



EMISSÕES DOS SETORES DE ENERGIA, PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS

2018
Documento
de Análise

PERÍODO 1970 - 2016

Equipe Técnica

André Luis Ferreira, David Shiling Tsai, Felipe Barcellos e Silva,
Marcelo dos Santos Cremer e Munir Younes Soares

Revisão

Pedro Bara Neto – The Nature Conservancy (TNC)
André Nahur – WWF



OBSERVATÓRIO
DO CLIMA



iema
Instituto de Energia
e Meio Ambiente

- ✓ **No ano de 2016, o setor de Energia foi responsável pela emissão de 423,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e), o que correspondeu a 19% do total anual de emissões no Brasil.** Já o setor de Processos Industriais e Uso de Produtos foi responsável por 4% das emissões brasileiras, o que equivale a 95,6 milhões de toneladas de CO₂e.
- ✓ Na categoria **Energia** estão contabilizadas as emissões de gases de efeito estufa associadas à produção e ao consumo de energia. Essas emissões são geradas em atividades de exploração e extração de fontes primárias de energia, conversão de fontes primárias em fontes secundárias (refinarias de petróleo, unidades produtoras de biocombustíveis, centrais de geração de energia elétrica etc.) e no uso final de energia em aplicações móveis ou estacionárias.
- ✓ As atividades industriais podem gerar emissões atmosféricas pela queima de combustíveis (geração de calor ou energia elétrica), pela disposição de resíduos (tratamento de efluentes industriais e incineração) e por processos de transformação química ou física de materiais. As estimativas da categoria **Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP)** levam em conta, exclusivamente, as emissões ocorridas nas transformações químicas ou físicas de materiais na indústria. As emissões por queima de combustíveis são estimadas no setor Energia, e as emissões pela disposição de resíduos, no setor Resíduos.
- ✓ Fontes derivadas de petróleo tiveram enorme participação no total de emissões geradas pelos setores de energia e PIUP. **A exploração e uso de petróleo ou derivados gerou 296 milhões de toneladas de CO₂e, representando 57% das emissões dos setores de energia e PIUP somados.** Esse cenário é reflexo da grande importância que o petróleo ainda possui na matriz energética brasileira, e indica que a busca pela redução das emissões desses setores, necessariamente, passa pelo desafio de viabilizar e incentivar o uso de fontes energéticas e tecnologias que substituam os derivados de petróleo ou, ao menos, possibilitem a diminuição de seus usos.
- ✓ O segmento de **Transportes é o maior emissor dentro dos setores analisados (Energia e PIUP), sendo responsável pela emissão de 204 MtCO₂e em 2016 (39% do total).** A Indústria também contribui com uma fração importante das emissões de Energia e PIUP (31% do total), gerando 163 MtCO₂e em 2016. As atividades de **Geração de Eletricidade e Produção de Combustíveis** representam uma menor

parcela em relação ao total de emissões dos setores analisados (20%), porém o valor absoluto de suas emissões ainda é bastante relevante (108 MtCO₂e).

- ✓ O modo rodoviário tem **participação majoritária nas emissões do segmento de transportes (92% em 2016)**, o que denota o grande potencial de redução de emissões a partir de políticas de transferência modal que priorizem modos menos intensivos em carbono. No transporte rodoviário de passageiros, destaca-se a predominância da modalidade individual, gerando uma maior quantidade de emissões de GEE por passageiro transportado do que aquela que poderia ser alcançada por meio do transporte coletivo. A adoção de biocombustíveis e de soluções tecnológicas, como o veículo elétrico, demonstra grande potencial de abatimento de emissões.
- ✓ Na média global, a geração de eletricidade é a atividade mais intensiva em emissão dentro do setor de energia. No Brasil, no entanto, esse cenário não se reproduz, devido ao enorme peso das fontes renováveis de energia em sua matriz elétrica, sobretudo a energia hidráulica. Contudo, já é possível perceber certa tendência de diminuição dessa hegemonia. **Em 1990, as usinas hidrelétricas produziram 93% da eletricidade do país, enquanto em 2016 esse valor foi igual a apenas 66%.**
- ✓ Essa alteração na matriz elétrica se explica, por um lado, pelo notável aumento da geração por meio de fontes renováveis não-hídricas, que, nos últimos anos, ganharam competitividade frente a fontes mais tradicionais. As **usinas eólicas**, apesar da intermitência de operação desses empreendimentos (a geração depende da ocorrência de ventos), **tiveram um crescimento de 4.000% da potência instalada total em apenas dez anos** (2007 a 2016), puxando o crescimento das renováveis. Por outro lado, as recentes condições climáticas e hidrológicas desfavoráveis têm causado a diminuição do volume de água armazenado nos reservatórios de hidrelétricas, comprometendo, assim, a capacidade de geração dessas usinas. Para continuar a suprir a demanda por eletricidade, foi necessário o acionamento de térmicas a combustíveis fósseis, o que, conseqüentemente, elevou a intensidade de carbono atrelada à geração de eletricidade (especialmente entre 2011 e 2014).
- ✓ **No biênio 2015-2016, houve redução das emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade. As emissões em 2016 (54,2 MtCO₂e) foram 33% menores em relação ao ano de 2014 (80,4 MtCO₂e).** Três fatores explicam essa

situação: (i) a recessão enfrentada pelo Brasil durante esses dois anos provocou ligeiro decréscimo na demanda por eletricidade; (ii) houve certa recuperação das condições hidrológicas favoráveis, aumentando a capacidade de geração das hidrelétricas e diminuindo a necessidade de acionamento de termelétricas a combustíveis fósseis; (iii) as fontes renováveis não-hídricas (destaque para eólica e biomassa) tiveram maior participação.



As atividades mais emissoras dos setores de Energia e Processos Industriais possuem uma série de ações (tecnológicas, comportamentais e políticas) com potencial de mitigação de emissões de GEE. Exemplos relevantes são a substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis, a expansão da malha ferroviária de carga, o aumento da eficiência energética na indústria e a elevação da participação de fontes renováveis na matriz elétrica. O futuro das emissões de GEE do Brasil, portanto, poderá ser bastante promissor, desde que o país se comprometa com políticas públicas que caminhem em direção à implementação de medidas que levem ao abatimento de emissões.

Este documento integra a série anual de relatórios analíticos do SEEG, o Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa, uma iniciativa do Observatório do Clima. O SEEG compreende a produção de estimativas anuais das emissões de gases de efeito estufa (GEE) no Brasil, análises sobre a evolução das emissões e um portal na internet para disponibilização, de forma simples e clara, dos métodos e dados do sistema.

As estimativas de emissões e remoções de GEE são geradas segundo as diretrizes do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), com base nos dados dos Inventários Brasileiros de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases do Efeito Estufa, elaborados pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), e em dados obtidos junto a relatórios governamentais, institutos, centros de pesquisa, entidades setoriais e organizações não governamentais.

São avaliados os cinco setores fontes de emissões: Mudanças de Uso da Terra, Agropecuária, Resíduos, Energia e Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP). Os dados disponibilizados nesta coleção do SEEG constituem uma série que cobre o período de 1970 até 2016, exceto para o setor de Mudança de Uso da Terra, que tem a série de 1990 a 2016. Além disso, as emissões são alocadas nos 26 Estados e no Distrito Federal.

1. Introdução	11
2. Emissões de GEE dos setores de Energia e de Processos Industriais e Uso de Produtos	12
2.1. A matriz energética brasileira	14
2.2. Indústria: emissões pela queima de combustíveis e por processos industriais e uso de produtos	19
2.3. Alocação das emissões nas Unidades da Federação	21
3. Emissões de GEE da atividade de transportes	23
3.1. Transporte de cargas	25
3.2. Transporte de passageiros	28
4. Emissões de GEE na geração de energia elétrica	41
4.1. Evolução recente das emissões na geração de energia elétrica	41
4.2. Redução do despacho térmico em razão da melhoria das condições hidrológicas e da inserção de fontes renováveis de energia no SIN	51
4.3. Redução das emissões, crise econômica e as perspectivas futuras	53
4.4. A tendência de expansão da geração termelétrica	55
5. Emissões de GEE na indústria: consumo energético de combustíveis, processos industriais e uso de produtos	58
5.1. Produção de ferro-gusa e aço	66
5.2. Produção de cimento	70
5.3. Indústria química	72
6. Emissões de GEE na produção de combustíveis	74
7. Considerações sobre a NDC do Brasil	77
7.1. Metas referentes à oferta de energia	77
7.2. Metas referentes a emissões (Energia e PIUP)	84
8. Considerações Finais	87
9. Referências	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1

Emissões de GEE em 2016: setores de energia e processos Industriais 20

Figura 2

Emissões de GEE nos setores de energia e PIUP em 2016 alocadas nas Unidades da Federação 22

Figura 3

Diagrama de Sankey das emissões de GEE dos transportes em 2016 24

LISTA DE TABELAS

Tabela 1

Número de ônibus do transporte público no município de São Paulo substituídos por diferentes tecnologias entre 2009 e 2016 36

Tabela 2

Associação entre as categorias de processos industriais e os ramos industriais do BEN 59

Tabela 3

Histórico (1990 e 2005) e metas de emissões de GEE (MtCO₂e) apresentadas na NDC brasileiras 84

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1

Emissões brutas brasileiras de GEE por setor (1990-2016) 12

Gráfico 2

Participação nas emissões brasileiras de GEE por setor (2004-2016) 13

Gráfico 3

Oferta interna de energia no Brasil por fonte primária 14

Gráfico 4

Emissões de GEE do setor de energia por fonte primária 15

Gráfico 5

Perfil de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo em 2015, por fonte primária de energia 16

Gráfico 6

Perfil de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo em 2015, por segmento 17

Gráfico 7

Emissões de GEE do setor de energia por segmento de atividade 18

Gráfico 8

Variação das emissões de GEE no setor de energia entre 2015 e 2016 por segmento de atividade 19

Gráfico 9

Evolução do consumo de energia no segmento de transportes 23

Gráfico 10

Divisão modal no transporte de carga em países selecionados em 2015 26

Gráfico 11

Emissão específica de CO₂ por modo de transporte de carga no Brasil 27

Gráfico 12

Evolução das emissões de GEE no transporte rodoviário de passageiros 29

Gráfico 13

Evolução da intensidade de uso da frota de veículos no transporte de passageiros 30

Gráfico 14

Evolução do número de passageiros transportados por ônibus nas maiores capitais brasileiras - 1995 a 2015.

31

Gráfico 15

Evolução do consumo de combustíveis no transporte de passageiros

33

Gráfico 16

Evolução histórica e projeção da demanda por combustíveis do transporte individual rodoviário

34

Gráfico 17

Influência das condições operacionais dos ônibus nas emissões e consumo de combustível

38

Gráfico 18

Consumo de gasolina C e etanol hidratado por automóveis e de óleo diesel por ônibus na hora-pico simulados pelo PlanMob BH

40

Gráfico 19

Evolução da demanda de energia elétrica por segmento de consumo (1990-2016)

41

Gráfico 20

Evolução anual da geração de eletricidade (2007-2016)

42

Gráfico 21

Evolução da participação das fontes primárias na geração de eletricidade (1990-2016)

43

Gráfico 22

Evolução da geração de eletricidade de origem não hídrica, por fonte (1990-2016)

44

Gráfico 23

– Evolução das emissões de GEE na geração de eletricidade, por fonte primária (1990-2016)

45

Gráfico 24

Fator de emissão de GEE na geração de eletricidade por fonte primária fóssil em 2016

46

Gráfico 25

Evolução anual das emissões de GEE associadas à geração de eletricidade (2007-2016)

47

Gráfico 26

Evolução da geração (GWh) e da capacidade instalada (MW) da fonte eólica (2007-2016)

48

Gráfico 27

Evolução da geração (GWh) e da capacidade instalada (MW) de solar fotovoltaica na modalidade centralizada (2007-2016)

50

Gráfico 28

Evolução anual da energia natural afluyente, por região (2000-2016)

52

Gráfico 29

Emissões e energia elétrica gerada dos 50 países mais emissores do setor de energia

55

Gráfico 30

Evolução das emissões de GEE em atividades industriais por tipo de gás de efeito estufa

60

Gráfico 31

Evolução das emissões de GEE em atividades industriais por tipo de atividade

62

Gráfico 32

Evolução do consumo de energia em atividades industriais por fonte primária

63

Gráfico 33

Participação dos tipos de centrais na geração de eletricidade e dos segmentos de atividade econômica no consumo de eletricidade em 2016

64

Gráfico 34

Evolução das emissões de GEE em atividades industriais por ramo industrial

65

Gráfico 35

Evolução das emissões de GEE associadas à produção de ferro-gusa e aço por tipo de emissão

68

Gráfico 36

Evolução das emissões de GEE associadas à produção de ferro-gusa e aço e produção física de aço

69

Gráfico 37

Evolução das emissões de GEE associadas à produção de cimento, por fonte de emissão

71

Gráfico 38

Evolução do fator de emissão implícito da produção de cimento (t CO₂e/t cimento), por fonte de emissão 72

Gráfico 39

Evolução das emissões de GEE associadas à indústria química por tipo de emissão 73

Gráfico 40

Evolução do consumo de combustíveis na produção de combustíveis, por fonte primária 74

Gráfico 41

Evolução do consumo específico de energia nas atividades da produção de combustíveis 75

Gráfico 42

Evolução das emissões de GEE na produção de combustíveis, por atividade 76

Gráfico 43

Evolução histórica e meta NDC da participação de fontes renováveis na matriz energética 78

Gráfico 44

Evolução histórica e meta NDC da participação de fontes renováveis não-hídricas na matriz energética 79

Gráfico 45

Evolução histórica e meta NDC da participação de derivados da cana-de-açúcar e biodiesel na matriz energética 80

Gráfico 46

Evolução histórica e meta NDC do teor de biodiesel no óleo diesel 81

Gráfico 47

Evolução histórica e meta NDC da produção de etanol 82

Gráfico 48

Evolução histórica e meta NDC da participação de fontes renováveis não-hídricas na matriz elétrica 83

Gráfico 49

Evolução histórica e meta NDC das emissões de CO₂e (GWP-100 AR5) nos setores de energia e PIUP 85

A fim de prover fácil acesso a dados consistentes da evolução histórica das emissões antrópicas de gases de efeito estufa (GEE) associadas às suas fontes emissoras no Brasil, o **Observatório do Clima**, no final de 2013, apresentou a primeira versão do **Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa (SEEG)**, contemplando as emissões nacionais no período 1990-2012 para os setores de (i) Mudança de Uso da Terra, (ii) Agropecuária, (iii) Energia, (iv) Processos Industriais e Uso de Produtos e (v) Resíduos. Nesse processo, o **Instituto de Energia e Meio Ambiente (IEMA)** realizou o trabalho técnico referente às estimativas das emissões dos setores de **Energia e de Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP)**.

Em 2017, foi desenvolvida a quinta versão do SEEG, que revisou as estimativas para o período 1990-2015, incluiu as estimativas de emissões para o ano de 2016, revisou e aprimorou as estimativas de emissões nacionais para o período entre 1970 e 1989 e a distribuição das emissões por Unidade da Federação, ao longo de toda a série de 46 anos.

Com base nos dados do SEEG, este documento traz análises sobre as emissões dos setores de Energia e de PIUP. Além disso, discute desafios que se apresentam à mitigação de emissões. Tais descrições analíticas dividem-se em quatro partes, abordando os maiores segmentos emissores dentro do universo de Energia e PIUP: transportes, geração de energia elétrica, indústria e produção de combustíveis. Buscou-se mostrar a importância relativa de cada um desses segmentos no conjunto das emissões nacionais, os perfis de emissão por tipo de atividade ou outros detalhamentos encontrados, além de questões a respeito do futuro dessas emissões.

Este documento apresenta ainda uma interpretação das metas propostas na contribuição nacionalmente determinada (NDC) brasileira para os setores de Energia e de PIUP, e procura contextualizá-las em relação às emissões históricas de GEE e às projeções de emissões do Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (EPE/MME, 2017).

Este documento foi, assim, estruturado em cinco capítulos. O primeiro traz um panorama geral das emissões dos setores de Energia e PIUP, inserindo-as no contexto das emissões totais no país. Os capítulos 2, 3, 4 e 5 analisam os quatro segmentos maiores emissores dentro do universo de Energia e PIUP, incluindo algumas discussões quanto à situação atual e tendências para o futuro. E o capítulo 6 traz considerações a respeito da NDC do Brasil.

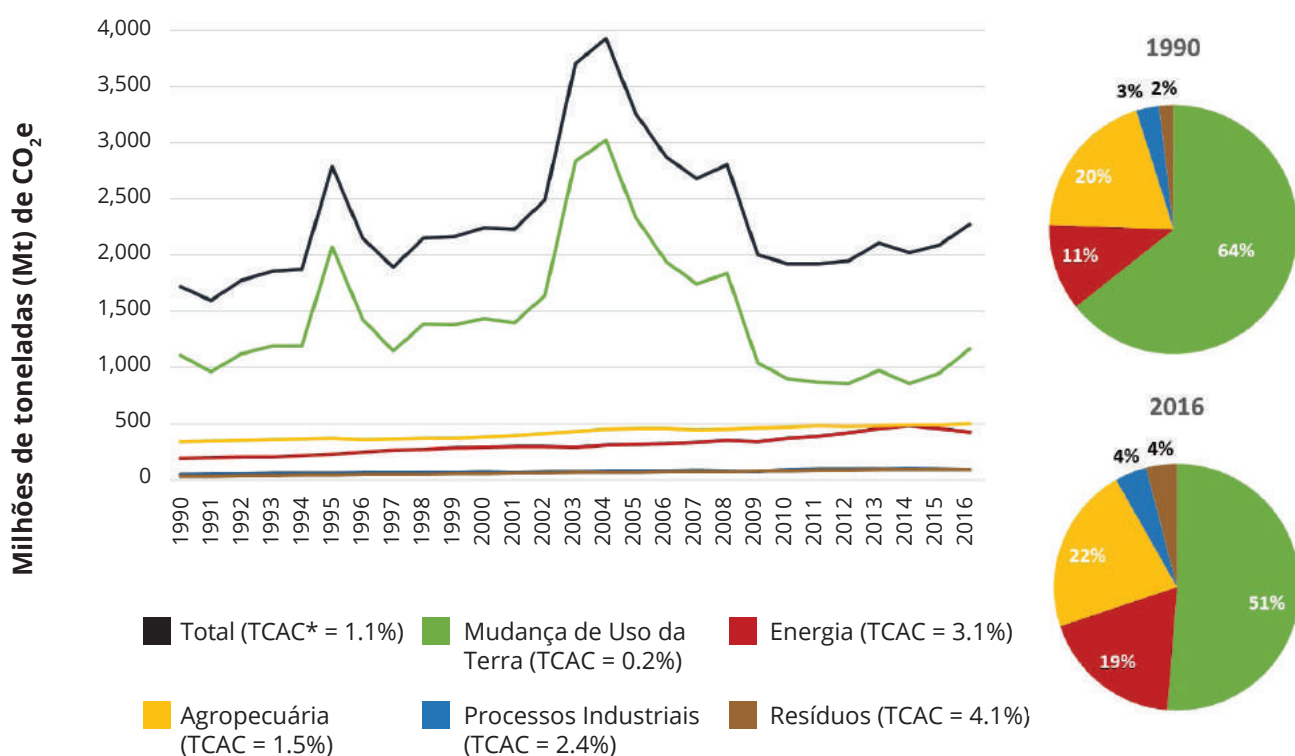
2. EMISSÕES DE ENERGIA E PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS

De acordo com as estimativas do SEEG, o setor de energia apresentou a segunda maior taxa média de crescimento anual das emissões brutas de GEE no período entre 1990 e 2016, atrás apenas do percentual observado para o setor de resíduos. As emissões do setor de energia partiram de um patamar de 192,8 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) em 1990 para 423,5 milhões de toneladas em 2016, como mostra o Gráfico 1.

Já as emissões por Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP) apresentaram taxa média de crescimento anual composta (TCAC) entre 1990 e 2016 igual a 2,4%.

Em conjunto, as emissões de todo o setor de energia e de PIUP foram responsáveis por 519,1 MtCO₂e em 2016, o que representou 23% das emissões nacionais.

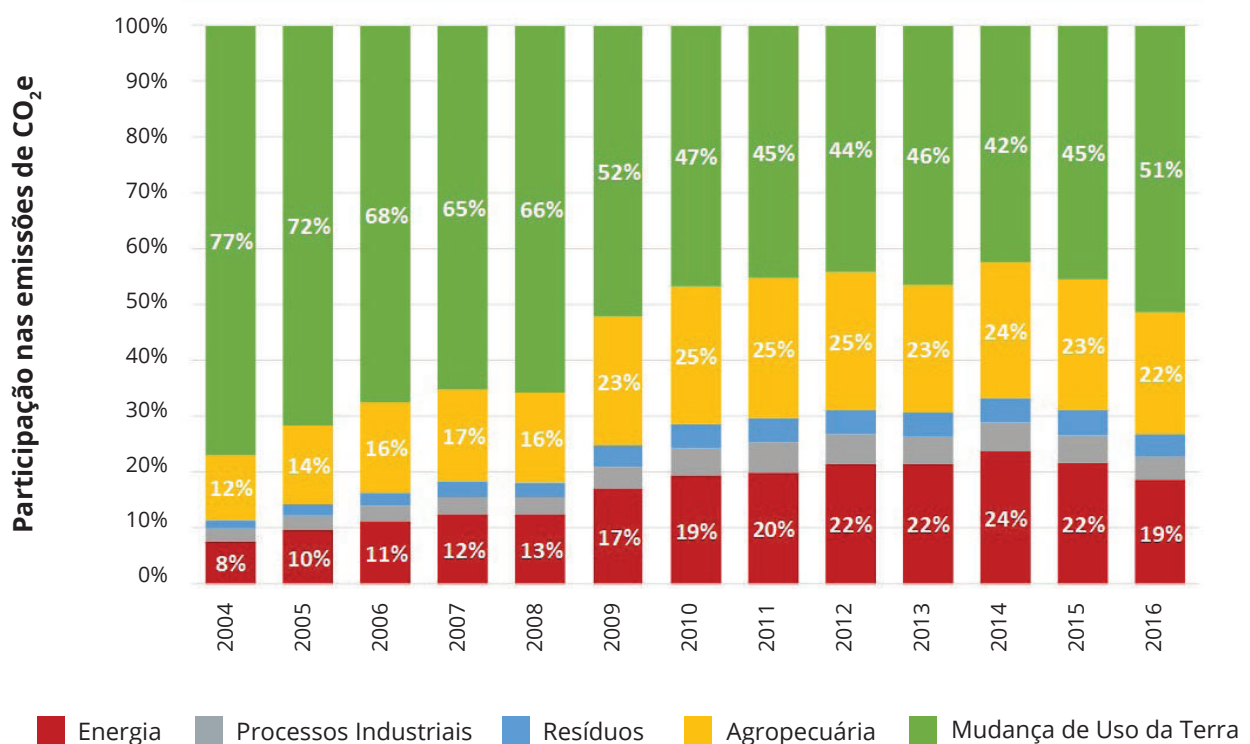
Gráfico 1 – Emissões brutas brasileiras de GEE por setor (1990-2016)



*TCAC: Taxa de Crescimento Anual Composta

O forte crescimento das emissões do setor de energia, aliado ao decréscimo das taxas de desmatamento na Amazônia – fator este que reduziu as emissões oriundas da mudança de uso da terra –, modificou significativamente a participação de cada setor no total das emissões brasileiras nos últimos anos. Isso ocorreu sobretudo a partir de 2004, ano em que as emissões associadas à mudança de uso da terra atingiram seu máximo. O setor de energia, que representava apenas 8% das emissões em 2004, passou para 19% em 2016 (Gráfico 2).

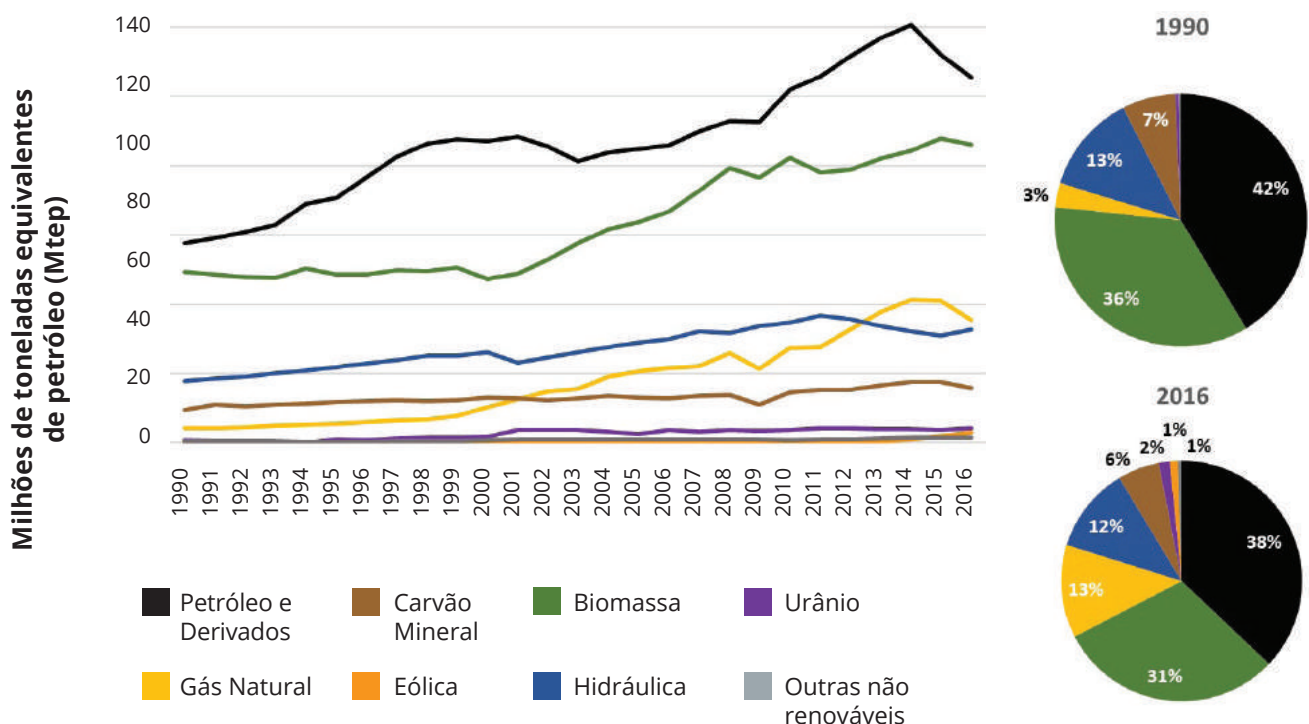
Gráfico 2 – Participação nas emissões brasileiras de GEE por setor (2004-2016)



2.1 A MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Ao longo do período 1990-2016, a oferta interna bruta de energia no Brasil passou de 138,8 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) para 276 Mtep, como mostra o Gráfico 3. Nota-se a predominância da participação de fontes de energia de origem fóssil¹ na matriz energética, e também seu crescimento relativo, aumentando de 52% do total de energia interna ofertada em 1990 para 57% em 2016. Destaca-se o petróleo como a fonte primária mais importante, representando 38% de toda a energia ofertada em 2016.

Gráfico 3 – Oferta interna de energia no Brasil por fonte primária

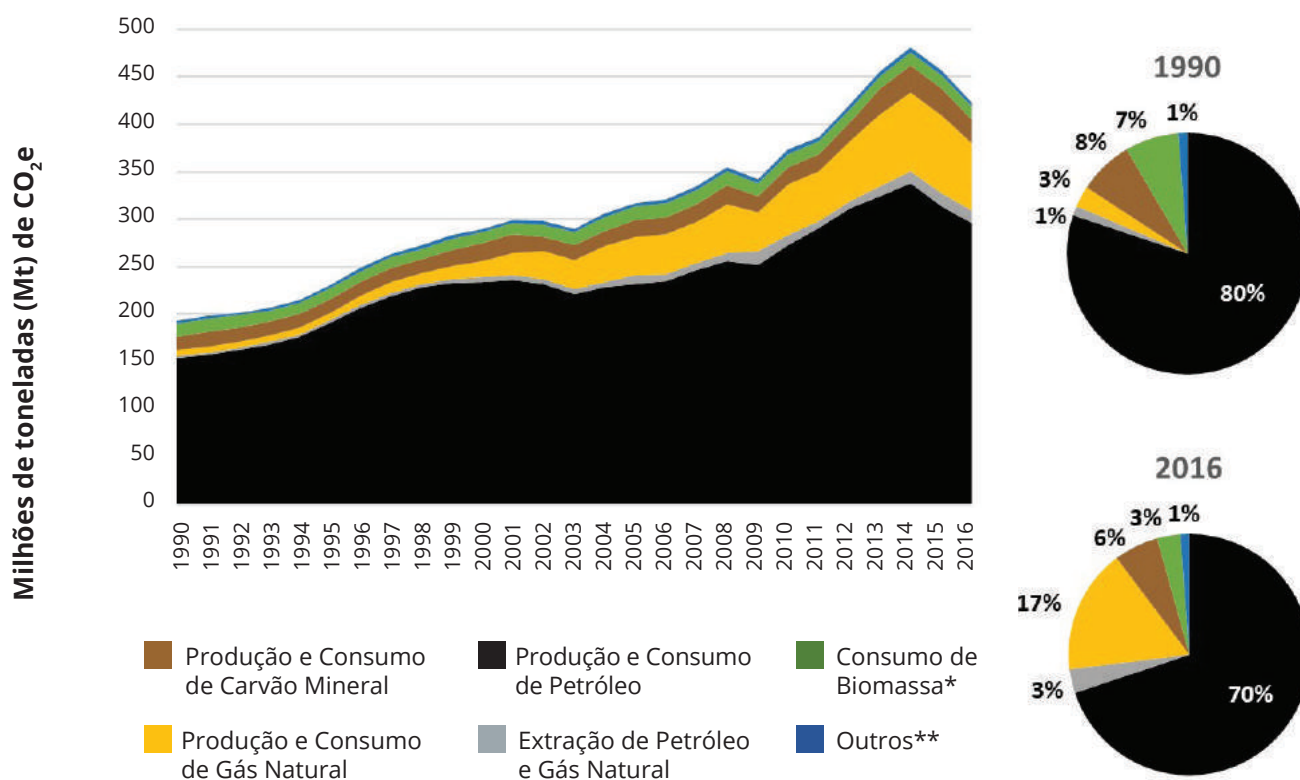


Fonte: Elaboração própria a partir de BEN 2017, Ano-base 2016 (MME/EPE)

¹ Petróleo e derivados, gás natural e carvão mineral e derivados.

Não por acaso, dentre as fontes primárias de energia, o petróleo destacou-se também como principal fonte de emissões, respondendo por 70% das emissões de CO₂e do setor em 2016, conforme pode ser visto no Gráfico 4. Cabe ainda destacar o aumento da participação do gás natural como fonte de emissões, passando de 3% em 1990 para 17% das emissões de CO₂e em 2016.

Gráfico 4 – Emissões de GEE do setor de energia por fonte primária



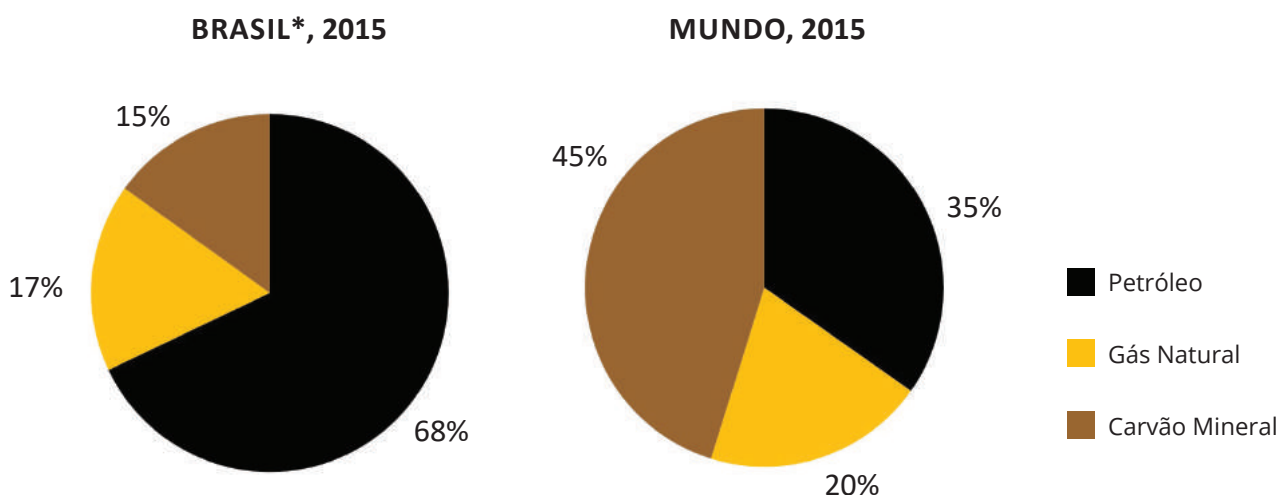
*As emissões de CO₂e geradas pelo consumo de biomassa correspondem às emissões de metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O). As emissões de CO₂ desses combustíveis não são contabilizadas no Setor de Energia, pois se considera que essas emissões são compensadas pela absorção de CO₂ na fotossíntese que gerou a biomassa, conforme recomendação do IPCC.

