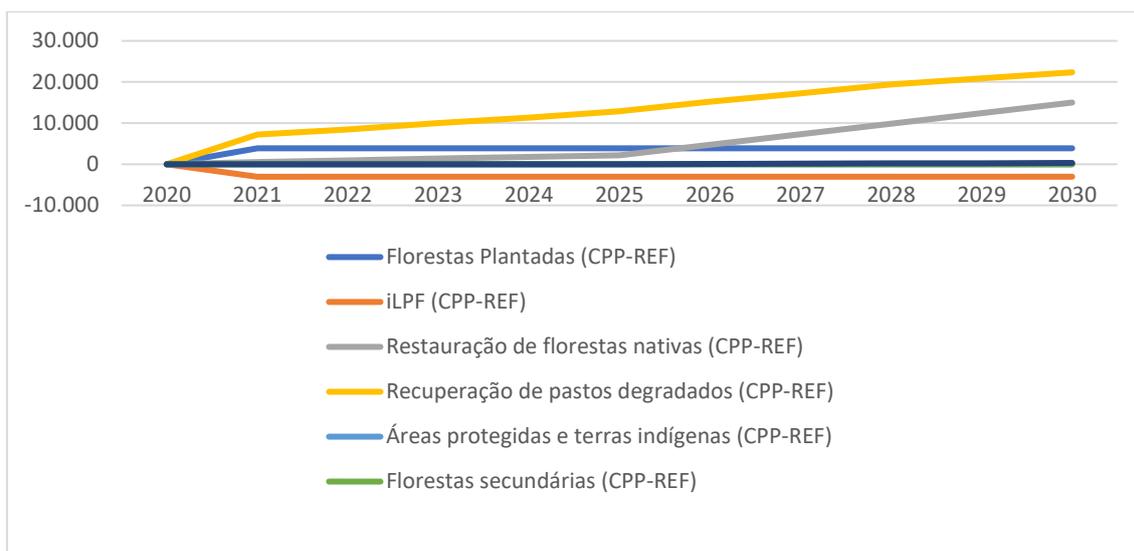


Gráfico 15. Subsetores de Remoções de AFOLU com diferenças entre CPP e REF (Mt CO₂e).

Fonte: MCTI e estimativas próprias

Tabela A21. Variáveis Exógenas do TEN

Gen. Tendencial	Unidade	Fonte	2015	2020	2025	2030
Floresta plantada total (floresta homogênea mais parte florestal do iLPF)	mil ha	Relatório ICAT/ COPPE	7,68	8,09	9,13	10,17
Florestas Plantadas Homogênea	mil ha	Relatório ICAT	6,60	6,97	7,34	7,71
iLPF (área pecuária de alta tecnologia)	mil ha	Relatório ICAT	2,00	2,61	3,21	3,82
RVSO	mil ha	Relatório ICAT	0,00	0,36	0,90	1,40
Recuperação de pastos degradados	mil ha	Relatório ICAT	3,90	6,87	11,54	12,94
Áreas protegidas e terras indígenas (sinal negativo representa remoção)	Gg CO ₂	Relatório ICAT	-354.000	-382.000	-382.000	-382.000
Florestas secundárias (sinal negativo representa remoção)	Gg CO ₂	Relatório ICAT	-95.000	-90.000	-89.550	-89.550
Ciclo Otto	mil tep	COPPE	38.464	37.834	42.580	45.712
Biodiesel	mil m ³	COPPE	3.946	5.667	6.058	6.879
Desmatamento	Gg CO ₂	Relatório ICAT	883.000	895.500	895.500	895.500

