



O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia

Junho/2016



Empresa de Pesquisa Energética

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



Empresa de Pesquisa Energética

Ministério de
Minas e Energia

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia

Coordenação Geral

Mauricio Tiomno Tolmasquim

Coordenação Executiva

Ricardo Gorini de Oliveira

Coordenação Técnica

Emílio Matsumura
Jeferson Borghetti Soares
Luciano Basto Oliveira
Maria Luiza Viana Lisboa

Equipe Técnica

Glaucio Vinicius Ramalho Faria
Marcos Ribeiro Conde
Natália Gonçalves de Moraes
Renata de Azevedo Moreira da Silva

Agradecimentos

A elaboração do compromisso brasileiro para o setor de energia baseou-se em estudos de longo prazo para a demanda e oferta de energia, tendo os mesmo sido desenvolvidos a partir de estudos de diversas áreas da EPE. Por isso, registramos especial agradecimento aos colaboradores das superintendências envolvidas nestes estudos:

- Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos - SEE (Coordenação: Jeferson B. Soares)
- Superintendência de Meio Ambiente - SMA (Coordenação: Isaura Maria Ferreira Frega)
- Superintendência de Petróleo - SPT (Coordenação: Ricardo N. S. do Valle)
- Superintendência de Gás e Biocombustíveis - SGB (Coordenação: Giovani Vitória Machado)
- Superintendência de Planejamento da Geração - SGE (Coordenação: Jorge Trinkenreich)
- Superintendência de Projetos de Geração - SEG (Coordenação: Paulo Roberto Amaro)

O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia

SUMÁRIO

ÍNDICE DE TABELAS	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
1 INTRODUÇÃO	13
2 CONTEXTO ATUAL E DESAFIOS NO HORIZONTE ATÉ 2030	16
2.1 Contexto Atual	16
2.2 Breve Histórico de políticas energéticas renováveis	19
2.2.1 Opção preferencial pela fonte hidráulica na geração elétrica	19
2.2.2 Inserção dos derivados de cana na matriz de combustíveis	20
2.2.3 Programas de eficiência energética	21
2.3 Desafios no horizonte até 2030	21
2.3.1 Manter alta participação de renováveis na matriz energética diversificando as fontes renováveis	25
2.3.2 Manter alta participação de renováveis na matriz elétrica diversificando as fontes	27
2.3.3 Obter 10% de eficiência elétrica em 2030	28
2.3.4 Manter alta proporção de renováveis na matriz de combustíveis	30
2.4 Projeção das emissões de GEE	32
3 CONSUMO DE ENERGIA NO USO FINAL	34
3.1 Principais condicionantes	34
3.1.1 Evolução demográfica	35
3.1.2 Evolução macroeconômica	37
3.1.3 Mudanças de posse e hábitos dos consumidores	38
3.1.4 Papel das ações de eficiência energética	39
3.1.5 Evolução do perfil da frota de veículos leves	45
3.1.6 Evolução da estrutura modal de transporte de cargas	47
3.2 Resultados consolidados	50
3.3 Consumo de energia por fonte	56
3.3.1 Eletricidade	56
3.3.2 Gás natural	58
3.3.3 Derivados de petróleo	60
3.3.4 Biocombustíveis	62
4 OFERTA DE ELETRICIDADE	64
4.1 Expansão da geração distribuída e autoprodução	64

4.2	Expansão da geração centralizada	67
4.2.1	Diretrizes	67
4.2.1.1	Limitação das emissões na geração de energia elétrica	68
4.2.1.2	Priorização das fontes renováveis	69
4.2.1.3	A priorização no aproveitamento do potencial hidrelétrico	71
4.3	Estratégia de expansão	71
4.4	Expansão da geração elétrica total	74
5	OFERTA DE COMBUSTÍVEIS	76
5.1	Petróleo e gás natural	76
5.1.1	Oferta de derivados de petróleo	76
5.2	Aproveitamento energético da biomassa	77
5.2.1	Área Potencial total	77
5.2.2	Recursos de cana-açúcar e oferta de etanol	78
5.2.3	Recursos e oferta de biomassa para biodiesel	80
6	MATRIZ ENERGÉTICA, EMISSÕES E INDICADORES	82
6.1	Oferta interna de energia	82
6.2	Estimativa de emissões de GEE	84
6.3	Indicadores	86
7	CONCLUSÃO	89
8	REFERÊNCIAS	90
	ANEXO - PROCEDIMENTO PARA ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE	92

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Emissão de GEE e PIB	17
Tabela 2 - Oferta Interna de Energia	26
Tabela 3 - Evolução da geração centralizada de eletricidade	27
Tabela 4 - Participação relativa das fontes na geração de eletricidade	28
Tabela 5 - Emissões de GEE por combustível	32
Tabela 6 - Resultados das projeções de emissões de GEE por setor	33
Tabela 7 - Evolução da posse média de equipamentos selecionados	39
Tabela 8 - Mecanismos considerados para viabilizar ganhos de eficiência energética	41
Tabela 9 - Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade	42
Tabela 10 - Evolução dos ganhos de eficiência por serviços energéticos	43
Tabela 11 - Ganhos de eficiência estimados no setor residencial	43
Tabela 12 - Evolução de parâmetros do setor de transportes	50
Tabela 13 - Evolução da demanda total de gás natural	59
Tabela 14 - Evolução do consumo final de biocombustíveis (mil tep)	63
Tabela 15 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos	66
Tabela 16 - Comparação das fontes disponíveis para geração de energia elétrica	70
Tabela 17 - Capacidade instalada no SIN e na geração distribuída	74
Tabela 18 - Geração total de eletricidade	75
Tabela 19 - Economia e Energia	82
Tabela 20 - Oferta Interna de Energia	83
Tabela 21 - Emissões de GEE por combustível	85
Tabela 22 - Emissões de GEE por setor	85
Tabela 23 - Fatores de emissão de gases de efeito estufa para os diferentes combustíveis	94
Tabela 24 - Fatores de conversão GWP-100	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Metodologia geral de estimativa de GEE na produção e uso da energia	14
Figura 2 - Emissões de GEE por Setor no Brasil em 2012	16
Figura 3 - Intensidade de emissões na produção e uso da energia em 2012: comparação internacional	17
Figura 4 - Emissões per capita relativas ao uso e produção de energia: comparação internacional	18
Figura 5 - Fontes renováveis no Brasil e no mundo	18
Figura 6 - Matriz Elétrica no Brasil e no mundo	19
Figura 7 - Evolução do consumo final de energia por fonte	22
Figura 8 - Evolução da participação setorial no consumo de energia no uso final	23
Figura 9 - Evolução da participação por fonte no consumo final de energia no setor de transportes	23
Figura 10 - Consumo final de energia na indústria por fonte	24
Figura 11 - Evolução da participação das fontes renováveis	25
Figura 12 - Evolução do consumo eletricidade	29
Figura 13 - Consumo de combustíveis no Ciclo Otto	30
Figura 14 - Evolução da oferta de etanol	31
Figura 15 - Ciclo Diesel: consumo	31
Figura 16 - Evolução da população e taxa de crescimento populacional	36
Figura 17 - Taxas médias de crescimento da economia	37
Figura 18 - Evolução projetada da renda per capita brasileira e comparação internacional	38
Figura 19 - Demanda de eletricidade e fontes de atendimento à demanda de energia	40
Figura 20 - Evolução dos ganhos de eficiência elétrica	40
Figura 21 - Ganhos de eficiência elétrica por setor	42
Figura 22 - Indicadores sistema de aquecimento solar de água	44
Figura 23 - Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios	44
Figura 24 - Brasil: Evolução da frota de veículos leves por tecnologia	45
Figura 25 - Brasil: Evolução da frota de veículos leves por tecnologia	46
Figura 26 - Evolução da atividade de carga por modal	47
Figura 27 - Distribuição relativa da atividade de carga por modal	49
Figura 28 - Metodologia de elaboração da projeção do consumo final de energia	51
Figura 29 - Evolução do consumo final de energia por fonte	51
Figura 30 - Evolução da participação por fonte no consumo final de energia	52
Figura 31 - Evolução do consumo final de energia por setor	53
Figura 32 - Evolução da participação setorial no consumo final de energia até 2030	54
Figura 33 - Indústria: consumo final de energia por segmento	54
Figura 34 - Indústria: consumo final de energia por fonte	55
Figura 35 - Evolução da elasticidade-PIB do consumo final de energia	56
Figura 36 - Evolução da demanda de eletricidade	57
Figura 37 - Evolução da intensidade elétrica	57

Figura 38 - Evolução do consumo de eletricidade per capita	58
Figura 39 - Evolução do consumo final de gás natural por setor	59
Figura 40 - Evolução da participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia	60
Figura 41 - Consumo de combustíveis no Ciclo Otto	61
Figura 42 - Ciclo Diesel: Consumo	62
Figura 43 - Evolução de participação das fontes renováveis na geração distribuída	65
Figura 44 - Consumo de eletricidade de grandes consumidores industriais	66
Figura 45 - Projeção da geração de energia fotovoltaica distribuída	67
Figura 46 - Trilema considerado na estratégia de expansão do setor elétrico brasileiro	68
Figura 47 - Restrição de emissões de GEE adotada para a expansão do setor elétrico	69
Figura 49 - Definição das diretrizes específicas para expansão da geração elétrica no longo prazo	72
Figura 50 - Aproveitamento do potencial hidrelétrico no caso construído para a iNDC brasileira e comparação com o caso de mínimo custo	73
Figura 51 - Áreas aptas para a produção de biomassa	78
Figura 52 - Projeção da produção bagaço, caldos para etanol e açúcar e palha e ponta	79
Figura 53 - Projeção da oferta de etanol	80
Figura 54 - Evolução da produção de biodiesel	81
Figura 55 - Projeção da produção de óleos vegetais, insumos para biodiesel	81
Figura 56 - Fontes renováveis no Brasil e no mundo	84
Figura 57 - Emissões totais no setor de energia	86
Figura 58 - Intensidade de emissões no setor de energia	86
Figura 59 - Intensidade de emissões no setor de energia: comparação internacional	87
Figura 60 - Emissões per capita	87
Figura 61 - Emissões per capita: comparação internacional	88
Figura 62 - Representação esquemática da matriz consolidada	93
Figura 63 - Correlação da produção de petróleo e gás e emissões fugitivas de CO ₂	96

APRESENTAÇÃO

Em dezembro de 2015, durante a COP21 (21ª Conferência das Partes) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC, na sigla em inglês), governos de cerca de 190 países se reuniram em Paris para buscar um acordo sobre mudança global do clima sob a Convenção.

Cada um dos países foi instado a apresentar sua ambição para redução de emissões domésticas de gases de efeito estufa (GEE), chamadas de iNDCs - *Intended Nationally Determined Contribution*, ou Pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada, com o objetivo de limitar o aumento da temperatura no globo terrestre a um máximo de 2°C até 2100. O Brasil, em 28/09/2015, entregou a sua iNDC ao Secretariado da UNFCCC.

O Brasil comprometeu-se a reduzir, em 2025, as emissões de GEE em 37% em relação aos níveis de 2005 e como contribuição indicativa subsequente, em reduzir, em 2030, as emissões de GEE em 43% na mesma base de comparação.

Vale ressaltar que a iNDC do Brasil compreende o conjunto da economia e se baseia em caminhos flexíveis para atingir esses objetivos. Em outros termos, o alcance dos objetivos pode ocorrer de distintas maneiras, com diferentes contribuições dos setores da economia.

Este documento descreve a memória de cálculo que subsidiou as contribuições das atividades relacionadas à produção e uso da energia para a redução de emissões de GEE apresentadas na iNDC.

Como poderá ser constatado, embora ambiciosa e desafiadora, a proposta relativa à produção e uso da energia é plenamente factível, e retrata o empenho e a determinação do País na contribuição para o desenvolvimento sustentável e combate às mudanças climáticas.

Finalmente, cabe novamente lembrar que as perspectivas de evolução econômica e energética utilizadas para determinar essas contribuições tomam como base premissas e informações quando do momento de sua elaboração (em setembro de 2015). Alterações em trajetórias de algumas variáveis de interesse podem ser necessárias tendo em vista mudanças recentes nas perspectivas econômicas, principalmente dos próximos anos. Contudo, os desafios e a factibilidade das metas não devem ser alterados em sua natureza.

Maurício T. Tolmasquim

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

1 INTRODUÇÃO

Em setembro de 2015 o Brasil entregou a sua iNDC ao secretariado da UNFCCC com o compromisso de que as emissões totais do País em 2025 sejam 37% inferiores às emissões do ano-base 2005 e uma contribuição indicativa de que as emissões em 2030 sejam 43% inferiores ao mesmo ano-base.

Esse compromisso engloba o conjunto da economia, incluindo os setores de Energia, Agricultura, Floresta, Resíduos e Processos industriais, e se baseia em caminhos flexíveis para atingir esses objetivos. Em outros termos, o alcance dos objetivos pode ocorrer de distintas maneiras, com diferentes contribuições dos setores da economia.

Este documento descreve a memória de cálculo que subsidiou as contribuições relacionadas à produção e uso de energia para a redução de emissões apresentadas na iNDC.

O Brasil se destaca por possuir uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, realidade verificada em poucos países do mundo. Isso significa que as emissões de GEE por unidade de energia consumida no Brasil são pequenas comparativamente a outros países.

Por outro lado, se compararmos os indicadores socioeconômicos, percebemos que o Brasil ainda tem um caminho longo a percorrer para atingir padrões de vida comparáveis aos dos países desenvolvidos. Assim, mesmo o Brasil adotando uma trajetória de desenvolvimento menos perdulária e menos intensiva no uso da energia do que a dos países desenvolvidos, desconectando o aumento do consumo de energia do crescimento econômico, é difícil imaginar que o País conseguirá reduzir o nível de pobreza no horizonte até 2030 sem aumentar o consumo de energia per capita. Como resultado, as emissões serão crescentes.

De fato, o grande desafio do setor energético brasileiro é justamente manter elevada a participação de fontes renováveis na sua matriz, o que implica expansão expressiva do parque instalado de usinas eólicas, solares, termelétricas a biomassa e a construção de novas hidrelétricas, além de ampliação da produção e consumo de biocombustíveis líquidos, etanol e biodiesel, e de investimentos em eficiência energética - diversas ações e políticas a serem tomadas com o objetivo final manter os indicadores de emissão de GEE entre os melhores do mundo.

A iNDC brasileira apresenta os seguintes compromissos relativos às atividades de produção e uso da energia:

- Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética brasileira para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração), e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel;
- Alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030;

- Obter ao menos 66% de participação da fonte hídrica na geração de eletricidade, em 2030, não considerando a autoproduzida;
- Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030;
- 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, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar;
- Alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico até 2030.

Os compromissos acima apresentados refletem a escolha do País em prol de uma trajetória que privilegia a expansão de fontes renováveis no consumo e geração de energia. A definição dessa trajetória, por sua vez, ancora-se em uma série de estudos de longo prazo, gerando elementos para a quantificação desses compromissos. De forma resumida, a Figura 1 apresenta o processo de análise para se estimar as emissões futuras de GEE no setor de energia.

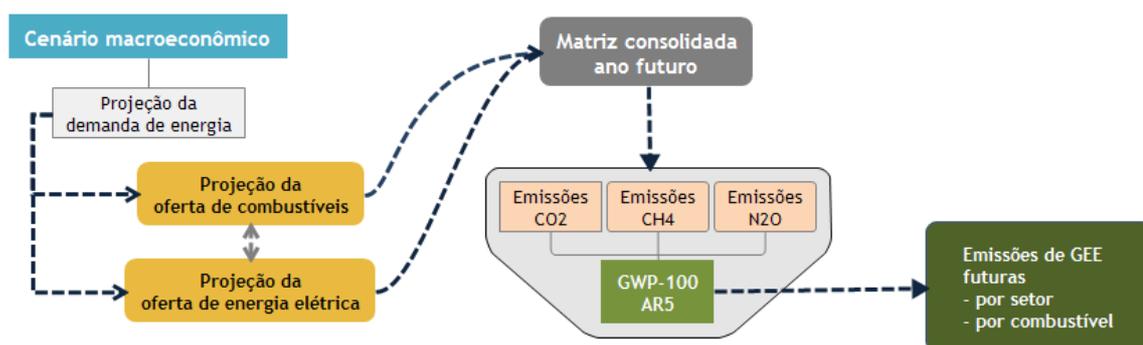


Figura 1 - Metodologia geral de estimativa de GEE na produção e uso da energia

A análise da proposta para o conjunto das atividades de produção e uso de energia mostra que a mesma pode ser considerada ambiciosa e desafiadora, mas plenamente factível, e retrata o empenho e a determinação do País na contribuição para o desenvolvimento sustentável e combate às mudanças climáticas, como será mostrado ao longo deste documento, dividido em seis seções, além desta introdução.

O Capítulo 2 apresenta brevemente as principais características do setor energético brasileiro e resume as principais premissas e os resultados do trabalho desenvolvido para a construção da iNDC brasileira, demonstrando sua factibilidade. O detalhamento técnico da proposta é apresentado nos capítulos subsequentes.

O Capítulo 3 detalha os resultados e a metodologia de projeção do consumo final de energia, ressaltando que se trata de um cenário dependente de ações fora do âmbito da energia para que o mesmo possa ser realizado. Também considera a mitigação de emissões de GEE como uma das premissas principais do cenário projetado.

O Capítulo 4, por sua vez, destaca a oferta de eletricidade, explicitando as premissas utilizadas no desafio da elaboração de um cenário que teve como objetivo a garantia de suprimento com o menor custo e, ao mesmo tempo, a minimização de impactos ambientais.

O Capítulo 5 descreve as principais premissas de oferta de petróleo, gás natural e derivados de petróleo, bem como de biocombustíveis.

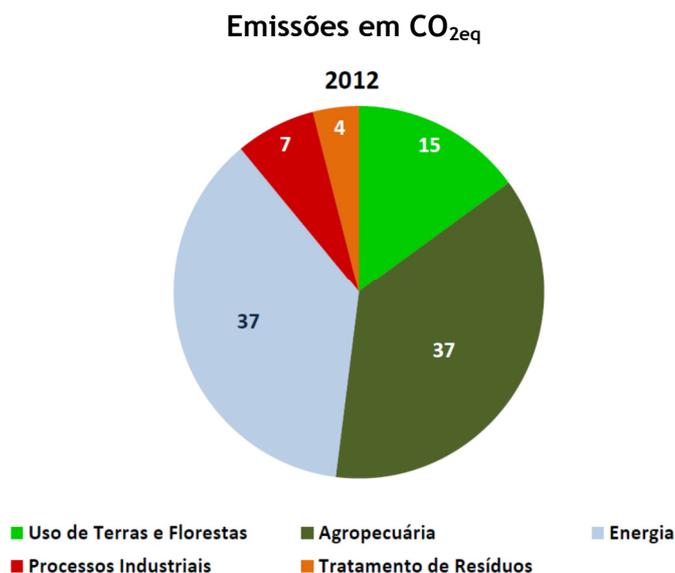
O Capítulo 6 apresenta a consolidação da Oferta Interna de Energia e os indicadores de energia e emissões de GEE, que serviram de referência para a elaboração da *pretendida Contribuição Nacionalmente Determinada*, comunicada à UNFCCC, em 2015. O procedimento utilizado para o cálculo das emissões de GEE é apresentado no ANEXO.

Finalmente, cabe novamente lembrar que as perspectivas de evolução econômica e energética utilizadas para determinar essas contribuições tomam como base premissas e informações quando do momento de sua elaboração (em setembro de 2015). Alterações em trajetórias de algumas variáveis de interesse podem ser necessárias tendo em vista mudanças recentes nas perspectivas econômicas, principalmente dos próximos anos. Contudo, os desafios e a factibilidade das metas não devem ser alterados em sua natureza.

2 CONTEXTO ATUAL E DESAFIOS NO HORIZONTE ATÉ 2030

2.1 CONTEXTO ATUAL

Nos países da OCDE as emissões relativas apenas aos setores de transporte e produção de energia (eletricidade e calor) são equivalentes a 70% do total emitido de GEE. No Brasil, no entanto, as emissões relativas às atividades de produção e uso de energia representam menos de 40% do total emitido pelo Brasil em 2012 (Figura 2).



Fonte: MCT

Figura 2 - Emissões de GEE por Setor no Brasil em 2012

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o Brasil é a sexta economia do mundo, mas ocupa apenas a 12^a posição no *ranking* das nações quanto às emissões de GEE relativas à produção e ao uso da energia (Tabela 1).

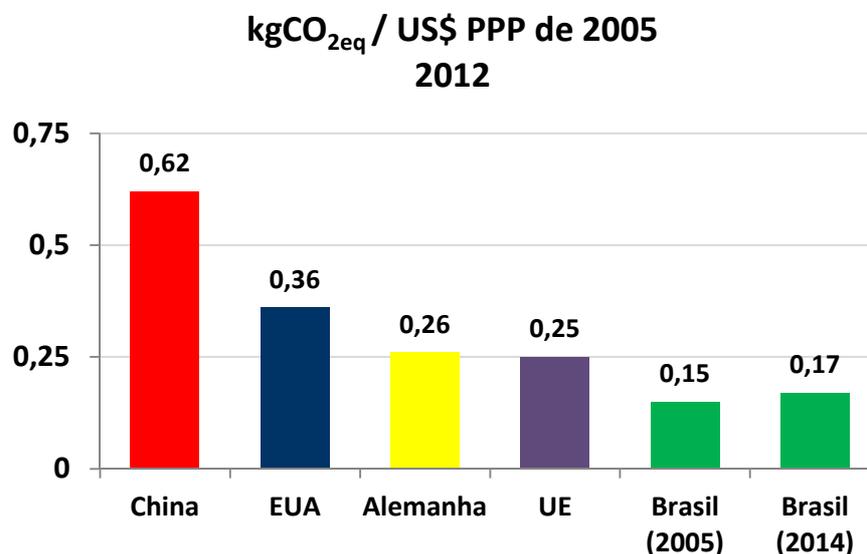
Em 2012, essas emissões alcançaram 440 milhões de toneladas de CO₂, menos de 1,5% do total mundial de 30 bilhões. Contudo, caso nossa matriz energética equivalesse à mundial, estima-se que o total de emissões de GEE brasileiras seria 50% maior, alcançando-nos à posição de 7^o maior emissor do planeta e em linha com o tamanho relativo da economia do País em termos internacionais.

Tabela 1 - Emissão de GEE e PIB

País	Milhões de toneladas de CO _{2eq}	PIB (US\$ PPP bilhões de 2005)
China	8.251	12.969
Estados Unidos	5.074	14.232
Índia	1.954	5.567
Rússia	1.659	2.178
Japão	1.223	3.994
Alemanha	755	2.851
Coreia do Sul	593	1.400
Canadá	534	1.291
Irã	532	1.053
Arábia Saudita	459	1.281
Reino Unido	458	2.069
Brasil	440	2.532
Total Mundo	30.654	54.588

Fonte: IEA

Em decorrência, a intensidade de carbono na economia brasileira relacionada à produção e uso da energia é baixa em parâmetros internacionais: em 2012, este indicador foi de 0,17 kgCO₂/US\$ PPP, 45% da média mundial ou 54% da média dos países da OCDE (Figura 3). Ou seja, para produzir o equivalente US\$ 1 de valor adicionado em US\$ PPP, o Brasil emite apenas 45% das emissões de GEE em comparação à média mundial.

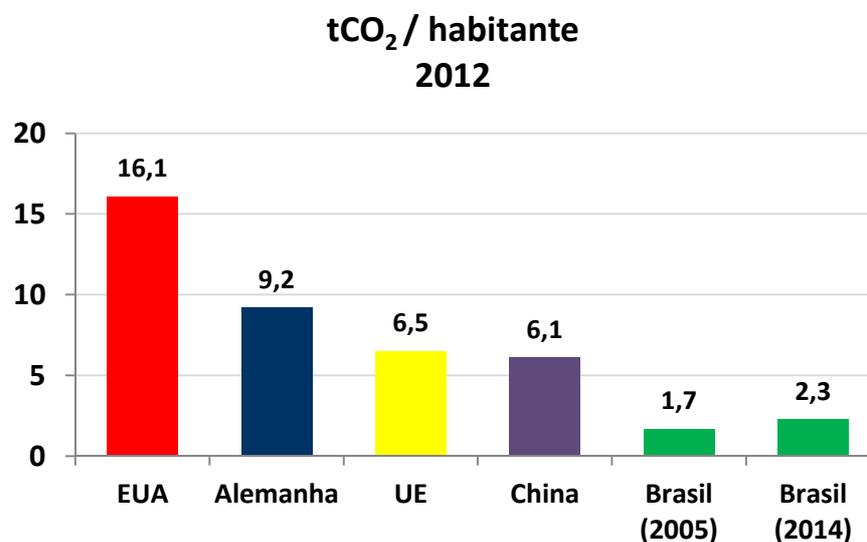


Fonte: IEA

Figura 3 - Intensidade de emissões na produção e uso da energia em 2012: comparação internacional

Outro indicador que aponta no mesmo sentido é o de emissões per capita relativas ao uso e produção de energia que, no Brasil, foram pouco superiores a 2 toneladas de CO₂/hab em 2012, enquanto a média mundial supera 4,5 toneladas e a dos países da OCDE, 9,7 toneladas.

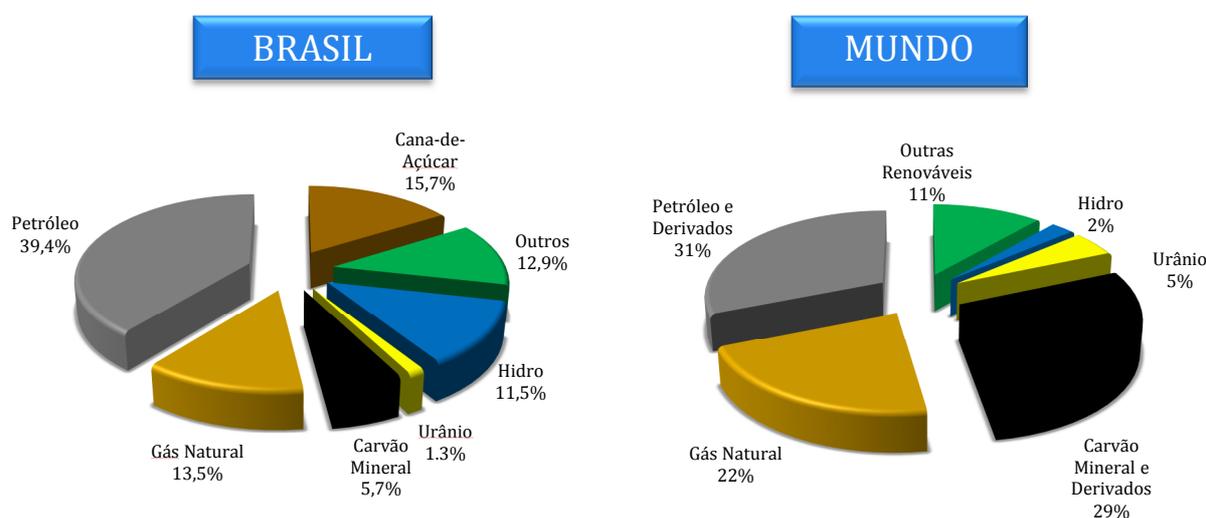
Portanto, o brasileiro emite cerca de 20% de GEE de um habitante dos países da OCDE em atividades relacionadas à produção e uso de energia (Figura 4).



Fonte: IEA

Figura 4 - Emissões per capita relativas ao uso e produção de energia: comparação internacional

Tais indicadores resultam da alta participação relativa de fontes renováveis na matriz energética brasileira, graças, em particular, à energia hidráulica e à biomassa (Figura 5).



Fonte: IEA (dados mundiais)

Figura 5 - Fontes renováveis no Brasil e no mundo

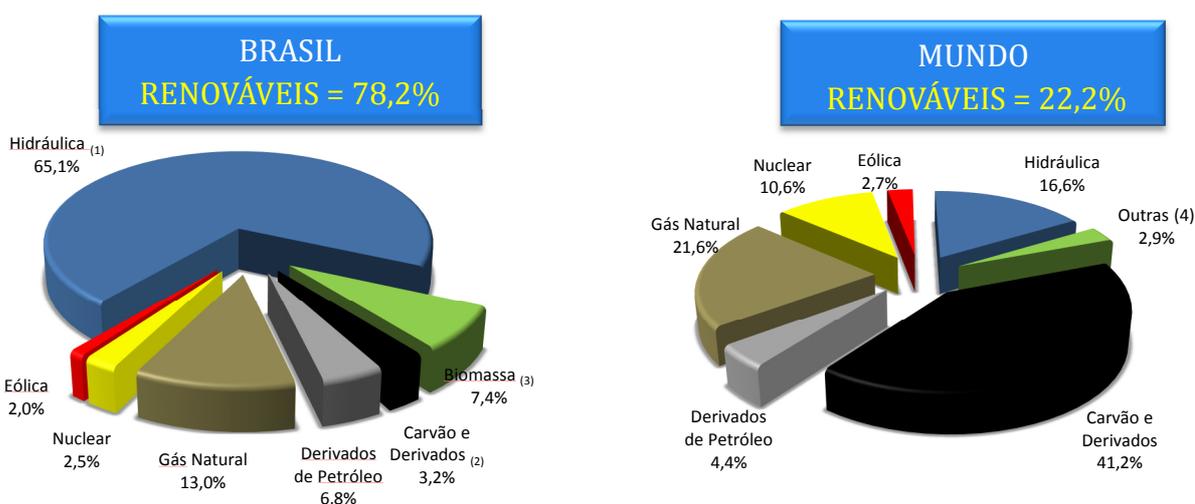
Na verdade, a alta participação da energia hidráulica e da biomassa (mais especificamente dos derivados da cana-de-açúcar) na matriz energética brasileira reflete uma longa história de promoção de energias renováveis, conforme apresentada brevemente a seguir.

2.2 BREVE HISTÓRICO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS RENOVÁVEIS

A matriz energética brasileira não é resultado apenas da utilização de recursos energéticos presentes em abundância no País. Pode-se dizer que a renovabilidade da matriz energética brasileira foi amplamente condicionada por políticas energéticas tomadas no passado, como a opção preferencial pela fonte hidráulica e o incentivo à utilização dos derivados de cana-de-açúcar na matriz de combustíveis, além dos programas de eficiência energética, descritas brevemente a seguir.

2.2.1 OPÇÃO PREFERENCIAL PELA FONTE HIDRÁULICA NA GERAÇÃO ELÉTRICA

No Brasil, as emissões relativas à geração de energia elétrica representam apenas 13% da média mundial. Tal resultado é fruto da forte predominância das fontes renováveis na matriz elétrica (mais de 3/4 do total), em particular da contribuição da fonte hidráulica, que corresponde historicamente a cerca de 2/3 do total gerado (Figura 6).



Fonte: IEA (dados mundiais)

Figura 6 - Matriz Elétrica no Brasil e no mundo

A hidroeletricidade tem sido a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro por várias décadas, por sua competitividade econômica e pelo fato de ser um recurso abundante no País. A essas vantagens podem ser somadas outras: trata-se de uma tecnologia madura e confiável, suas emissões são bastante reduzidas quando comparadas com aquelas associadas à geração termelétrica fóssil, sua flexibilidade operativa e capacidade de armazenamento permitem a maior penetração de fontes renováveis intermitentes (pois são capazes de responder rapidamente às flutuações típicas da geração eólica e solar fotovoltaica, assim garantindo um atendimento confiável da demanda de energia). Além disso, os reservatórios das usinas hidrelétricas podem prover uma série de serviços não energéticos, como controle

de cheias, irrigação, processamento industrial, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação.

A exploração dessa fonte no Brasil remonta ao final do século XIX, mas as expansões mais significativas ocorreram a partir da década de 50, quando houve uma decisão estratégica do governo brasileiro de explorar o vasto potencial hidrelétrico do País.

Na década de 1990, com a dificuldade crescente de financiamento das empresas estatais, foram realizadas reformas institucionais no setor elétrico para atrair o investidor privado. Também nessa época, começaram a surgir questionamentos sobre os impactos socioambientais associados à construção de grandes barragens e dificuldades de financiamento para a construção de grandes projetos hidrelétricos, que resultaram num período de expansão hidrelétrica a taxas bastante modestas, mesmo havendo significativo potencial hidrelétrico a ser explorado.

