

Energia e desenvolvimento sustentável no Brasil – *Trajétórias recentes e perspectivas*

Giorgio Romano Schutte

AGOSTO DE 2014

- A matriz energética relativamente mais limpa, o consumo per capita relativamente baixo e o fato de o Brasil ser um exemplo sem precedentes de um país que conseguiu uma redução drástica de emissão de GEE são fatores que podem desestimular uma reflexão crítica. Corre-se o risco de não incentivar a identificação e o aproveitamento de potenciais para ulteriores avanços rumo a uma economia de baixo carbono. Tanto o não reconhecimento dos avanços realizados quanto à acomodação diante da comparação internacional, dificultam a priorização de ações concretas para que o Brasil possa de fato se consolidar e afirmar sua posição de liderança na luta global rumo a uma economia de baixo carbono.
- Não há, em princípio, nenhuma contradição entre a exploração das riquezas do Pré-sal e o compromisso para avançar rumo a uma economia de baixo carbono desde que haja um adequado gerenciamento das riquezas e a adoção de estratégias inteligentes de exploração e produção. Deve se, de um lado, investir pesadamente em etanol de segunda geração de maior eficiência. De outro lado, a exploração do Pré-sal deve ser acompanhado de uma ampliação da capacidade produtivo-tecnológica interna. A renda assim gerada poderia ser canalizada para fomentar a superação de deficiências estruturais na área de educação e infraestrutura social e também contribuir com o financiamento para a transição para uma economia de baixo carbono.
- Há de se reconhecer que a expansão do sistema elétrico dar-se-á por meio de outras fontes. Ora, se havia, no passado recente, uma justificativa (embora também questionável) em relação ao papel das térmicas movidas a óleo diesel e carvão enquanto stand-by - capacidade programada para ser utilizada em casos de emergência dentro de um planejamento que limita a probabilidade de usar essa capacidade ao mínimo -, isso muda quando estamos falando da reorganização da matriz para completar de forma cotidiana a capacidade hidrelétrica. Nesse novo contexto, o uso dessas térmicas deveria ser reduzido gradualmente a zero e substituído pela eólica, bioeletricidade e solar.

Índice

■ Introdução	3
■ Matriz energética diferenciada	5
■ Projetando o futuro da matriz energética do Brasil	14
■ Novas energias renováveis	29
■ Transporte	35
■ Eficiência energética	40
■ Energia e emprego	42
■ Considerações finais	45
■ Referências bibliográficas	49



Introdução

Este estudo pretende abordar as potencialidades do Brasil no esforço global rumo a uma economia de baixo-carbono, com ênfase na interface com a política energética. Nesse campo, o país teve uma trajetória muito diferenciada que o colocou, aparentemente, em grande vantagem em relação aos demais. Além de possuir uma matriz comparativamente mais limpa, demonstrou capacidade de provocar redução expressiva das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE)¹. De outro lado, essas conquistas podem desestimular ulteriores avanços necessários.

Diante da ausência de reservas de energias fósseis conhecidas e exploráveis e das restrições financeiras externas, o projeto de industrialização do Brasil encontrou caminhos alternativos no desenvolvimento de hidrelétricas e etanol. Os primeiros investimentos na década de 1930 e um salto ocorrido na década de 1970 geraram acesso a fontes nacionais, exploradas e produzidas com tecnologia e equipamentos de capacidade endógena. Há de se lembrar que, até a década de 1970, as fontes de energia predominantes no país eram o petróleo (80% importado) e a lenha. Assim, quando o mundo foi confrontado com a relação da queima de energia fóssil e a crescente instabilidade climática, o Brasil se encontrava em situação relativamente confortável no que diz respeito à sua matriz energética. A questão da mudança climática provocou a necessidade de buscar alternativas às energias fósseis por outros motivos, além do seu esgotamento.

O 4º Relatório do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima (IPCC na sigla inglesa), de 2007, pode ser considerado um ponto de inflexão importante, pelo impacto causado com a afirmação de que é “muito provável” que a ação humana seja a causa do aquecimento global. Considerando que, em nível global, a energia é responsável por cerca de dois terços dos GEE², as políticas se concentraram, sobretudo, na busca de fontes de baixo carbono e no uso mais eficiente da energia gerada. Sem

dúvida, não existe energia limpa, pois em maior ou menor grau todas as fontes provocam danos ao meio ambiente ao longo de seu ciclo de produção. Neste sentido, a economia mais limpa é aquela que consegue economizar.

Carlos Nobre, Secretário de Políticas e Programas de Pesquisa e Desenvolvimento do Ministério de Ciências e Tecnologia (MCT) e membro o IPCC, afirmou que “o Brasil, antes do 4º Relatório, tinha uma posição. Após, começa-se a articular outra posição”³.

A responsabilidade pela coordenação das ações no governo migrou da Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima, criada em 1999 e vinculada ao MCT, para o Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima (CIM), ligado à Casa Civil. Foi o CIM que elaborou, em 2008, o Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC), um plano de ação que deveria coordenar não só as ações dos diversos órgãos da esfera federal, mas também se articular com Estados e Municípios. No ano seguinte, na COP⁴ 15, em Copenhague, numa reviravolta da posição brasileira, o governo assumiu compromissos nacionais voluntários, com metas de redução das emissões na faixa de 36,1% a 38,9% em relação à sua projeção para 2020 (ano base 2005)⁵. Chama

3. Entrevista no programa Roda Viva, da TV Cultura, 19/08/2013. <http://tvcultura.cmais.com.br/rodaviva/roda-viva-carlos-nobre-19-08-2013-bloco-1>.

4. A Conferência das Partes (COP) é o órgão supremo decisório no âmbito da Convenção sobre Diversidade Biológica (CDB), um tratado da Organização das Nações Unidas (ONU) fruto da ECO-92 – a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento (CNUMAD), realizada no Rio de Janeiro em junho de 1992. As quatro primeiras reuniões da COP foram realizadas anualmente. A partir da quinta reunião, a COP passou a se reunir de dois em dois anos. Trata-se de uma reunião de grande porte, que conta com a participação de delegações oficiais dos 188 membros da CDB, 187 países e a União Europeia, observadores de países não participantes, representantes dos principais organismos internacionais, organizações acadêmicas, organizações não-governamentais, organizações empresariais, lideranças indígenas, imprensa e demais observadores.

5. Até então predominou a posição de que toda a responsabilidade pela redução das emissões era dos países desenvolvidos e, portanto, uma oposição, junto com os demais países do G77+China a qualquer compromisso de redução da taxa de emissões por parte dos países em desenvolvimento.

1. São considerados Gases de Efeito Estufa: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido de nitroso (N₂O), hidrofluorcarbonos (HFC) e perfluorcarbonos (PFC).

2. IEA (2013)



a atenção que, nessas projeções, a contribuição da energia no total de emissões de GEE irá aumentar de 15% para 27%, patamar ainda distante dos 65% da média mundial. Em termos nominais, as emissões ligadas diretamente à produção e consumo de energia deverão aumentar de 329 milhões de tCO₂, em 2005, para 868 milhões de tCO₂, em 2020.

Os compromissos nacionais voluntários foram incluídos na codificação do Plano Nacional sobre Mudança do Clima (Lei 12.187, de 29 de dezembro de 2009), regulamentado em 9 de dezembro de 2010 pelo Decreto 7390. A lei instalou Planos Setoriais de Mitigação e Adaptação à Mudança do Clima. Em 2011 e 2012, foram elaborados os Planos Setoriais das áreas de Indústria, Mineração, Transporte/ Mobilidade Urbana e Saúde. A partir do Decreto de 2010, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE)⁶, elaborado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), passa a ser considerado um dos planos setoriais de mitigação e adaptação às mudanças climáticas⁷.

O Art 6, III do decreto estipula que, para alcançar os compromissos nacionais voluntários, é preciso: expansão da oferta hidroelétrica, da oferta de fontes alternativas renováveis, notadamente centrais eólicas, pequenas centrais hidroelétricas e bioeletricidade, da oferta de biocombustíveis e incremento da eficiência energética.

Com relação aos biocombustíveis, em particular, o decreto estipulou como meta ampliar em 11% ao ano, nos próximos dez anos, o consumo interno de etanol. No geral, e da mesma forma que acontece nas demais economias, também no Brasil há morosidade para entrar em novas trajetórias, não

obstante a existência de um marco legal avançado. Importante lembrar que o Brasil é um dos países com maior potencial de energia renovável, somando água, vento, sol, maré e biomassa, mas seu aproveitamento depende de políticas científico-tecnológicas e priorização política.

Como um país em desenvolvimento, o Brasil tem duplo desafio: criar as condições para um desejado aumento no padrão de vida da sua população – o que exige disponibilidade de recursos energéticos – e, ao mesmo tempo, tentar reduzir o crescimento da demanda, sem comprometer o padrão de qualidade de vida, e aumentar a participação de fontes renováveis nacionais com domínio tecnológico endógeno.

O impacto cada vez mais visível das mudanças climáticas altera a capacidade e o potencial de procurar alternativas às rotas fósseis. Além de considerar o impacto da utilização de energia sobre o ambiente, surge a necessidade de analisar o impacto da alteração do ambiente sobre a exploração das fontes energéticas. No caso do Brasil, há uma grande dependência da disponibilidade de água para as energias renováveis, como a hidrelétrica, mas também o etanol. A procura de segurança energética deve considerar políticas de adaptação. O aumento da complexidade exige precaução e o reconhecimento da dificuldade de serem usadas séries históricas. Torna-se necessário elaborar estudos para incorporar impactos da mudança climática ao planejamento energético.

Há ainda vários aspectos, no que diz respeito à relação entre trabalho e energia, a serem considerados. Primeiro, a comparação entre a quantidade de empregos gerados pelas várias fontes e eventuais substituições de importação de energia. Outra questão é a geração de empregos dos diversos setores da economia e seu consumo energético. Aqui entra a discussão em torno das chamadas indústrias de energia intensiva, caracterizadas muitas vezes pela baixa utilização de mão de obra, como é o caso, por exemplo, da indústria de alumínio.

De outro lado surgiram, inevitavelmente, resistências por parte de setores econômicos diretamente envolvidos diante do risco de perda de competitividade internacional. Investimentos na transição para uma economia de baixo carbono têm o potencial

6. O objetivo do planejamento decenal da expansão do sistema energético nacional consiste em definir um cenário de referência para implementação de novas instalações na infraestrutura de oferta de energia.