**Trata-se das emissões de CH₄ e N₂O das misturas de gasolina automotiva com etanol anidro (gasolina C) e de diesel mineral com biodiesel (óleo diesel).

Entre 2015 e 2016, conforme comportamento apresentado no Gráfico 3, a oferta interna de energia fóssil no Brasil caiu 7,8%, e as emissões de GEE do setor de energia caíram 7,3% no mesmo período (Gráfico 4).

No que diz respeito à participação das fontes primárias nas emissões, é importante notar uma particularidade do Brasil em relação à média mundial: enquanto aqui o petróleo é, de longe, o principal responsável pelas emissões, o carvão mineral é a principal fonte no mundo, conforme mostra o Gráfico 5.

Gráfico 5 – Perfil de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo em 2015, por fonte primária de energia



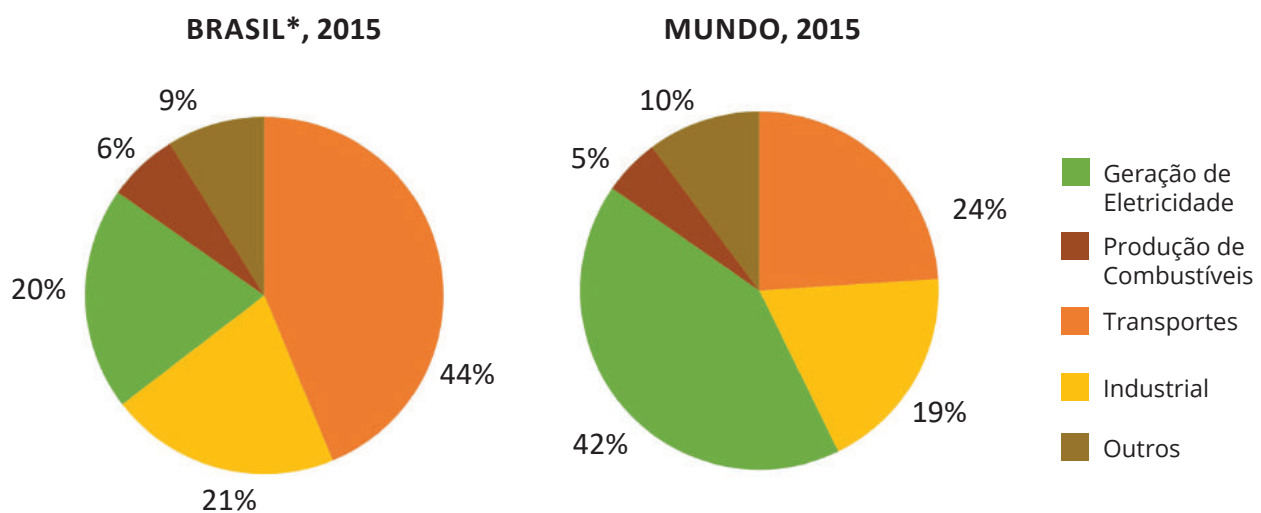
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA 2017

*Os valores brasileiros foram obtidos da IEA e diferem dos reportados pelo SEEG, pois, na indústria, estão incluídas as emissões geradas no uso de combustíveis como termorreductores na produção de metais. No SEEG, essas emissões são contabilizadas em Processos Industriais, conforme recomendado pelo IPCC.

A menor importância do carvão mineral nas emissões de CO₂ no Brasil deve-se, fundamentalmente, à predominância da hidroeletricidade no sistema elétrico brasileiro, enquanto no mundo predominam as termelétricas a carvão. Consequentemente, as

emissões associadas ao transporte apresentam-se relativamente mais importantes no Brasil do que no restante do mundo, como mostra o Gráfico 6.

Gráfico 6 – Perfil de emissões de CO₂ pela queima de combustíveis no Brasil e no mundo em 2015, por segmento

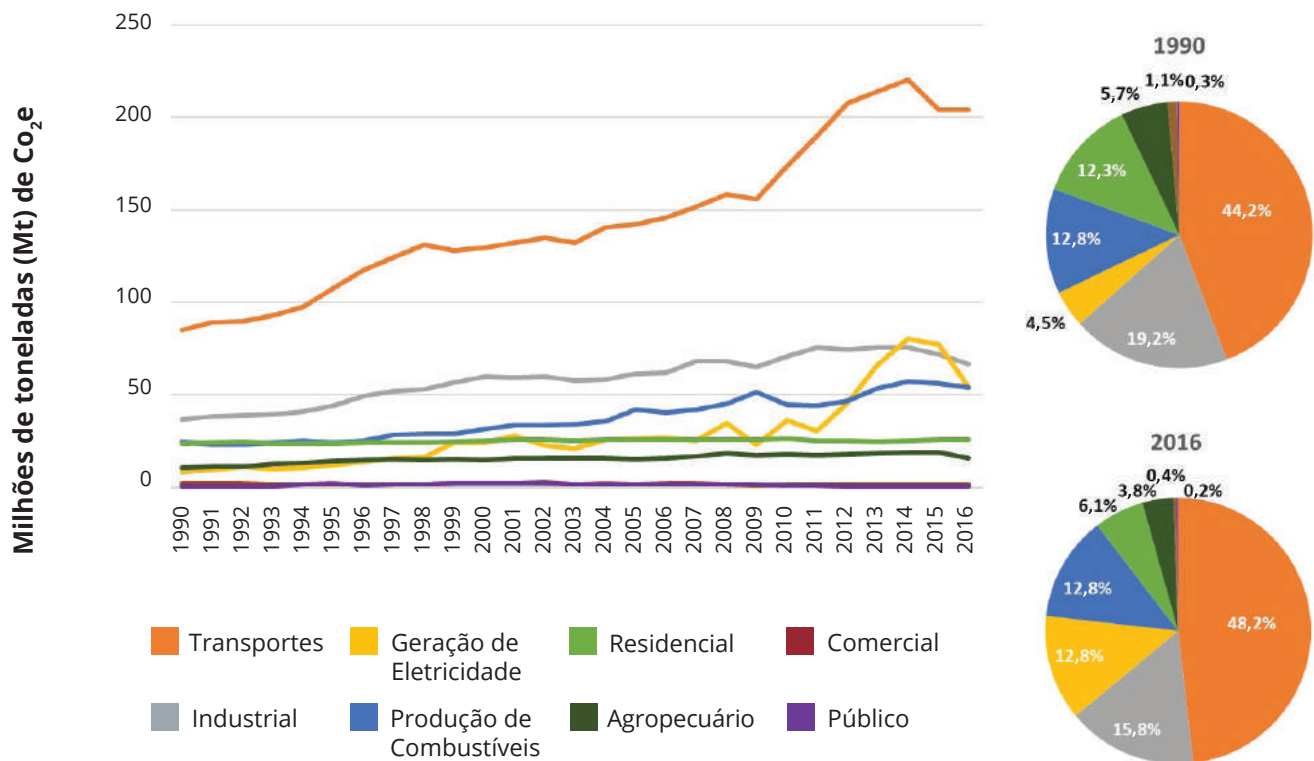


Fonte: Elaboração própria a partir de IEA 2017

*Os valores brasileiros foram obtidos da IEA e diferem dos reportados pelo SEEG, pois, na indústria, estão incluídas as emissões geradas no uso de combustíveis como termorreductores na produção de metais. No SEEG, essas emissões são contabilizadas em Processos Industriais, conforme recomendado pelo IPCC.

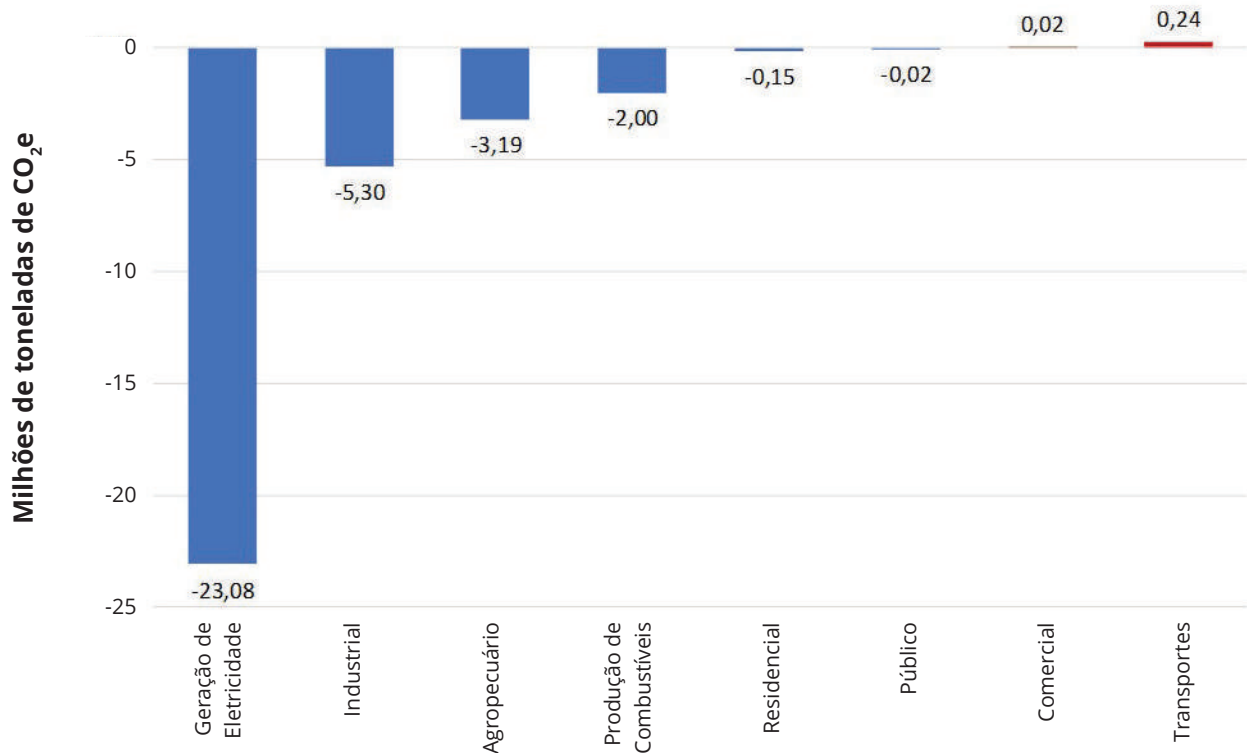
O perfil das emissões do setor de energia está, assim, diretamente relacionado ao uso de combustíveis fósseis no país, cuja principal destinação, em 2016, foi o transporte (48,2% das emissões), seguido pelo setor industrial (15,8%), pela geração de energia elétrica (12,8%) e pela produção de combustíveis (setor energético) (12,8%). Os demais setores respondem, no conjunto, pela parcela restante (MME/EPE, 2017). O Gráfico 7 mostra a evolução destes segmentos de atividade nas emissões do setor de energia no Brasil.

Gráfico 7 – Emissões de GEE do setor de energia por segmento de atividade



É nítido o papel majoritário dos transportes nas emissões durante todo o período analisado. Por outro lado, é interessante perceber que, apesar de o setor de energia ter apresentado queda de 7,3% no total de emissões entre 2015 e 2016, não houve variação significativa nas emissões do segmento de transportes. O Gráfico 8 apresenta a variação das emissões entre os segmentos de atividade, tomando como base o ano de 2015. Nota-se que os principais responsáveis pela queda foram a geração de eletricidade, a indústria e a agropecuária, respectivamente.

Gráfico 8 – Variação das emissões de GEE no setor de energia entre 2015 e 2016 por segmento de atividade



Por fim, cabe destacar a importância das emissões decorrentes das atividades necessárias para ofertar energia – plataformas de extração de gás natural e petróleo, refinarias, destilarias de álcool, usinas termelétricas, etc. Somadas, essas emissões representaram 25,6% das emissões totais do setor de energia em 2016. Entre 2015 e 2016, o conjunto dessas emissões diminuiu 18,8% (25,1 MtCO₂e), sendo responsável por aproximadamente 74,9% das emissões subtraídas em 2016.

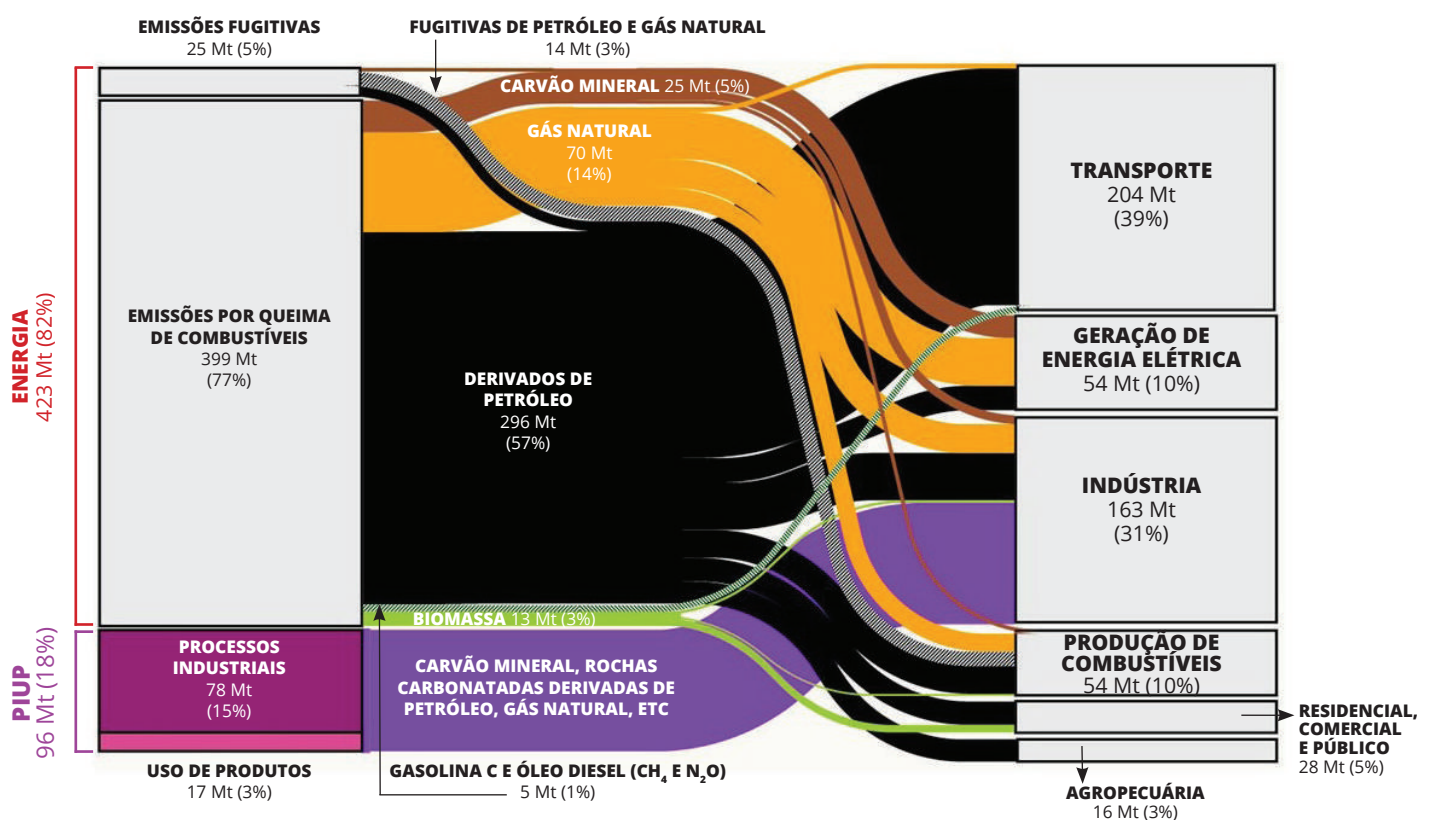
2.2 INDÚSTRIA: EMISSÕES PELA QUEIMA DE COMBUSTÍVEIS E POR PROCESSOS INDUSTRIAIS E USO DE PRODUTOS

Para estimar as emissões de GEE no SEEG, foram adotadas as metodologias definidas pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC). Uma das preocupações constantes na elaboração de inventários de emissões é evitar a dupla conta-

gem das emissões; por isso, no caso das emissões associadas à indústria, calculam-se separadamente: (i) aquelas que ocorrem por processos de transformação química e/ou física de materiais, (ii) aquelas que ocorrem pela queima de combustíveis² e (iii) aquelas que ocorrem pela disposição de resíduos. Essas três classes de emissões são contempladas em “setores IPCC” distintos, quais sejam: (i) Processos Industriais e Uso de Produtos - PIUP, (ii) Energia e (iii) Resíduos, respectivamente.

Se somadas as emissões industriais pela queima de combustíveis com as originadas das transformações químicas e/ou físicas de materiais na indústria, esse segmento passa a ser responsável por 31% do total de emissões de CO₂ e referente aos setores de Energia e PIUP em 2016, conforme a Figura 1. A figura ilustra também o quadro geral de emissões de GEE dos setores de Energia e PIUP, com destaque para as fontes primárias de energia e os segmentos de atividade responsáveis pelas emissões.

Figura 1 – Emissões de GEE em 2016: setores de energia e processos Industriais



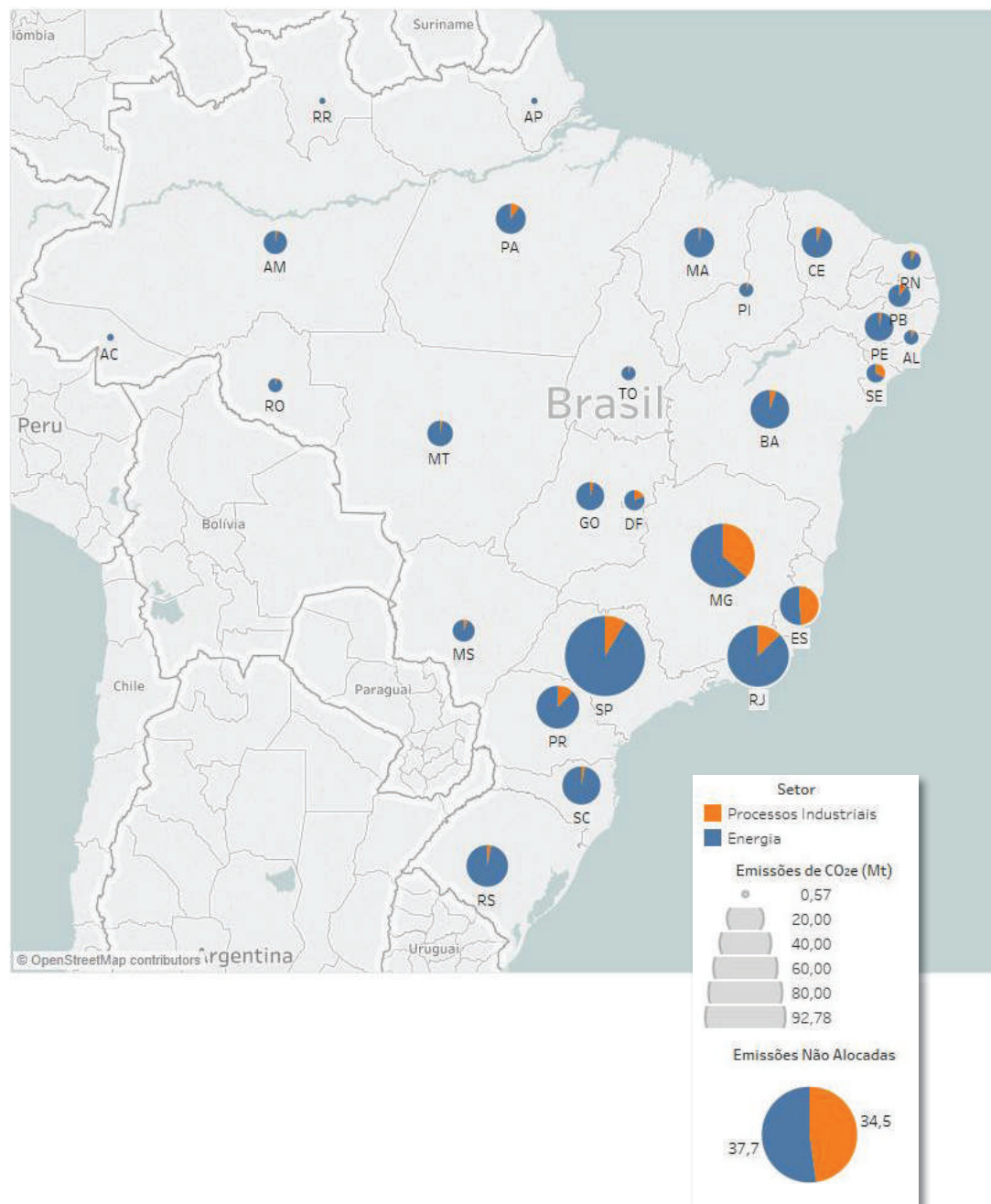
² As emissões pela queima de combustíveis podem ainda ser desagregadas em dois grupos: (i) consumo final energético (força motriz, calor de processo, aquecimento direto ou iluminação) e (ii) geração de eletricidade.

2.3 ALOCAÇÃO DAS EMISSÕES NAS UNIDADES DA FEDERAÇÃO

Desde a sua segunda versão, o SEEG apresenta a distribuição das emissões estimadas nacionalmente entre as Unidades da Federação, utilizando uma metodologia que considera dados oficiais disponíveis em instituições de abrangência nacional. Na quarta versão, houve um aprimoramento que incluiu a alocação de parte das emissões associadas à produção de cal. Como na segunda e na terceira versão do SEEG, foram assumidas hipóteses simplificadoras, mas, ainda assim, uma parcela significativa das emissões nacionais não pôde ser alocada por falta de informações confiáveis. Não se tratou, portanto, de um esforço de inventariar as emissões a partir de informações oficiais de cada UF, de modo que a comparação entre os resultados gerados por esta metodologia e os resultados de inventários oficiais das UFs deve ser feita com muita cautela. No entanto, como muitas UFs ainda não dispõem de inventários, o SEEG pode trazer informações valiosas, tanto pelos resultados que puderam ser gerados quanto pelas dificuldades metodológicas e lacunas de dados que o procedimento de alocação de emissões por UF apontou.

A Figura 2 mostra a distribuição das emissões dos setores de Energia e de Processos Industriais e Uso de Produtos alocadas nas UFs, além da parcela de emissões que não pôde ser alocada por falta de informações mais confiáveis (9% das emissões do setor de Energia e 36% das emissões de Processos Industriais).

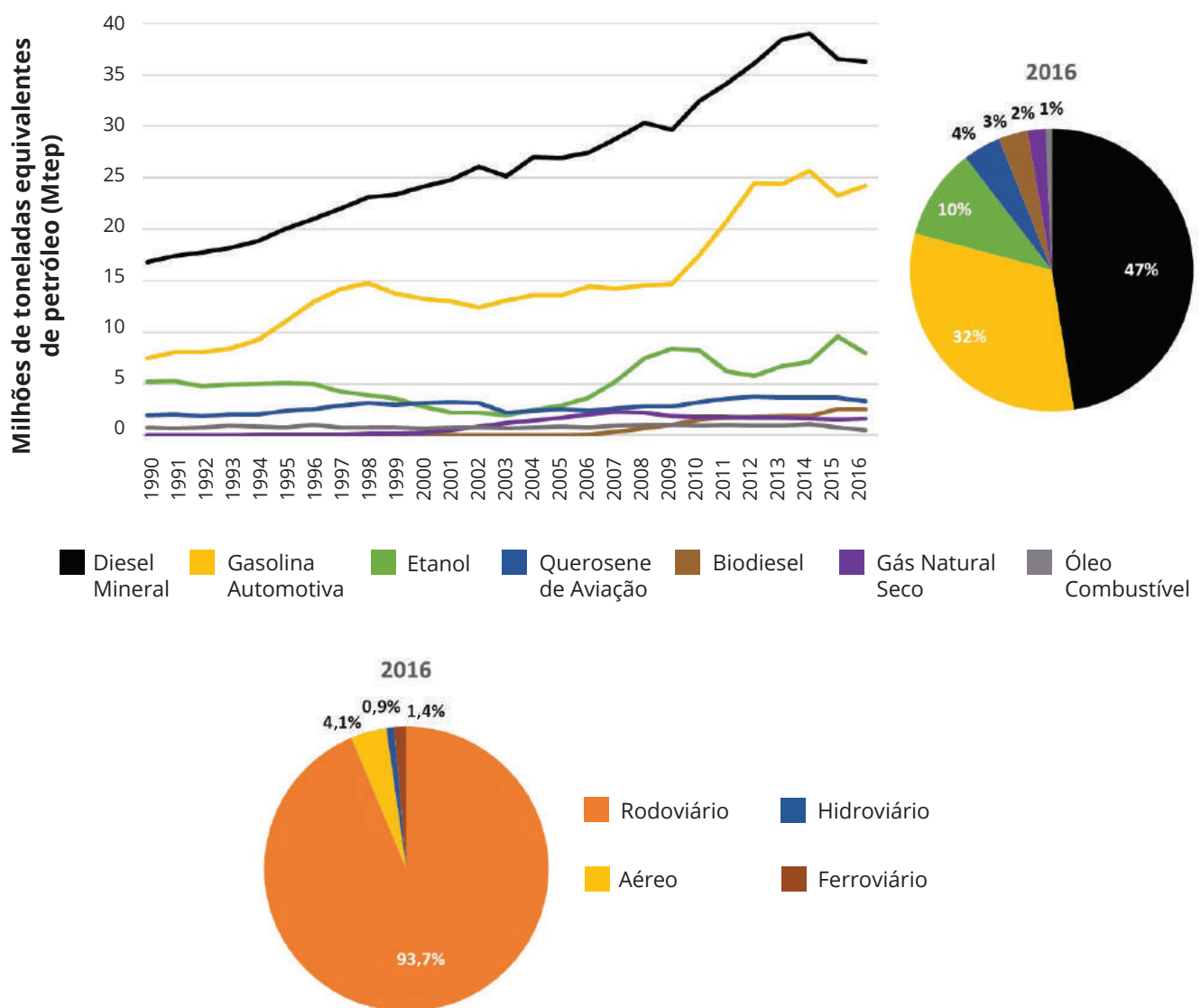
Figura 2 – Emissões de GEE nos setores de energia e PIUP em 2016 alocadas nas Unidades da Federação



3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

Nos últimos dez anos, o segmento de transportes apresentou a maior taxa média de crescimento do consumo de energia – 4,4% ao ano, entre 2006 e 2016. Vale destacar que o perfil de demanda de energia nessa atividade é caracterizado pela predominância do modo rodoviário, que respondeu por 93,7% do consumo em 2016, e pela pesada dependência do petróleo (78% do consumo em 2016) conforme mostra o Gráfico 9.

Gráfico 9 – Evolução do consumo de energia no segmento de transportes



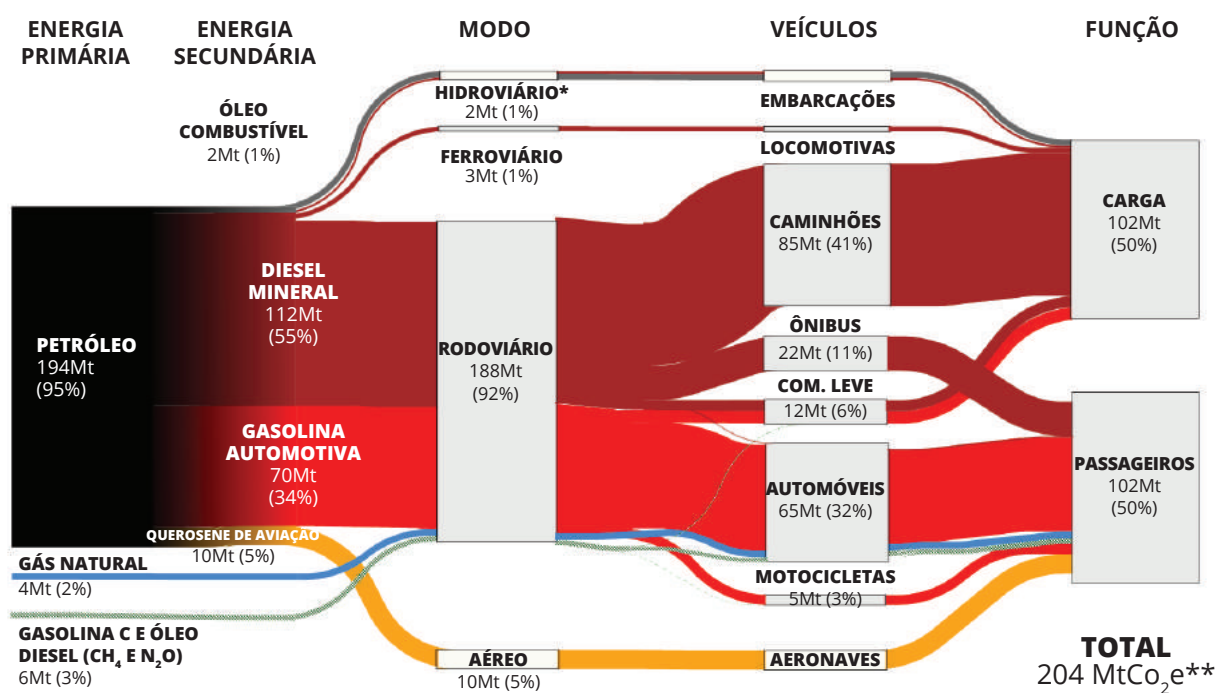
Fonte: Elaborado a partir de BEN 2017, Ano-Base 2016 (MME/EPE, 2017)

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

As emissões de GEE refletem esse comportamento do consumo energético, passando de 85,2 milhões de toneladas em 1990 para 204,1 milhões em 2016. Entre 2014 e 2016, houve decréscimo de 4% no consumo de energia, enquanto as emissões diminuíram 7%, decorrência do aumento da participação das fontes renováveis (de 17% em 2014 para 20% em 2016)³ na matriz de consumo energético na atividade de transportes no período.

Tomando como referência o ano de 2016, nota-se um equilíbrio entre as emissões oriundas do transporte de cargas e de passageiros (cada um com 50% do total). No que se refere à desagregação das emissões por categoria de veículos, destacam-se os caminhões (41%) e os automóveis (32%), como mostra a Figura 3.

Figura 3 – Diagrama de Sankey das emissões de GEE dos transportes em 2016



Fonte: Balanço Energético Nacional (MME) e Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários (MMA)

³ Além do aumento da participação do etanol hidratado, o teor de etanol anidro na mistura com a gasolina automotiva passou de 24,8% para 26,1%, entre 2014 e 2016. No mesmo período, o teor de biodiesel na mistura com o diesel mineral também aumentou: de 5,0% para 7,0% (porcentagens em volume).