As expansões tardias e aquém dos montantes necessários para acompanhar o crescimento da demanda resultaram numa operação do sistema elétrico com maior utilização da energia armazenada nos reservatórios hidrelétricos. Em 2001, em decorrência da severidade da crise hídrica, da insuficiente energia armazenada nos reservatórios e da reduzida geração termelétrica de *backup* (com relação à demanda da época), o governo federal decretou o racionamento de energia elétrica.

Atualmente, a maior parte do potencial inventariado está localizado nas regiões hidrográficas Amazônica e Tocantins-Araguaia, onde há grandes extensões de áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas e terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos). Por conta desses condicionantes socioambientais, espera-se que a hidroeletricidade perca participação nos próximos anos (seção 4.2), em detrimento da maior participação das fontes eólica e à biomassa.

2.2.2 INSERÇÃO DOS DERIVADOS DE CANA NA MATRIZ DE COMBUSTÍVEIS

O incentivo à expansão do etanol na matriz energética brasileira teve início nos anos 1970, após a primeira crise do petróleo. Visava, então, à redução da dependência do Brasil às importações de energia e da exposição do País às variações do preço internacional do petróleo.

Desde então, o etanol, em substituição à gasolina, vem aumentando sua participação na matriz de transportes, permitindo também redução da intensidade de emissões de gases de efeito estufa. Até 2010, o consumo de etanol representou a substituição de aproximadamente 250 bilhões de litros de gasolina, evitando-se emissões de 550 milhões de toneladas de CO₂.

Atualmente, a participação de combustíveis renováveis na matriz de transportes é de cerca de 20%. Em 2011, a contribuição do etanol para a redução dos GEE foi estimada em 1/3 do total emitido pelos veículos leves.

Além do etanol, há também a contribuição do biodiesel. O Brasil trabalha para manter sua política de incentivo ao uso de biocombustíveis em sua matriz de transportes.

2.2.3 PROGRAMAS DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Além da opção pelo aproveitamento das fontes renováveis, o Brasil também tem empreendido ações e políticas voltadas à eficiência energética, desde a década de 1980.

Dentre as iniciativas nacionais nesta área destacam-se o Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE) e os programas voltados a promover o uso eficiente da eletricidade (PROCEL) e do gás e dos combustíveis (CONPET).

O PBE foi criado em 1984 com o objetivo de “prover os consumidores de informações que lhes permitissem avaliar o consumo de energia dos equipamentos eletrodomésticos e selecionar, na sua decisão de compra, aqueles de maior eficiência em relação ao consumo, possibilitando reduzir investimentos governamentais em novas unidades geradoras e redução do consumo para a população em geral.”

Por meio da Lei de Eficiência Energética de 2001, houve a determinação do estabelecimento de níveis máximos de consumo ou mínimos de eficiência energética de máquinas e aparelhos consumidores de energia comercializados no País, com a introdução da etiquetagem de produtos.

O PROCEL foi estabelecido em 1985 com o objetivo de “promover a racionalização da produção e do consumo de energia elétrica, para que se eliminem os desperdícios e se reduzam os custos e os investimentos setoriais”.

Estima-se que o programa tenha gerado uma economia de energia acumulada de 32,9 TWh e redução da demanda na ponta em mais de 9.500 MW entre 1986 e 2008, o que significa cerca de 10.500 MW de usinas equivalente.

No período entre 2006 a 2010, o CONPET estima que seus programas e ações tenham sido responsáveis pela economia de mais de 1 bilhão de litros de óleo diesel e que isso tenha evitado cerca de 2,8 milhões de toneladas de CO₂.

2.3 DESAFIOS NO HORIZONTE ATÉ 2030

Mesmo considerando a trajetória recente e futura do esforço do País no uso e na produção racional e eficiente da energia, como atesta a matriz energética brasileira com alta proporção de renováveis comparativamente aos padrões internacionais, o crescimento econômico projetado no horizonte até 2030 levará ao aumento do uso da energia, visto que os indicadores socioeconômicos nacionais ainda se encontram relativamente distante daqueles dos países desenvolvidos.

Dessa forma, o principal desafio do Brasil, diferentemente dos iNDC de outros países, não é aumentar a renovabilidade da sua matriz energética, mas manter a alta proporção de energias renováveis, com maior inclusão das chamadas “novas renováveis”, em um contexto de crescimento do consumo de energia até 2030.

Do lado do consumo (Capítulo 3), podemos identificar os desafios relacionados à iNDC brasileira em três dimensões, ilustradas na Figura 7 e descritas a seguir:

1. A eficiência energética é um dos mais importantes instrumentos da estratégia brasileira para reduzir o consumo de energia e as emissões antrópicas dos GEE (Ver seção 3.1.4).
2. Espera-se também que um consumo crescente seja atendido por autoprodução e expansão da geração distribuída (ver seção 4.1).
3. Desconsiderando a expansão da autoprodução e geração distribuída e incluindo os ganhos associados à maior eficiência energética, espera-se que o crescimento do consumo final de energia seja de aproximadamente 160 milhões de tep no período entre 2014 a 2030, com taxas médias de crescimento de 3,0% ao ano.

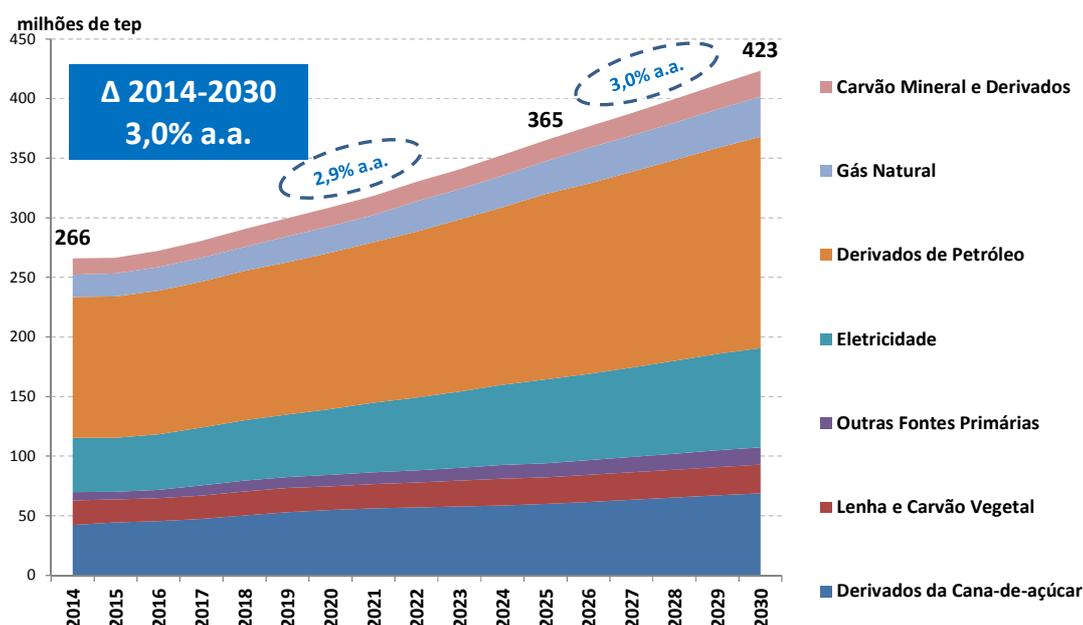


Figura 7 - Evolução do consumo final de energia por fonte

Com destaque para o gás natural, a eletricidade, os derivados de petróleo e os biocombustíveis (seção 3.3), a evolução do consumo final de energia é condicionada pela perspectiva de evolução demográfica (seção 3.1.1), da expansão econômica (seção 3.1.2) e dos seus efeitos sobre as diferentes classes de consumo, em particular, da indústria e do setor de transportes, que representam cerca de 2/3 do consumo total e cujas participações relativas pouco se alteram no período entre 2014 e 2030 (Figura 8).

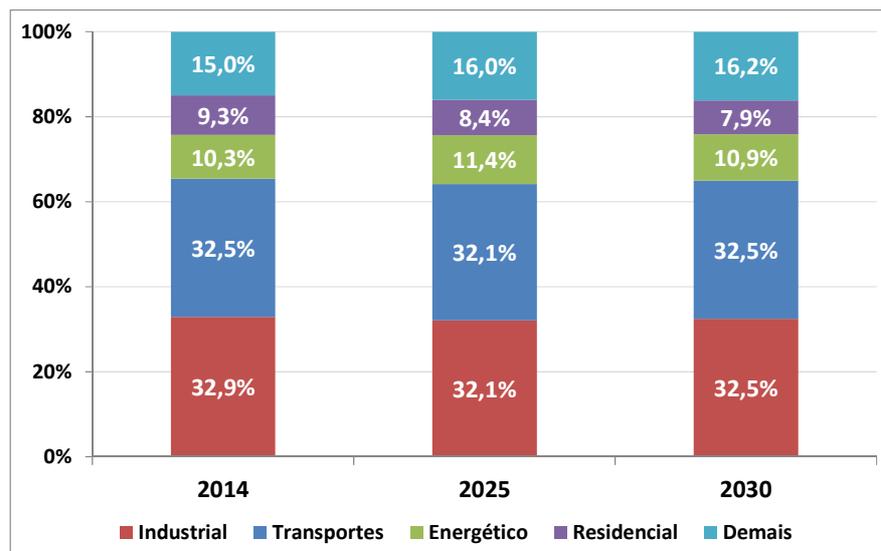


Figura 8 - Evolução da participação setorial no consumo de energia no uso final

A matriz energética do Setor de Transportes (Figura 9) é muito concentrada no Óleo Diesel e na Gasolina Automotiva (cerca de 75% em 2014), mas sua participação agregada será menor graças a perspectiva da expansão do etanol, do biodiesel e dos veículos elétricos, cujo ganho de participação agregada é de 7 pontos percentuais entre 2014 e 2030.

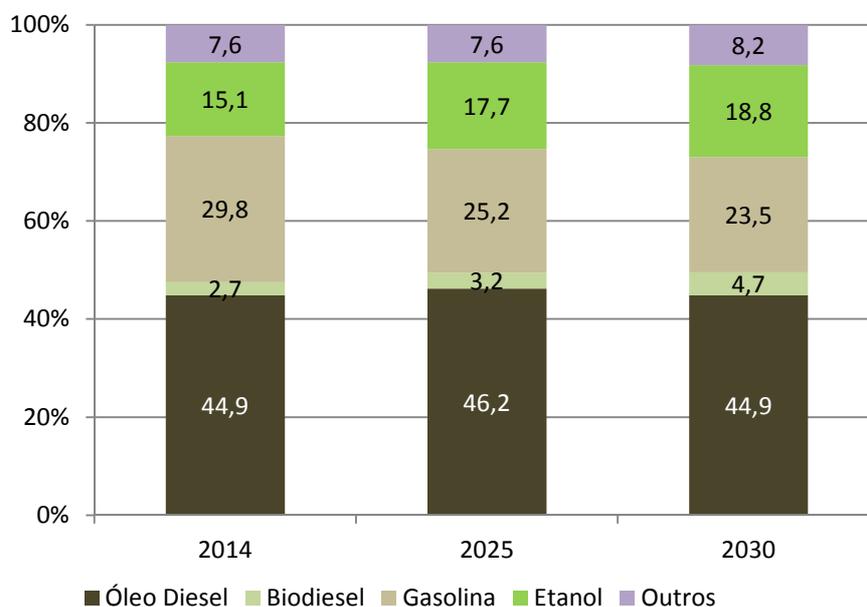


Figura 9 - Evolução da participação por fonte no consumo final de energia no setor de transportes

Na indústria, o consumo final é mais diversificado, quando comparado ao setor de transportes: eletricidade, bagaço de cana e gás natural respondem atualmente por cerca de 50% das necessidades energéticas do setor.

Destaca-se o pequeno ganho de participação relativa da eletricidade e do aumento do consumo final de origem renovável até 2030, já que também há um pequeno ganho de

participação na soma dos percentuais de Produtos da Cana e Outras Renováveis, como se pode observar na Figura 10.

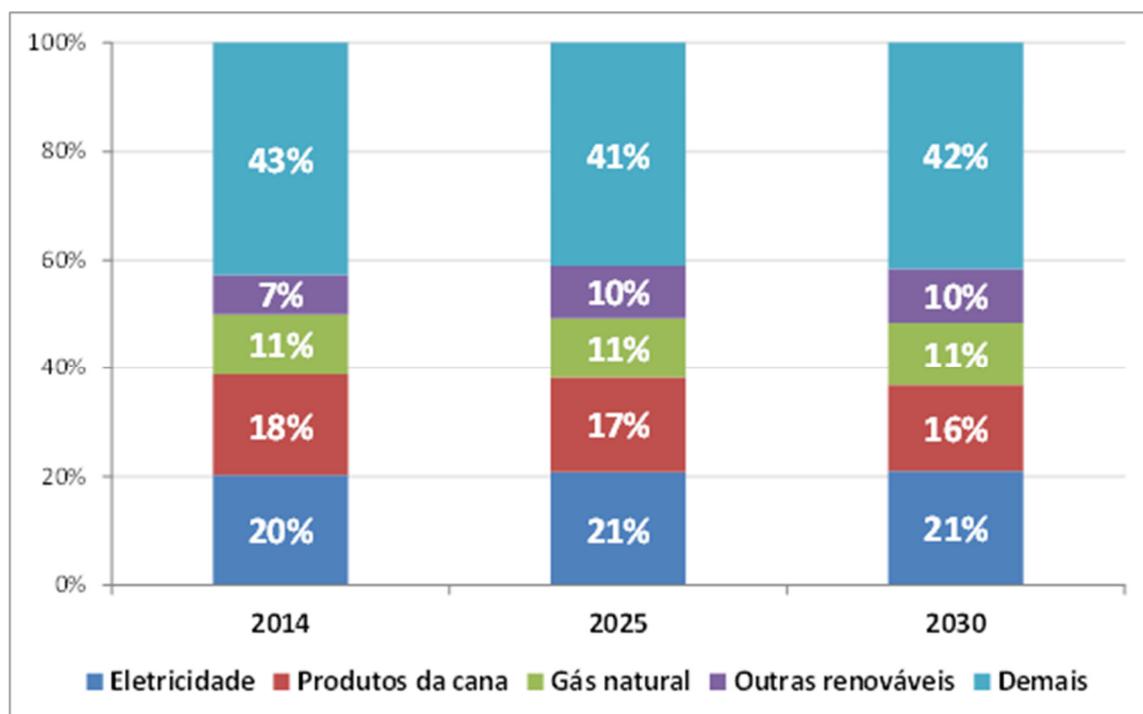


Figura 10 - Consumo final de energia na indústria por fonte

Por conseguinte, para fazer face às crescentes emissões associadas à produção e uso da energia de modo compatível com os requisitos de crescimento econômico e, por consequência, do consumo de energia que mitiguem os efeitos sobre a temperatura, requer-se tanto políticas quanto ações do lado do uso quanto do lado da produção de energia, consubstanciadas nos compromissos apresentados a seguir.

2.3.1 MANTER ALTA PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA MATRIZ ENERGÉTICA DIVERSIFICANDO AS FONTES RENOVÁVEIS

Em termos de matriz energética, o objetivo do Brasil é alcançar 45% de participação de energias renováveis em 2030, conforme evolução apresentada na Figura 11.

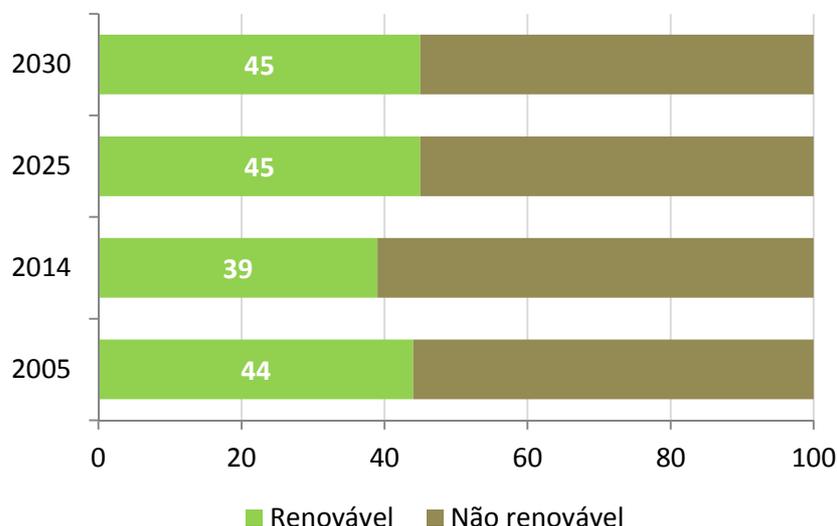


Figura 11 - Evolução da participação das fontes renováveis

Após a queda em 2014, ocasionada por condições hidrológicas desfavoráveis, espera-se que o Brasil recupere a proporção de renováveis e alcance 45% em 2025. Embora este valor possa parecer a princípio pouco desafiador, a recuperação da proporção de 45% de renováveis na matriz energética encerra um grande desafio tanto em obter maior diversificação de fontes (com contribuição das “novas renováveis”) quanto nos valores absolutos da expansão associada (Tabela 2):

- O acréscimo da oferta interna de energia é estimado em 105 milhões de tep entre 2014 e 2025 e 176 milhões de tep entre 2014 e 2030, o que corresponde respectivamente a aumentos de 34% e 58% nos períodos correspondentes.
- É significativa a parcela deste acréscimo que corresponde à expansão das fontes renováveis: 64 milhões de tep entre 2014 e 2025 (o que representa 61% do acréscimo total) e 96 milhões de tep (54% do acréscimo total) entre 2014 e 2030.
- Cerca de 1/3 do acréscimo correspondente às renováveis vem da contribuição dos derivados da cana e óleo vegetal, matéria-prima para biodiesel. No conjunto, estima-se que essas fontes aumentem de 23 milhões de tep entre 2014 e 2025 e de 38 milhões de tep entre 2014 e 2030. Em particular, espera-se que o crescimento dos derivados da cana seja de 21 milhões de tep entre 2014 e 2025 e de 33 milhões de tep entre 2014 e 2030.
- A participação da bioenergia sustentável (produtos derivados da cana-de-açúcar e óleo vegetal, notadamente o biodiesel) corresponderá a 18% da matriz energética em 2030, reiterando a sua importância para a renovabilidade da energia no País.

- As fontes eólica, solar e outras (lixívia em sua maior parcela) sobem no conjunto aproximadamente 20 milhões de tep entre 2014 e 2025 e 29 milhões de tep entre 2014 e 2030. Especialmente no período 2025 a 2030, seu crescimento supera a expansão esperada da fonte hidráulica, estimada em 24 milhões de tep.
- Estima-se que, sem considerar a fonte hidráulica, as demais fontes renováveis representarão 33% da matriz energética brasileira em 2030, o que evidencia tanto a riqueza de disponibilidade de fontes renováveis no País quanto sua viabilidade econômica ao longo do horizonte.

Tabela 2 - Oferta Interna de Energia

Fonte	2005	2014	2025	2030	2014-2025	2014-2030
					Acréscimo	
milhões de tep						
Energia Renovável	96.117	120.489	184.097	216.820	63.608	96.331
Hidráulica	32.379	35.019	53.209	59.949	18.190	24.930
Demais Renováveis	63.738	85.470	130.888	156.871	45.418	71.401
Bioenergia Sustentável	30.150	50.321	73.545	88.421	23.224	38.100
Derivados de cana	30.150	48.128	69.087	80.940	20.959	32.812
Óleo Vegetal (Biodiesel)	0	2.193	4.458	7.481	2.265	5.288
Eólica	8	1.050	7.898	8.989	6.848	7.939
Solar	0	0	1.075	3.056	1.075	3.056
Outras	5.112	9.370	21.037	27.383	11.667	18.013
Energia Não Renovável	121.819	185.100	226.153	265.152	41.053	80.052
Total	217.936	305.589	410.240	481.972	104.651	176.383

Com base nessas projeções, dois compromissos específicos nas fontes à biomassa e no uso de fontes renováveis, excluindo a fonte hidráulica, foram estabelecidos:

- *Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética para aproximadamente 18% até 2030.*
- *Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030.*

2.3.2 MANTER ALTA PARTICIPAÇÃO DE RENOVÁVEIS NA MATRIZ ELÉTRICA DIVERSIFICANDO AS FONTES

Na geração de eletricidade o compromisso estabelecido é obter ao menos 66% de participação da fonte hídrica na geração de eletricidade, em 2030, sem considerar a parcela autoproduzida. Atualmente, este valor é de cerca de 70% da geração de eletricidade no País, patamar que deverá continuar no horizonte até 2025, caindo para 66% apenas no período 2025 a 2030 (Tabela 3).

Tabela 3 - Evolução da geração centralizada de eletricidade

Fontes	2005	2014	2025	2030	2005	2014	2025	2030
	TWh				participação relativa (%)			
Hidráulica	373	404	612	690	90	71	71	67
Biomassa (*)	1	18	55	76	0	3	6	7
Solar	0	0	13	26	0	0	2	3
Eólica	0	12	92	105	0	2	11	10
Energia Não Renovável	39	137	85	136	9	24	10	13
Total	413	572	858	1.033	100	100	100	100

Nota: (*) Inclui biogás, bagaço, lixívia e lenha.

Em termos absolutos, o incremento esperado na geração centralizada de eletricidade é de 286 TWh no período entre 2014 a 2025 e de 461 TWh entre 2014 a 2030, o que representa nos dois casos mais de 85% da expansão na geração total.

Parte da expansão do parque gerador elétrico também ocorrerá por meio de autoprodução, que deverá representar 10% da geração total de eletricidade (Tabela 4). Em particular, a eletricidade autoproduzida no setor industrial é uma parcela importante da oferta que deve ser considerada, principalmente se tratando de recursos renováveis em sua maior parte.

Tabela 4 - Participação relativa das fontes na geração de eletricidade

Fontes	2005	2014	2025	2030	2005	2014	2025	2030
	TWh				participação relativa (%)			
Hidráulica	375	407	618	697	86	66	65	61
Centralizada	373	404	612	690	86	65	64	60
Autoprodução e GD	2	3	6	7	0	1	1	1
Biomassa (*)	9	41	102	134	2	7	11	12
Centralizada	1	18	55	76	0	3	6	7
Autoprodução e GD	8	23	47	58	2	4	5	5
Solar	0	0	16	35	0	0	1	3
Centralizada	0	0	13	26	0	0	1	2
Autoprodução e GD	0	0	3	9	0	0	0	1
Eólica	0	12	92	105	0	2	10	9
Energia Não Renovável	52	163	124	180	11	25	14	15
Centralizada	39	137	85	136	8	21	10	11
Autoprodução e GD	13	26	39	44	3	4	4	4
Total	436	624	953	1.151	100	100	100	100
Centralizada	413	572	858	1.033	95	92	90	90
Autoprodução e GD	23	52	95	119	5	8	10	10

Nota: (*) Inclui biogás, bagaço, lixívia e lenha.

Considerando também a autoprodução, a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade, além da energia hidrelétrica, salta de 9%, em 2014, para 24%, em 2030, conforme estabelecido no seguinte compromisso:

- 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, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar.

2.3.3 OBTER 10% DE EFICIÊNCIA ELÉTRICA EM 2030

A meta de eficiência no setor elétrico é atingir o patamar de 10% do consumo de eletricidade em 2030, o que corresponderá a 105 TWh em 2030. Tal montante é equivalente a 1/6 da expansão do consumo de eletricidade no período de 2014 a 2030 (Figura 12).

Em função dos ganhos de eficiência esperados (seção 3.1.4), estima-se que o consumo evitado de eletricidade seja de 105 TWh, o que representa cerca de 20% do acréscimo estimado no consumo no período entre 2013 a 2030, redundando no compromisso de se obter 10% de eficiência elétrica em 2030.

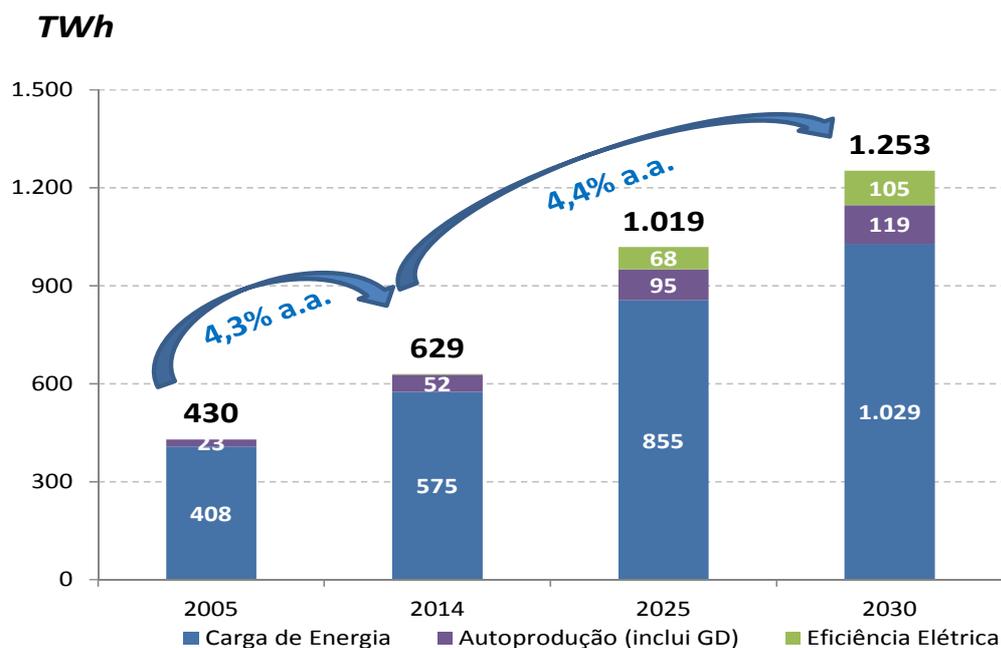


Figura 12 - Evolução do consumo eletricidade

Essa significativa elevação de taxa de eficiência exigirá esforços adicionais relativos a políticas públicas de incentivo à aceleração de ações de eficiência energética no país, com uso de equipamentos mais eficientes e dos padrões de consumo.

A penetração de equipamentos mais eficientes é condicionada, tanto a partir de uma vertente da oferta destes equipamentos, quanto pelo poder de escolha do consumidor final. Sob o ponto de vista da oferta, destaca-se a produção de novos equipamentos com diferentes níveis de serviço final e índices de eficiência energética.

2.3.4 MANTER ALTA PROPORÇÃO DE RENOVÁVEIS NA MATRIZ DE COMBUSTÍVEIS

O compromisso em relação às renováveis também está assentado no aumento da participação da bioenergia sustentável na matriz energética brasileira no horizonte analisado em pelo menos três vetores:

- Aumento da oferta de etanol em 25 bilhões de litros: considera-se que o teor de anidro na Gasolina C será mantido em 27% por todo período de estudo. Como resultado o consumo de combustíveis no ciclo Otto apresenta aumento de participação do etanol total, que em 2014 era de 40%, alcançando 45%, em 2030, conforme observado na Figura 13, que para comparação adequada é apresentada em litros de gasolina equivalente.

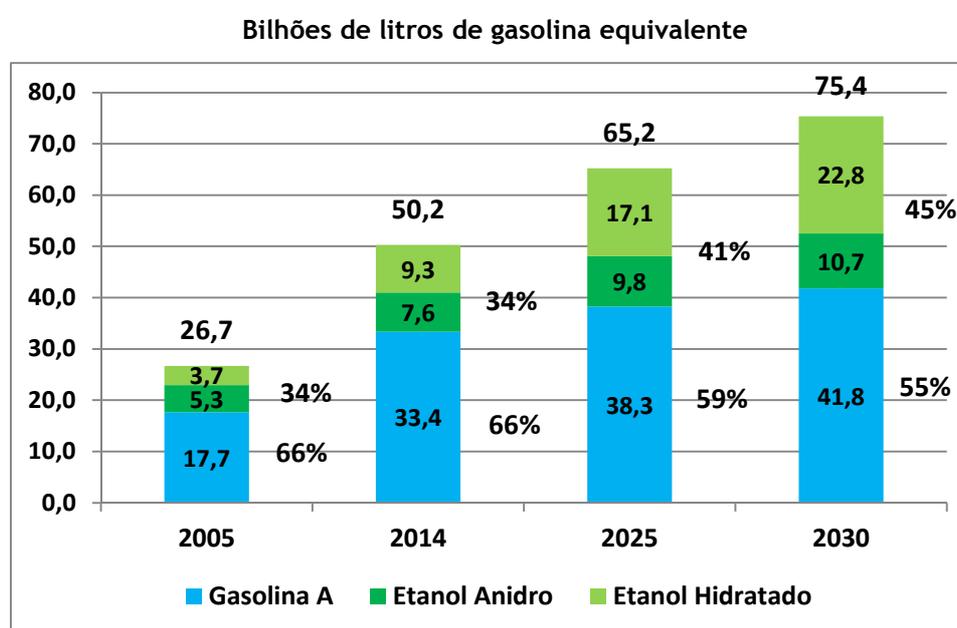


Figura 13 - Consumo de combustíveis no Ciclo Otto

- Aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração). Estima-se que a produção de etanol de primeira geração crescerá de 29 bilhões de litros em 2014 para 51 bilhões de litros em 2030, enquanto o etanol de segunda geração começará a aparecer em volumes consideráveis a partir de 2023, atingindo 2,5 bilhões de litros no final do período. Assim, o total de etanol disponível será de 54 bilhões de litros em 2030 (Figura 14).

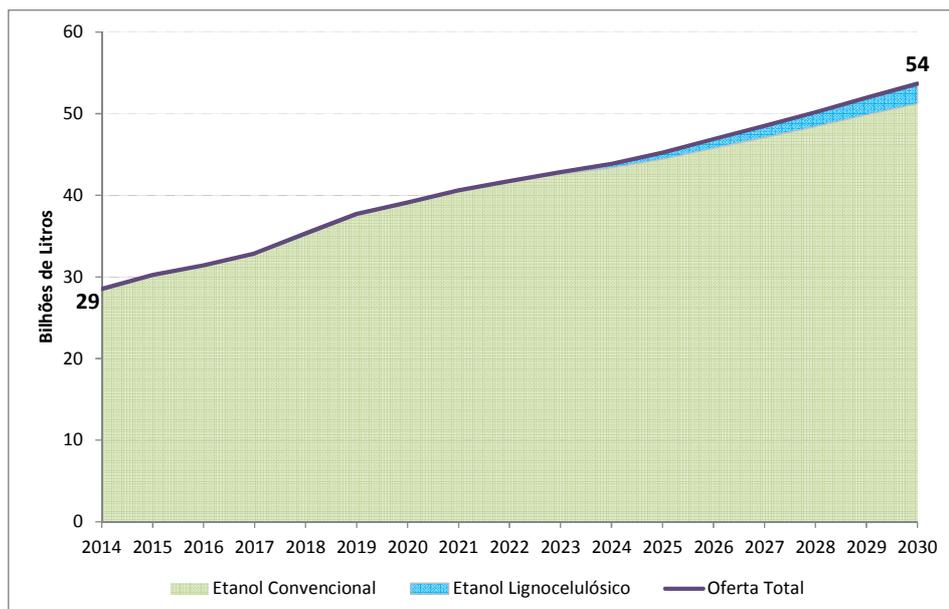
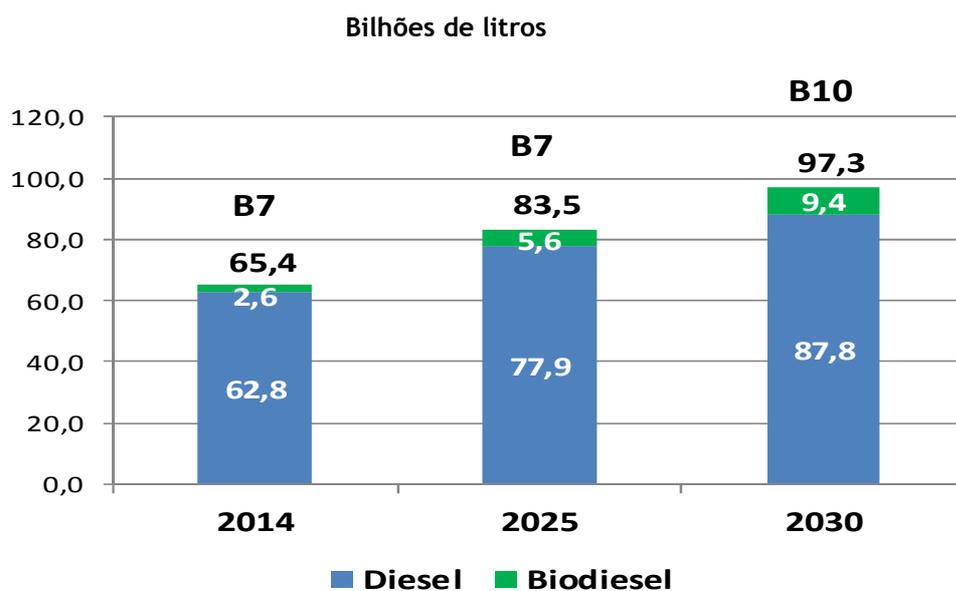


Figura 14 - Evolução da oferta de etanol

- Aumento da parcela de biodiesel na mistura do diesel. A demanda total de energia no ciclo Diesel crescerá, em média, 2,5% ao ano, até 2030, enquanto a demanda de biodiesel cresce mais rápido (8,4% ao ano) dado o aumento da participação do diesel vegetal no diesel mineral de 7% para 10% no período analisado (Figura 15). A menor taxa de crescimento da demanda de energia em relação à da atividade de transporte de cargas é explicada pelos avanços tecnológicos dos modais, com reflexos nos ganhos de eficiência, e pela melhor infraestrutura logística, o que permite uma crescente participação de modais menos energointensivos.