7. A política energética brasileira é coordenada pelo MME (Ministério de Minas e Energia), regulado e fiscalizado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) e ANP (Agência Nacional de Petróleo), e seu planejamento é coordenado pela EPE (Empresa de Planejamento Energético), a partir de diretrizes emanadas do CNE (Conselho Nacional de Energia).



de mitigar impactos negativos das mudanças climáticas, mas também de economizar custos em médio e longo prazos. O problema é que, em curto prazo, na ausência de obrigação ou coordenação internacional, haverá aumento de custos diante dos quais a indústria alerta para o conflito entre sua competitividade internacional e seus investimentos.

Um exemplo da posição política que se fortaleceu após 2008, com a crise global, foi a publicação, em setembro de 2010, de um comunicado conjunto das entidades patronais e sindicais da indústria química da Alemanha, criticando o conceito da *Energiewende*, palavra alemã com a qual se expressa a revolução na matriz energética necessária para combater as mudanças climáticas. O argumento é que as energias alternativas, em particular a eólica e a solar, não seriam confiáveis para o fornecimento para a indústria e, sobretudo, que esta política tornaria a indústria alemã menos competitiva.⁸ No mesmo ano no Brasil, a Confederação da Indústria (CNI, 2010) expressou igual preocupação com o impacto sobre a competitividade dos compromissos nacionais que gerariam custos adicionais, ao passo que outros países não implementam as mesmas medidas, o que prejudicaria a competitividade da indústria brasileira.

E, por último, a questão da qualidade tecnológica do emprego, o que se refere à existência ou não da capacidade tecnológica endógena, ou seja, a capacidade do país de dominar a tecnologia e desenvolvê-la. Isso faz com que o Brasil esteja sempre na liderança das pesquisas relacionadas a novas fontes e utilização mais eficiente e eficaz de fontes existentes. A capacidade endógena exige mão de obra qualificada. A alternativa é a dependência tecnológica.

1. Matriz energética diferenciada

O resultado do esforço para garantir condições de crescimento, sem constrangimentos externos, gerou uma matriz energética bastante diferenciada no Brasil, se comparada internacionalmente. Embora os esforços no campo de etanol e hidrelétrica não tenham sido motivados pelo desejo de gerar matrizes

de baixo carbono, foi este o resultado. O que parecia maldição se tornou um trunfo: a escassa existência de carvão e a relativa demora na descoberta e exploração do petróleo em grandes volumes.

Tabela 1

Comparação da matriz energética no mundo e no Brasil (Dados referentes a 2010)

	Mundo	Brasil
Petróleo	32%	37,5%
Carvão	28%	5,3%
Gás Natural	21%	10,3%
Nuclear	6%	1,4%
Hidrelétrica	2%	14,1%
Derivados de cana	0%	17,5%
Outros	11%	13,9%

Fontes: Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia.

A Tabela 1 mostra o peso relativamente alto das fontes renováveis na matriz energética brasileira. Em negrito, as fontes que contribuem com uma matriz de baixo carbono. Em itálico, as fontes consideradas renováveis. Assim, enquanto a matriz energética mundial é composta por 81% de combustível fósseis, esse número é de 53% no Brasil. Isso devido ao fato de a participação de fontes renováveis chegar a 45% no Brasil, contra 13% no mundo. No caso da matriz para energia elétrica, a particularidade da matriz brasileira fica mais evidente ainda, como mostra a Tabela 2.

Tabela 2

Comparação da matriz para energia elétrica no mundo e no Brasil (Dados referentes a 2010)

	Mundo	Brasil
Carvão	41%	1,3%
Gás Natural	22%	5,7
Hidrelétrica	16%	74,3%
Nuclear	13%	2,7%
Petróleo	5%	2,7%
Derivados de cana	0	5,1%
Outros	3%	8,2%

Fontes: Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia.

8. Disponível em: <<http://www.igbce.de/download/7622-15978/1/xvi-26-25-09-2012-energiewende-gestalten.pdf>>.



Tabela 3

Evolução percentual da produção de energia de 2006 a 2012 (BEN, 2013)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Petróleo	42,1	40,6	39,7	42	42,1	42,5	41,6
Gás natural	8,3	8,1	9	8,7	9	9,3	9,9
Carvão vapor	1	1	1,1	0,8	0,8	0,8	1
Urânio	1,1	1,6	1,7	1,7	0,7	1,6	1,5
Hidráulica	14,2	14,4	13,4	14	13,7	14,4	13,9
Lenha	13,5	12,8	12,4	10,2	10,3	10,1	10
Produtos da cana-de-açúcar	16,6	18,1	19	18,6	19,3	16,9	17,5
Outras renováveis	3,2	3,4	3,6	3,9	4,1	4,4	4,6

Fontes: BEN* (2013).

* Entre as competências da EPE está a de elaboração do Balanço Energético Nacional (BEN). Este balanço documenta e divulga, anualmente, pesquisa extensa e a contabilidade relativas à oferta e consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, importação e exportação, distribuição e uso final da energia.

Nesse caso, as fontes de origem fóssil representam 68% mundialmente, contra 10% no Brasil, devido à utilização de fontes renováveis que chega a 86% aqui, contra somente 18% globalmente.

A Tabela 3 mostra a relativa estabilidade da participação de várias fontes na produção de energia, com ligeira queda da hidráulica e lenha e pequeno aumento da participação da bioenergia.

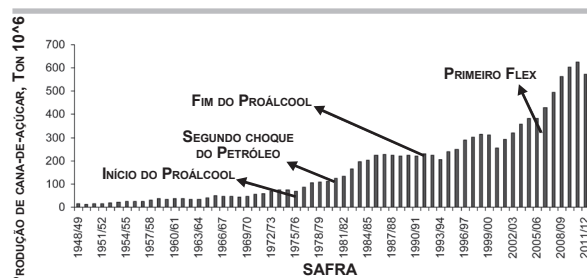
O Gráfico 1 mostra o surgimento da capacidade de produção do etanol ao longo das últimas décadas, que fez do Brasil, até hoje, o único país onde o etanol hidratado é vendido como combustível sem ser misturado com gasolina. Além disso, o etanol anidro é misturado à gasolina para baratear o combustível, aumentar sua octanagem e reduzir a emissão de poluentes. O governo brasileiro anunciou, em meados de 2014, a intenção de aumentar a mistura na proporção de 25% para 27,5%, valor considerado máximo devido à necessidade de haver alteração no motor para além dessa proporção. Mais de 40 países, como Estados Unidos e China, também utilizam essa mistura, porém em proporções que costumam ser de 5% ou 10%.

O Brasil se consolidou como segundo mercado consumidor de biocombustíveis, somente superado pelos EUA, conforme pode ser observado na Tabela 4.

No caso da hidrelétrica, a primeira usina entrou em operação no final do século XIX e a primeira

Gráfico 1

Evolução da produção de cana-de-açúcar no Brasil



Fontes: Departamento de Ciências Agrárias e Ambientais (DCAA) da Universidade Estadual de Santa Cruz; SPAE; União da Indústria de cana-de-açúcar (Unica) e Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (Mapa); União dos Produtores de Bioenergia (UDOP). Os dados a respeito das safras de 2010/2011 e 2011/2012 (estimativa) são da Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB).
Elaboração própria.

Tabela 4

Consumo de biocombustível (etanol e biodiesel) em TJ

	2005	2010	2012
EUA	337.941	1.012.973	1.070.660
Brasil	291.533	588.900	517.495
Alemanha	81.259	123.947	120.873
Mundo	777.604	2.377.504	2.498.871

Fontes: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency/ European Commission (2013).

fase de expansão estava sob controle de empresas de origem dos EUA e do Canadá. Em 1939, registrou-se uma capacidade instalada de energia hidrelétrica de 884 MW que, sob comando estatal,



iria se expandir, chegando a 80.600 MW em 2010. Importante nessa trajetória foi a criação da holding estatal Eletrobrasil, em 1962, com suas empresas cobrindo as várias regiões: a Eletronorte na região norte; Chesf na região nordeste; Furnas na região sul. O ponto marcante foi a entrada em operação, em 1984, da binacional Itaipu, dez anos após o início de sua construção. Era a maior hidrelétrica do mundo, com capacidade de 14.000MW, fruto da ação estratégica dos Planos Nacionais de Desenvolvimento (PND) I e II.

Matriz de baixo carbono e grande emissor?

Em tese, a matriz diferenciada deveria ficar evidente, também, diante da atenção que o mundo começou a dar às emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Mas, no primeiro momento, isso não ocorreu, devido à outra particularidade da realidade brasileira: as queimadas, principalmente na Floresta Amazônica, de grandes áreas, como parte da lógica selvagem de expansão de terras agrícolas, com destaque para a produção de soja e carnes, além da própria madeira. Elas foram durante muito tempo, de longe, a principal fonte de emissão de GEE, registradas como mudanças do uso da terra e florestas, na sigla inglesa LUCF (Land Use Change and Forest). Ou seja, a matriz energética de baixo carbono ficou escondida detrás da fumaça das queimadas. O Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa foi publicado em dezembro de 2004 e se referia ao período 1990-1994⁹. O segundo inventário nacional (MCT, 2010) se referia ao período 1990-2005 e identificava uma participação das emissões da energia de 16,48% do total das emissões de GEE no Brasil. No caso do desmatamento, calculou-se 64,1%.

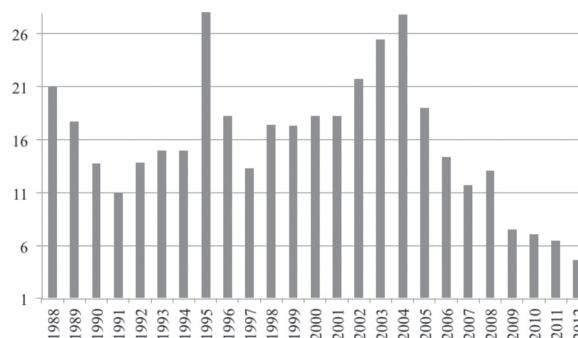
E foi justo nesse campo que o Brasil conseguiu avanços impressionantes, pouco conhecidos pelo público leigo e, sobretudo, pouco valorizados no mundo e até no próprio Brasil (ver Gráfico 2).

O Brasil conseguiu, a partir de 2004, por meio de uma série de políticas coordenadas e do monitoramento avançado realizado pelo Instituto Nacional

9. <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/17341.html>.