Oferta de Energia

Tabela A22. Fatores de patamar de carga e sazonalidade

Nome	Subsistema			Fatores sazonais		Estação 1		Estação 2		Estação 3		Estação 4	
		Estação 1	Estação 2	Estação 3	Estação 4	Fora de Ponta	Ponta						
Solar	N	1,01	1,01	0,97	1,01	0,96	2	1,04	0	1,04	0	1	1
Solar	NE	0,98	0,96	0,99	1,07	0,96	2	1,04	0	1,04	0	1	1
Solar	S	1,01	1,01	0,97	1,01	0,96	2	1,04	0	1,04	0	1	1
Solar	SE	1,01	1,01	0,97	1,01	0,96	2	1,04	0	1,04	0	1	1
Helio-térmica	NE	1,01	1,01	0,98	1,01	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Helio-térmica	SE	1,01	1,01	0,98	1,01	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Eólica	NE	0,82	0,93	1,23	1,02	1,02	0,5	1,02	0,47	1,01	0,67	1,01	0,65
Eólica	S	0,94	0,91	1,11	1,03	1,04	0,16	1,04	0,16	1,03	0,22	1,03	0,22
PCH	N	1,16	1,21	0,88	0,75	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
PCH	NE	1,14	1,01	0,93	0,92	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
PCH	S	1	1,02	0,96	1,02	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
PCH	SE	1,23	1,08	0,75	0,94	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	BM	1,95	1,57	0,18	0,3	1	1	1	1	1	1	1	1
Hidrelétrica	IT	1,16	0,81	0,92	1,1	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	MAD	1,36	1,18	0,62	0,84	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	MAN	1,06	1,49	0,99	0,47	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	N	1,16	1,21	0,88	0,75	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	NE	1,14	1,01	0,93	0,92	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	S	0,82	0,87	1,26	1,06	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	SE	1,16	0,87	0,91	1,06	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5	0,98	1,5
Hidrelétrica	TAP	1,45	1,07	0,51	0,97	1	1	1	1	1	1	1	1
Térmica a Bagaço	SE	0,15	1,27	1,58	1,01	1	1	1	1	1	1	1	1
Outras térmicas	Todos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabela A23. Demanda final total do Cenário de Referência (ktep)

	DEMANDA FINAL TOTAL DO CENÁRIO DE REFERÊNCIA, MENOS SETOR ENERGÉTICO										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GÁS NATURAL	12.712	12.630	12.530	12.433	12.346	12.282	12.140	12.029	11.924	11.825	11.736
CARVÃO NACIONAL	405	403	400	398	397	396	393	391	390	388	386
CARVÃO IMPORTADO	3.277	3.292	3.296	3.304	3.325	3.362	3.344	3.371	3.395	3.423	3.453
LENHA	16.764	16.585	16.578	16.520	16.460	16.422	16.333	16.306	16.272	16.245	16.225
BAGAÇO DE CANA	17.719	17.269	17.055	16.744	16.439	16.167	15.878	15.574	15.275	14.993	14.709
LIXÍVIA	6.881	6.930	7.004	7.083	7.157	7.249	7.310	7.380	7.438	7.498	7.559
OUTRAS RENOVÁVEIS	962	966	974	982	989	999	1.004	1.011	1.017	1.023	1.029
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	253	251	249	247	245	243	239	237	235	233	231
BIODIESEL	4.488	5.243	5.698	6.076	6.432	6.330	6.695	7.246	7.789	8.296	8.829
ÓLEO DIESEL	43.883	41.937	41.661	40.844	39.950	39.337	38.598	38.885	39.033	38.941	38.920
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.120	3.147	3.196	3.241	3.321	3.416	3.438	3.526	3.572	3.639	3.691
GASOLINA	21.846	20.501	19.706	18.673	17.438	15.700	13.755	12.595	11.299	9.976	7.783
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	8.567	8.610	8.798	8.932	9.057	9.186	9.268	9.425	9.575	9.719	9.868
BIOQUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	35	36	36	73
QUEROSENE	3.818	3.824	3.865	3.876	3.857	3.801	3.714	3.741	3.777	3.800	3.800
GÁS DE COQUERIA	1.236	1.242	1.234	1.238	1.245	1.260	1.241	1.247	1.256	1.267	1.278
COQUE DE CARVÃO MINERAL	8.175	8.136	8.022	7.970	7.939	7.952	7.768	7.732	7.709	7.693	7.677
ELETRICIDADE	46.033	46.877	48.378	49.670	50.999	52.457	53.699	55.333	56.992	58.711	60.534
CARVÃO VEGETAL	3.519	3.624	3.719	3.837	3.968	4.124	4.199	4.347	4.510	4.684	4.868
ETANOL	15.997	17.099	17.950	18.681	19.176	19.639	19.689	20.713	21.460	22.037	23.592
COQUE DE PETRÓLEO	4.899	4.880	4.894	4.891	4.892	4.900	4.873	4.880	4.878	4.876	4.875
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	2.229	2.203	2.164	2.133	2.103	2.078	2.045	2.015	1.986	1.957	1.930
ALCATRÃO	95	95	94	94	94	95	94	94	94	95	96
DEMANDA FINAL TOTAL	226.875	225.744	227.463	227.864	227.829	227.394	225.718	228.115	229.911	231.354	233.140