Fonte: EPE

Figura 15 - Ciclo Diesel: consumo

A partir dessas estimativas, estabeleceu-se a seguinte meta de renováveis em biocombustíveis:

- *[Expandir] o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração), e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel. Isso equivale a atingir cerca de 24% de participação de biocombustíveis (etanol e biodiesel) no consumo total em transportes em 2030.*

Portanto, um dos motivos principais para a queda da participação de derivados de petróleo na matriz no horizonte se deve à maior penetração de biocombustíveis no setor de transportes, em especial, o etanol em veículos de transporte individual.

2.4 PROJEÇÃO DAS EMISSÕES DE GEE

As emissões resultantes de GEE projetadas para 2025 e 2030 são apresentadas na Tabela 5, por combustível.

Tabela 5 - Emissões de GEE por combustível

Combustível	2005	2025	2030
	milhões de toneladas de CO ₂ eq		
Óleo diesel	106	203	229
Gás natural	44	86	116
Gasolina	40	86	94
Carvão vapor	17	40	40
Coque de petróleo	16	30	35
GLP	19	27	29
Querosene	5	16	20
Óleo combustível	23	16	19
Gás de refinaria	10	16	16
Outras secundárias de petróleo	7	8	9
Outras fontes primárias	4	8	9
Nafta	6	7	7
Gás de coqueria	2	5	6
Produtos da cana	2	4	4
Produtos não energéticos de petróleo	1	3	4
Coque de carvão mineral	2	3	3
Lenha	8	2	2
Carvão vegetal	2	2	2
Alcatrão	0,4	1	1
Álcool anidro e hidratado	0,1	1	1
Fugitivas	19	36	43
TOTAL	332	598	688

Nota: Os dados de 2005 são provenientes do II Inventário Nacional

As emissões de GEE brasileiras desagregadas por combustível mostram a preponderância do óleo diesel, gás natural e gasolina que respondem por mais de 60% das emissões em 2025 e 2030, além de responderem conjuntamente por 70% do acréscimo das emissões totais entre 2005 a 2030.

O consumo de óleo diesel e o de gasolina são preponderantes no setor de transportes. De fato, as emissões de GEE brasileiras desagregadas por setor (Tabela 6) indicam que o setor de transportes, que respondia por 40% das emissões no ano base de 2005, alcançará 45% das emissões em 2025 e 2030. De fato, o setor de transportes responderá por quase 55% do acréscimo nas emissões totais entre 2005 a 2025 e por metade do acréscimo das emissões totais entre 2005 e 2030.

Por sua vez, o gás natural é preponderantemente consumido na indústria e no setor energético e utilizado na geração elétrica. Quase 40% das emissões totais em 2030 estão concentradas nos setores energético, industrial e elétrico, cujas emissões adicionais responderão conjuntamente por pouco mais de 35% do acréscimo das emissões totais entre 2005 a 2025, subindo para aproximadamente 38% no período entre 2005 a 2030.

Tabela 6 - Resultados das projeções de emissões de GEE por setor

Setor	2005	2025	2030
	milhões de toneladas de CO ₂ eq		
Setor Energético	28	46	49
Residencial	18	22	24
Comercial	2	3	3
Público	2	1	1
Agropecuário	15	22	24
Transportes	135	278	315
Industrial	87	130	156
Consumo energético	79	114	136
Consumo não energético	8	16	20
Setor Elétrico	26	60	73
Setor Elétrico - SIN	17	40	50
Setor Elétrico - autoprodução	9	20	23
Emissões fugitivas	19	36	43
TOTAL	332	598	688

Nota: Os dados de 2005 são provenientes do II Inventário Nacional

Os capítulos seguintes detalham a evolução projetada do consumo de energia no uso final utilizada para o estabelecimento do compromisso brasileiro assumido na COP 21.

3 CONSUMO DE ENERGIA NO USO FINAL

Inicialmente é importante destacar que a trajetória de demanda energética aqui apresentada não pode ser caracterizada como tendencial, dado que são consideradas medidas complementares àquelas que ocorreriam em uma trajetória “*business-as-usual*” (BAU). Em outras palavras, a projeção do consumo de energia utilizada para embasar a elaboração do compromisso brasileiro na COP-21 embute ações que permitem mitigar emissões de gases de efeito estufa e que não ocorreriam em uma trajetória BAU.

Em particular, a viabilização da trajetória de penetração de eficiência energética na economia exigirá a promoção de esforços legislativos adicionais para elaboração/criação de políticas e mecanismos de incentivo à eficiência energética no país. Ações específicas incluem, por exemplo: a manutenção de uma agenda forte de etiquetagem e estabelecimento de índices mínimos de eficiência energética em equipamentos, a promoção da transformação modal de transporte de cargas, o incentivo à melhoria da estrutura da mobilidade urbana (por exemplo, com o desincentivo parcial ao transporte individual motorizado), o estabelecimento de percentuais obrigatórios de biodiesel, o incentivo a edificações menos intensivas em energia etc. Nesse contexto, também ganham destaque as ações que serão necessárias para incentivo à penetração crescente da geração distribuída e também do biogás, com potencial para aplicação em nichos específicos tais como o uso de biometano para uso veicular.

Também se faz necessário alertar que os números aqui apresentados referem-se ao consumo de energia nos chamados setores de consumo final, compreendendo apenas o uso de energia para o consumo próprio. Em empreendimentos que produzem energia (centrais geradoras de eletricidade, refinarias, destilarias de etanol, plataformas de produção de petróleo etc.), as projeções levam em conta apenas aquele destinado ao consumo de suas instalações.

3.1 PRINCIPAIS CONDICIONANTES

Diante das inúmeras incertezas que condicionam a evolução do consumo final de energia, o estudo identificou os seguintes aspectos-chave no horizonte até 2030:

- **A evolução demográfica** com um acréscimo de aproximadamente de 27 milhões de habitantes no período de 2010 a 2030.
- **O crescimento econômico de 3,3%** ao ano em média no período de 2014 a 2030, fazendo o PIB per capita aumentar em quase 50%.
- **O futuro padrão de mobilidade urbana**, aspecto que influenciará de forma profunda o padrão de consumo de energia e aspectos ambientais das cidades e o padrão de qualidade de vida da população em geral, a depender das configurações de transportes que se adotem, envolvendo, por exemplo, desincentivo ao uso de transporte individual motorizado, incentivo ao transporte público de qualidade, entre outros;

- A evolução do perfil da frota de veículos leves, com a predominância de veículos *flex fuel* na frota, mas com a perspectiva de aumento da competitividade dos veículos com propulsão elétrica ao longo do horizonte.
- A dinâmica do padrão de uso de máquinas, equipamentos dos consumidores brasileiros e a penetração de novas tecnologias, influenciadas pelo aumento de renda per capita média da população concomitante ao movimento de mobilidade social esperado, o que impulsiona uma crescente demanda por novos equipamentos nas residências brasileiras, por serviços de maior qualidade, entre outros. Em todos os setores, esses aspectos impactam o nível de consumo de energia, a forma como esse consumo ocorre e quais fontes são mais demandadas;

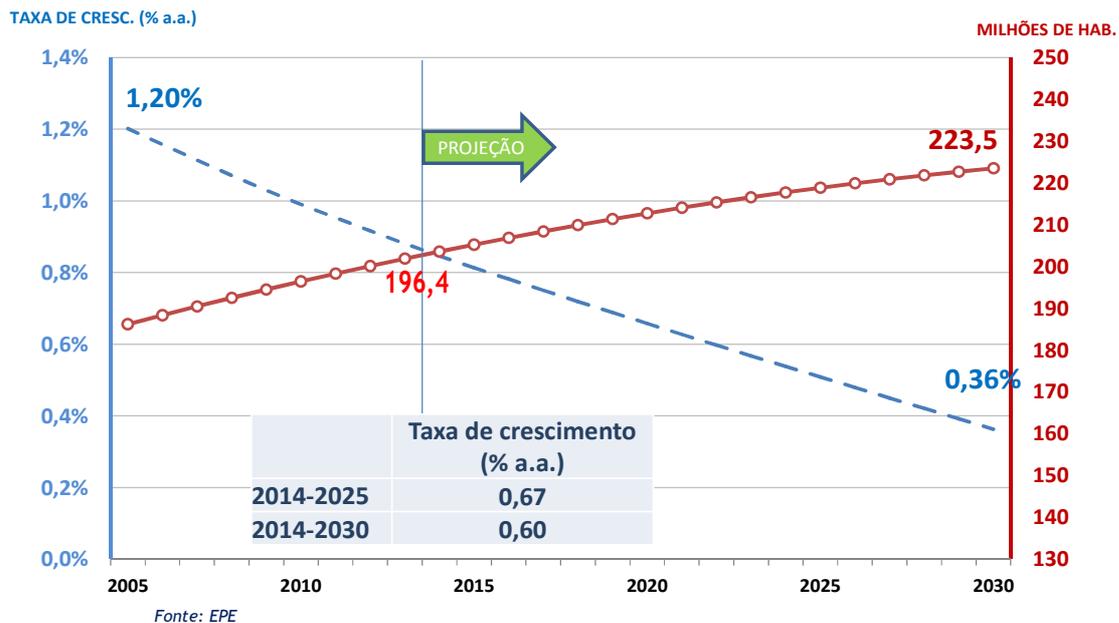
Cada aspecto-chave descrito é apresentado nos itens subsequentes. Maiores detalhes estão disponíveis na Nota Técnica Cenários Econômicos 2050¹.

3.1.1 EVOLUÇÃO DEMOGRÁFICA

O Brasil tem passado por uma grande mudança de seu perfil demográfico. Nos últimos anos, a taxa de crescimento populacional tem se reduzido significativamente, especialmente, em virtude da diminuição da taxa de fecundidade (IBGE, 2010).

A evolução esperada da população brasileira até o ano de 2030 é apresentada na Figura 16. Estima-se um acréscimo de aproximadamente de 27 milhões de habitantes no período de 2010 a 2030.

¹ Disponível no sítio da EPE em: http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx.



7

Figura 16 - Evolução da população e taxa de crescimento populacional

3.1.2 EVOLUÇÃO MACROECONÔMICA

No horizonte até 2030, considera-se um contexto em que o País tem relativo sucesso na administração de suas forças e fraquezas, isto é, o enfrentamento de seus principais obstáculos (embora alguns aspectos não se resolvam totalmente no horizonte estudado) permite ir destravando o potencial de crescimento da economia brasileira. Importante frisar que este exercício caracteriza-se como não tendencial, uma vez que considera medidas complementares àquelas que seriam adotadas na evolução natural dos setores da economia.

Para tanto, são necessários esforços tanto no ambiente produtivo quanto no chamado “fora da fábrica”, nos setores regulatório, tributário e de infraestrutura. Dentre as medidas do primeiro caso, merece destaque a significativa elevação da taxa de eficiência energética considerada, bem como o ganho de produtividade - em parte decorrente da universalização da educação de qualidade.

Para garantir a competitividade em toda a cadeia produtiva, sobretudo na industrial, foi considerado o reconhecido grande esforço para a redução de custos logísticos e tributários.

Por fim, em virtude das negociações internacionais acerca das questões ambientais globais, o presente exercício considera a mitigação das emissões de gases responsáveis pelo aquecimento global muito acima do que aconteceria na trajetória tendencial.

A projeção decenal das taxas médias de crescimento da economia é apresentada na Figura 17, assim como as médias históricas de crescimento, para fins de comparação. As premissas relativas às perspectivas demográficas e econômicas podem ser encontradas na Nota Técnica “Cenários Econômicos 2050”².

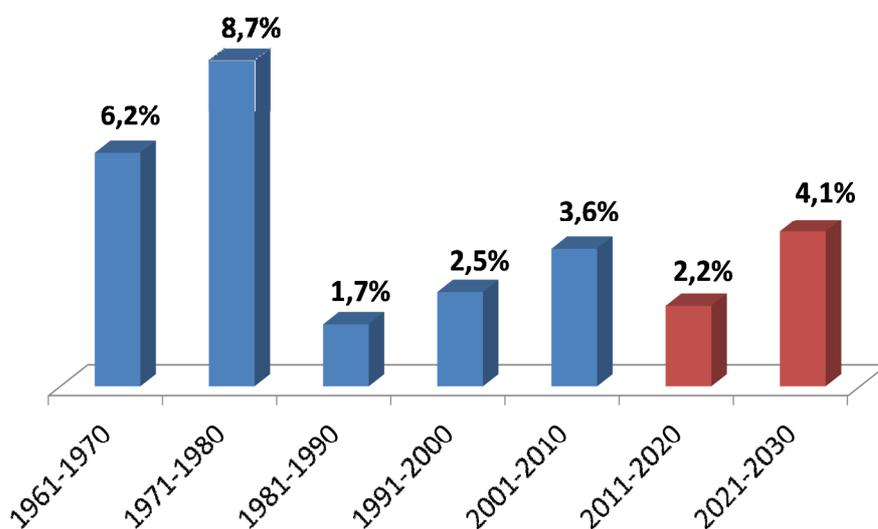


Figura 17 - Taxas médias de crescimento da economia

² Disponível no site da EPE em: http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx.

A partir da projeção para a população e da trajetória para o PIB brasileiro, temos na Figura 18 a evolução para a taxa de crescimento do PIB per capita, onde o Brasil atingirá o valor da renda per capita da população brasileira a colocará próximo aos patamares entre Argentina e Itália.

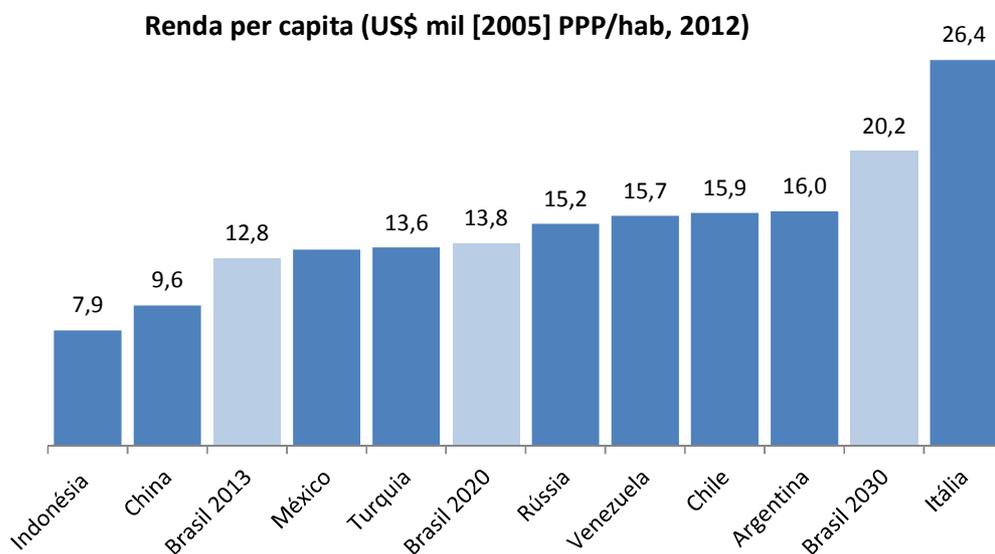


Figura 18 - Evolução projetada da renda per capita brasileira e comparação internacional
 Fonte: IEA, 2014: Key World Energy Statistics 2014 e EPE (2015).

Como resultado, a demanda de bens e serviços da economia também deverá apresentar evolução significativa ao longo do horizonte, o que, aliada a um esperado processo de melhor distribuição de renda, impulsionará a inclusão de um número expressivo de consumidores, ou seja, diversas famílias passarão a ter acesso a determinados bens que antes não possuíam.

3.1.3 MUDANÇAS DE POSSE E HÁBITOS DOS CONSUMIDORES

Mesmo considerando que os brasileiros tenham um padrão de consumo menos perdulário do que alguns países desenvolvidos, o ainda baixo consumo per capita de grande parte da população deve crescer no horizonte em função do aumento (e melhor distribuição) da renda disponível. Com isso, é esperado um aumento da posse de equipamentos, tais como ar condicionado, lâmpadas, televisão, máquina de lavar, entre outros.

A Tabela 7 mostra a evolução dos indicadores de posse para equipamentos selecionados no período.

Tabela 7 - Evolução da posse média de equipamentos selecionados

Equipamento	2014	2030
Ar condicionado	0,41	0,88
Geladeira	1,04	1,03
Lâmpada	8,20	9,12
Chuveiro	0,66	0,57
Televisão	1,70	2,25
Máquina de lavar	0,69	0,82
Freezer	0,18	0,14

Além destes, estima-se que haverá significativo aumento da posse de outros equipamentos eletroeletrônicos, que hoje representam 24,5% da eletricidade consumida, sendo estimado que responda por aproximadamente 37% em 2030. Em nível de comparação, nos EUA, em 2009 esses equipamentos já representavam 55% do consumo residencial.

Considera-se ainda a premissa de aumento da intensidade de uso dos equipamentos, tanto pelo aumento da disponibilidade de renda já mencionado, quanto pelo aumento do uso de tecnologias para entretenimento, da interconectividade de pessoas e equipamentos e por novos hábitos que se expandirão no horizonte, como o trabalho à distância.

No horizonte do estudo é esperada a introdução e expansão do “*smart grid*” no setor, possibilitando o uso de equipamentos eletrodomésticos inteligentes, que consomem energia fora do horário de pico, com tarifas diferenciadas. Esses equipamentos podem ser pré-programados para funcionar em horários alternativos, de acordo com o valor da tarifa. Essa tecnologia também possibilitará a expansão dos veículos elétricos, porém, neste caso, mesmo quando o abastecimento desse veículo ocorrer na residência, para fins de nosso estudo, o montante de eletricidade consumida nesse caso será contabilizado no setor transportes, uma vez que a metodologia aqui utilizada segue a classificação adotada no Balanço Energético Nacional.

3.1.4 PAPEL DAS AÇÕES DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

A atuação do consumidor final como agente ativo no mercado energético inclui tanto ações de resposta da demanda, como por exemplo, ações de eficiência energética, gerenciamento de carga quanto pelo lado da oferta, gerando sua própria energia. Em ambas as situações, o resultado é a redução da necessidade de expansão da oferta centralizada de energia no País.

A Figura 19 ilustra de forma esquemática esse impacto para a geração elétrica, onde se pode observar que sem a contribuição da parcela de eficiência energética e geração própria de energia (geração distribuída e autoprodução), a parcela a ser atendida pela geração centralizada de energia elétrica seria bem maior.

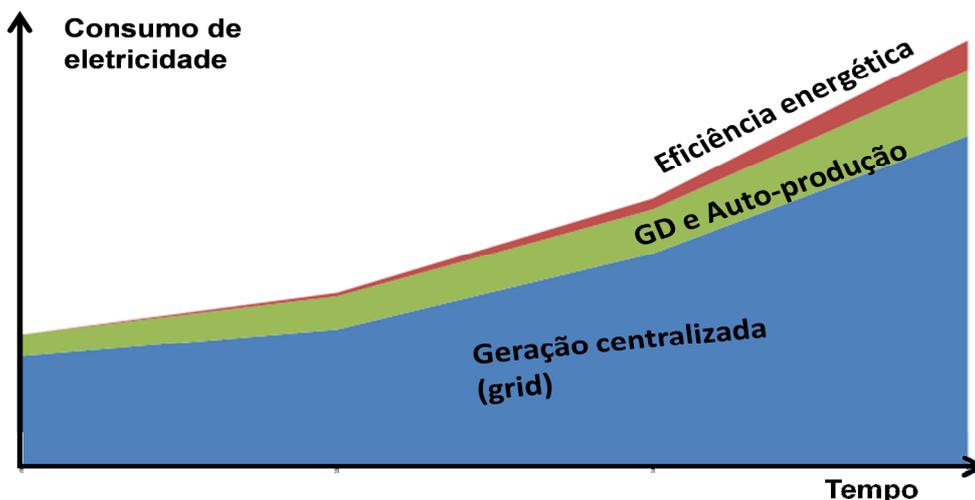


Figura 19 - Demanda de eletricidade e fontes de atendimento à demanda de energia

Outra parcela com contribuição relevante até o horizonte de 2030 refere-se aos ganhos de eficiência energética, que compõe uma das medidas da iNDC brasileira, assumindo que se alcancem 10% de ganhos de eficiência no uso de energia elétrica em 2030 (Figura 20), o que equivale a evitar a expansão equivalente a duas usinas hidrelétricas do porte de Itaipu. Viabilizar a contribuição desses ganhos nesse horizonte por certo exigirá políticas públicas e incentivos para que esse mercado de eficiência energética se realize.

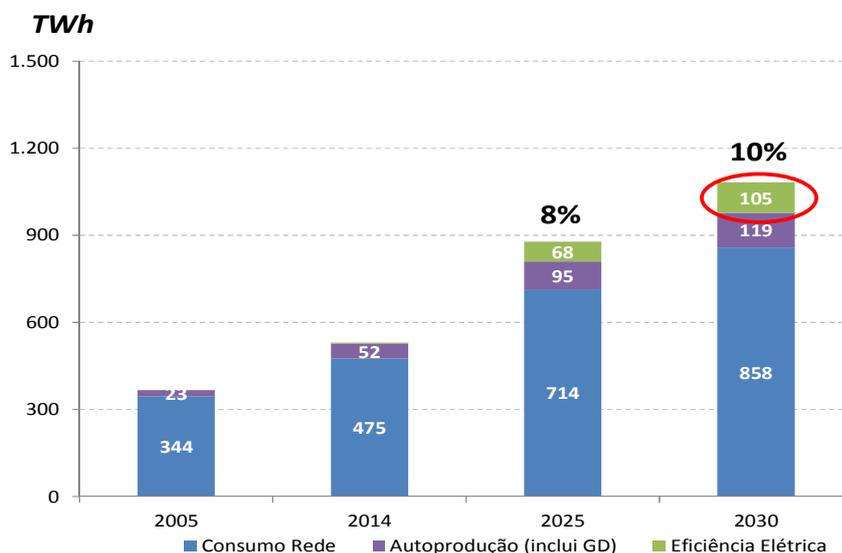


Figura 20 - Evolução dos ganhos de eficiência elétrica

Nota: Considera o consumo de eletricidade do SIN, sistemas isolados e autoprodução. Perdas não são consideradas no cálculo de eficiência

A contribuição da eficiência energética para redução da demanda de energia neste estudo é concretizada pela penetração de tecnologias mais eficientes em todos os setores, pela alteração, ainda que gradual, de padrões de consumo e também através de mudanças

estruturais que resultem em configurações menos intensivas em energia (nesse caso, pode-se citar a transformação da estrutura modal de transporte de carga).

Reconhece-se que a concretização dessa contribuição é resultado da ação de duas dinâmicas distintas para penetração desses ganhos de eficiência energética:

- A primeira delas envolve o movimento tendencial do consumidor final de energia, motivado tanto pelo ambiente regulatório existente quanto por decisões individuais não diretamente relacionadas a esse ambiente. Nesse caso, incluem-se decisões de troca de equipamentos ao final da vida útil, efeitos de políticas, programas e ações de conservação vigentes no País, sendo correto associar-se esse movimento a uma trajetória “business-as-usual”.
- A segunda dinâmica de viabilização desses ganhos de eficiência energética necessita da instituição de programas e ações adicionais (ou seja, não vigentes ainda) orientados para promoção da eficiência energética. Esta parcela relaciona-se, pois, fundamentalmente, à ação de políticas públicas relacionadas ao tema. Ao longo do horizonte deste estudo, tipologias de mecanismos de incentivo à eficiência energética a serem desenvolvidos são apresentados na Tabela 8).

Tabela 8 - Mecanismos considerados para viabilizar ganhos de eficiência energética

Mecanismo	Principais setores-alvo
Etiquetagem de equipamentos	Todos os setores
Programas setoriais de conservação de energia	Indústria e comércio/serviços
Índices mínimos de consumo energético	Todos os setores
Etiquetagem de Edificações eficientes	Comercial, público e residencial
Programas de Eficiência Energética no Setor Público Sustentável no Setor Público	Setor público
Incentivo à penetração de redes elétricas inteligentes (REI)	Todos os setores

Como resultado do efeito simultâneo das duas dinâmicas de ganho de eficiência energética, em 2030 a eficiência energética contribui para reduzir a demanda energética total (considerando todas as fontes de energia) em cerca de 9% e, especificamente para a eletricidade, em aproximadamente 10%.

Especificamente no que tange aos ganhos de eficiência energética no consumo de eletricidade, traduzidos no compromisso brasileiro sob a forma de iNDC, os ganhos totais são de aproximadamente 105 TWh, em 2030, o que equivale evitar a instalação de cerca de 25.500 MW hidrelétricos. Setores como a indústria, residências e comércio, são os que mais contribuem para esses ganhos, como pode ser observado na Figura 21.

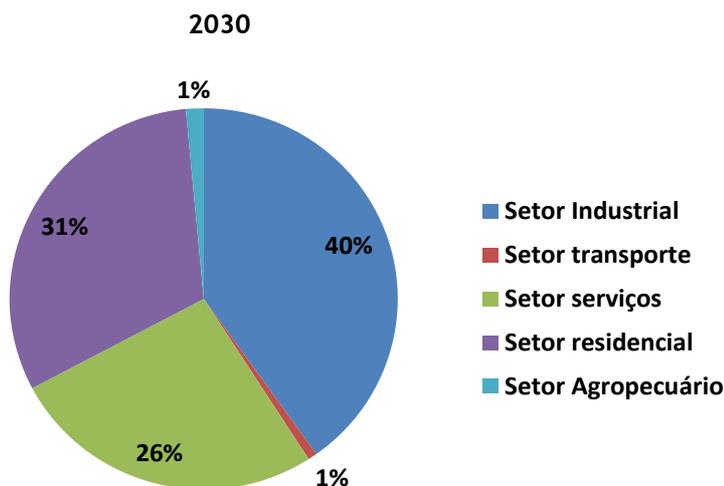


Figura 21- Ganhos de eficiência elétrica por setor

No caso da indústria brasileira, o consumo específico de eletricidade apresenta queda progressiva (Tabela 9), exceção feita à indústria de ferro-ligas, cujo consumo específico resulta de dois efeitos antagônicos entre si: os ganhos de eficiência na produção de ligas específicas e o crescimento da produção de ligas com maior consumo específico em comparação com as demais, sendo que esse último efeito prepondera, resultado em uma evolução setorial de 0,2% de crescimento do consumo específico até 2030.

Tabela 9 - Grandes consumidores industriais: consumo específico de eletricidade

Segmento	2013	2030
	kWh por tonelada produzida	
Alumínio Primário	14.826	13.326
Alumina	299	268
Bauxita	13	12
Aço Bruto	507	443
Pelotização	49	47
Soda-Cloro	2.727	2.657
Petroquímica (eteno)	1.573	1.486
Celulose	980	902
PAR	2.189	2.060
Papel	791	791
Ferroligas	8.471	9.180
Cobre	1.545	1.427
Cimento	112	101

Nas residências brasileiras, admite-se que o aumento progressivo da eficiência média do estoque de equipamentos pelo movimento de reposição destes dispositivos ao final da sua vida útil por outros com maior eficiência, Devido a possíveis mudanças tecnológicas nesse

horizonte, este estudo abordou agrupamentos de equipamentos em tipologias de serviço energético provido aos consumidores residenciais, cujas premissas de evolução dos ganhos de eficiência energética são apresentadas na Tabela 10, resultando em ganhos totais conforme a Tabela 11.

Tabela 10 - Evolução dos ganhos de eficiência por serviços energéticos

Serviço energético	Aumento anual de eficiência (%)	Fundamentação específica
Climatização	0,90	Aumento significativo de posse e uso, com redução da potência média por classe de consumo.
Entretenimento	1,10	Aumento da posse e uso.
Cocção	0,01	Aumento da potência média devido à introdução de fogões elétricos, aumento da posse e do uso.
Aquecimento de água	0,15	Queda no número de habitantes por domicílio.
Refrigeração	0,08	Queda no número de freezers e aumento significativo da posse de geladeiras do tipo “duplex” e “side by side”.
Iluminação	0,16	Substituição das lâmpadas incandescentes por fluorescentes e LEDs, aumento do número médio de lâmpadas por domicílio.
Outros serviços do lar	0,30	Aumento significativo de posse e uso.

*Exceto lâmpadas e condicionadores de ar

Tabela 11 - Ganhos de eficiência estimados no setor residencial

Serviço energético	2030
Climatização	15,7%
Entretenimento	18,2%
Cocção	0,2%
Aquecimento de água	2,6%
Refrigeração	1,4%
Outros serviços do lar	5,1%
Iluminação	2,7%

Notas: (1) Computados a partir do ano base de 2013 e expressos como percentual de redução do consumo em cada ano;
 (2) Os valores apresentados levam em conta o aumento da qualidade do serviço prestado nos segmentos.

Embora com menor contribuição para os ganhos de eficiência elétrica em termos absolutos, o setor de transportes tem papel importante na redução da demanda por combustíveis, principais responsáveis pela emissão de gases de efeito estufa no setor energético brasileiro.

Entre as principais premissas adotadas na estimativa de ganhos de eficiência energética no setor de transportes, destacam-se:

- Incremento de 1% a.a. no rendimento médio nos motores a diesel utilizados em caminhões e ônibus;
- Crescimento médio de 1% a.a. na eficiência média para os veículos leves novos;
- Penetração de veículos elétricos (híbridos e puramente elétricos) iniciando mais fortemente a partir da segunda metade da década de 2020;
- Ganhos de 1% a.a. nos modais aeroviário e aquaviário.

Finalmente, cabe destacar a expansão considerada para o aproveitamento de energia solar térmica para aquecimento de água, em especial no setor residencial brasileiro, o que contribui para reduzir as emissões de GEE.

Na Figura 22 é apresentada a penetração estimada de sistemas de aquecimento solar (SAS) nas residências brasileiras, contribuindo para deslocar o uso da eletricidade para esse uso nesses consumidores.

