

coalizão
empresas
pelo clima



REDUÇÃO DE EMISSÕES

OPÇÕES E PERSPECTIVAS PARA OS SETORES
DE ENERGIA, TRANSPORTE E INDÚSTRIA

O projeto

O projeto “Coalizão de Empresas pelo Clima” é uma iniciativa conjunta da Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável – FBDS e do setor produtivo brasileiro. Tem como objetivos oferecer subsídios para que o Brasil assuma um papel de liderança nas negociações internacionais sobre o clima, bem como propor iniciativas que contribuam para a solução dos problemas gerados pelas mudanças climáticas globais e para a transição para uma economia de baixo carbono.

A coordenação geral dos trabalhos ficou a cargo da FBDS. O ponto de partida do projeto foi a elaboração de quatro estudos técnicos, debatidos em seminários especialmente concebidos para propiciar uma forte interação entre os especialistas nas temáticas abordadas e empresários de diferentes setores da economia. O professor José Goldemberg atuou como mediador dos debates e como relator das conclusões dos seminários. Essa metodologia propiciou a base técnica para a redação de uma Carta Aberta de recomendações ao Governo Brasileiro.

O projeto não se esgota na COP-15, em Copenhague. Trata-se de uma proposta de longo prazo, que deverá reunir outras empresas além dos atuais componentes da Coalizão, para que o setor privado contribua permanentemente na formulação das políticas públicas e as empresas possam avançar com ações efetivas de mitigação, rumo a uma economia de baixo carbono.

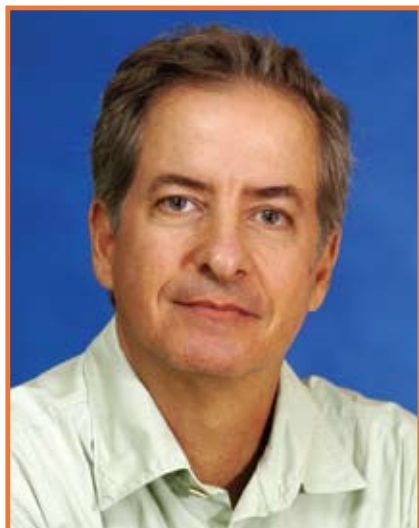
Os Estudos

- 1. Redução de emissões: opções e perspectivas para o Brasil nos setores de energia, transporte e indústria //** Autor: Roberto Schaeffer, professor do Programa de Planejamento Energético [Coppe/UFRJ]
- 2. Redução e abatimento de emissões: opções e perspectivas para o Brasil nos setores agropecuário e florestal //** Autor: Carlos Cerri, pesquisador e professor da Escola Superior de Agricultura da Universidade de São Paulo [Esalq/USP]
- 3. Desmatamento na Amazônia: desafios para reduzir as emissões brasileiras //** Autor: Paulo Moutinho, pesquisador e coordenador geral do Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazônia [Ipam]
- 4. Agenda internacional sobre o clima: as negociações e a posição brasileira //** Autor: Eduardo Viola, professor Titular do Instituto de Relações Internacionais da Universidade de Brasília [UNB].

Grupo de empresas e entidades que compõem a coalizão (até outubro de 2009)

1. AES	11. Grupo Orsa
2. Agropalma	12. Klabin
3. AMBEV	13. Light
4. Arcelor Mittal	14. Nutrimental
5. Bracelpa	15. Rhodia
6. Brenco	16. Saint-Gobain
7. COSAG/FIESP	17. Shell
8. Duratex	18. Suzano
9. FBDS	19. União da Indústria de Cana-de-Açúcar - UNICA
10. Fettransport	20. Veracel

Redução de emissões: opções e perspectivas nos setores de energia, transporte e indústria



Roberto Schaeffer, professor associado do Programa de Planejamento Energético da Coppe/UFRJ, é Ph.D. em Política Energética pela Universidade da Pensilvânia, EUA, onde também, por dois anos, lecionou como professor visitante. Já orientou mais de 80 teses de mestrado e de doutorado, e já publicou mais de 100 trabalhos científicos nas áreas de energia e de mudanças climáticas. É membro do Painel Intergovernamental em Mudanças do Clima (IPCC) desde 1998, do Painel de Metodologias em Linhas de Base e Monitoramento do Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (UNFCCC Meth Panel) desde 2002, e editor-associado das revistas científicas internacionais *Energy-The International Journal* e *Climate Policy* desde 1999.

Introdução

O último relatório de avaliação do Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC) expôs, muito claramente, tanto as mais recentes evidências científicas sobre os impactos decorrentes das alterações climáticas quanto a urgência em se lhes enfrentarem (IPCC, 2007a).

Diante do desafio das mudanças climáticas globais, estudos passaram a ser realizados para indicar os potenciais e os custos para se reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) dos países¹. Usualmente, para se estimar estes parâmetros, constroem-se curvas de Custo Marginal de Abatimento (CCMA) de emissões.

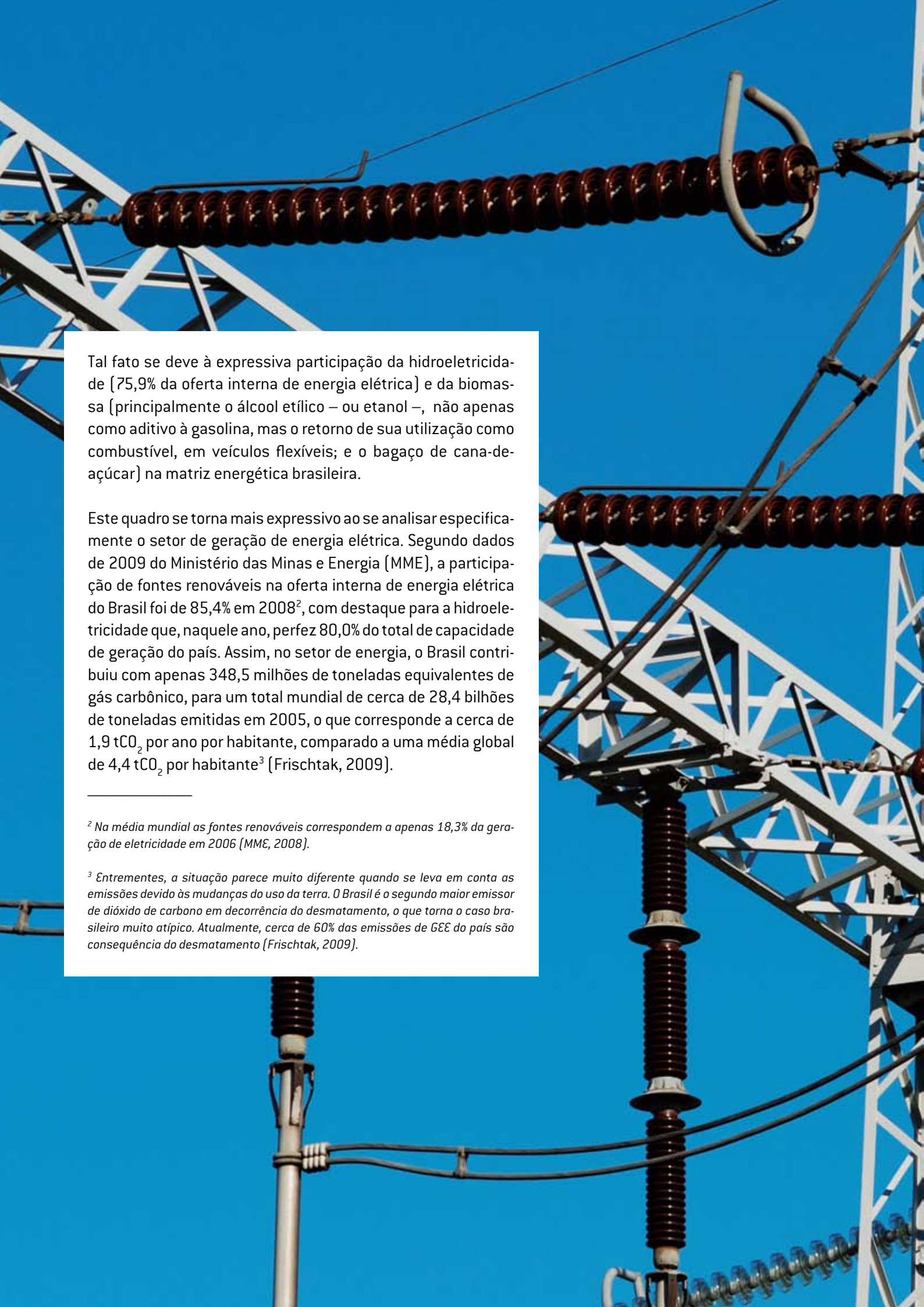
Curvas de custo marginal de abatimento (CCMA) de emissão de GEE referem-se a uma representação gráfica da atratividade econômica de opções de mitigação de GEE em relação ao potencial de mitigação de GEE dessas opções. A CCMA tem sido amplamente utilizada na análise de políticas de mitigação de GEE (IPCC, 2007b).

A CCMA permite identificar o custo marginal com a implementação de determinada opção de mitigação (a partir de mudanças tecnológicas, mudança de insumos, aproveitamento ou tratamento de resíduos, etc.) em função da quantidade de emissão abatida para diferentes setores da economia. Na maior parte dos estudos deste tipo realizados, os custos variam desde valores negativos, para alternativas cujos custos de abatimento são mais baixos até do que os de seus cenários de referência, até valores positivos bastante elevados, no caso de as alternativas de abatimento serem mais custosas do que as dos cenários de referência. De maneira geral, no entanto, os grandes potenciais de abatimento estão sempre ligados a alternativas de redução de emissão de GEE associadas ao uso de energia.

Neste caso, o Brasil é uma exceção. O Brasil tem uma matriz energética com grande participação de fontes renováveis, o que contribui para que as emissões de GEE oriundas do setor energético sejam relativamente baixas quando comparadas às de países desenvolvidos. Em 2008, conforme o Balanço Energético Nacional, 45,3% da oferta interna de energia foi de energia renovável, enquanto que, em 2006, a média mundial foi 12,9% e nos países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OECD), 6,7% (MME, 2009).

¹ Como, por exemplo, o estudo desenvolvido para o Brasil pela MCKINSEY (2009a) e os estudos publicados com curvas de custo marginal de abatimento para o mundo como um todo, realizado pelo WRI (2005), VATTENFALL (2006), MCKINSEY (2009b) e GOMES et. al. (2009).





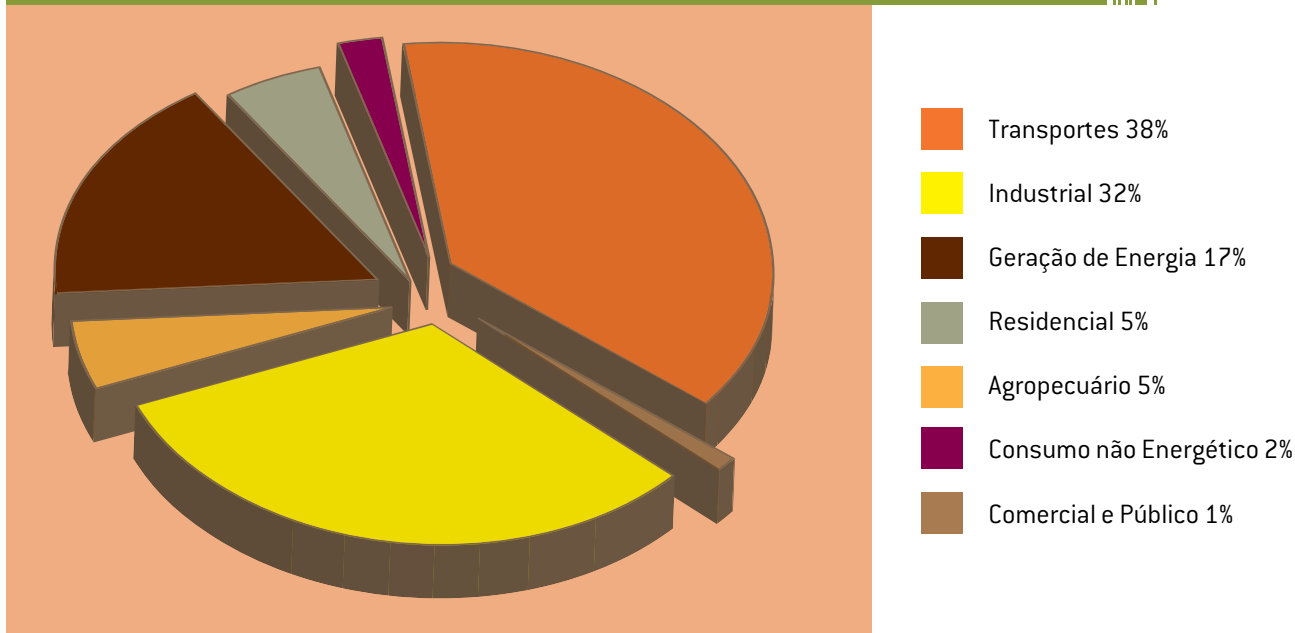
Tal fato se deve à expressiva participação da hidroeletricidade (75,9% da oferta interna de energia elétrica) e da biomassa (principalmente o álcool etílico – ou etanol –, não apenas como aditivo à gasolina, mas o retorno de sua utilização como combustível, em veículos flexíveis; e o bagaço de cana-de-açúcar) na matriz energética brasileira.

Este quadro se torna mais expressivo ao se analisar especificamente o setor de geração de energia elétrica. Segundo dados de 2009 do Ministério das Minas e Energia (MME), a participação de fontes renováveis na oferta interna de energia elétrica do Brasil foi de 85,4% em 2008², com destaque para a hidroeletricidade que, naquele ano, perfez 80,0% do total de capacidade de geração do país. Assim, no setor de energia, o Brasil contribuiu com apenas 348,5 milhões de toneladas equivalentes de gás carbônico, para um total mundial de cerca de 28,4 bilhões de toneladas emitidas em 2005, o que corresponde a cerca de 1,9 tCO₂ por ano por habitante, comparado a uma média global de 4,4 tCO₂ por habitante³ (Frischtak, 2009).

² Na média mundial as fontes renováveis correspondem a apenas 18,3% da geração de eletricidade em 2006 (MME, 2008).

³ Entrementes, a situação parece muito diferente quando se leva em conta as emissões devido às mudanças do uso da terra. O Brasil é o segundo maior emissor de dióxido de carbono em decorrência do desmatamento, o que torna o caso brasileiro muito atípico. Atualmente, cerca de 60% das emissões de GEE do país são consequência do desmatamento (Frischtak, 2009).

Gráfico 1 - Participação das Emissões de CO₂ a parte do Uso da Energia por Setor (2005)



Fonte: ECONOMIA e ENERGIA, 2007



Quanto ao uso da energia, os dois setores nacionais mais emissores de dióxido de carbono são o setor de transporte e o setor industrial, responsáveis por 70% das emissões de carbono provenientes de atividades energéticas (vide Gráfico 1). No setor de transportes, mais de 90% das emissões se devem ao modal rodoviário, enquanto que na indústria a maior participação ocorre no setor siderúrgico (ferro gusa e aço) (42%).