Gráfico 2

Trajетória do desmatamento na Amazônia legal, em 1000 km², de 1988 à 2012



Fonte: INPE.

de Pesquisa Espacial (INPE), reduzir o desmatamento de uma média de 20.000 km², no período de 2001-2004, para 12.000 km², no período 2005-2009, e 7200km², no período 2009-2010 (ver Assunção, J & ea., 2012). Em 2004, o governo lançou o Plano de Ação para a Prevenção e o Controle do Desmatamento na Amazônia legal, um conjunto de medidas coordenadas entre as esferas federais, estaduais e municipais. No âmbito federal, houve um esforço de integração das atividades do Instituto Nacional de Pesquisa Espacial (INPE), da Política Federal, do Exército Brasileiro e da Polícia Rodoviária, o que aumentou a fiscalização, com apreensão de bois piratas. Fundamental também foi o aumento da capacidade de monitorar a floresta na Amazônia legal, por sensoriamento remoto. O INPE implantou o Sistema de Detecção de Desmatamento em Tempo Real (Deter) e o Ibama criou o Centro de Monitoramento Ambiental (Cemam), além de investir, a partir de 2005, em um programa de qualificação dos fiscais ambientais. Em seguida o governo lançou o Decreto 6321, de 2007, que estabeleceu a base legal para identificar e atuar em municípios com elevada taxa de desmatamento. No ano seguinte, o Conselho Monetário Nacional (CMN) publicou a Resolução 3445, que determinou a proibição de empréstimos a proprietários de terras envolvidos com o desmatamento. O acesso a crédito para atividades na Amazônia legal passou a ser concedido somente com a comprovação de conformidade em relação à legislação ambiental e fundiária. Cabe ainda lembrar a atuação de organizações não-governamentais, nacionais e internacio-



nais, que pressionaram empresas importadoras dos países desenvolvidos. A redução do desmatamento quebrou o mito da impotência com relação à capacidade de controlar o desmatamento na região e pode ser considerado um trunfo, em virtude do serviço global de sequestro de carbono. Além do mais, há grande potencial para recuperar áreas degradadas que foram desmatadas nas duas últimas décadas.

A queda consistente do desmatamento não significa que o Brasil tenha alcançado um nível aceitável, muito menos que não haja necessidade de consolidar e aprimorar a capacidade de monitoramento. O pano de fundo é que, com a restrição à expansão selvagem, o agropecuário está sendo estimulado a reorganizar sua atividade, visando ganhos de produtividade e intensificação. De fato, é visível a redução das áreas de pastagens a partir de meados da década de 2000.

Há de se considerar que a queda do desmatamento, verificada em menor escala no início da década de 1990, coincidiu com a conjuntura de crise econômica interna e depressão dos preços dos produtos de agroexportação envolvidos no desmatamento. Nesse sentido, a forte queda verificada na última década chama ainda mais atenção, pois coincide com uma fase de expansão da economia interna e forte valorização dos preços dos produtos agrícolas nos mercados internacionais, em particular a carne e a soja. Coincide também com a forte expansão da produção de etanol¹⁰. Pode-se afirmar, portanto, que não se trata de pontos fora da curva, mas da alteração estrutural no manejo da questão, em particular, mas não somente, na Amazônia legal. Baseado nessa conquista, o Brasil conseguiu se apresentar como campeão de redução de GEE: -38,7% no período entre 2005 e 2010, fato inédito no mundo. A participação das queimadas no total de emissões brasileiras caiu de 57,5% em 2005 para 22,4% em 2010, alterando de forma significativa o padrão de emissões. Em 2012, o Brasil registrou emissão de

10. A produção de etanol se concentra em outras áreas, sobretudo em São Paulo, mas há uma tese de suposto efeito indireto: a substituição do uso de terras anteriormente utilizadas para soja e gado pela cultivagem de cana-de-açúcar. Isso teria provocado uma migração da produção de soja e gado para áreas envolvendo desmatamento. A queda do desmatamento não sustenta essa tese.

GEE proveniente da queima de energia fóssil nas térmicas superior às emissões causadas pelo desmatamento. Com base nessa conquista, o Fórum de Meio Ambiente do Setor Elétrico (FMASE), por exemplo, defendeu, em um position paper apresentado na véspera da COP 15, em dezembro de 2009: Entendemos que o Brasil deve ter reconhecido seu esforço para desenvolver uma matriz energética baseada em fontes renováveis, quer seja no que se refere aos biocombustíveis, quer seja na energia elétrica. Ao contrário dos países desenvolvidos, onde, em geral, o setor de energia é o principal responsável pelas emissões de GEE, a matriz energética brasileira é uma das mais limpas no mundo, tendo 47% de fontes renováveis, onde a matriz elétrica contribui grandemente para esta condição, com cerca de 89% de fontes renováveis. O país tem, portanto, um “Crédito Ambiental Histórico”, em contraste às “responsabilidades históricas” dos países desenvolvidos relativas às grandes emissões passadas. As negociações devem explorar estas vantagens comparativas do Brasil (FMASE, 2009).

Ao mesmo tempo, os avanços expressivos na redução do desmatamento mudaram a composição das fontes de emissão de GEE no Brasil, como pode ser observado na Tabela 5. Embora as queimadas ainda constituam uma fonte importante de emissões de GEE, surgem como fontes principais a agropecuária e a energia.

Tabela 5

Evolução da emissão GEE por fonte em Gg CO2 equivalente

	1990	2000	2005	2010
Energia (incluindo transportes)	191.543	301.096	328.808	399.302
Processos industriais (excl. uso de energia)	52.536	71.673	77.943	82.048
Agropecuária	303.776	347.878	415.713	437.226
Florestas	815.965	1.324.371	1.167.917	279.163
Resíduos	28.939	38.550	41.880	48.737
Total	1.392.756	2.083.570	2.032.260	1.246.477

Fonte: MCT (2013).

Obs.: Os dados referentes a 1990, 2000 e 2005 constam também no banco de dados da UNFCCC, embora com números ligeiramente diferentes (<http://unfccc.int/di/DetailedByParty/Event.do?event=go>).



De acordo com o World Resource Institute (WRI, 2010), em nível mundial a energia (incluindo transportes) é responsável por 64,4% dos GEE, sendo esse valor 77,9% na União Europeia e 87,1% nos EUA¹¹. A Tabela 6 mostra a evolução da energia no total de emissões de GEE no Brasil.

Tabela 6

Evolução da participação de energia no total de GEE no Brasil

Direto	Indireto	Direto	Indireto
13,7%	14,5%	16%	32%

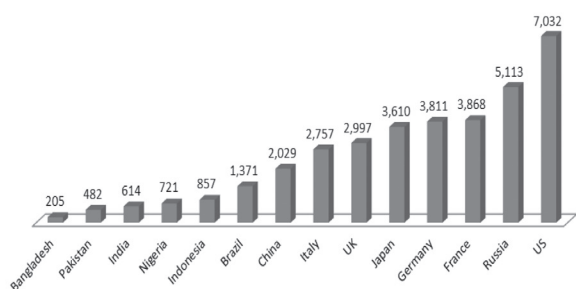
Fonte: MCT.

1.2 Relativo baixo consumo *per capita*

Outra característica da realidade brasileira que deve ser levada em consideração em análises sobre o presente e, sobretudo, projeções e cenários futuros, é o relativo baixo consumo de energia *per capita*.

Gráfico 3

Consumo de energia *per capita*, em kg óleo equivalente



Fonte: EPE/PDE (2013).

As tabelas 7, 8 e 9 colocam a realidade do consumo de energia *per capita* no Brasil em comparação com a realidade em outros países.

11. De acordo com a classificação do IPCC, as demais fontes de GEE são: processos industriais (não considerando uso de energia); uso de solventes e outros produtos; agropecuária; mudanças no uso da terra e florestas; e tratamento de resíduos.

Tabela 7

Comparação do consumo de energia do Brasil comparado com seleção de países desenvolvidos (em kg óleo equivalente *per capita*)

País	1980	1990	2000	2008	2011
EUA	7942	7672	8057	7488	7032
Austrália	4737	5053	5645	5766	5501
Coreia do Sul	1081	2171	4003	4636	5260
Países Baixos	4549	4393	4598	4837	4638
Alemanha	4562	4421	4094	4075	3822
Japão	2950	3556	4091	3879	3610
África do Sul	2371	2584	2483	2961	2741
Itália	2318	2584	3012	2942	2664
Venezuela	2347	2206	2312	2475	2380
China	847	1060	1629	1801	1940
Argentina	1487	1412	1652	1961	1967
Brasil	935	937	1074	1296	1371

Fonte: Banco Mundial.

Tabela 8

Comparação do consumo de energia no Brasil com alguns países latino-americanos (em kg óleo equivalente *per capita*)

País	1980	1990	2000	2008	2011
Venezuela	2347	2206	2312	2475	2380
Argentina	1487	1412	1652	1961	1967
Chile	847	1060	1629	1801	1940
México	1352	1423	1400	1582	1588
Brasil	935	937	1074	1296	1371
Bolívia	445	384	440	607	746

Fonte: Banco Mundial.

Tabela 9

Comparação do Brasil com alguns outros países em desenvolvimento (em kg óleo equivalente *per capita*)

País	1980	1990	2000	2008	2011
Arábia Saudita	3160	3687	5030	5844	6738
Coreia do Sul	1081	2171	4003	4636	5260
África do Sul	2371	2584	2483	2961	2741
China	847	1060	1629	1801	1940
Turquia	716	977	1209	1400	1539
Brasil	935	937	1074	1296	1371
Índia	294	365	439	539	614

Fonte: Banco Mundial.

Além do relativo baixo consumo do Brasil, não só em comparação com países desenvolvidos e grandes produtores de petróleo, mas também em relação



a países no mesmo estágio de desenvolvimento, os dados apresentados mostram algumas tendências. Países frios gastam mais pela necessidade de aquecimento. Países produtores de petróleo tendem a ter um comportamento de uso intensivo, devido ao baixo custo de energia. Do resto, as grandes disparidades refletem as diferenças de renda no mundo, mas fica evidente que essa relação não é linear, o que se evidencia, por exemplo, se compararmos o uso de energia nos EUA com o de países europeus, como Alemanha e França ou com o Japão. O diferencial se explica, somente em parte, pela maior renda per capita.

A matriz mais limpa do Brasil se expressa também na comparação internacional das emissões de CO₂, conforme pode ser observado na Tabela 10.