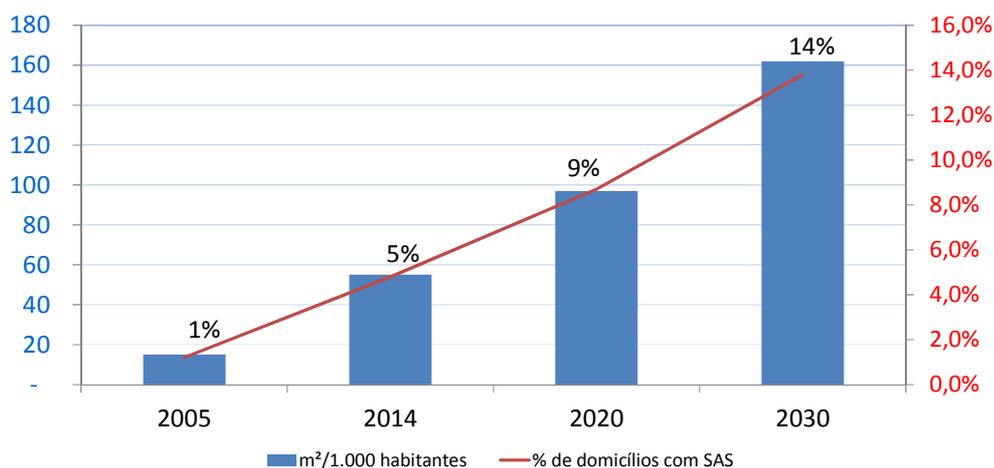


Figura 22 - Indicadores sistema de aquecimento solar de água

Assim, a participação da energia solar no aquecimento de água para banho no setor residencial aumenta de 6% para 17% entre 2014 e 2030 (Figura 23).

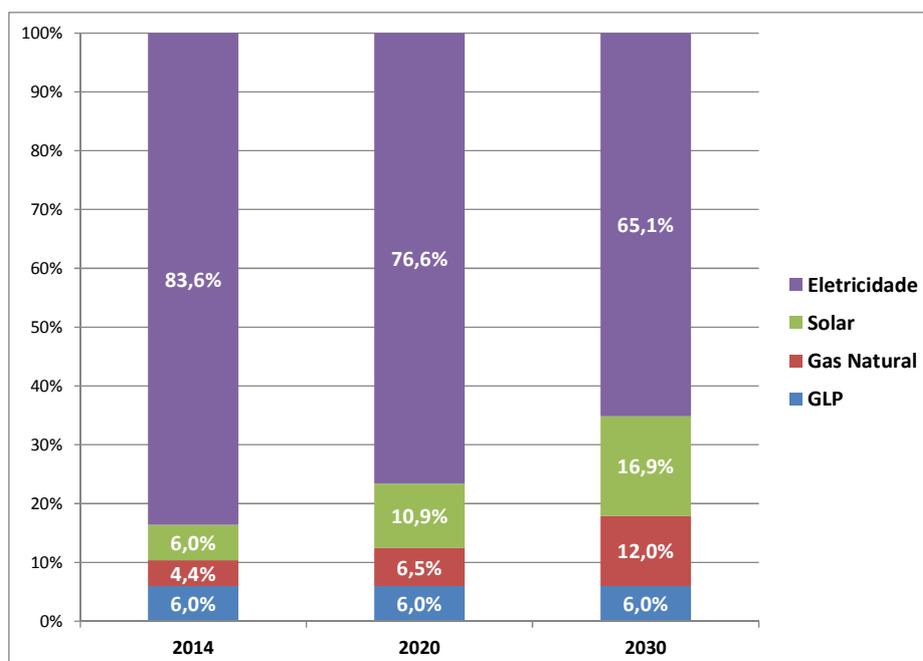


Figura 23 - Participação das fontes no aquecimento de água para banho nos domicílios

3.1.5 EVOLUÇÃO DO PERFIL DA FROTA DE VEÍCULOS LEVES

No Brasil, assim como em outros países emergentes, há o desafio de se evitar o aumento da mobilidade de passageiros demasiadamente centrado no uso do automóvel, tendo em vista um aumento populacional esperado da ordem de 20 milhões de habitantes entre 2014-2030 e crescimento da renda per capita para cerca de US\$ 24 mil/habitante no mesmo período.

Observa-se que na primeira década do milênio, houve um acentuado crescimento das vendas de veículos leves (automóveis e comerciais leves) no Brasil, como resultado da melhoria do nível de renda da população, condições favoráveis de crédito e incentivos fiscais, entre outros.

No longo prazo, a evolução projetada das vendas de veículos leves considera como premissa a taxa de motorização da população e as projeções de renda per capita. O fato de que a taxa de motorização (habitantes por veículo) no Brasil, que foi igual a 5,3 em 2012, ser bastante inferior àquelas observadas em países desenvolvidos (ANFAVEA, 2014) aliado a uma perspectiva de crescimento de renda per capita sugere a existência de espaço para aumentar este indicador no longo prazo no Brasil, mesmo considerando um investimento importante em transportes coletivos. Dessa forma, as vendas de veículos leves, que em 2005 somavam 1,6 milhão de unidades, alcançam 6,3 milhões de unidades em 2030.

Como resultado, a frota de veículos leves atinge 70 milhões de unidades, o que significa taxa de motorização de 3,2 em 2030. A projeção da frota de veículos leves pode ser observada na Figura 24.

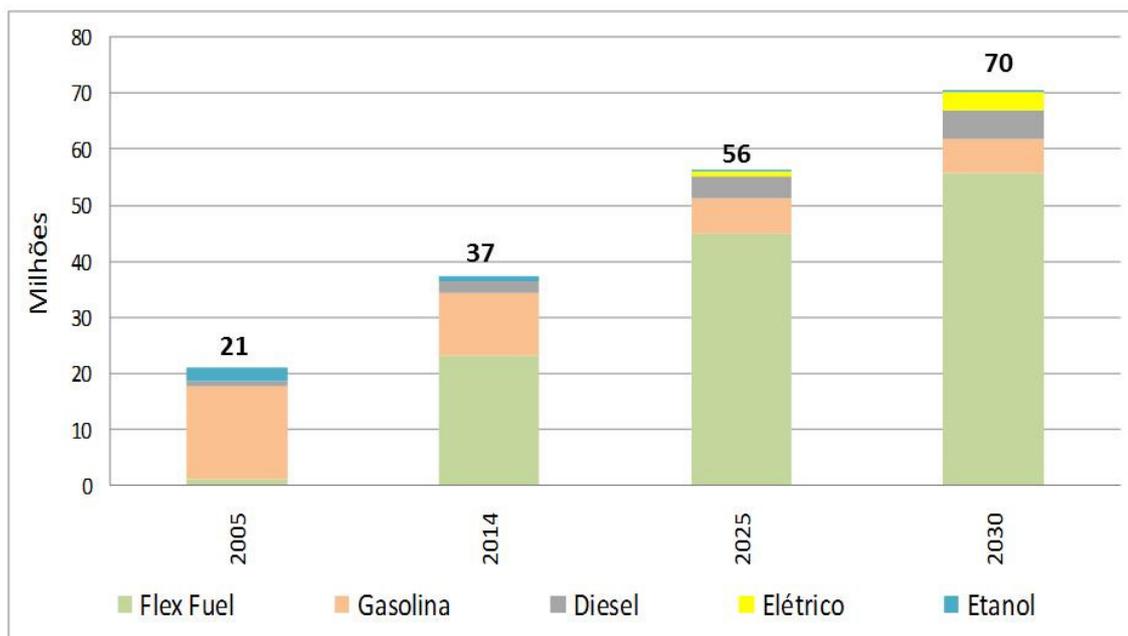


Figura 24 - Brasil: Evolução da frota de veículos leves por tecnologia

Nota: Veículos a gasolina incluem aqueles exclusivamente movidos a etanol (E100); Veículos elétricos englobam híbridos, híbrido plug-in e elétrico puro

A tecnologia do veículo *flex fuel*, atualmente presente em grande parte dos veículos novos vendidos no Brasil, aumenta sua participação de 5,6% para 79,5% entre 2005 e 2030,

principalmente devido à perda de mercado dos veículos dedicados à gasolina. Esta tecnologia, que representava 78,5% da frota em 2005, passa a ter participação de apenas 8,6% da frota em 2030.

Os veículos com propulsão elétrica (híbridos, *plug in* e elétricos puros) passam a ter maior participação na frota à medida que ganham competitividade em relação aos modelos à combustão interna, em grande parte devido ao desenvolvimento tecnológico e a ganhos de escala que possibilitam a redução dos preços das baterias utilizadas nestes veículos.

Dentre as tecnologias de propulsão elétrica, os veículos híbridos sem recarga externa são preponderantes ao longo do período considerado, tendo em vista o fato de não necessitarem de infraestrutura de recarga e representarem uma transição em relação ao veículo elétrico puro. Os veículos elétricos puros representam transformações industriais e econômicas paradigmáticas no setor de transportes e requerem alterações significativas em cadeias industriais, nichos de mercado, estratégias corporativas e mudanças legislativas e comportamentais que variam por país.

Estima-se que a penetração de veículos híbridos deve ocorrer de iniciar-se no quinquênio 2015-2020, acelerando-se as vendas a partir da primeira metade da década de 2020, atingindo participação nas vendas em torno de 3,7% em 2030. No tocante aos veículos com propulsão predominantemente elétrica (veículos híbridos *plug-in* e veículos exclusivos a bateria), sua penetração inicia-se a partir da segunda metade da década de 2020, atingindo 0,8% de participação nas vendas totais de veículos leves ou, equivalentemente, cerca de 500 mil unidades.

Como resultado, a participação dos veículos com propulsão elétrica na frota de veículos leves somam 1,7% em 2025 e 4,5% em 2030 como pode ser observado na Figura 25.

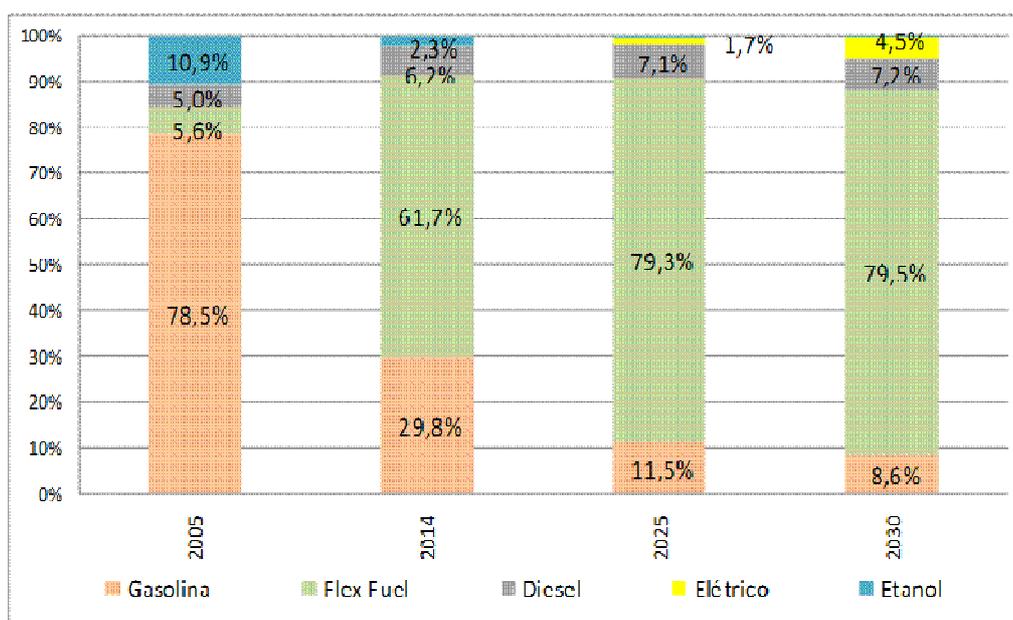


Figura 25 - Brasil: Evolução da frota de veículos leves por tecnologia

Ressalta-se que, no caso brasileiro, a penetração de veículos elétricos puros nas vendas de veículos leves pela justificativa de dependência fóssil e de mitigação de gases de efeito estufa (GEE) é menos relevante do que em países desenvolvidos, por exemplo, por conta da ampla participação de fontes renováveis em sua matriz energética, da expressiva participação nas vendas totais de veículos nacionais bicompostíveis, que utilizam (em qualquer proporção) etanol e gasolina, e do menor custo mundial de produção de etanol a partir da cana de açúcar.

3.1.6 EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA MODAL DE TRANSPORTE DE CARGAS

No transporte de cargas, a expansão da renda e da população brasileira e mundial repercute no aumento do fluxo de mercadorias e, conseqüentemente na atividade do setor, que cresce de 1,3 trilhão de t-km em 2014 para 2,7 trilhões de t-km em 2030, crescimento anual médio de 4,7%.

A redução dos gargalos de infraestrutura e a efetivação de investimentos que privilegiem modais de transporte mais eficientes, como o hidroviário e o ferroviário são desafios que terão impactos tanto na produtividade e na competitividade da economia como para o consumo energético do setor.

Nesse contexto, assume-se que os programas voltados para o setor de logística e as políticas de concessões obterão êxito na melhoria da eficiência do setor transportes, permitindo uma ampliação na participação de modais de transporte menos energointensivos, sobretudo no que tange ao transporte de cargas. Na Figura 26, pode-se visualizar a evolução da atividade de cargas por modal.

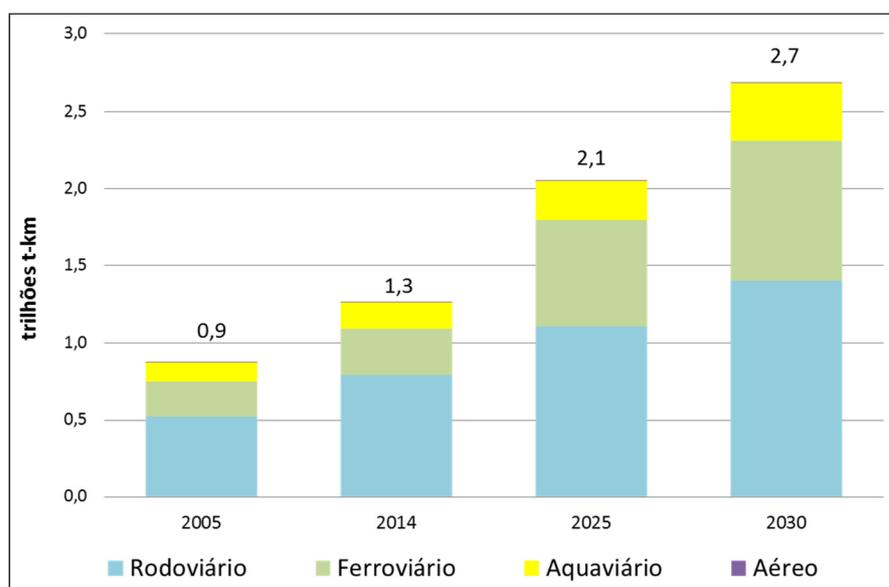


Figura 26 - Evolução da atividade de carga por modal

Dentre os programas governamentais em execução, destaca-se, para o transporte de cargas, o Programa de Investimentos em Logística (PIL) que prevê uma série ações para desenvolver e

integrar os modais de transporte e totaliza mais de R\$ 200 bilhões de investimentos ao longo de 35 anos, sendo a maior parte desse montante concentrada nos primeiros cinco anos.

Apesar dos recentes avanços nos investimentos em logística, ainda há carência de alguns projetos e, principalmente, subsistem certas deficiências na capacidade de execução das obras programadas. Dessa forma, considera-se que a entrada dos projetos previstos pelo governo federal ocorra com ajustes em sua velocidade de implementação.

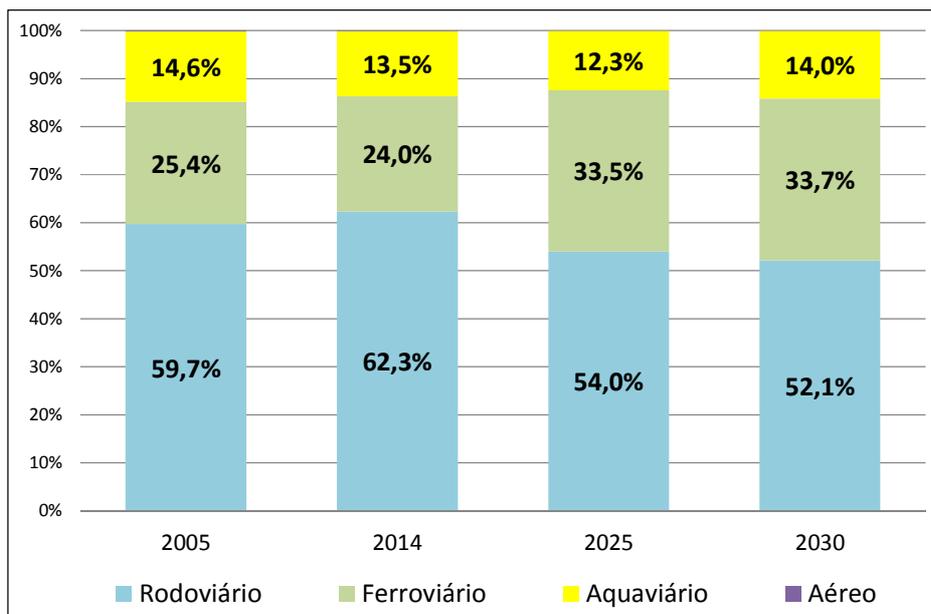
No modal rodoviário, as vendas de caminhões devem crescer a uma taxa média anual de 4,1% entre 2014 e 2030. Maiores taxas de crescimento são esperadas até 2025 em função dos atrasos na implementação de algumas obras ferroviárias e da necessidade de atender ao aumento da movimentação de cargas.

À medida que os projetos ferroviários e aquaviários entram em operação, a necessidade de aumento das vendas de caminhões tende a diminuir. Assim, após 2025, espera-se que as vendas de caminhões passem a crescer a uma taxa média em torno de 1,5% ao ano até 2030. Com esta expectativa de vendas, a frota circulante de caminhões crescerá de 1,9 milhões de veículos em 2013 para 3,8 milhões em 2030.

O modal aquaviário, que abrange cabotagem e navegação interior, aumenta sua importância nas próximas décadas. A cabotagem nos portos brasileiros se expande, principalmente em função da localização das novas refinarias (cabotagem do petróleo dos campos de produção para as refinarias e dos derivados produzidos para os principais mercados) e da logística associada às atividades de exploração e produção de petróleo. Dessa forma, a atividade de cabotagem e navegação interior aumenta em 5,1% ao ano, de 2014 a 2030.

Mesmo com o forte crescimento do transporte aéreo de cargas (3,4% a.a. entre 2014 a 2030), sua participação na matriz de transportes, mensurada em tonelada-quilômetro, continua extremamente reduzida, uma vez que o transporte aéreo de cargas é mais caro e é utilizado principalmente para o transporte de produtos com baixo peso e volume e com maior valor agregado.

Diante da perspectiva de melhoria da diversificação dos modais de transporte de carga, estima-se que a participação do modal rodoviário diminua de 62,3% para 52,1%, entre 2014 e 2030 devido, principalmente, ao grande aumento da movimentação de cargas pelo modal ferroviário, cuja participação aumenta de 24% para 33,7% no mesmo período (Figura 27).



Nota: Devido à pequena participação do modal aéreo no transporte de carga, a mesma não aparece visível no gráfico acima

Figura 27 - Distribuição relativa da atividade de carga por modal

A demanda energética dos modais ferroviário e aquaviário é estabelecida a partir das projeções de atividade e de intensidade energética (relação da energia demandada sobre atividade). Considera-se que o transporte ferroviário de cargas continuará utilizando exclusivamente óleo diesel e terá ganhos de eficiência em torno de 1% ao ano.

O transporte aquaviário de cargas consome *bunker*, que é composto de diesel marítimo e óleo combustível. Apesar do crescente viés ambiental, traduzido em especificações mais rigorosas também para o *bunker*, considera-se que o percentual do diesel na composição do *bunker* permanecerá constante. No modal aquaviário, também é considerado um ganho de eficiência em torno de 1% ao ano.

Para o modal rodoviário, que concentra a maior demanda de diesel do transporte, foi estabelecida uma abordagem metodológica do tipo *bottom up*. Em linhas gerais, são projetadas variáveis-chaves, tais como a frota de caminhões, o consumo específico (l/km), a quilometragem média anual e o fator médio de ocupação.

No caso da projeção de frota, foi utilizada uma curva de sucateamento, que teve como premissa básica uma vida útil média de 30 anos para os caminhões. As projeções de vendas foram estabelecidas em consonância com as expectativas para o transporte rodoviário de cargas, consideradas as taxas históricas de crescimento e a perspectiva de atendimento da demanda por outros modais de transporte. Os caminhões permanecerão com o uso predominante do diesel em motorização a combustão interna, devido à dificuldade para uma mudança tecnológica em função de seu perfil de uso (i.e, distâncias e cargas maiores). Considerou-se um incremento 1,0% ao ano no rendimento médio dos veículos novos.

Tabela 12 - Evolução de parâmetros do setor de transportes

Parâmetro	2005	2014	2025	2030
Frota de caminhões (unidades)	1.263.832	1.980.739	2.999.464	3.765.868
Consumo específico (l/km)	0,236	0,240	0,189	0,177
Quilometragem média anual por veículo	80.811	79.039	72.719	72.455
Utilização (meses por ano)	8,00	7,95	7,35	7,35
Distância percorrida sem carga	25%	25%	25%	25%
Tonelada média transportada	6,7	6,71	6,78	6,85

3.2 RESULTADOS CONSOLIDADOS

O processo de estimativa do consumo final de energia tem os cenários econômicos de longo prazo como um de seus principais insumos de informação. A partir da elaboração de cenários setoriais da atividade agropecuária, serviços e indústria, além das demandas de infraestrutura e mobilidade, modelos setoriais específicos permitem estimar a evolução da demanda por fonte e por setor, em nível nacional. As perspectivas de autoprodução de eletricidade também são parte importante do processo, que apontará os requisitos de demanda de energia que o sistema energético brasileiro deverá atender no longo prazo.

Nesse sentido, os resultados serão apresentados em dois cortes: (i) por setor de consumo; (ii) por fontes/agregados de fontes selecionadas, dependendo do caso. Para permitir o tratamento das incertezas e de parâmetros específicos de cada setor, a metodologia utiliza modelagem específica para cada setor da economia. A análise setorial empreendida, por sua vez, gera resultados por fonte energética que são agregados para compor o consumo total de energia, incluindo uso energético e não energéticos. A visão geral da metodologia pode ser vista na Figura 28.

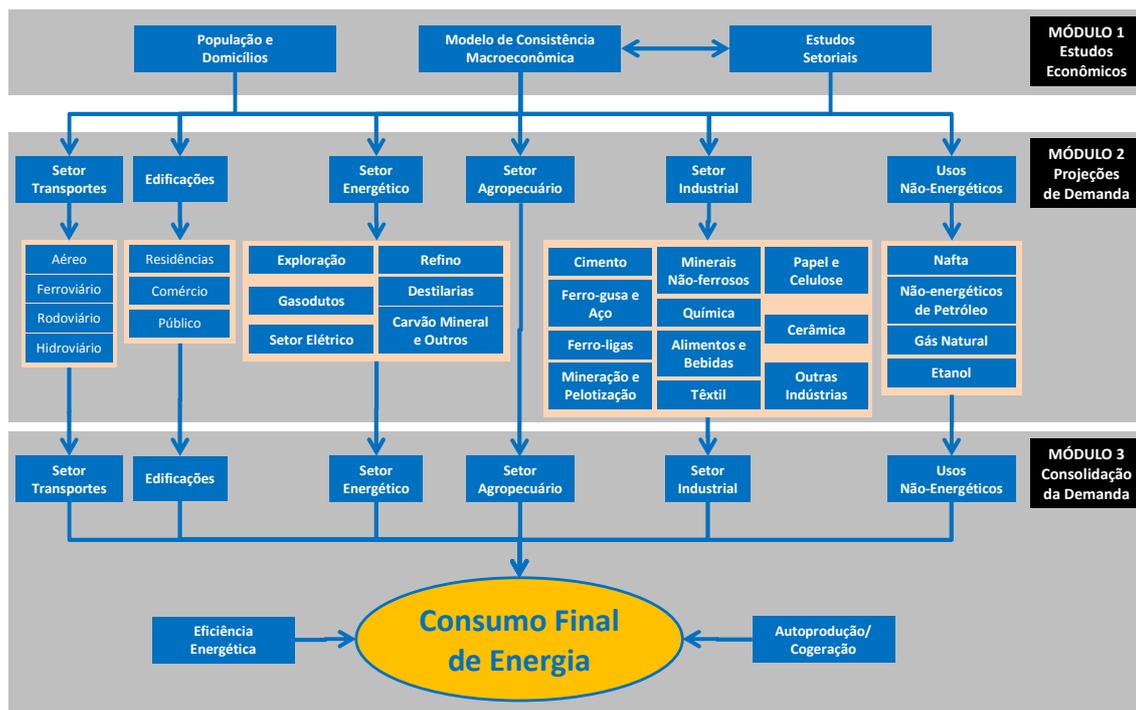


Figura 28 - Metodologia de elaboração da projeção do consumo final de energia

No período 2013-2030, estima-se que a demanda brasileira total de energia aumente cerca de 60% (Figura 29) quando comparada com o ano base, com destaque para o avanço do gás natural e da eletricidade, bem como o recuo dos derivados de petróleo (Figura 30). Como resultado do avanço dessas fontes, as emissões de GEE devido ao consumo de energia no uso final crescem a ritmo menor do que aquele observado devido ao consumo de combustíveis.

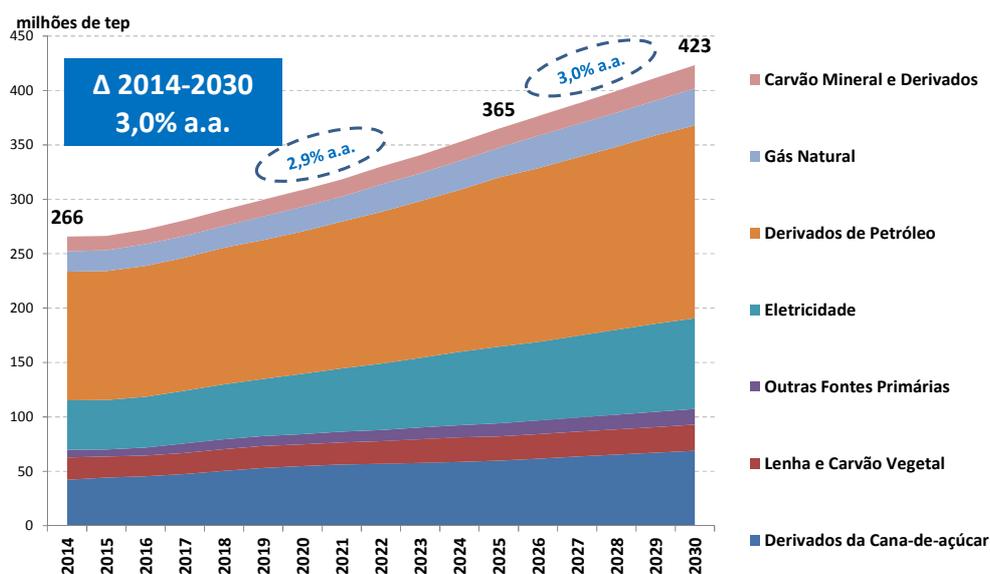


Figura 29 - Evolução do consumo final de energia por fonte

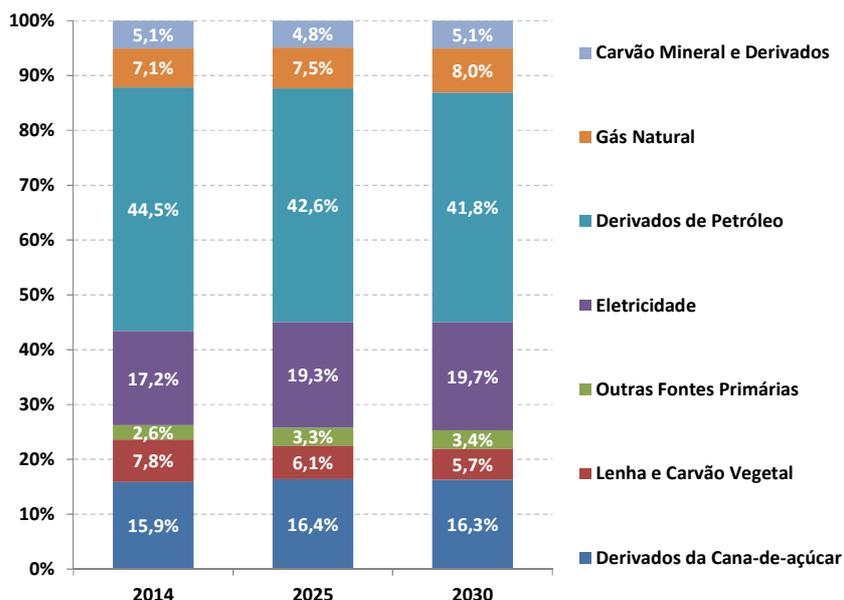
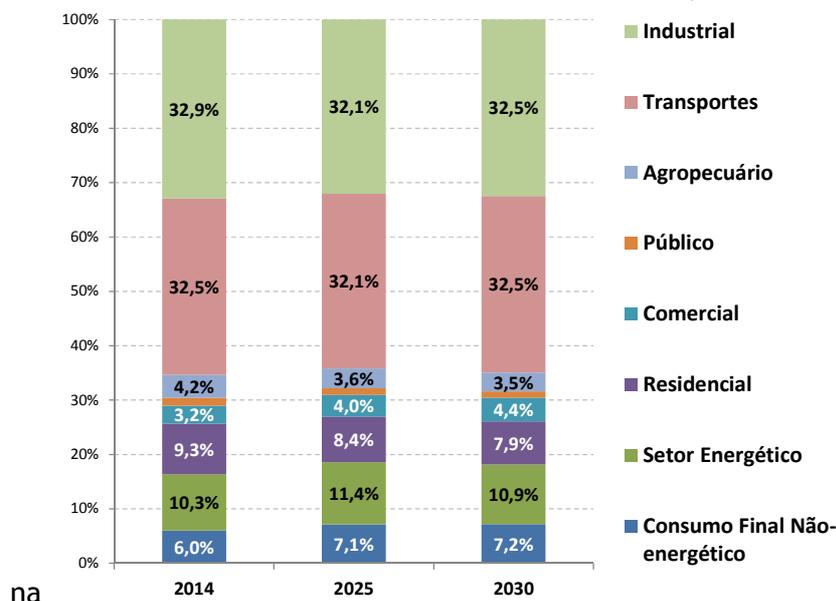


Figura 30 - Evolução da participação por fonte no consumo final de energia

Tais resultados advêm da crescente penetração do gás natural na matriz energética brasileira, deslocando o consumo de derivados de petróleo na indústria e residências (óleo combustível e GLP, principalmente). A queda da participação de derivados de petróleo na matriz também se deve à penetração de biocombustíveis no setor de transportes, em especial, o etanol em veículos de transporte individual.

A lenha também apresenta queda, seja pela menor taxa de expansão da siderurgia a carvão vegetal comparativamente à produção baseada a partir do coque de carvão mineral, seja pela menor participação no setor residencial brasileiro, onde há maior substituição por GLP e gás natural.

Em termos dos setores de uso da energia, a evolução até 2030 é apresentada na Figura 31 e



na

Figura 32, por sua vez, podendo-se destacar os seguintes movimento que contribuem para que as emissões de GEE cresçam a taxas menores do que aquelas para o consumo de energia:

- Aumento da participação do setor comercial, caracteristicamente de menor intensidade energética e, por conseguinte, também de emissões de GEE comparativamente a outros setores como a indústria e transportes, por exemplo;
- Estabilização da participação do setor de transportes, em termos de participação, conjugada à penetração do etanol nos veículos *flex fuel* e à entrada de veículos híbridos e elétricos a bateria como solução de transporte individual. Além disso, também a transformação da estrutura modal de transporte de cargas, privilegiando os modais ferroviário e aquaviário (mais eficientes energeticamente) também contribui para reduzir as emissões de GEE devido ao setor de transportes;
- No setor residencial, além da perda de participação no consumo total, vetores tais como a entrada de aquecimento solar térmico e a substituição de gás natural em substituição ao GLP contribuem para reduzir a contribuição desse setor em termos de emissões de GEE;
- Na indústria, a perda de participação conjugada ao deslocamento do óleo combustível em detrimento do gás natural e o leve aumento da participação da eletricidade (Figura 34).