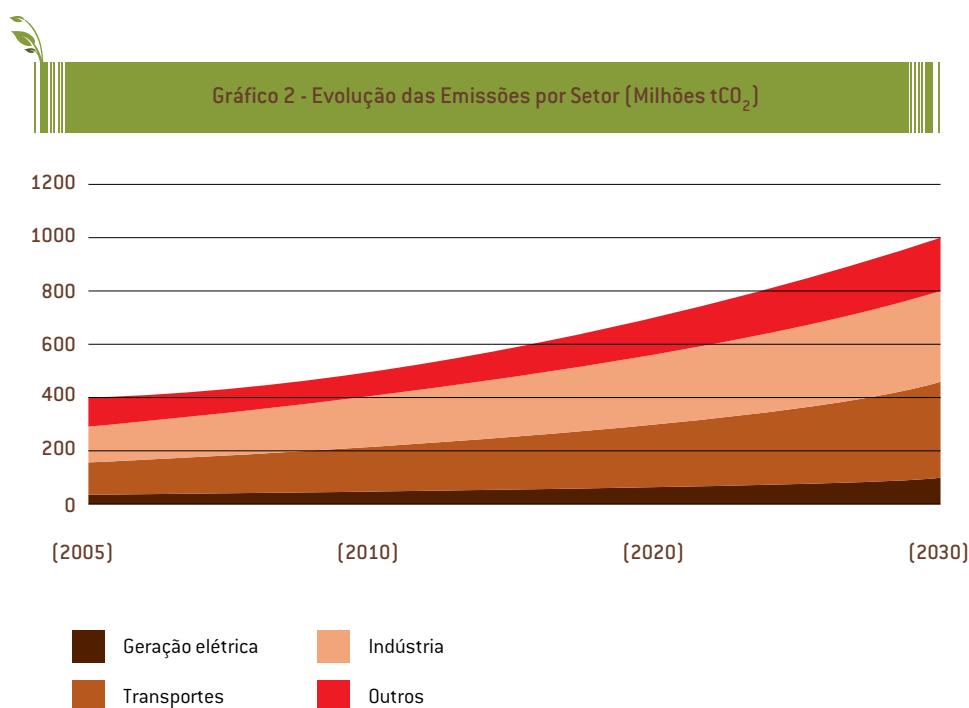
Quanto ao setor de geração de energia elétrica, o país ocupa uma posição “fora da curva” no que diz respeito às emissões de GEE, com uma participação residual no mundo (0,48%), um dos mais baixos níveis de emissão *per capita* (0,3 tCO₂, menos de um sexto da média mundial) e a segunda mais elevada eficiência ambiental (US\$ 15.047 por tCO₂ emitida, em contraposição a uma média mundial de US\$ 3.664) (Frischtak, 2009).

Todavia, o crescimento previsto do setor energético pode aumentar significativamente as emissões do país. Aspectos como o nível de crescimento da economia e a estrutura de expansão do consumo de energia exercem papel fundamental na evolução futura das emissões de CO₂. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE-2007), prevê-se forte crescimento na evolução do consumo total de energia primária no Brasil. Nos próximos anos, este crescimento será capitaneado pelos condicionantes de curto prazo e pelo reflexo de decisões de investimento já tomadas. Nas décadas seguintes, serão os condicionantes inerentes do cenário econômico que determinarão a evolução da demanda de energia.

Assim, mesmo considerando o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética nacional, o nível de emissões deverá se ampliar ao longo do tempo no país. No total, projetam-se emissões para o setor de energia de pouco mais de 970 milhões de toneladas de CO₂ em 2030 (EPE, 2007).

Do lado do consumo de energia, o setor de transportes e a indústria permanecerão como os maiores contribuintes para o crescimento das emissões no longo prazo (ver Gráfico 2). Observe-se que a geração elétrica apresenta a maior taxa de crescimento de emissões no período (25 anos), quase 7% ao ano, fazendo com que a participação desse segmento nas emissões aumente de 6% em 2005 para mais de 10% em 2030.

Os derivados de petróleo (óleo diesel, gasolina, GLP e querosene) se manterão como os maiores contribuintes para as emissões totais ao final do horizonte – cerca de 50% do total. A despeito de apresentar fatores de emissão menores do que os demais combustíveis fósseis, o gás natural expandirá a contribuição para aproximadamente 17% do total em 2030, resultado da maior penetração na indústria, bem como para geração elétrica. A expansão da atividade siderúrgica no país e de plantas termelétricas a carvão, que levarão a um aumento do consumo do carvão mineral e derivados, farão com que esse energético passe a responder por cerca de 16% das emissões totais de CO₂ em 2030.



Destarte, o objetivo deste trabalho é analisar as opções tecnológicas do sistema energético nacional no horizonte 2030, subdividindo-se este sistema em geração de energia elétrica, refino de petróleo, transportes e indústria, de forma a se averiguar o potencial de abatimento de emissões de GEE no Brasil nesses setores, bem como se identificar políticas necessárias para se alcançar o potencial de redução das emissões aqui identificado.

Setor geração de energia elétrica



O maior crescimento das emissões de carbono oriundas do setor de geração de energia elétrica em comparação com as dos outros setores, conforme os cenários de longo prazo da EPE (2007), justifica-se pela dificuldade crescente de se expandir a oferta de eletricidade no país a partir de grandes hidrelétricas. Assim, espera-se um significativo crescimento da oferta de energia elétrica nos próximos anos a partir de fontes mais emissoras de carbono (como, por exemplo, usinas a óleo combustível e carvão), o que, inclusive, já vem se verificando.

Deste modo, de acordo com a EPE (2008), a participação das fontes não renováveis na matriz de energia elétrica deve aumentar dos atuais 13,7% da capacidade total para 18,9% em 2017, enquanto que a participação das hidrelétricas deve cair de 84,6% para 75,9% no período. De certa maneira, esta redução do uso de hidroeletricidade no Brasil poderia indicar que o país estaria caminhando para tornar a própria matriz de geração de energia elétrica mais inadequada do ponto de vista ambiental. Deve-se ter em mente, contudo, que mesmo com as modificações estruturais esperadas no setor elétrico, as emissões do setor não serão significativas no longo prazo. Segundo Frischtak (2009), o incremento das emissões com a mudança da matriz elétrica significará de 1-3% do total de emissões do país em 2017.

Neste caso, talvez mais importante do que uma estratégia climática para o setor elétrico associada a reduções de emissões de GEE, torna-se uma estratégia climática associada a adaptações a mudanças do clima, que podem afetar a disponibilidade de sistemas baseados em fontes renováveis de energia. De fato, estudos apontam para a possibilidade de que a confiabilidade da geração de eletricidade de origem hidráulica se reduza no longo prazo em função de alterações das vazões dos rios, diante dos cenários climáticos elaborados pelo IPCC (Lucena et al., 2009a).

Conforme já mencionado, o setor elétrico brasileiro é fortemente dependente de fontes renováveis de energia. A disponibilidade e a confiabilidade dessas fontes, no entanto, dependerá das condições climáticas, que podem variar em função das mudanças climáticas globais. A partir dos cenários climáticos A2 e B2 examinados pelo IPCC, Lucena et al. (2009a) determinaram o impacto das mudanças climáticas sobre o setor de energia elétrico brasileiro, em especial sobre a hidroeletricidade, a geração termelétrica a gás natural e a demanda de eletricidade⁴. Para a geração hidrelétrica no Brasil⁵, o impacto projetado mostra uma perda da confiabilidade da geração de energia firme⁶ da ordem de 30% para ambos os cenários A2 e B2 (Lucena et al., 2009b). Assim, as mudanças climáticas podem representar um desafio do ponto de vista de segurança energética. A possível vulnerabilidade de fontes de energia, em especial de fontes renováveis, à mudança climática coloca a necessidade de identificar medidas de adaptação.

Conforme Lucena et al. (2009b), a menor confiabilidade do sistema de geração hidrelétrico pode levar a uma necessidade de maior capacidade instalada de outras fontes, notadamente gás natural, mas também nuclear/carvão, bagaço de cana e geração eólica. O sistema elétrico brasileiro projetado para 2035 teria que aumentar a capacidade de geração de energia em quase 160 TWh, respectivamente, para compensar a perda de capacidade firme de UHEs, incluindo a demanda adicional de eletricidade, caso se confirmem os cenários A2 e B2 do IPCC para o clima. Esta capacidade extra instalada seria composta, sobretudo, por plantas termelétricas a gás natural, cogeração mais eficiente a partir de bagaço de cana de açúcar e geração através de energia eólica.

Contudo, termoneucleares e/ou termelétricas a carvão também poderão ser adotadas como opções



⁴ Lucena et al. (2009a) também analisou os impactos sobre o potencial de energia eólica e produção de biocombustíveis líquidos no Brasil. Estes, no entanto, não foram relevantes para a adaptação de políticas, uma vez que as previsões de impactos das mudanças climáticas sobre eles não foram restritivos.

⁵ Para mais detalhes sobre a metodologia adotada na simulação dos impactos no sistema hidroelétrico brasileiro, veja Lucena et al. (2009a).

⁶ Definida como a maior quantidade de energia que o sistema hidrelétrico pode fornecer 100% do tempo (ou dadas as piores condições hidrológicas). Ela difere da potência média, que é a quantidade de energia produzida pelo sistema segundo a condição hidrológica média.

complementares para adaptação do sistema elétrico brasileiro. Essa capacidade extra de geração implicará em investimentos adicionais de cerca de 50 bilhões de dólares – ou quase 10 anos de investimentos na expansão do sistema de geração de energia do país.

Todavia, é importante notar que os resultados do modelo de otimização refletem apenas aspectos econômicos, não sendo analisada a existência de barreiras de mercado que podem dificultar a entrada dos projetos. Para compor a capacidade de geração adicional de energia elétrica projetada em Lucena et al. (2009b), a geração eólica e a cogeração a bagaço de cana são as mais afetadas pelas barreiras comerciais no Brasil. A disponibilidade de bagaço de cana está diretamente relacionada à produção de etanol e de açúcar. No entanto, a possibilidade de venda de eletricidade para a rede elétrica pode agir como um incentivo para a expansão do setor. Atualmente, o sistema de cogeração utilizado pelo setor possui uma configuração simplificada, com elevado potencial de geração elétrica para a rede pela utilização de processos mais eficientes.

Um resumo de possíveis opções de políticas para a geração de eletricidade no setor de açúcar e etanol é apresentado abaixo (Szklo e Geller, 2006):

- As concessionárias de distribuição poderiam ser obrigadas a comprar o excesso de energia das usinas evitando os custos de geração, transmissão e distribuição através de contratos de longo prazo.
- Incentivos para interligar as concessionárias de distribuição na rede elétrica sem atraso excessivo ou requisitos técnicos injustificados.
- Incentivos à pesquisa e desenvolvimento de tecnologias inovadoras, como gaseificação do bagaço e ciclo combinado de energia elétrica em usinas.
- O governo poderia reduzir as barreiras de informação sobre as mais recentes tecnologias (desenvolvimento de projetos de demonstração), bem como fornecer taxas de juros de longo prazo atraentes em empréstimos para usinas que adotarem tecnologias mais eficientes.

Quanto à expansão da geração de energia eólica, esta também é uma forma de aumentar a oferta de eletricidade no país. De fato, a complementaridade entre o regime de ventos e os recursos hídricos em algumas regiões do país (Szklo e Geller, 2006; Dutra, 2007) poderiam ajudar a otimizar o funcionamento do Sistema Interligado Nacional (SIN). Com diferentes opções de políticas, programas de incentivo a geração de energia eólica de longo prazo no Brasil poderia ter três objetivos diferentes (DUTRA e SZKLO, 2008):

- **Primeiro:** poderia reduzir as emissões de GEE a partir da geração de eletricidade no caso de substituição parcial dos combustíveis fósseis. Neste caso, um programa de incentivo com base em cotas e permissões deverá instalar uma capacidade eólica oscilando entre 18,7 e 28,9 GW;
- **Segundo:** poderia ajudar na otimização do SIN, auxiliando na operação dos reservatórios das centrais hidroelétricas do país. Um programa *feed-in tariff* resultaria em uma capacidade instalada de 15,5 até 65,4 GW, dependendo dos critérios de seleção dos projetos;
- **Terceiro:** um programa que visa promover a geração de energia eólica no Brasil poderia ajudar no fomento à indústria de tecnologia eólica nacional. Incentivos baseados em tarifas de aquisição de energia eólica para estimular os fabricantes de turbinas a investir no país permitiriam instalar uma capacidade que varia entre 29 e 217 GW com tarifas de aquisição variando de 70 US\$ / MWh até 100 US\$ / MWh.



Produção de combustíveis líquidos derivados de petróleo



O Brasil realiza atualmente dois movimentos no parque de refino. Primeiramente, o parque existente está sendo otimizado e adaptado para a produção de cargas mais pesadas e ácidas, e derivados mais especificados. Em segundo lugar, há a necessidade de novas refinarias, além das duas atualmente previstas até 2012, o Comperj e a Renor. Para o ano de 2007, as emissões para o parque de refino nacional foram estimadas em 14 milhões de toneladas de CO₂ e (Mt). Para o ano de 2030, utilizando-se a previsão do Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 para a entrada de novas refinarias (EPE, 2007), as emissões totais do refino representarão um total de aproximadamente 40 MtCO₂ e ao ano.

Para a avaliação das alternativas de mitigação de emissão de gases de efeito estufa no refino existente ou em construção no Brasil, três medidas merecem destaque: a otimização energética, o controle de incrustações e o uso de sensores avançados. Ainda podem ser citadas alternativas tecnológicas promissoras de redução de emissão de GEE, que ainda não estão disponíveis comercialmente ou para as quais não é possível estimar custos marginais de abatimento de emissões. Entre estas alternativas, destacam-se: processos avançados de dessulfurização, inclusive a biodessulfurização, membranas, uso de energia nuclear em refinarias e captura e sequestro de carbono (CCS) no refino de petróleo.

Foram simuladas as alternativas de mitigação relacionadas às unidades da refinaria (especialmente, para refinarias existentes no Brasil) e as alternativas de mitigação relacionadas ao esquema de refino otimizado (para novas refinarias no Brasil), conforme Gomes et al. (2009). Os resultados de custo marginal de abatimento e do potencial de redução de emissões de CO₂ no período entre 2007 e 2030, obtidos para taxas de desconto de 8% e 15% a.a. estão resumidos na Tabela 1.

A mudança de esquema (configuração) de novas refinarias, sob a percepção de custo de oportunidade do agente privado, se depara com custos de abatimento de cerca de 100 US\$/tCO₂, o que explica, inclusive, a

6

Tabela 1 - Opções de mitigação para o refino nacional

	Custo marginal de Abatimento (US\$/tCO ₂ e)		Potencial de redução bruto entre 2007-2030 (MtCO ₂ e)
	8%	15%	
Taxa de desconto [%]	8%	15%	
Alterações para novas refinarias	59	100	52
Medidas para refinarias existentes			
Integração Energética	20	77	52
Controle de Incrustação	116	211	7
Controle Avançado	275	433	7



não incorporação nos projetos de novas refinarias que vem sendo desenvolvidos no mundo. Mesmo à taxa de 8% a.a. os custos de abatimento desta opção de mitigação ainda superam 50 US\$/tCO₂ – valor, este, normalmente considerado nas análises de cenarização do preço futuro do carbono. A alternativa que se mostra mais promissora é a integração energética, que, à taxa de 8% a.a., se depara com custos na faixa de 20 US\$/tCO₂. Porém, sob o prisma do investidor privado, o valor na ordem de 80 US\$/tCO₂, é ainda elevado. De certo modo, esta distância entre os valores as taxas de 8% a.a. e 15% a.a. indica a possibilidade de ação do Estado no sentido de favorecer a adoção de medidas de redução de emissões de carbono em refinarias brasileiras.

Além do investimento em refinarias, também pode ser considerada a possibilidade de aproveitamento do gás associado, atualmente queimado em *flare*, para a produção de *diesel* com baixo teor de enxofre em uma planta *gás-to-liquids* (GTL) embarcada ou *offshore*. A viabilidade do uso dessa parcela de gás foi avaliada por meio de um balanço de energia e das emissões totais de CO₂ e entre duas alternativas, que foram elaboradas de forma a permitir uma comparação entre duas possibilidades de obtenção de *diesel*, mais especificamente o *diesel* S50. A primeira alternativa, que representa a linha de base, considera que o volume de gás queimado não será reduzido. Neste caso, o *diesel* S50 será obtido por meio de investimentos em unidades convencionais nas refinarias. A segunda alternativa considera a utilização de uma planta GTL embarcada, para a produção de *syncrude*. Neste último caso, seriam necessários investimentos em unidade de hidrocrackeamento, permitindo a obtenção de *diesel* S50 juntamente com uma significativa redução da queima de gás natural em *flare*. A Tabela 2 resume os custos marginais e o potencial de redução de emissões de CO₂ no período entre 2007 e 2030 para uma taxa de desconto social, igual a 8%, e para a taxa de desconto privada, de 25%.