Tabela 10

Emissões de CO₂, trajetória per capita e números totais para 2012

País	Emis- sões total em milhões de t 2012	Emis- sões per capita em t 1990	Emis- sões per capita em t 2000	Emis- sões per capita em t 2010	Emis- sões per capita em t 2012
EUA	5.200	19,6	20,6	17,6	16,4
Coreia do Sul	640	5,9	9,8	12,2	13
Alemanha	810	12,7	10,4	9,9	9,7
União Europeia	3.700	9,1	8,4	7,8	7,4
China	9.900	2,1	2,8	6,4	7,1
México	490	3,6	3,6	3,9	4
Brasil	460	1,5	2	2,2	2,3
Índia	1.970	0,8	1	1,5	1,6

Fonte: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency/ European Commission (2013)

Embora haja inegável potencial para aumento da eficiência energética a ser tratado mais adiante, é necessário reconhecer o estágio de desenvolvimento do país, que aponta para uma elasticidade da demanda por energia com relação ao crescimento do PIB superior a 1, como pode ser observado na Tabela 11. Isso significa que um aumento do PIB de 1% provoca um aumento de consumo de energia superior a 1%.

Contudo, ter tornado sua matriz energética relativamente mais limpa, ter consumo per capita relativa-

Tabela 11

Relação variação do PIB e do consumo de energia elétrica no Brasil

Ano	PIB	Consumo
2010	7,5%	8,2%
2011	2,7%	4,2%
2012	1%	3,5%
2013	2,3%	3,5%

Fonte: EPE.

mente baixo e mostrar-se exemplo sem precedentes de redução drástica de emissão de GEE nos últimos anos são fatores que podem desestimular reflexões críticas, em vez de incentivar a identificação e aproveitamento de potenciais para ulteriores avanços rumo a uma economia de baixo carbono. Ainda mais em um contexto no qual a questão da segurança energética e restrições externas no campo da energia para o crescimento econômico parecem ter se afastado definitivamente, com as recentes descobertas de petróleo nas províncias do Pré-sal, cujas reservas são estimadas entre 50 bilhões e 100 bilhões de petróleo e gás.

A Tabela 12 projeta a evolução do uso de energias renováveis entre 2011 e 2035, usando dois cenários. Um que se limita a uma estratégia “mais do mesmo”, chamado de “políticas existentes”, e outro que projeta o resultado de implementação de fato das novas estratégias e investimentos já anunciados pelos respectivos governos.

Tabela 12

Uso de energia renovável para atender a demanda primária de energia (2011) - Mtoe

	2011	Políticas existentes: 2035	Novas políticas: 2035
EUA	140	282	331
União Europeia	183	326	362
China	298	445	509
Brasil	116	204	207

Fonte: IEA/World Energy Outlook2013.

O que chama a atenção é a que, no caso do Brasil, praticamente não foram identificados esforços adicionais que se traduzissem em uma diferença



entre o resultado de políticas existentes e a implementação de novas políticas. Em parte, isso pode ser explicado pela situação avançada na qual o país já se encontrava, mas, sem dúvida, outro fator é a acomodação em investir pesado em novos avanços.

A questão das hidrelétricas interfere bastante. Diante das limitações socioambientais, o Brasil optou por não explorar a totalidade do seu potencial físico e isso explica a projeção da queda relativa da participação das fontes renováveis na expansão da capacidade elétrica entre 2011 e 2035, enquanto os demais países devem fazer o caminho inverso, aumentando essa participação, sem alcançar, porém, os níveis do Brasil (ver Tabela 13).

Tabela 13

Expansão das fontes renováveis na eletricidade com implementação de novas políticas*

País	2011 TWh	2011 % total	2035 TWh	2035 % total
Brasil	463	87,1%	862	79,5%
EUA	544	12,6%	1211	23%
União Europeia	696	21,4%	1580	43,8%
China	814	17,1%	2804	28%
Mundo	4482	20,3%	11612	31,3%

Fonte: Banco Mundial.

* O WEO 2013 calcula a necessidade de investimentos em valor total de mais de US\$ 6 trilhões, para a realização da expansão de energia elétrica produzida por fontes renováveis.

De outro lado, o Brasil não deixou de ser alvo de fortes críticas, sobretudo de movimentos ambientalistas internacionais e nacionais, mas também de setores da academia. Primeiro: durante anos o alvo foi o desmatamento da Amazônia. Acontece que a reviravolta não encontrou o mesmo reconhecimento. Ao contrário, é comum que se volte a falar da questão quando há um aumento na margem, porque, evidentemente a queda do desmatamento não se dá de forma linear. Segundo: o etanol foi alvo de duras críticas por sua suposta insustentabilidade social (exploração e superexploração da mão de obra); ambiental (provocaria necessariamente desmatamento); e socioeconômica (provocaria um processo de expulsão da produção de alimentos e, por isso, seria responsável pelo aumento dos preços de alimentos básicos da população). Assim, de carro-chefe da contribuição brasileira rumo a

uma economia de baixo-carbono, o etanol se viu no banco dos réus. Não se analisou a especificidade do etanol brasileiro em comparação com biocombustíveis produzidos em outros ambientes e não se considerou a capacidade da sociedade brasileira de atacar os problemas sociais e ambientais que, no contexto, não são inerentes à produção do etanol, mas produtos de relações sociais e políticas do setor sucroalcooleiro, e, portanto sujeitos a alteração, inclusive sob a pressão das críticas. E, por último, as próprias hidrelétricas, de símbolos de uma geração de eletricidade de baixo-carbono, tornaram-se vilãs da violação de direitos dos povos indígenas e outras comunidades atingidas pelas barragens. Houve até especulação a respeito de emissões de metano (também um GEE) provocadas pelas represas¹².

Muitas das críticas são legítimas e importantes para provocar adequações necessárias, mas ao não reconhecer os avanços alcançados pelo Brasil, graças à utilização dessas fontes para uma estratégia de crescimento com uma matriz de baixo carbono, se bloqueia qualquer diálogo construtivo. Assim, o Brasil se tornou um país onde, no mesmo dia, se pode assistir a um encontro de acadêmicos e movimentos sociais que aponta o país como exemplo do atraso diante dos desafios da mudança climática e, de outro lado, um encontro que envolve outros stakeholders, enfatizando sua liderança com a matriz de baixo carbono, se comparado internacionalmente. E, paradoxalmente, essa dialética bloqueada se dá, inclusive, no interior do campo político de centro-esquerda, embora não se limite a ele.

Tanto o não reconhecimento dos avanços quanto a acomodação diante da comparação internacional, dificultam a priorização de ações concretas para que o Brasil possa, de fato, se consolidar e afirmar sua posição de liderança na luta global rumo a uma economia de baixo carbono.

Nova realidade

Com a queda do desmatamento, houve uma mudança qualitativa e o desafio agora é outro. A energia, que estava em segundo plano, já aparece

12. O próprio setor elétrico alega, ao contrário, que pode haver sequestro de carbono pelos reservatórios.



como a principal área que exige políticas específicas e debates públicos.

No caso da energia, houve crescimento das emissões junto ao crescimento econômico, em particular dos transportes. Isso significa que nessa nova fase a prioridade deve ser dada à alteração da matriz de transporte, superando o que hoje se destaca como a singularidade da realidade brasileira: a grande participação do transporte sobre rodas para cargas. E, de outro lado, o atraso em encontrar soluções de transporte público de massa, que não acompanhou a forte expansão da frota automobilística a partir de meados da década de 2000.

Interessante também é observar a distribuição do crescimento no uso de energia elétrica (ver Tabela 14). A queda relativa da demanda por energia elétrica pelo setor industrial, a partir de 2011, reflete os problemas pelos quais a indústria está passando no Brasil, como uma tendência à relativa desindustrialização – com investimentos produtivos baixos – uma vez que não haja esforço para aumentar a eficiência energética. Em 2010, o setor industrial respondeu por 39,6% do total de consumo de energia no Brasil, caindo em 2012 para 35,1% e, em 2013, para 33,9% (BEN, 2014). Logo, a aposta em defesa da indústria brasileira deverá – se for exitosa – resultar em um novo aumento do consumo de energia.

Tabela 14

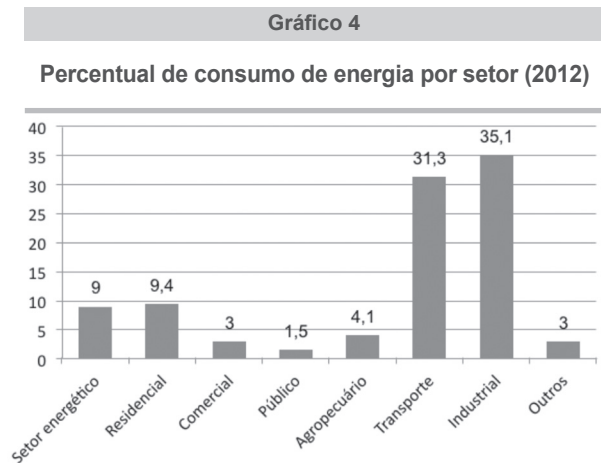
Crescimento anual do uso de energia elétrica por setor

	Residen- cial	Comer- cial	Indus- trial	Total
2010	6,4%	6,0%	10,9%	8,2%
2011	4,4	6,2	2,3	4,2
2012	5,1	7,8	-0,1	3,5
2013	6,1	5,7	0,6	3,5

Fonte: EPE.

O Gráfico 4 - apresenta a participação no consumo de energia dos diversos setores em 2012.

A variação da energia é a maior entre os cinco segmentos (processos industriais, sem considerar uso de energia; agropecuário; florestas e resíduos). En-



Fonte: EPE/PDE (2013).

tre 1995 e 2005, houve um aumento de 41,5% e, entre 2005 e 2010, de 21,4%.

As emissões, tendo como fonte a energia, são definidas como “emissões devido à queima de combustíveis e emissões fugitivas da indústria de petróleo, gás e carvão mineral”. Sua trajetória pode ser observada na Tabela 15.

Tabela 15

Emissões GEE em Cg CO2 equivalente

	Energia	Total	Total em %
1990	191.543	1.392.756	13,7
1995	232.430	2.615.162	8,9
2000	301.096	2.083.570	14,5
2005	328.808	2.032.260	16,2
2010	399.302	1.246.477	32,0

Fonte: MCTI (2013).

Já em 2013, as emissões de GEE em Cg CO2 equivalente tinha aumentado de 399.302, em 2010, para 459.000 (BEM, 2014). O aumento expressivo em números absolutos e relativos da emissão de GEE do setor energético se deve ao componente transporte, mais especificamente o transporte de cargas. Do total das emissões do setor de energia em 2013, o setor de transporte foi responsável por 47%, embora sua participação relativa no consumo de energia seja 32%. Isso devido ao uso intenso de energias fósseis no transporte de carga (óleo diesel). A Tabela 16 faz uma comparação entre consumo de ener-



gia e participação nas emissões de GEE dos setores de transportes, indústria e consumo residencial, referente ao ano 2013.