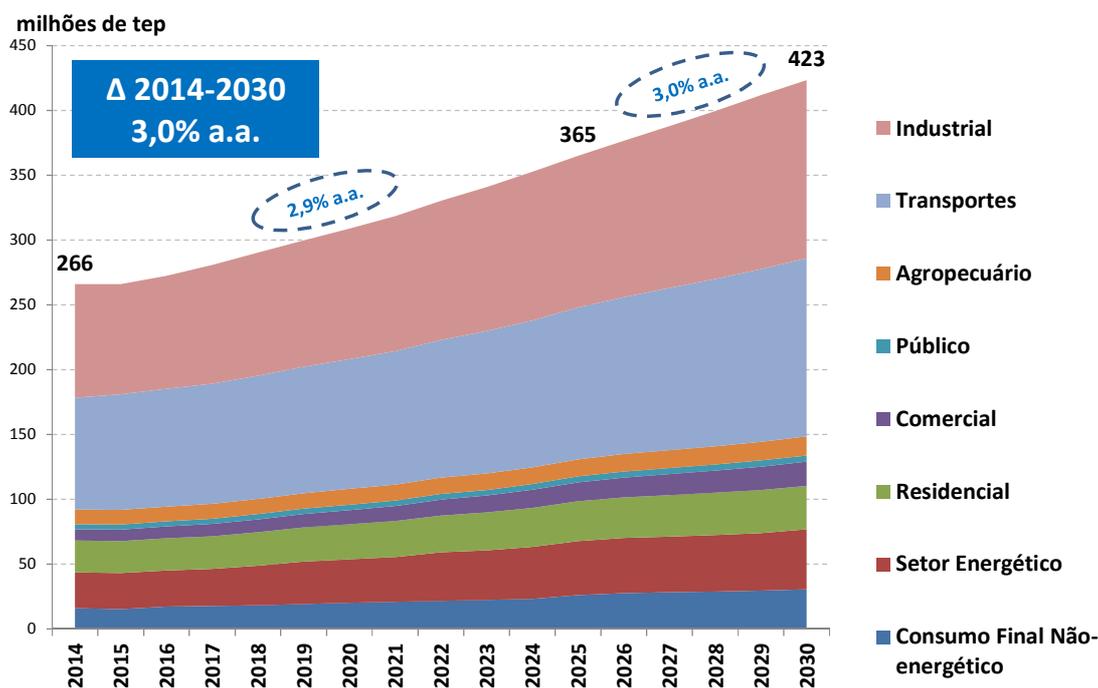


Figura 31 - Evolução do consumo final de energia por setor

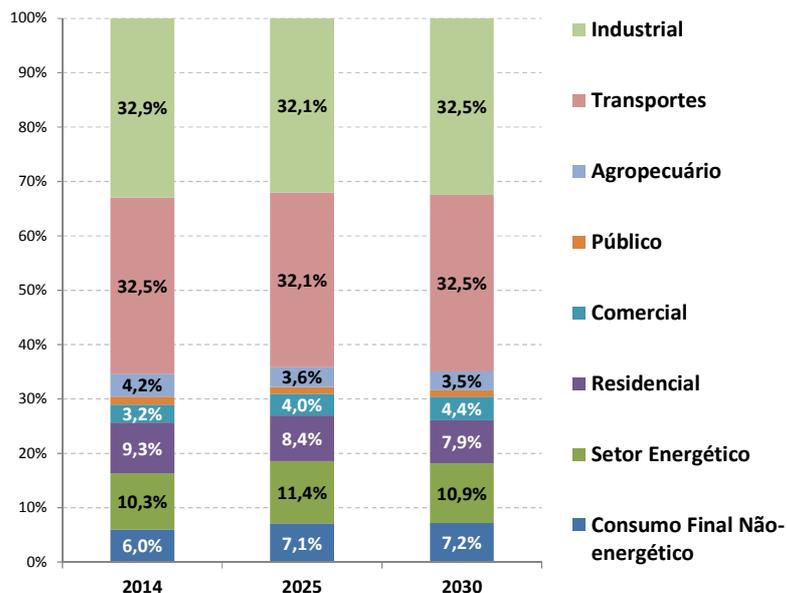


Figura 32 - Evolução da participação setorial no consumo final de energia até 2030

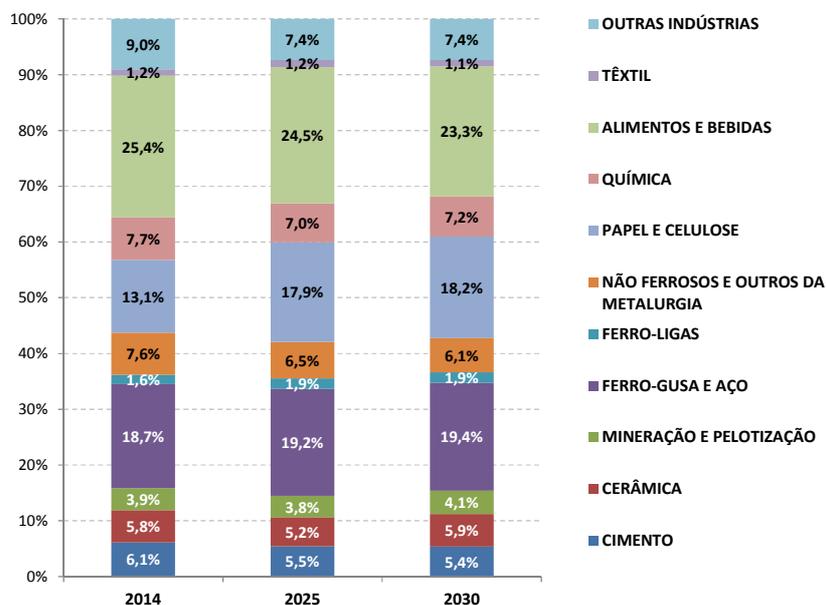


Figura 33 - Indústria: consumo final de energia por segmento

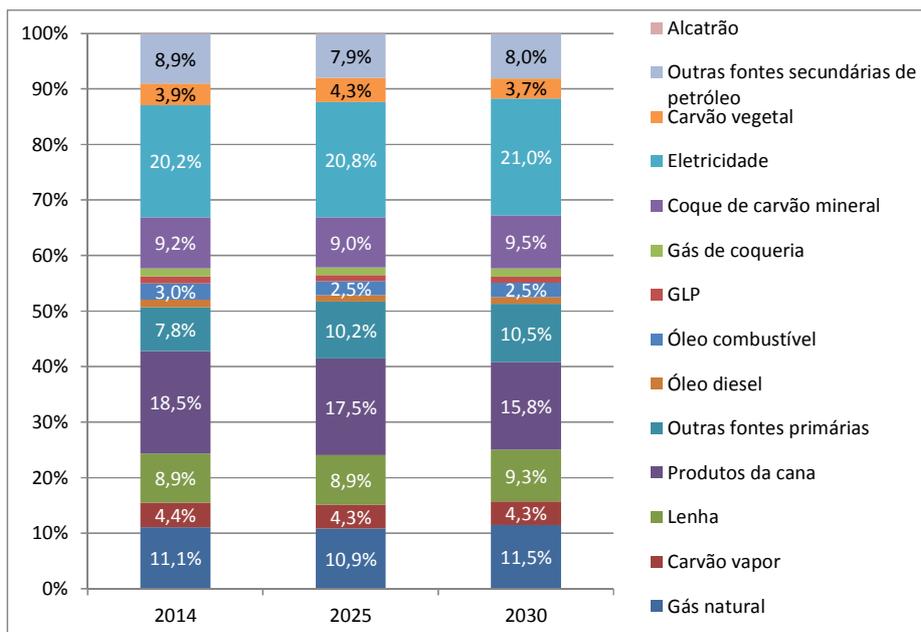


Figura 34 - Indústria: consumo final de energia por fonte

Em termos de indicadores agregados relacionados à demanda de energia, os resultados obtidos levam a uma trajetória decrescente da elasticidade-PIB do consumo final de energia ao longo do tempo (Figura 35).

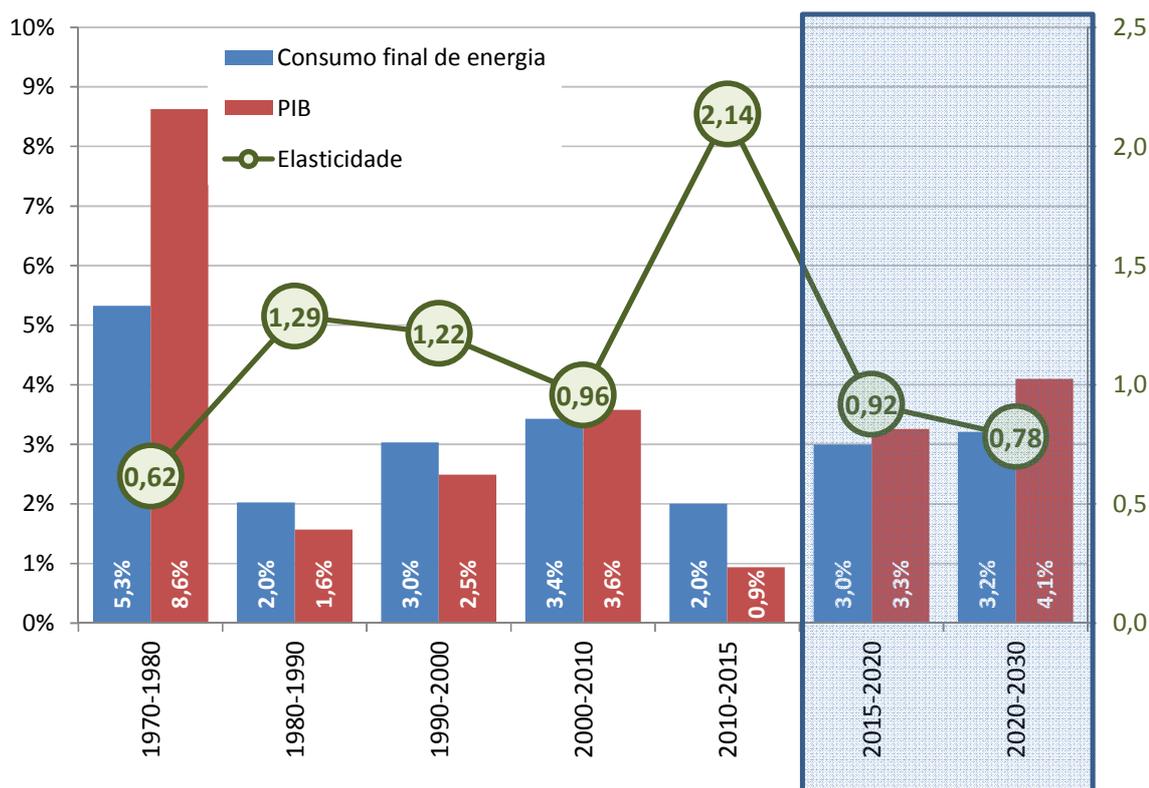


Figura 35 - Evolução da elasticidade-PIB do consumo final de energia

No período decenal se observa o pico máximo para este indicador, dado ser nesse período que se concentram parte significativa de expansões de atividade industrial, refinarias de petróleo e de produção de petróleo e gás natural, comparativamente a outras décadas adiante. Após esse período decenal, os efeitos de investimentos e políticas, que permitem aumentar a eficiência energética da economia, começam a ter efetividade, devido à maturação dos projetos do Plano Nacional de Logística e Transporte (PNLT), de políticas de eficiência energética e penetração de novas tecnologias automotivas, tais como os veículos elétricos e híbridos.

3.3 CONSUMO DE ENERGIA POR FONTE

3.3.1 ELETRICIDADE

O crescimento esperado do mercado de eletricidade no longo prazo resulta em aumento da participação no consumo final de energia de 17,2% em 2014 para 19,7% em 2030. Explicam essa evolução fatores tais como: penetração de veículos elétricos na frota de transporte individual, aumento da posse e uso de equipamentos eletrodomésticos no setor residencial brasileiro, expansão de setores de maior valor agregado na economia (indústria e comércio),

entre outros. Assim, no horizonte até 2030, estima-se que a demanda de eletricidade seja de aproximadamente o dobro da observada em 2014 (Figura 36).

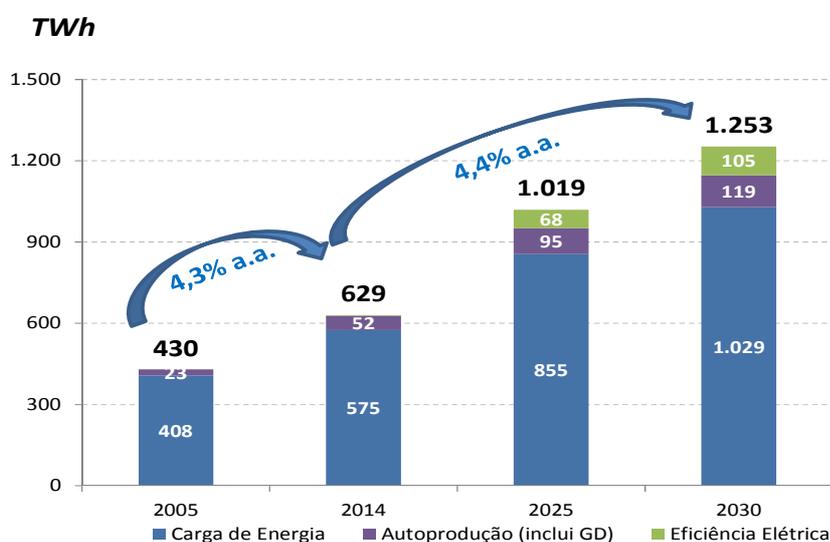


Figura 36 - Evolução da demanda de eletricidade

A tendência de indicadores de intensidade elétrica e consumo de eletricidade per capita é de crescimento (Figura 37 e Figura 38). Esse avanço coloca o País em torno de indicadores observados atualmente em Portugal. Ou seja, apesar do crescimento do consumo per capita, este indicador brasileiro mostra-se distante do nível de consumo da maioria dos países desenvolvidos.

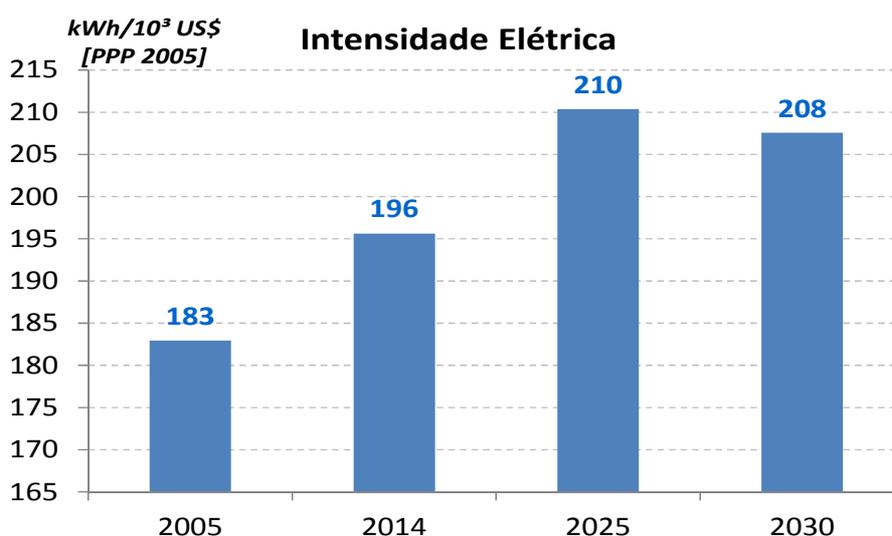


Figura 37 - Evolução da intensidade elétrica

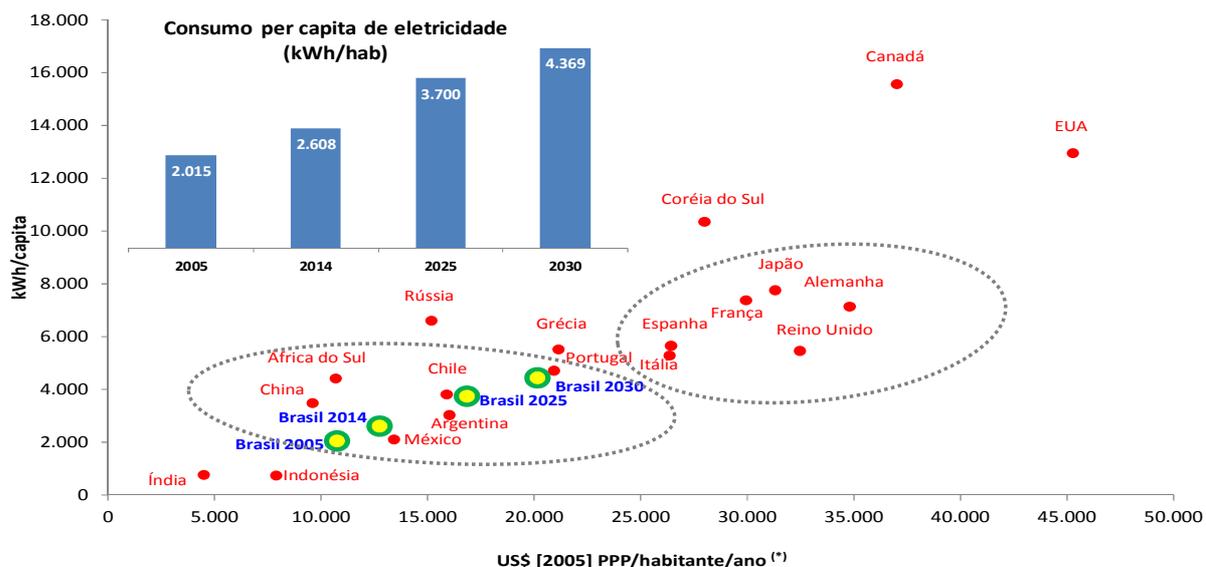


Figura 38 - Evolução do consumo de eletricidade per capita

3.3.2 GÁS NATURAL

O consumo de gás natural é aquele que cresce de forma mais acelerada dentre todas as fontes de energia no longo prazo, destacando-se o forte crescimento do consumo não energético de gás natural (uso como matéria-prima), diretamente relacionado à expansão da produção de fertilizantes nitrogenados no país, de modo a minimizar a dependência externa com relação a esses insumos.

Ademais, o consumo em refinarias para a produção de hidrogênio também contribui para a expressiva expansão da demanda de gás como matéria-prima. Outro setor com destaque é o setor industrial, cujo acesso futuro ao gás natural dependerá de condições adequadas de competitividade para seu uso nesse setor. A premissa básica desse estudo considera que, no horizonte até 2030, o gás natural será mais competitivo do que seus substitutos na indústria. A concretização dessa premissa exigirá, por certo, políticas públicas para viabilizar esse cenário de competitividade.

A Tabela 13 apresenta a evolução do consumo de gás natural no horizonte de 2030, incluindo geração de eletricidade.

Tabela 13 - Evolução da demanda total de gás natural

Gás Natural	2014	2025	2030	Crescimento médio anual
	milhões m ³ /dia			
Consumo final	51,3	79,7	100,5	4,3%
Não energético ⁽¹⁾	2,1	11,7	17,3	14,0%
Setor energético ⁽²⁾	12,4	19,1	22,5	3,8%
Residencial	1,0	2,1	2,8	7,0%
Comercial/Público/Agro	0,7	1,2	1,5	5,1%
Transportes	5,0	6,0	7,3	2,4%
Industrial ⁽³⁾	30,2	39,6	49,1	3,1%
Geração de eletricidade	46,7	23,3	43,0	-0,5%
Centrais elétricas	44,3	20,5	40,1	-0,6%
Autoprod./Cogeração ⁽⁴⁾	2,4	2,8	2,9	1,3%
Demanda total	98,0	103,0	143,5	2,4%

Notas: (1) Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria.
 (2) Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio, e movimentação na malha. Não considera consumo em E&P e GN absorvido em UPGN.
 (3) Inclui parcela energética de fertilizantes.
 (4) Cogeração industrial e comercial. Não inclui geração em E&P.

O setor residencial expande seu consumo de gás natural em torno de 3 vezes o consumo atual até 2030, devido à expansão da sua malha de distribuição na maior parte dos grandes centros urbanos do país.

A Figura 39 apresenta a evolução da estrutura do consumo final de gás natural, onde se observa a forte expansão da participação do consumo como matéria-prima (consumo não energético) até 2030.

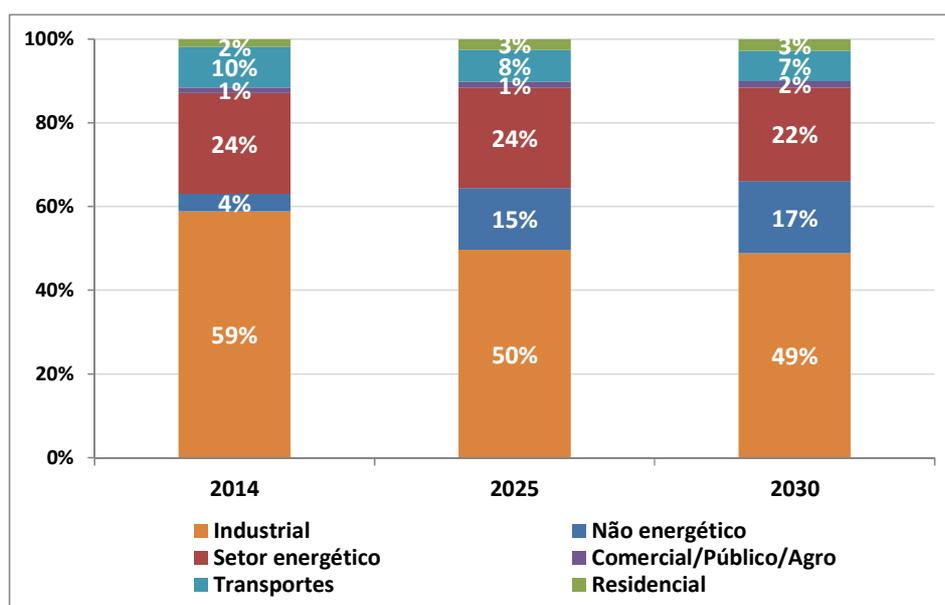


Figura 39 - Evolução do consumo final de gás natural por setor

3.3.3 DERIVADOS DE PETRÓLEO

No horizonte analisado, o consumo de derivados de petróleo mantém sua trajetória de queda de participação no consumo total de energia, reduzindo sua participação para 42% em 2030 (Figura 40).

Fundamentalmente, tal movimento se deve à penetração de energéticos substitutos (gás natural nos setores industrial e residencial, além de etanol no setor de transportes) e alteração na estrutura modal de transporte de cargas.

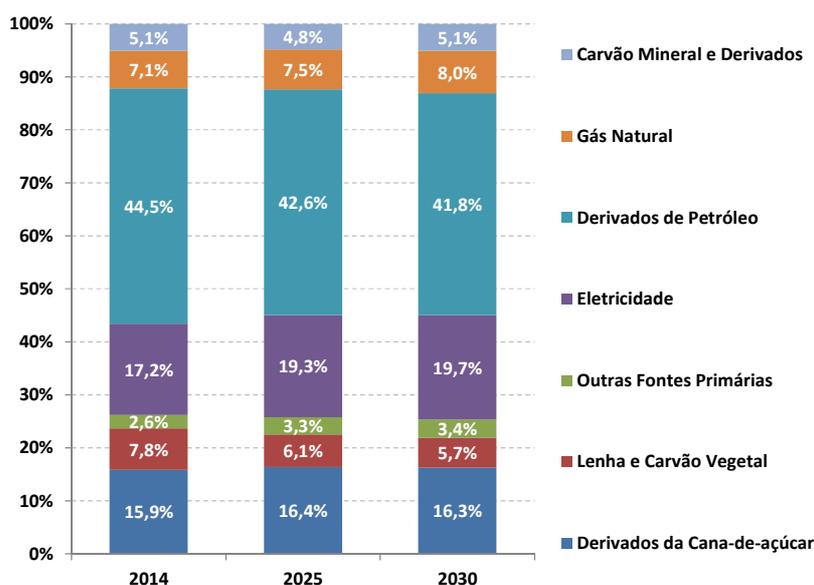


Figura 40 - Evolução da participação dos derivados de petróleo no consumo final de energia

Dentre os derivados de petróleo, por sua vez, merecem comentários os seguintes movimentos:

- Manutenção da participação do óleo diesel devido à expansão da atividade de transporte de cargas contrabalançar a efficientização de motores e da migração da matriz de transportes para modais mais eficientes (ferroviário e aquaviário);
- Queda de participação da gasolina devido à maior penetração do etanol na frota de veículos leves;
- Leve ganho de participação da nafta para atendimento à parte da produção petroquímica nacional, de modo a contribuir para manter um nível administrável de importação de resinas;
- Ganho de participação do querosene de aviação, motivado pela expansão do transporte aeroviário de passageiros;
- Expansão do consumo de produtos não energéticos do petróleo, impulsionada por demandas oriundas da infraestrutura (asfalto para expansão/manutenção de estradas), da expansão industrial em geral e automotiva (lubrificantes) e também da atividade

química e petroquímica (solventes para tintas e vernizes, adesivos, couros, resinas, detergentes e cosméticos).

A gasolina e o óleo diesel constituem os dois principais derivados de petróleo consumidos no Brasil, no horizonte até 2030.

A gasolina possui consumo vinculado à utilização de veículos leves e o declínio de participação no consumo total decorre de ganhos de eficiência em motores de combustão interna, o ganho de participação do etanol em relação à gasolina, penetração de veículos híbridos e elétricos e também a redução da expectativa média de utilização do veículo, decorrente de políticas de melhoria de mobilidade urbana a serem implantadas no horizonte.

A consequência desses movimentos gera ritmo de crescimento maior do consumo de etanol em relação à gasolina, contribuindo para reduzir as emissões de GEE devido à utilização de veículos leves quando comparados a uma trajetória tendencial.

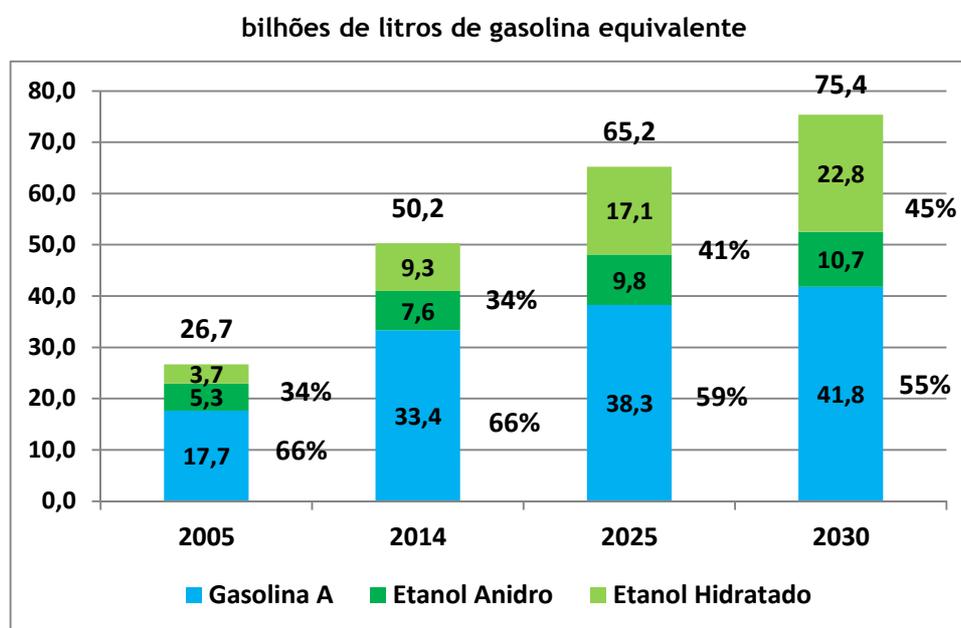


Figura 41 - Consumo de combustíveis no Ciclo Otto

No tocante ao consumo de óleo diesel, o mesmo é preponderante para transporte de cargas (embora uma parcela reduzida do total seja utilizada em veículos leves movidos a diesel), tendo no modal rodoviário a maior parcela de sua destinação. Como foi destacado no capítulo anterior, a mudança de estrutura de modal de cargas para configurações com maior participação de transporte aquaviário e ferroviário contribuirá para reduzir o ritmo de crescimento das emissões de GEE no setor de transportes.

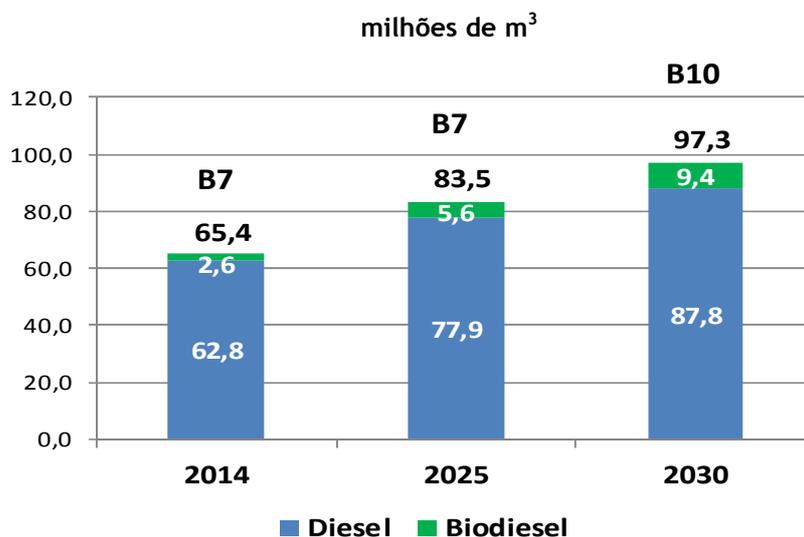
A demanda total de energia no ciclo diesel crescerá, em média, 2,5% ao ano, até 2030, enquanto a demanda de biodiesel cresce mais rápido (8,4% ao ano) dado o aumento da participação do diesel vegetal no diesel mineral de 7% para 10% no período analisado. A menor taxa de crescimento da demanda de energia em relação à da atividade de transporte de cargas é explicada pelos avanços tecnológicos dos modais, com reflexos nos ganhos de

eficiência, e pela melhor infraestrutura logística, o que permite uma crescente participação de modais menos energointensivos.

3.3.4 BIOCOMBUSTÍVEIS

Dentre o consumo de biocombustíveis, cabe destacar que o compromisso brasileiro assumido na COP 21 considera o atingimento de percentual de 10% biodiesel na mistura em 2030 (Figura 42).

Ressalta-se que, conforme explicado no item sobre demanda, a Lei 13.263/2016 antecipa para 2020 o teor de 10% e permite misturas superiores. Contudo, dado que a produção de biodiesel no Brasil é baseada na soja, cuja produção é voltada para o mercado externo, e que as demais oleaginosas possuem alto valor na indústria química, optou-se em ser conservador nas hipóteses de crescimento deste combustível.



Fonte: EPE

Figura 42 - Ciclo Diesel: Consumo

Além do etanol e do biodiesel, outros biocombustíveis apresentam aumento no consumo final de energia, conforme se pode observar na Tabela 14. Tal comportamento, contudo, difere conforme o tipo de biocombustível:

- O consumo de lenha apresenta baixo crescimento devido à sua substituição por GLP no setor residencial (principal setor consumidor atualmente) e devido à penetração do gás natural na indústria;
- O consumo bagaço de cana na indústria é destinado à produção de açúcar;
- A considerável expansão do consumo de lixívia se deve à expectativa de crescimento do segmento de papel e celulose;
- O carvão vegetal penetra no segmento siderúrgico como energético substituto.

Tabela 14 - Evolução do consumo final de biocombustíveis (mil tep)

Biocombustível	2014	2025	2030	Crescimento médio anual
Lenha	16.672	16.813	18.521	0,7%
Bagaço de cana	28.612	38.301	42.018	2,4%
Lixívia	6.338	11.288	13.600	4,9%
Carvão vegetal	3.963	5.444	5.431	2,0%
Total	55.584	71.847	79.570	2,3%

4 OFERTA DE ELETRICIDADE

A expansão da geração total de energia elétrica pode ocorrer por meio da geração distribuída (e autoprodução) e da geração centralizada, com determinantes distintos.