Tabela 2 - Resultado dos custos e emissões evitadas para a planta GTL

	Custo marginal de Abatimento (US\$/tCO ₂ e)		Potencial de redução bruto entre 2007-2030 (MtCO ₂ e)
	8%	25%	
Taxa de desconto (%)	8%	25%	
Planta GTL <i>offshore</i>	-4	35	128

O principal fator que inibe o investimento na redução do *flare* de gás natural através da planta GTL é o elevado custo de investimento desta tecnologia, assim como sua reduzida maturidade. O GTL *offshore* ainda não é uma tecnologia comercial, o que resulta em custos de transação mais elevados e um maior risco. Apesar das barreiras identificadas, sobretudo associadas à diferente percepção do custo de oportunidade do capital pelos agentes privado e público, algumas políticas poderiam ser implementadas para viabilizar as medidas propostas, tanto para o parque de refino nacional quanto para a planta GTL.

O CT-Petro, fundo setorial administrado pelo MCT via Finep, é uma alternativa interessante para a promoção de Pesquisa e desenvolvimento (P&D) visando desenvolvimento e demonstração de plantas CCS no refino, assim como de outras alternativas promissoras como a biodessulfurização. O mesmo vale para o desenvolvimento da planta GTL embarcada.

O investimento dos recursos provenientes do fundo seria uma forma de reduzir as incertezas tecnológicas e promover o aprendizado, o que envolve o investimento em P&D. O recurso deste fundo setorial, segundo a Lei do Petróleo, tem como fonte de financiamento 25% da parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% da produção de petróleo e gás natural. No entanto, o financiamento do setor de Ciência e Tecnologia sofre o problema de estar desvinculado das receitas arrecadadas pelo CT-Petro. Os recursos caem na reserva de contingência para o Governo cumprir as metas de *superávit*. Assim, no período de 2006 a 2008, os recursos dos *royalties* liberados através do CT-Petro patrocinaram R\$ 236 milhões em projetos de pesquisa e infraestrutura laboratorial, sendo a arrecadação total, no mesmo período, de aproximadamente R\$ 2,5 bilhões⁷.

Outro agente apropriado para viabilizar as medidas propostas seria o BNDES, por meio do Finame. Entre abril de 2007 e abril de 2008, o desembolso dessa agência financiadora superou 18 bilhões de reais. Em 2008, os desembolsos do BNDES com o setor industrial totalizaram cerca de R\$ 40 bilhões. O mais recente plano de investimento da Petrobras (2009-2013) considera a captação de cerca de 12 bilhões de dólares do BNDES.

No caso específico das medidas propostas para o refino, poderia ser interessante uma intensificação do Programa Conpet. No entanto, o orçamento anual do Conpet é relativamente reduzido, abaixo de 5 milhões de reais. Este valor é bem inferior, por exemplo, ao custo nivelado de abatimento na otimização energética de refinaria (na faixa entre US\$ 35 a 70 milhões). De fato, o Conpet poderia ser acelerado com auxílio de programas do BNDES.

A remoção do *royalty* sobre o gás natural poderia ser tratada como uma alternativa de incentivo à redução de queima de gás em plataformas e seu aproveitamento em processos GTL (*royalty relief*). Contudo, esta medida não equivale a uma simples desoneração, mas sim a uma mudança na lei vigente, o que provavelmente envolveria outros custos e medidas. Ainda poderia ser adotada a redução gradativa dos limites permitidos de queima de gás, utilizando-se da adoção de metas compulsórias para o aproveitamento do gás natural associado. Pode ser citado como exemplo o Plano de Queima Zero (PQZ), em que a Agência Nacional do Petróleo (ANP) ficou encarregada de monitorar a utilização do gás natural nas atividades de produção nos campos do país (ANP 2001).

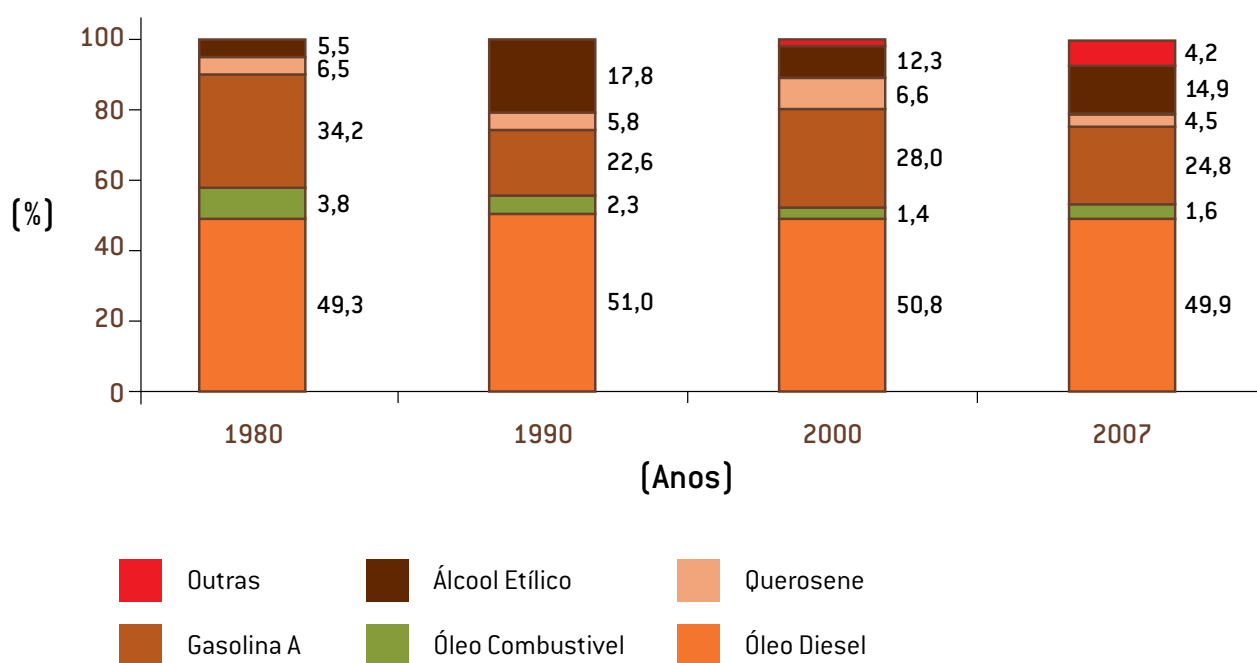
⁷ Não cabe aqui discutir a pertinência da formação do superávit primário e seus eventuais benefícios macroeconômicos para o país. Aqui, apenas apresenta-se o fato de que o valor arrecadado para investimento em P&D tem superado em muito a efetiva alocação deste recurso.



Setor de transportes

O setor de transporte do Brasil é caracterizado pela concentração nos derivados de petróleo como fonte de energia, apresentando uma participação razoável de combustíveis renováveis (álcool etílico anidro e hidratado⁸), e uma distribuição modal desbalanceada em favor do transporte rodoviário, como mostra o Gráfico 3.

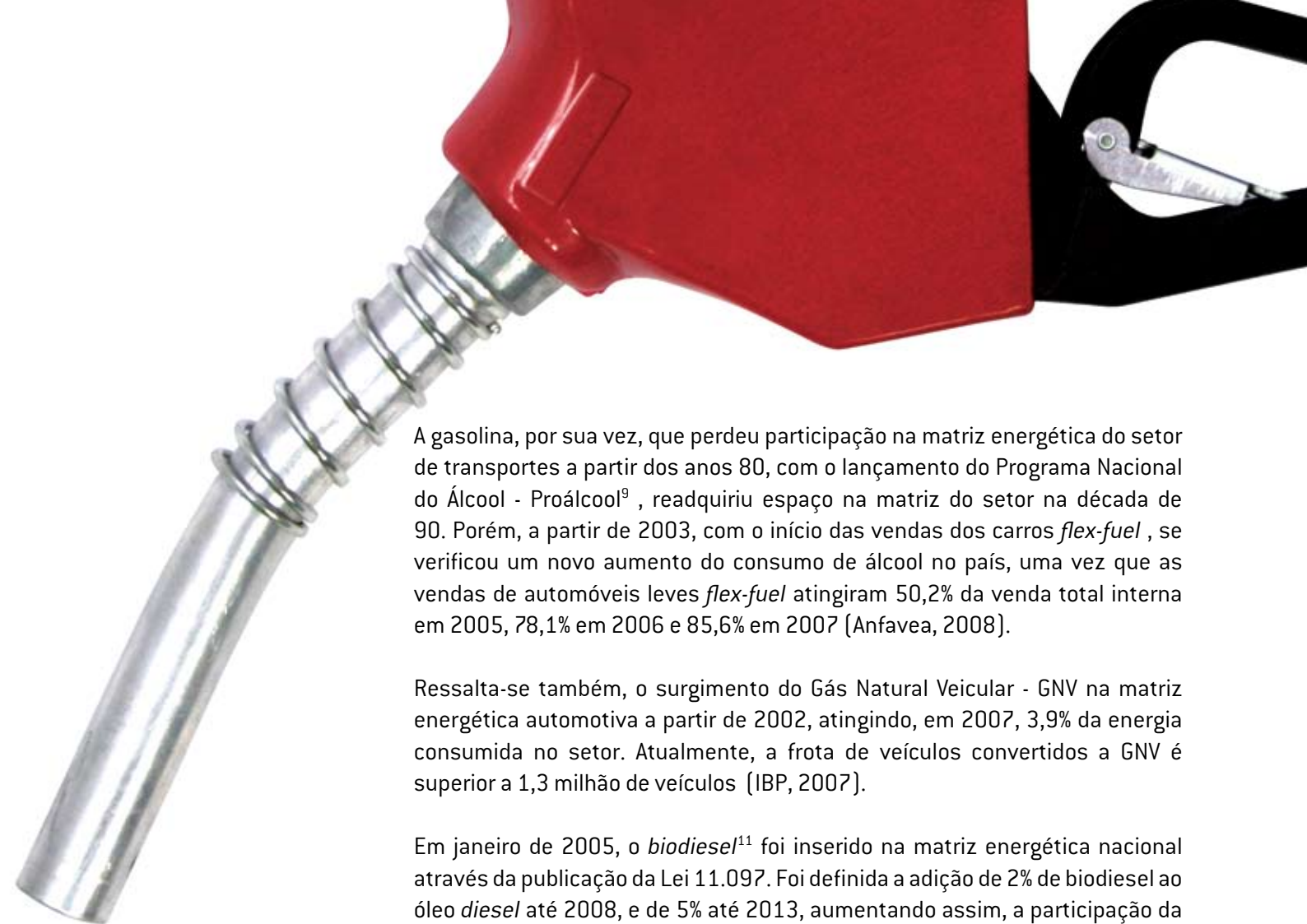
Gráfico 3 - Estrutura de Uso de Energia Final no Setor de Transporte Brasileiros



De acordo com MME (2008), desde 1980 o setor de transportes é o segundo maior usuário de energia final no Brasil com uma participação que varia entre 25 e 30% do uso final de energia, sendo responsável por 52% da demanda de derivados de petróleo consumidos na economia do país. Em 2007, o setor representou, aproximadamente, 29% do consumo final energético total, cerca de 57 milhões de toneladas equivalentes de petróleo, dos quais mais de 90% foram consumidos no modal rodoviário (MME, 2008).

O óleo *diesel* é o combustível mais consumido no setor, representando quase 50% do consumo de energia do setor de transportes, devido, principalmente, à forte participação dos veículos pesados, de transporte coletivo e de carga.

⁸ O álcool etílico anidro é utilizado no Brasil como aditivo, misturado à gasolina, enquanto que o álcool etílico hidratado é utilizado como combustível, podendo ser usado pelos veículos cativos a álcool ou flexíveis.



A gasolina, por sua vez, que perdeu participação na matriz energética do setor de transportes a partir dos anos 80, com o lançamento do Programa Nacional do Álcool - Proálcool⁹, readquiriu espaço na matriz do setor na década de 90. Porém, a partir de 2003, com o início das vendas dos carros *flex-fuel*, se verificou um novo aumento do consumo de álcool no país, uma vez que as vendas de automóveis leves *flex-fuel* atingiram 50,2% da venda total interna em 2005, 78,1% em 2006 e 85,6% em 2007 (Anfavea, 2008).

Ressalta-se também, o surgimento do Gás Natural Veicular - GNV na matriz energética automotiva a partir de 2002, atingindo, em 2007, 3,9% da energia consumida no setor. Atualmente, a frota de veículos convertidos a GNV é superior a 1,3 milhão de veículos (IBP, 2007).

Em janeiro de 2005, o *biodiesel*¹¹ foi inserido na matriz energética nacional através da publicação da Lei 11.097. Foi definida a adição de 2% de biodiesel ao óleo *diesel* até 2008, e de 5% até 2013, aumentando assim, a participação da biomassa na matriz energética nacional e assegurando um mercado para este combustível.

No que tange à questão ambiental, o setor de transporte nacional, em 2004, emitiu 133 MtCO₂, o que representou 38% do total emitido pelo país devido à produção de energia¹² (IEA, 2006b; Frischtak, 2009).

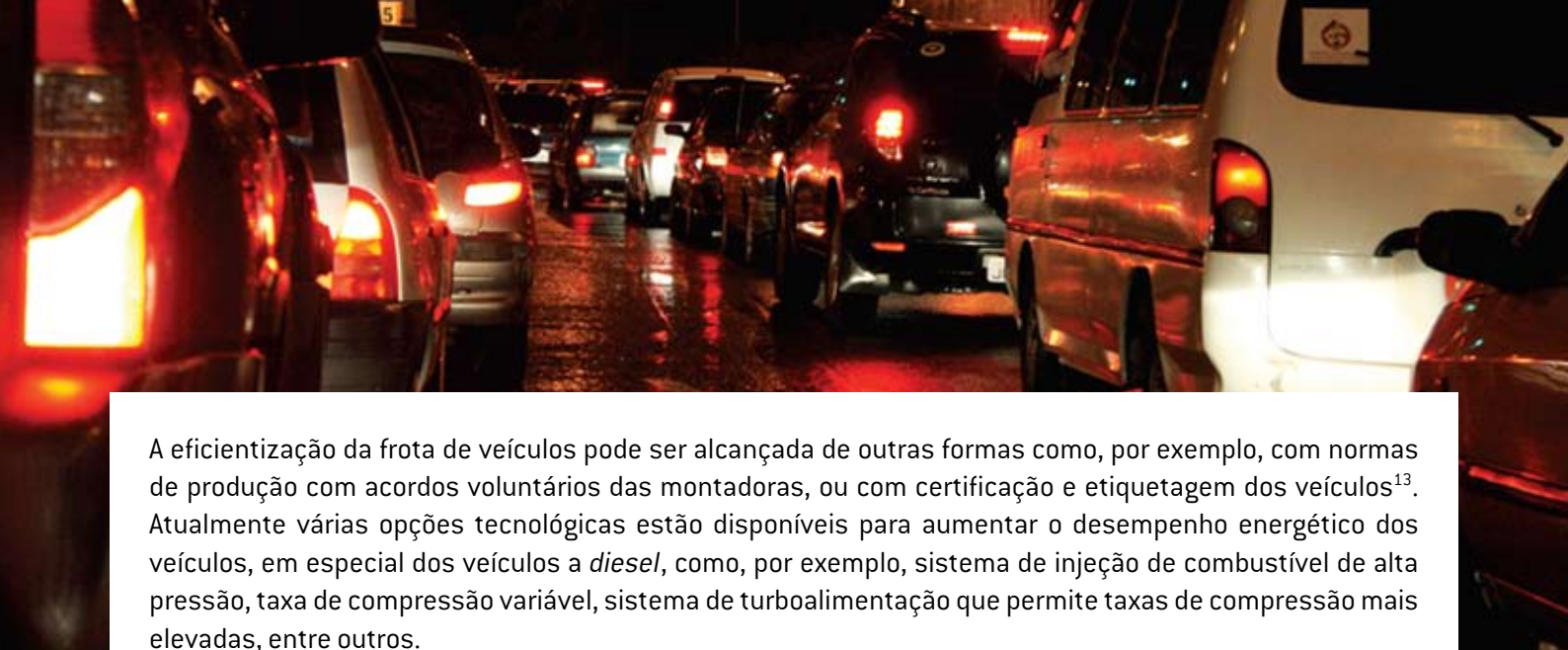
Desta forma, torna-se evidente a necessidade de adoção de políticas que desincentivem o consumo de combustíveis fósseis, principalmente no setor de transporte devido à grande participação do modal rodoviário na demanda total de combustíveis. Alguns países vêm aplicando medidas que desestimulam o consumo de combustíveis fósseis, como a aplicação de taxas sobre o consumo. Outras medidas, tais como o aumento da eficiência dos novos veículos, aplicação de pedágios e melhoria da infra-estrutura rodoviária também podem contribuir para a redução do consumo e das emissões de CO₂.