*Uma parcela do uso de combustíveis em embarcações decorre do transporte de passageiros. Devido à ausência de informações fundamentadas e a sua pouca importância no conjunto das emissões, optou-se por alocar as emissões deste modal no transporte de cargas

**Incluídas as emissões do consumo de gasolina de aviação no transporte aéreo que correspondem a 0,2 MtCO₂e.

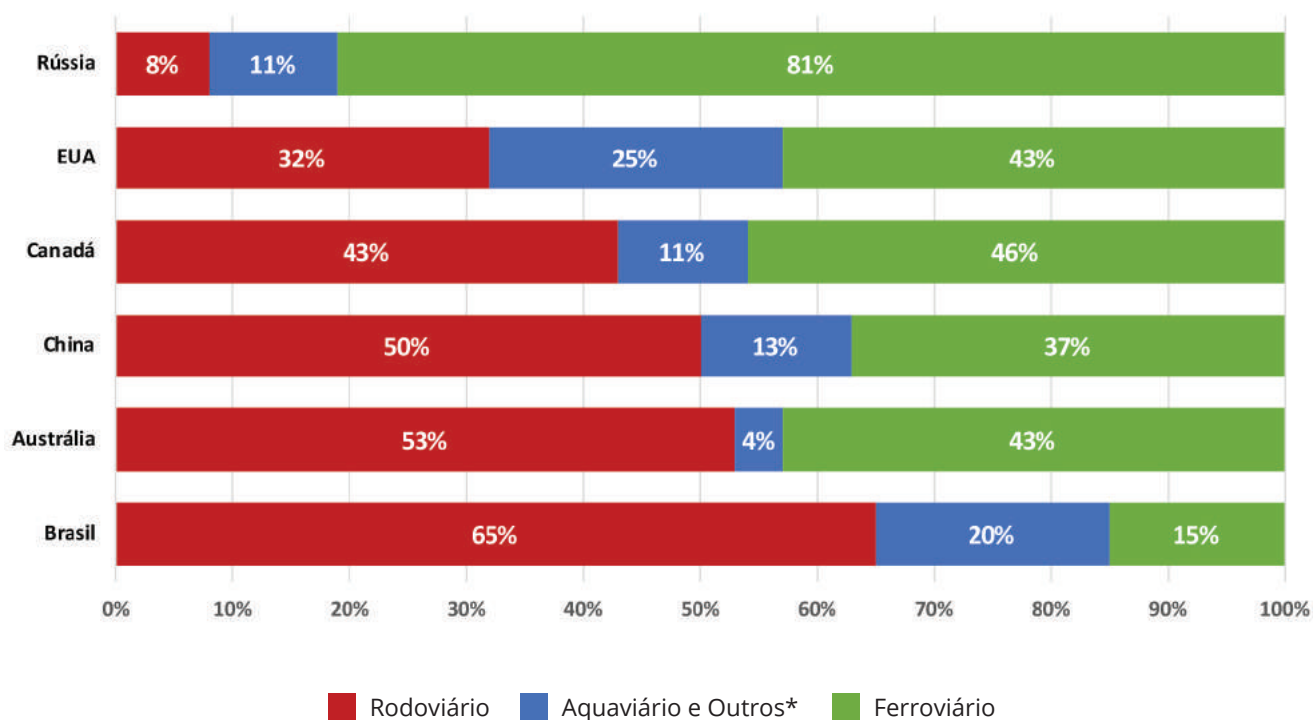
3.1 TRANSPORTE DE CARGAS

O transporte de cargas no Brasil emitiu 101,9 MtCO₂e em 2016, o que correspondeu a, aproximadamente, metade das emissões do segmento de transportes ou um quinto das emissões do universo dos setores de Energia e PIUP. A elevada predominância do modo rodoviário no país, quando comparado a outros países de dimensões continentais (Gráfico 10), explica, em grande medida, a enorme importância que o óleo diesel tem no consumo energético dos transportes e nas emissões de GEE relacionadas à energia, bem como a presença dos caminhões como principal fonte emissora, não apenas no segmento de transportes, mas no setor de energia como um todo. Basta ver que as emissões dessa categoria de veículos no Brasil (84,5 MtCO₂e) são maiores, por exemplo, do que as emissões de toda a queima de combustíveis⁴ no segmento industrial (66,9 MtCO₂e) ou mesmo do que as emissões do conjunto de termelétricas em operação em 2016 (54,2 MtCO₂e).

⁴ Já excluídas as emissões provenientes do uso de combustíveis como termorreduzidores na produção de metais, contabilizadas em PIUP.

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

Gráfico 10 – Divisão modal no transporte de carga em países selecionados em 2015



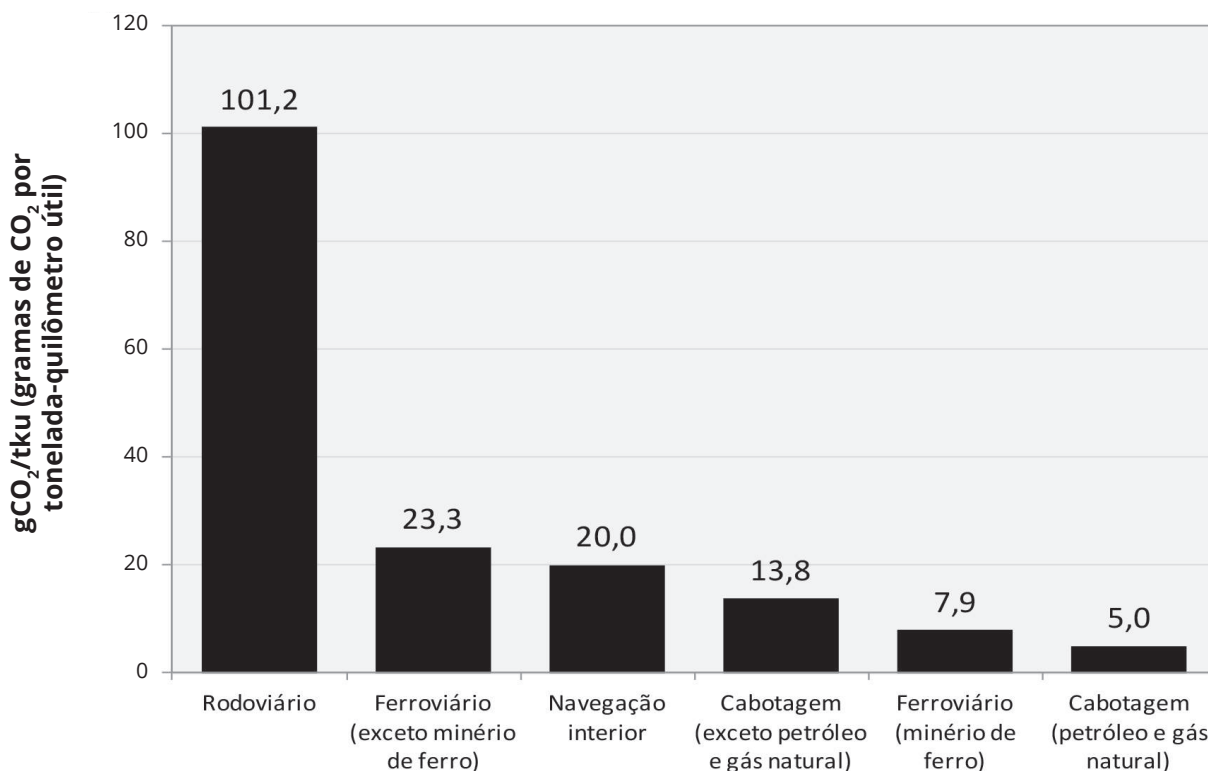
* Outros modos incluem o transporte de cargas dutoviário e aéreo.

Fonte: Elaborado a partir do PSTM (MT/MCid, 2013) e do Panorama 2015 – Transporte inter-regional de carga no Brasil (EPL, 2016)

O Gráfico 11 ilustra o fato de que o consumo de energia e as emissões de CO₂ por quantidade de carga transportada (tep/tku e gCO₂/tku⁵) são mais elevados para o modo rodoviário, relativamente aos modos ferroviário e hidroviário.

⁵ Tonelada-quilômetro útil (tku) é uma unidade de produção de transporte de carga que representa o deslocamento de uma tonelada de carga (sem contar a massa do veículo) na distância de um quilômetro.

Gráfico 11 – Emissão específica de CO₂ por modo de transporte de carga no Brasil



Fonte: Elaborado a partir do PSTM (MT e MCID, 2013)

Nota-se, portanto, que a transferência modal no transporte regional de cargas, do modo rodoviário para modos menos intensivos em energia, pode ter um papel potencialmente destacado na mitigação de emissões de GEE⁶. Nesse sentido, o Plano Nacional de Logística (PNL), em elaboração pela Empresa de Planejamento e Logística (EPL), poderá apontar caminhos para um maior equilíbrio entre os modos de transporte na matriz brasileira e, conseqüentemente, para uma expressiva redução de emissões de gases de efeito estufa nessa atividade.

⁶ Deve-se salientar que projetos de ampliação da infraestrutura de transporte rodoviário, hidroviário e ferroviário podem impactar áreas florestais e gerar emissões relacionadas às mudanças do uso do solo.

Entretanto, o predomínio do modo rodoviário tende a ser mantido, mesmo em um cenário de aumento significativo da participação dos outros modos de transporte. Dessa forma, a introdução de novas tecnologias veiculares para o aumento da eficiência energética de caminhões pode ter um papel importante na mitigação de emissões. Em tal sentido, já ocorre, parcialmente, um movimento natural na oferta de caminhões mais econômicos, dada a competição entre fabricantes de veículos, levando-se em conta que os gastos com combustíveis representam uma das parcelas mais relevantes nos custos dos transportadores. Em alguns países, no entanto, existem mecanismos regulatórios sobre a indústria automotiva, desenhados para estimular a introdução de tecnologias que tornem os veículos mais eficientes.

A Agenda Estratégica do Setor Automotivo do Plano Brasil Maior (PBM), lançada em agosto de 2011 (BRASIL, 2012), visando ao aumento da competitividade internacional do setor, mostra a intenção de elevar a eficiência energética no país, incluindo veículos pesados e leves. No entanto, até o presente momento, os desenvolvimentos do plano apenas apresentaram regramentos relacionados à eficiência energética para os veículos leves comercializados no Brasil a partir de 2017.

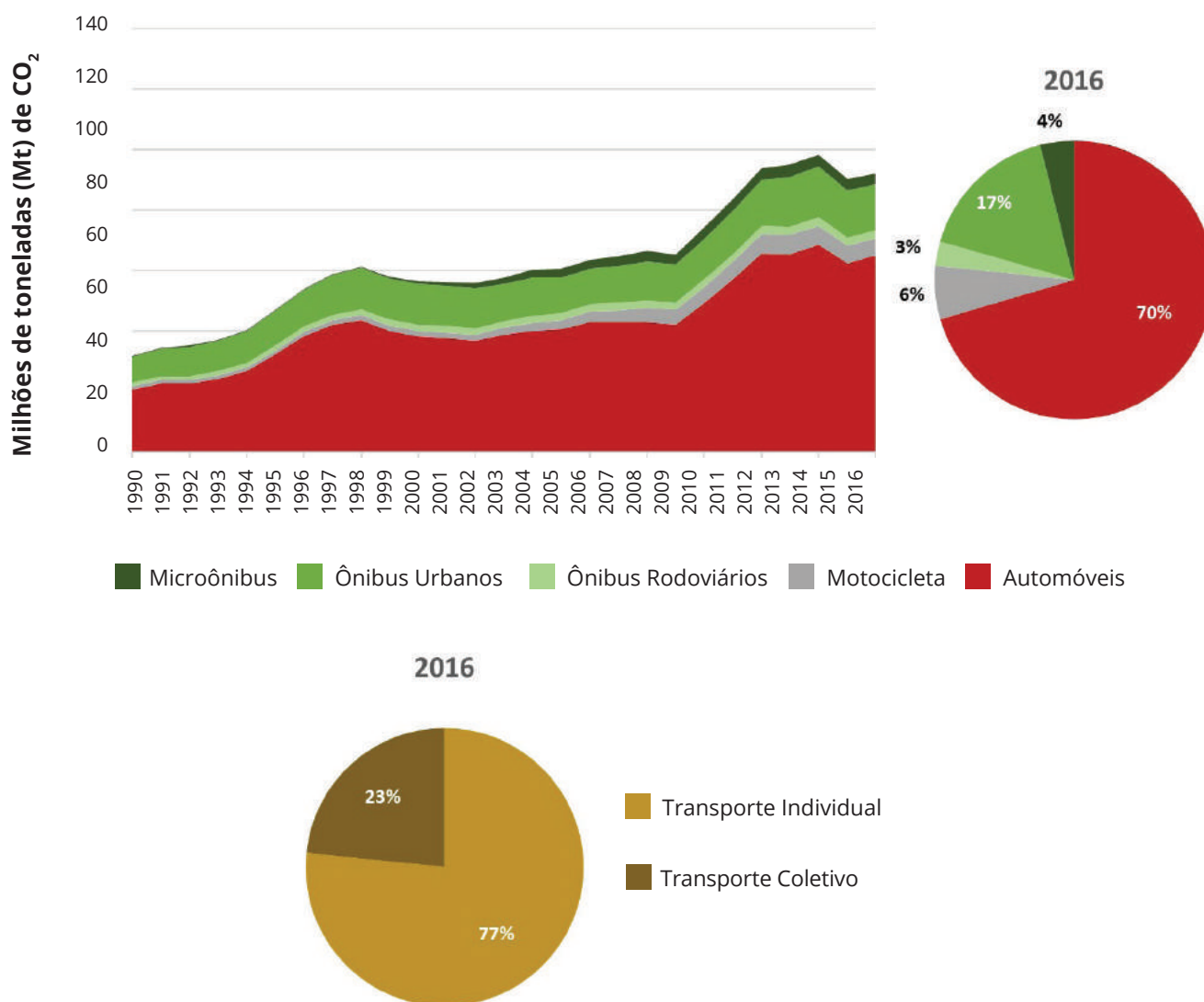
3.2 TRANSPORTE DE PASSAGEIROS

O transporte de passageiros apresentou um consumo total de 44,8 Mtep em 2016, dos quais 32,0 Mtep corresponderam ao uso de combustíveis fósseis, o que levou à emissão de 102,2 MtCO₂e, representando 19,7% das emissões do universo dos setores de Energia e PIUP.

No transporte de passageiros, o modo rodoviário é predominante, respondendo, em 2016, por 90% das suas emissões de CO₂e (92,1 Mt). É digno de nota o acelerado ritmo de crescimento das emissões no período estudado, especialmente dos automóveis, como mostra o Gráfico 12. Não por acaso, em 2016, o transporte individual foi responsável por 77% das emissões associadas ao transporte rodoviário de passageiros.

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

Gráfico 12 – Evolução das emissões de GEE no transporte rodoviário de passageiros



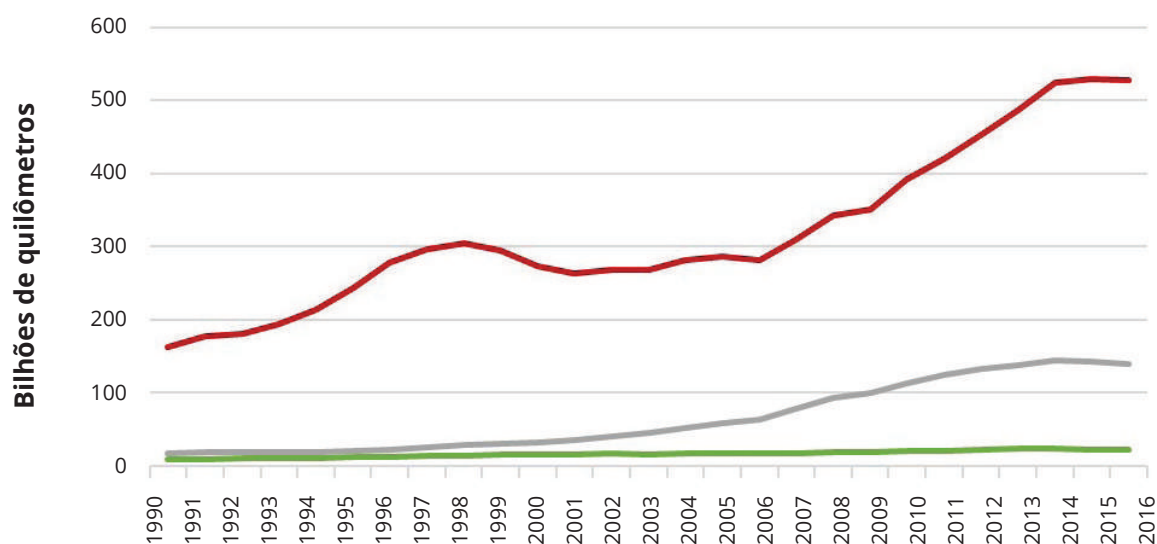
Fonte: Elaborado a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012 (MMA, 2014)

O ritmo acelerado de crescimento do consumo de energia e de emissões de GEE no transporte de passageiros, entre 2009 e 2014, pode ser explicado por dois fatores principais: (i) o uso cada vez mais intensivo do transporte individual em comparação com o transporte coletivo e (ii) a redução da participação relativa do etanol no transporte individual motorizado.

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

Já nos anos de 2015 e 2016, percebe-se um relevante decréscimo no total de emissões provenientes do transporte de passageiros, o que pode ser explicado por dois outros fatores relativos ao consumo de combustíveis: (i) aumento do teor volumétrico de etanol anidro na gasolina C e (ii) aumento do consumo de etanol hidratado por veículos flex.

Gráfico 13 – Evolução da intensidade de uso da frota de veículos no transporte de passageiros



Fonte: Elaborado a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012 (MMA, 2014)

O Gráfico 13, ao apresentar uma evolução comparativa da intensidade de uso, medida em termos da distância anual percorrida pelas frotas de diferentes categorias de veículos, evidencia o crescente papel dos automóveis no deslocamento das pessoas e, por consequência, sua relevância como vetor do crescimento sistemático das emissões de GEE no transporte de passageiros.

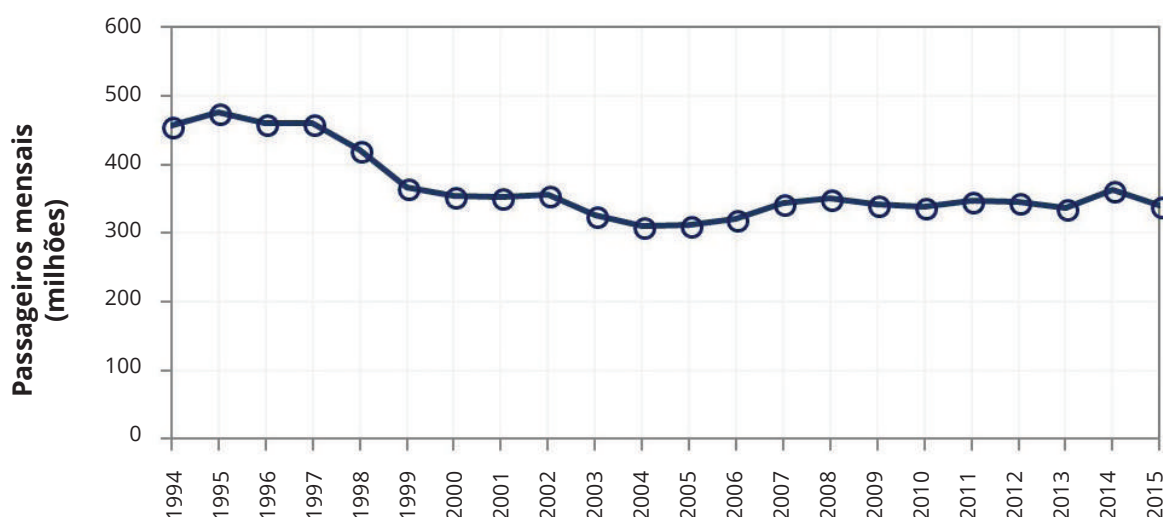
O aumento do deslocamento por automóveis reflete o enriquecimento da população e a facilitação ao acesso à compra de veículos, mas aponta para um problema estrutural da mobilidade urbana nas cidades brasileiras. As administrações municipais, estaduais e fe-

deral, em geral, planejam suas intervenções para receptionar uma frota crescente de automóveis e promover sua circulação⁷, em detrimento da priorização do transporte público.

No entanto, ainda no Gráfico 13, é possível constatar um terceiro fator responsável pela redução das emissões entre 2014 e 2016: a desaceleração do crescimento da intensidade de uso do transporte individual de passageiros (automóveis e motocicletas), associada à desaceleração da economia brasileira como um todo no período.

O transporte público nas grandes cidades brasileiras não vem acompanhando o ritmo de crescimento dos deslocamentos realizados por automóveis, o que pode ser confirmado quando se observa a evolução do número de passageiros transportados mensalmente por ônibus urbanos. Tomando como referência as cidades de Belo Horizonte, Curitiba, Fortaleza, Goiânia, Porto Alegre, Recife, Rio de Janeiro, Salvador e São Paulo, nota-se, pelo Gráfico 14, que, entre 1995 e 2015, o número de passageiros transportados por ônibus reduziu-se em 29%, enquanto, no mesmo período, a população dessas cidades cresceu.

Gráfico 14 – Evolução do número de passageiros transportados por ônibus nas maiores capitais brasileiras - 1995 a 2015.



Fonte: Elaborado a partir do Anuário NTU, 2016

⁷ Historicamente, a malha viária urbana evoluiu na direção de priorizar o transporte individual motorizado em detrimento de outros meios de locomoção (transporte público e não motorizado).

A manutenção desta tendência deverá levar ao agravamento das más condições de mobilidade já presentes nas grandes cidades brasileiras – elevados tempos de deslocamento, violência no trânsito, baixa qualidade e alto custo de acesso ao transporte público, etc. –, além de contribuir, é claro, para o aumento das emissões de gases de efeito estufa e de poluentes tóxicos.

Entretanto, em um período mais recente (2012-2016), o aumento de mais de 16% na quilometragem percorrida por automóveis (Gráfico 13) não se reflete integralmente nas emissões de GEE, que permaneceram estáveis. Responde por isso o aumento do consumo de etanol hidratado e anidro pelos automóveis, além da desaceleração da intensidade de uso do transporte individual no último ano, como já citado anteriormente neste documento.

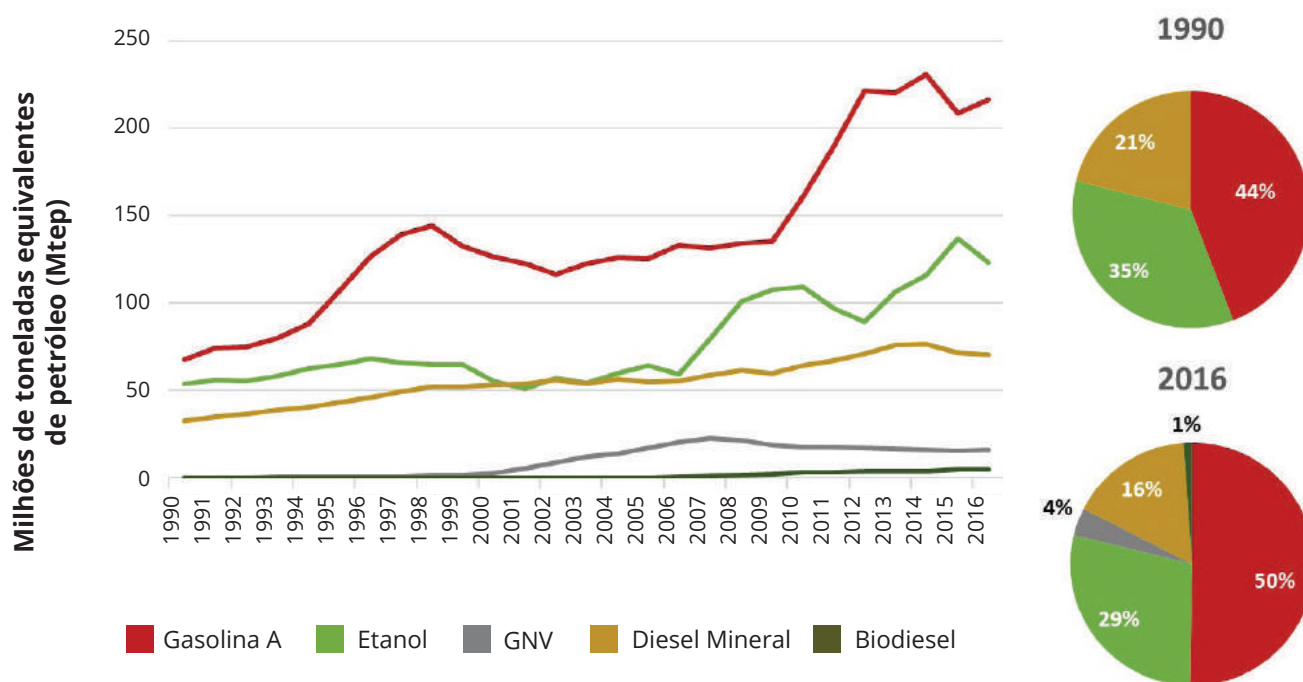
O Brasil é reconhecido mundialmente pelo consumo de etanol hidratado, cuja experiência de uso foi bem-sucedida durante a década de 1980 e a primeira metade da década de 1990 com o Programa Nacional do Álcool (Proálcool). Com o advento dos veículos bicompostíveis (flex fuel), em 2003, o consumo de etanol hidratado cresceu a taxas mais elevadas entre os anos de 2003 e 2009, batendo recordes históricos e chegando, em 2009, ao ápice de consumo para esse período.

No entanto, no período de 2009 a 2012, o etanol hidratado perdeu competitividade em relação à gasolina C. Tal fenômeno deveu-se a um conjunto de fatores, como uma maior vantagem aos usineiros em se produzir e vender açúcar em detrimento do etanol, baixos níveis de investimento nos meios de produção de açúcar e álcool, variações na produtividade agrícola e a maior competitividade do preço da gasolina ofertada nos postos de revenda. O Gráfico 15 mostra que a participação do etanol no consumo energético do transporte rodoviário de passageiros passou de 33% em 2009 para 22% em 2012.

Medidas recentes, tais como reajustes nas taxas incidentes sobre o preço da gasolina, o aumento da porcentagem obrigatória de etanol anidro na gasolina C e a recuperação das lavouras de cana, dentre outros fatores, têm provocado efeitos positivos na competitividade do etanol em relação à gasolina. Conforme evidencia o mesmo Gráfico 15, no período de 2012 a 2016, o consumo do etanol anidro cresceu 42% e, do hidratado, 36%, totalizando um aumento do consumo total de etanol de 38%. Esse aumento total permitiu que a participação do etanol voltasse aos patamares de 2009 e respondesse por 29% do consumo energético do transporte rodoviário de passageiros.

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

Gráfico 15 – Evolução do consumo de combustíveis no transporte de passageiros



Fonte: Elaborado a partir do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012 (MMA, 2014)

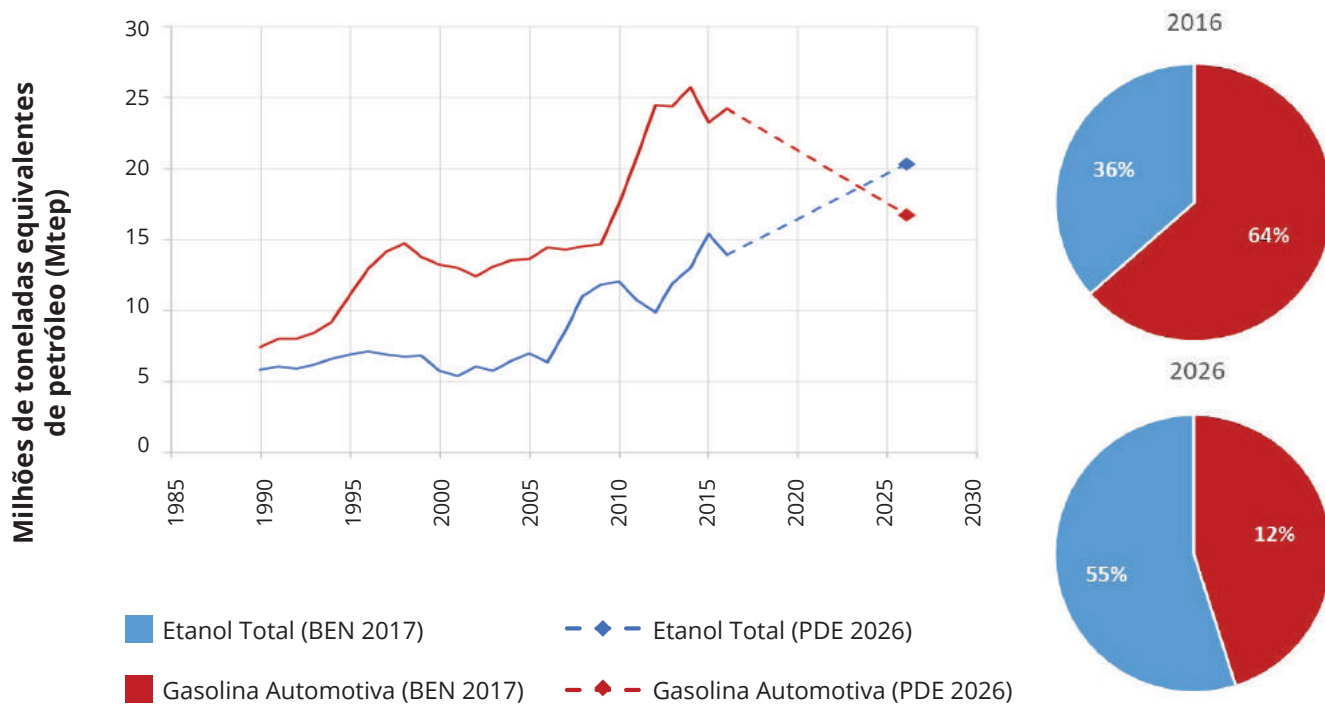
A trajetória do etanol entre 2012 e 2016 sinaliza o impacto que esse combustível tem nas emissões do transporte de passageiros.

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE) projeta que a demanda energética total por etanol (somados o hidratado e o anidro a ser consumido na mistura com gasolina automotiva⁸) no Brasil crescerá em torno de 48%, passando dos atuais 26,7 bilhões de litros para 39,5 bilhões em 2026. Já a demanda por gasolina automotiva está projetada para decrescer aproximadamente 30%, variando dos 31,4 bilhões de litros consumidos em 2016 para 21,7 bilhões em 2026. O Gráfico 16 representa as projeções apresentadas no PDE 2026 para a evolução da demanda desses dois combustíveis.

⁸ O teor considerado de etanol anidro na mistura com gasolina automotiva é igual a 27% (porcentagem em volume), conforme PDE 2026.

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

Gráfico 16 – Evolução histórica e projeção da demanda por combustíveis do transporte individual rodoviário⁹



Fonte: BEN 2017, Ano-base 2016 e PDE 2026

A reversão desse cenário para as emissões do setor de transportes impõe o desafio de avançar na adoção de um conjunto de medidas que, ao mesmo tempo em que reduzam as emissões de GEE, ampliem o acesso das pessoas às oportunidades que as cidades oferecem. Em linhas gerais, pode-se afirmar que existem duas grandes rotas complementares: (i) inovações tecnológicas nos veículos e (ii) evitar viagens por transporte individual ou transferi-las para os modos de transporte público coletivo e para os não motorizados. A seguir são discutidas as perspectivas atuais que se tem para cada uma dessas rotas.

⁹ Etanol total se refere à soma entre etanol hidratado e etanol anidro.

(i) Inovações tecnológicas nos veículos

No Brasil, as iniciativas governamentais para solucionar os principais problemas ambientais associados ao transporte têm focado as inovações tecnológicas dos veículos. Desde a década de 1970, com a criação do Proálcool, o país tem ofertado etanol – anidro e hidratado – para o uso em automóveis e conta com um programa de controle de poluição veicular – o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve).

Mais recentemente, em 2012, o Governo Federal estabeleceu o Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica e Adensamento da Cadeia Produtiva de Veículos Automotores (INOVAR AUTO), que é um regime fiscal diferenciado para montadoras que cumprirem um conjunto de requisitos, dentre os quais o atendimento de metas de eficiência energética para veículos leves até 2017.

Também têm sido propostos incentivos para automóveis híbridos e elétricos, que são vislumbrados como uma forte alternativa para descarbonizar o segmento de transportes. De fato, essas tecnologias veiculares possuem enorme potencial de abate de emissões; porém, segundo informações contidas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026), o cenário brasileiro indica que essa transição energética da indústria automotiva poderá ser um processo lento e tardio, devido a fatores como o ainda alto preço da tecnologia, a necessidade de expansão da infraestrutura elétrica para suprir a demanda de carregamento das baterias dos veículos, a ainda não definida dinâmica de descarte de baterias, ou mesmo as preferências culturais do consumidor. Também de acordo com o PDE 2026, exemplos internacionais demonstram que a popularização dos veículos com motores elétricos foi baseada em incentivos governamentais. Assim, a elaboração de políticas públicas de incentivo deverá ser um importante passo para que o Brasil possa explorar o potencial do carro elétrico e se beneficiar de suas externalidades ambientais positivas.