No horizonte até 2030, estima-se que a autoprodução responda pelo atendimento de aproximadamente 10% do total da demanda de eletricidade. Contribuirão fortemente para a expansão da autoprodução segmentos industriais com perfil de utilização de grandes quantidades de vapor e eletricidade no próprio processo industrial.

Além disso, é expressivo o montante de autoprodução de eletricidade através da geração termoelétrica a gás natural nas plataformas *off shore* e tal parcela deverá ganhar importância com a exploração do petróleo do pré-sal. Portanto, os determinantes da expansão da autoprodução estão mais ligados a decisões de cada agente.

Já a expansão da geração centralizada, apesar de também depender das decisões de investimento dos agentes, pode ser mais direcionada por diretrizes e estratégias estabelecidas pelos formuladores de política, notadamente no caso do desafio de construir uma matriz de geração elétrica em bases sustentáveis nas dimensões econômica, social, técnica e ambiental.

Do ponto de vista da simulação da oferta de eletricidade, a parcela da autoprodução é considerada como abatimento do total a ser atendido pelo parque gerador. A parcela de geração distribuída, por sua vez, dado se originar predominantemente por fontes renováveis intermitentes, é considerada no portfólio de alternativas de geração, de modo a quantificar requisitos de ponta para expansão do sistema elétrico brasileiro.

Dessa forma, analisam-se inicialmente os principais condicionantes da autoprodução e, em seguida, da geração centralizada.

4.1 EXPANSÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E AUTOPRODUÇÃO

Cabe destacar que no atendimento à expansão da autoprodução projeta-se crescente contribuição das fontes renováveis na geração descentralizada no longo prazo. De fato, estima-se que a contribuição observada em 2014 (44%) salte para aproximadamente 63% em 2030, com forte contribuição de fontes como energia solar fotovoltaica, biogás e biomassa (Figura 43).

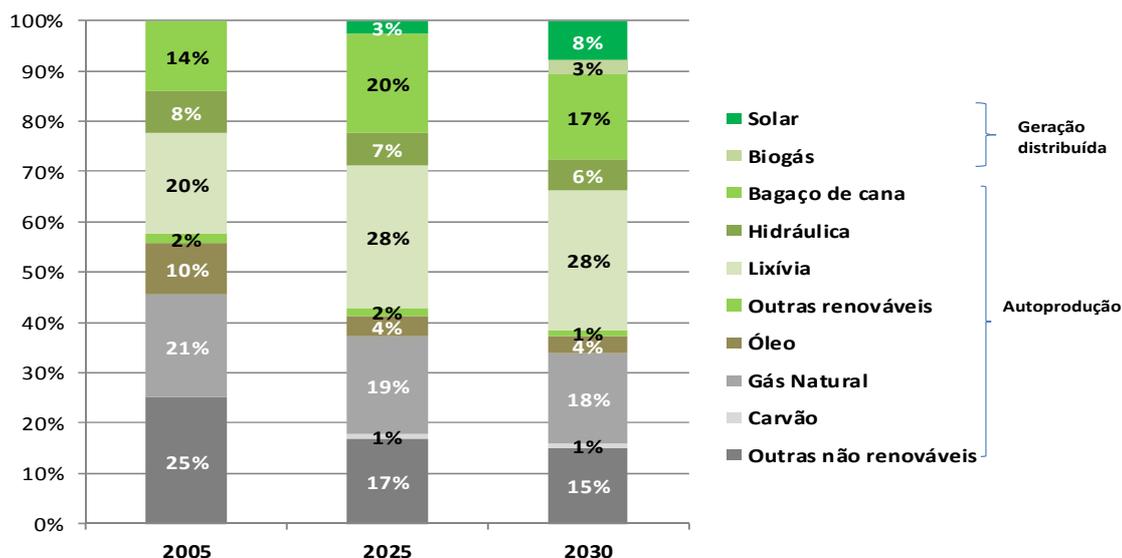


Figura 43 - Evolução de participação das fontes renováveis na geração distribuída

Foram avaliadas as perspectivas da geração descentralizada em duas categorias separadas: (i) grande porte, correspondendo àquela instalada em indústrias em geral; (ii) pequeno porte, onde predominam empreendimentos em mini e microescala.

Além de a geração distribuída de grande porte já representar cerca de 10% do atendimento atual da demanda de eletricidade, as perspectivas de expansão da atividade de indústrias tradicionalmente autoprodutoras (sucroalcooleira, celulose & papel, E&P de petróleo e gás natural, siderurgia) são promissoras no longo prazo, esperando-se, com isso, o aumento da participação da energia autoproduzida no consumo total.

Os resultados da expansão da geração distribuída de grande porte são apresentados na Figura 44.

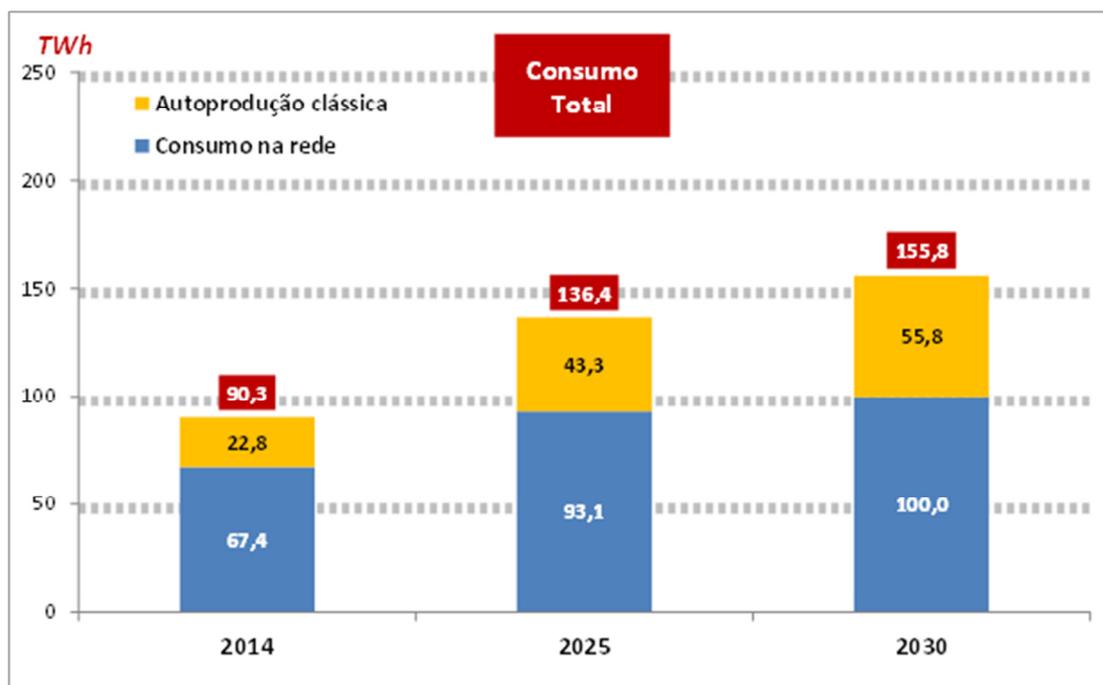


Figura 44 - Consumo de eletricidade de grandes consumidores industriais

A penetração da geração distribuída de pequeno porte é avaliada a partir da viabilidade econômica entre o custo nivelado da geração fotovoltaica e a tarifa da distribuidora final da distribuidora local de energia elétrica, assumindo-se como hipótese a manutenção do valor da tarifa em termos reais ao longo do horizonte. Assume-se que os custos de sistemas fotovoltaicos apresentam redução ao longo do tempo, conforme apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos

Setor	2013	2020	2030
	(R\$/Wp)		
Residencial	7,0	4,4	3,2
Comercial	6,5	4,2	3,0
Industrial	6,0	3,4	2,7

Fonte: Elaboração EPE com base em IEA (2012).

No setor residencial, presume-se que além do barateamento dos sistemas, estarão presentes a maior acessibilidade de financiamento e o aparecimento de diferentes modelos de negócios (*leasing*³, as compras em grupo⁴, a compra de cotas de geração solar⁵, dentre outras possibilidades).

³ O sistema de *leasing* consiste no aluguel de um sistema fotovoltaico, sendo pago uma mensalidade pelo sistema. Em geral, o aluguel do sistema propicia uma economia de maneira que o valor da mensalidade mais a nova conta de energia sejam menores do que a conta antiga paga inteiramente à distribuidora. Este sistema tem custo inicial zero ao consumidor e, portanto, é um grande atrativo à adoção.

Neste estudo, admite-se que unidades com consumo superior a 100 kWh/mês, exceto as de baixa renda, são potenciais adotantes de sistemas fotovoltaicos. Na indústria e no comércio, além dos fatores acima mencionados também aspectos como adequação da imagem das empresas com o perfil de seu público agem como *drivers* para incentivar a instalação desses sistemas no longo prazo. Nesse ambiente, também se estima que o setor público contribua com a eficiência de suas instalações e geração própria de energia, liderando pelo exemplo.

Como resultado, a projeção da evolução da energia gerada a partir de sistemas fotovoltaicos distribuídos é apresentada na Figura 45.

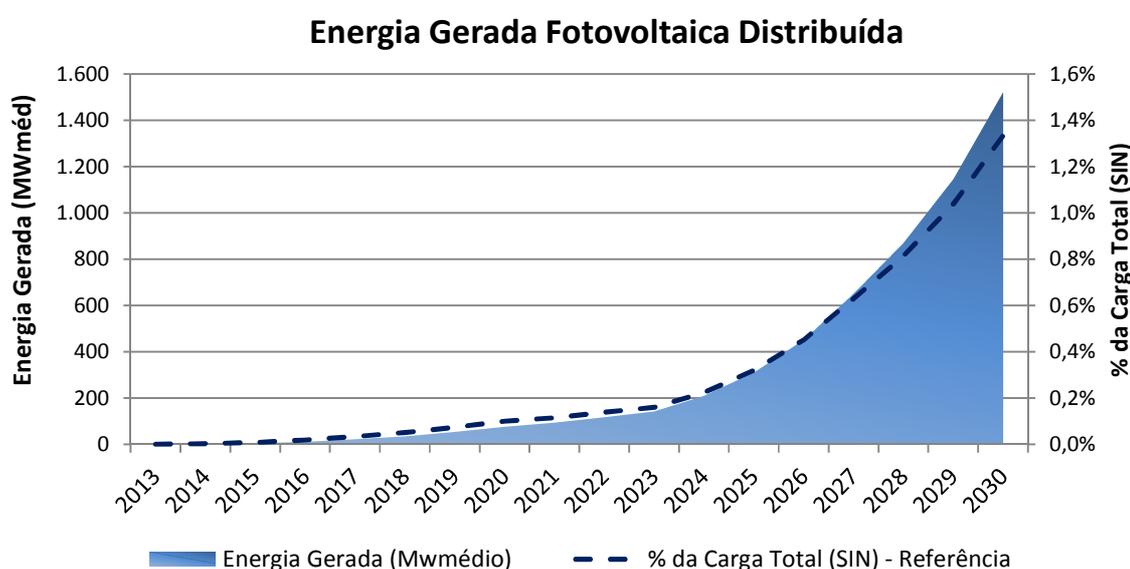


Figura 45 - Projeção da geração de energia fotovoltaica distribuída

4.2 EXPANSÃO DA GERAÇÃO CENTRALIZADA

4.2.1 DIRETRIZES

Em linhas gerais, o desafio de constituir a futura matriz de geração elétrica brasileira compreende atender à demanda de eletricidade de forma segura, com o menor custo possível

⁴ Através da organização de moradores, realiza-se uma compra conjunta de sistemas que reduz o custo individual. Durante estes programas a adoção é incentivada pelo espírito de comunidade, além do sentimento de que ao não aderir, está se perdendo uma oportunidade que pode não existir futuramente.

⁵ Muitos usuários não têm condições técnicas de instalação (residência alugada com perspectiva de mudança, morar em apartamento, telhados impróprios, sombreamento etc.). Para estes consumidores, seria adequado poder comprar cotas de um sistema fotovoltaico instalado em outra localidade, tendo direito à parcela da energia gerada por este sistema independente de onde se esteja residindo. É importante ressaltar que para que este modelo seja possível, são necessárias algumas mudanças regulatórias, como a permissão do *virtual net metering*.

e levando em consideração as políticas e os compromissos de proteção ambiental e social (Figura 46).



Figura 46 - Trilema considerado na estratégia de expansão do setor elétrico brasileiro

Equilibrar o trilema da segurança energética, modicidade tarifária e reduzidos impactos socioambientais é ainda mais desafiador em uma perspectiva de uma expansão da capacidade total instalada do setor elétrico capaz atender a um consumo praticamente o dobro da atual no horizonte até 2030.

Na verdade, diversos caminhos podem ser seguidos de modo que o estabelecimento de diretrizes estratégicas faz-se necessário de modo a orientar a forma como essa expansão poderá ocorrer.

Os seguintes condicionantes nortearam a estratégia adotada para a expansão da geração elétrica até 2030 e que compõe o contexto do compromisso brasileiro assumido na COP-21:

- A limitação das emissões de gases de efeito estufa a uma trajetória máxima ad hoc relacionada ao setor elétrico.
- A priorização dada para a expansão do uso de fontes renováveis para expansão da geração de eletricidade.
- A priorização dos aproveitamentos hidrelétricos que não interferem em áreas protegidas.

4.2.1.1 LIMITAÇÃO DAS EMISSÕES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No caso das emissões de GEE foi definida de forma *ad hoc* uma trajetória máxima relacionada ao setor elétrico, baseada na intensidade de emissões desse setor.

Estabeleceu-se como objetivo atingir, em 2050, uma redução de 40% em relação ao valor da intensidade de emissões verificada em 2014 (14,1 tCO₂/mil R\$), que é muito inferior a dos países desenvolvidos (a intensidade de emissões do Brasil em 2014 representa 45% da intensidade de emissões dos Estados Unidos, 65% da intensidade da Alemanha e 70% da intensidade média dos países da União Europeia). Para tanto, foi escolhida uma trajetória

gradual de redução de 5% por quinquênio, resultando em um valor da intensidade de emissões em relação ao PIB limitado a 11,3 tCO₂/mil R\$ em 2030.

A trajetória considerada é ilustrada na Figura 47.

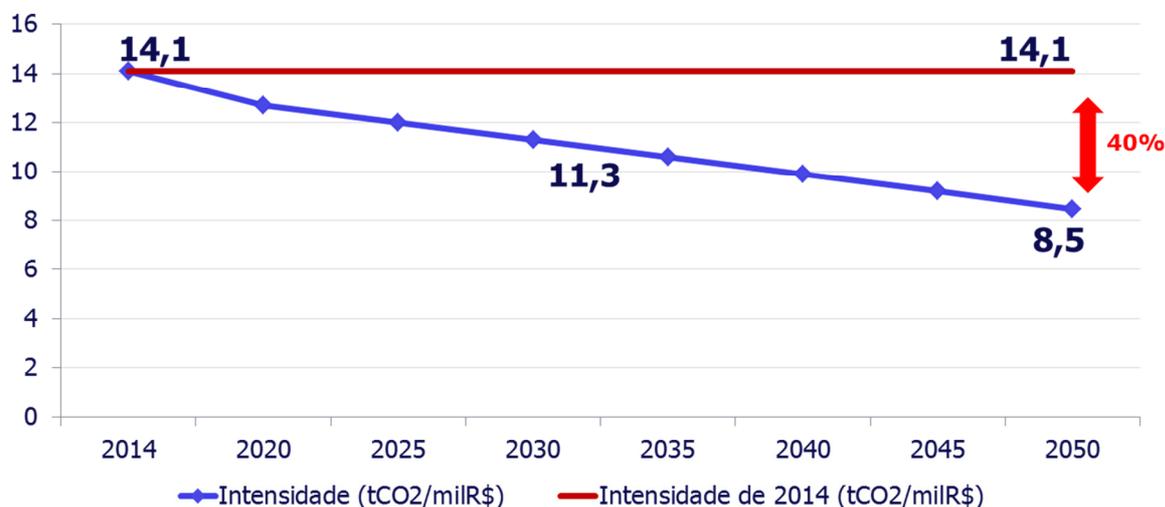


Figura 47 - Restrição de emissões de GEE adotada para a expansão do setor elétrico

Assim, a expansão resultante do setor elétrico foi condicionada a gerar uma matriz de geração de eletricidade composta de um parque instalado cuja operação média anual não ultrapassasse o valor teto de emissões para um determinado ano, simultaneamente atendendo aos demais critérios da estratégia de expansão, como modicidade tarifária e segurança energética.

4.2.1.2 PRIORIZAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS

Há de se destacar que a priorização de fontes renováveis não significa exclusão de fontes não renováveis, pois se deve reconhecer que há complementariedades a serem aproveitadas em todas as fontes, que possuem características distintas, conforme apresentado na Tabela 16.

Tabela 16 - Comparação das fontes disponíveis para geração de energia elétrica

Fontes	Custo	Aspectos Socioambientais	Segurança Energética
Hidrelétrica	Capital-intensivo: alto Baixo custo de operação	Emissões desprezíveis Alternativa locacional: sem flexibilidade Parte do potencial interfere em áreas protegidas	Com sazonalidade Sem intermitência
Biomassa	Capital-intensivo: médio Baixo custo de operação	Emissões desprezíveis Possui alternativa locacional	Com sazonalidade Sem intermitência
Eólica	Capital-intensivo: médio Baixo custo de operação	Sem emissões Possui alternativa locacional	Com sazonalidade Com intermitência
Solar Fotovoltaica	Capital-intensivo: médio Baixo custo de operação	Sem emissões Possui alternativa locacional	Sazonalidade (desprezível) Com intermitência
Carvão	Capital-intensivo: baixo Alto custo de operação	Com elevadas emissões Possui alternativa locacional	Sem sazonalidade Sem intermitência
Gás natural	Capital-intensivo: baixo Alto custo de operação	Com emissões Possui alternativa locacional	Sem sazonalidade Sem intermitência
Nuclear	Capital-intensivo: alto Médio custo de operação	Sem emissões Possui alternativa locacional	Sem sazonalidade Sem intermitência

Das tecnologias atualmente em estágio comercial, as termelétricas, com exceção da nuclear, apresentam emissão de gases de efeito estufa, em especial CO₂, no seu processo de conversão de energia para a geração de eletricidade.

Por outro lado, a maior participação de fontes tais como energia eólica, solar e biomassa exige que haja maior inserção da geração térmica de base, caso em que as termelétricas a carvão passam a ter papel relevante, já que, sob o ponto de vista da operação elétrica, para aproveitar as sinergias garantir a confiabilidade do sistema, tanto as usinas nucleares quanto as usinas termelétricas (a gás natural, a carvão mineral ou a óleo) são fontes capazes de gerar eletricidade de forma contínua e confiável.

No caso da hidrelétrica, existe a variabilidade sazonal, ou seja, a vazão dos rios não é mesma durante todos os meses do ano. A construção de usinas com reservatórios permite acumular água e operar a usina de maneira mais constante ao longo do ano, além de fornecer energia para o sistema para compensar situações de redução da oferta. Para o caso da biomassa, há a dependência da safra, que é quando o combustível está disponível, caso não haja armazenamento.

As vantagens e desafios de cada fonte, suas potenciais complementaridades, além de avanços tecnológicos (e.g., tecnologias de armazenamento e *back up* tais como usinas hidrelétricas reversíveis e bateria), todos foram considerados no resultado da expansão do setor elétrico.

4.2.1.3 A PRIORIZAÇÃO NO APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRELÉTRICO

A expansão da hidroeletricidade enfrenta desafios relacionados aos impactos socioambientais negativos causados. Em particular, uma das questões mais relevantes para o aproveitamento do potencial é a harmonização entre o planejamento do setor elétrico e o respeito aos povos indígenas, às quilombolas e aos povos e comunidades tradicionais, além do processo de licenciamento ambiental de aproveitamentos hidrelétricos com interferência em unidades de conservação.

Do portfólio de 69 GW inventariados disponíveis no País, 37 GW não apresentam interferência em áreas protegidas (unidades de conservação, terras indígenas e terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos), enquanto 32 GW apresentam algum tipo de interferência.

Grande parte deste portfólio (80% do total de áreas protegidas no território nacional) está na Amazônia que possui cerca de metade de sua extensão coberta por áreas protegidas.

Entende-se que a exploração do potencial hidrelétrico em áreas protegidas demandará estudos especiais, avanços tecnológicos e um processo de licenciamento ambiental mais complexo, uma vez que serão necessárias diversas tratativas para a instalação de projetos nessas áreas. Essa complexidade pode ser refletida em prazos maiores para o adequado equacionamento das questões para o aproveitamento desse recurso.

Na seleção de aproveitamentos para compor a alternativa de expansão hidrelétrica, optou-se pela exclusão total no portfólio dos aproveitamentos aqueles que apresentavam interferência direta ou indireta sobre terras indígenas⁶ ou quilombolas⁷, o que representou a desconsideração adicional de quase 21 GW no horizonte de análise.

Para as simulações dos casos, foram priorizados aqueles que não interferem em áreas protegidas, o que soma 37 GW de potência. Já para os aproveitamentos com interferências em unidades de conservação (UC), foi feita uma classificação conforme a categoria das UC afetadas: Uso Sustentável ou Proteção Integral, priorizando-se nas simulações os aproveitamentos com interferência em UC de uso sustentável.

4.3 ESTRATÉGIA DE EXPANSÃO

A construção da configuração da expansão do setor elétrico considera como ponto inicial de partida a avaliação da expansão baseada na minimização total de custos de expansão, o que resulta em menores níveis absolutos de emissão de GEE, mas também exige o aproveitamento de substantiva parcela do potencial hidrelétrico brasileiro. As diretrizes da expansão, no entanto, requerem incluir no caso final considerações sobre as áreas protegidas e os efeitos

⁶ Para se chegar a esses números, foram consideradas as interferências em TIs em diferentes fases do procedimento de demarcação, incluindo aquelas delimitadas, declaradas, homologadas e regularizadas. Segundo a FUNAI, a condição de delimitada corresponde à segunda fase do processo, quando os estudos de identificação e delimitação já foram aprovados por essa Fundação e publicados no Diário Oficial.

⁷ Para as terras ocupadas por remanescentes das comunidades dos quilombos foi considerada a interferência nos territórios quilombolas mapeados pelo INCRA. As comunidades remanescentes de quilombos certificadas pela Fundação Cultural Palmares, que ainda não dispõem de mapeamento georreferenciado, não foram consideradas.

sobre GEE da expansão. O processo de simulação de casos da expansão da geração de energia elétrica é esquematizado na Figura 48.

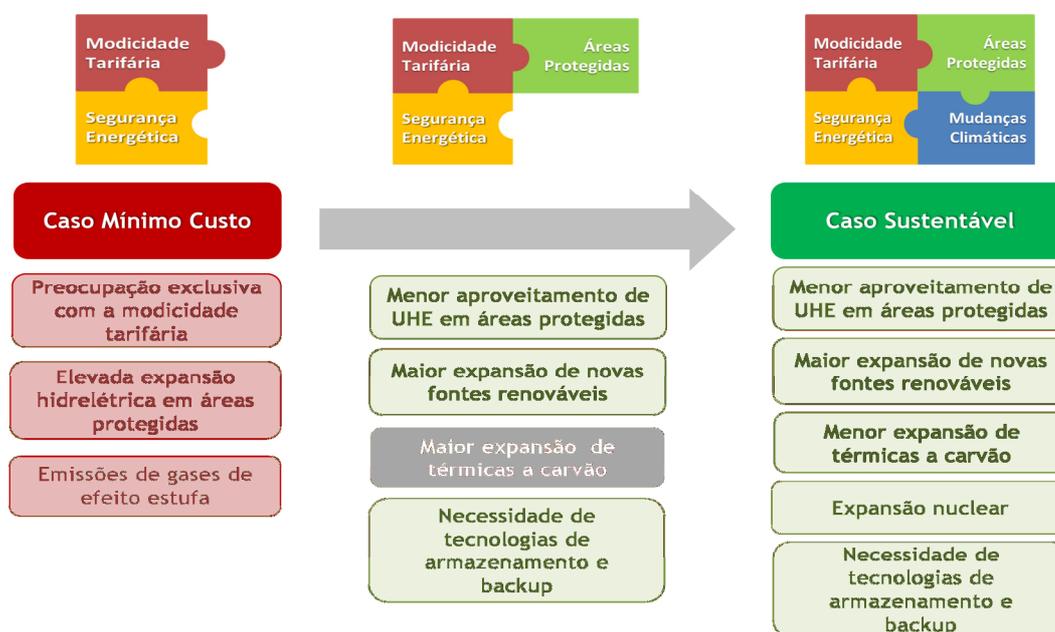


Figura 48 - Definição das diretrizes específicas para expansão da geração elétrica no longo prazo

A trajetória de expansão é determinada através da utilização de um modelo de otimização de mínimo custo, considerando restrições aplicáveis a cada fonte.

O caso de mínimo custo é simulado a partir de todo o portfólio de 69 GW inventariados disponíveis. Uma vez que as hidrelétricas são mais competitivas que as demais fontes, o resultado foi uma expansão da oferta elétrica utilizando-se de praticamente todo o potencial hidrelétrico dentro do horizonte até 2030, inclusive dos aproveitamentos em áreas protegidas. Adicionalmente, as emissões de GEE relativas à geração de energia elétrica foram relativamente baixas, uma vez que a hidroeletricidade contribui bastante para manter as emissões controladas, sem grande expansão e operação do parque termelétrico.

Por sua vez, a simulação final, chamada de “Caso sustentável”, aproveita 45 GW do potencial hidrelétrico até 2030, dos quais 37 GW não apresentam nenhuma interferência em áreas protegidas e 8 GW apresentam interferência em UC, sendo 4,7 GW em UCs de uso sustentável e 3,3 GW em UCs de proteção integral. Ou seja, descarta-se o aproveitamento de 24 GW (sendo 21 GW com interferências em terras indígenas ou quilombolas e cerca de 3 GW com interferência em UCs de proteção integral).

A Figura 49 ilustra o aproveitamento hidrelétrico no caso desenvolvido para a INDC brasileira, comparando-o com o caso de mínimo custo.

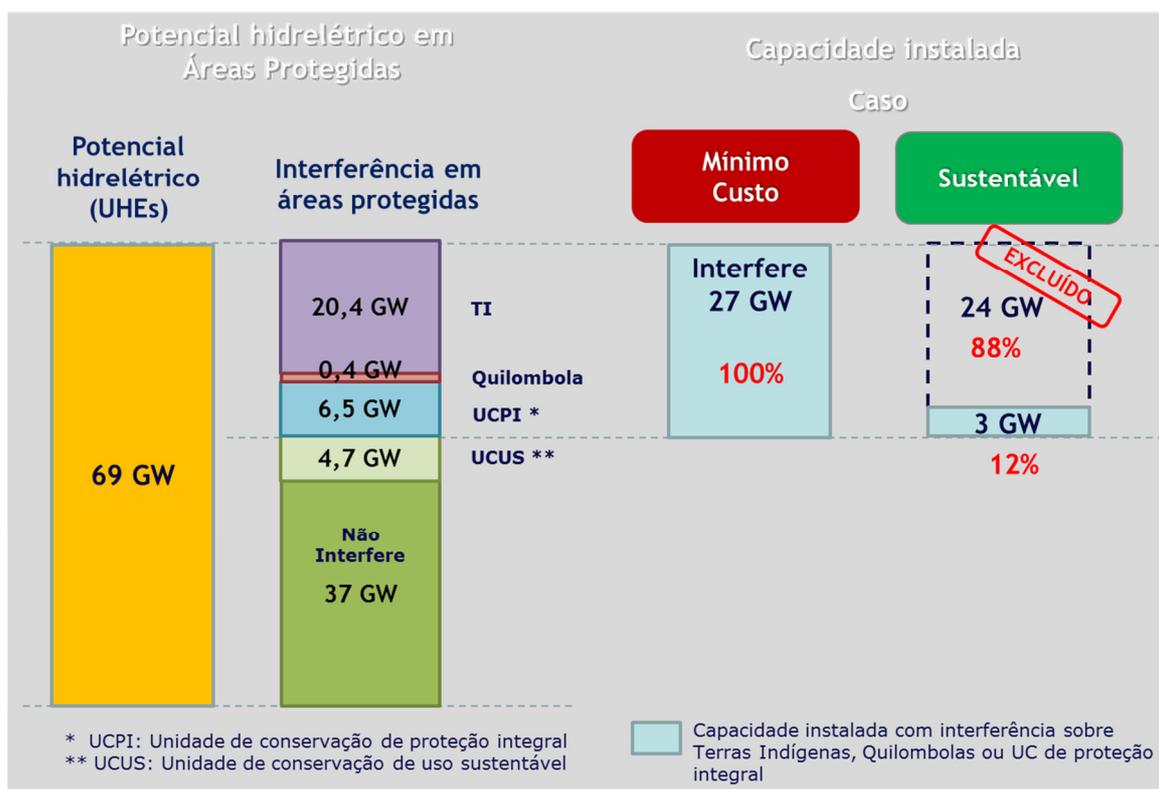


Figura 49 - Aproveitamento do potencial hidrelétrico no caso construído para a iNDC brasileira e comparação com o caso de mínimo custo

Cabe novamente destacar que os resultados acima se referem aos estudos realizados até setembro/2015, momento em que foram estabelecidos os compromissos brasileiros na iNDC. A recente revisão de cenário econômico nos anos iniciais da projeção resulta em menor demanda total de eletricidade no horizonte de longo prazo, indicando a não necessidade de aproveitamento de 3 GW localizado em Unidades de Conservação de Proteção Integral, conforme aponta a Figura 49.

4.4 EXPANSÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA TOTAL

A expansão total do parque gerador (geração centralizada, além da autoprodução e geração distribuída) evolui de 133 GW, em 2014, para 257 GW, em 2030, um aumento de 93% no período. Em particular, destaca-se a expansão das fontes renováveis (biomassa, eólica e solar) de 12%, em 2014, para 34%, em 2030.

Importante destacar que, sem prejuízo em relação aos compromissos acordados na iNDC brasileira para 2030, optou-se por apresentar faixas estimadas de potência instalada para 2025. Isso porque como as projeções foram realizadas em setembro de 2015 e desde então ocorreram revisões de parâmetros relevantes relativos às perspectivas econômicas e energéticas que resultaram em uma redução no incremento previsto da capacidade instalada em 2025.

Dessa forma, a Tabela 17 mostra faixas possíveis de incremento na potência de cada fonte, destacando-se em negrito a capacidade instalada do Caso Sustentável, em que se considerou um crescimento médio do PIB de 3,7% a.a. entre 2016 e 2025. Além disso, a expectativa de menor crescimento do PIB em relação à previsão feita em setembro de 2015, dada a reversão do contexto econômico dos próximos anos, faz com que a projeção de participação de fontes renováveis na matriz energética, apresentada na iNDC, possa ser atingida com uma expansão menor do que a considerada neste estudo e o Brasil se mantenha dentro das metas propostas de emissões de GEE.

Tabela 17 - Capacidade instalada no SIN e na geração distribuída

Capacidade Instalada	2005		2014		2025		2030	
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
Hidro	71	76,5	96	71,8	120 - 127	58,7 - 61,1	139	54,2
Gás Natural	10	10,4	11	8,3	21	10,0 - 10,4	21	8,2
Carvão	1	1,5	3	2,4	3 - 4	1,6 - 1,7	4	1,4
Nuclear	2	2,2	2	1,5	3	1,6 - 1,7	5	2,1
Biomassa	3	3,6	11	8,3	20 - 21	9,7 - 9,9	28	11,0
Eólica	0	0,0	5	3,7	24 - 25	11,4 - 12,1	33	12,9
Solar (centralizada)	0	0,0	0	0,0	7 - 8	3,3 - 3,7	17	6,8
Outros	5	5,8	5	4,0	0 - 2	0,0 - 1,1	0	0,0
Total SIN	93	100	133	100	197 - 207	99,1	248	96,5
Geração Distribuída								
Biogás	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	0,3
Solar	0	0,0	0	0,0	2	0,9 - 1,0	8	3,2
Total (SIN + GD)	93	100	133	100	199 - 209	100	257	100

Os resultados da geração total de eletricidade são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Geração total de eletricidade

Geração Centralizada	2005		2014		2025		2030	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Hidráulica	373	86	404	65	612	64	690	60
Gás Natural	14	3	72	11	39	4	76	7
Carvão	6	1	11	2	15	2	17	1
Nuclear	10	2	15	2	26	3	39	3
Biomassa	1	0	18	3	55	6	76	7
Eólica	0	0	12	2	92	10	105	9
Solar (centralizada)	0	0	0	0	13	1	26	2
Outros	9	2	39	6	5	1	4	0
Subtotal (atend. Carga)	413	95	572	92	858	90	1.033	90
Autoprodução & Geração Distribuída	2005		2014		2025		2030	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Biomassa*	8	2	23	4	47	5	58	5
Solar	0	0	0	0	3	0	9	1
Hidráulica	2	0	3	1	6	1	7	1
Não renováveis	13	3	26	4	39	4	44	4
Subtotal (autoprod. & GD)	23	5	52	8	95	10	119	10
Total	436	100	624	100	953	100	1.151	100

Nota: (*) Inclui biogás, bagaço, lixívia e lenha.