⁹ O Proálcool foi lançado em 1975, com objetivo de diminuir a vulnerabilidade energética brasileira e a importação de petróleo. Na década de 90, devido ao desabastecimento do mercado interno de álcool e à redução dos preços do petróleo, houve um declínio na venda de carros a álcool.

¹⁰ Veículos que podem utilizar álcool ou gasolina C simultaneamente em qualquer proporção.

¹¹ O biodiesel é composto de alquil-ésteres de ácidos graxos, derivados de gorduras animais (B100, 2004) ou de óleos vegetais, extraídos de oleaginosas, como palma, mamona e soja, ou resultado da transesterificação de gorduras residuais das atividades humanas. Tem características físico-químicas semelhantes às do óleo diesel e pode ser usado em motores de combustão interna de ciclo diesel.

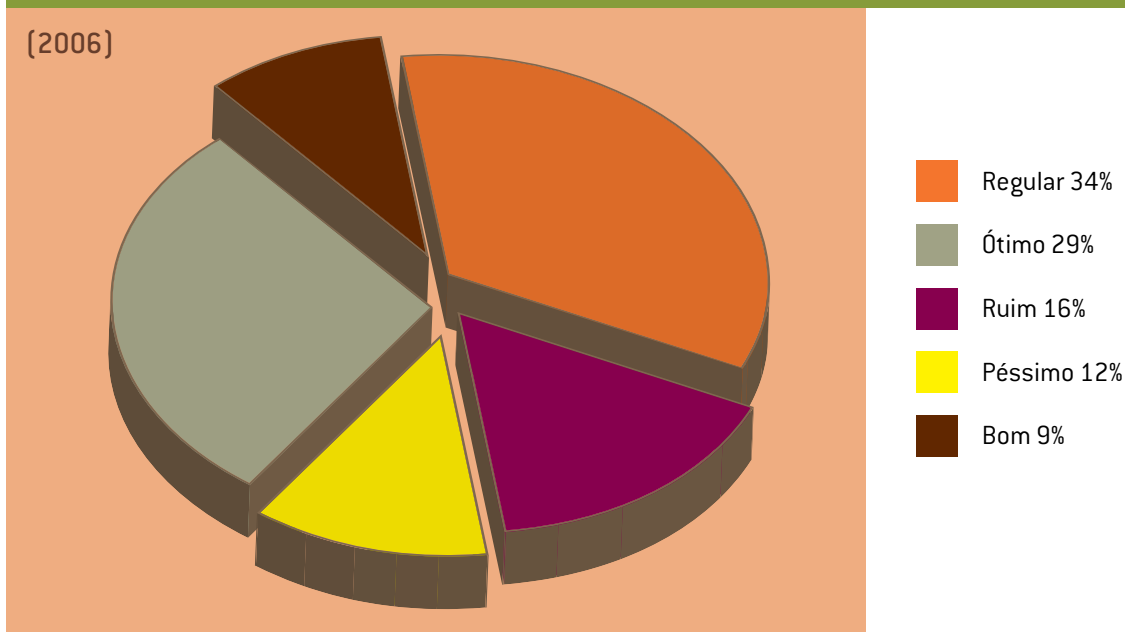
¹² Considerando apenas as emissões veiculares da combustão dos derivados de petróleo.



A eficiência da frota de veículos pode ser alcançada de outras formas como, por exemplo, com normas de produção com acordos voluntários das montadoras, ou com certificação e etiquetagem dos veículos¹³. Atualmente várias opções tecnológicas estão disponíveis para aumentar o desempenho energético dos veículos, em especial dos veículos a *diesel*, como, por exemplo, sistema de injeção de combustível de alta pressão, taxa de compressão variável, sistema de turboalimentação que permite taxas de compressão mais elevadas, entre outros.

A aplicação de pedágios urbanos tem por objetivo desestimular o acesso à circulação em determinados horários e nas áreas mais congestionadas pelos veículos particulares. A arrecadação pode servir, ainda, para financiar o sistema de transporte público. Europa e Ásia, por exemplo, adotaram esta medida, segundo RIBEIRO (2001). Investimentos em infra-estrutura, por sua vez, são essenciais tanto para o aumento da eficiência dos transportes como para as mudanças intermodais. No Brasil, essas medidas surtiriam grande efeito dadas as péssimas condições das rodovias. Segundo pesquisa realizada pela Confederação Nacional dos Transportes (CNT-2006) sobre o estado das rodovias no país, cerca de 30% da extensão total da malha rodoviária pode ser classificada como ruim ou péssima em relação às condições de pavimentação e sinalização, como apresentado no Gráfico abaixo.

Gráfico 4 - Condições de Pavimentação e Sinalização das Rodovias Pavimentadas no Brasil



Fonte: CNT, 2006

¹³ No Brasil foi lançado em novembro de 2008 o programa de etiquetagem veicular. Este programa teve início em abril e 2009 e permite que o consumidor escolha, na hora da compra do veículo zero quilômetro, os modelos mais eficientes em consumo de combustível consultando a Etiqueta Nacional de Conservação de Energia (ENCE) do Inmetro, afixada voluntariamente pelas montadoras nos automóveis. Este programa, ainda que represente um avanço para o setor, é insuficiente para ampliar de fato a eficiência da frota, se comparado a programas de padronização adotados nos EUA, China, Japão e outros países.

Esta degradação da infra-estrutura de transportes afeta o padrão de eficiência energética do modal rodoviário. Segundo CNT (2002), a velocidade média em trechos com buracos sofre uma redução em 23,0 km/h em comparação a trechos de pavimento em perfeitas condições, enquanto trechos com pavimento destruído registram reduções de 31,8 km/h na velocidade média em relação aos em perfeitas condições. Tal perda de velocidade operacional acarreta reduções nos níveis de eficiência energética desse modal, aumentando o consumo de combustível do setor.

Outro fator impactante no consumo de combustíveis no setor rodoviário, em particular o *diesel*, é a existência de veículos com idade avançada, especialmente caminhões. Atualmente, de acordo com Fleury (2006), a frota de caminhões no país possui idade média superior a 14 anos, com cerca de 75% da frota possuindo mais de 10 anos de idade.

Por fim, cabe citar, como último mecanismo de mitigação do consumo de combustíveis do setor pelo lado da demanda, a intermodalidade do transporte de carga, dada a matriz de transportes do país que tem o predomínio do modal rodoviário, com baixa participação dos outros modais. Esta dependência excessiva do modal rodoviário no transporte de carga justifica-se, em parte, pela baixa disponibilidade e limitações do transporte ferroviário, de cabotagem e navegação de interior, que dificultam a utilização destes como reais alternativas para o transporte viário. Por vários anos os investimentos públicos priorizaram o setor rodoviário de carga, funcionando como barreira à prática da intermodalidade e como desestímulo aos demais modais.

Segundo Fleury (2006), a utilização de mais de um modal representa agregar as vantagens de

cada modal no transporte de carga, que pode ser caracterizado tanto pela melhoria do serviço quanto pela melhoria do custo. O transporte rodoviário só é competitivo frente aos outros modais para o transporte de pequenas cargas (inferiores a 10 toneladas) em pequenas distâncias (inferiores a mil quilômetros), sendo o modal ferroviário mais vantajoso para longas distâncias e cargas pesadas.

Contudo, o transporte rodo-ferroviário, principalmente para longas distâncias com cargas entre 5 e 30 toneladas, torna-se muito vantajoso por combinar o custo baixo do transporte ferroviário para longas distâncias com a acessibilidade do transporte rodoviário. Assim, a adoção de políticas que visem à integração do modal rodoviário com o ferroviário, buscando aproveitar as vantagens das ferrovias para trajetos longos, com carga elevada, e as das rodovias que possuem muitas vias de acesso e a facilidade do transporte “porta-à-porta”, pode reduzir o consumo de diesel do setor (Fleury, 2006).

Assim, para projetar as emissões de CO₂ no setor de transportes brasileiro no horizonte 2030 e estimar os potenciais de mitigação do setor com a implementação de políticas de redução das emissões, foram construídos dois cenários: o primeiro cenário denominado referência, baseando no PNE 2030 (EPE, 2007); e um cenário de mitigação, que incorporou ações e estratégias a serem desenvolvidas com o objetivo de reduzir as emissões do setor de transporte do Brasil.

A Tabela 3 apresenta o consumo aparente por tipo de combustível, em metros cúbicos, do setor de transporte no Brasil no período de 2000 a 2030¹⁴. Por sua vez, as emissões reais de CO₂ do setor de transportes no Brasil são apresentadas na Tabela 4¹⁵.

¹⁴ Nesta seção não foram contabilizadas as emissões provenientes do uso de eletricidade do setor que estão atreladas ao fator de emissão do grid do país.

¹⁵ Como já mencionado, as emissões oriundas da biomassa não são consideradas no total emitido pelo setor neste estudo.

Tabela 3 - Consumo Aparente por Combustível

CA (10 ³ m ³)	Gasolina A	AEA	AEH	Diesel	QAV	Óleo Comb	GNV ⁽¹⁾
2000	17.225	5.705	5.4432	8.311	3.802	676	313
2001	16.959	6.008	4.2572	9.279	3.913	742	572
2002	16.201	7.250	4.343	30.450	3.763	774	980
2003	17.094	7.257	3.7622	9.550	2.669	729	1.328
2004	17.672	7.451	4.835	31.616	2.853	815	1.580
2005	17.712	7.638	5.6563	1.469	3.106	840	1.945
2006	18.824	5.200	7.0953	1.972	2.897	764	2.307
2007	18.627	6.227	10.3663	3.881	3.185	970	2.559
2010 ⁽²⁾	19.580	8.527	12.033	40.892	3.797	598	3.231
2020 ⁽²⁾	26.229	8.743	23.607	53.572	6.073	858	4.940
2030 ⁽²⁾	42.190	14.063	39.241	74.766	9.712	1.349	7.048

Fonte: MME (2008) e EPE (2007) // Nota ⁽¹⁾ 10⁶m³ // ⁽²⁾ Projeções obtidas a partir de EPE (2007)

Tabela 4 - Emissões Totais de CO₂ por Combustível

ERC02 (GgCO ₂)	Gasolina A	Diesel	QAV	Óleo Comb	GNV	Total
2000	38.100	73.708	9.262	2.079	641	123.789
2001	37.511	76.228	9.533	2.282	1.171	126.724
2002	35.835	79.276	9.167	2.380	2.005	128.664
2003	37.810	76.933	6.502	2.242	2.718	126.205
2004	39.088	82.312	6.951	2.507	3.233	134.091
2005	39.177	81.929	7.568	2.584	3.979	135.236
2006	41.636	83.238	7.058	2.350	4.720	139.001
2007	41.200	88.209	7.760	2.984	5.237	145.389
2010 ⁽¹⁾	43.309	105.941	9.250	1.839	6.612	166.951
2020 ⁽¹⁾	58.015	139.474	14.795	2.639	10.109	225.033
2030 ⁽¹⁾	93.319	194.653	23.661	4.149	14.423	330.204

Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2008) e EPE (2007)
Nota ⁽¹⁾ Projeções obtidas a partir de EPE (2007)

Em 2007, de acordo com as estimativas, foram liberadas para a atmosfera 145 milhões de toneladas de dióxido de carbono oriundas do setor de transporte no Brasil¹⁶, o que representa um crescimento médio anual de 2% desde 2000. Todavia, não se pode esquecer que estes valores não contabilizam as emissões oriundas de toda a cadeia produtiva do combustível fóssil. Segundo IEA (2004), as emissões veiculares representam de 84 a 88% do total das emissões da cadeia de produção dos combustíveis fósseis¹⁷.

Para determinar as emissões de GEE do setor de transporte por tipo de modal, foram utilizados os valores de consumo aparente de combustível por modal apresentados pelo MME (2008). Todavia, as projeções realizadas pela EPE (2007) não desagregam o consumo de combustível por modal. Deste modo, a título de simplificação, considerou-se que distribuição dos combustíveis por modal até 2030 será igual à média da distribuição verificada no período de 2000 a 2007. A Tabela 5 apresenta o resultado encontrado por modal.

Tabela 5 - Emissões Totais de CO₂ por Modal

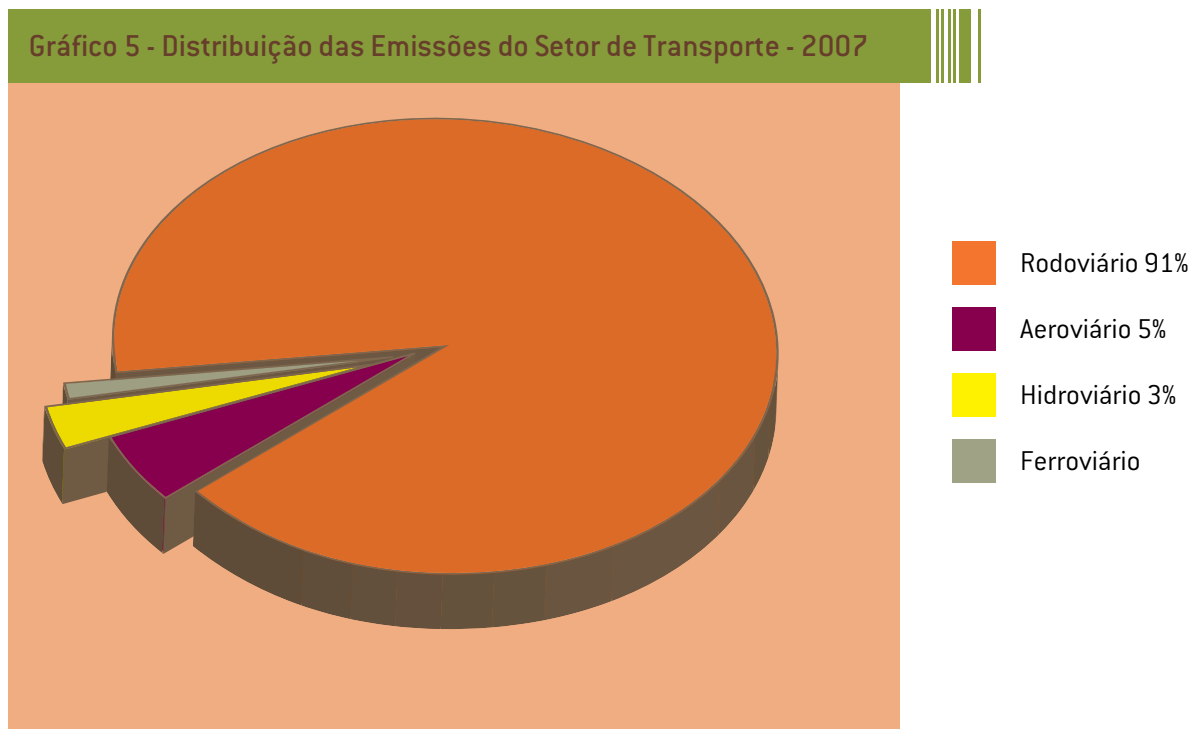
ERC02 (GgCO ₂)	Rodoviário	Ferrovário	Hidroviário	Aeroviário	Total
2000	110.197	1.234	2.928	9.431	123.789
2001	112.385	1.401	3.243	9.697	126.724
2002	114.701	1.393	3.281	9.289	128.664
2003	114.848	1.695	3.023	6.639	128.205
2004	121.822	1.710	3.472	7.085	134.091
2005	122.254	1.730	3.561	7.691	135.236
2006	126.644	1.703	3.440	7.214	139.001
2007	131.447	1.785	4.237	7.921	145.389
2010 ⁽¹⁾	152.337	2.083	3.118	9.413	166.951
2020 ⁽¹⁾	202.954	2.743	4.323	15.013	225.033
2030 ⁽¹⁾	295.866	3.828	6.499	24.011	330.204

Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2008) e EPE (2007)
Nota ⁽¹⁾ Projeções obtidas a partir de EPE (2007)

¹⁶ Este resultado está em conformidade com IEA (2006), que estima as emissões do setor de transporte no Brasil para o ano de 2004 como de 133 MtCO₂.