Tabela 16

Comparação da participação consumo energia/ participação emissões (2013)

	Participação no consumo total de energia	Participação nas emissões relacionadas ao consumo de energia	Participação de renováveis no uso de energia por setor
Transportes	32,0%	47,0%	17,0%
Indústria	33,9%	19,4%	56,0%
Consumo residencial	9,1%	3,9%	62,0%

Fonte: BEM, 2014, elaboração própria.

Outro fator que explica o aumento das emissões de GEE no setor de energia é o uso de termoeletricas na geração elétrica, a ser tratado na seção 2.1.

A projeção realizada, no âmbito da lei 12.187/2009, que instalou a Política Nacional sobre Mudanças de Clima (PNMC), projeta emissão do setor de energia de 634.000 Gg CO₂ equivalente para 2020, caso sejam realizadas as ações previstas na área de mitigação do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Do contrário, o cenário (sem ulteriores ações de mitigação) seria de 868.000 Gg CO₂ equivalente. O problema é que o PDE não pode ser visto como um plano nacional de mitigação e adaptação às mudanças climáticas para o setor, porque se trata de um indicativo (não mandatário), inclusive com revisões anuais. O ritmo de expansão das emissões no período de 2010-2013 mostra a necessidade de ações firmes por parte do governo e demais agentes envolvidos.

E o Pré-sal?

As descobertas do Pré-sal anunciadas oficialmente em novembro de 2007 transformaram a posição do Brasil nas projeções futuras do mercado de Petróleo e Gás (P&G) global. O Brasil vai poder substituir suas importações e se tornar um grande exportador. Não há, em princípio, nenhuma contradição inerente entre a exploração dessas riquezas

e o compromisso para avançar rumo a uma economia de baixo carbono. Isso depende do gerenciamento das riquezas e das estratégias de exploração e produção. Riquezas finitas podem contribuir com o financiamento desta transição. Há de se reconhecer os vários riscos¹³, no contexto deste estudo, em particular os desafios de não sujar a matriz, evitar que os biocombustíveis deixem de ser alternativa por causa do potencial de baixar os preços dos derivados de petróleo, e continuar investindo pesadamente no aumento da eficiência no uso de energia nos setores de transportes.

Um aspecto central é resistir a pressões para manter o preço dos derivados estruturalmente abaixo dos preços de oportunidade, ou seja, os preços internacionais. Caso contrário, haveria um incentivo explícito ao desperdício, de um lado, e desincentivo ao uso e investimento em combustíveis alternativos, em particular o etanol. Além disso, trabalhar de forma estrutural, com preços inferiores aos internacionais, deve ser caracterizado como sendo renúncia fiscal (renda não realizada), um subsídio indireto, de caráter regressivo, embora as contas públicas não forneçam registro. Haverá grandes pressões para que sejam socializadas as riquezas do Pré-sal e que isso se reflita no preço do combustível, ainda mais nos momentos de aumento dos preços internacionais, quando o repasse para o mercado interno pode causar pressões inflacionárias e sociais. O Brasil já está enfrentando debate similar desde 2011, quando o governo optou por não repassar o aumento dos preços internacionais do petróleo e, com isso, contribuiu com o enfraquecimento da competitividade do etanol, gerando desincentivo a investimentos no setor de renováveis, embora existam outros fatores que devam ser levados em conta para analisar a queda significativa de oferta do etanol naquele ano.

No caso da relação entre etanol e gasolina, a estratégia mais apropriada é aproveitar o potencial do etanol para abastecer o mercado interno e acom-

13. Para uma visão global dos desafios e oportunidades do pré-sal: Schutte, G.R. Panorama do Pré-Sal: Desafios e Oportunidades. In: Favareto, A.; Moralez, R. Energia, desenvolvimento e sustentabilidade. Porto Alegre: Editora Zouk, 2014.



panhar o crescimento da demanda, investindo pesadamente em etanol de segunda geração, de maior eficiência e conteúdo tecnológico. E, de outro lado, explorar o Pré-sal de forma inteligente, condicionar seu ritmo à ampliação da capacidade produtivo-tecnológica interna e direcionar o excedente de produção para os mercados externos. A renda assim gerada, por sua vez, poderia ser canalizada para fomentar a superação de deficiências estruturais na área de educação e infraestrutura social, além de contribuir com o financiamento da transição para uma economia de baixo carbono.

2 Projetando o futuro da matriz energética do Brasil

Em seguida serão analisadas a situação e as perspectivas das diferentes fontes de energia no contexto do quadro nacional e internacional apresentado até aqui.

Hidrelétricas e a expansão do sistema elétrico

O problema do racionamento de energia, em 2001, provocou uma reflexão sobre o sistema e acabou dando origem, em 2003, a um novo modelo, baseado em duas vertentes: reforçar o planejamento, com a criação da Empresa de Planejamento Energético (EPE), ligada ao Ministério de Minas e Energia, e a contratação de energia elétrica, no longo prazo, por meio de leilões, com o objetivo de dar segurança aos investidores. Sob esse novo marco regulatório, a capacidade instalada no setor elétrico aumentou de 90.679 MW para 126.755 MW, entre 2004 e 2013.

Observa-se forte presença do poder público no setor hidrelétrico. Primeiramente, o sistema Eletrobras, por meio de suas subsidiárias de geração e distribuição, é responsável por cerca de 40% da capacidade instalada. Segundo, é responsável pelo planejamento energético e a aplicação do desenho institucional. Terceiro, o BNDES é uma fonte importante de financiamento para os consórcios ganhadores dos leilões.

Foi com este novo planejamento energético que o Brasil começou a se preocupar com novas fontes renováveis. O cuidado com o impacto socioambiental das hidrelétricas também é relativamente recente. As hidrelétricas encontraram cada vez mais

resistência após os conflitos provocados por sua implementação sem considerar impactos sociais e ambientais. Em 1989, foi realizado o Primeiro Encontro Nacional de Trabalhadores Atingidos por Barragens, que contou com a participação de representantes de várias regiões do País. Foi um momento no qual se realizou um levantamento global das lutas e experiências dos atingidos em todo Brasil e criou-se o Movimento dos Atingidos por Barragens (MAB). Surgiu a necessidade de dar respostas aos questionamentos sobre os impactos socioambientais negativos. Uma resposta clara foi a reorientação a respeito do tamanho da área alagada, que teve uma queda significativa. A média dos reservatórios de hidrelétricas no Brasil era de 0,49 km² por MW. Na hidrelétrica em construção de Belo Monte, trabalha-se com 0,04km² por MW¹⁴. Isso implica, evidentemente, menor capacidade de regulação do sistema e maior vulnerabilidade a períodos de pouca chuva.

Somente em 2009, o governo brasileiro reconheceu sua dívida histórica e, no ano seguinte, promulgou o decreto que estabelece critérios de cadastro socioeconômico dos atingidos por barragens. No seu discurso, durante encontro do MAB, no Palácio do Planalto, em 26 de outubro de 2010, o presidente (Lula) enfatizou que o objetivo do decreto é

estabelecer as condições para que os companheiros tivessem ressarcidos prejuízos do passado de que, em muitos lugares, o governo, na época, não atendia e, muito menos, as empresas privadas atenderam, não tinha regras bastante definidas e que era preciso definir as regras, até porque o nosso setor elétrico tinha sido desmontado também¹⁵.

Por ironia, o efeito das mudanças climáticas atingiu em cheio a estrutura de hidrelétricas: as variações significativas dos fluxos hídricos representam grande preocupação quanto à segurança energética do país. Esses efeitos reacqueram o debate sobre a decisão do governo de optar por usinas a fio d'água, em vez de usar reservatórios de acumulação em reconhecimento aos impactos socioambientais. Um dos argumentos é que a perda da capacidade de regulação dos reservatórios obriga o setor elétri-

14. http://www.mme.gov.br/mme/menu/belo_monte.html.

15. <http://www.mabnacional.org.br/content/5-novas-perspectivas-na-virada-do-s-culo-mais-luta-popular>.



co a acionar as usinas termoeletricas. A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), por exemplo, defende a retomada na construção de usinas com reservatórios, para garantir a disponibilidade a custos competitivos¹⁶.

De fato, a seca acentuada no início de 2014 revelou as fragilidades do sistema. Em grande parte porque coincidiu com o efeito conjuntural de atrasos na oferta de grandes projetos no Norte, em particular da Belo Monte, no Rio Xingu, que deverá iniciar suas operações somente em 2015 para entrar em funcionamento por completo até 2018. O mesmo vale para as usinas no Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau). E ainda houve uma infeliz coincidência com a disputa em torno da renovação das concessões, que acabou em seguida esvaziando o leilão de fornecimento de energia elétrica, o que obrigou as distribuidoras a comprar essa energia no mercado de curto prazo¹⁷ (spot) pelo valor máximo de R\$ 822,23 MW/h¹⁸. A relativa escassez de energia elétrica disponível no início de 2014 elevou os pre-

ços no mercado à vista para valores insustentáveis e exigiu aumento expressivo de geração média diária das térmicas, que pulou de 12.973MW, em fevereiro em 2013, para 15.053MW, um ano depois. A capacidade instalada das eólicas e da bioeletricidade não conseguiu, nem de longe, dar conta dessa demanda adicional, e assim o sistema acabou contratando muitas usinas a óleo combustível, diesel e gás natural.

Um dos problemas para o planejamento é a interferência de fatores alheios ao setor de energia em si, em particular medidas relacionadas à política anti-inflacionária (respondendo a uma dinâmica de curto prazo) e à problemática de licenças ambientais, que acabam não sendo incorporados devidamente ao planejamento e causam atrasos significativos nas obras de expansão da capacidade. A questão das licenças é também um reflexo das falhas no planejamento, pois são os órgãos ambientais do mesmo governo que definem a política ambiental.

Baseado em dados da Aneel, a CNI (2013) projetou dois cenários para a ampliação da oferta de energia elétrica: um otimista e um conservador. A diferença está nos impedimentos, tais como licenças ambientais, atrasos nas obras e indefinição nos contratos de combustível. A Tabela 17 mostra o total da entrada em operação da nova capacidade até dezembro 2017 em relação a setembro 2013.

16. Camila Schoti, coordenadora de Energia Elétrica da Abrace, em artigo de opinião no jornal Valor Econômico, em 11/3/2014, "Com muito bom senso e sem jabuticabas".