Essas várias iniciativas contribuem inegavelmente para a redução das emissões de poluentes tóxicos e de GEE lançados pelos veículos e precisam ser mantidas. No entanto, elas têm sido orientadas predominantemente para os automóveis, enquanto os ônibus urbanos continuam fortemente dependentes do óleo diesel como fonte de energia. E, caso os esforços governamentais para promover combustíveis renováveis e, mais recentemente, eficiência energética continuem orientados exclusivamente para o trans-

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

porte individual, pode-se estar, em um futuro próximo, diante de um conflito: escolher locomover-se individualmente (automóveis e motos) e não utilizar-se do transporte coletivo (ônibus, transporte sobre trilhos) continuará produzindo as maiores e mais indesejáveis externalidades¹⁰ para a vida social em aglomerados urbanos, apesar de acarretar menores emissões de GEE.

A esse respeito, cabe citar o caso do município de São Paulo, que vem realizando, desde 2009, uma série de experimentos utilizando veículos com diferentes tecnologias de modo a substituir parte do óleo diesel no transporte por ônibus (Tabela 1¹¹).

Tabela 1 – Número de ônibus do transporte público no município de São Paulo substituídos por diferentes tecnologias entre 2009 e 2016

Ano	Trólebus	Híbridos	Etanol	B20	AMD10
2009	205	13	0	5	0
2010	190	14	0	5	0
2011	190	0	60	1200	160
2012	190	100	105	1200	469
2013	192	13	60	1200	295
2014	201	0	59	0	395
2016	201	3	10	27	393

Fonte: SPTrans

¹⁰ As externalidades são custos ou benefícios que uma dada atividade impõe a outros agentes sem que a valoração desses custos ou benefícios esteja devidamente incorporada ao preço da atividade original. Os custos sociais (externalidades) associados ao uso do automóvel referem-se a acidentes, poluição do ar, custos com a perda de tempo, utilização excessiva de áreas públicas destinadas à expansão viária e aos estacionamentos públicos, fragmentação do espaço urbano, consumo de energia e outros problemas decorrentes do excesso de tráfego urbano (Gomide, 2011).

¹¹ Trólebus são ônibus conectados à rede aérea de distribuição de energia, ou seja, veículos movidos por tração elétrica. Os ônibus híbridos em circulação no município de São Paulo são veículos que funcionam com dois motores: um elétrico e outro a óleo diesel. Além disso, esses veículos armazenam energia elétrica em baterias quando os freios são acionados. B20 se refere a ônibus que circulam com uma mistura de óleo diesel mineral e biodiesel contendo 20% de biodiesel, em volume. AMD10 se refere a ônibus que circulam com uma mistura de óleo diesel mineral contendo 10% de óleo diesel de cana-de-açúcar em volume.

A frota de ônibus urbanos em São Paulo é da ordem de 15 mil veículos, sendo ainda inexpressiva a adoção de alternativas tecnológicas que não usem óleo diesel de origem fóssil. Enquanto o uso do óleo diesel já se apresenta consolidado nos ônibus, o alto custo e a insegurança na oferta de determinados combustíveis (caso do etanol aditivado e do óleo diesel de cana), o aumento no custo de manutenção e operação dos veículos, a menor autonomia (caso do etanol), a baixa qualidade do combustível (muitas vezes relatada em relação ao biodiesel), o alto investimento para infraestrutura (caso do trólebus) e a inexistência de um mercado para veículos usados com tecnologia dedicada a determinado combustível (caso do etanol) são barreiras à entrada dessas tecnologias alternativas.

Há, assim, que atentar para o potencial de ocorrência de conflitos entre as iniciativas pró-clima e outros aspectos de interesse público. Ao prever medidas alternativas para substituição dos combustíveis no transporte público coletivo, é preciso atentar para os potenciais efeitos sobre os custos de operação desse sistema e seus impactos sobre as tarifas cobradas. Corre-se o risco de promover um transporte público com menor emissão de GEE, porém menos acessível.

Para tanto, são necessários o desenho e a implantação de instrumentos de política pública que busquem o incentivo à utilização de outras fontes de energia para o transporte coletivo ao mesmo tempo em que assegurem os aspectos de qualidade operacional dos serviços de ônibus e considerem a modicidade tarifária.

(ii) Evitar viagens do modo individual motorizado ou transferi-las para modos de transporte público coletivo e não motorizados

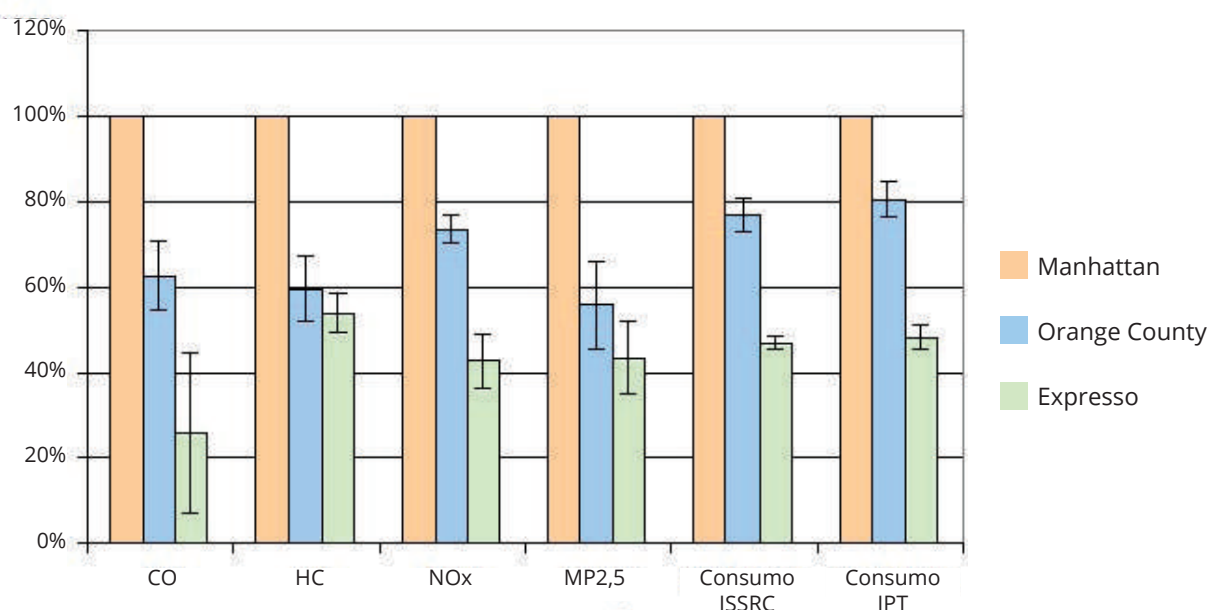
A transferência modal do transporte individual motorizado para modos de transporte público e não motorizados pode ser promovida de duas formas principais e complementares: (i) a ampliação da oferta e melhoria da qualidade do transporte público coletivo e da infraestrutura para modos não motorizados (metrô, BRT¹², faixas exclusivas de ônibus, terminais de integração, ciclovias, calçadas, etc.), e (ii) a adoção de instrumentos que desestimulem o uso do transporte individual motorizado.

¹² "Bus Rapid Transit".

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

A ampliação da oferta e melhoria da qualidade do transporte público passa pela melhoria da fluidez dos ônibus no sistema viário. A implantação de corredores de ônibus, por exemplo, resulta em economia de tempo para os seus passageiros, reduz o custo operacional e promove redução de emissões. Com relação às emissões, há um grande potencial de economia de energia e de redução de emissões associado à melhoria das condições operacionais dos ônibus urbanos.

Gráfico 17 – Influência das condições operacionais dos ônibus nas emissões e consumo de combustível



Fonte: Relatório Técnico N° 91.377-205 - Ensaios Comparativos de Ônibus Urbanos (IPT, 2007)

O Gráfico 17 compara as emissões e o consumo de combustível em um ônibus operando em uma condição de tráfego mais congestionado e típico de uma grande cidade (ciclo “Manhattan”) contra condições de fluidez aprimoradas:

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

- No ciclo “Orange County”, que simula faixa exclusiva de ônibus, há redução da ordem de 20% no consumo de combustível, de 38% nas emissões de monóxido de carbono (CO) e hidrocarbonetos (HC), de 26% nas emissões de óxidos de nitrogênio (NO_x), e de 44% nas emissões de material particulado.
- No ciclo “Expresso”, que simula a condição de operação similar à de um BRT, há redução da ordem de 52% no consumo de combustível, de 74% nas emissões de CO, de 46% nas emissões de HC e de 57% nas emissões de NO_x e de material particulado.

No entanto, a experiência tem mostrado que as necessárias medidas para a ampliação da oferta e melhoria da qualidade do transporte público são, via de regra, insuficientes para impactar significativamente na divisão modal do transporte de passageiros em uma cidade. Para diminuir a participação dos automóveis na divisão modal de viagens, essas medidas devem vir acompanhadas de um conjunto de ações para desestimular o uso do transporte individual motorizado, combinando instrumentos regulatórios e econômicos conforme as necessidades e metas das políticas locais de mobilidade e de meio ambiente. Esses instrumentos envolvem, por exemplo, a redução da capacidade viária para o tráfego geral; a redução das vagas de estacionamento ou elevação dos preços cobrados; a implantação de rodízio de placas; cobrança de taxa pelo uso da via em áreas congestionadas; a taxa de veículos que apresentam maiores níveis de emissões de poluentes atmosféricos; dentre outras medidas.

Como um exemplo de redução de emissões de poluentes locais e GEE decorrentes de investimentos na ampliação e qualificação do transporte público e dos transportes não motorizados, bem como de reformas planejadas no uso do solo orientadas para o transporte de pessoas, pode-se citar o caso do Plano de Mobilidade Urbana de Belo Horizonte (PlanMob-BH)¹³. A partir desse plano, foi estimada a redução de emissões caso as medidas nele previstas sejam implementadas (BHTrans, IEMA, 2014). Dentre as medidas, destaca-se a implantação, até 2020, de uma rede de BRTs, a expansão da rede de metrô, a implantação de uma rede cicloviária e a adoção de instrumentos de desestímulo ao uso do transporte individual¹⁴. Uma vez implantadas, essas medidas impactariam a divisão modal da cidade e, portanto, a intensidade de uso dos veículos, principalmente

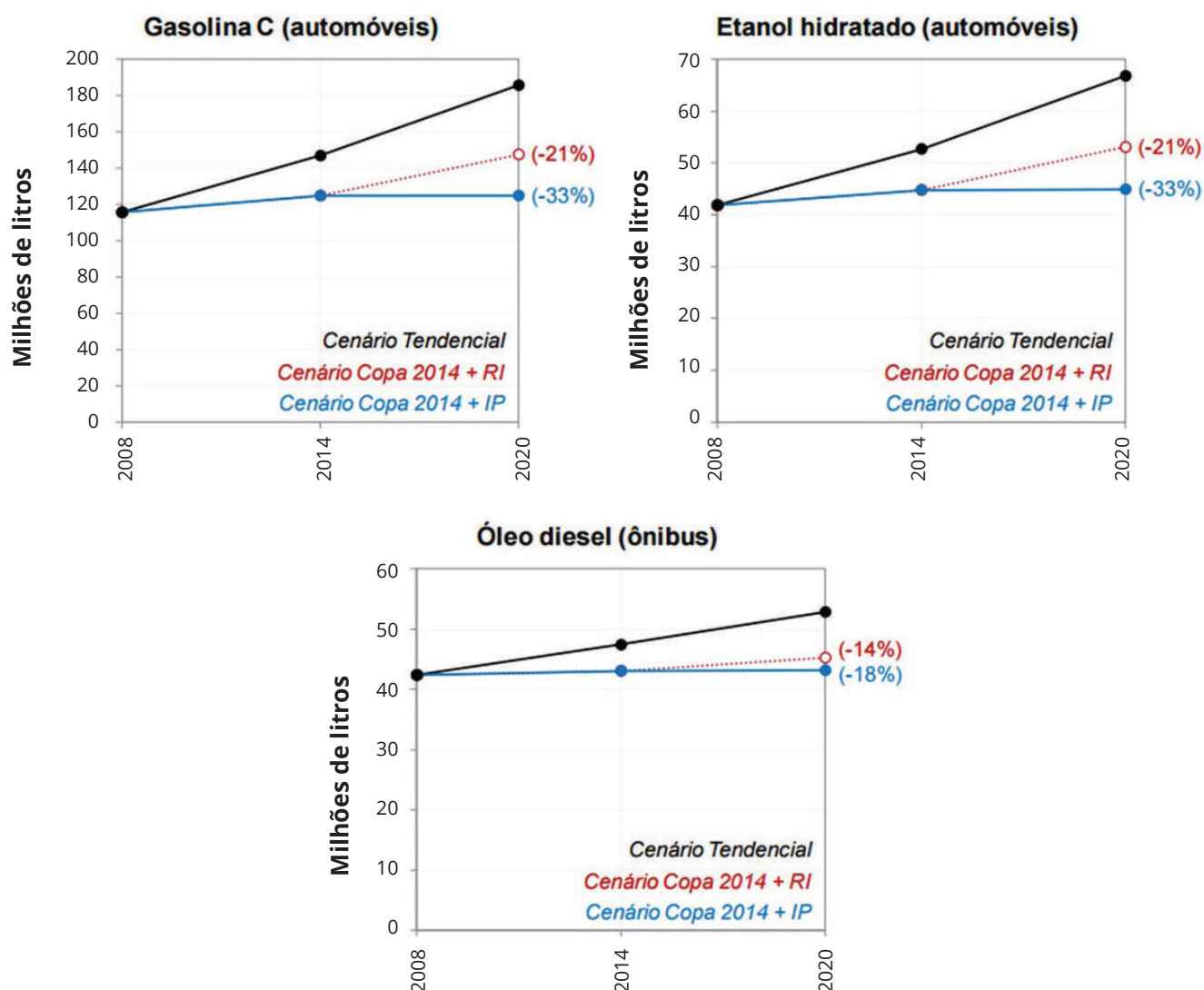
¹³ O “Plano Estratégico de Belo Horizonte 2030, a cidade que queremos” foi lançado em 2009 e atualizado em 2013.

¹⁴ No plano, a abrangência dos investimentos foi condicionada a dois cenários: investimentos restritos (IR) ou investimentos plenos (IP), conforme a disponibilidade de recursos no seu horizonte de implementação, por parte da administração municipal.

3. EMISSÕES DA ATIVIDADE DE TRANSPORTES

reduzindo as viagens por automóvel. As estimativas de emissões apontam uma redução de aproximadamente 29% nas emissões de GEE na hora-pico-manhã¹⁵ em 2020, o que representaria uma estabilização relativa das emissões ao nível de 2008 (Gráfico 18).

Gráfico 18 – Consumo de gasolina C e etanol hidratado por automóveis e de óleo diesel por ônibus na hora-pico simulados pelo PlanMob BH



Fonte: Estimativa de emissões atmosféricas do Plano de Mobilidade Urbana de Belo Horizonte (IEMA/BHTrans, 2014)

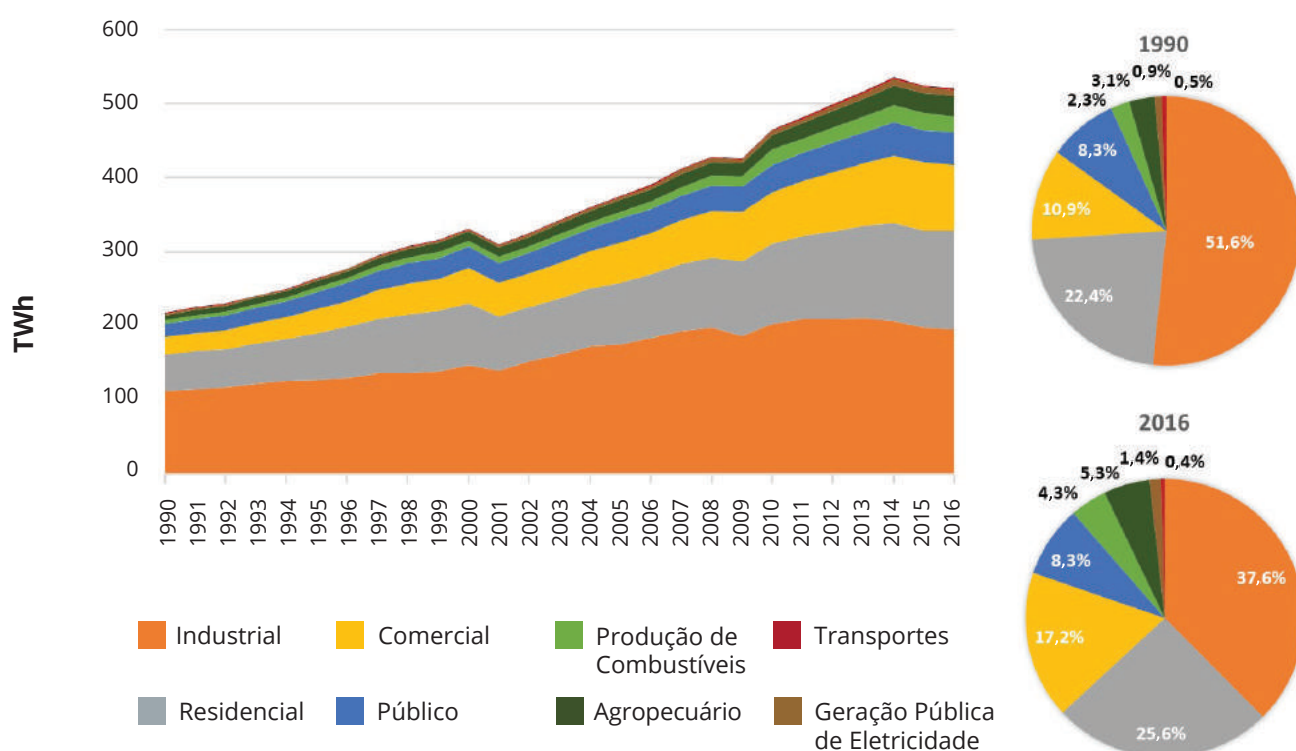
¹⁵ Hora-pico-manhã é o período de uma hora durante o período matutino no qual se concentra o maior número de viagens realizadas pelas pessoas numa cidade, havendo consequentemente a maior demanda pelo uso do espaço viário. É um conceito usado nos estudos de planejamento de transporte.

4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 EVOLUÇÃO RECENTE DAS EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A demanda de eletricidade no Brasil mais que dobrou entre 1990 e 2016 (Gráfico 19). O segmento industrial é responsável pela maior parte do consumo de energia elétrica no país, respondendo, em 2016, por 38% do consumo total, seguido pelo segmento residencial, com 26%. Este último vem crescendo nos últimos dez anos a uma taxa média de 4,5% ao ano.

Gráfico 19 – Evolução da demanda de energia elétrica por segmento de consumo (1990-2016)



Fonte: Elaborado a partir do BEN 2017, Ano-Base 2016 (EPE, 2017)

*Geração pública de eletricidade corresponde ao consumo de eletricidade nas centrais elétricas de serviço público, segundo classificação do BEN.

Contudo, é preciso pontuar a recente queda da demanda de energia elétrica, conforme nota-se no Gráfico 19. Enquanto o consumo registrou um crescimento de 3,7% entre 2013 e 2014, houve redução de 2,8% entre 2014 e 2016, o que foi provocado, principalmente, pelo desaquecimento do consumo industrial. Este fato é corroborado pela desaceleração da atividade econômica como um todo em 2014, 2015 e 2016, período em que o PIB brasileiro apresentou variações anuais de 0,1%, -3,8% e -3,6%, respectivamente. Em comparação com o ano de 2015, o consumo de eletricidade manteve-se estável em 2016, com leve queda de 0,9%, puxada pela redução de 1,3% do setor industrial. Para além da crise econômica, há evidência de que a alteração da estrutura econômica brasileira tende a reduzir a importância do consumo de energia elétrica pela indústria, com perda de competitividade de importantes setores industriais (EPE, 2017).

O histórico recente da geração de energia elétrica pode ser observado no Gráfico 20.

Gráfico 20 – Evolução anual da geração de eletricidade (2007-2016)

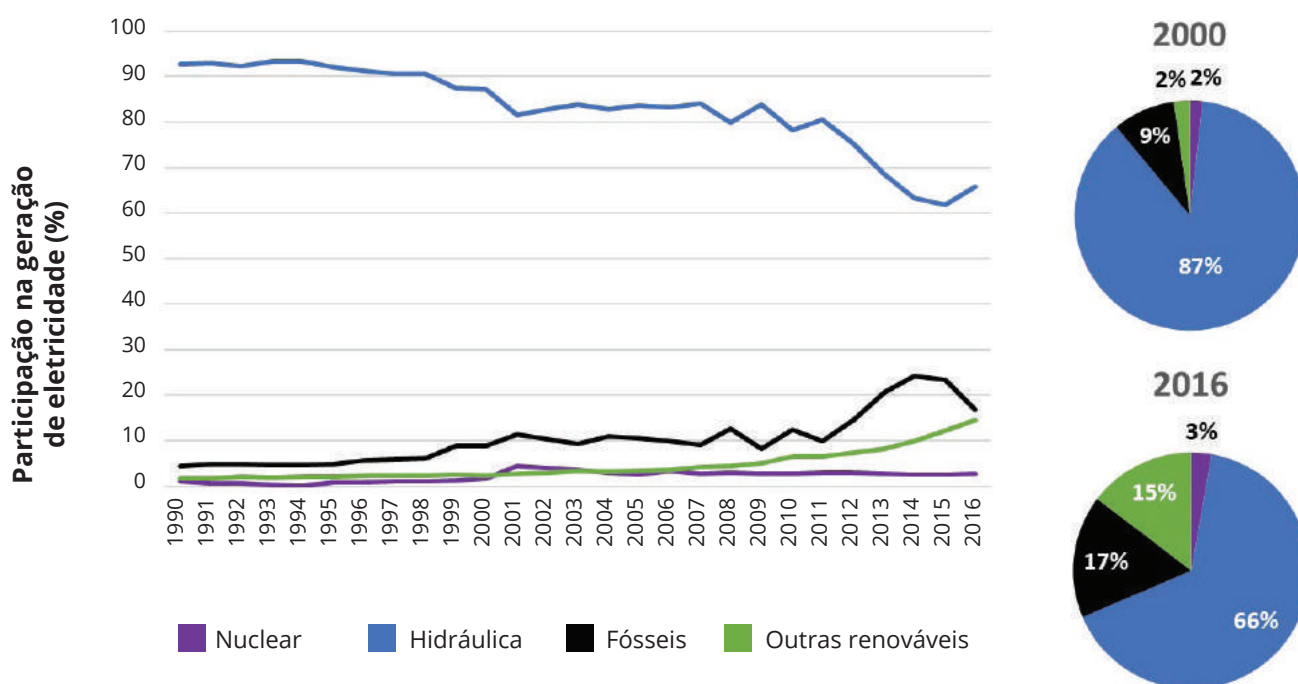


Fonte: Elaborado a partir do BEN 2017, Ano-Base 2016 (EPE, 2017)

4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Apesar de as usinas hidrelétricas serem as maiores responsáveis, de longe, pelo atendimento da demanda, a geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis tem, desde 2000, aumentado sua participação na geração elétrica, passando de 9% para 17% em 2016. Quanto à hidroeletricidade, é notória a queda de sua participação, variando de 87% em 2000 para 66% em 2016, como mostra o Gráfico 21.

Gráfico 21 – Evolução da participação das fontes primárias na geração de eletricidade (1990-2016)



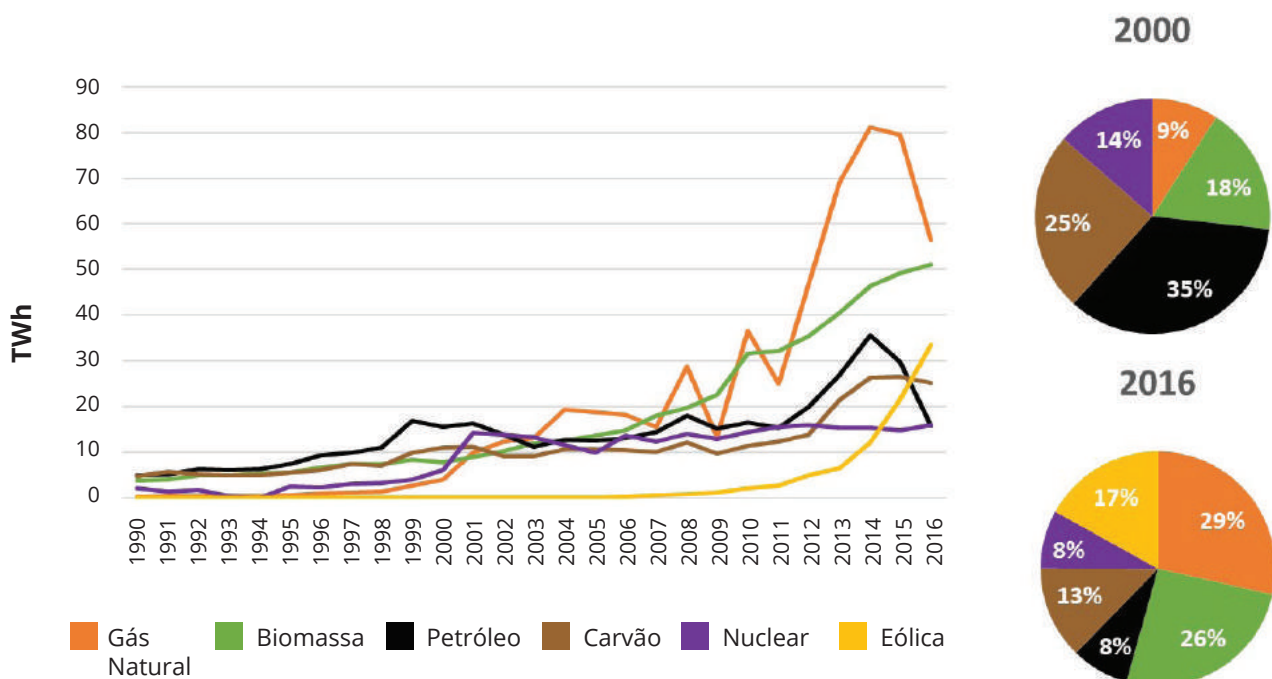
Fonte: Elaborado a partir do BEN 2017, Ano-Base 2016 (EPE, 2017)

Note-se, no Gráfico 22, que a geração não-hídrica no período esteve alicerçada, principalmente, no uso de combustíveis fósseis – gás natural, derivados de petróleo e carvão mineral – os quais, em 2016, representaram 49% de toda a geração não-hídrica, seguidos pela biomassa (26%), pela energia eólica (17%) e pela nuclear (8%). Entre 2012 e 2016, a geração de eletricidade a partir de combustíveis fósseis passou de 80,6 TWh para 97,5 TWh, um crescimento de 21%. Este crescimento só não foi maior devido às

4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

gerações a biomassa e eólica, que também ampliaram sua participação na matriz elétrica brasileira. Ou seja, comparando-se o Gráfico 21 e o Gráfico 22, evidencia-se não somente o aumento da participação fóssil, mas também o significativo aumento do emprego de fontes renováveis não-hídricas.

Gráfico 22 – Evolução da geração de eletricidade de origem não hídrica, por fonte (1990-2016)



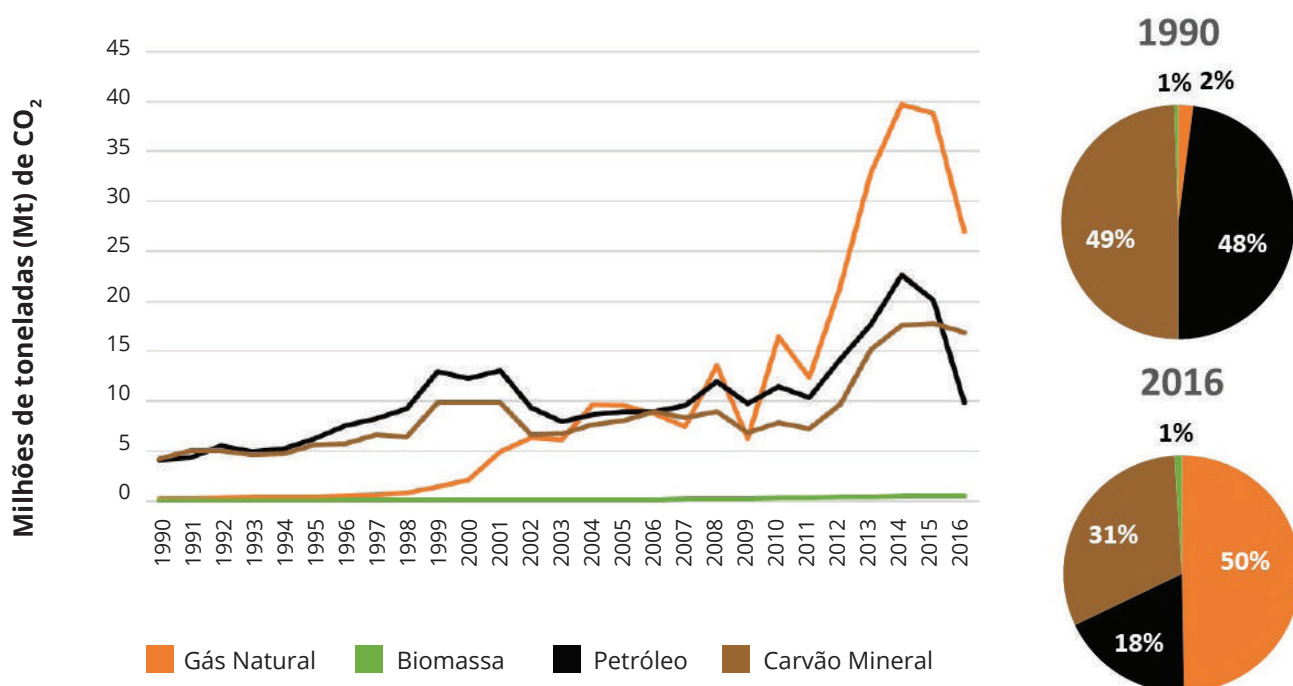
Fonte: Elaborado a partir do BEN 2017, Ano-Base 2016 (EPE, 2017)

Em decorrência do aumento da participação da termeletricidade a combustível fóssil, as emissões de GEE na geração de eletricidade aumentaram mais de seis vezes entre 1990 (8,6 MtCO₂e) e 2016 (54,2 MtCO₂e), representando, em 2016, 13% do total do setor de energia e ocupando a posição de terceiro maior emissor, depois dos transportes e da indústria, respectivamente. Em 2016, das emissões decorrentes da geração termelétrica, aquelas provenientes do uso de gás natural corresponderam a 50%, contra 18% das emissões de derivados de petróleo e 31% do uso de carvão mineral e derivados (Gráfico 23).

4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Ao observar a geração de eletricidade por usinas térmicas a combustível fóssil para cada fonte primária de energia, cabe destacar que, no ano de 2016, houve expressiva redução na geração por gás natural (-29%) e por derivados de petróleo (-47%) em comparação com 2015. Já no que diz respeito às usinas movidas a carvão mineral e derivados, a geração sofreu redução menos acentuada (-5%), fato condizente com a maior inflexibilidade¹⁶ das usinas que fazem uso dessas fontes energéticas. Houve, com isso, relevante queda (-34%) das emissões provenientes de gás natural e petróleo, devido, principalmente, ao aumento da participação de geração renovável na matriz elétrica e consequente diminuição da geração de eletricidade a partir de fontes derivadas de gás natural ou petróleo.