¹⁷ Para corroborar este número, SZKLO e SCHAEFFER (2007) afirmam que de 7 a 15% do petróleo produzido é consumido nas refinarias.

O modal rodoviário foi responsável por mais de 90% das emissões do setor de transporte, como se pode verificar no Gráfico 5.



Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2008)

Neste trabalho, a elaboração do cenário de mitigação das emissões para o transporte de passageiros teve como foco o modal rodoviário, dado o expressivo consumo energético deste segmento. As opções de mitigação analisadas foram a maior penetração de tecnologias de uso mais eficiente de energia e melhoria do setor de transporte. Como opções de mitigação, por meio do uso mais eficiente de energia, foram considerados o início das vendas de veículos híbridos elétricos e as melhorias nos veículos convencionais.

Neste estudo, não foi considerada a substituição inter-energética em favor dos biocombustíveis, pois o atual estágio do segmento leva a crer que, principalmente o álcool, não se trata de uma opção, mas sim uma realidade. Também não foi avaliada a penetração dos biocombustíveis de segunda geração porquanto esta ainda não é uma tecnologia comercialmente viável e não existem informações precisas sobre a contribuição na redução das emissões.

De acordo com *International Energy Agency* (IEA-2008), as melhorias nos veículos convencionais podem ser divididas em 2 grupos: no motor e fora do motor. As melhorias fora do motor incluem melhor aerodinâmica, substituição de materiais, menor consumo de luzes, e modificações nos pneus. Por sua vez, as melhorias no motor englobam taxa de compressão mais elevada, turboalimentação, melhor combustão, entre outros. Os ganhos de desempenho energético com as melhorias no motor oscilam entre 0,5 e 6%, enquanto que as melhorias fora do motor podem melhorar o desempenho de 1,5 a 13% (IEA, 2008; IPCC, 2007b; Vattenfall, 2007).

Para a melhoria no sistema de transporte, foram consideradas três opções de mitigação: sistema rápido de ônibus, sistema de transporte inteligente e melhoria na infraestrutura.

No caso destas opções, existem poucos trabalhos na bibliografia atual do possível impacto da adoção destes programas. Ademais, os trabalhos existentes, são específicos para uma determinada região ou país, nunca tendo sido feito para o Brasil. Desta forma, os impactos aqui considerados destas opções de mitigação são apenas estimativas, em que se procurou criar estimativas conservadoras para evitar resultados sem consistência.

A criação do sistema rápido de ônibus seria capaz de reduzir gradualmente a utilização dos veículos leves no país. Nesta simulação foi adotado que a distância média percorrida pelos veículos leves em 2030 poderá ser até 8% inferior ao atual patamar. No caso do sistema de transporte inteligente, foi considerada uma redução nos congestionamentos a partir da sua implantação, aumentando a velocidade média nas cidades para o atual estágio. Por fim, admitiu-se que a melhoria na infra estrutura seria capaz de aumentar ligeiramente o desempenho energético médio dos veículos leves no país. A Tabela 6 exhibe as opções de mitigação consideradas neste cenário.

Tabela 6 - Opções de Mitigação para o Transporte de Passageiros

Opções de Mitigação	Custo (\$/tCO ₂)	Redução (10 ³ tCO ₂)	Custo Total (10 ³ \$)	Redução Acumulada (10 ³ tCO ₂)	Custo Acumulado (10 ³ \$)
Ganho de eficiência no motor	-120	3.964	-475.697	3.964	-475.697
Ganho de eficiência fora do motor	-105	5.578	-585.693	9.542	-1.061.389
Sistema de transporte inteligente	0	6.868	0	16.410	-1.061.389
Sistema rápido de ônibus	35	5.811	203.383	22.221	-858.006
Melhorias de infraestrutura	66	618	40.821	22.840	-817.186
Veículos híbridos elétricos	360	3.615	1.301.400	26.455	484.215

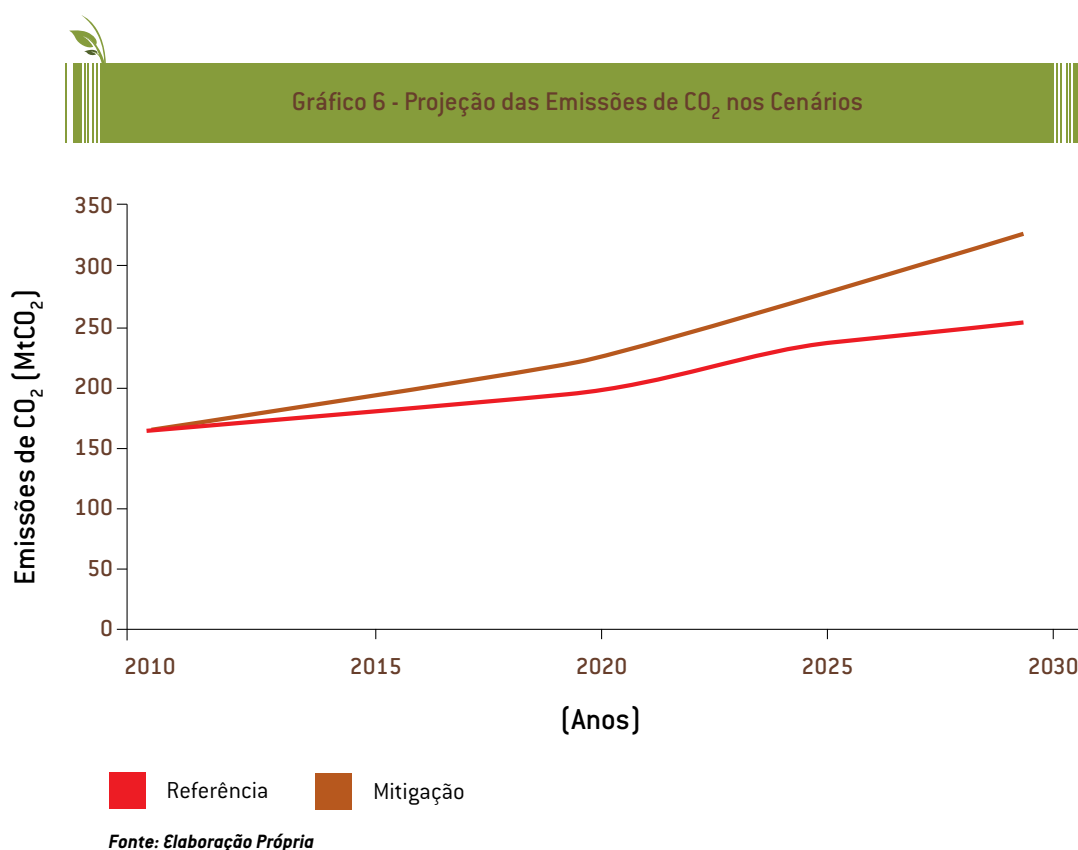
Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2008), IPCC (2007b) e VATTENFALL (2007)

Por sua vez, para o transporte de carga no Brasil, existem poucos estudos do potencial de redução das emissões do setor. Desta forma, para quantificar a capacidade de redução das emissões de CO₂, foi utilizado como modelo para o Brasil o estado de Minas Gerais, a partir do estudo realizado pela Coppe/UFRJ para o governo de Minas Gerais (Schaeffer et al., 2008). Este estado tem grande importância para o sistema de transportes do país em virtude de ser um corredor para o transporte de carga conectando o Centroeste brasileiro com os portos da região Sudeste.

Segundo o estudo de Schaeffer et al. (2008), a matriz de transportes de Minas Gerais se assemelha à matriz nacional, com predomínio do modal rodoviário e com uma frota de caminhões de elevada idade média. O estudo analisa um cenário alternativo com aumento da fiscalização e regulamentação do transporte de carga (retirando de circulação veículos mais velhos) e a adoção de políticas que visem à integração do modal rodoviário ao ferroviário, para reduzir o consumo de combustível do transporte de carga.

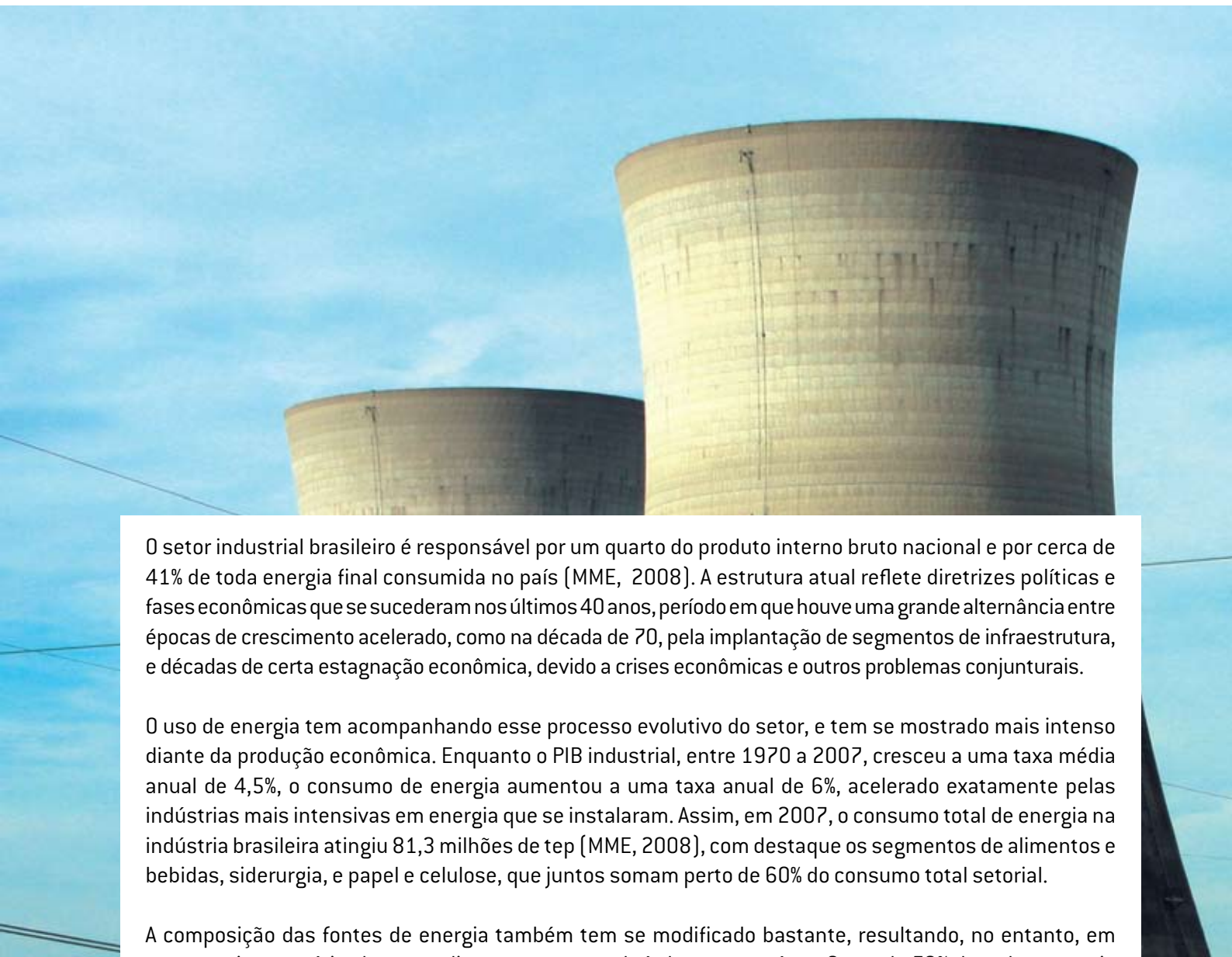
O cenário de baixo carbono prevê uma maior participação das ferrovias e, conseqüentemente, menor participação do modal rodoviário, com o desenvolvimento da intermodalidade nos transportes ligando os modais ferroviários e rodoviários com o objetivo de aproveitar as particularidades dos mesmos¹⁸. Extrapolando o resultado para o Brasil, a redução em 2030 das emissões de CO₂ poderá ser de 48 MtCO₂ se comparadas a um cenário de referência para o mesmo ano.

O Gráfico 6 compara as emissões de dióxido de carbono nos dois cenários considerados de 2010 a 2030. As emissões de CO₂ oriundas da queima de biomassa, álcool etílico anidro (misturado na gasolina automotiva), álcool etílico hidratado e biodiesel não foram contabilizadas neste estudo.



No cenário referência, em que não são consideradas opções de mitigação para as questões climáticas, as emissões de CO₂ em 2030 podem atingir 330 milhões de toneladas, o que representa mais que o dobro do emitido em 2008, ou seja, 150 milhões de toneladas. No cenário de mitigação, em que foram introduzidas, de forma conservadora, novas opções tecnológicas, melhorias no sistema de transporte e intermodalidade as emissões de CO₂ em 2030 permaneceriam na ordem de 255 milhões de toneladas. Esta diferença representa um volume de redução de 75 milhões de toneladas em 2030, aproximadamente 23% de redução em relação ao cenário referência, o que poderia ser considerado como o potencial conservador de redução das emissões de CO₂ do setor de transportes no Brasil em 2030.

¹⁸ O modal ferroviário caracteriza-se, especialmente, por sua capacidade de transportar grandes volumes, com elevada eficiência energética, principalmente em casos de deslocamentos a médias e grandes distâncias. Apresenta, ainda, maior segurança, em relação ao modal rodoviário, com menor índice de acidentes e menor incidência de furtos e roubos.



O setor industrial brasileiro é responsável por um quarto do produto interno bruto nacional e por cerca de 41% de toda energia final consumida no país (MME, 2008). A estrutura atual reflete diretrizes políticas e fases econômicas que se sucederam nos últimos 40 anos, período em que houve uma grande alternância entre épocas de crescimento acelerado, como na década de 70, pela implantação de segmentos de infraestrutura, e décadas de certa estagnação econômica, devido a crises econômicas e outros problemas conjunturais.

O uso de energia tem acompanhando esse processo evolutivo do setor, e tem se mostrado mais intenso diante da produção econômica. Enquanto o PIB industrial, entre 1970 a 2007, cresceu a uma taxa média anual de 4,5%, o consumo de energia aumentou a uma taxa anual de 6%, acelerado exatamente pelas indústrias mais intensivas em energia que se instalaram. Assim, em 2007, o consumo total de energia na indústria brasileira atingiu 81,3 milhões de tep (MME, 2008), com destaque os segmentos de alimentos e bebidas, siderurgia, e papel e celulose, que juntos somam perto de 60% do consumo total setorial.