17. A comercialização da energia elétrica brasileira é composta por dois ambientes de contratação de energia: o ambiente de contratação livre (ACL) e o de contratação regulada (ACR). No ACR, a energia elétrica é comercializada através de leilões, onde os agentes distribuidores podem adquirir energia de agentes comercializadores, autoprodutores, produtores independentes e agentes geradores. Já no ambiente de contratação livre (mercado spot) a energia pode ser comercializada por livre negociação entre agentes comercializadores, geradores, consumidores livres, agentes importadores e exportadores.

18. Na verdade, houve uma situação muito particular, porque aquelas geradoras que não tinham aceitado a proposta do governo, previam que os preços do mercado livre estariam mais atrativos e não compareceram ao leilão realizado em dezembro de 2013 (A-1) para oferta em 2014. Ilustrativa para essa conjuntura foi a decisão da principal produtora de alumínio, a norte-americana Alcoa, de cortar produção de alumínio primário (produtos da transformação de bauxita em lingotes), em São Luis (MA) e Poços de Caldas (MG), liberando a energia que ela produz para vender, aproveitando os altos preços no mercado livre. A Alcoa é parceira em quatro hidrelétricas e produz cerca de 70% da energia que consome.

Tabela 17

Expectativa de expansão da capacidade de energia elétrica, de 09/2013 até 12/2017

	Cenário conservador	Cenário otimista
Total nova capacidade	23.420 MW (+ 3,7% média anual)	30.149 MW (+4,8% média anual)
Nova capacidade de fontes alternativas	4.714 MW	10.126MW

Fonte: CNI/Aneel.

Com essa previsão de expansão, no cenário conservador, a capacidade instalada de fontes alternativas aumentaria de 16,4 GW para 22,6 GW, sendo o maior crescimento relativo por conta da eólica, que dobraria a sua participação, de 2% para 4% do



total da capacidade instalada, com 5,7 GW. A PCH aumentaria sua capacidade de 4,3 GW para 4,9GW, e a biomassa, de 10,1GW para 11,9GW.

O debate a respeito da necessidade de adaptar a estratégia de expansão do setor elétrico existiria independentemente dos problemas climáticos verificados nos primeiros meses de 2014. Isso porque existem limitações à expansão hidrelétrica, pela questão socioambiental: 60% do potencial de energia hidráulica no Brasil se encontra na bacia Amazônica, envolvendo os rios Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós, com impacto potencial nas reservas florestais, parques nacionais e terras indígenas. Na avaliação de Tolmasquim, Guerreiro e Gorini (2007, p. 59), a participação da energia hidráulica na oferta efetiva cairia de quase 90%, em 2005, para pouco mais de 70%, em 2030, o que pode implicar aumento de emissões de GEE na geração elétrica, principalmente se considerarmos a perspectiva de dobrar a demanda per capita, entre 2005 e 2030, de 1.190 tep/103 para 2.345 tep/103 por habitante.

A entrada em operação das termelétricas não só aumentou o passivo ambiental, como também teve impacto financeiro, que tende a ser compensado por subsídios governamentais para evitar aumentos na tarifa e, com isso, pressões inflacionárias. Além do mais, diante dessa nova realidade, o parque instalado de termelétricas tornou-se inadequado. Quase metade dele é composto por usinas de baixo investimento para instalação, porém, de elevado custo operacional quando são acionadas. Essa proporção era adequada no passado, quando a capacidade de regulação dos reservatórios era maior, as instabilidades climáticas eram menores e as termelétricas acionadas somente em situações de secas severas. Tudo indica que, no futuro, as termelétricas deverão continuar a ser usadas de forma mais intensa. A grande questão é saber se isso significa um passo para trás para depois dar dois passos para frente, com a entrada em operação de uma capacidade adequada de eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)¹⁹ e solar. Na hidráulica e eólica, o grande custo é o capital inicial. O vento e a água são combustíveis praticamente gratuitos, no sentido operacional.

Pensar eólica e solar de forma complementar, como parte da base para a oferta da energia elétrica, cria outro grande problema, devido à característica não-sin-crônica dessas duas modalidades. Quando operam em plena capacidade, geram super produção. A combinação com termelétricas dificulta a sua viabilidade comercial, pois seriam chamadas a trabalhar em nível baixo de utilização. Ou seja, eólica e solar, tendo um custo marginal menor, acabam pressionando o custo da eletricidade para baixo e colocam, desta forma, a rentabilidade das térmicas em risco, o que desestimula investimentos. O preço deixaria de ser uma referência para garantir investimentos o suficiente para o suprimento em situações adversas. Este desafio vem sendo enfrentado por países que já alcançaram uma capacidade instalada de eólica e solar significativa (WEO, p. 216). Surge, então, a necessidade de repensar o gerenciamento do sistema como um todo, para evitar que o sucesso das renováveis não coloque em risco a segurança do fornecimento.

Em todo caso, há de se reconhecer que a base do sistema elétrico, na verdade, não é hidrelétrica, mas hidrotérmico, pois diante da realidade de mais incertezas (fruto de mudanças climáticas) e das restrições socioambientais, para aproveitar o potencial hidrelétrico, as térmicas deveriam estar na base do abastecimento, e não continuar sendo considerados de stand-by. A lógica das térmicas era entrar em operação na eventualidade, e isso faz com que operem com baixa eficiência, com alto custo e alta emissão. Em 2013, as hidrelétricas representavam 67,65% da capacidade instalada e 80% da energia entregue. O potencial de geração do conjunto das 1823 usinas termelétricas no Brasil era de 36.538 MW. A Tabela 18 mostra a participação das várias fontes de energia complementares à hidrelétrica em 2012 (Tabela 18).

Como demonstra a Tabela 18, o Brasil tem capacidade elétrica a gás natural, óleo combustível, biomassa, eólica, carvão e nuclear de 36,5 mil MW. No início de abril de 2014, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) acionou 17 mil MW deste potencial.

O planejamento decenal do EPE projeta expansão majoritariamente baseado nas fontes renováveis, como pode ser observado na Tabela 19. Embora haja também um aumento da capacidade baseada em fontes não-renováveis, estas perderiam espaço relativo (Tabela 19).

19. <http://www.portalpch.com.br>.



Tabela 18

Capacidade instalada de usinas elétricas (2012)

Fonte	Nº de usinas	Capacidade instalada
Óleo diesel	1146	7.679 MW
Gás natural	145	13.632 MW
Carvão	13	3389 MW
Biomassa	461	9757 MW
Outros	37	365 MW (0,8% eólica; 2,8% nuclear)
Total	1823	36.538 MW

Fontes: Aneel.

Tabela 19

Evolução da capacidade instalada de energia elétrica por fonte de geração

Fonte	2013	2018	2022
Renováveis	107.397 MW	136.377 MW	157.150 MW
Não renováveis	19.380 MW	24.903 MW	25.903 MW
Hidro	68,5%	66,3%	65%
PCH/Eólicas/ Biomassa	14,4%	18,3%	20,8%
Não-renováveis	17,1%	15,4%	14,2%

Fonte: PDE 2022, elaboração própria.

Isso significa reconhecer que a expansão do sistema elétrico se dará por meio de outras fontes. Ora, se havia, no passado recente, uma justificativa (embora também questionável²⁰) em relação ao papel das térmicas movidas a óleo diesel e carvão, enquanto stand-by, isso muda quando estamos falando da reorganização da matriz para completar de forma cotidiana a capacidade hidrelétrica. Nesse novo contexto, o uso dessas térmicas deveria ser reduzido gradualmente a zero. Isso implica apostar em eólica, bioeletricidade e solar. O gás natural (ver abaixo), embora fóssil, deveria ser incorporado

20. Vários especialistas consideram o uso dessas térmicas expressão de falhas graves no planejamento energético, que já deveria ter incorporado a realidade de instabilidade climática, discutida e comprovada há anos no âmbito justamente do debate sobre mudanças climáticas causadas “muito provavelmente” pelas emissões de GEE. Ver, por exemplo, entrevista com Ildo Sauer: http://www.correiocidadania.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=9389:manchete030314&catid=25:politica&Itemid=47.

com uma política mais clara, tendo todo o cuidado de não inibir o desenvolvimento das fontes renováveis. Bem mais complicada é a opção pela energia nuclear que, embora seja uma fonte com baixas emissões, traz outros questionamentos em relação a sua sustentabilidade.

Resumindo:

■ Surgiu a necessidade de definir claramente os limites socioambientais, mais que físicos, da expansão das grandes hidrelétricas. Isso deve ser feito de forma transparente e envolver os vários segmentos da sociedade.

■ Existe potencial, ainda a ser aproveitado, para expansão de pequenas centrais hidrelétricas. Mas, também neste caso, existe a necessidade de incorporar critérios socioambientais no planejamento desses investimentos.

■ Uma estratégia de desenvolvimento do Brasil, apostando em uma base industrial, implica em elasticidade da renda/demanda por energia superior a 1 (a demanda por energia tende a aumentar proporcionalmente mais do que o crescimento da economia), mesmo com todos os esforços para aumentar a eficiência energética.

■ Considerando o custo ambiental das térmicas a carvão e a diesel, de um lado, e a disponibilidade crescente de alternativas, de outro, deveria ser planejada a superação dessas opções na discussão sobre a complementação da hídrica.

Gás natural

Das fontes de energia fóssil, sem dúvida, o gás é a melhor em termos de eficiência energética e emissões de GEE, se comparado aos demais, como pode ser observado na Tabela 20.

Tabela 20

Emissões de GEE nas termelétricas do Brasil – 2010 em gCO₂eq/kWh

Carvão mineral	1144
Óleo diesel	829
Óleo combustível	781
Gás natural	518

Fonte: Miranda (2012).



Nesse caso, porém, há uma dependência externa grande, e até recentemente não havia perspectiva de aumento da produção interna. Em 2013, a dependência de importação era de 47% da oferta total, considerando somente a produção nacional líquida²¹, como pode ser observado na Tabela 21.

Total importação	Importação GNL	Importação via gasoduto Bolívia	Produção nacional total	Oferta de gás para setor elétrico	Consumo aparente pelo setor elétrico
46,43 milhões m ³ /d	14,56 milhões m ³ /d	31,75 milhões m ³ /d	80,36 milhões m ³ /d	43,41 milhões m ³ /d	89,84 milhões m ³ /d

Fonte: MME.

A importação de gás tem três entradas: o gasoduto para gás natural da Bolívia; a importação GNL, via terminal Baía de Guanabara, e a importação GNL, via Terminal Pecém. O consumo de gás natural é concentrado em indústria e geração elétrica, ambos em torno de 40%. O resto é resultante do uso automotivo, residencial e comercial.