Gráfico 23 – Evolução das emissões de GEE na geração de eletricidade, por fonte primária (1990-2016)



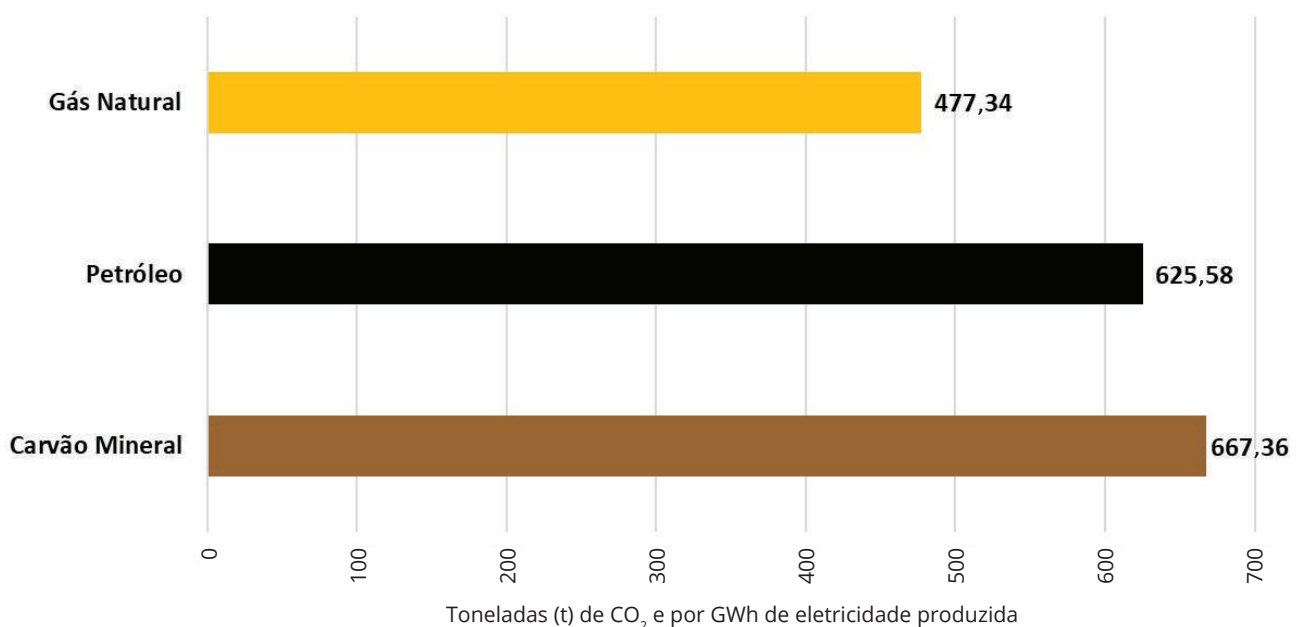
¹⁶ A inflexibilidade termoelétrica representa a parcela mínima que uma usina termoelétrica deve gerar de eletricidade (limitação operativa de geração mínima). Esta restrição está principalmente relacionada aos contratos de fornecimento de combustível (aquisição obrigatória mínima firmada em contrato) ou restrições técnicas relacionadas às tecnologias de geração ou processos internos da usina. Estas inflexibilidades são consideradas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) no processo de planejamento de operação do SIN, ou seja, a parcela inflexível destas usinas é constantemente despachada para atender a demanda do sistema.

4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A evolução das emissões por fonte primária de energia segue a mesma tendência da geração de cada uma dessas fontes. Entre 2015 e 2016, as emissões mensais em usinas movidas a gás natural diminuíram 31% e as movidas a derivados de petróleo apresentaram redução de 51%. Por outro lado, as emissões em usinas a carvão mineral diminuíram apenas 5%.

Apesar da maior participação do gás natural nas emissões de GEE pela geração de eletricidade, as fontes de energia mais emissoras por unidade de energia produzida são os derivados de petróleo ou carvão mineral. O Gráfico 24¹⁷, a seguir, apresenta o fator de emissão para cada fonte em termos de toneladas de CO₂ e por GWh de energia elétrica produzida em 2016. Esse fator de emissão pode ser avaliado como indicador da eficiência, em termos de emissões de GEE, da geração de eletricidade por fonte fóssil.

Gráfico 24 – Fator de emissão de GEE na geração de eletricidade por fonte primária fóssil em 2016



¹⁷ O fator de emissão correspondente ao consumo de biomassa nas usinas térmicas não foi apresentado no gráfico, uma vez que o valor é consideravelmente menor (10,686 tCO₂e/GWh), pois, pela metodologia recomendada pelo IPCC, são consideradas apenas as emissões de CH₄ e N₂O.

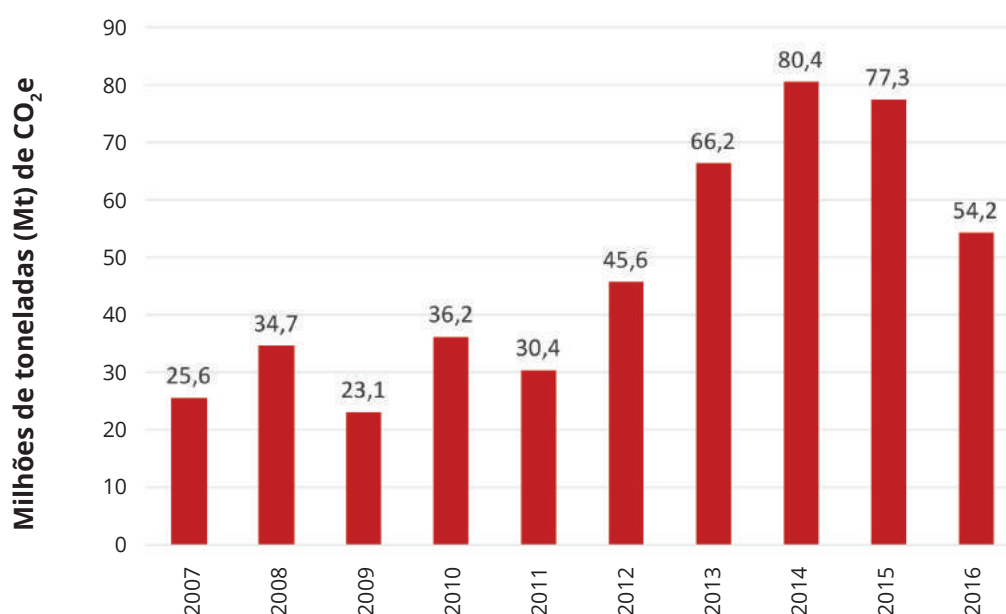
4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Entre 2014 e 2015, a geração em usinas hidráulicas e térmicas a combustível fóssil se manteve praticamente constante, com ligeiras retrações (-4% e -5%, respectivamente), enquanto a geração eólica cresceu 77% no mesmo período (de 12,2 para 21,6 TWh). Comparando 2016 com 2015, nota-se que a geração em usinas térmicas a combustível fóssil diminuiu em 28%. Por outro lado, a geração hidráulica cresceu 6% e a eólica cresceu 55%.

Esses aspectos apontam importantes tendências após 2014: o crescimento expressivo da geração eólica devido à entrada em operação de diversas usinas contratadas em anos anteriores, a diminuição do despacho térmico a combustíveis fósseis em 2016 e o crescimento da geração de eletricidade em usinas hidrelétricas, dada a recuperação dos níveis dos reservatórios entre 2015 e 2016, fato que não ocorria desde o período entre 2010 e 2011. Torna-se importante fundamentar que a elevação da geração de energia elétrica a partir de hidrelétricas só não foi maior devido à situação do sistema Nordeste, que continua crítica. Esse aspecto será discutido adiante.

A evolução das emissões de GEE nos últimos dez anos está representada no Gráfico 25. Nele é possível constatar a ligeira retração das emissões entre 2014 e 2015 (-4%) e a significativa redução das emissões quando comparados os anos de 2015 e 2016 (-30%).

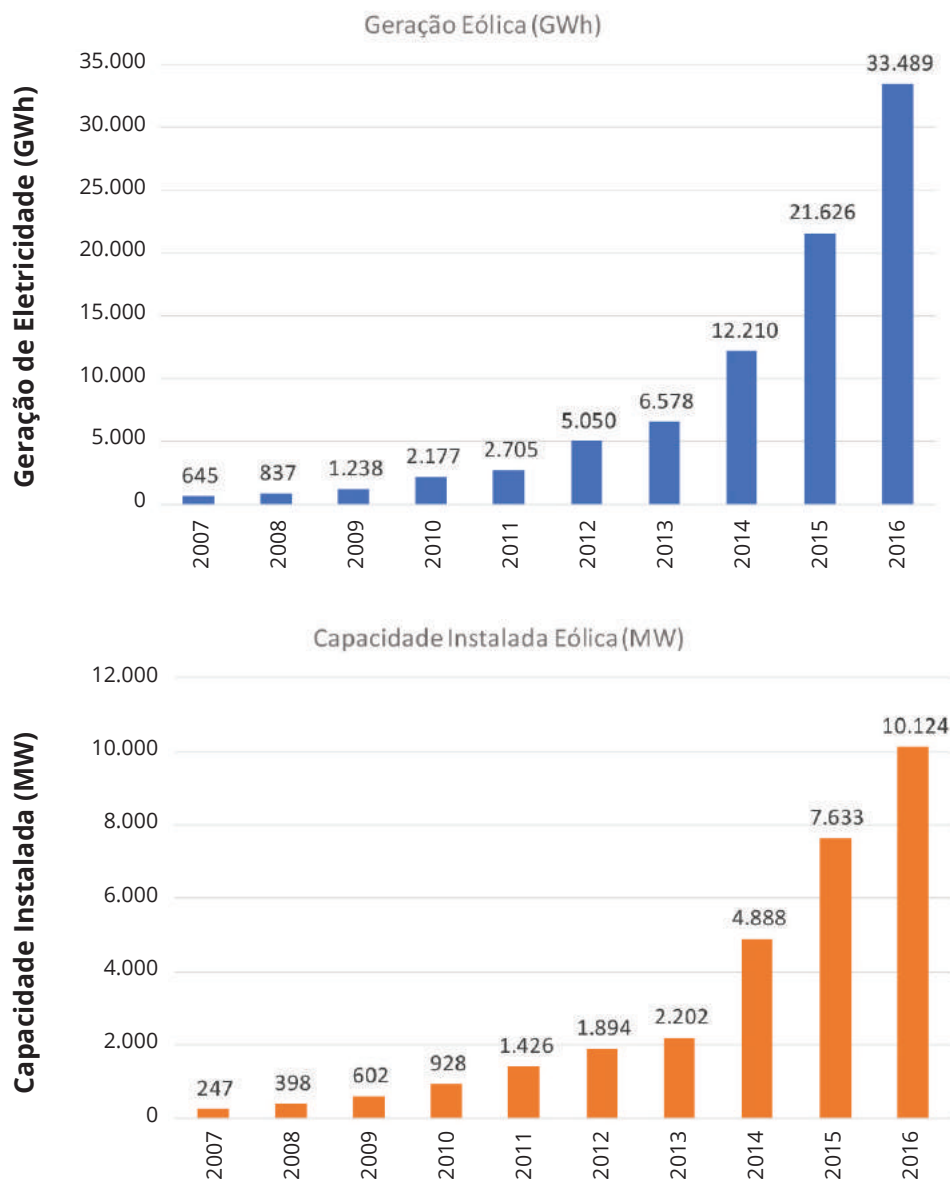
Gráfico 25 – Evolução anual das emissões de GEE associadas à geração de eletricidade (2007-2016)



4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Por fim, cabe trazer alguns dados sobre a expansão tanto da capacidade instalada quanto da geração a partir das renováveis não-hídricas. Como já delineado, a fonte eólica foi a que apresentou o maior crescimento nos últimos anos, tanto em termos de capacidade instalada quanto em termos de geração, conforme mostra o Gráfico 26.

Gráfico 26 – Evolução da geração (GWh) e da capacidade instalada (MW) da fonte eólica (2007-2016)



Fonte: BEN 2017, Ano-base 2016

A biomassa também apresentou crescimento nos últimos dez anos, principalmente devido à expansão da cogeração a partir do bagaço de cana-de-açúcar e significativa contribuição da geração a partir de lixívia¹⁸, chegando, em 2016, a uma capacidade instalada de 14,1 GW, tendo sido responsável pela geração de 51,0 TWh, o que a colocou como a terceira principal fonte no provimento de energia elétrica naquele ano, atrás apenas da hidroeletricidade e da termoeletricidade fóssil.

As pequenas centrais hidrelétricas (PCH¹⁹), por sua vez, tiveram uma expansão mais tímida da capacidade instalada, quando comparadas à energia eólica e à biomassa, chegando, em 2016, a 4,9 GW, o que representa um crescimento de apenas 1% em relação ao ano anterior.

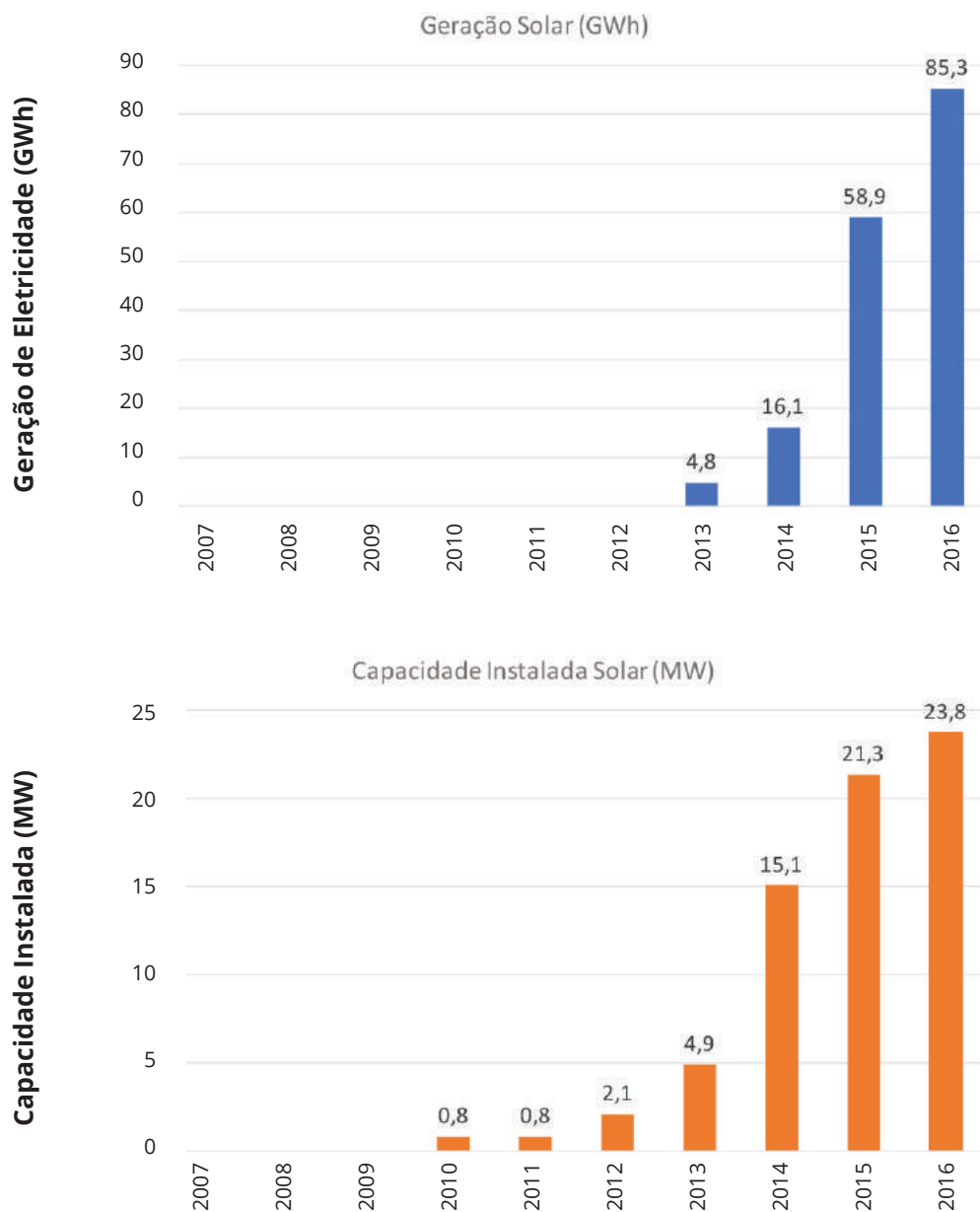
Outra fonte que tem apresentado crescimento é a solar fotovoltaica. Praticamente inexistente até 2010, hoje esta fonte já conta com 23,8 MW de capacidade instalada na modalidade centralizada, contribuindo, em 2016, com a geração de 85,3 GWh (Gráfico 27).

¹⁸ Resíduo líquido presente na indústria de papel e celulose, disponível como um dos subprodutos da digestão após o processo de cozimento da madeira, também denominado licor negro.

¹⁹ Unidades de aproveitamento de potencial hidroelétrico com potência instalada maior que 1 MW e menor ou igual a 30 MW, exploradas nas modalidades de produção independente ou autoprodução e que respeitam as regras impostas pela ANEEL quanto à área inundada à montante do barramento.

4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Gráfico 27 – Evolução da geração (GWh) e da capacidade instalada (MW) de solar fotovoltaica na modalidade centralizada (2007-2016)



Fonte: BEN 2017, Ano-base 2016

A energia solar fotovoltaica, no entanto, tem-se destacado na mini e microgeração descentralizada. Dados do Balanço Energético Nacional informam que o Brasil já contava, em 2016, com 56,9 MW instalados nessas modalidades, o que correspondeu a uma geração de 53,6 GWh.

Com base em todos os dados apresentados e discutidos até aqui, alguns pontos chamam atenção, razão pela qual são abordados em maior detalhe a seguir:

1. A queda das emissões de GEE verificada nos anos de 2015 e 2016 apresenta dois vetores principais: a redução da demanda de energia provocada pela crise econômica, por um lado, e a diminuição do despacho térmico em razão da recuperação das condições hidrológicas e da entrada de fontes renováveis, em particular a eólica, por outro;
2. Não obstante essa redução das emissões verificada nos últimos dois anos, um olhar mais abrangente evidencia uma crescente inserção da geração termelétrica na matriz elétrica brasileira;
3. Ao mesmo tempo, também se tem verificado a expansão das fontes renováveis que não as médias e grandes hidrelétricas.

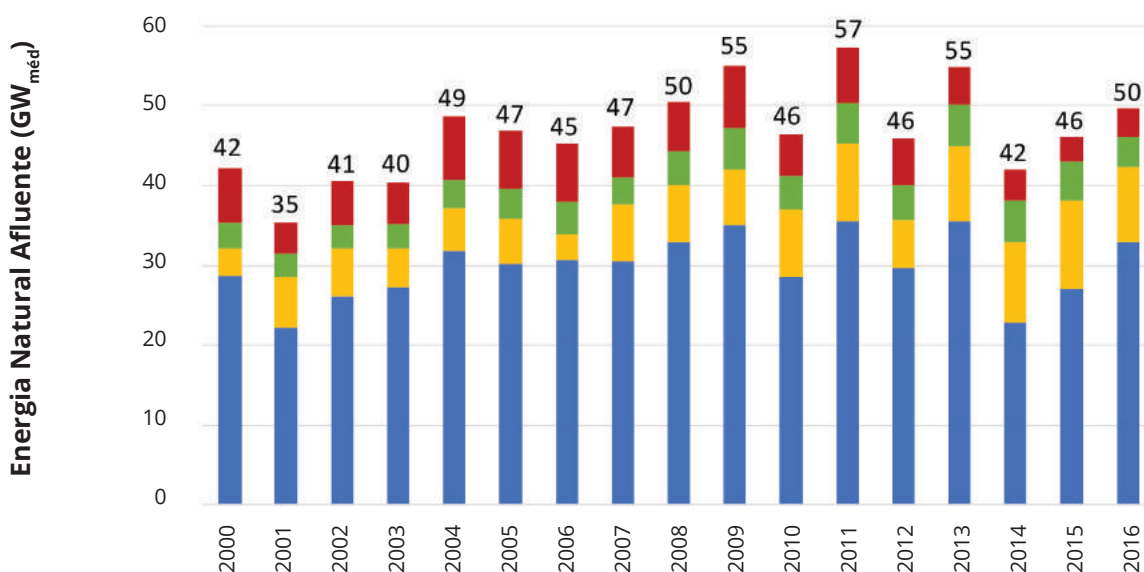
4.2 REDUÇÃO DO DESPACHO TÉRMICO EM RAZÃO DA MELHORIA DAS CONDIÇÕES HIDROLÓGICAS E DA INSERÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NO SIN

Em 2016, houve diminuição das emissões de gases de efeito estufa pela queima de combustíveis na geração elétrica. Como um dos principais motivos desse decréscimo pode-se apontar a recuperação de condições hidrológicas favoráveis em relação a anos anteriores. De modo geral, com condições hidrológicas favoráveis, há aumento da energia natural afluyente²⁰ nas bacias hidrográficas em que as usinas hidrelétricas estão situadas,

²⁰ Mais informações sobre os conceitos de energia natural afluyente e energia armazenada podem ser acessadas no relatório: Evolução das Emissões de Gases de Efeito Estufa no Brasil (1990-2013) Setor de Energia e Processos Industriais (IEMA, 2015)

o que possibilita, consequentemente, a elevação do volume de água nos reservatórios dessas usinas. Com uma maior quantidade de energia armazenada na forma de água, eleva-se tanto a segurança do sistema, uma vez que há maior reserva de energia, quanto seu potencial de geração de eletricidade. O Gráfico 28 ilustra essa recuperação de condições hidrológicas favoráveis, representada pela elevação da energia natural afluente registrada em 2016, que foi 19% maior do que a observada em 2014.

Gráfico 28 – Evolução anual da energia natural afluente, por região (2000-2016)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS (2017)

Diante deste aumento da capacidade de geração hidrelétrica, a resposta dada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), entidade responsável pela gestão e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), foi a redução da geração por usinas termelétricas. Com isso, o despacho desse tipo de usina diminuiu 20% entre 2014 (204,9 TWh) e 2016 (164,4 TWh).

A recuperação dos reservatórios não foi uniforme entre os subsistemas do SIN²¹. No caso do subsistema Nordeste, por exemplo, os anos de 2015 e 2016 mantiveram baixas afluências e, portanto, um ritmo de queda dos níveis dos reservatórios das usinas localizadas na região.

Como há restrições de intercâmbio de energia entre os subsistemas, por força de gargalos da infraestrutura de transmissão, o atendimento da demanda de energia na região Nordeste só não foi suprido com mais despacho térmico devido à entrada em operação de um grande número de usinas eólicas nesse subsistema.

4.3 REDUÇÃO DAS EMISSÕES, CRISE ECONÔMICA E AS PERSPECTIVAS FUTURAS

Como já citado, a crise econômica influenciou de maneira significativa as emissões do biênio 2015-2016, devido a uma redução na demanda por energia elétrica.

Nos próximos anos, avalia-se que há possibilidade de alterações estruturais da economia, sobretudo no setor industrial, que impliquem em mudanças no perfil da demanda por eletricidade. Há dúvidas sobre se alguns setores econômicos irão retomar a sua produção, mesmo após a crise, o que faria com que a demanda por parte do setor industrial permanecesse retraída. Nesse sentido, o novo comportamento da demanda de energia elétrica será fator relevante de influência nas emissões do setor elétrico durante a retomada do crescimento do país, que teve início em 2017.

Os níveis de armazenamento dos reservatórios de hidrelétricas serão outro fator fundamental para influenciar as emissões. Em um cenário com níveis seguros de energia armazenada em reservatórios de hidrelétricas, será possível diminuir a quantidade de energia elétrica a ser gerada por meio de usinas térmicas a combustíveis fósseis, diminuindo, assim, as emissões de gases de efeito estufa. Entre os subsistemas do SIN, o Nordeste tem se mostrado o mais frágil em relação à energia natural afluente (ENA)

²¹ O Sistema Interligado Nacional (SIN) é estruturado em quatro grandes subsistemas – Sudeste / Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste. Cada subsistema funciona como um sistema elétrico unitário, havendo grandes linhas de transmissão que fazem o papel de conexão entre eles. Acontece que essa conexão não é completa, havendo gargalos e, portanto, dificuldades de transmissão plena e de intercâmbio de energia entre os subsistemas.

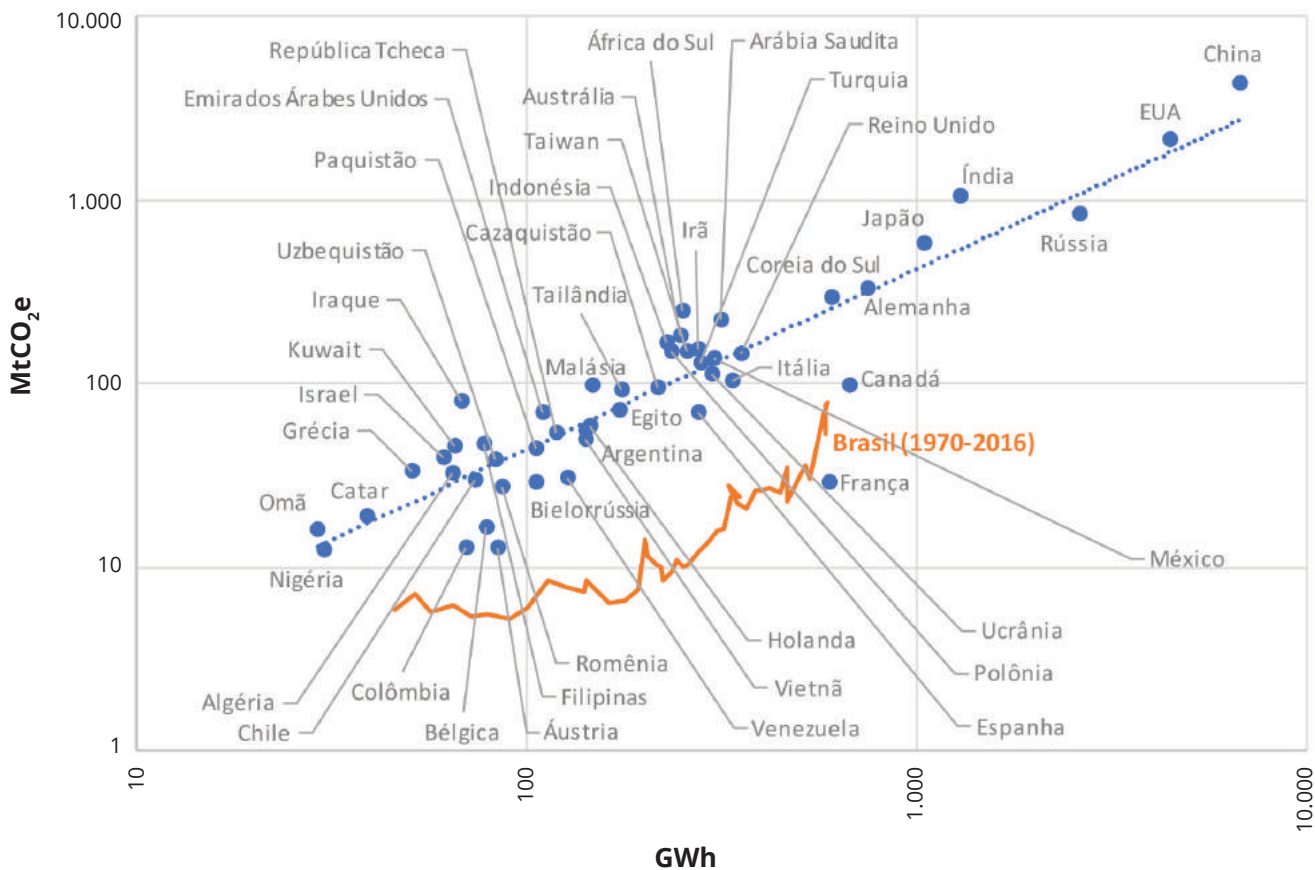
de suas bacias hidrográficas. Nos anos de 2015 e 2016, a ENA do subsistema Nordeste foi igual, respectivamente, a apenas 39% e 42% do valor médio histórico. Dessa maneira, o comportamento das bacias do Nordeste brasileiro poderá ser o principal fator influenciador da variação dos níveis de armazenamento dos reservatórios do SIN, e, consequentemente, das emissões do segmento.

Como mais um importante vetor de influência do comportamento das emissões, é preciso citar o grande aumento de competitividade econômica das fontes renováveis não-hídricas. Conforme já mencionado, a geração eólica, por exemplo, tem se mostrado como uma sólida alternativa tecnológica, o que se traduz no exponencial aumento da capacidade instalada de empreendimentos eólicos (a potência instalada para geração eólica cresceu aproximadamente 4000% em apenas 10 anos – 2007 a 2016). A energia solar, cujo preço da tecnologia configurava-se como um relevante entrave econômico, também tem aumentado sua competitividade e viabilidade. Com isso, a energia solar (modalidade centralizada) tem apresentado decréscimo de preço (R\$/MWh) nos leilões de energia, fato que potencializa sua competitividade frente a fontes mais tradicionais. É natural que, para além da modalidade centralizada, a elevação da atratividade da energia solar também seja traduzida em expansão da modalidade distribuída. De acordo com dados da ANEEL, a potência instalada de geração distribuída solar variou de 13,6 MW (2015) para 61,2 MW (2016), correspondendo a um crescimento de 349%. A continuidade deste cenário, juntamente com ações que caminhem para o aumento da eficiência energética do setor elétrico (o que, inclusive, está entre as metas da NDC brasileira) ou para políticas que favoreçam as fontes renováveis, como a valoração dos atributos ambientais, prevista como parte do aprimoramento do marco legal do setor, cria a perspectiva de diminuição da intensidade de carbono atrelada à geração de eletricidade.

O Gráfico 29 mostra as emissões de CO₂ pela queima de combustíveis para a geração de energia elétrica e o total de energia elétrica gerada (ou seja, a intensidade de carbono) nos 50 países mais emissores, considerando apenas o setor de energia. Comparativamente a outros países, as emissões brasileiras associadas à geração de energia elétrica ainda se mantêm bastante baixas. Além disso, a tendência de ampliação de emissões no setor arrefeceu-se nos anos 2015 e 2016.

4. EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Gráfico 29 – Emissões e energia elétrica gerada dos 50 países mais emissores do setor de energia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do SEEG 2017 e da IEA (2016)

4.4 A TENDÊNCIA DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO TERMELÉTRICA

Percebe-se que existe uma tendência de expansão da geração termelétrica a combustíveis fósseis na matriz elétrica brasileira. As principais causas desse cenário, pelas análises feitas pelo IEMA, são a redução da capacidade de armazenamento do sistema elétrico, os investimentos em novas unidades de geração termelétrica para garantir segurança de fornecimento de energia elétrica, os problemas associados à implemen-

tação de grandes hidrelétricas e períodos secos intensos. Cabe também acrescentar o aumento da variabilidade da matriz elétrica brasileira e a movimentação no mercado de gás natural.

Diferentemente da maior parte dos países, o Brasil historicamente apresentou uma matriz elétrica renovável, muito em razão da majoritária participação da hidroeletricidade no suprimento das demandas. Para lidar com a variabilidade dos regimes de chuvas, o país estruturou seu sistema elétrico a partir de três pilares fundamentais: (i) geração hidrelétrica com reservatório, (ii) complementação térmica e (iii) um sistema de transmissão de amplitude nacional e centralizado – o Sistema Interligado Nacional (SIN).

Com a redução da capacidade de reserva e a integração de fontes renováveis intermitentes ao sistema, será necessário adicionar fontes capazes de proverem flexibilidade ao sistema. Neste sentido, o caminho é agregar ao sistema mais fontes flexíveis, ou seja, aquelas que podem ser rapidamente acionadas nos momentos de indisponibilidade do vento, da chuva ou do sol. No caso brasileiro, as opções mais flexíveis são as hidrelétricas com reservatório e as térmicas a gás natural.

A solução de flexibilidade que se tem evidenciado mais factível, pelo menos na perspectiva econômica, é o uso das usinas termelétricas a combustíveis fósseis. Primeiro, como fontes de complementação nos casos de indisponibilidade das renováveis não despacháveis, e, neste caso, fala-se, particularmente, do gás natural. Segundo, como fontes na base do sistema, “liberando” as hidrelétricas com reservatório a assumir um novo papel – o de modulação do sistema, ou seja, o de complementação nos casos de indisponibilidade das fontes renováveis não despacháveis. Fala-se, neste caso, de térmicas com níveis mais altos de inflexibilidade, como as a carvão e de gás natural a ciclo combinado.

Avalia-se que o gás natural poderá ampliar sua participação em razão do gás associado às reservas de petróleo do pré-sal. Por outro lado, a infraestrutura da cadeia ainda precisa ser consolidada, com demandas quanto à expansão das etapas de processamento, transporte (dutos) e distribuição. Atrair o investimento privado nesse contexto requer uma sinalização de baixo risco, o que se traduz pela construção, por parte do governo, de um ambiente regulatório e de mercado favorável. A termoeletricidade entra nesse jogo como um vetor de demanda de gás que pode cumprir o papel de alavancar um mercado estável e de baixo risco para o investimento.

Mediante a tendência de elevação da participação termelétrica, o IEMA tem trabalhado sobre dois caminhos principais: o primeiro é olhar alternativas energéticas que possam cumprir as mesmas funcionalidades que a termoeletricidade traz – a flexibilidade, no caso das usinas a gás natural, e a capacidade de prover energia na base, no caso do carvão. O segundo é mitigar os impactos ambientais associados a esse tipo de tecnologia, o que passa, necessariamente, por uma análise locacional desses empreendimentos.