A composição das fontes de energia também tem se modificado bastante, resultando, no entanto, em uma matriz energética bastante limpa se comparada à de outros países. Cerca de 53% de toda a energia empregada no setor pode ser atribuída a fontes renováveis, com forte predomínio da hidreletricidade e do bagaço de cana, e de parcelas menores de lenha e de carvão vegetal.

A indústria brasileira também vem experimentando um processo de modernização sob influência do processo de abertura econômica iniciado na década passada. Este implicou na necessidade de atualização tecnológica visando proporcionar maior competitividade. Neste contexto, a energia vem merecendo atenção especial - primeiro por ser essencial aos processos produtivos, e, segundo, por ser elemento importante dentro da estrutura de custos em vários segmentos, notadamente nos setores energo-intensivos.

Entretanto, mesmo diante deste quadro de certa forma bastante positivo, existem muitas oportunidades para o setor se tornar mais eficiente com relação à energia e ainda mais limpo em termos ambientais.



Emissões de CO₂ pelo uso de combustíveis na indústria

O elevado consumo de energia, tanto pelo emprego direto de combustíveis, quanto pelas emissões indiretas advindas do uso de energia elétrica¹⁹, resultaram, em 2007, em emissões de cerca de 132,4 milhões de tCO₂ pelo setor. Se excluída a parcela proveniente da energia elétrica, estas emissões ficariam reduzidas a 126,8 milhões tCO₂, montante que representa 35% das emissões totais de CO₂ provenientes da queima de combustíveis no Brasil²⁰.

Dentre os combustíveis que contribuem com estas emissões estão os derivados de fontes fósseis (petróleo, carvão mineral e gás natural), e também os combustíveis de origem vegetal, quando extraídos de estoques naturais e com interrupção de seus ciclos de renovação. Bagaço de cana e lixívia negra cumprem integralmente tal ciclo, fato que não ocorre com parte significativa do carvão vegetal e da lenha consumida pelo setor, que tem tido extrações de florestas nativas (AMS, 2008; Brito 2008).

De acordo com a Tabela 7, o setor de ferro e aço constitui o principal grupo emissor de CO₂, com 45,1% das emissões totais, dado o elevado consumo absoluto de energia, tanto de fontes fósseis quanto também de carvão vegetal de desmatamentos. Neste setor, há estimativas que apontam um índice de 50% de uso deste energético como sendo proveniente de matas nativas²¹. O setor químico desponta como o segundo setor emissor (11,6%), principalmente pelo elevado consumo de gás natural, seguido do cerâmico (8,0%), devido ao alto consumo de lenha de desmatamentos. Interessante notar que os setores de alimentos e bebidas e o de papel e celulose, embora apresentem elevado consumo de combustíveis, têm emissões baixas, por conta do elevado consumo de fontes energéticas integralmente renováveis - bagaço de cana e lixívia negra, respectivamente. Ainda na Tabela 7, nota-se quão significativas são as emissões advindas das parcelas de lenha e de carvão vegetal não-renováveis, valor que alcança 19,2% das emissões totais de CO₂ por parte do setor industrial brasileiro.

¹⁹ As emissões advindas da energia elétrica são bastante baixas devido à produção ser majoritariamente de fonte hidráulica (MCT, 2009)

²⁰ Há também uma parcela menor de emissões de CO₂ no setor industrial, aqui não incluídas, que provém dos próprios processos fabris, especialmente de matérias-primas nas indústrias de cimento, cal e outras.

²¹ Estimativas próprias baseadas na produção de ferro-gusa via carvão vegetal e os valores indicados no Balanço Energético Nacional (MME, 2008) permitem estimar que o uso de carvão vegetal não-renovável possa se situar em 70%.





Tabela 7 - Estimativa das emissões de CO₂ em 2007 (em mil tCO₂)

	Gás Natural	Carvão Mineral e Derivados	Lenha	Derivados Petroléo	Carvão Vegetal	Total	Participação [%]
Total Industria	17.939,9	47.714,2	11.590,0	36.759,0	12.815,7	126.818,8	100,0
Cimento	39,8	534,8	-	7.119,8	504,8	8.179,1	6,4
Ferro e Aço	2.738,7	41.233,0	-	2.375,2	10.857,1	57.204,0	45,1
Ferro-ligas	4,7	448,7	197,8	619,9	1.400,8	2.671,7	2,1
Mineração / Pelotização	633,8	2.898,4	-	3.469,7	-	7.001,9	5,5
Não-ferrosos	1.246,5	1.149,3	-	5.587,4	20,5	8.103,7	6,4
Química	5.137,7	216,9	20,4	9.255,4	7,7	14.658,1	11,6
Alimentos e Bebidas	1.293,3	163,1	3.804,5	1.703,6	-	6.964,5	5,5
Têxtil	764,8	-	38,4	377,6	-	1.180,7	0,9
Papel e celulose	1.321,4	330,2	-	1.662,4	-	3.314,0	2,6
Cerâmica	2.235,8	170,9	6.026,4	1.767,6	-	10.200,7	8,0
Outras indústrias	2.523,5	368,9	1.502,6	2.720,4	25,0	7.340,4	5,8
Participação [%]	14,3	37,6	9,1	29,0	10,1	100,0	

OBS: No caso da lenha e do carvão vegetal estão indicadas somente as emissões referentes à queima direta das parcelas resultantes de desmatamentos

A partir deste quadro, e com base nas projeções do Plano Nacional de Energia - PNE 2030 (EPE, 2007), em um contexto de crescimento moderado para o setor industrial (3,7% ao ano), projetou-se um cenário de referência²² para as emissões de CO₂ pelo uso de energia para o ano de 2030. Neste cenário de referência, as emissões atingiriam cerca de 291,7 milhões de tCO₂ naquele ano, valor que se situa um pouco acima do dobro das emissões verificadas em 2007.

²² Estimativas próprias baseadas na produção de ferro-gusa via carvão vegetal e os valores indicados no Balanço Energético Nacional (MME, 2008) permitem estimar que o uso de carvão vegetal não-renovável possa se situar em 70%.

Um conjunto de medidas de mitigação, que contempla desde aquelas mais simples e de baixos custos às

Potencial de mitigação (cenário de baixo carbono para 2030)

medidas mais complexas, em que são necessários aportes apreciáveis de recursos e condições econômicas não tão favoráveis possibilita alcançar um cenário de baixo carbono para 2030. Estas medidas podem ser agrupadas em seis grandes categorias: eficiência energética, reciclagem de materiais, troca inter-combustíveis, emprego de fontes renováveis, eliminação do uso de biomassas não-renováveis e cogeração de energia. Sequestro e armazenagem de carbono (CCS) também poderão ser alternativas de interesse no futuro, em particular para o setor de cimento, siderúrgico e petroquímico, mas ainda apresentam custos elevados e dificuldades comerciais (AL-Juaied e Whitmore, 2009; IEA, 2006a)

Neste cenário de baixo carbono, as emissões atingiriam 167,4 milhões tCO₂ em 2030, o que representaria uma redução de 42,6% sobre o valor do cenário de referência para aquele mesmo ano²³. Integrando-se todo o período de 2010 a 2030 (ano a ano), as emissões evitadas resultariam em 1,473 bilhões tCO₂, que constitui um valor bastante expressivo e que corresponde a quase doze vezes às emissões atuais do setor (com base em 2007).

Desse montante a ser evitado, as medidas de eficiência energética representam a parcela principal, equivalente a 598 milhões tCO₂ (40,6% das emissões totais evitadas). Estas medidas podem ser aplicadas de forma transversal a todos os sub-setores industriais. Englobam ações de melhoria de combustão em caldeiras e fornos em geral, implantação de sistemas de recuperação de calor em processos variados (sistemas de vapor, integração de processos e recuperação de calor em fornos), e a incorporação de novas rotas e processos tecnológicos. De forma isolada, as medidas específicas de eficiência energética resultam em potenciais de economia de energia que variam entre 2 e 35%, de acordo com o setor e tipo de medida. As maiores quantidades a serem evitadas se referem à recuperação de calor em fornos e à implementação de novos processos, que juntas somam quase 50% deste bloco. Os novos processos, por exemplo, podem possibilitar economias de energia bastante expressivas, mas exigem, em contrapartida, investimentos bem mais elevados. Alguns desses principais novos processos, com reflexos na área térmica, estão sintetizados na Tabela 8 para três dos principais setores.

A eliminação do uso de biomassa não-renovável (lenha e carvão vegetal de desmatamentos) representa

Tabela 8 - Exemplos de novos processos aplicáveis aos setores de cimento, ferro e aço e papel e celulose

Setor	Novos processos
Cimento	- Implantação de pré-aquecedores de múltiplos estágios e de pré-calcinador
Ferro e Aço	- Implantação de coqueria a seco e coqueria úmida avançada - Instalação de turbinas de recuperação de calor dos gases de alto-forno - Injeção de carvão pulverizado e/ou gás natural em altos fornos (visando à redução do consumo de coque) - Implantação de processo contínuo nas etapas de refino de aço - Recuperação de gás e calor em fornos BOF - Ampliação do lingotamento contínuo e lingotamento em formas próximas dos produtos finais ou chapas finas - Oxi-combustão em fornos de reaquecimento de chapas e tarubos - Implantação de novo processo de redução e fusão combinando a gaseificação do carvão com a redução direta de minério de ferro - Maior uso de redução/fusão em fornos à arco
Papel e Celulose	- Secagem mecânica em cinta condensadora (Condebelt) - Formação de folha seca - Secagem por impulso - Integração de processos de fabricação de celulose e papel

OBS: No caso da lenha e do carvão vegetal estão indicadas somente as emissões referentes à queima direta das parcelas resultantes de desmatamentos

²³ Esse potencial foi calculado considerando a adoção das medidas em conjunto, ou seja, sem sobreposições. Assim, o roteiro de cálculo segue uma ordenação lógica, partindo de medidas mais simples e de menor custo (eficiência energética), indo para as mais complexas e caras (eliminação de desmatamentos e cogeração de energia).

Por fim, a energia solar térmica também poderia ser implementada em alguns processos de baixa temperatura, típicos na indústria de alimentos, madeira e outros. As emissões evitadas seriam de 25,6 milhões tCO₂ (1,7%).

o segundo maior potencial de abatimento de CO₂, equivalente a 567 milhões tCO₂ (38,5% do total). A proposta é que esta biomassa seja substituída integralmente por biomassas de florestas energéticas, exigindo uma área plantada de cerca de 3,8 milhões de hectares. Perto de 62% desta seria para atender à parcela de carvão vegetal não-renovável do setor siderúrgico, e os 38% restantes, na forma de lenha, para suprir os segmentos de cerâmica, papel e celulose e de alimentos, principalmente.

A cogeração de energia pode resultar em um abatimento de 94 milhões de tCO₂ (6,4%) no período de 2010 a 2030. No caso particular do Brasil, além dos ganhos de eficiência energética, a cogeração pode trazer reduções de emissões de CO₂ através de duas configurações básicas: queima da biomassa residual de alguns processos, especialmente a partir do bagaço de cana no setor sucroalcooleiro e da lixívia negra na fabricação de celulose, e também através da recuperação de gases e calor residual em setores como o siderúrgico e o petroquímico. Atualmente, existe um arcabouço legal que tem favorecido o crescimento da cogeração no país, incluindo regulamentação sobre a compra de energia excedente gerada nas empresas e tarifas, leilões realizados pelo governo etc. Os empreendimentos de cogeração atualmente, segundo a Aneel (2009), têm capacidade instalada de 5.300 MW, sendo 74% a partir do bagaço de cana. Contudo, ainda há um enorme potencial a ser explorado, especialmente no próprio setor sucroalcooleiro. Se consideradas as projeções de crescimento da produção de álcool combustível, para atendimento da demanda interna e o mercado internacional (LEITE et al., 2009), podem ser feitas projeções de uma produção de até 174.000 GWh²⁴ no setor suco-alcooleiro em 2030. Neste caso, além da maior oferta de bagaço, seria necessário empreender a modernização das usinas existentes, implantar novas unidades com tecnologias mais eficientes, aproveitar palhas e pontas das plantações de cana e incorporar a tecnologia de gaseificação do bagaço,

quando esta atingir estágio comercial.

A questão da reciclagem e economia de materiais também representa uma importante parcela para reduzir as emissões de CO₂, equivalente a 75 milhões tCO₂ (5,1%). Traz consigo economia de energia, tanto da parcela embutida nos materiais novos produzidos, quanto também na parcela embutida na fabricação das próprias matérias-primas virgens que podem ser poupadas, afora ganhos econômicos, ambientais e sociais possíveis. Os setores com maiores possibilidades de reduzir consumo de energia e emissões são: cimento (uso de aditivos), ferro e aço, papel e celulose, vidro, alumínio e cerâmica (redução de perdas no processo).

O emprego de fontes renováveis (biomassas) em substituição a fontes fósseis apresenta potencial expressivo nos segmentos de siderurgia, alimentos e bebidas, e de papel e celulose, equivalente a 69,2 milhões tCO₂ (4,7%). No segmento de ferro e aço, por exemplo, a proporção de uso de carvão vegetal na produção de ferro-gusa poderia passar dos 34% atuais (onde metade é renovável) para cerca de 45% até 2030 (sendo 100% renovável). Para abater as emissões totais citadas, a área total necessária com plantações seria de 940 mil hectares (sendo 88% para atender o setor siderúrgico).

Na linha das trocas inter-combustíveis, o uso do gás natural poderia ser ampliado em substituição aos combustíveis fósseis de maior conteúdo de carbono ainda empregados. A quantidade de CO₂ evitado seria de 43 milhões de toneladas (3,0%), exigindo um volume adicional de gás natural de 19,4 milhões m³/dia. As conversões técnicas no âmbito das empresas são relativamente simples e de baixo custo, mas há dificuldades pelo lado da oferta de gás, por limitações das redes de transporte e de distribuição e restrições momentâneas do volume ofertado.

²⁴ Uma estimativa mais conservadora apresentada no Plano Nacional de Energia (EPE, 2007) aponta para uma produção de eletricidade de 61.000 GWh através do bagaço em 2030.



Analisando-se o conjunto de medidas e os setores nos quais elas se aplicam, nota-se que o maior potencial se concentra no segmento de ferro e aço, com 46,9% das emissões totais possíveis de serem evitadas no período. A Tabela 9 resume as emissões até 2030.

Conclui-se ser possível atingir um nível de emissão em 2030 somente 23% superior às emissões atuais (aumento de 1,04% ao ano), mesmo com o setor industrial crescendo a uma taxa média anual de 3,7%.

Os investimentos líquidos totais para a implementação do conjunto de medidas de mitigação para o setor industrial estão estimados em cerca de US\$ 44,567 bilhões (em valor presente), aplicáveis ao longo do

Tabela 9 - Emissões projetadas para 2030 no cenário de referência e no cenário de baixo carbono, e emissões evitadas por tipo de medidas (em mil tCO₂)

	2010	2015	2020	2025	2030	Quantidades acumuladas 2010/2030	Participação (%) sobre as emissões evitadas totais
Linha de Base	141.028,4	169.122,1	202.812,2	243.213,6	291.663,2	4362.874,8	
Cenário de Baixo Carbono	141.028,4	139.444,3	119.453,0	141.185,4	167.397,7	2.890.169,8	
Tipo de Medida	Quantidades evitadas						
Biciência energética		20.459,8	32.749,2	39.273,0	47.096,4	598.376,9	40,6
Energia solar (térmica)	-	1.111,5	1.332,9	1.598,5	1.916,9	25.752,4	1,7
Reciclagem de materiais	-	3.229,1	3.872,4	4.643,8	5.568,9	74.814,7	5,1
Uso de gás natural	-	1.888,1	2.264,2	2.715,3	3.256,2	43.745,1	3,0
Troca de combustível fóssil por biomassa	-	-	2.421,4	5.727,1	10.035,5	69.2340,0	4,7
Biminição de biomassa não-renovável	-	-	36.677,8	47.786,8	47.475,8	566.992,7	38,5
Cogeração de energia	-	2.989,2	4.041,3	6.283,8	8.915,9	93.789,3	6,4
Emissões Evitadas Totais	-	29.677,8	83.359,2	102.028,2	124.265,5	1.472.705,0	

OBS: As quantidades evitadas referem-se ao potencial líquido (ajustado).