A grande novidade é que o Pré-sal e outras descobertas projetam não somente a exploração e produção de grandes quantidades de petróleo, mas também de gás natural. Isso possibilitará aumentar a utilização do gás sem aumentar a importação (Tabela 22).

A Tabela 22 mostra o aumento da oferta de gás natural no mercado interno, principalmente devido ao aumento da produção interna. Para ao período pós 2020, a EPE projetou no PDE 2021 valores ainda superiores (236 milhões e m³/d), por considerar também as jazidas conhecidas e potencialmente recuperáveis, principalmente na área do Pré-sal. Nos últimos anos, o gás natural já vinha aumentando sua participação na matriz energética brasileira, tendo

21. A diferença entre produção bruta e líquida se deve à reinjeção, queima e perdas e consumo próprio nas unidades de exploração e produção.

	2013	2018	2020	Média anual 2021-2030
Produção doméstica	41	75	86	97
Importação da Bolívia	30	30	30	30
Regasificação GNL importado	21	41	41	41
Total	98	146	157	168

Fonte: MME.

alcançado, em 2013, o valor de 12,8% da oferta interna de energia, de acordo com o BEN 2014. As perspectivas para os próximos anos indicam que essa participação será ainda maior com a entrada de novas áreas produtoras e de mais um terminal de regasificação, na Bahia, e a necessidade de atender ao aumento das demandas, tanto as não-termelétricas (indústria, transporte) quanto as termelétricas.

Há desafios específicos relacionados à expansão da produção do gás. Em primeiro lugar, a falta de infraestrutura para garantir transporte e armazenagem de gás natural, o que requer alto investimento. No caso específico do Pré-sal, estão previstas três rotas de escoamento: Caraguatatuba (SP), Maricá (RJ) e Cabiúnas (ES). No modelo atual, o gás é prioritariamente destinado a térmicas que funcionam como complemento às hidrelétricas, e seu preço continua vinculado ao preço do petróleo, o que torna seu uso para fins industriais pouco competitivos. No caso de importações de emergência de Gás Natural Liquefeito (GNL), para lidar com crises no fornecimento de eletricidade (falta de água nos reservatórios), a Petrobras paga um prêmio no mercado spot. No início de 2013, por exemplo, quando apareceu essa necessidade, os preços no mercado spot giravam em torno de US\$ 15 a US\$ 17 por milhão de BTU (Unidade Térmica Britânica), contra US\$ 11 na Europa e US\$ 3 nos EUA. Outra forma de usar o gás é aumentar a produção de fertilizantes (ureia), área na qual o Brasil é deficitário, bem como outros produtos químicos.



Em 2009, o governo sancionou o novo marco regulatório do gás natural, por meio da Lei 11.909/2009, diferenciando-o do petróleo. Mas a lei demora a sair do papel e não há uma estratégia clara de estímulo à criação de uma agenda governamental que priorize o crescimento e amadurecimento do mercado de gás natural no Brasil, garantindo, entre outros, o seu aproveitamento para estimular maior competitividade ao setor industrial.

O PDE 2022 prevê um conjunto de investimentos necessários à expansão da infraestrutura do gás natural, envolvendo ampliações e construções de novos gasodutos e unidades de processamento de gás natural, por um valor total de R\$ 8 bilhões. Há também o potencial de substituir o GLP, gás de botijão (importado), por gás natural no consumo domiciliar. Além do maior uso de gás natural em substituição a chuveiros elétricos. Outro avanço seria o uso de gás no transporte público urbano, em vez de diesel, muito mais poluente.

Gás de xisto

O gás de xisto (shale gas, em inglês) ou, mais precisamente, gás de folhelho betuminoso, é o principal gás não-convencional. A ANP usa a terminologia “recursos não convencionais”. Sua extração utiliza a tecnologia de fratura hidráulica (em inglês: fracking), que consiste em injeção de água sob alta pressão, misturada com areia e produtos químicos, utilizados para quebrar a rocha e provocar a liberação de gás e óleo. Nos EUA, a exploração do gás de xisto provocou uma revolução na matriz energética e uma queda significativa do preço no mercado interno. Entre 2005, quando se iniciou a exploração em larga escala utilizando fraturamento e perfuração horizontal, e 2010, a participação do gás de xisto no total da produção de gás aumentou de menos de 1% para 20%, e a tendência é continuar crescendo, chegando a 49% em 2035. O sucesso tecnológico e financeiro gerou expectativas em vários outros países com reservas comprovadas de gás de xisto. Até 2014, não havia, porém, nenhum outro país com produção comercial em larga escala, devido às especificidades extremamente favoráveis da realidade dos EUA: pré-existência de rede densa de gasodutos; facilidade de obter direitos de exploração; e a disponibilidade de equipamentos, capital intensivo e específico para a produção em mas-

sa, além de condições geológicas favoráveis para a extração. Mesmo assim, há grande resistência e dúvidas, mesmo nos EUA, a respeito da sustentabilidade desta opção no médio e longo prazo. Primeiro, devido aos riscos de contaminação do solo, das águas subterrâneas e a provocação de pequenos terremotos, já registrados anteriormente. Segundo, devido à rápida exaustão dos poços.

O Brasil é identificado com um dos principais países com reservas de xisto tecnicamente exploráveis, de acordo com dados da AIE e também do governo dos EUA. Na Tabela 23, o Brasil consta como 10º país com maior reserva tecnicamente recuperável do mundo.

Tabela 23

Estimativa de reservas recuperáveis mundiais de gás de xisto (2013) em trilhões de m³

País	Quantidade
China	31,15
Argentina	22,7
Argélia	20,0
EUA	18,8
Canadá	16,2
México	15,4
Austrália	12,4
África do Sul	11,0
Rússia	8,0
Brasil	6,9
Resto do mundo	14,0
Total	220,7

Fonte: US Energy Information Administration, junho 2013. Elaboração própria.

O país vizinho, a Argentina, detentor da segunda maior reserva do mundo, iniciou a exploração na jazida da Vaca Muerta, na província de Neuquén, na Patagônia, depois da renacionalização do Repsol/YPF. No caso do Brasil, a referência à revolução do gás se refere, em primeiro lugar, à exploração de gás nas reservas do Pré-sal, e não havia uma política pública a respeito da exploração em escala comercial do gás de xisto. Observe que o PDE 2022 e o BNE 2013 não mencionam o gás de xisto. Tampouco havia legislação específica quando a ANP lançou, em 28 de novembro de 2013, a 12ª Rodada de Licitação para Concessão de Exploração e Produção de



Petróleo e Gás Natural. O leilão prevê, pela primeira vez, de forma explícita, a exploração de gás de xisto por fraturamento hidráulico, até então inexistente no país. Embora, para a opinião pública em geral, essa novidade tenha passado despercebida, um número expressivo e representativo de organizações técnicas e profissionais ligadas às áreas de meio ambiente e de serviços de água e saneamento protocolaram hoje uma carta aberta à presidenta Dilma Rousseff, solicitando a retirada da exploração de gás não convencional (shale gas) do edital da 12ª Rodada, sem efeito prático. A principal crítica diz respeito à falta de estudos, legislação e discussão prévia diante da existência de grande risco de gerar impacto negativo pela contaminação do lençol freático, envolvendo águas subterrâneas, por produtos químicos empregados. Além das questões ambientais e de segurança, falta infraestrutura para escoar a produção. A ANP aposta na possibilidade de usar a ampla rede elétrica, o que implica a construção de termoeletricas a gás nos locais de produção. Ao mesmo tempo, há, no caso do Brasil, alternativas em curso que exigem grandes investimentos, inclusive a própria exploração do gás nas províncias do Pré-sal.

Na visão da ANP, a concessão permitiria identificar e mapear o potencial existente. A exploração dependerá ainda de autorização prévia. Em abril de 2014, a ANP publicou a Resolução 21, que estabelece requisitos essenciais e padrões de segurança operacional e de preservação do meio ambiente para a atividade de fraturamento hidráulico em reservatório não Convencional. Além disso, por meio de um financiamento da FINEP, foi criada uma rede de centros universitários (Gásbras) encabeçada pelo Instituto de Energia e Ambiente da USP para promover estudos sobre a viabilidade e o potencial da exploração e produção do gás de xisto no Brasil. E, em meados de 2014, a ANP anunciou uma cooperação técnica com o governo britânico, com o objetivo de desenvolver uma regulação para a exploração do gás de xisto. No mesmo período, porém, uma Ação Civil Pública forçou a suspensão dos contratos assinados com os vencedores da 12ª Rodada, no que diz respeito à exploração do gás de xisto na Bacia do Rio Paraná, em razão “dos potenciais riscos ao meio ambiente, à saúde humana e à atividade econômica regional”. Não há dúvida de que existe um potencial hipotético para dinamizar cadeias produtivas em várias regiões no interior do

país, mas há também constrangimentos e falta de conhecimento que devem ser considerados e exigem análises, estudos e debate público.

Resumindo:

- Há uma nova realidade no mercado de gás natural no Brasil, devido à perspectiva de grande aumento da produção interna nos próximos anos, o que possibilita repensar o papel do gás natural na matriz energética brasileira (como fonte para as térmicas, o transporte e a indústria).
- O gás natural, embora seja também fóssil, é muito superior aos demais ao possibilitar maior eficiência e significativa redução de emissões de GEE.
- Diante disso, o aumento do uso do gás natural em detrimento das demais fontes fósseis pode fazer parte de uma estratégia rumo a uma economia de baixo carbono. Há de se evitar, porém, que o aumento da disponibilidade de gás natural se dê em detrimento do uso e dos investimentos em fontes renováveis.
- Devido aos altos riscos, ao desconhecimento e à falta de debate público, é recomendável suspender por um período de, por exemplo, cinco anos, a exploração do gás de xisto. Ainda mais considerando o desafio de exploração e produção de novas fontes de gás natural no Brasil.

Nuclear

A energia nuclear passou, até março de 2011, por uma reavaliação em nível mundial. Tratando-se de uma modalidade de energia de baixo carbono, ela entrou na discussão sobre alternativas para as energias fósseis²². O reflexo disso no Brasil foi o anúncio pelo governo, em 2008, de planos para iniciar a construção de nove usinas, além de concluir a de Angra 3. Falou-se em um pacote de investimentos, gerando capacidade de 60GW. Importante lembrar que, dos onze países que dominam o ciclo tecnológico do urânio, somente três são detentores de reservas significativas do minério: EUA, Rússia e Brasil. A decisão de apostar em energia nuclear para

22. Embora os reatores nucleares não emitam CO₂, deve-se considerar as emissões ao longo do ciclo de vida e da cadeia produtiva desde a extração do urânio. Nesse caso, as emissões são superiores às das demais fontes não-fósseis, como eólica, solar e biomassa (Greenpeace, 2008).



estar ao lado da hidrelétrica como principal fonte de energia elétrica já havia sido muito questionada, sobretudo pela falta de soluções sustentáveis para os rejeitos radioativos de alta atividade. Mas foi o grave incidente em Fukushima, em março de 2011, que mudou novamente o debate sobre o assunto, sendo a Alemanha o caso mais extremo, ao abandonar de vez todos os seus projetos na área.