No que toca às alternativas tecnológicas, o IEMA vem se dedicando, desde o final de 2016, à análise do potencial de uso da biomassa, focando em dois caminhos: (i) o aproveitamento do potencial existente devido ao “retrofit” de usinas de processamento de bagaço e palha de cana-de-açúcar; (ii) o uso de florestas energéticas²². Avaliações iniciais indicam que o potencial para geração de energia elétrica a partir da biomassa de cana-de-açúcar é bastante significativo, sendo possível dobrar a geração de energia elétrica atualmente presente na matriz, considerando usinas que ainda podem fazer investimentos em geração de eletricidade.

Por sua vez, a análise locacional evidencia-se importante na medida em que previne a instalação de usinas termelétricas em regiões que já sofrem com escassez hídrica ou poluição do ar. Evita-se, com isso, a intensificação desses problemas ambientais e seus efeitos sobre a saúde e o bem-estar humanos.

²² Florestas energéticas são áreas reflorestadas, notadamente, à base de eucalipto, que é utilizado como biomassa para geração termelétrica. É importante salientar que, apesar deste tipo de empreendimento energético possuir um grande potencial em direção ao abate de emissões de GEE, é necessário garantir que as plantações de eucalipto não exerçam pressões negativas sobre o meio ambiente, como desmatamento adicional, devido à expansão destas florestas, ou como a implantação de termelétricas em regiões com problemas de qualidade do ar ou em bacias hidrográficas críticas, uma vez que esse tipo de usina pode ser uma relevante fonte de poluição local e de demanda por água.

Conforme explicado anteriormente, no caso das emissões associadas à indústria, calculam-se separadamente: (i) aquelas que ocorrem por processos de transformação química e/ou física de materiais, (ii) aquelas que ocorrem pela queima de combustíveis, e (iii) aquelas que ocorrem pela disposição de resíduos. Essas três classes de emissões são contempladas em “setores IPCC” distintos, quais sejam: (i) Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP), (ii) Energia e (iii) Resíduos, respectivamente.

No entanto, se essa metodologia estabelece procedimentos cuidadosos na contabilização das emissões industriais, por outro lado os recortes por ela determinados não são suficientes para estudar as tendências relativas às emissões industriais.

De modo a construir um quadro abrangente das emissões industriais, e considerando-se que as emissões pela queima de combustíveis e as emissões por PIUP são intimamente relacionadas em diversos ramos industriais, este capítulo busca analisar o atual cenário das emissões brasileiras nas indústrias associadas a essas duas classes de emissões. Desta forma, as emissões apresentadas aqui são aquelas contabilizadas nos “setores IPCC” de Energia e de PIUP²³. Isso possibilita uma análise transversal das emissões com vistas à identificação de ações e políticas públicas efetivas para a gestão de emissões de GEE.

Quanto aos PIUP, as emissões foram contabilizadas conforme os seguintes agrupamentos:

- Produção de metais: produção de ferro-gusa e aço, ferroligas, alumínio, magnésio e outros metais não-ferrosos;
- Produtos minerais: produção de cal, cimento e vidro e consumo de barrilha;
- Indústria química: produção de ácido adípico, ácido fosfórico, ácido nítrico, acrilonitrila, amônia, caprolactama, carbureto de cálcio, cloreto de vinila, eteno, metanol, negro-de-fumo, óxido de eteno, coque de petróleo calcinado e outros petroquímicos;
- Emissões de hidrofluorcarbonos (HFCs);

²³ As emissões associadas ao tratamento de efluentes industriais e à incineração de resíduos são analisadas no documento analítico do Setor de Resíduos do SEEG.

- Uso de hexafluoreto de enxofre (SF₆) em equipamentos elétricos;
- Uso não energético de combustíveis e uso de solventes.

Já as emissões relacionadas à queima de combustíveis (consumo final energético e autoprodução de eletricidade) foram estimadas conforme a divisão de ramos industriais do Balanço Energético Nacional: Ferro-gusa e aço, Cimento, Química, Não-ferrosos e outros da metalurgia, Mineração e pelotização, Alimentos e bebidas, Cerâmica, Papel e celulose, Têxtil, Ferroligas e Outras indústrias.

De modo a permitir uma análise conjunta das emissões, os processos industriais foram rearranjados nos ramos industriais do BEN conforme a Tabela 2²⁴:

Tabela 2 – Associação entre as categorias de processos industriais e os ramos industriais do BEN

Processo Industrial (metodologia IPCC para PIUP)	Ramo Industrial (BEN)
Produção de ferro-gusa e aço	Ferro-gusa e aço
Produção de ferroligas	Ferroligas
Produção de alumínio	Não ferrosos e outros da metalurgia
Produção de magnésio	
Produção de outros metais não ferrosos	
Produção de cimento	Cimento
Indústria Química	Química
Produção de cal	Outras Indústrias
Produção de vidro	
Consumo de barrilha	
Emissões de hidrofluorcarbonos	
Uso de SF ₆ em equipamentos elétricos	
Uso não energético de combustíveis e uso de solventes	

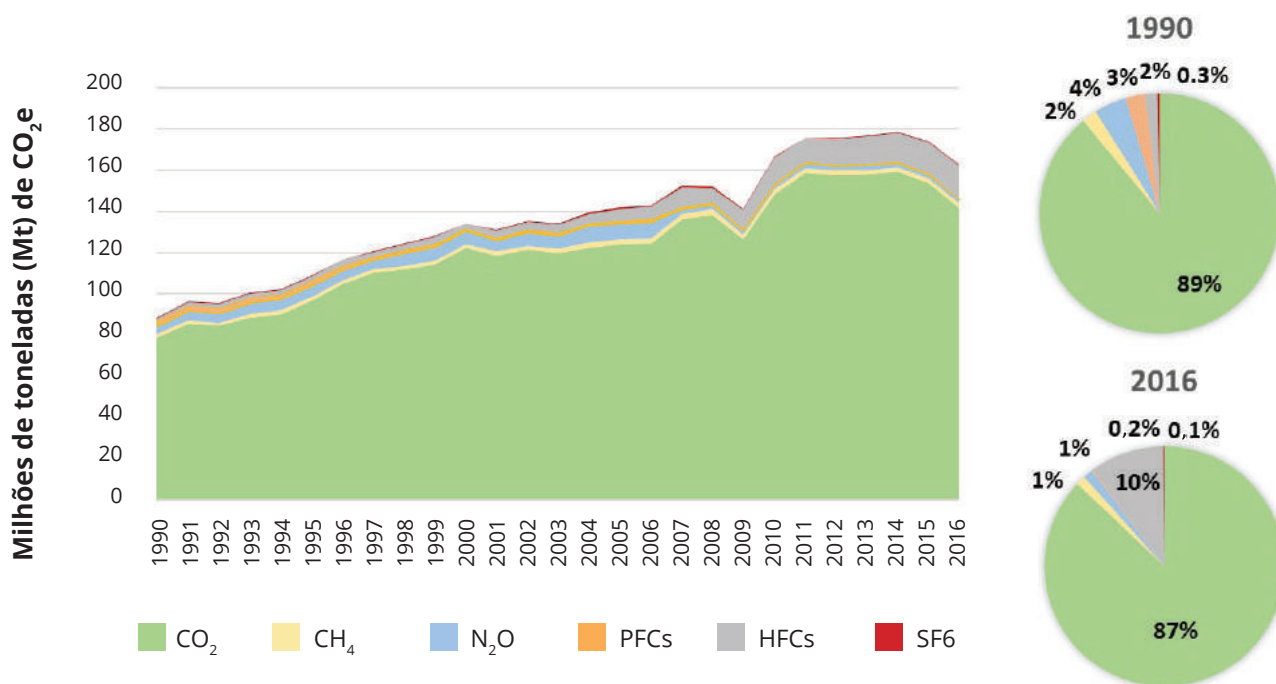
²⁴ A associação feita entre as categorias de PIUP do IPCC e os ramos industriais do BEN é uma aproximação, uma vez que parte dos processos industriais ocorre em mais de um dos ramos, tais como o consumo de barrilha e as emissões de HFCs.

Somadas, as emissões decorrentes da queima de combustíveis e dos PIUP apresentaram um crescimento anual médio de 2,4% entre 1990 e 2016 variando de 88,4 para 162,5 MtCO₂e, conforme ilustrado pelo Gráfico 30.

Cabe destacar a queda pontual nas emissões em 2009, decorrente da crise econômica mundial que ocasionou redução na produção das principais indústrias de transformação (exceção feita ao cimento²⁵) e a estagnação das emissões totais no período entre 2010 e 2014. Ressalta-se ainda a queda de 9% das emissões no período 2014-2016, vinculada à retração da economia nacional. Vale frisar que essas tendências não ocorreram de forma homogênea em todos os ramos industriais, devendo ser analisadas caso a caso.

Em termos dos tipos de GEE direto inventariados – dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), perfluorcarbonos (PFCs), hidrofluorcarbonos (HFCs) e hexafluoreto de enxofre (SF₆) –, o CO₂ é, de longe, o mais importante, representando 87% das emissões (comparados em termos de CO₂ equivalente).

Gráfico 30 – Evolução das emissões de GEE em atividades industriais por tipo de gás de efeito estufa



²⁵ Por ser um produto de alto valor local e baixo valor de troca, o cimento restringe-se ao mercado doméstico, não configurando, portanto, uma mercadoria internacional.

Vale ressaltar as reduções nas seguintes emissões ao longo do período estimado:

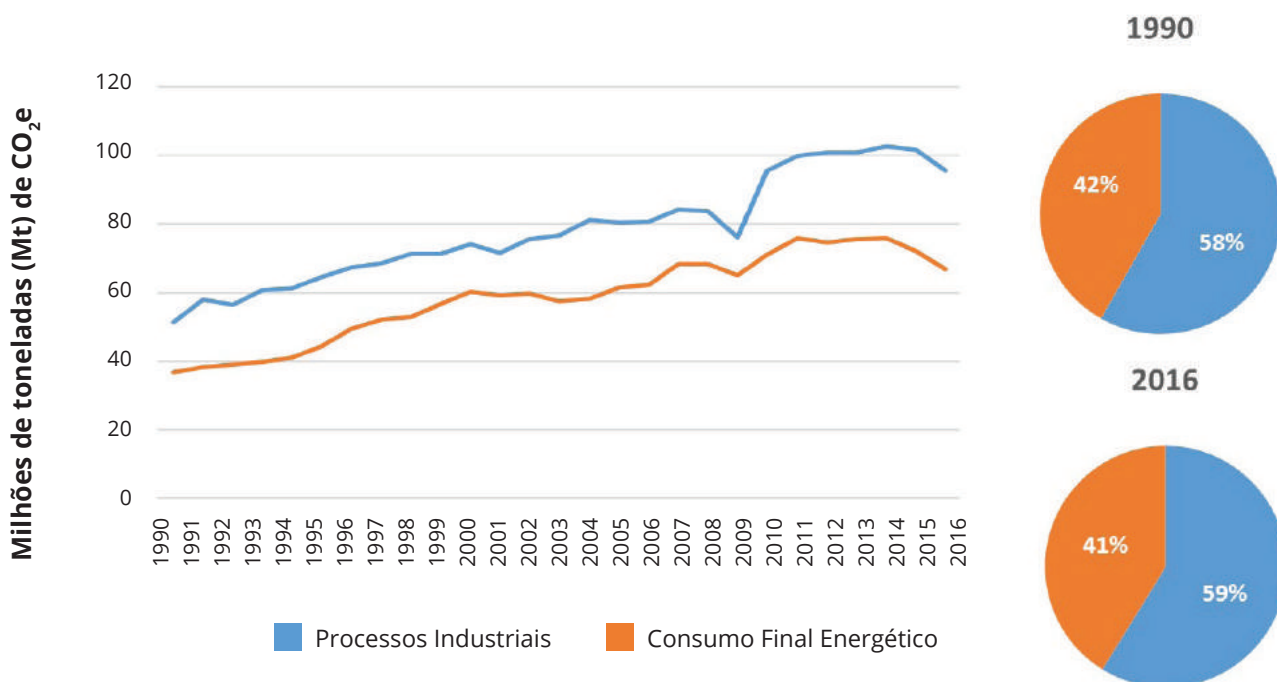
- (i) N_2O : decorrentes da implantação de medidas localizadas de controle de emissões na produção dos ácidos nítrico e adípico, a partir da segunda metade da década de 2000;
- (ii) PFCs: decorrentes de medidas de redução do chamado “efeito anódico”, fenômeno que diminui a eficiência da produção de alumínio metálico;
- (iii) SF_6 : ocasionadas pela substituição desse gás por dióxido de enxofre (SO_2) na proteção do magnésio líquido no processo produtivo desse metal.

Cabe ainda destacar o aumento significativo das emissões de hidrofluorcarbonos utilizados em equipamentos de refrigeração ou como gás em aerossóis. Tal aumento decorre do uso de HFCs como substitutos dos gases controlados pelo Protocolo de Montreal (CFCs e HCFCs). Ressalta-se, porém, que este dado deve ser interpretado considerando-se que as emissões de HFCs foram calculadas segundo o método das emissões potenciais²⁶.

O Gráfico 31 apresenta a evolução das emissões de GEE na indústria por tipo de atividade, entre 1990 e 2016. Durante o período analisado, a maior parte das emissões associadas às atividades industriais é proveniente de processos industriais (95,6 MtCO₂e em 2016), seguida das emissões decorrentes do consumo final energético de combustíveis (66,9 MtCO₂e em 2016).

²⁶ A estimativa de emissões de HFCs a partir do método de emissões potenciais considera que as emissões ocorreriam no ano de importação do gás, e não conforme sua utilização ao longo dos anos. A descrição completa da metodologia utilizada é apresentada na Nota Metodológica do setor de PIUP no SEEG.

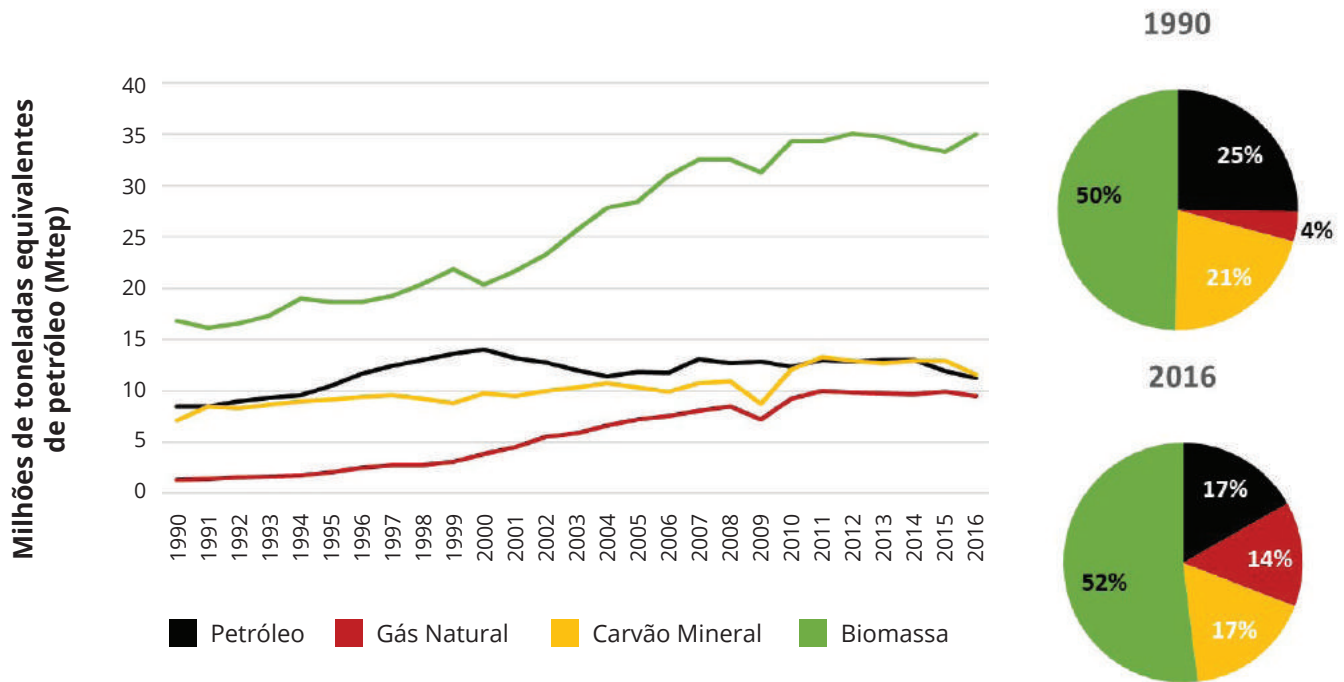
Gráfico 31 – Evolução das emissões de GEE em atividades industriais por tipo de atividade



Quanto à matriz energética da indústria, ressalta-se a grande participação histórica da biomassa nesse setor, constituindo metade da matriz em 2016 (Gráfico 32). Alguns destaques são o uso de bagaço de cana-de-açúcar na indústria de alimentos e bebidas, o consumo de lixívia²⁷ e de lenha na indústria de papel e celulose (apenas esses três consumos somados representaram 31% (25,7 Mtep) do consumo de combustíveis na indústria em 2016), além da presença da lenha e do carvão vegetal como fontes complementares de energia em ramos da metalurgia e siderurgia.

²⁷ Lixívia ou licor negro é um resíduo de significativo conteúdo energético, obtido como subproduto na indústria de papel e celulose na transformação de madeira em pasta de celulose.

Gráfico 32 – Evolução do consumo de energia em atividades industriais por fonte primária



Fonte: Elaboração própria a partir de BEN 2017, Ano-base 2016 (MME/EPE)

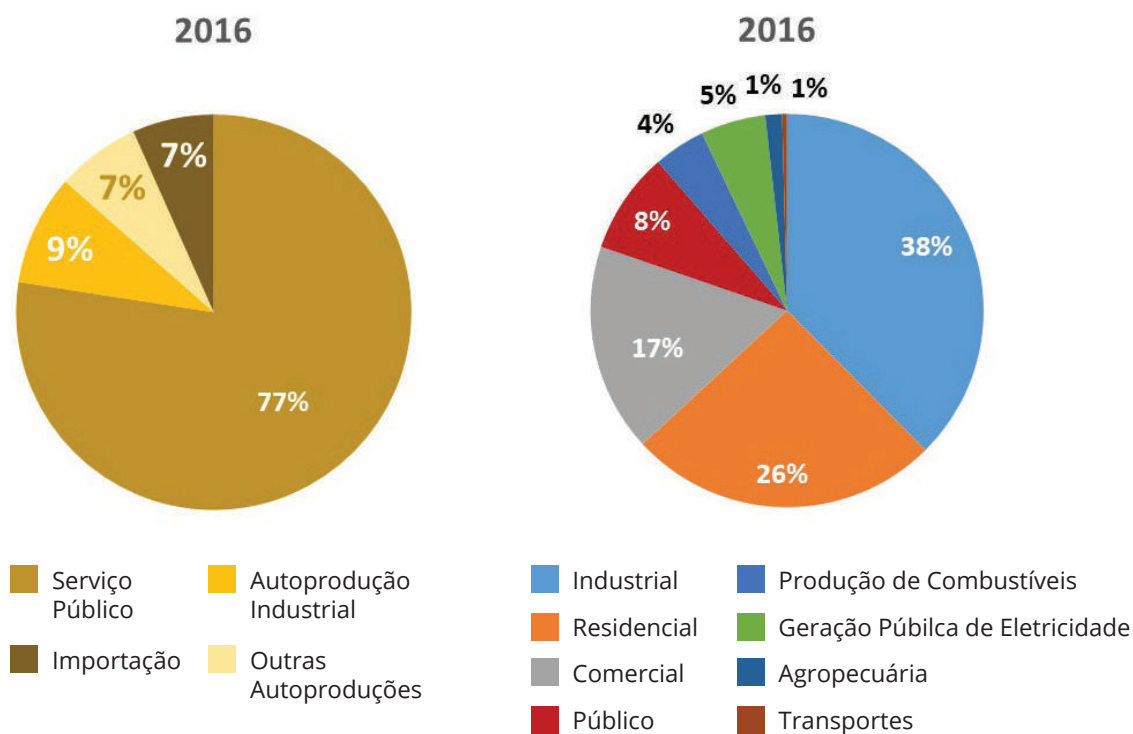
SOBRE AS EMISSÕES RELACIONADAS À AUTOPRODUÇÃO E AO CONSUMO DE ELETRICIDADE NA INDÚSTRIA

Para uma avaliação mais abrangente do total de emissões que decorrem da atividade industrial, poderiam ainda ser consideradas as emissões oriundas da geração da energia elétrica consumida pelas plantas industriais.

A indústria foi responsável pelo consumo de 38% de toda eletricidade ofertada²⁸ no Brasil em 2016, conforme apresentado no Gráfico 33.

²⁸ Inclui a geração de eletricidade em centrais de serviço público e em centrais autoprodutoras e a importação de eletricidade.

Gráfico 33 – Participação dos tipos de centrais na geração de eletricidade e dos segmentos de atividade econômica no consumo de eletricidade em 2016

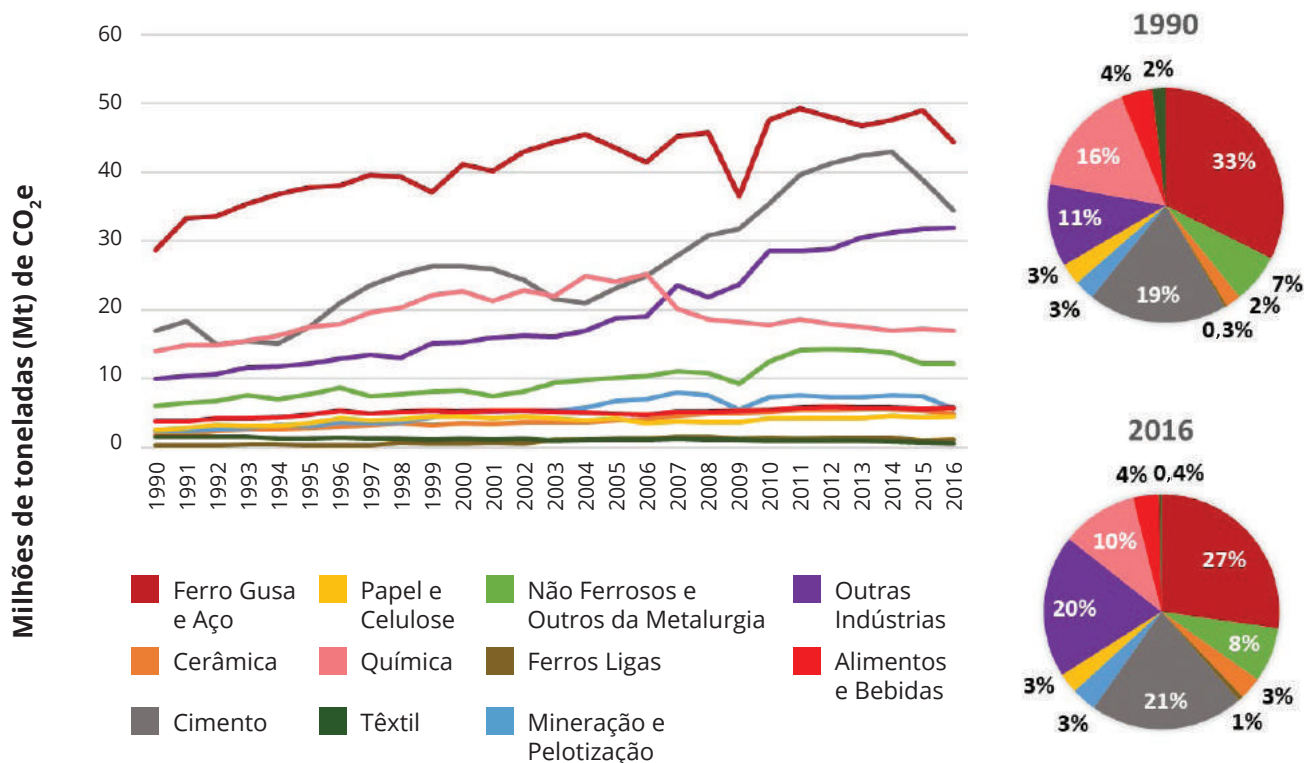


Fonte: Elaboração própria a partir de BEN 2017, Ano-base 2016 (MME/EPE)

De toda a eletricidade gerada em centrais elétricas autoprodutoras em 2016 (98,5 TWh), 57% esteve associada à autoprodução industrial. Esse peso das atividades industriais no total da eletricidade gerada e consumida traz à tona a necessidade de uma nova forma de alocação das emissões associadas, especialmente por conta do crescimento da participação de fontes fósseis na matriz elétrica nacional, conforme apresentado no capítulo 3. No entanto, essa forma de alocação, que foge da classificação do IPCC, não é discutida no presente relatório.

Olhando os ramos industriais responsáveis pelas parcelas mais significativas de emissões de GEE, o Gráfico 34 mostra que as indústrias de ferro-gusa e aço, cimento e química responderam juntas por cerca de 95,8 MtCO₂e em 2016, o que corresponde a 59% das emissões associadas à atividade industrial.

Gráfico 34 – Evolução das emissões de GEE em atividades industriais por ramo industrial



As emissões de GEE por processos industriais estão intrínseca e diretamente relacionadas à produção física de cada um dos ramos de atividade em que elas ocorrem, e é nas indústrias de transformação que ocorrem as maiores emissões. A produção de metais e de cimento e a indústria química respondem por 67% do total das emissões industriais brasileiras (quando consideradas juntas as emissões por processos industriais e pela queima de combustíveis).

As emissões provenientes da queima de combustíveis e dos processos de transformação físico-química na indústria foram responsáveis por 7% das emissões brasileiras em 2016. A indústria, evidentemente, não é homogênea, abarcando uma grande variedade de ramos, com perfis muito distintos de consumo de energia e emissões.

As seções a seguir apresentam uma discussão acerca dos três ramos industriais com participação mais significativa nas emissões de GEE: (i) ferro-gusa e aço, (ii) cimento e (iii) química.

5.1 PRODUÇÃO DE FERRO-GUSA E AÇO

As emissões de GEE na indústria siderúrgica derivam diretamente de seu processo produtivo. O fundamento técnico do processo produtivo de todos os tipos de ferro e aço repousa na redução química²⁹ do minério de ferro, cujo processamento primário se dá nos chamados altos-fornos³⁰. O produto dessa etapa é denominado ferro-gusa, liga de ferro-carbono que ainda contém algumas impurezas a serem retiradas. A redução é feita com a presença de um combustível com elevado teor de carbono (carvão vegetal, carvão mineral, coque de petróleo ou coque de carvão mineral) juntamente ao minério³¹ em um ambiente pobre em oxigênio, de forma que o carbono aí presente forma inicialmente monóxido de carbono (CO) e esse, então, liga-se ao oxigênio do minério, liberando-se na forma de CO₂. Parte do carbono permanece no ferro-gusa (3% a 5%), mas esse teor diminui na produção do aço para entre 0,15% a 1,4%, definindo o tipo e a qualidade do aço produzido.

A emissão de CO₂ pela reação química de redução dos óxidos de ferro contidos no minério é intrínseca à produção do ferro-gusa e do aço a partir do minério de ferro, podendo ser evitada com o uso de sucata de aço como matéria-prima (reciclagem do aço), que é sempre possível, uma vez que não há limite teórico para o número de vezes que o aço pode retornar ao processo produtivo sem a perda de suas propriedades físicas e químicas. A reciclagem do aço é feita pelo seu derretimento (fusão) em fornos elétricos, onde pode ser necessária adição de ferro-gusa (tipicamente 30%) para homogeneizar o aço produzido dentro de uma especificação definida pelo seu uso. A reciclagem do aço implica, naturalmente, em significativa redução das emissões de GEE pelo processo industrial.

Outra maneira de diminuir significativamente as emissões de GEE na produção do aço é utilizar carvão vegetal com origem em reflorestamento (é preciso garantir, no

²⁹ A redução química no processo produtivo do ferro-gusa e do aço é, simplificada, a retirada do elemento químico oxigênio (O). Na natureza, o oxigênio liga-se ao elemento metálico ferro, em diferentes proporções, formando os componentes dos diferentes tipos de minério de ferro.

³⁰ A grafia correta seria autoforno, por se tratar de um reator em que a produção de calor ocorre no seu interior, fluindo de dentro para fora. No ambiente industrial, entretanto, fala-se alto-forno pelo fato de se tratarem de estruturas altas, atingindo 100 metros de altura.

³¹ Numa carga de alto-forno são também adicionados calcário e dolomita (CaCO₃ e CaCO₃.MgCO₃), em proporções variáveis, para a formação da chamada escória de alto-forno, que carrega outras impurezas do minério de ferro. Essa escória é importante na produção de cimento, conforme apresentado na próxima seção. A descarbonatação desses minerais nas elevadas temperaturas dos altos-fornos também é fonte de emissões de CO₂.

entanto, que este não venha a causar desmatamento). Nesse caso, o carbono presente no carvão vegetal, que será lançado à atmosfera na redução do minério de ferro, será compensado pelo crescimento das árvores plantadas para a produção do próprio carvão vegetal. A maior parte das siderúrgicas brasileiras, entretanto, utiliza um produto do carvão mineral – coque de carvão mineral³².

Apesar da vantagem de redução de emissões de GEE da siderurgia a carvão vegetal, é preciso ter claro que altos-fornos projetados para usar combustíveis fósseis (coque de carvão mineral ou de petróleo) não podem ser simplesmente convertidos para o uso do carvão vegetal. O impedimento não está nas adaptações que seriam necessárias em sistemas auxiliares, como a alimentação de matérias primas, de injeção de ar e outras, mas na própria dimensão dos fornos. O fato físico que leva a essa diferença entre as rotas do coque e do carvão vegetal está na alta friabilidade³³ deste último. Ela resulta em dimensionamento para fornos mais baixos a carvão vegetal que os similares a coque de carvão mineral ou de petróleo. Isso porque é impossível produzir grandes alturas de carga, de minério de ferro e carvão vegetal, sem que o peso da coluna dessa matéria prima esmague o carvão vegetal na região próxima à base do forno (saída), o que impediria a redução completa do minério de ferro.

O setor siderúrgico adota como iniciativa para contribuir para a redução das emissões de GEE o investimento em reflorestamentos para a produção de carvão vegetal³⁴. No entanto, essa medida, embora importante, não enseja a substituição do coque de carvão mineral ou de petróleo por carvão vegetal nas siderúrgicas existentes a combustíveis fósseis, pelo fato de a vida útil de qualquer alto-forno ser bastante longa³⁵. Além disso, toda linha de produção está ajustada à produtividade desse equipamento, sendo que sua substituição equivale a reprojeter todo o sistema produtivo.

³² Produto resultante do processo de coqueificação, em que o aquecimento por fonte de calor externa do carvão em fornos (reatores) num ambiente sem oxigênio retira os compostos orgânicos voláteis (condensados em alcatrão) e outras substâncias, para a obtenção de um sólido com alto teor de carbono (mais de 85%) quase similar ao carvão vegetal.

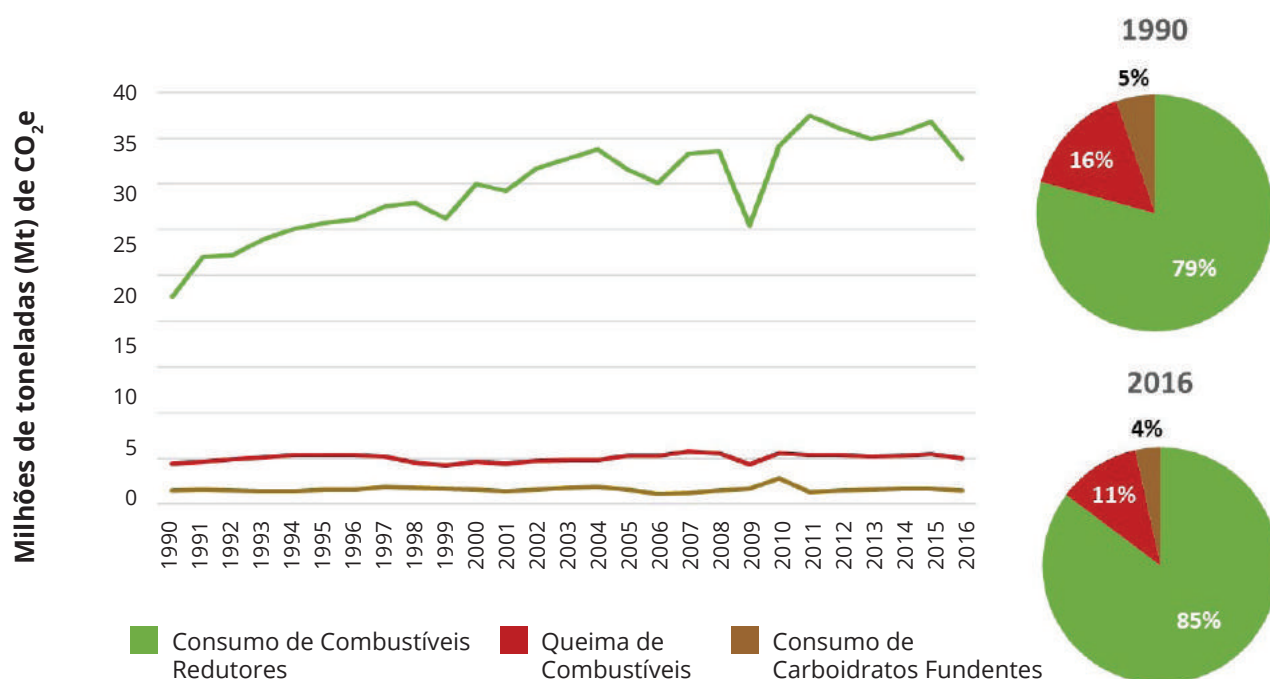
³³ Uma medida da facilidade com que um material se rompe quando submetido a um aumento de pressão em qualquer direção.