Investimentos e custos de abatimento

período de 2010-2030. As medidas que exigem maior aporte de recursos são, destacadamente, as relativas à eficiência energética, correspondendo a 54% dos investimentos totais, mas, conforme citado, são de penetração transversal, cobrindo todos os segmentos industriais. Em seguida, os investimentos mais elevados, embora em patamares bem mais baixos, são os necessários para as medidas de cogeração (25,2%) e para a eliminação de biomassas não-renováveis (11,9%) (vide Tabela 10).

Os custos de abatimento das emissões de CO₂ são dados pela combinação dos investimentos adicionais necessários, somados aos custos operacionais adicionais no cenário de baixo carbono em relação ao cenário de referência, divididos pelas reduções de emissões obtidas. É possível diferenciar dois grupos de medidas - as que apresentam custos de abatimento negativo, em que, em tese, haveria condições de implementação sem grande esforço financeiro, exceto de certa dose de incentivos, e as com custo positivo, em que alguns mecanismos especiais, ou alguma complementação financeira, se fazem necessários.

Medidas de eficiência energética demandam, via de regra, investimentos mais baixos e prazos de retorno curtos, além de taxas internas de retorno elevadas. Normalmente, os custos de abatimento de CO₂ são negativos, indicando condições econômicas para uma implementação espontânea (ou seja, caracterizam-se como medidas sem arrependimento), tanto do ponto de vista social (taxa de desconto de 8%

a.a.), quanto pelo viés do setor privado (custo de oportunidade de 15% a.a.)²⁵.

No caso da cogeração de energia, o custo marginal de abatimento de CO₂ também situa-se negativo para a taxa de desconto social, mas passa a positivo quando visto pelo setor privado (vide Tabela 10). Com maiores dificuldades de implementação, por terem baixa atratividade econômica e apresentarem custos de abatimento positivo, são as medidas referentes ao emprego de biomassas, visando tanto a substituição de combustíveis fósseis quanto a eliminação da parcela proveniente de desmatamento. Os investimentos necessários são elevados, especialmente para a parte relativa à implementação de plantações energéticas. No caso particular do setor siderúrgico, faz-se necessário também a expansão do parque de carvoejamento, além da construção de dezenas de novos alto-fornos para operar com carvão vegetal.

As medidas de reciclagem, energia solar e ampliação do emprego de gás natural também resultam em custos negativos de abatimento.

Nota-se, entretanto, que para algumas das medidas com baixa rentabilidade econômica (biomassas, por exemplo), os custos de abatimento positivos mencionados podem ser considerados relativamente baixos, especialmente quando comparados às taxas

²⁵ Há uma exceção referente à implementação de novos processos, cujo resultado global não apresenta atratividade econômica e tem valor positivo de custo de abatimento para o custo de oportunidade setorial de 15%. Este resultado econômico, entretanto, poderia se atenuado caso outros ganhos, além do energético, também fossem considerados (aumento de receitas, ganhos de produtividade etc).



Tabela 10 - Parâmetros econômicos gerais para as medidas de mitigação

Medidas de Mitigação	Investimentos (VPL) [8% a.a]	TIR (%)	Quantidade de CO ₂ evitadas (10 ⁶ t)	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂) [taxa 8% a.a]	Custo de abatimento (US\$/tCO ₂) [taxa 15% a.a]
Melhoria de combustão	1.098,45	79,6	105,22	-113,8	-105,2
Recuperação de calor	203,08	90,4	19,04	-237,1	-223,7
Recuperação de vapor	514,78	76,6	37,34	-251,3	-233,9
Recuperação de calor em fornos	4.745,84	26,8	283,03	-74,3	-51,5
Novos processos	17.027,32	-	135,41	-5,4	182,8
Outras medidas de eficiência	356,82	37,1	18,34	-35,6	-26,3
Total eficiência energética (medidas agrupadas)	23.946,29	18,8	598,38	-80,7	-24,0
Energia solar	734,67	52,7	25,75	-128,0	-104,7
Reciclagem	156,78	190,3	74,81	-82,6	-79,9
Maior uso de gás natural	1.831,87	12,0	43,75	-67,2	-6,3
Troca de combustíveis fósseis por biomassa	1.366,98	-	69,23	8,9	34,7
Eliminação de biomassa não-renovável	5.294,25	-	566,99	9,0	19,5
Cogeração	11.236,36	12,2	93,79	-49,9	185,4
Total	44.567,19		1.472,71		

de carbono que vêm sendo discutidas, ou a valores a serem pagos através de projetos do Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) ou ainda pelo aumento de pressões ambientais no futuro. Percebe-se também que, abaixo de US\$ 80/tCO₂, o montante de CO₂ a ser abatido é bastante expressivo, atingindo cerca de 1,243 bilhões de toneladas no período de 2010 a 2030 (para o custo de oportunidade de 15% ao ano).

Mesmo apresentando custos de abatimento negativos e boa atratividade econômica, a implementação de medidas para o abatimento de CO₂ tem dificuldade de se realizar de forma espontânea, ou mesmo com o apoio dos diversos programas e ações governamentais que têm sido realizados²⁶. Existem dificuldades e obstáculos



Políticas para implementação de medidas de redução de emissões de CO₂

que, de certa forma, reproduzem o que também ocorre em outros países. Geralmente, existe falta de incentivos, financiamento e informações, articulação deficiente entre agentes, baixa capacitação técnica, aspectos culturais, dentre outros fatores.

De um modo geral, todos os programas desenvolvidos ou em andamento têm apresentado resultados importantes, embora alguns temas ligados ao uso mais eficiente de energia e à questão ambiental no setor industrial ainda apresentem lacunas. Na área de eficiência energética, dezenas de estudos têm sido feitos, mas várias propostas não têm sido implementadas por motivos que vão desde a falta de informação à ausência de financiamento. Estas medidas, contudo, conforme mostrado, são custo-efetivas, de aplicação transversal em todos os segmentos, e devem merecer atenção especial.

A cogeração de energia, apesar do grande potencial indicado anteriormente e dos incentivos colocados pelo governo (especialmente do Proinfa), tem encontrado dificuldades diante do custo de oportunidade setorial, que têm tornado o processo lento e incerto.

A expansão da rede de gás natural vem evoluindo razoavelmente, mas esbarra na limitação do volume de gás ofertado e na malha restrita de transporte e distribuição, além de dificuldades de financiamento e incentivos. A importação de GNL, destinada principalmente para a geração termelétrica, deverá atenuar o problema da oferta, embora possa trazer um custo superior.

A questão da reciclagem de materiais vem se desenvolvendo de forma autônoma no âmbito dos próprios grupos empresariais, que percebem ganhos econômicos e outras vantagens no uso de material usado. As principais barreiras situam-se na limitação de financiamentos (o custo de coleta seletiva é

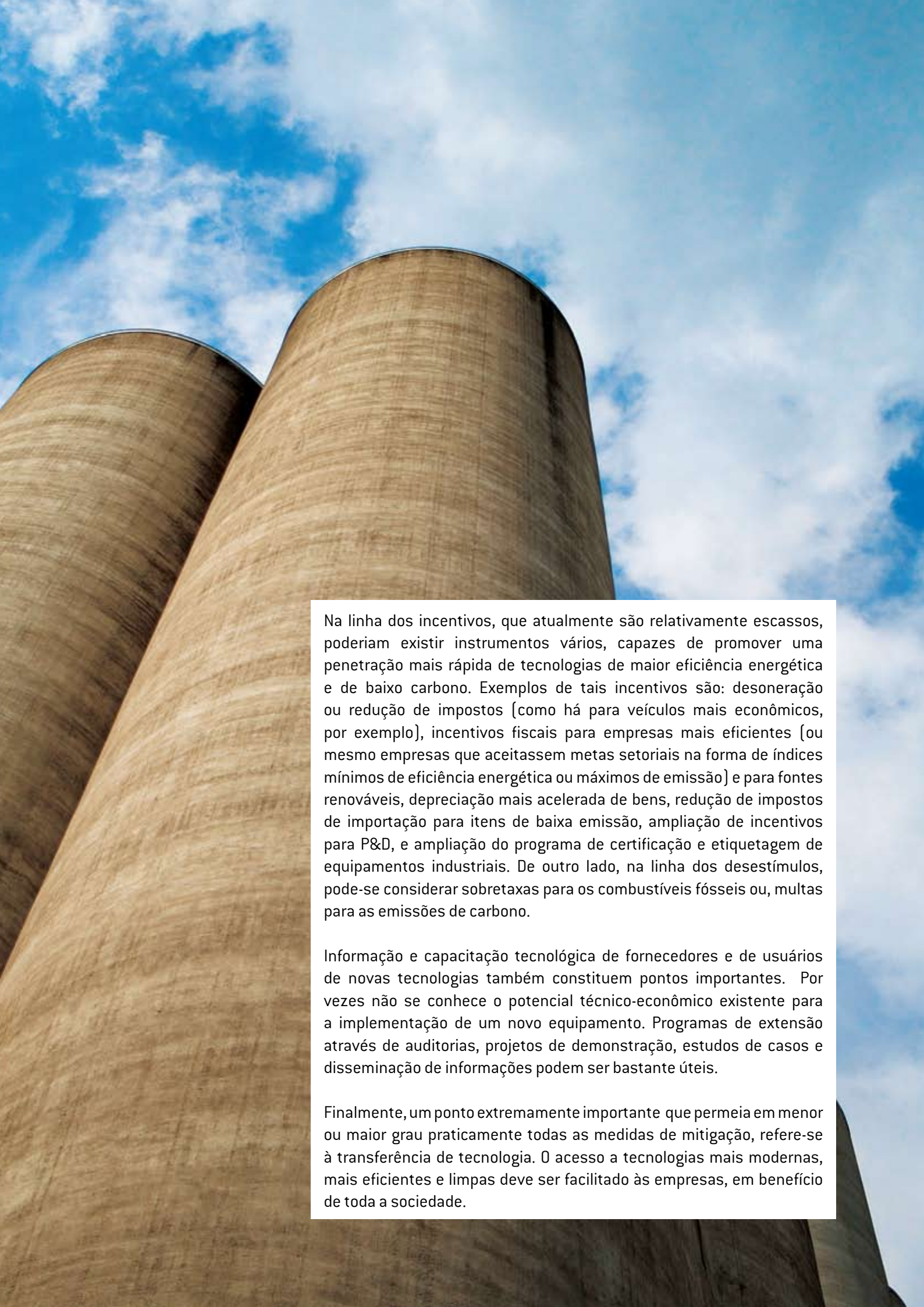
elevado) e no baixíssimo engajamento de municípios, afora a flutuação de preços de matérias-primas e de certas commodities.

No caso da energia solar os maiores problemas residem aparentemente na falta de conhecimento da tecnologia e ausência de financiamento, além de aspectos culturais.

As biomassas renováveis (lenha e carvão vegetal), que podem responder com significativa redução de emissões, encontram dificuldades principalmente pelo lado da oferta, diante de limitações de crédito de longo prazo e pela concorrência desigual imposta pela oferta das biomassas de desmatamento. Soma-se a estes pontos a questão do alto custo da terra, a competição com outros usos, grandes distâncias que encarecem o transporte, e demais custos de transação da utilização de biomassa renovável. Pelo lado da demanda, ainda não existem mecanismos de mercado suficientes para promover a biomassa renovável em substituição à energia fóssil, à exceção do MDL. Todo esse quadro, portanto, determina uma oferta limitada como também desmotiva grandes empreendimentos. Além disso, o setor precisaria resolver questões na área social, em que há um grande contingente de trabalhadores informais ligados às atividades ilegais de desmatamento e de produção de carvão vegetal em condições insalubres.

Em suma, no topo da lista de prioridades para alavancar projetos de energia com baixa emissão de carbono, encontra-se a questão da falta ou dificuldade de financiamento, apesar de banco oficial do governo, o BNDES, dispor de programas voltados à aquisição de bens de capital de um modo geral, dentre outros.

²⁶ Programas de conservação de energia (Procel e Conpet); legislação específica de aplicação de recursos do setor elétrico em medidas de eficiência energética; fundos setoriais de C&T na área de petróleo, gás e energia elétrica; Lei de Eficiência Energética; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa); regulamentações e leilões para a compra de energia de produtores independentes; programas setoriais para a modernização e aumento da competitividade industrial, e os recentes programas federais - PAC e o Plano de Combate às Mudanças Climáticas, que têm fortes interfaces com o setor industrial.



Na linha dos incentivos, que atualmente são relativamente escassos, poderiam existir instrumentos vários, capazes de promover uma penetração mais rápida de tecnologias de maior eficiência energética e de baixo carbono. Exemplos de tais incentivos são: desoneração ou redução de impostos (como há para veículos mais econômicos, por exemplo), incentivos fiscais para empresas mais eficientes (ou mesmo empresas que aceitassem metas setoriais na forma de índices mínimos de eficiência energética ou máximos de emissão) e para fontes renováveis, depreciação mais acelerada de bens, redução de impostos de importação para itens de baixa emissão, ampliação de incentivos para P&D, e ampliação do programa de certificação e etiquetagem de equipamentos industriais. De outro lado, na linha dos desestímulos, pode-se considerar sobretaxas para os combustíveis fósseis ou, multas para as emissões de carbono.

Informação e capacitação tecnológica de fornecedores e de usuários de novas tecnologias também constituem pontos importantes. Por vezes não se conhece o potencial técnico-econômico existente para a implementação de um novo equipamento. Programas de extensão através de auditorias, projetos de demonstração, estudos de casos e disseminação de informações podem ser bastante úteis.

Finalmente, um ponto extremamente importante que permeia em menor ou maior grau praticamente todas as medidas de mitigação, refere-se à transferência de tecnologia. O acesso a tecnologias mais modernas, mais eficientes e limpas deve ser facilitado às empresas, em benefício de toda a sociedade.

Conforme apresentado, apesar de o Brasil dispor de uma das matrizes energéticas mais limpas no mundo, dado o uso intenso de energia elétrica proveniente fonte hidráulica e de combustíveis renováveis no setor de transporte e em parte da indústria, ainda existe um potencial considerável para promover a redução de emissões de CO₂ pelo uso de energia em todos os segmentos da economia.

A partir de revisões e atualizações da projeção de emissões de CO₂ realizadas pelo PNE-2030 (EPE, 2007), estima-se, num cenário de referência, que os setores consumidores de energia no Brasil deverão lançar na atmosfera pouco mais de 819 milhões de toneladas de CO₂ em 2030²⁷, não devendo modificar muito as participações relativas das fontes e dos setores emissores. O Gráfico 7 e o Gráfico 8 ilustram a evolução das emissões no período de 2010 a 2030 e as participações relativas dos principais setores consumidores de energia em 2030, respectivamente. Nota-se que os setores de transporte e o industrial deverão permanecer, em 2030, como sendo os principais responsáveis pelas emissões de CO₂ (76%). As participações das emissões de CO₂ nos setores de refino de petróleo e no de outros (agropecuário, comércio residencial) devem apresenta crescimento, mas sem afetar de modo significativo as emissões totais.