Tabela A24. Demanda final total do Cenário Pacote Base (ktep)

	DEMANDA FINAL TOTAL DO CENÁRIO PACOTE BASE, MENOS SETOR ENERGÉTICO										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GÁS NATURAL	12.712	12.741	12.759	12.781	12.801	12.831	12.818	12.821	12.828	12.842	12.863
CARVÃO NACIONAL	405	404	404	404	404	404	403	403	402	402	402
CARVÃO IMPORTADO	3.277	3.307	3.351	3.395	3.437	3.482	3.523	3.565	3.604	3.642	3.680
LENHA	16.764	16.721	16.671	16.651	16.627	16.617	16.556	16.577	16.596	16.623	16.647
BAGAÇO DE CANA	17.719	17.615	17.525	17.439	17.355	17.274	17.195	17.112	17.026	16.937	16.850
LIXÍVIA	6.881	6.955	7.043	7.116	7.186	7.260	7.332	7.403	7.469	7.536	7.597
OUTRAS RENOVÁVEIS	962	970	981	990	998	1.008	1.014	1.023	1.032	1.040	1.048
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	253	252	253	254	255	256	253	254	255	256	257
BIODIESEL	4.488	5.237	5.642	6.036	6.435	6.420	6.800	7.379	7.919	8.469	9.077
ÓLEO DIESEL	43.883	41.895	41.262	40.622	39.979	39.898	39.201	39.599	39.692	39.762	40.015
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.120	3.162	3.205	3.258	3.343	3.458	3.480	3.566	3.625	3.707	3.767
GASOLINA	21.846	19.405	19.211	18.864	18.372	17.849	17.262	16.883	16.453	16.006	15.563
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	8.567	8.715	8.859	9.011	9.156	9.311	9.433	9.620	9.806	10.002	10.191
BIOQUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEROSENE	3.818	3.853	3.883	3.906	3.917	3.930	3.939	3.947	3.956	4.010	4.066
GÁS DE COQUERIA	1.236	1.248	1.267	1.283	1.300	1.317	1.333	1.346	1.360	1.374	1.387
COQUE DE CARVÃO MINERAL	8.175	8.261	8.399	8.516	8.638	8.762	8.879	8.986	9.096	9.203	9.311
ELETRICIDADE	46.033	47.293	48.589	49.991	51.383	52.876	54.244	55.980	57.754	59.631	61.547
CARVÃO VEGETAL	3.519	3.644	3.794	3.944	4.103	4.271	4.440	4.620	4.809	5.006	5.212
ETANOL	15.997	16.588	16.865	17.234	17.674	18.073	18.377	18.524	18.651	18.726	18.731
COQUE DE PETRÓLEO	4.899	4.905	4.950	4.996	5.038	5.084	5.065	5.116	5.161	5.209	5.255
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	2.229	2.212	2.201	2.188	2.177	2.166	2.150	2.138	2.126	2.113	2.101
ALCATRÃO	95	96	98	100	102	104	106	108	110	112	114
DEMANDA FINAL TOTAL	226.875	225.477	227.211	228.978	230.678	232.649	233.801	236.969	239.731	242.607	245.680

Tabela A25. Demanda final total do Cenário Pacote Ajuste de Fronteira (ktep)