³⁴ Protocolo de Sustentabilidade do Carvão Vegetal, assinado entre siderúrgicas e o Governo Brasileiro, para que até 2016 todo o carvão vegetal para produção própria de ferro gusa venha de reflorestamentos sustentáveis, próprios ou de terceiros. Segundo o Instituto Aço Brasil (IABr), em 2015, 96% do carvão vegetal utilizado para produção de aço no país foram supridos com madeira oriunda de florestas plantadas próprias ou de terceiros, em consonância com os requisitos legais.

³⁵ A rigor um alto-forno pode nunca ser substituído, passando por reformas e “retrofitings” praticamente todos os anos.

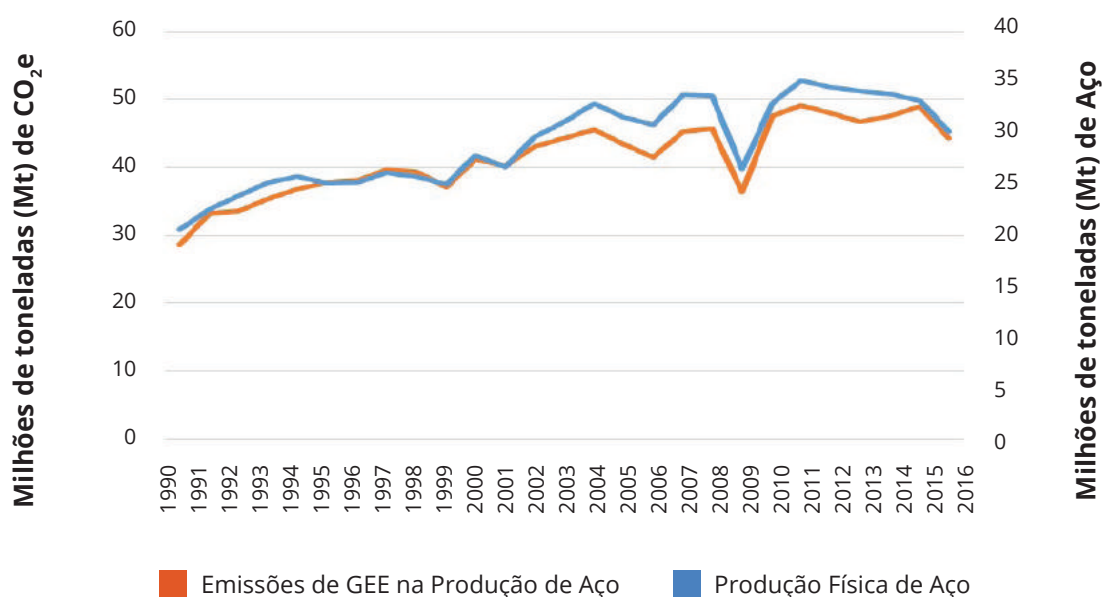
No Gráfico 35, são apresentadas as emissões de GEE associadas à produção de ferro-gusa e aço por tipo de emissão. Nele é possível constatar que a maior parte das emissões está associada ao consumo de combustíveis termorreduzidores nos altos-fornos – das 44,3 MtCO₂e emitidas em 2016, 85% estiveram associadas a essa atividade. Cabe destacar que, segundo a metodologia apresentada pelo IPCC, essas emissões são contabilizadas como PIUP, pois, ainda que representem o uso de combustíveis, parte do carbono presente na fonte energética passa a ser incorporado pelo produto (ferro-gusa). Os 15% restantes das emissões nacionais em 2016 foram compostos pelo consumo final energético de combustíveis em outras aplicações (11%) e pelo consumo de carbonatos fundentes – calcário e dolomita (4%).

Gráfico 35 – Evolução das emissões de GEE associadas à produção de ferro-gusa e aço por tipo de emissão



O comportamento das emissões de CO₂ e associadas à produção de ferro-gusa e aço é muito similar ao da própria produção de aço, conforme ilustrado pelo Gráfico 36. Isso se explica pelo fato do aço produzido no país ser majoritariamente proveniente de ferro-gusa produzido com combustíveis fósseis, enquanto o ferro-gusa produzido a partir de carvão vegetal é, em sua quase totalidade, exportado ou usado nas indústrias de autopeças. Dessa forma, as emissões de CO₂ e por conta da produção de ferro-gusa (como produto final) são apenas associadas a emissões de CH₄ e N₂O, sendo estas muito menos significativas que as de CO₂.

Gráfico 36 – Evolução das emissões de GEE associadas à produção de ferro-gusa e aço e produção física de aço



Fonte: Elaboração própria a partir de IABr e MME

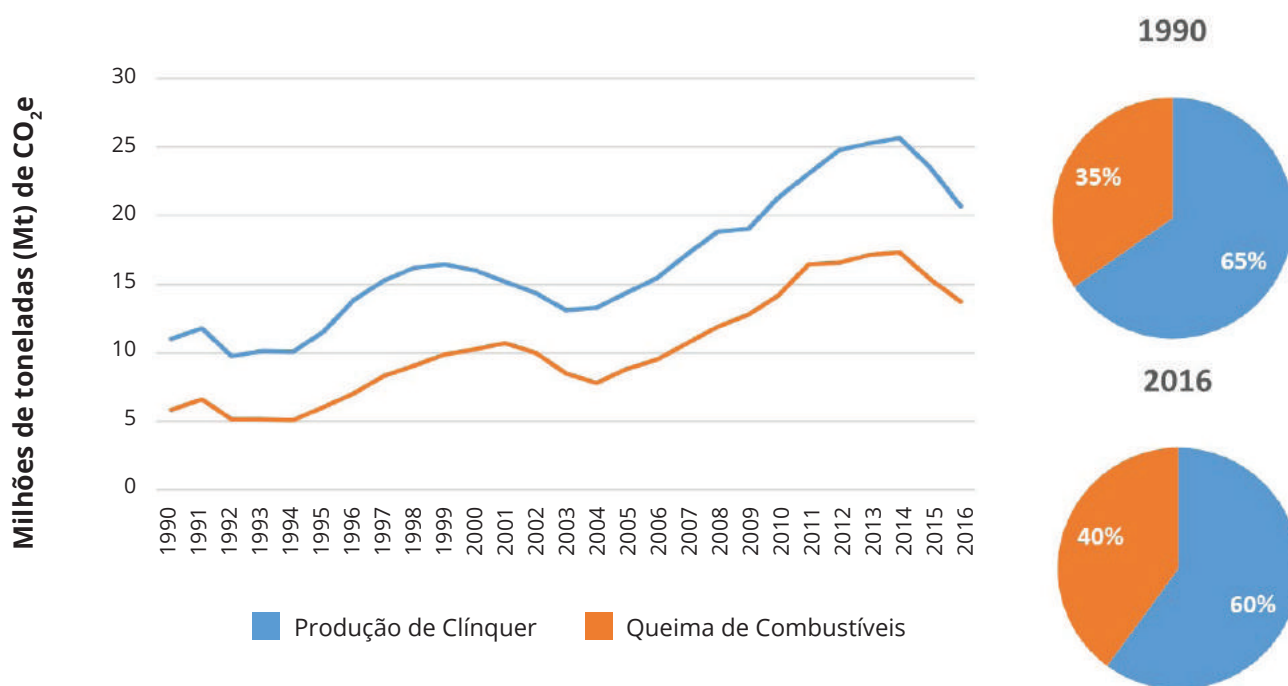
5.2 PRODUÇÃO DE CIMENTO

As emissões de GEE por processo industrial na fabricação do cimento ocorrem na produção de sua principal matéria-prima, chamada clínquer. Esse componente resulta da calcinação do calcário e da dolomita, cujos principais componentes são o carbonato de cálcio e associações (CaCO_3 e $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, respectivamente). O aquecimento do calcário promove a reação química de decomposição térmica do carbonato de cálcio, dando como resultado a cal (CaO) e o dióxido de carbono (CO_2), que é liberado para a atmosfera. A calcinação ocorre em fornos onde também são adicionados argila e outros compostos e a massa resultante dessas reações é denominada clínquer, usada para produzir cimento pela adição de gesso (CaSO_4) e outras substâncias que podem conter metais e outros minerais. Em todo esse processo, há queima de combustível para o fornecimento de calor e consumo de energia elétrica para movimentar a massa que é levada aos fornos e dali para os demais processos de mistura, homogeneização e secagem.

Os três tipos de cimento mais usados no mercado brasileiro – comum, siderúrgico e pozolânico – diferem pelo tipo de aditivo que é usado para sua fabricação. Na fabricação do cimento siderúrgico, é adicionada escória dos altos-fornos, a qual traz ao cimento propriedades importantes para a construção de estruturas como viadutos, pontes ou portos. No cimento pozolânico, o principal aditivo é a cinza de usinas termelétricas e de outras indústrias, cuja adição permite produzir um cimento com resistência mecânica e ao ataque da água e de organismos, propriedades físicas do cimento necessárias na construção de grandes barragens hidrelétricas. É possível, assim, notar que uma parte da indústria de cimento tem dependência de insumos de outras atividades industriais.

As emissões de GEE têm origem, portanto, no processo industrial e no uso de combustíveis para aquecimento e secagem. O Gráfico 37 aponta essas características das emissões associadas à produção de cimento, sendo que, das aproximadas 34 MtCO_2 emitidas em 2016, 60% estão associados à produção de clínquer e 40% à queima de combustíveis.

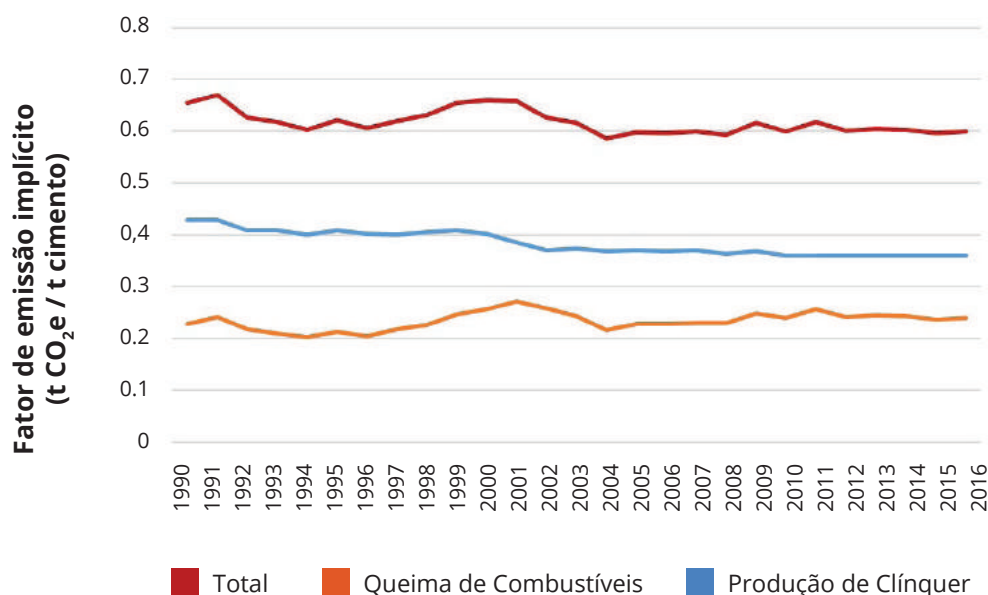
Gráfico 37 – Evolução das emissões de GEE associadas à produção de cimento, por fonte de emissão



O Gráfico 38 apresenta a evolução das emissões de GEE por tonelada de cimento produzido. Nele é possível constatar a queda desse índice no que diz respeito às emissões da produção de clínquer (redução de 16% entre 1990 e 2016). Essa redução é resultado de otimizações locais do processo fabril, como a pré-calcinação e o uso de matérias-primas provenientes de outros processos industriais – notadamente escória de siderúrgicas e cinzas de termelétricas e de outros processos industriais – além do coprocessamento de resíduos sólidos, como pneus, nos seus fornos.

Entretanto, ao analisar o índice correspondente às emissões totais por tonelada de cimento produzida, o mesmo comportamento não é observado, estando nos últimos dez anos oscilando em torno de um patamar relativamente constante. Isso pode ser explicado pela grande quantidade de fatores que influenciam esse índice, entre eles a variedade de fontes energéticas, de tipos de produto e de características locais de produção (tecnologia de aquecimento e eficiência energética dos equipamentos produtivos em geral).

Gráfico 38 – Evolução do fator de emissão implícito da produção de cimento (t CO₂e/t cimento), por fonte de emissão

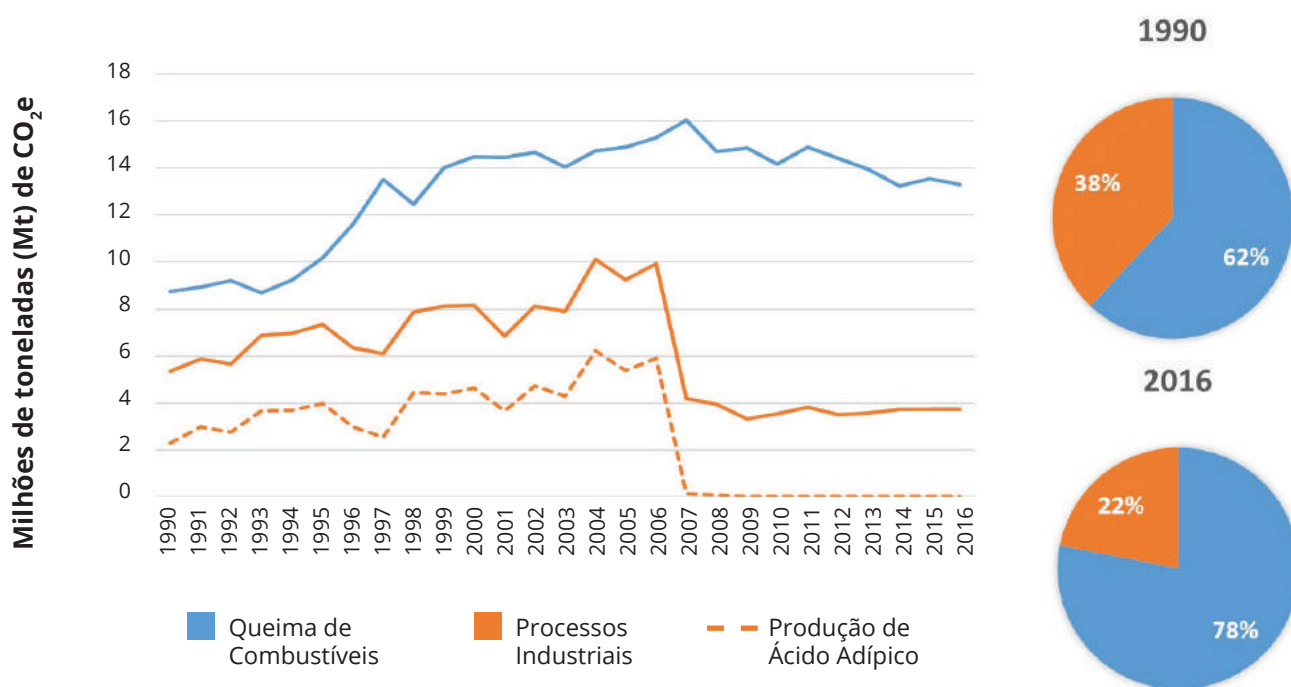


Fonte: Elaborado a partir de SNIC e MME (2017)

5.3 INDÚSTRIA QUÍMICA

O Gráfico 39 apresenta a evolução das emissões associadas à indústria química por classe de emissão. Em 2016, 17,0 MtCO₂e foram emitidas em atividades nesse ramo industrial; 78% relacionados ao consumo final energético de combustíveis e 22% aos processos produtivos das substâncias químicas.

Gráfico 39 – Evolução das emissões de GEE associadas à indústria química por tipo de emissão



As emissões relacionadas às atividades da indústria química estimadas no setor de Processos Industriais são aquelas denominadas como emissões de processo, ou seja, os gases resultantes são subprodutos dos processos de produção de outras substâncias químicas. Dessa forma, o comportamento das emissões reflete diretamente, ou quase, a produção física de cada uma dessas substâncias químicas.

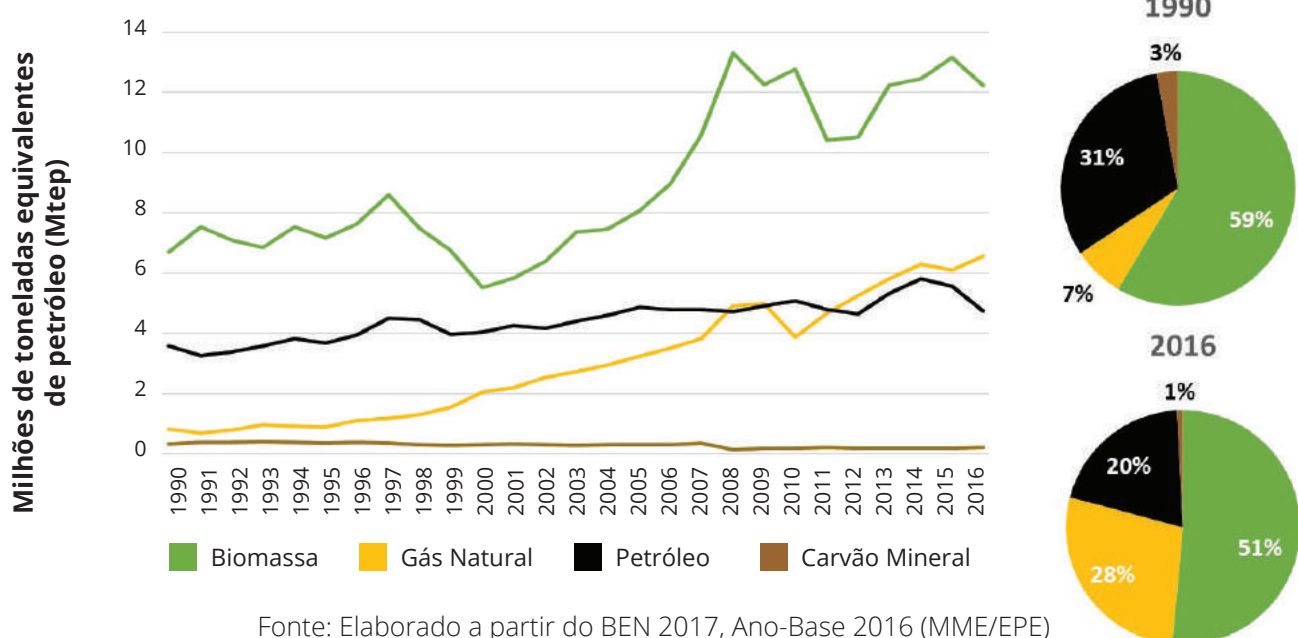
A partir de 2007, essas emissões sofreram redução significativa, conforme apresentado no Gráfico 39. Essa redução foi provocada, principalmente, pela implantação de uma medida localizada de controle de emissões de N₂O na produção de ácido adípico, em cuja única planta industrial foi instalada uma unidade de decomposição térmica do óxido nitroso (N₂O) em nitrogênio (N₂), reduzindo drasticamente as emissões. Outras medidas localizadas de controle de emissões de GEE em plantas de produção de ácido nítrico, adotadas a partir de 2007, também foram responsáveis por essa redução expressiva.

6. EMISSÕES NA PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

O consumo energético na produção de combustíveis refere-se à “energia consumida nos centros de transformação e/ou nos processos de extração e transporte interno de produtos energéticos, na sua forma final”³⁶. Enquadram-se neste segmento as emissões associadas, por exemplo, ao consumo de combustível nas plataformas de extração de petróleo e gás natural e nas refinarias de petróleo, bem como ao consumo de bagaço de cana utilizado para prover energia para o funcionamento das utilidades das destilarias de álcool. Além das emissões pela queima dos combustíveis no segmento, são também nele alocadas as emissões fugitivas na extração de carvão mineral e na indústria de petróleo e gás natural, além das emissões decorrentes do carvoejamento da lenha na produção de carvão vegetal.

O Gráfico 40 mostra o consumo de combustíveis na produção de combustíveis segundo as fontes primárias de energia. Merece destaque a crescente participação do gás natural no período avaliado, saindo de 0,8 Mtep em 1990 para 6,6 Mtep em 2016. A presença marcante da biomassa no segmento durante todo o escopo temporal analisado destaca a importância da indústria do álcool no país.

Gráfico 40 – evolução do consumo de combustíveis na produção de combustíveis, por fonte primária

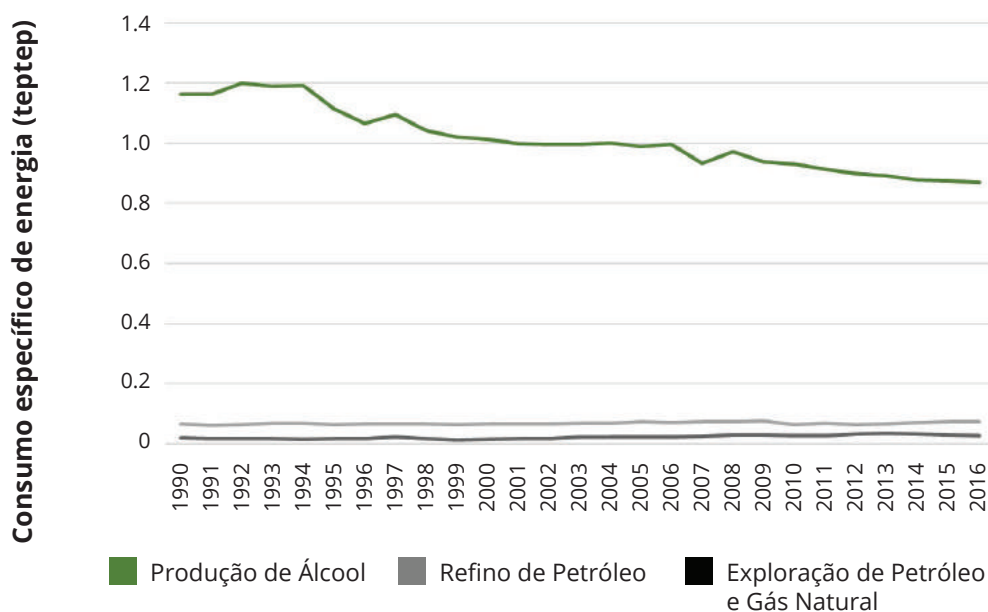


³⁶ De modo a facilitar a compreensão dos dados produzidos pelo SEEG, o termo “Setor Energético”, utilizado pelo BEN para designar o segmento de atividade econômica responsável por esse consumo energético, foi substituído por “Produção de Combustíveis”. O único fluxo de consumo final energético apresentado no BEN como associado ao “Setor Energético” que não corresponderia a uma produção de combustíveis seria o autoconsumo de eletricidade em centrais elétricas, porém este não gera emissões atmosféricas.

6. EMISSÕES NA PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

No Gráfico 41 são apresentadas as evoluções dos consumos específicos das três atividades maiores consumidoras de energia do segmento de produção de combustíveis: (i) produção de álcool, (ii) exploração de petróleo e gás natural e (iii) refino de petróleo³⁷. Nota-se que a produção de álcool, ainda que consuma apenas energia renovável na forma de bagaço de cana, apresenta os maiores índices de consumo específico, o que explica o elevado consumo de biomassa apresentado no Gráfico 40.

Gráfico 41 – Evolução do consumo específico de energia nas atividades da produção de combustíveis



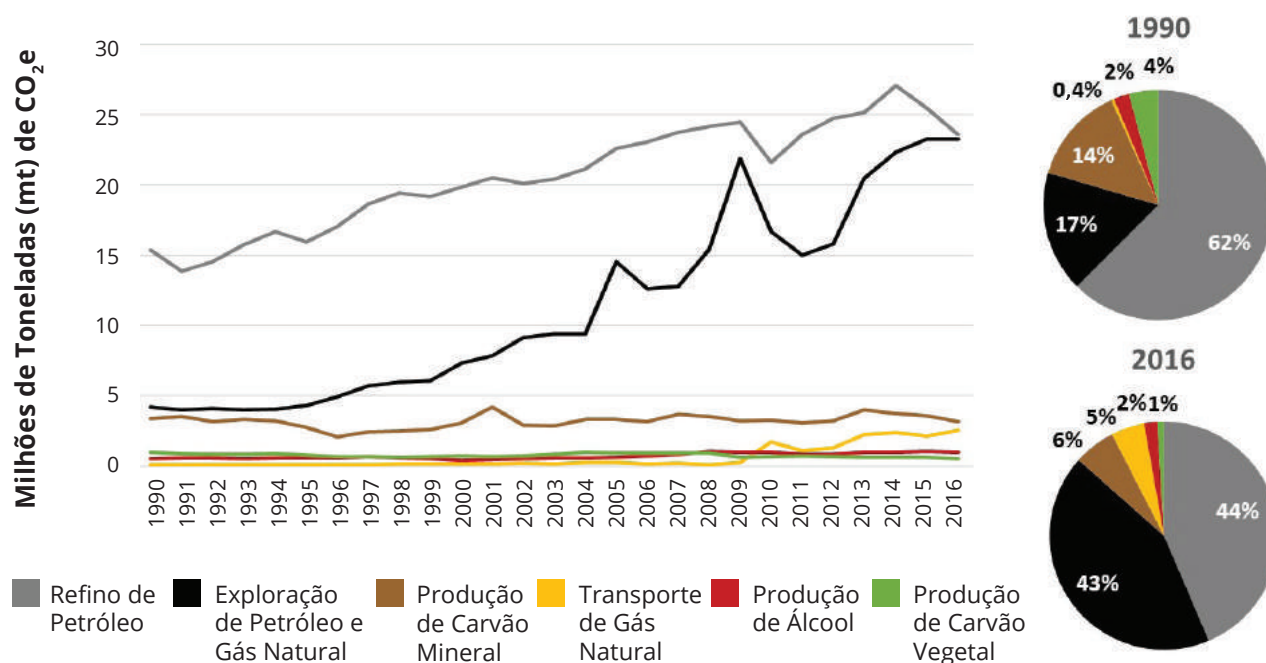
Fonte: elaborado a partir de BEN 2017, Ano-base 2016 (MME/EPE)

No que se refere às emissões de GEE, predominam as associadas à produção de combustíveis fósseis, destacando-se o refino de petróleo com 44% das emissões do segmento em 2016 (Gráfico 42), a extração de petróleo e gás natural (43% em 2016) e a produção de carvão mineral (6% em 2016). Vale lembrar que nesses valores estão somadas as emissões provenientes da queima de combustíveis e as emissões fugitivas.

³⁷ As variáveis de consumo específico de energia foram estimadas como sendo a razão entre o consumo final energético apresentado pelo BEN nessas três atividades e os seguintes fluxos de energia: soma da produção de álcool anidro e hidratado, soma da produção de petróleo e gás natural úmido e soma dos produtos das refinarias brasileiras.

6. EMISSÕES NA PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEIS

Gráfico 42 – Evolução das emissões de GEE na produção de combustíveis, por atividade



Um ponto importante a destacar é a notável predominância das atividades de exploração de petróleo e gás natural e refino de petróleo nas emissões, respondendo, aproximadamente, por 87% das emissões da produção de combustíveis. Este fato não deve surpreender, dado que tais indústrias, além de produtoras de energia, são também grandes consumidoras.

Dito isto, é razoável supor que as grandes descobertas de petróleo e gás no mar (pré-sal), que colocaram o Brasil na lista dos países com as mais importantes áreas de exploração do mundo, representam um grande desafio também em termos de mitigação das emissões de GEE.

Algumas estimativas indicam que a quantidade de gás consumida para suportar as operações triplicará, passando de 2 bilhões para 6 bilhões de metros cúbicos em 2035 (IEA, 2013). Além disso, o petróleo do pré-sal contém quantidades significativas de gás natural, contendo elevada porcentagem de CO₂ associado. Existem incertezas em torno do volume de gás natural a ser usado para reinjeção no poço, de modo a manter a pressão da reserva em nível adequado. As opções para lidar com esse gás natural estão diretamente relacionadas ao lançamento de CO₂ na atmosfera e à queima de gás no flare. Assim, o destino a ser dado ao CO₂ contido no petróleo mineral ainda é incerto, mas, de qualquer modo, é possível que o segmento produção de combustíveis venha a aumentar sua participação nas emissões totais de GEE.

7. CONSIDERAÇÕES SOBRE A NDC DO BRASIL

Na 21ª Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (CQNUMC, também conhecida pela sigla inglesa UNFCCC), em dezembro de 2015, foi aprovado por 195 países, incluindo o Brasil, um novo acordo internacional para reduzir emissões de gases de efeito estufa.

Para o alcance do objetivo final do chamado Acordo de Paris, os governos construíram seus próprios compromissos, as Contribuições Nacionalmente Determinadas Pretendidas (iNDC³⁸). O Governo brasileiro apresentou sua iNDC em setembro de 2015, determinando a seguinte meta geral de redução de emissões:

“(...) o Brasil pretende comprometer-se a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 37% abaixo dos níveis de 2005, em 2025 e a reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 43% abaixo dos níveis de 2005, em 2030”³⁹.

Em setembro de 2016, o Brasil depositou o instrumento de ratificação do Acordo de Paris e sua iNDC deixou de ser “pretendida” e passou a ser a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC).

Além da meta geral, foram apresentadas, em um documento anexo, metas setoriais específicas. Este capítulo procura, então, contextualizar as metas propostas na NDC brasileira voltadas para os setores de Energia e de Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP) em relação às emissões históricas de GEE atualizadas e às projeções de emissões do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026 (EPE/MME, 2017), que foi estabelecido como Plano Setorial de Energia para Mitigação de Mudança Climática pelo decreto regulamentador da Política Nacional de Mudanças Climáticas (PNMC).

7.1 METAS REFERENTES À OFERTA DE ENERGIA

O anexo da NDC determina como metas valores de participação de fontes energéticas na matriz energética brasileira. Entendeu-se aqui como participação na matriz energética a porcentagem que cada fonte energética representa no total da Oferta Interna Bruta de energia, conforme descrita no BEN 2017, Ano-base 2016 (EPE/MME, 2017):

³⁸ Sigla em inglês para *Intended Nationally Determined Contribution*.