Gráfico 7 - Evolução das emissões de CO₂ no período de 2010 a 2030 nos principais setores consumidores de energia - cenário referência

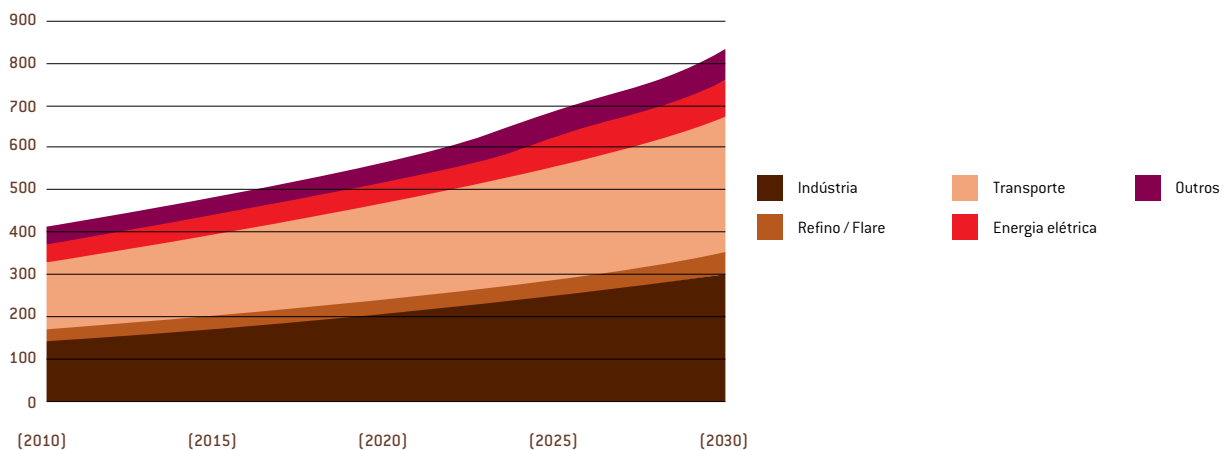
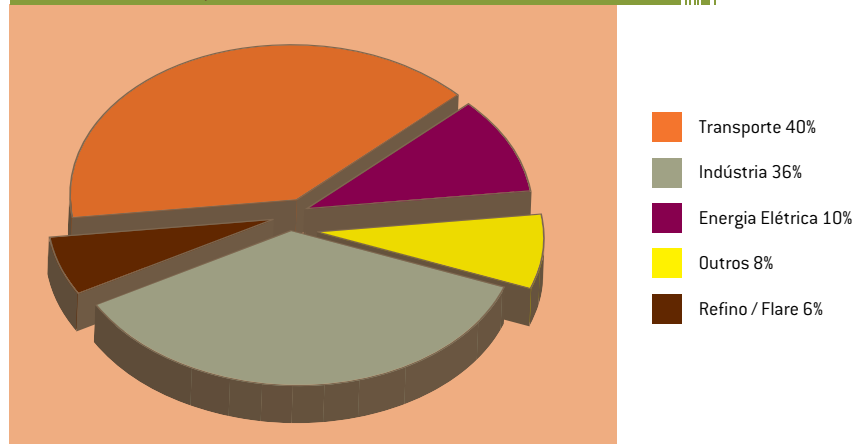



Gráfico 8 - Participações percentuais dos principais segmentos econômicos nas emissões de CO₂, em 2030 - Cenário referência



²⁷ Este valor difere do estimado pelo EPE (2007) para o ano de 2030 de 970 milhões de toneladas de CO₂ como apresentado no Gráfico 2, pois considera dados mais recentes da evolução do consumo de energia elétrica e uma atualização dos fatores de emissão de CO₂ para o parque gerador de eletricidade previsto para o período de 2010 a 2030, segundo planos mais recentes da própria Empresa de Pesquisa Energética - EPE.



A implementação das diversas medidas de mitigação apresentadas anteriormente permitiria atingir obter uma redução total nas emissões em 221 milhões de tCO₂ em 2030, ou o equivalente a 27,0% do esperado para aquele ano em um cenário de referência. Assim, as emissões totais em 2030 ficariam em 598 milhões de tCO₂ (vide Tabela 11).

Neste sentido, resultado importante deste estudo é a identificação de que é possível reduzir emissões do setor energético em termos relativos – i.e., em um cenário de baixo carbono em comparação com outro cenário definido como linha de base ou referência. No estudo, a redução em 2030 é superior a 1/4 das emissões deste ano sem as medidas de mitigação. Em termos absolutos, porém, ou, em outras palavras, em um cenário de baixo carbono em relação a um ano de referência (por exemplo, 2007), este estudo mostrou que o atual patamar tecnológico (tanto em termos técnicos quanto econômicos), assim como a própria dinâmica sócio-econômica de uma economia emergente como a brasileira, não permitiria obter reduções, com os potenciais e medidas aqui examinadas, absolutas de emissão de GEE: as emissões de 2030 seriam, mesmo em um cenário de baixo carbono, superiores às de 2007. Este resultado é válido tanto para a soma de emissões dos setores analisados, quanto para cada setor em particular. Entretanto, mesmo que outros setores não examinados aqui também tivessem sido contemplados (com os setores residencial e comercial, por exemplo), ainda assim estas conclusões não mudariam muito, dada a pequena participação destes outros setores nas emissões totais de GEE no Brasil, conforme já mostrado no Gráfico 1. A título de ilustração, entretanto, cabe mencionar que, em estudo recente, Schaeffer et al. (2009) estimaram, para o setor residencial brasileiro também em relação a um cenário de

referência em 2030, um potencial econômico de redução de emissão de GEE no Brasil de cerca de 21 milhões tCO₂, valor este, então, que poderia ser adicionado às cifras acima sem, no entanto, alterar substancialmente o que já foi dito.

Integrando-se todo o período considerado, de 2010 a 2030, as emissões totais examinadas neste estudo a serem abatidas alcançariam 2,388 bilhões de toneladas de CO₂, que representam cerca de seis vezes a quantidade de CO₂ atualmente emitida pelo uso de energia no país. O Gráfico 9 mostra o comportamento das emissões num cenário de baixo carbono até 2030, em que são percebidas as contribuições mais expressivas dos segmentos industrial e de transportes. Estes dois segmentos, para o período completo de 20 anos, teriam uma contribuição de mais de 85% sobre as emissões evitáveis de CO₂ (vide Gráfico 10), mostrando uma estratégia a ser priorizada na questão do uso de energia, reforçada ainda pela atratividade econômica de várias medidas de eficiência energética na indústria, e do forte apelo, ou maior visibilidade que medidas de mitigação no setor de transporte podem ter perante a sociedade como um todo. Este mesmo argumento também faz com que as medidas aplicáveis aos demais setores (refino de petróleo, geração de energia, agropecuária e comércio) mereçam atenção e sejam incluídas em programas futuros de combate às emissões de gases de efeito estufa.

Conforme apresentado, as políticas deverão cobrir enfoques setoriais específicos, mas em todos os segmentos passam por questões ligadas a financiamento, incentivos especiais, revisão de tributos, informação, capacitação das empresas, investimentos em P&D e a facilitação para a transferência de tecnologia.

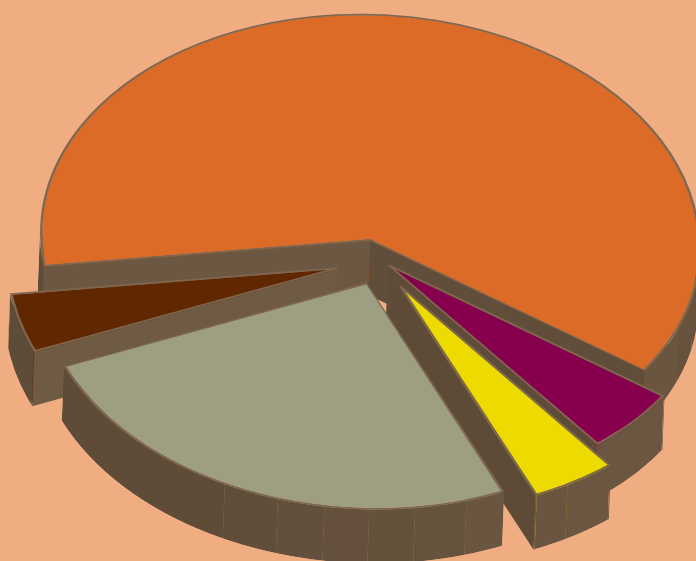


Tabela 11 - Emissões de CO₂ a serem abatidas por setor de uso de energia em 2030 e no período de 2010 a 2030, e respectivas contribuições percentuais

Emissões a serem abatidas	Em 2030	Participação % em 2030	Período 2010 a 2030	Participação % no período
Indústria	124,3	56,2	1.472,7	61,7
Refino petróleo / GTL	7,2	3,2	114,5	4,8
Outros	6,7	3,0	97,4	4,1
Transporte	74,4	33,7	609,9	25,5
Geração e uso de energia elétrica	8,5	3,9	93,8	3,9
Total a ser abatido	221,0	100,0	2.388,3	100,0
Emissões resultantes	598,4			

OBS: Para as estimativas para os segmentos de geração e o uso de energia, e outros, foi admitido um potencial de redução de emissões de 10% por medidas de eficiência energética no uso de energia elétrica e de combustíveis, a ser alcançado num horizonte de tempo máximo de 10 anos.

Gráfico 10 - Contribuições relativas com relação às emissões de CO₂ em cada um dos seguimentos considerados no período completo de 2010 a 2030



- Indústria 61,7%
- Transporte 25,5%
- Refino Petróleo / GTL 4,8%
- Outros 4,1%
- Geração Elétrica 3,9%

- AL-JUAIED, M., WHITMORE, A., 2009. Realistic costs of carbon capture. Belfer Center for Science and International Affairs. Disponível em: <http://climateprogress.org/2009/07/22/>. Acessado em 03/08/09. // AMS, 2008. Anuário Estatístico. Associação Mineira de Silvicultura, 19 p. Disponível em www.silviminas.com.br/. Acesso em 11/10/08. // ANEEL, 2009. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidade/operacaoCapacidade-Brasil.asp. Acessado em 28/05/2009. // ANFAVEA, 2008. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores, Anuário Estatístico da Indústria Automobilística Brasileira. Brasil. // ANP, 2001. Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros. // ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. Available at: http://www.anp.gov.br/participacao_gov/precos_referencia.asp // ANP, 2004. Agência Nacional de Petróleo, Resolução nº 42 de 24 de Novembro de 2004, Brasil. // BRASIL. Lei nº 11.097 de 13 de Janeiro de 2005. Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, Brasil. // BRITO, J.O., 2008. Desafios e perspectivas da produção e comercialização de carvão vegetal. In: Fórum Nacional sobre Carvão Vegetal, Belo Horizonte. // CNT, 2002. Confederação Nacional dos Transportes, Avaliação da Operação dos Corredores de Transporte Urbano por Ônibus no Brasil, Relatório Analítico. Brasil. // CNT, 2006. Confederação Nacional dos Transportes, Pesquisa Rodoviária, Relatório Gerencial. Brasil. // DUTRA, R. M., 2007. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA. Tese D.Sc. PPE/COPPE/UFRJ. // DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S., 2008. Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods. Renewable Energy 33, 2507-2515. // ECONOMIA e ENERGIA, 2007. Balanço de Carbono nas Atividades Energéticas do Brasil. Revista Economia e Energia - Número 62. Brasil. // EPE, 2007. Plano Nacional de Energia 2030, Empresa de Pesquisa Energética. Brasil. // EPE, 2008. Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2008-2017, Empresa de Pesquisa Energética. Brasil. // FLEURY, P. F., 2006. Notas Sobre o Setor de Transporte de Carga no Brasil, Notas de Aula de Gestão de Transportes e de Provedor de Serviços Logísticos do Curso de Mestrado em Administração da COPPEAD/UFRJ. Brasil. // FRISCHTAK, C. R., 2009. “A Matriz de Energia Elétrica Brasileira e a Economia de Baixo Carbono”. In: J. P. Dos Reis Velloso (org.), Na Crise Global as Oportunidades do Brasil e a Cultura da Esperança. José Olympio, Rio de Janeiro. // GOMES, G., SZKLO, A., SCHAEFFER, R. 2009. The Impact of CO2 Taxation on the Configuration of New Refineries: An Application to Brazil. Energy Policy in Press. // IBP, 2007. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, Estatística de veículos à GNV. Brasil. // IEA, 2004. International Energy Agency, 30 Year of Energy Use in IEA Countries. França. // IEA, 2006a. International Energy Agency, CO2 capture & storage. IEA Energy // Technology Essentials. International Energy Agency, Dec/2006. // IEA, 2006b. International Energy Agency, World Energy Outlook. França. // IEA, 2008. International Energy Agency, Energy Technology Perspectives: Scenarios & Strategies to 2050. França. // IPCC. 2007a. Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, Manning, Z. Chen, M. Marquis, K. B. Averyt, M. Tignor and H. L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. // IPCC, 2007b. Climate Change 2007: Mitigation, Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.a. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. // LEITE, R.C.C., LEAL, M.R., CORTEZ, L.A.B., GRIFFIN, W.M., SCANDIFFIO, I.G., 2009. Can Brazil replace 5% of the 2025 gasoline world demand with ethanol? Energy, vol. 34, issue 5, p. 655-61. // LUCENA, A. F. P.; SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; SOUZA, R. R.; BORBA, B. S.M. C.; COSTA, I. V. L.; PEREIRA JR, A. O.; CUNHA, S. H. F., 2009a. The Vulnerability of Renewable Energy to Climate Change in Brazil. Energy Policy, v. 37, p. 879-889. // LUCENA, A. F. P.; SZKLO, A. S.; SCHAEFFER, R., 2009b. Least-cost Adaptation Options for Global Climate Change Impacts on the Brazilian Electric Power System, Global Environmental Change, submitted. // MCKINSEY 2009a. Caminhos para uma economia de baixa emissão de carbono no Brasil. // MCKINSEY 2009b. Pathways to a Low-Carbon Economy. Version 2 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve. // MCT, 2009. Fatores de emissão para o Sistema Interligado Nacional de energia elétrica - SIN. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/72764.html>. Acessado em 01/05/2009. // MME, 2008. Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional 2008. Brasil. // MME, 2009. Ministério de Minas e Energia, Balanço Energético Nacional 2009. Brasil. // RIBEIRO, S. K., 2001. Transporte Sustentável – Alternativas para Ônibus Urbanos, Centro Clima. Brasil. // SCHAEFFER, R.; COHEN, C.; AGUIAR, A. C. J.; FARIA, G. V. R., 2009. The Potential for Electricity Conservation and Carbon Dioxide Emission Reductions in the Household Sector of Brazil, Energy Efficiency 2: 165-178. // SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; SOUZA, R. R.; BORBA, B. S. M. C.; LUCENA, A. F. P.; BRANCO, D. C., 2008. Matriz Energética de Minas Gerais 2030. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil. // SZKLO, A. e SCHAEFFER, R., 2007. Fuel Specification, Energy Consumption and CO2 Emission in Oil Refineries, Energy 32: 1075 – 1092. // SZKLO, A. S.; GELLER, H., 2006. Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development, International Atomic Energy Agency, Capítulo 9, Vienna. // VATTENFALL, 2006. Curbing climate change. An outline of a framework leading to a low carbon emitting society. Suécia. // VATTENFALL, 2007. The Landscape of Global Abatement Opportunities up to 2030 – Transport Sector Deep-Dive. Suécia. // WRI, 2005. World Resource Institute, Navigating the Numbers - Greenhouse Gas Data and International Climate Policy.

Realização:

Fundação Brasileira para o Desenvolvimento Sustentável - FBDS

Conselho Curador:

Israel Klabin, Jerson Kelman, Maria Silvia Bastos Marques, Philippe Reichstul, Rubens Ricupero e Thomas Lovejoy

Coordenação Geral:

Walfredo Schindler

Coordenação Técnica:

José Goldemberg

Projeto Editorial:

DaGema Comunicação // www.dagemacomunicacao.com.br

Coordenação Editorial / Textos:

Lília Giannotti e Luíza Martins

Revisão:

Aimée Louchard

Projeto Gráfico:

Chris Lima // Evolutiva Estúdio / www.evolutivaestudio.com.br

Diagramação:

Mariana Hilario // Evolutiva Estúdio / www.evolutivaestudio.com.br

Realização:



www.fbds.com.br

Apoio:



Embaixada Britânica
Brasília