	DEMANDA FINAL TOTAL DO CENÁRIO PACOTE AJUSTE DE FRONTEIRA, MENOS SETOR ENERGÉTICO										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GÁS NATURAL	12.712	12.742	12.762	12.788	12.812	12.845	12.836	12.844	12.856	12.875	12.902
CARVÃO NACIONAL	405	404	404	404	404	404	403	403	403	402	402
CARVÃO IMPORTADO	3.277	3.311	3.362	3.413	3.462	3.515	3.566	3.618	3.667	3.715	3.765
LENHA	16.764	16.718	16.667	16.644	16.618	16.606	16.543	16.561	16.578	16.603	16.630
BAGAÇO DE CANA	17.719	17.610	17.516	17.425	17.336	17.250	17.165	17.075	16.983	16.887	16.792
LIXÍVIA	6.881	6.950	7.034	7.103	7.169	7.239	7.306	7.372	7.433	7.495	7.550
OUTRAS RENOVÁVEIS	962	969	980	989	998	1.007	1.013	1.022	1.030	1.038	1.045
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	253	253	255	256	257	259	256	258	259	260	262
BIODIESEL	4.488	5.238	5.665	6.105	6.479	6.443	6.832	7.393	7.988	8.554	9.139
ÓLEO DIESEL	43.883	41.902	41.433	41.046	40.250	40.041	39.388	39.673	40.027	40.152	40.284
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.120	3.166	3.207	3.262	3.351	3.469	3.494	3.584	3.648	3.735	3.800
GASOLINA	21.846	19.627	19.438	19.093	18.615	18.104	17.529	17.161	16.744	16.311	15.880
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	8.567	8.715	8.859	9.011	9.156	9.311	9.433	9.620	9.806	10.002	10.203
BIOQUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEROSENE	3.818	3.858	3.889	3.915	3.931	3.947	3.950	3.966	3.981	4.043	4.105
GÁS DE COQUERIA	1.236	1.250	1.273	1.292	1.313	1.333	1.353	1.372	1.391	1.409	1.428
COQUE DE CARVÃO MINERAL	8.175	8.275	8.434	8.574	8.718	8.866	9.011	9.150	9.291	9.430	9.573
ELETRICIDADE	46.033	47.296	48.595	50.004	51.402	52.902	54.277	56.024	57.809	59.696	61.651
CARVÃO VEGETAL	3.519	3.649	3.807	3.965	4.133	4.310	4.492	4.686	4.890	5.103	5.329
ETANOL	15.997	16.627	16.916	17.298	17.742	18.145	18.458	18.612	18.745	18.826	18.840
COQUE DE PETRÓLEO	4.899	4.919	4.975	5.030	5.079	5.131	5.120	5.177	5.229	5.282	5.335
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	2.229	2.212	2.202	2.191	2.180	2.171	2.156	2.146	2.135	2.124	2.112
ALCATRÃO	95	97	99	101	103	106	108	110	113	115	118
DEMANDA FINAL TOTAL	226.875	225.785	227.769	229.909	231.505	233.403	234.687	237.823	241.003	244.057	247.143

Tabela A26. Demanda final total do Cenário Pacote Segmentado (ktep)

	DEMANDA FINAL TOTAL DO CENÁRIO PACOTE SEGMENTADO, MENOS SETOR ENERGÉTICO										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GÁS NATURAL	12.712	12.741	12.759	12.781	12.802	12.832	12.818	12.822	12.828	12.842	12.863
CARVÃO NACIONAL	405	404	404	404	404	404	403	403	402	402	402
CARVÃO IMPORTADO	3.277	3.307	3.351	3.395	3.437	3.482	3.524	3.566	3.604	3.642	3.681
LENHA	16.764	16.721	16.672	16.651	16.627	16.617	16.557	16.577	16.596	16.624	16.647
BAGAÇO DE CANA	17.719	17.615	17.525	17.439	17.354	17.274	17.194	17.111	17.026	16.937	16.850
LIXÍVIA	6.881	6.955	7.043	7.116	7.187	7.260	7.333	7.404	7.470	7.537	7.598
OUTRAS RENOVÁVEIS	962	970	981	990	998	1.008	1.014	1.023	1.032	1.040	1.048
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	253	252	253	254	255	256	253	254	255	256	257
BIODIESEL	4.488	4.414	4.397	4.379	4.341	4.319	4.345	4.385	4.429	4.492	4.549
ÓLEO DIESEL	43.883	43.175	43.017	42.853	42.497	42.298	42.546	42.949	43.384	44.008	44.564
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.120	3.162	3.205	3.258	3.343	3.411	3.480	3.566	3.625	3.707	3.767
GASOLINA	21.846	19.232	19.014	18.655	18.146	17.617	17.018	16.616	16.166	15.703	15.242
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	8.567	8.715	8.859	9.012	9.156	9.312	9.433	9.620	9.806	10.001	10.190
BIOQUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEROSENE	3.818	3.856	3.885	3.906	3.911	3.918	3.921	3.938	3.956	4.010	4.065
GÁS DE COQUERIA	1.236	1.248	1.267	1.283	1.300	1.317	1.333	1.346	1.361	1.374	1.387
COQUE DE CARVÃO MINERAL	8.175	8.261	8.399	8.516	8.638	8.763	8.879	8.987	9.097	9.204	9.312
ELETRICIDADE	46.033	47.294	48.589	49.992	51.385	52.879	54.247	55.983	57.757	59.632	61.545
CARVÃO VEGETAL	3.519	3.644	3.794	3.945	4.103	4.271	4.441	4.620	4.809	5.006	5.212
ETANOL	15.997	16.583	16.875	17.244	17.691	18.085	18.389	18.547	18.682	18.760	18.769
COQUE DE PETRÓLEO	4.899	4.905	4.950	4.997	5.038	5.084	5.065	5.116	5.162	5.209	5.255
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	2.229	2.212	2.201	2.188	2.177	2.166	2.151	2.138	2.126	2.113	2.101
ALCATRÃO	95	96	98	100	102	104	106	108	110	112	114
DEMANDA FINAL TOTAL	226.875	225.760	227.539	229.357	230.891	232.674	234.449	237.080	239.682	242.612	245.419