Com base no resultado obtido na geração centralizada de eletricidade (1.033 TWh), a participação da geração hidroelétrica no ano de 2030 foi usada como referência para que se estabelecesse o compromisso de *se obter ao menos 66% de participação da fonte hídrica na geração de eletricidade, em 2030, não considerando a autoproduzida.*

A participação da geração hidráulica na geração total de eletricidade cai para 61% em detrimento das demais fontes renováveis que crescem de 9% em 2014 para 24%, em 2030. Isso ocorre porque a eletricidade autoproduzida na indústria é parte relevante da autoprodução total e tem como principais insumos o bagaço no segmento sucroalcooleiro e a lixívia no segmento de papel e celulose.

Com base nas projeções de geração total de eletricidade, que inclui a autoprodução industrial, foi definido o compromisso de aumentar *“a parcela de energias renováveis (além da energia hídrica) no fornecimento de energia elétrica para ao menos 23% até 2030, inclusive pelo aumento da participação de eólica, biomassa e solar”.*

5 OFERTA DE COMBUSTÍVEIS

5.1 PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Os recursos de petróleo considerados, para efeito da elaboração do compromisso brasileiro na COP-21, incluem aqueles ditos convencionais (representando a quase totalidade da produção nacional desses energéticos até o presente) e os chamados não convencionais.

O aproveitamento dos recursos ditos convencionais não costuma enfrentar significativos desafios tecnológicos e operacionais e incluem recursos descobertos (com comercialidade, declarada ou sob avaliação, exploratória) e não descobertos (estimados com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras).

A projeção de produção sinaliza a possibilidade de o País se manter como grande produtor de petróleo. Há uma tendência crescente e sustentada, principalmente, pelas expectativas de produção das acumulações já descobertas no pré-sal. Espera-se o início da produção dos recursos não descobertos, em áreas contratadas e em áreas da União a serem contratadas, nos próximos anos, por concessão ou partilha da produção.

No caso do gás natural, projeta-se que a contribuição da possível produção de gás não convencional, com a qual se reduz a dependência de gás importado, se dê a partir de 2022, porém associada a maior grau de incerteza e riscos técnicos, econômicos e socioambientais. Estão inclusos nessa categoria de recursos: gás em formação fechada (“*tight gas*”), gás de folhelho (“*shale gas*”), hidrato de metano (“*gas hydrates*”), óleo de folhelho querogênico ou folhelho pirobetuminoso (“*oil shale*”) e óleo em formações fechadas (“*tight oil*”).

Os níveis de produção de petróleo e de gás natural são relevantes para definição dos patamares de emissões fugitivas e consumo de combustível para acionamento das instalações necessárias à produção dos mesmos.

5.1.1 OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO

De modo geral, o País passará de uma situação de importador líquido de derivados em 2015 para tornar-se levemente superavitário em 2030, mantendo, porém, certo grau de dependência em relação à gasolina e nafta.

O destaque na mudança de perfil neste horizonte refere-se ao óleo diesel, cuja produção permitirá superar a demanda de forma acentuada, de modo que o País torna-se exportador líquido em 2030. Uma implicação importante no aumento de produção deste derivado inclui o aumento do consumo específico de energia nas refinarias brasileiras, de modo a permitir obter a especificação de menor teor de enxofre no óleo diesel.

5.2 APROVEITAMENTO ENERGÉTICO DA BIOMASSA

O uso da bioenergia em larga escala vem crescendo rapidamente, movimentando os mercados locais e internacionais de biomassa. Por esse motivo, entender quais são os recursos de biomassa no Brasil, não somente serve para manter a renovabilidade da matriz energética brasileira, mas também pode desenvolver um mercado internacional de bioenergia e bioprodutos. A expansão da bioenergia, contudo, deve considerar o uso múltiplo da terra, que inclui a produção de alimentos, motivo pelo qual se dedica especial atenção às perspectivas de utilização do território brasileiro no longo prazo.

5.2.1 ÁREA POTENCIAL TOTAL

Para delimitação e quantificação das áreas potenciais para expansão consideraram-se as restrições legais e diretrizes ambientais, que norteiam a ocupação e o uso do território nacional.

A primeira restrição aplicada foi a exclusão das Unidades de Conservação, Terras Indígenas e Quilombolas, e também as áreas urbanas. Em seguida, foram excluídos os biomas Pantanal e a Amazônia, partindo-se do pressuposto de que são regiões cujo modelo de ocupação deve ser diferenciado, além dos fragmentos de vegetação nativa na Mata Atlântica protegidos pela Lei Federal nº 11.428/2006.

Nas demais áreas, foram desconsideradas aquelas cuja aptidão agrícola do solo é classificada como inadequada e as que atualmente já são ocupadas por agricultura ou reflorestamento, por não serem esperadas mudanças no uso do solo nessas áreas.

Por fim, das áreas remanescentes, ainda foram descontadas aquelas com restrições de uso na propriedade rural previstas no novo Código Florestal (Áreas de Preservação Permanente e Reserva Legal).

O resultado do estudo aponta uma área potencial para expansão da fronteira agrícola de 144 Mha sem impedimentos legais, da qual grande parte já apresenta uso antrópico, classificado como pecuária ou agropecuária, ou é coberta por vegetação nativa⁸. Embora os biomas Amazônia e Pantanal tenham sido excluídos da análise espacial mostrada na Figura 50, hoje uma área relevante desses biomas já se encontra ocupada com pecuária extensiva com baixos índices de adensamento. No caso da intensificação da pecuária nessas áreas, mais terras seriam liberadas para uso agrícola e reflorestamento.

Com isto, verifica-se a inexistência de conflitos entre preservação ambiental e produção agropecuária bem como competição por terra para alimentos e bioenergia no horizonte até 2030, de modo que a projeção de expansão de produtos da biomassa não é restringida pela área potencial.

⁸ Embora ainda haja áreas cobertas por vegetação nativa livres de impedimentos legais, suficiente para atender à expansão da agropecuária, a tendência mostra que as restrições ambientais são crescentes e que possivelmente haverá resistência para conversão do uso do solo destas áreas.

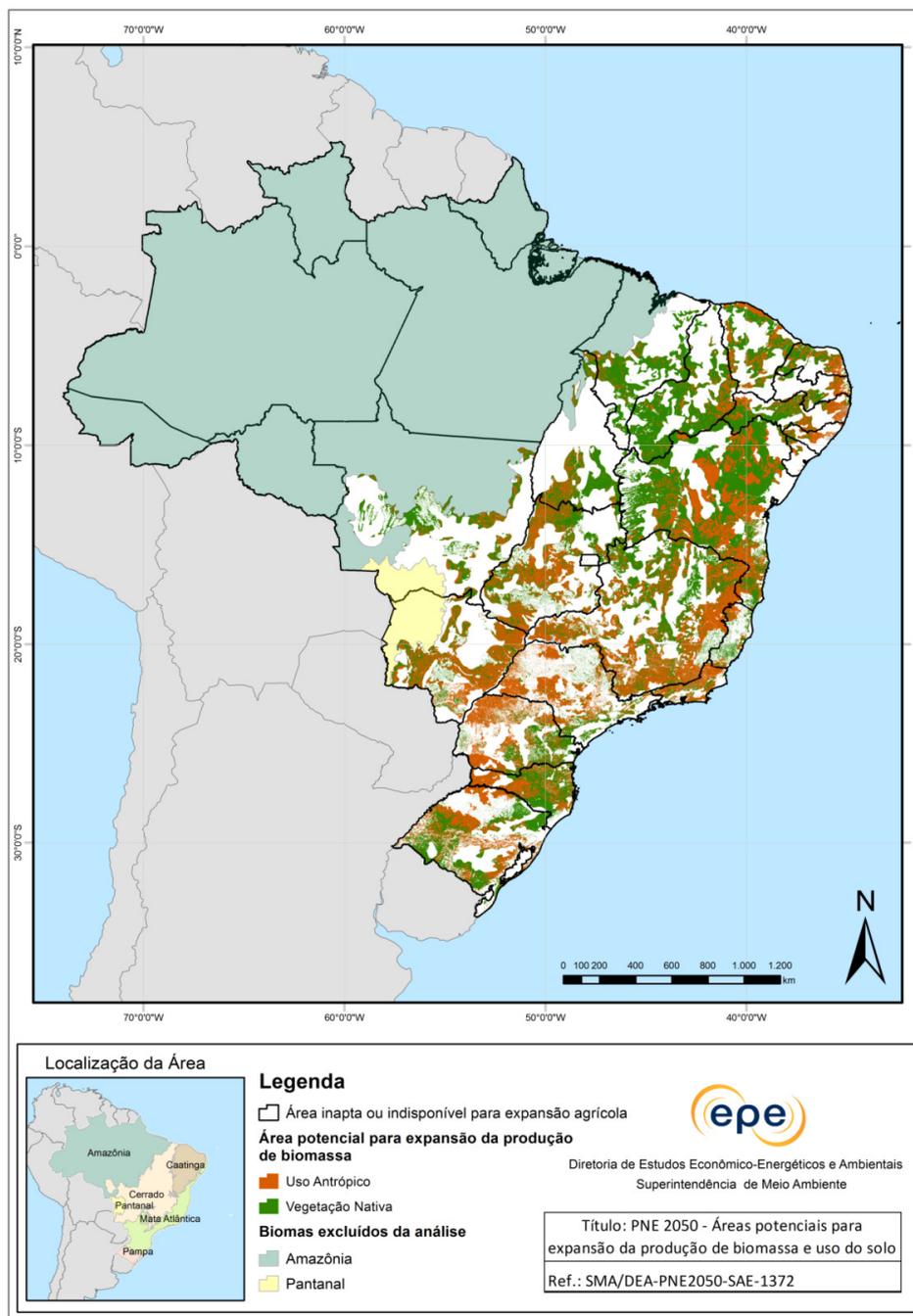


Figura 50 - Áreas aptas para a produção de biomassa

5.2.2 RECURSOS DE CANA-AÇÚCAR E OFERTA DE ETANOL

No Brasil, o caldo da cana-de-açúcar é utilizado para a produção de açúcar e de etanol de primeira geração, e o bagaço é majoritariamente utilizado como combustível nas caldeiras para cogeração de energia para autoconsumo e para exportação de eletricidade para o SIN.

A projeção da produção de bagaço, de caldo para açúcar e para etanol e de palha e ponta é feita de modo a atender a demanda de açúcar e etanol, nos mercados interno e externo. Para

tanto, a produção de cana-de-açúcar deve crescer aproximadamente 47% até 2030, chegando a 1,1 bilhão de toneladas.

As produções de caldo, bagaço e palha e ponta devem crescer proporcionalmente, pois se considera uma proporção fixa de 27% e 73%, respectivamente, para bagaço e caldo na composição da cana e uma produção de 0,155 kg de palha e ponta por tonelada de cana.

A evolução estimada da produção desagregada até 2030 é apresentada na Figura 51.

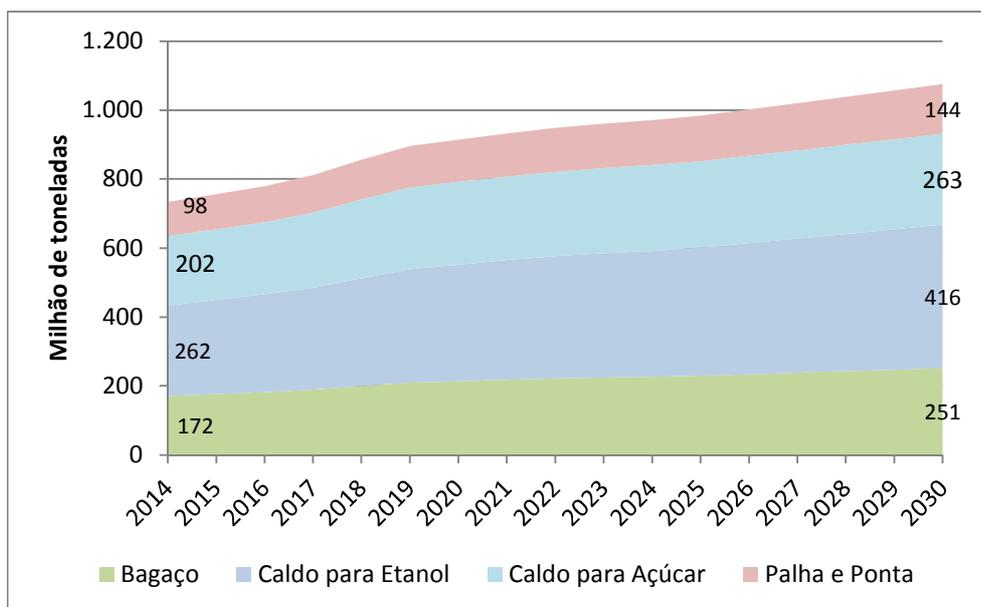


Figura 51 - Projeção da produção bagaço, caldos para etanol e açúcar e palha e ponta

Estima-se que a produção de etanol de primeira geração crescerá de 28 bilhões de litros em 2013 para 51 bilhões de litros em 2030, enquanto o etanol de segunda geração começará a aparecer em volumes consideráveis a partir de 2023, atingindo 2,5 bilhões de litros no final do período.

Considera-se que a viabilidade econômica do etanol de segunda geração no Brasil será conquistada, dentre outros motivos, pela sua integração com a produção do etanol de primeira geração, devido ao compartilhamento de equipamentos.

Admite-se que a unidade típica de segunda geração, que possui capacidade média de 80 litros de etanol por tonelada de cana, passe para 100 litros a partir de 2028. Assim, as unidades existentes somente atingem a plena capacidade (245 milhões de litros) e custos competitivos para produção comercial a partir de 2023.

As usinas que já implantaram a cogeração de alta eficiência apresentam dificuldades para fabricar o etanol de segunda geração em plantas comerciais, num horizonte de dez anos, pois quase todo o bagaço já está comprometido. Para fazê-lo, elas teriam que utilizar a palha e ponta disponível ou a cana energia a ser plantada em área próxima e, neste caso, será necessário um novo estudo de viabilidade econômica, devido aos custos adicionais com equipamentos para colheita e processamento. Tais configurações não foram consideradas neste estudo.

Dessa forma, espera-se que o total de etanol disponível cresça de 28 bilhões de litros em 2014 para 54 bilhões de litros em 2030 (Figura 52).

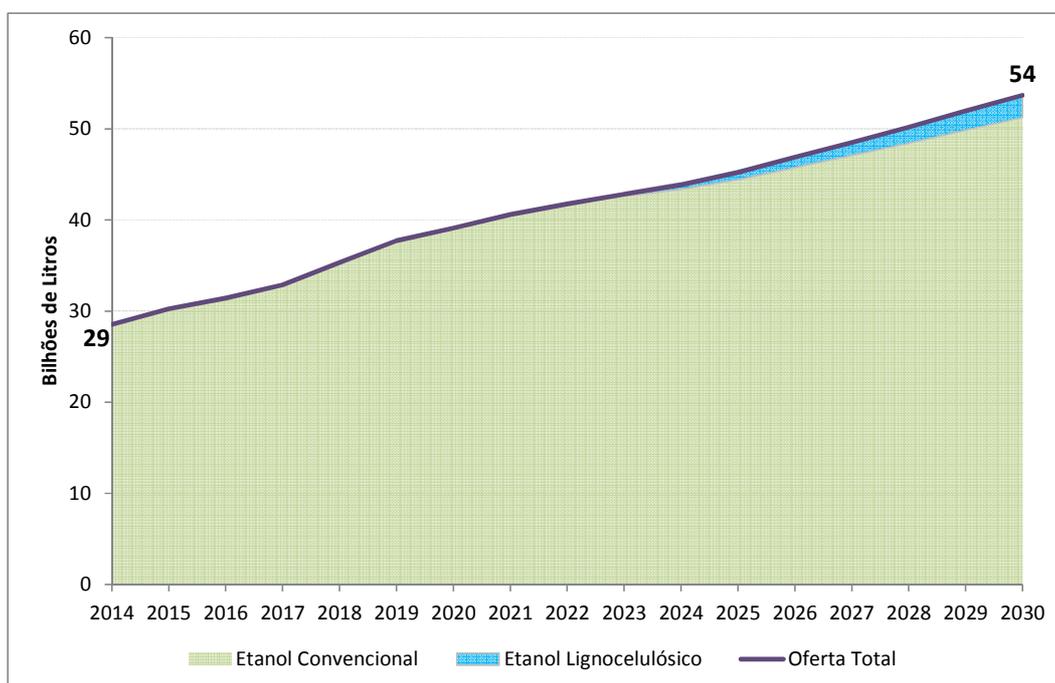


Figura 52 - Projeção da oferta de etanol

5.2.3 RECURSOS E OFERTA DE BIOMASSA PARA BIODIESEL

Em 2014, a produção registrada de biodiesel foi de pouco mais de 2 milhões de tep, o que corresponde à 13% do potencial teórico daquele ano. Em 2030, este valor pode atingir 25 milhões de tep na área disponível considerada, ou superar 30 milhões de tep, aceitando que parte da área amazônica possa fornecer insumo a partir da palma.

Considerando-se as projeções de demanda de óleo diesel, o percentual de biodiesel no diesel de 7%, entre 2015 e 2029, e de 10%, a partir de 2030 obtém-se projeção do consumo de biodiesel (Figura 53), a qual define a trajetória estimada de produção de biodiesel até 2030.

Ressalta-se que, conforme explicado no item sobre demanda, a Lei 13.263/2016 antecipa para 2020 o teor de 10% e permite misturas superiores, demonstrando o caráter conservador da postura brasileira sobre este compromisso internacional.

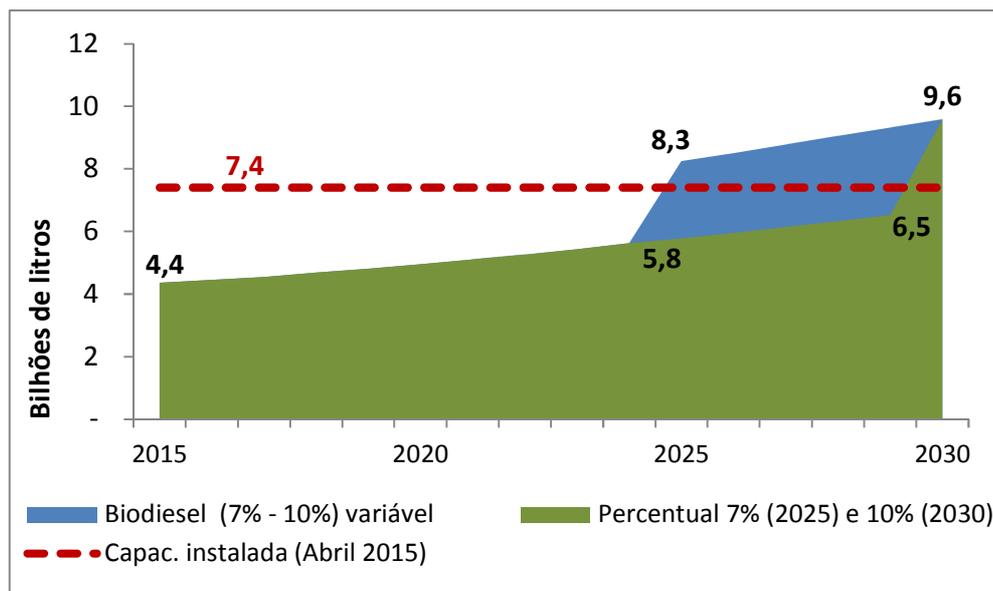


Figura 53 - Evolução da produção de biodiesel

A capacidade instalada em 2015 para a fabricação de biodiesel será suficiente para atender a demanda estimada em 7% até 2025, quando considerado o limite máximo da faixa variável de 7% a 10%. Conseqüentemente, assume-se que a mesma aumenta ao longo do período, de modo a atender o consumo resultante das alterações no marco regulatório que deverão ocorrer a partir de 2025.

Atualmente, a cultura que abastece a maior parte do consumo nacional de biodiesel é a soja, que deverá preponderante, mas com a perspectiva de entrada da palma. A Figura 54 mostra a projeção de disponibilidade de recursos para produção de biodiesel no horizonte em voga, com valores explícitos para os anos 2015, 2025 e 2030.

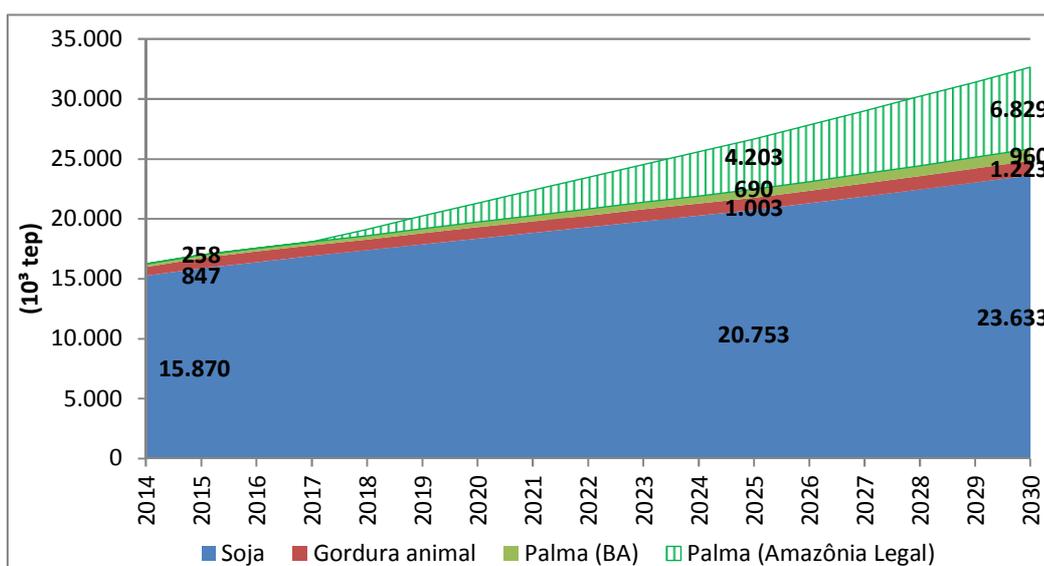


Figura 54 - Projeção da produção de óleos vegetais, insumos para biodiesel

6 MATRIZ ENERGÉTICA, EMISSÕES E INDICADORES

A contabilização dos resultados das projeções de oferta interna de energia e oferta de eletricidade segue a mesma metodologia do Balanço Energético Nacional - BEN, assim como as matrizes energéticas usadas como referência para o cálculo de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Os resultados apresentados neste capítulo foram a base para o estabelecimento das metas da iNDC brasileira no âmbito energético.

6.1 OFERTA INTERNA DE ENERGIA

Com base nas premissas apresentadas nos capítulos anteriores, estima-se que em 2030 a oferta interna de energia atinja aproximadamente 482 milhões de tep, o que representa um crescimento médio de 2,9% ao ano no período. A oferta interna de eletricidade evolui a uma taxa média de 4,2% a.a., atingindo 1.147 TWh. O consumo final energético atingirá 393 milhões de tep em 2030 e com uma taxa média de crescimento de 2,9% ao ano. A Oferta Interna de Energia por PIB e o Consumo Final Energético por PIB apresentam tendências de redução e, em 2030, chegam a patamares inferiores a 2005, o que demonstra redução da intensidade de energia na economia brasileira. A Tabela 19 traz um resumo com as principais premissas econômicas, consumo de energia e a expansão da oferta até 2030.

Tabela 19 - Economia e Energia

Discriminação		2005	2014	2025	2030	Varição média anual
						2014 - 2030
População Residente	(10 ⁶ hab)	186,2	203,2	218,9	223,5	0,6%
PIB	(10 ⁹ R\$ [2009])	2.802	3.709	5.259	6.429	3,5%
	per capita (10 ³ R\$/hab)	15,0	18,3	24,0	28,8	2,9%
Oferta interna de energia	(10 ⁶ tep)	217,9	305,6	410,2	482,0	2,9%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,078	0,082	0,078	0,075	-0,6%
	per capita (tep/hab)	1,170	1,504	1,874	2,156	2,3%
Oferta interna de eletricidade	(TWh)	403	591	938	1.147	4,2%
	por PIB (kWh/10 ³ R\$)	143,8	159,2	178,4	178,4	0,7%
	per capita (kWh/hab)	2.164	2.906	4.286	5.133	3,6%
Consumo final energético	(10 ⁶ tep)	182,3	249,9	339,0	393,0	2,9%
	per capita (tep/hab)	0,979	1,230	1,549	1,758	2,3%
	por PIB (tep/10 ³ R\$)	0,065	0,067	0,064	0,061	-0,6%

A Tabela 20 apresenta a consolidação da oferta interna de energia, onde é destaque a evolução da participação das energias renováveis para 45,0% em 2030. Em particular, as Outras Renováveis, que incluem energia eólica, solar e biodiesel, aumentam sua participação para cerca de 10%. Os produtos derivados da cana, que incluem bagaço, caldo e melaço, também aumentam a participação na oferta interna de energia para aproximadamente 17%.

Tabela 20 - Oferta Interna de Energia

	2005		2014		2025		2030	
	10 ³ tep	%						
Energia Não Renovável	121.819	55,9	185.100	60,6	226.143	55,1	265.152	55,0
Petróleo e Derivados	84.553	38,8	120.327	39,4	146.515	35,7	164.430	34,1
Gás Natural	20.526	9,4	41.373	13,5	46.679	11,4	61.207	12,7
Carvão Mineral e Derivados	12.991	6,0	17.551	5,7	23.303	5,7	26.421	5,5
Urânio (U3O8) e Derivados	2.549	1,2	4.036	1,3	6.996	1,7	10.232	2,1
Outras Não Renováveis	1.200	0,6	1.814	0,6	2.650	0,6	2.862	0,6
Energia Renovável	96.117	44,1	120.489	39,4	184.097	44,9	216.820	45,0
Hidráulica e Eletricidade	32.379	14,9	35.019	11,5	53.209	13,0	59.949	12,4
Lenha e Carvão Vegetal	28.468	13,1	24.728	8,1	27.333	6,7	29.022	6,0
Derivados da Cana-de-Açúcar	30.150	13,8	48.128	15,7	69.087	16,8	80.940	16,8
Outras Renováveis	5.120	2,3	12.613	4,1	34.468	8,4	46.910	9,7
Eólica	8	0,0	1.050	0,3	7.898	1,9	8.989	1,9
Solar	0	0,0	0	0,0	1.075	0,3	3.056	0,6
Óleo Vegetal (Biodiesel)	0	0,0	2.193	0,7	4.458	1,1	7.481	1,6
Outros	5.112	2,3	9.370	3,1	21.037	5,1	27.383	5,7
Total	217.936	100,0	305.589	100,0	410.240	100,0	481.972	100,0

O crescimento das participações em fontes renováveis nas projeções de Oferta Interna de Energia foi a referência para que se estabelecesse três das metas da iNDC brasileira na área de energia:

- *Alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030;*
- *Aumentar a participação de bioenergia sustentável na matriz energética para aproximadamente 18% até 2030, expandindo o consumo de biocombustíveis, aumentando a oferta de etanol, inclusive por meio do aumento da parcela de biocombustíveis avançados (segunda geração), e aumentando a parcela de biodiesel na mistura do diesel;*
- *Expandir o uso de fontes renováveis, além da energia hídrica, na matriz total de energia para uma participação de 28% a 33% até 2030.*

A Figura 55 compara o percentual de renováveis da matriz energética brasileira com os percentuais médios mundiais e da OCDE.

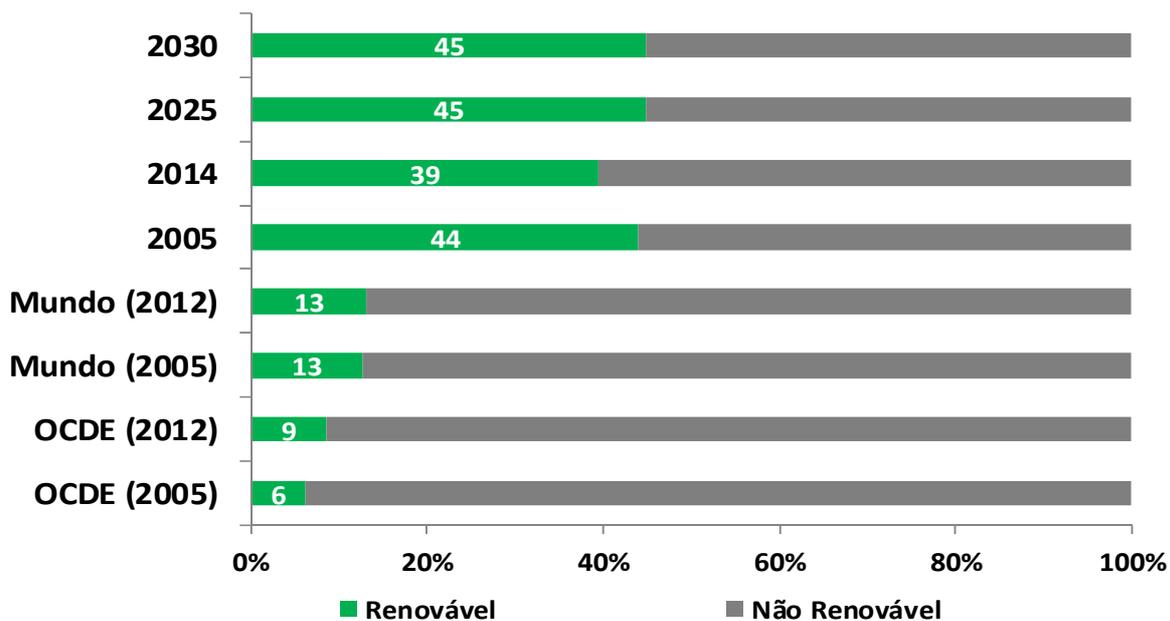


Figura 55 - Fontes renováveis no Brasil e no mundo

6.2 ESTIMATIVA DE EMISSÕES DE GEE

As emissões de Gases de efeito estufa projetadas para 2025 e 2030 conforme as premissas apresentadas nesta Nota Técnica são apresentadas na Tabela 21, por combustível, e na Tabela 22, mostrando a distribuição setorial das emissões. Vale lembrar que todos os resultados são expressos em milhões de toneladas de CO₂ equivalentes utilizando GWP-100 (AR5). O detalhamento da metodologia utilizada encontra-se no Anexo deste documento.

Tabela 21 - Emissões de GEE por combustível

Combustível	2005	2025	2030
	milhões de toneladas de CO ₂ eq		
Óleo diesel	106	203	229
Gás natural	44	86	116
Gasolina	40	86	94
Carvão vapor	17	40	40
Coque de petróleo	16	30	35
GLP	19	27	29
Querosene	5	16	20
Óleo combustível	23	16	19
Gás de refinaria	10	16	16
Outras secundárias de petróleo	7	8	9
Outras fontes primárias	4	8	9
Nafta	6	7	7
Gás de coqueria	2	5	6
Produtos da cana	2	4	4
Produtos não energéticos de petróleo	1	3	4
Coque de carvão mineral	2	3	3
Lenha	8	2	2
Carvão vegetal	2	2	2
Alcatrão	0,4	1	1
Álcool anidro e hidratado	0,1	1	1
Fugitivas	19	36	43
TOTAL	332	598	688

Nota: Os dados de 2005 são provenientes do II Inventário Nacional

Tabela 22 - Emissões de GEE por setor

Setor	2005	2025	2030
	milhões de toneladas de CO ₂ eq		
Setor Energético	28	46	49
Residencial	18	22	24
Comercial	2	3	3
Público	2	1	1
Agropecuário	15	22	24
Transportes	135	278	315
Industrial	87	130	156
Consumo energético	79	114	136
Consumo não energético	8	16	20
Setor Elétrico	26	60	73
Setor Elétrico - SIN	17	40	50
Setor Elétrico - autoprodução	9	20	23
Emissões fugitivas	19	36	43
TOTAL	332	598	688

Nota: Os dados de 2005 são provenientes do II Inventário Nacional

6.3 INDICADORES

A Figura 56 ilustra as emissões esperadas para o setor de energia. Em relação às emissões de 2005, as emissões projetadas para 2030 são 107% maiores.