³⁹ A iNDC brasileira pode ser acessada em: <http://www.mma.gov.br/images/arquivo/80108/BRASIL%20iNDC%20portugues%20FINAL.pdf>

7. CONSIDERAÇÕES SOBRE A NDC DO BRASIL

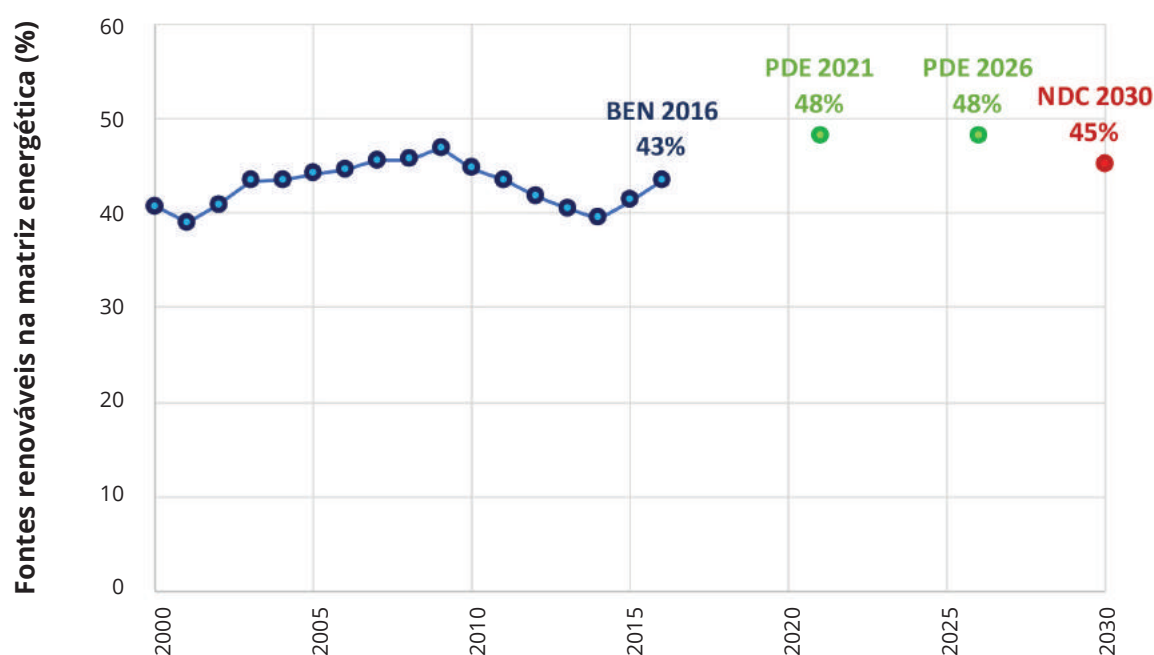
“(…) Quantidade de Energia que se coloca à disposição do país para ser submetida aos Processos de Transformação e/ou Consumo Final. Corresponde à soma algébrica: Produção + Importação – Exportação ± Variação de Estoques – Não Aproveitadas – Reinjeções”.

Em primeiro lugar, há uma meta de caráter amplo apresentada no documento que diz respeito à participação de todas as fontes renováveis na matriz energética brasileira:

“(…) no setor da energia, alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030”.

O Gráfico 43, a seguir, mostra a evolução histórica recente dessa participação conforme reportado pelo BEN, a participação estimada a partir do PDE 2026 (em 2021 e em 2026) e a meta proposta pela NDC. Constata-se que a meta proposta na NDC corresponde a valores já atingidos no passado recente, entre 2006 e 2010. Para que a meta seja alcançada, a tendência de queda observada entre 2010 e 2014, ocasionada principalmente pela redução da participação da energia hidráulica na geração de eletricidade, precisaria ser revertida. Em 2016, a tendência de queda foi revertida, apontando a participação dessas fontes de volta ao caminho de atendimento da meta.

Gráfico 43 – Evolução histórica e meta NDC da participação de fontes renováveis na matriz energética



7. CONSIDERAÇÕES SOBRE A NDC DO BRASIL

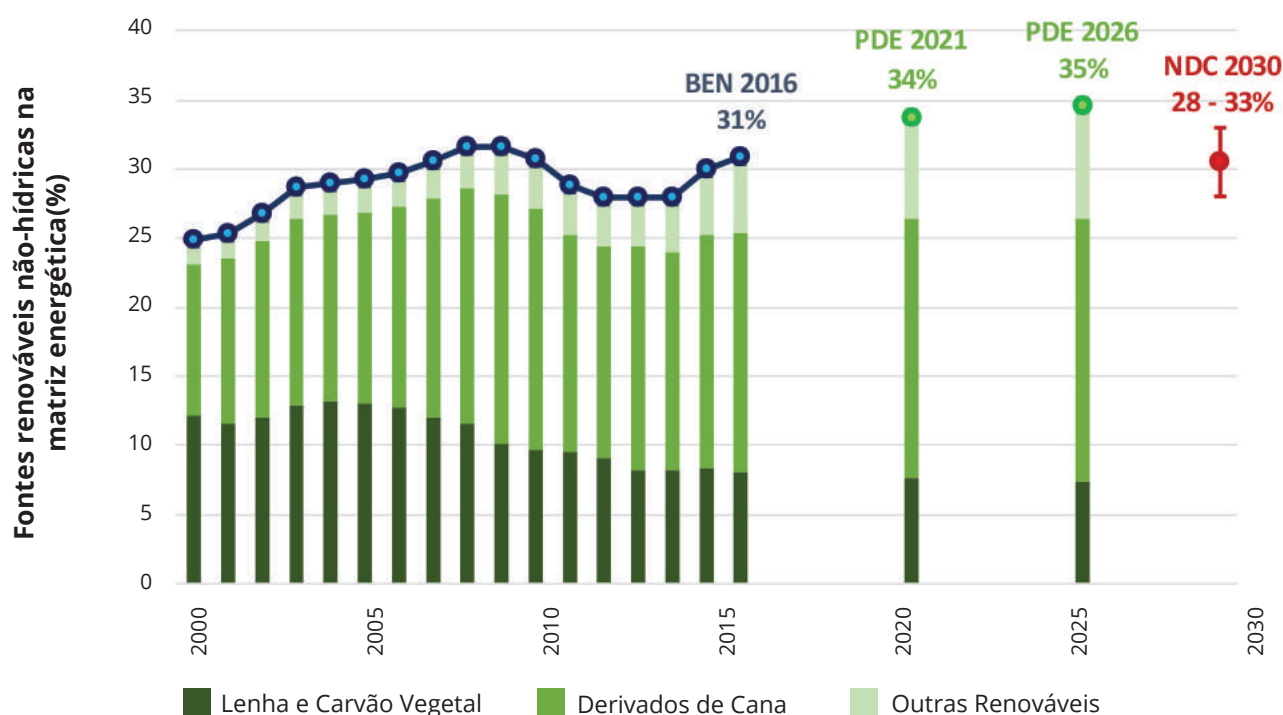
Uma segunda meta apresentada na NDC aponta para a participação das fontes renováveis não-hídricas na matriz energética:

“(...) expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030”.

O Gráfico 44 a seguir ilustra a evolução histórica e a meta proposta para essa participação. Nele, está representada a queda da participação da lenha e do carvão vegetal na matriz energética nos últimos anos e o elevado crescimento de outras fontes renováveis (eólica, solar e outras biomassas que não derivadas da cana-de-açúcar) previsto pelo PDE 2026 (em 2021 e em 2026).

Nota-se que o nível atual de participação dessas fontes já estaria atendendo à meta apresentada, caso essa fosse exigida para hoje. No entanto, para que a meta seja atingida em 2030, uma vez que as projeções do planejamento governamental apontam para o crescimento da oferta interna bruta de energia total, a oferta interna bruta das fontes renováveis não-hídricas deverá crescer pelo menos na mesma proporção que a energia total.

Gráfico 44 – Evolução histórica e meta NDC da participação de fontes renováveis não-hídricas na matriz energética

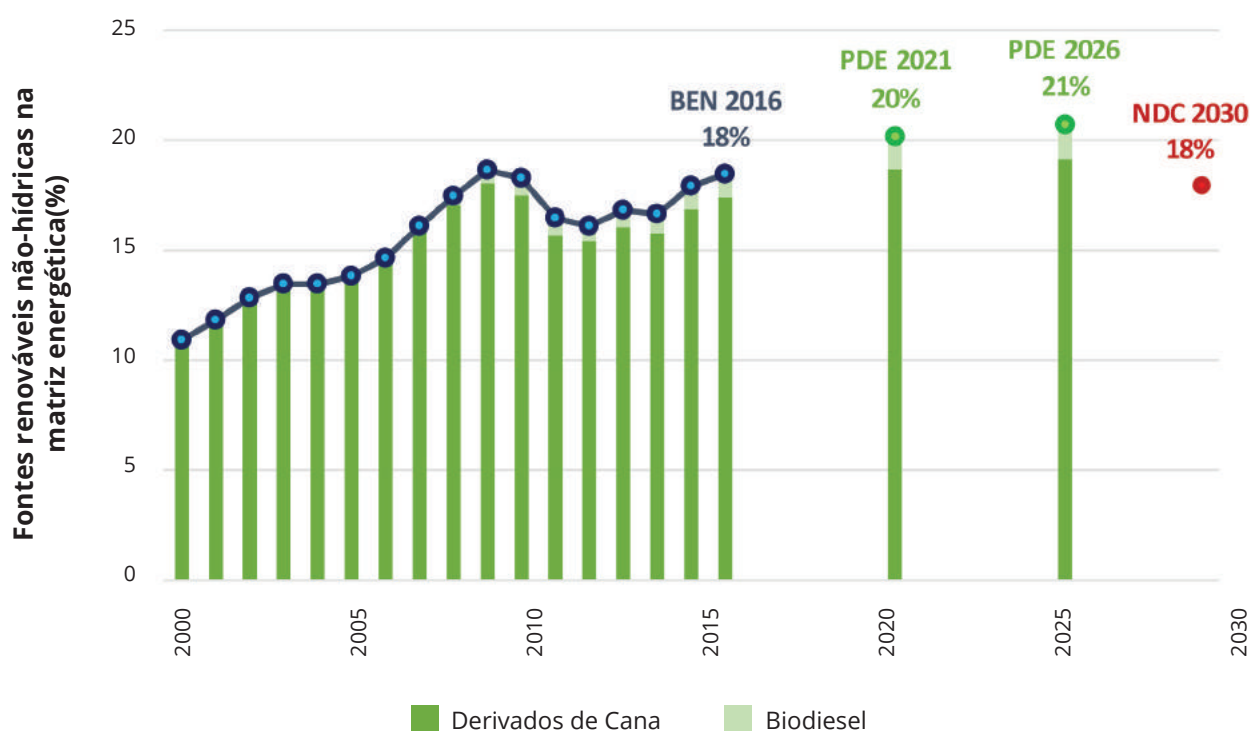


7. CONSIDERAÇÕES SOBRE A NDC DO BRASIL

As medidas listadas pela NDC tendem a apontar duas alternativas principais, que serão explicadas a seguir, para que essas metas propostas sejam atingidas: o aumento na participação do uso de bioenergia sustentável e da participação de fontes renováveis não-hídricas na matriz elétrica.

A primeira dessas alternativas está descrita na medida “aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030”. Considerando “bioenergia sustentável” como sendo a energia associada ao biodiesel e aos derivados da cana-de-açúcar, é possível construir o Gráfico 45, que representa a evolução histórica e a meta proposta para essa participação.

Gráfico 45 – Evolução histórica e meta NDC da participação de derivados da cana-de-açúcar e biodiesel na matriz energética

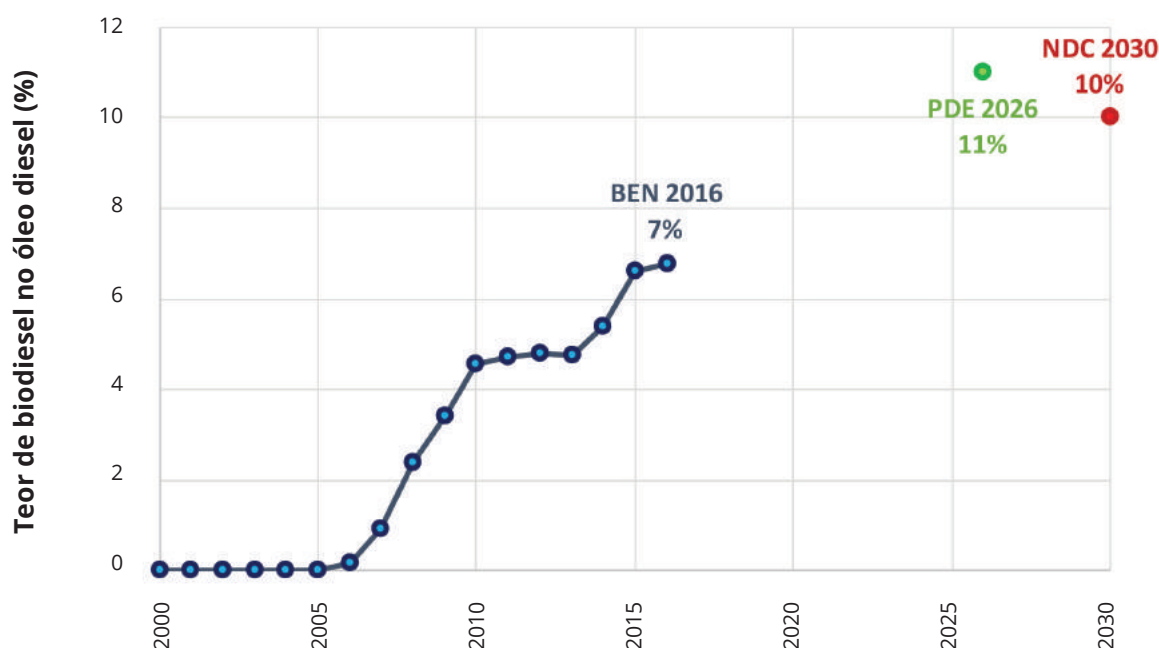


É possível constatar que os níveis propostos pela meta já foram alcançados em 2015 e que, segundo as projeções do PDE, a participação dessas fontes seguiria maior ou igual ao proposto pela meta NDC para o ano de 2030. Ou seja, o Brasil entraria no ciclo da NDC (2020 a 2025) já com essa meta cumprida.

7. CONSIDERAÇÕES SOBRE A NDC DO BRASIL

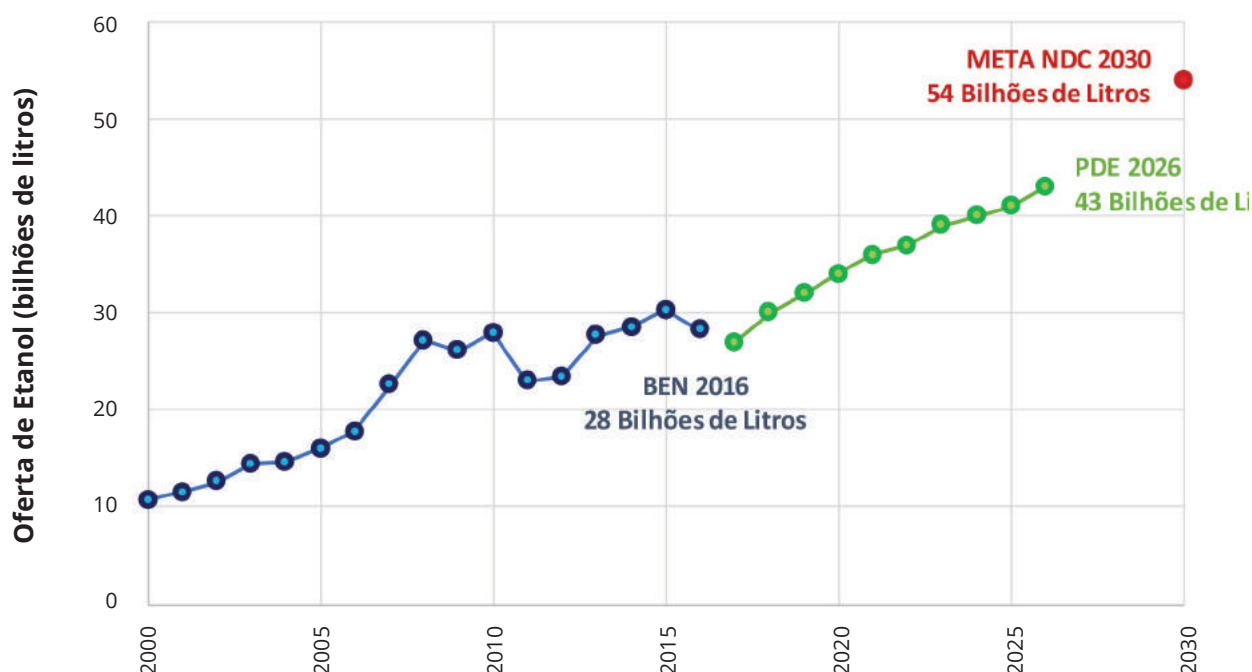
O documento “Fundamentos para a elaboração da Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) do Brasil no contexto do Acordo de Paris sob a UNFCCC”, publicado no site do Ministério do Meio Ambiente (MMA)⁴⁰, explicita algumas premissas para a elaboração da NDC brasileira e nele estão detalhadas metas específicas para o teor de biodiesel contido no óleo diesel e para a produção de etanol (anidro e hidratado): “biodiesel B7 em 2025 e B10 em 2030” e “produção de etanol em 2025: 45 bilhões de litros / Produção de etanol em 2030: 54 bilhões de litros”. O Gráfico 46 e o Gráfico 47 ilustram a evolução histórica desses parâmetros (biodiesel e etanol, respectivamente), os valores para eles previstos no PDE 2026 e as metas estabelecidas na NDC. Além disso, é possível notar que as metas apresentadas são compatíveis com o planejamento energético governamental.

Gráfico 46 – Evolução histórica e meta NDC do teor de biodiesel no óleo diesel



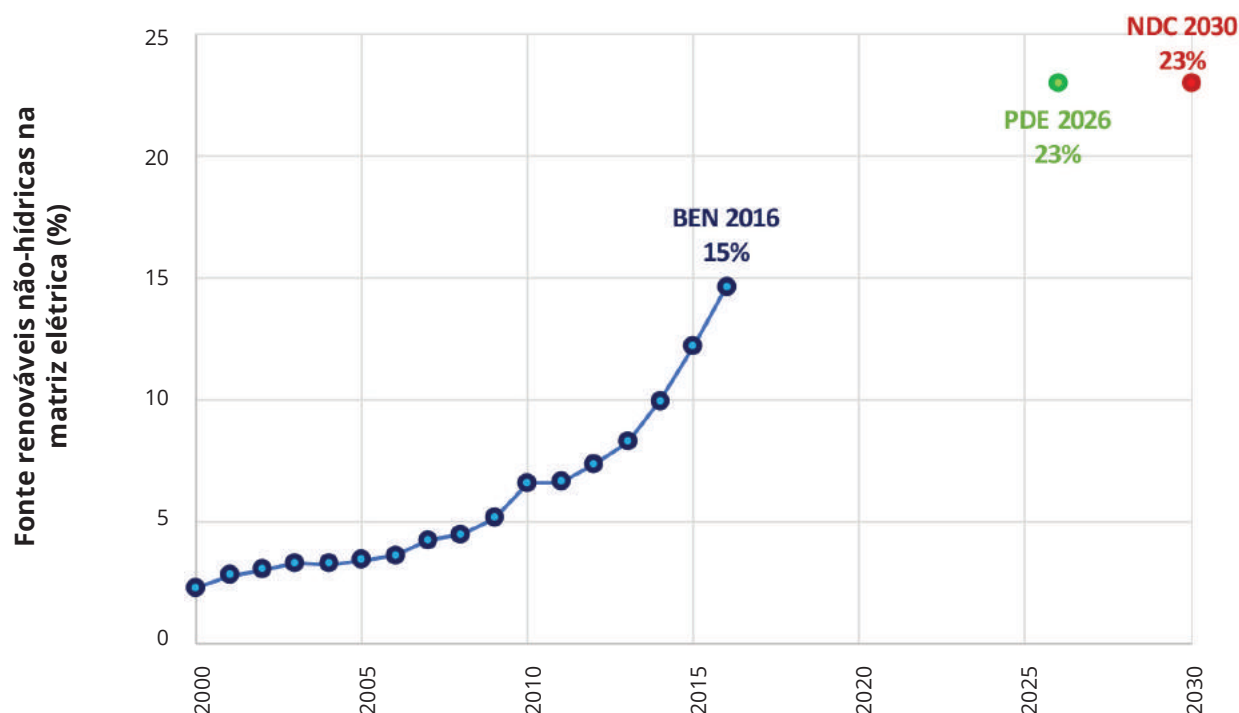
⁴⁰ Documento disponível em: http://www.mma.gov.br/images/arquivos/clima/convencao/indc/Bases_elaboracao_iNDC.pdf

Gráfico 47 – Evolução histórica e meta NDC da produção de etanol



A segunda alternativa pode ser sintetizada pela seguinte meta: “expandir o uso doméstico de fontes de energia não fóssil, aumentando a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030”. Considerando como “energias renováveis (além da energia hídrica)” as fontes energéticas solar, eólica e biomassa, é possível apresentar no Gráfico 48 a comparação entre a evolução histórica, a projeção apresentada no PDE e a meta proposta pela NDC para a participação dessas fontes, de forma similar aos gráficos anteriores.

Gráfico 48 – Evolução histórica e meta NDC da participação de fontes renováveis não-hídricas na matriz elétrica



No Gráfico 48, é possível constatar a rápida evolução da geração de eletricidade por fontes renováveis não-hídricas nos últimos anos. Isso se deve, em grande parte, ao crescimento acelerado da geração por usinas eólicas e por usinas termelétricas movidas a biomassa (em especial bagaço-de-cana e lixívia). Nota-se ainda que a meta proposta pela NDC é coerente com a projeção apresentada no planejamento energético governamental (PDE 2026).

A NDC ainda aponta outra meta associada à geração de eletricidade no país: “alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030”. Uma vez que o documento não explicita em qual das etapas da cadeia do setor elétrico essa meta se aplica (geração, transmissão, distribuição, consumo), assume-se que a meta se aplica a todos eles de forma conjunta.

7.2 METAS REFERENTES A EMISSÕES (ENERGIA E PIUP)

Em sua NDC, o Governo brasileiro apresenta metas de redução de emissões com abrangência válida para “todo o território nacional, para o conjunto da economia, incluindo CO₂, CH₄, N₂O, perfluorcarbonos, hidrofluorcarbonos e SF₆”. No documento “Fundamentos para a elaboração da Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) do Brasil no contexto do Acordo de Paris sob a UNFCCC” as metas são detalhadas para cada um dos cinco setores cujas emissões são estimadas na “Terceira Comunicação Nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima” (MCTI, 2016).

Nesta seção são discutidas as metas propostas para os setores de Energia e PIUP e são apresentadas comparações entre a evolução histórica das emissões, a meta proposta pela NDC brasileira e a meta da Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC).

A Tabela 3, a seguir, apresenta um histórico (1990 e 2005) e as metas publicadas pelo governo Brasileiro para as emissões associadas aos setores de Energia e PIUP e para as emissões líquidas⁴¹ totais.

Tabela 3 – Histórico (1990 e 2005) e metas de emissões de GEE (MtCO₂e) apresentadas na NDC brasileiras

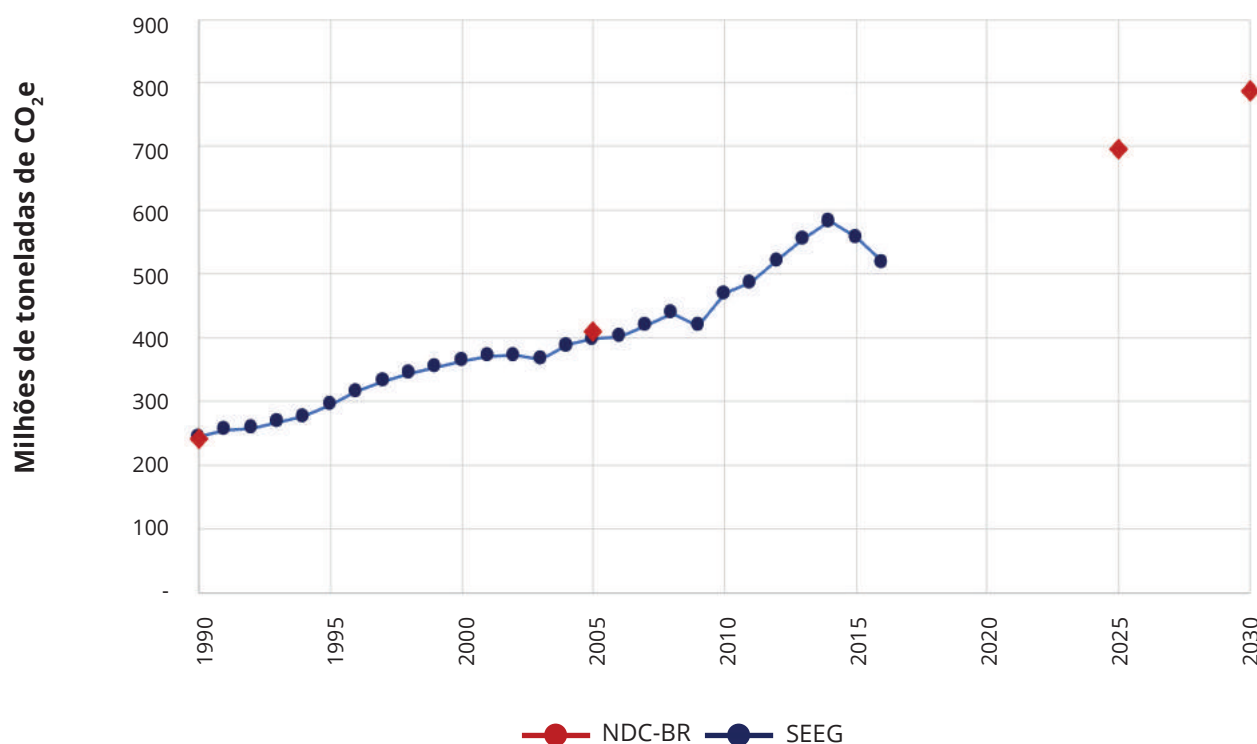
Emissões de GEE – GWP-100 (MtCO ₂ e)	1990	2005	2025	2030
Energia	194	332	598	688
PIUP	48	77	98	99
Outros setores	1.194	1.724	650	421
Emissões Totais	1.436	2.133	1.346	1.208

⁴¹ Emissões líquidas referem-se à diferença entre os valores absolutos de emissão e remoção de gases de efeito estufa.

7. CONSIDERAÇÕES SOBRE A NDC DO BRASIL

Tendo em vista as diferenças metodológicas entre as emissões apresentadas na NDC e as estimadas pelo SEEG⁴², é possível observar a comparação entre a evolução histórica das emissões (SEEG) em termos de CO₂e (utilizando a métrica GWP-100 do AR5) e as projeções apresentadas na NDC. Em decorrência do uso de bases metodológicas distintas, é mais apropriado comparar as emissões somadas entre os setores de Energia e PIUP. Dessa forma, possíveis diferenças metodológicas entre a alocação das emissões nesses setores serão diminuídas. O Gráfico 49 apresenta essa comparação.

Gráfico 49 – Evolução histórica e meta NDC das emissões de CO₂e (GWP-100 AR5) nos setores de energia e PIUP



⁴² Mais informações a respeito dessas diferenças metodológicas podem ser encontradas em: http://seeg.eco.br/wp-content/uploads/2016/09/FINAL-16-09-23-RelatoriosSEEG-PIUP_.pdf

Uma vez que as metas de emissões de GEE apresentadas pela NDC e pela PNMC fizeram uso das bases metodológicas da 2ª Comunicação Nacional e a PNMC apresenta resultados agrupados para Processos Industriais e Tratamento de Resíduos, não há uma comparação direta entre essas metas e projeções e as emissões históricas estimadas pela 3ª Comunicação Nacional. Sendo assim, revisões da NDC, da PNMC e do PDE, de modo a aplicar as bases metodológicas mais atuais nas estimativas de emissões, tornam-se interessantes.

Os documentos publicados não permitem acessar as premissas assumidas na construção das metas relacionadas a Processos Industriais e Uso de Produtos da NDC, o que dificulta tanto a comparação com as emissões históricas quanto ao acompanhamento das emissões em relação à meta.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As emissões associadas aos setores de Energia e Processos Industriais e Uso de Produtos (PIUP) apresentam-se crescendo sustentadamente desde 1970. Juntas, as emissões desses setores cresceram aproximadamente 113% entre 1990 e 2016.

A queda nas taxas de desmatamento a partir de 2005, combinada com tal crescimento sustentado dos setores de Energia e PIUP, fez com que estes dois setores, somados, passassem a figurar com destaque no quadro brasileiro de emissões, chegando a representar 23% das emissões brasileiras em 2016. Caso os níveis de desmatamento sejam mantidos ou reduzidos nos próximos anos, a tendência é que esses setores passem a representar a maior parcela das emissões nacionais.

Este documento analisou a trajetória histórica dos maiores segmentos emissores em Energia e PIUP – transporte, atividade industrial, geração de eletricidade e produção de combustíveis –, com destaque para as fontes de emissão mais proeminentes e seus comportamentos recentes.

Existem, no entanto, sinais de desaceleração das emissões desses setores. A desaceleração econômica pode reduzir a demanda por energia em geral. No setor elétrico, espera-se uma menor participação das usinas termelétricas a combustível fóssil conforme as condições hidrológicas voltem a patamares mais favoráveis - desde 2012 não foram capazes de abastecer os reservatórios hidrelétricos em níveis regulares, tendência que já passou a ser revertida em 2015 –, permitindo priorizar a oferta de energia elétrica gerada a partir da energia hidráulica. Ademais, entre 2016 e 2020, devem entrar em operação um número expressivo de geradores eólicos contratados nos últimos anos, além de usinas solares.

No setor de transporte o aumento da oferta de etanol hidratado e o aumento da mistura de etanol na gasolina podem reduzir o consumo de gasolina. As emissões associadas à atividade industrial têm se mantido estáveis desde 2011, muito por conta da redução no crescimento da indústria siderúrgica, em decorrência da desaceleração econômica chinesa, principal mercado do aço.

A partir do panorama de emissões explorado neste relatório, e considerando as intenções e potencialidades do país de contribuir para a mitigação das emissões de GEE, pode-se concluir que diversas possibilidades técnicas se apresentam interes-

tes de ser estudadas. A opção por modos de transporte mais eficientes, a expansão da geração elétrica a partir de energia solar, eólica e de biomassa, a substituição de combustíveis fósseis por biocombustíveis ou sistemas elétricos (combinados com a geração elétrica de baixo impacto ambiental), a redução de perdas energéticas e materiais e o reuso de materiais na indústria, a adoção de tecnologias de captura e armazenamento de gás carbônico, são algumas das soluções para as quais as políticas públicas, buscando desenvolvimento sem comprometer a qualidade ambiental, podem atentar.

BHTrans e IEMA, Estimativa de redução das emissões atmosféricas resultante da implantação do Plano de Mobilidade Urbana de Belo Horizonte, 2014.

BRASIL, Pretendida Contribuição Nacional Determinada para Consecução do Objetivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima. Brasília: República Federativa do Brasil, 2015.

BRASIL, Fundamentos para a elaboração da Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada (iNDC) do Brasil no contexto do Acordo de Paris sob a UNFCCC. Brasília: República Federativa do Brasil, 2015.

EPL – EMPRESA DE PLANEJAMENTO E LOGÍSTICA. Transporte inter-regional de carga no Brasil – Panorama 2015. Brasília, 2016.

GOMIDE, A., MORATO, R. Instrumentos de desestímulo ao uso do transporte individual motorizado: lições e recomendações. São Paulo: Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2011. (Série temas em debate)

IEA. World Energy Outlook 2014. International Energy Agency, 2015.

IEA. CO₂ Emissions from Fuel Combustion Highlights 2017. International Energy Agency, 2017.

IPT - INSTITUTO DE PESQUISAS TECNOLÓGICAS (2007). Relatório Técnico N° 91.377-205 - Ensaio Comparativos de Ônibus Urbanos. São Paulo, 2007.

MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE (2013). Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas por Veículos Automotores Rodoviários 2013, Ano-Base 2012. Brasília, 2013.

MME/EPE – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA / EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2017, Ano-base 2016. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2017.

MME/EPE – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA / EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2017.

MT e MCID - MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES E MINISTÉRIO DAS CIDADES. Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade Urbana para Mitigação e Adaptação à Mudança do Clima (PSTM). Brasília: Ministério dos Transportes e Ministério das Cidades (coord.), 2013.

NTU. Anuário NTU: 2015-2016. Brasília: Associação Nacional das Empresas de Transportes Urbanos, 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema. Disponível em: <http://www.ons.org.br/home/>. Acesso em 21 jun. 2017.

SEEG. Sistema de Estimativa de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Disponível em: <http://www.seeg.eco.br>. Acesso em 21 jun. 2017.

SMT. Planilhas Tarifárias do Sistema de Transporte Coletivo Urbano. Disponíveis em http://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/transportes/acesso_a_informacao. Acesso em abril de 2015.

SMT. Relatórios e Planilhas de Custos. Disponíveis em <http://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/transportes/institucional/sptrans>. Acesso em abril de 2015.

SPTrans/SMT. Programa Ecofrota – Sustentabilidade na Gestão do Transporte. São Paulo: São Paulo Transportes, 2012.