Tabela A27. Demanda final total do Cenário Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis
(kep)

DEMANDA FINAL TOTAL DO CENÁRIO PACOTE COM ISENÇÃO DE COMBUSTÍVEIS SENSÍVEIS, MENOS SETOR ENERGÉTICO											
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GÁS NATURAL	12.712	12.742	12.760	12.781	12.802	12.832	12.819	12.823	12.829	12.843	12.864
CARVÃO NACIONAL	405	404	404	404	404	404	403	403	403	402	402
CARVÃO IMPORTADO	3.277	3.307	3.351	3.395	3.437	3.482	3.524	3.566	3.605	3.642	3.681
LENHA	16.764	16.724	16.674	16.653	16.629	16.619	16.560	16.581	16.600	16.627	16.650
BAGAÇO DE CANA	17.719	17.622	17.531	17.444	17.360	17.280	17.200	17.117	17.033	16.944	16.857
LIXÍVIA	6.881	6.956	7.044	7.117	7.187	7.261	7.335	7.406	7.472	7.538	7.599
OUTRAS RENOVÁVEIS	962	969	980	990	998	1.008	1.014	1.023	1.032	1.040	1.048
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	253	252	253	254	255	256	253	254	255	256	257
BIODIESEL	4.488	4.414	4.377	4.376	4.339	4.316	4.324	4.370	4.418	4.469	4.521
ÓLEO DIESEL	43.883	43.177	42.826	42.830	42.473	42.268	42.341	42.795	43.278	43.785	44.295
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.120	3.162	3.205	3.257	3.342	3.411	3.480	3.566	3.625	3.707	3.767
GASOLINA	21.846	19.792	19.663	19.391	18.868	18.333	18.006	17.638	17.215	16.747	16.285
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	8.567	8.715	8.859	9.012	9.157	9.312	9.434	9.621	9.806	10.001	10.190
BIOQUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEROSENE	3.818	3.852	3.879	3.902	3.924	3.947	3.967	3.986	4.005	4.024	4.064
GÁS DE COQUERIA	1.236	1.248	1.267	1.283	1.300	1.317	1.333	1.347	1.361	1.374	1.388
COQUE DE CARVÃO MINERAL	8.175	8.262	8.399	8.517	8.638	8.763	8.880	8.988	9.098	9.204	9.312
ELETRICIDADE	46.033	47.296	48.591	49.991	51.381	52.871	54.235	55.971	57.743	59.614	61.523
CARVÃO VEGETAL	3.519	3.644	3.794	3.944	4.103	4.271	4.441	4.620	4.809	5.006	5.212
ETANOL	15.997	16.236	16.435	16.713	17.176	17.574	17.758	17.882	17.989	18.072	18.082
COQUE DE PETRÓLEO	4.899	4.900	4.945	4.992	5.033	5.080	5.061	5.112	5.158	5.205	5.251
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	2.229	2.212	2.201	2.188	2.177	2.166	2.151	2.139	2.126	2.114	2.101
ALCATRÃO	95	96	98	100	102	104	106	108	110	112	114
DEMANDA FINAL TOTAL	226.875	225.980	227.537	229.535	231.083	232.874	234.624	237.315	239.967	242.727	245.462

Tabela A28. Demanda final total do Cenário Pacote com Precificação da Pecuária (ktep)