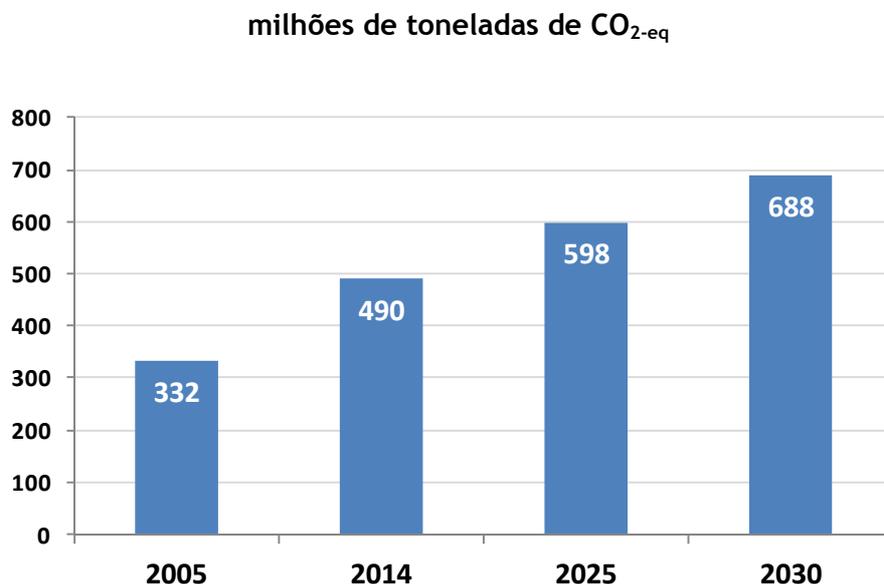


Figura 56 - Emissões totais no setor de energia

Porém, a intensidade de emissões mostra uma tendência decrescente no horizonte projetado, ou seja, a economia brasileira vai se tornando menos intensiva em carbono, chegando em 2030 com a intensidade de emissões 10% menor do que em 2005 (Figura 57).

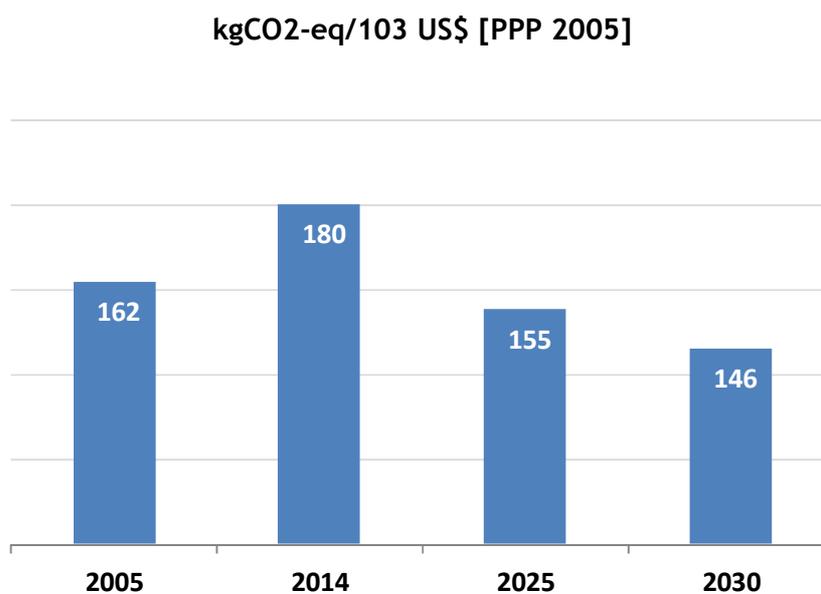


Figura 57 - Intensidade de emissões no setor de energia

A comparação de intensidade de emissões do Brasil com alguns dos principais países do mundo mostra que em 2030 o Brasil estará em nível inferior a EUA, China, Alemanha e União Europeia atualmente (Figura 58).

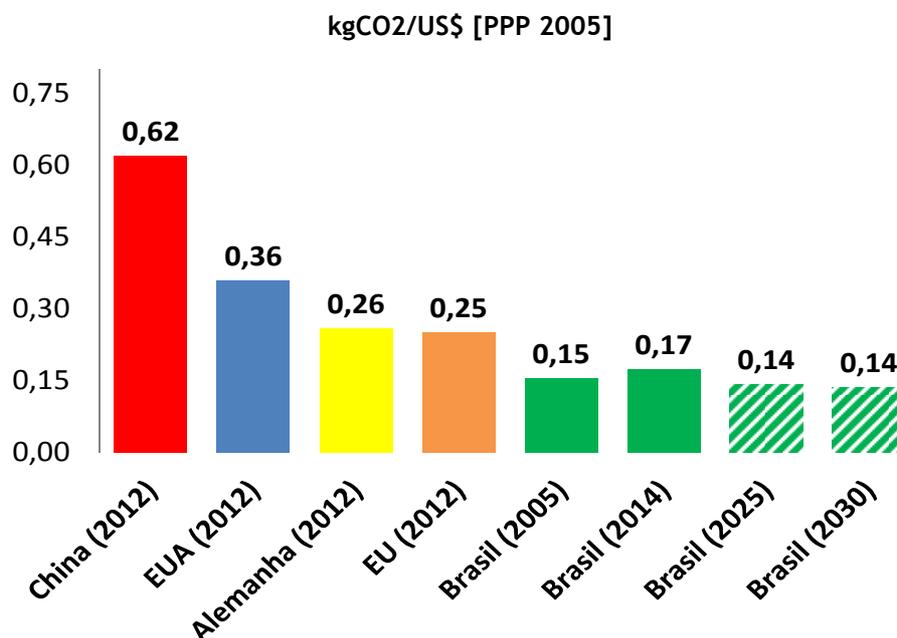


Figura 58 - Intensidade de emissões no setor de energia: comparação internacional

A Figura 59 mostra o aumento das emissões per capita em 73% em relação a 2005. Apesar desta projeção de elevação, os níveis de emissão do Brasil na área energética serão muito inferiores aos níveis atuais de EUA, China, Alemanha e União Europeia (Figura 60).

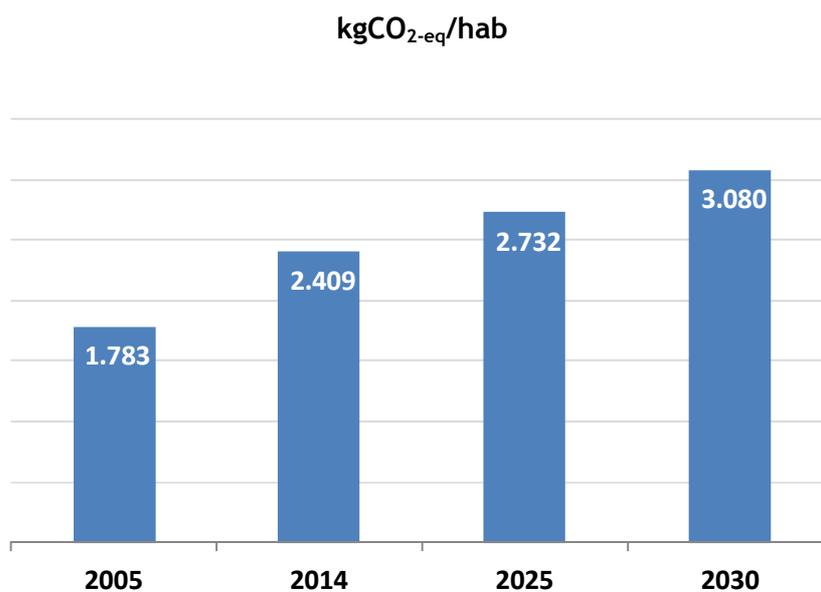


Figura 59 - Emissões per capita

t.CO₂ por habitante

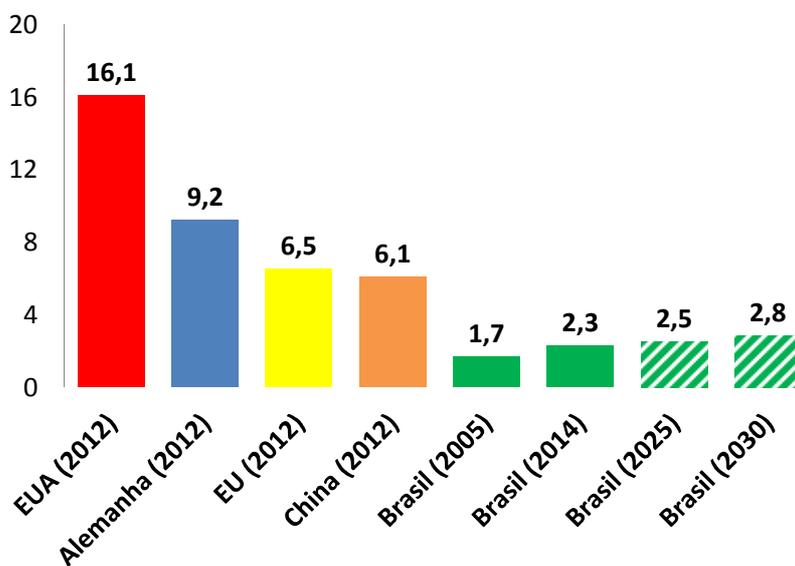


Figura 60 - Emissões per capita: comparação internacional

7 CONCLUSÃO

O compromisso assumido pelo Brasil no Acordo de Paris na redução de emissões de gases de efeito estufa, em 2025 e 2030, respectivamente em 37% e 43% em relação aos níveis de 2005, foi um exemplo para o mundo no que refere ao combate às mudanças climáticas, pois o País já possui uma economia de baixo carbono e vem reduzindo a taxa de desmatamento da Amazônia desde 2004.

No âmbito da energia, o Brasil já possui uma das matrizes mais renováveis do mundo, com aproximadamente 75% de fontes renováveis na oferta de energia elétrica, além de um dos mais bem-sucedidos programas de biocombustíveis, o que resulta em cerca de 40% da sua matriz energética renovável (três vezes superior à média mundial).

Alcançar as metas acordadas na área energética é plenamente possível, contudo não deixa de ser um desafio e serão necessários esforços em medidas e políticas públicas que favoreçam ainda mais a expansão das fontes renováveis de energia.

A iNDC do Brasil aplica-se ao conjunto da economia e, portanto, baseia-se em caminhos flexíveis para atingir os objetivos de 2025 e 2030. Em outras palavras, o objetivo de reduzir as emissões para níveis inferiores às do ano de 2005 pode ocorrer de muitas maneiras.

Assim, é necessário o monitoramento da trajetória para que se façam ajustes necessários, não somente com o objetivo de se buscar a meta no horizonte do acordo, mas para que o Brasil se mantenha como uma economia de baixo carbono e seja uma das referências mundiais nas ações de combate às mudanças do clima.

8 REFERÊNCIAS

ABIOVE [Associação Brasileira da Indústria de Óleo Vegetal]. (Economista Daniel Furlan Amaral) **Conjuntura e Perspectivas - Panorama do Mercado de Extração de Óleos**. I Simpósio Tecnológico PBIO de Extração de Óleos Vegetais. Rio de Janeiro/RJ. 2009.

ABRAF [Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas]. **Anuário Estatístico Ano-Base 2012**. Brasília. 2013.

ANFAVEA [Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores]. **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2013**. São Paulo/SP. 2013a.

ANP [Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis]. **Produção por Campo para a Incidência dos Royalties**. 2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=532>.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. 2015.

BANCO MUNDIAL. **Becoming Old in an Older Brazil: Implications of Population Aging on Growth, Poverty, Public Finance and Service Delivery**. [s.l.]: Banco Mundial, 2011.

BETTINI, C.; SILVA, R.R. **Forecasting Petroleum Production with a Model Based from Discharge Process**. AAPG 2009 (American Association of Petroleum Geologists), International Conference & Exhibition; nov. 15-18; Rio de Janeiro-RJ. 2009.

BURGI, A. S. **Avaliação do potencial técnico de geração elétrica termossolar no Brasil a partir de modelagem em SIG e simulação de plantas virtuais**. Dissertação (Mestrado em Programa de Planejamento Energético) - UFRJ/COPPE. 2013

CAMARGO-SCHUBERT Engenheiros Associados, **Atlas eólico: Bahia**, 2013.

DENHOLM, P. e MARGOLIS, R. M. **Land-use requirements and the per-capita solar footprint for photovoltaic generation in the United States**. Energy Policy, Volume 36, Issue 9, September 2008, Pages 3531-3543.

ELETROBRÁS-CONSULPUC, **Atlas do Levantamento Preliminar do Potencial Eólico Nacional**, 1979.

ELETROBRÁS, Fundação Padre Leonel Franca, **Atlas do Potencial Eólico Nacional**. 1988.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Plano Nacional de Energia 2030**. Disponível em <http://www.epe.gov.br>. Rio de Janeiro/RJ. 2007.

_____. **Nota Técnica: “Consolidação de Bases de Dados do Setor Transporte: 1970-2010”**. Disponível em <http://www.epe.gov.br>. Rio de Janeiro/RJ. 2012.

_____ **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. 2012** Disponível em: http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Zoneamento/Zoneamento_Nacional_Oleo_Gas.pdf.

_____ **Balço Energético Nacional 2015 (Ano base 2014).** 2015.

_____ **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024.** Disponível em <http://www.epe.gov.br>. Rio de Janeiro/RJ. 2015.

_____ **Nota Técnica: “Demanda de Energia 2050”.** Disponível em http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx. Rio de Janeiro/RJ. 2016.

FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. **Eucalipto transgênico pode aumentar a produtividade da madeira** - Disponível em www.painelflorestal.com.br. 2013.

Governo do Estado de São Paulo. **Atlas Eólico do Estado de São Paulo.** Secretaria de Energia, 2012.

IBGE [INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA]. **Censo Demográfico 2010.** Rio de Janeiro: IBGE, 2010.

_____ **Projeção da População do Brasil por sexo e idade: 2000-2060.** Rio de Janeiro: IBGE, 2012.

_____ **Sinopse do Censo Demográfico 2010.** Rio de Janeiro: IBGE, 2012.

_____ **Sistema IBGE de Recuperação Automática - SIDRA.** Acessado em 14 de agosto de 2013.

IEA [International Energy Agency]. **Large Industrial Uses of Energy Biomass. 2013** Disponível em: <http://www.bioenergytrade.org/downloads/t40-large-industrial-biomass-users.pdf>.

MMA [Ministério do Meio Ambiente]. **Portaria nº 422/2011.**

MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES. **Projeto de Reavaliação de Estimativas e Metas do PNLT. Relatório final.** Disponível em <http://www.transportes.gov.br>. Brasília/DF. Setembro/2012.

OECD/ITF [Organisation for Economic Co-operation and Development/International Transport Forum]. **Transport Outlook. Meeting the Needs of 9 Billion People.** Disponível em: <http://www.internationaltransportforum.org>. Acesso em novembro de 2013.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar,** 2006

SANTOS, I. **Desenvolvimento de ferramenta de apoio à decisão em projetos de integração solar fotovoltaica à arquitetura.** Tese (Doutorado em Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil) - Universidade Federal de Santa Catarina. 2013.

SANTOS JUNIOR, A. **Possibilidades e Impactos da Ampliação da Siderurgia a Carvão Vegetal Oriundo de Florestas Plantas no Brasil.,** Rio de Janeiro - COPPE/UFRJ. 2011

ANEXO - PROCEDIMENTO PARA ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE GEE

As estimativas das emissões futuras de gases de efeito estufa (GEE) foram realizadas utilizando como referência o Guia de Inventário Nacional de Emissões de GEE do IPCC⁹ (IPCC, 2006). Foram estimadas somente as emissões referentes à rubrica Energia da referida metodologia, que compreende a queima de combustíveis fósseis nas seguintes atividades:

- Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural;
- Consumo de energia para produção de outros energéticos primários;
- Refino de petróleo;
- Consumo de energia na produção de energéticos secundários (inclui a indústria de biocombustíveis);
- Geração de eletricidade, cogeração e produção de calor;
- Consumo de energia no setor industrial;
- Consumo de energia no setor de transportes;
- Consumo de energia nos setores agropecuário, residencial e comercial

A metodologia abrange também as emissões fugitivas¹⁰, que ocorrem nas atividades de E&P de petróleo e gás e no transporte e armazenamento de combustíveis, principalmente o gás natural. As atividades de extração de carvão mineral também geram emissões fugitivas, que são contabilizadas.

Para as emissões devido à queima de combustíveis, foi utilizada a abordagem *Bottom-Up* da metodologia. Para aplicá-la, o principal *input* é a matriz consolidada (modelo do Balanço Energético Nacional - BEN). A diferença para o Inventário Nacional oficial normalmente realizado nas Comunicações Nacionais é que a matriz consolidada aqui utilizada refere-se a anos futuros, com base nos resultados de projeção da demanda e oferta de energia, já apresentados ao longo desta nota técnica. A matriz consolida esses resultados e é utilizada para o cálculo das emissões de GEE. A Figura 61 ilustra esquematicamente a matriz consolidada.

⁹ Livre tradução do inglês “IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”.

¹⁰ Emissões fugitivas são lançamentos de GEE na atmosfera intencionais ou não intencionais que podem ocorrer na extração, processamento e distribuição de combustíveis fósseis. Na cadeia do petróleo e gás incluem: vazamentos de equipamentos, evaporação, venting, queima em *flare*, incineração e lançamentos acidentais. Na cadeia do carvão incluem a liberação de CO₂ e CH₄ (associadas ao minério) durante a mineração, processamento, transporte e armazenamento (IPCC, 2006)

Unidade: 10 ³ TEP		Fontes de energia primária				Fontes de energia secundária			
		Petróleo	Gás Natural	Carvão	Lenha (...)	Diesel	Gasolina	Eletricidade	Etanol (...)
Balanco da oferta interna	Produção								
	Importação								
	Variação dos estoques								
	Exportação								
	Não aproveitada								
	Reinjeção								
Setores de transformação	Refinarias								
	Plantas de gás natural								
	Usinas de gaseificação								
	Coquearias								
	Ciclo do combustível nuclear								
	Centrais elétricas de serviço público								
	Centrais elétricas autoprodutoras								
	Carvoarias								
	Destilarias								
	Outras transformações								
Perdas na distribuição e armazenagem									
Consumo setorial	Consumo final não-energético								
	Setor energético								
	Residencial								
	Comercial								
	Público								
	Agropecuário								
	Transportes Indústrias								

Figura 61 - Representação esquemática da matriz consolidada

As células destacadas em cinza na Figura 61 indicam onde há cálculos de emissões, por haver queima de combustíveis fósseis. Nota-se o seguinte: 1) todo o consumo setorial de combustíveis primários e secundários é contabilizado; 2) nos setores de transformação, contabilizam-se as linhas referentes à geração de eletricidade nas centrais elétricas de serviço público e as centrais elétricas autoprodutoras; e 3) as células referentes à produção de petróleo, gás natural e carvão são utilizadas para o cálculo das emissões fugitivas, como veremos adiante.

É importante enfatizar que, na lógica do BEN, o consumo de energia nos processos de transformação e produção de combustíveis, como as refinarias, plantas de gás natural, destilarias, etc, bem como o consumo nas operações de produção dos combustíveis primários, são todos contabilizados no consumo setorial, na linha Setor Energético.

A álgebra envolvida no cálculo das emissões de GEE é relativamente simples, bastando multiplicar o consumo de combustíveis pelos respectivos fatores de emissões (FE), como apresentado na fórmula abaixo.

$$Emiss\tilde{a}_{GEE,combustivel} = Consumo_{combustivel} \times FE_{GEE,combustivel}$$

Foram contemplados, além do CO₂, os gases metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O)¹¹. Os fatores de emissão utilizados são aqueles indicados pelo IPCC no Tier 1¹² da metodologia. A Tabela 23 apresenta os fatores de emissão *default* do IPCC já convertidos para a unidade t.GEE/mil tep¹³.

Tabela 23 - Fatores de emissão de gases de efeito estufa para os diferentes combustíveis

Combustível	Fatores de Emissão (t.GEE/mil tep)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Alcatrão	3.921	0,126	0,025
Etanol anidro e hidratado	-	0,754	0,025
Carvão metalúrgico	3.882	0,042	0,063
Carvão vapor	3.882	0,042	0,063
Carvão vegetal	-	8,374	0,167
Coque de carvão mineral	4.438	0,042	0,063
Coque de petróleo	4.180	0,126	0,025
Energia hidráulica	-	-	-
Gás de coqueria	1.986	0,042	0,004
Gás de refinaria	2.780	0,042	0,004
Gás natural	2.337	0,042	0,004
Gasolina	2.873	1,382	0,025
GLP	2.614	0,042	0,004
Lenha	-	1,256	0,167
Nafta	3.040	0,126	0,025
Óleo combustível	3.207	0,126	0,025
Óleo diesel	3.070	0,126	0,025
Outras fontes primárias	3.040	0,126	0,167
Outras secundárias de petróleo	3.040	0,126	0,025
Petróleo	3.040	0,126	0,025
Produtos da cana	-	1,256	0,167
Produtos não energéticos de petróleo	3.040	-	-
Querosene	2.964	0,126	0,025
Urânio contido no UO ₂	-	-	-
Urânio U ₃ O ₈	-	-	-

Fonte: Adaptado de IPCC (2006)

¹¹ Os demais gases de efeito estufa como os Hidrofluorcarbonetos (HFCs), Clorofluorcarbonetos (CFCs), Perfluorcarbonetos (PFCs) e Hexafluoreto de Enxofre (SF₆) são considerados pouco relevantes para o Setor Energia. Também não foram contabilizados os compostos orgânicos voláteis não metálicos (COVNM), o monóxido de carbono (CO) e os óxidos de nitrogênio (NO_x), considerados precursores do ozônio (O₃) troposférico. Este último, além de provocar danos à saúde humana, à vegetação e aos ecossistemas, é também considerado um gás de efeito estufa.

¹² A metodologia do IPCC preconiza três níveis de detalhamento dos cálculos que devem ser aplicados conforme a disponibilidade de informações sobre as atividades e especificidades dos combustíveis. O Tier 1 é o nível menos detalhado.

¹³ Os fatores de emissão *default* do IPCC são originalmente apresentados em kgGEE/TJ.

É importante observar que os combustíveis a base de biomassa: lenha, produtos da cana, álcool anidro e hidratado e carvão vegetal têm fatores de emissão de CO₂ nulos seguindo a premissa de que o carbono emitido na queima desses combustíveis é o mesmo que foi absorvido no processo de fotossíntese, conforme preconiza o IPCC. O mesmo não ocorre para o CH₄ e o N₂O, uma vez que esses gases apresentam potencial de aquecimento global bem maior que o CO₂. Portanto, para os combustíveis oriundos da biomassa as emissões de CH₄ e N₂O são calculadas normalmente pelo mesmo procedimento já apresentado.

A energia hidráulica e o consumo de urânio foram considerados isentos de emissões para todos os gases¹⁴.

Outra ressalva deve ser feita para o consumo de coque de carvão mineral no setor industrial de Ferro-gusa e Aço. O combustível é consumido nos altos-fornos das indústrias siderúrgicas e o entendimento é que a principal função do combustível é a redução do minério de ferro. Nesse caso, a recomendação é que a alocação dessas emissões seja feita na rubrica Processos Industriais da metodologia de Inventário.

Tendo em vista a comparabilidade das metas brasileiras com outros países e considerando que a maioria dos países tem estipulado metas de emissões de GEE em equivalência de CO₂ na métrica do GWP (*Global Warming Potential*) optou-se nesse trabalho por seguir essa tendência. Portanto, os resultados finais são apresentados em milhões de toneladas equivalentes de CO₂ (MtCO₂eq). A referência para a conversão das emissões dos gases utilizando o GWP foi o IPCC *Fifth Assessment Report (AR5)*, cujos valores são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 - Fatores de conversão GWP-100

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
GWP _{100 anos}	1	28	265

Fonte: IPCC, 2014

O cálculo é feito multiplicando-se o somatório das emissões de cada gás pelo respectivo fator de conversão.

$$Emissões_{CO_2eq} = \sum Emissões_{GEE} \times GWP_{GEE}$$

EMISSIONES FUGITIVAS

As estimativas das emissões fugitivas seguiram a metodologia que vem sendo utilizada pelo MCT (2014) para as estimativas de emissões nacionais para os anos posteriores a 2005, último ano inventariado na 2^a Comunicação nacional.

¹⁴ As emissões provenientes da formação de reservatórios hidrelétricos têm sido estudadas por diversos autores. Os resultados dos estudos mais recentes do projeto BALCAR (CEPEL, 2015) indicam que, para a maioria das hidrelétricas, a tendência é de baixas emissões líquidas de gases de efeito estufa, havendo forte correlação com o indicador de área alagada por potência (km²/MW), de forma que quanto menor este indicador, menores as emissões de CO₂ e CH₄ da usina por unidade de energia gerada. Nesse trabalho optou-se por desprezar as emissões de reservatórios hidrelétricas existentes e planejados.

O referido método se baseia nos dados históricos de emissões fugitivas dos anos inventariados e a sua correlação com indicadores das atividades de produção de carvão, petróleo e gás natural.

Emissões fugitivas de CO₂ e CH₄ nas atividades de E&P

Segundo o MCT (2013), há uma boa correlação entre as emissões fugitivas de CO₂ nas atividades de E&P e a própria variável de produção de petróleo, como apresentado no gráfico da Figura 62.

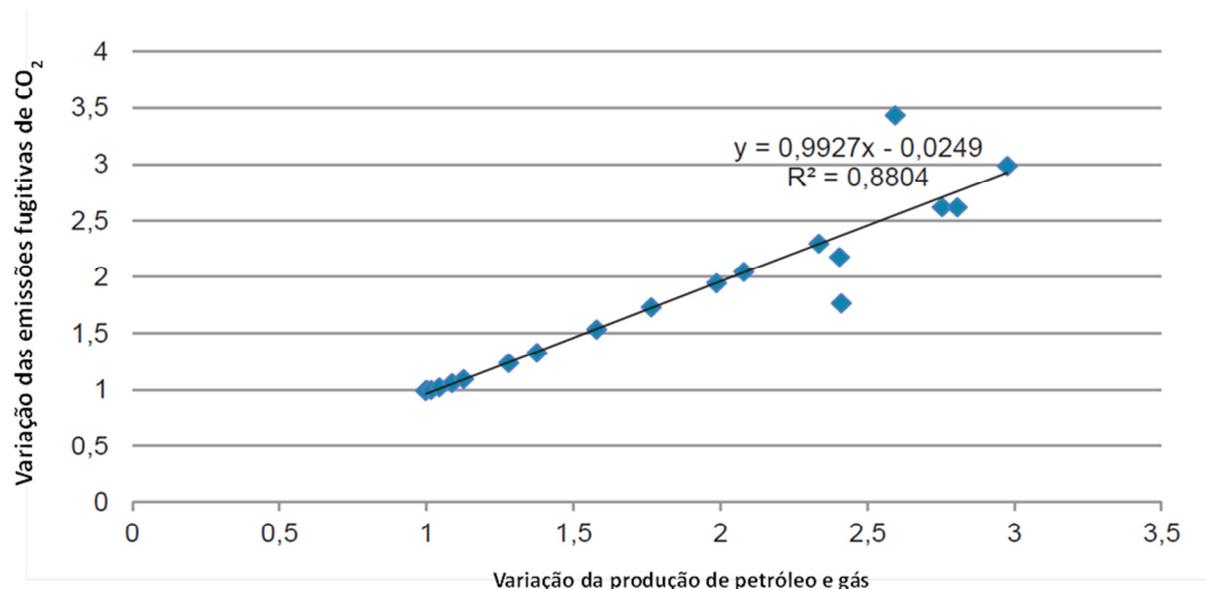


Figura 62 - Correlação da produção de petróleo e gás e emissões fugitivas de CO₂

Fonte: MCT (2013)

Sendo assim, é possível estimar as emissões num ano futuro utilizando-se a equação linear que consta no gráfico.

$$\frac{Fugitivas\ E\&P_{GEE,futuro}}{Fugitivas\ E\&P_{GEE,referência}} = 0,9927 \times \left(\frac{Produção_{óleo,futuro}}{Produção_{óleo,referência}} \right) - 0,0249$$

O ano de referência utilizado para cálculo das variações foi o ano de 2010. Assim, considerando que a emissão fugitiva de CO₂ nas atividades de E&P de petróleo e gás em 2010 foi de 5.573 Gg CO₂, as emissões em 2025 podem ser calculadas conforme o exemplo:

$$\frac{Fugitivas\ E\&P_{CO2,2025}}{Fugitivas\ E\&P_{CO2,2010}} = 0,9927 \times \left(\frac{Produção_{óleo,2025}}{Produção_{óleo,2010}} \right) - 0,0249$$

$$\frac{Fugitivas\ E\&P_{CO2,2025}}{5.573\ Gg\ CO2} = 0,9927 \times \left(\frac{272.104\ mil\ tep}{106.559\ mil\ tep} \right) - 0,0249$$

$$Fugitivas\ E\&P_{CO2,2025} = \left(0,9927 \times \left(\frac{272.104\ mil\ tep}{106.559\ mil\ tep} \right) - 0,0249 \right) \times 5.573\ Gg\ CO2$$

$$Fugitivas\ E\&P_{CO2,2025} = 2,51 \times 5.573\ Gg\ CO2 = \mathbf{13,98\ Gg\ CO_2}$$

Aplica-se o mesmo para as emissões fugitivas de gás metano (CH₄).

Emissões fugitivas de CO₂ e CH₄ nas atividades de refino

A mesma lógica apresentada para as emissões fugitivas da E&P se aplica às emissões fugitivas no refino, pois há uma boa correlação com o volume de petróleo processado nas refinarias, conforme a equação abaixo.

$$\frac{Fugitivas\ Refino_{GEE,futuro}}{Fugitivas\ Refino_{GEE,referência}} = 1,3121 \times \left(\frac{Óleo\ processado_{futuro}}{Óleo\ processado_{referência}} \right) - 0,3341$$

Emissões fugitivas de CO₂ e CH₄ no transporte de petróleo e gás

As emissões fugitivas da etapa de transporte são menores que 1% das fugitivas de petróleo e gás e não foi encontrada uma boa correlação pelo MCT, motivo pelo qual essas emissões foram estimadas com simples tendência linear dos dados inventariados.

Emissões fugitivas na cadeia do carvão mineral

O cálculo das emissões de CH₄ na mineração de carvão foi feito com fatores de emissão diferenciados para a mineração a céu aberto e subterrânea. As emissões são estimadas multiplicando-se a projeção da produção de carvão mineral pelos fatores de emissão dos respectivos tipos de mina. A participação dos dois tipos de mineração foi mantida constante conforme verificado no ano 2012, sendo 46% a céu aberto e 54% subterrânea. Os fatores de emissão utilizados foram de 0,23 kgCH₄/t.carvão para a mineração a céu aberto e 7,3 kgCH₄/t.carvão para a mineração subterrânea.

$$Fug.Carvão_{CH_4} = (Prod.carvão_{ano} \times 0,46 \times FE_{céu\ aberto}) + (Prod.carvão_{ano} \times 0,54 \times FE_{subterrânea})$$

O cálculo das emissões fugitivas de CO₂ oriundas da queima espontânea nas pilhas de rejeito foi realizado com extrapolação da tendência linear dos dados inventariados e estimados pelo MCT até 2012 (MCT, 2014).