	DEMANDA FINAL TOTAL DO CENÁRIO PACOTE COM PRECIFICAÇÃO DA PECUÁRIA, MENOS SETOR ENERGÉTICO										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
GÁS NATURAL	12.712	12.739	12.755	12.777	12.797	12.827	12.815	12.819	12.825	12.840	12.860
CARVÃO NACIONAL	405	404	404	404	403	403	403	403	402	402	402
CARVÃO IMPORTADO	3.277	3.304	3.347	3.390	3.432	3.477	3.520	3.563	3.602	3.639	3.678
LENHA	16.764	16.728	16.678	16.657	16.632	16.621	16.557	16.578	16.597	16.624	16.647
BAGAÇO DE CANA	17.719	17.634	17.543	17.455	17.370	17.288	17.201	17.118	17.033	16.943	16.856
LIXÍVIA	6.881	6.950	7.037	7.110	7.181	7.254	7.329	7.400	7.465	7.533	7.595
OUTRAS RENOVÁVEIS	962	969	980	989	998	1.007	1.014	1.023	1.031	1.040	1.048
OUTRAS NÃO RENOVÁVEIS	253	252	253	254	255	256	253	254	255	256	257
BIODIESEL	4.488	5.237	5.642	6.036	6.435	6.420	6.799	7.379	7.919	8.469	9.077
ÓLEO DIESEL	43.883	41.896	41.262	40.622	39.978	39.897	39.201	39.598	39.692	39.761	40.014
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.120	3.162	3.202	3.255	3.340	3.455	3.476	3.564	3.623	3.705	3.766
GASOLINA	21.846	19.384	19.192	18.851	18.362	17.840	17.246	16.868	16.440	15.982	15.526
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	8.567	8.723	8.867	9.020	9.164	9.319	9.436	9.622	9.808	10.004	10.193
BIOQUEROSENE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
QUEROSENE	3.818	3.853	3.883	3.906	3.917	3.930	3.939	3.947	3.956	4.010	4.066
GÁS DE COQUERIA	1.236	1.246	1.265	1.281	1.298	1.315	1.332	1.345	1.360	1.373	1.387
COQUE DE CARVÃO MINERAL	8.175	8.251	8.387	8.504	8.626	8.750	8.873	8.981	9.090	9.197	9.305
ELETRICIDADE	46.033	47.326	48.615	50.015	51.407	52.899	54.249	55.988	57.761	59.637	61.553
CARVÃO VEGETAL	3.519	3.641	3.791	3.941	4.099	4.267	4.438	4.618	4.806	5.003	5.210
ETANOL	15.997	16.610	16.886	17.248	17.685	18.084	18.396	18.542	18.667	18.753	18.772
COQUE DE PETRÓLEO	4.899	4.906	4.950	4.996	5.037	5.083	5.064	5.115	5.161	5.209	5.255
OUTRAS SECUNDÁRIAS DE PETRÓLEO	2.229	2.210	2.199	2.186	2.175	2.164	2.149	2.137	2.125	2.112	2.100
ALCATRÃO	95	96	98	100	102	104	106	108	110	112	114
DEMANDA FINAL TOTAL	226.875	225.518	227.236	228.996	230.691	232.658	233.795	236.968	239.728	242.604	245.677

Tabela A29. Demanda final total por cenário (ktep)

DEMANDA FINAL TOTAL						
Ano	Referência	Pacote Base	Pacote Ajuste de Fronteira	Pacote Segmentado	Pacote com Isenção de Combustíveis Sensíveis	Pacote com Precificação da Pecuária
2018	213.338	213.338	213.338	213.338	213.338	213.338
2019	223.982	223.982	223.982	223.982	223.982	223.982
2020	226.875	226.875	226.875	226.875	226.875	226.875
2021	225.744	225.477	225.785	225.760	225.980	225.518
2022	227.463	227.211	227.769	227.539	227.537	227.236
2023	227.864	228.978	229.909	229.357	229.535	228.996
2024	227.829	230.678	231.505	230.891	231.083	230.691
2025	227.394	232.649	233.403	232.674	232.874	232.658
2026	225.718	233.801	234.687	234.449	234.624	233.795
2027	228.115	236.969	237.823	237.080	237.315	236.968
2028	229.911	239.731	241.003	239.682	239.967	239.728
2029	231.354	242.607	244.057	242.612	242.727	242.604
2030	233.140	245.680	247.143	245.419	245.462	245.677