Também no Brasil a discussão esfriou. O que ficou foi a conclusão de Angra 3, baseada em uma resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão consultivo da Presidência da República, de agosto 2007. A previsão para que entre em operação é junho de 2018, com 1405MW na modalidade de energia de reserva (EPE, 2013), com valor de R\$ 13,9 bilhões, sendo que o primeiro PDE, cujo horizonte vai até 2015, previa o início das operações em dezembro de 2012. Ao mesmo tempo, está em curso uma operação para prolongar a vida de Angra 1, com capacidade de 640MW, estendendo-a de 40 para 60 anos, lembrando que a usina entrou em operação em 1980.

Embora a Associação Brasileira para Desenvolvimento das Atividades Nucleares (Abdan) tenha aproveitado os problemas provocados pelo cenário de seca, no início de 2014, para defender a retomada dos planos do governo com relação à geração nuclear, esta não parece estar, no momento, em perspectiva, e encontra forte resistência por parte de vários grupos ambientalistas e pouco respaldo do próprio governo. O PDE 2022 somente considera a expansão da capacidade nuclear de 2GW para 3,4GW devido à entrada de Angra 3.

Resumindo:

■ Na prática, portanto, o governo brasileiro suspendeu, pós Fukushima (2011), seus planos de apostar pesadamente na energia nuclear, com exceção de Angra 3, o que, com o estágio atual da tecnologia nuclear e considerando os custos alternativos no Brasil, é a decisão certa.

■ De outro lado, os investimentos em Angra 3 são importantes, porque permitem ao Brasil ter domínio e acompanhar o desenvolvimento da tecnologia nuclear. Não devemos descartar definitivamente que se trata de uma rota tecnológica que, no futuro, pode contribuir com soluções para a oferta de energia.

Biocombustíveis

No início do século XXI, o Brasil era de longe o líder no consumo e na produção de etanol, que representava 90% dos biocombustíveis. A forte retomada do setor sucroalcooleiro, a partir de 2003, deu-se no contexto de um aumento expressivo dos preços do petróleo, estimulada pelo governo para reconquistar a confiança do consumidor, com a introdução massiva de automóveis leves dotados de motores bicombustíveis (flex-fuel), como pode ser observado na Tabela 24. Também foi determinante a crescente preocupação com as consequências dos GEE para a saúde humana nos centros urbanos e com o aquecimento global, ambos relacionados ao uso da gasolina.

Tabela 24

Vendas no mercado interno de automóveis e comerciais leves

	Gasolina	Álcool	Flex-fuel	Total
2005	644.614	49.860	846.710	1.615.585
2006	323.192	1065	1.424.112	1.824.268
2007	234.747	9	2.032.361	2.362.453
2008	223.032	-	2.354.524	2.709.774
2009	221.890	-	2.711.267	3.069.574
2010	660.182	-	2.627.111	3.287.293

Fonte: Petrobras (2014), elaboração própria.

A Empresa de Pesquisa de Energia (EPE, 2012, p. 14) estimou a frota circulante de veículos leves, em 2011, em 31 milhões, dos quais 14,9 milhões flex-fuel.

No caso do etanol, quando o combustível é queimado libera CO₂, mas, durante o ciclo de produção da cana, é absorvida uma quantidade proporcional de carbono da atmosfera. Nesse sentido, não haveria acúmulo líquido de CO₂ na atmosfera por causa da queima de álcool nos motores. Quanto aos demais GEE em CO₂ equivalente, um estudo desenvolvido pela Embrapa (2009) aponta que essas emissões foram calculadas em 49,9 g CO₂eq/l, tanto no caso do anidro quanto do hidratado.

Cabe observar que, se de um lado o motor flex-fuel pode ser considerado um sucesso ao (re)conquistar a confiança do consumidor, de outro existe um



grande espaço a ser conquistado para melhorar sua eficiência. As montadoras que operam no Brasil são multinacionais que pautaram seu esforço tecnológico, até pouco tempo, na redução do consumo e das emissões a partir da ótica do motor a gasolina convencional. A nova dinâmica do mercado brasileiro se adequou a essa lógica, tirando o máximo de proveito com o mínimo de investimentos. Avaliações do Inmetro a respeito da eficiência (em MJ/km) dos carros que usam motor flex, comercializados em 2013, mostram que, quando usam etanol, a eficiência é inferior se comparada ao uso de gasolina²³. O estudioso do assunto, professor Luiz Augusto Horta Nogueira, da Universidade Federal de Itajubá, também confirma que o flex é um motor a gasolina que usa etanol: tecnologicamente a eficiência do etanol deveria ser de 80% em relação à gasolina, e não 70%, como acaba sendo no caso do motor flex²⁴. Cabe agora estimular as montadoras a investir para aperfeiçoar o desempenho do motor, inclusive, com sistemas de partida a frio, com pré-aquecimento do etanol, dispensando assim o tanque auxiliar a gasolina (Sousa e Macedo, 2009).

Contudo, possibilitou-se uma expansão da frota brasileira em um contexto de crescimento e distribuição de renda, sem interferir na longa caminhada rumo à autossuficiência em petróleo²⁵ e controlando a expansão das emissões de GEE. A opção pelo etanol se tornou, novamente, parte estratégica da política energética.

Reconhecer a grande contribuição do etanol para garantir uma matriz energética mais limpa não implica negar os efeitos ambientais e sociais negativos, mas estes podem ser minimizados por meio de uma rigorosa regulação e fiscalização. De certa forma,

as campanhas contra o etanol contribuem para que isso se concretize. Os esforços combinados do governo, das empresas e instituições de pesquisa deveriam se concentrar na consolidação do setor para responder à explosão da demanda interna. Nesse contexto, surgiram várias iniciativas de promoção de boas práticas e para monitorar sua implantação. Inclusive para aumentar a aceitação do etanol em mercados externos. O monitoramento ajuda também a entender os constrangimentos ambientais que a produção de biocombustíveis pode causar, o que envolve sistemas de certificação para padronizar os critérios de produção e reduzir impactos negativos. Embora tenham surgido padrões voluntários de certificação da sustentabilidade, são as políticas públicas que realmente fazem diferença para garantir que haja convergência entre ganhos econômicos, sociais e ambientais.

Por meio do decreto presidencial nº 6.961, de 17 de setembro de 2009, o governo aprovou o Zoneamento AgroEcológico (ZAE) da cana-de-açúcar a partir da safra 2009/2010. O ZAE é coordenado pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, em parceria com o do Meio Ambiente e veda a expansão do plantio e instalação de usinas nos biomas Amazônia e Pantanal e Bacia do Alto Paraguai. E também proíbe, em todo o território nacional, o uso de terras com vegetação nativa para expansão do plantio de cana-de-açúcar. Além disso, prevê a abolição gradual da queima como método pré-colheita até 2017, o que significa um aumento da mecanização da colheita. O decreto ainda explicita que não será autorizada a instalação e ampliação quando houver prejuízo ou risco à produção de alimentos ou à segurança alimentar. Para reforçar a regulação, o Conselho Monetário Nacional estabeleceu, da mesma forma como foi feito com o combate ao desmatamento na Amazônia legal, normas para as operações de financiamento ao setor sucroalcooleiro, nos termos do zoneamento.

Do decreto consta que o país dispõe de cerca de 64 milhões de hectares de áreas aptas à expansão do cultivo com cana-de-açúcar, sendo que, destes, 18,03 milhões de hectares foram considerados com alto potencial produtivo, 41,17 milhões de hectares com médio e 4,28 milhões de hectares com baixo potencial. À época do levantamento, que coincidiu

23. Estudo apresentado no workshop sobre o uso eficiente do etanol veicular no Brasil, em 21 de novembro de 2013, organizado pelo Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE).

24. Apresentação no 14º Encontro Energia da Fiesp, na mesa “Biocombustíveis: quais as soluções para destravar o setor”, realizada em 6 de agosto de 2013, em São Paulo.

25. Foi graças à expansão da produção do etanol que o aumento do consumo de combustíveis não impediu a conquista histórica da autossuficiência em petróleo em 2006, antes das descobertas do Pré-Sal.



com a safra 2008/2009, a área plantada com cana-de-açúcar foi de 7,8 milhões de hectares e, por isso, o governo conclui que o país não necessita incorporar áreas novas e com cobertura nativa ao processo produtivo, podendo expandir a área de cultivo com cana-de-açúcar sem afetar as terras utilizadas para a produção de alimentos.

Outra iniciativa do governo federal foi o Compromisso Nacional para Aperfeiçoar as Condições de Trabalho na Cana-de-Açúcar, articulado em 2008 e 2009, por meio da Secretaria Geral da Presidência. Trata-se de um acordo entre entidades de trabalhadores e de empresários do setor sucroenergético, com o intuito de valorizar e disseminar melhores práticas trabalhistas na lavoura da cana-de-açúcar e promover reinserção ocupacional dos trabalhadores desempregados em decorrência da mecanização da colheita. Para fazer parte do Compromisso Nacional, as empresas do setor sucroenergético devem fazer sua adesão, que é de caráter voluntário. Essas empresas, como previsto no Compromisso, estarão submetidas a um mecanismo de verificação do cumprimento das práticas estabelecidas, que será objeto de reconhecimento. No âmbito desse compromisso, foi outorgado, em meados de 2012, a 169 empresas, um selo de boas práticas. O desafio é grande, porque, na verdade, o pano de fundo é a transformação de um setor historicamente dominado por forças do atraso em um setor moderno. O caso mais gritante é o total desrespeito pelas terras dos Guarani Kaiowás por parte dos produtores de etanol na região sul do Mato Grosso do Sul, documentado pelo filme “À sombra de um delírio verde” (2011), de Cristiano Navarro.

Já em 2011, a bancada dos ruralistas se rebelou contra a política de zoneamento, apresentando no Senado um Projeto de Lei (626/2011) que altera o Zoneamento Agroecológico do País, para permitir o plantio de cana-de-açúcar em áreas de preservação sensíveis, como a Amazônia Legal e o Pantanal. A decisão favorável ocorre após especialistas dos ministérios da Agricultura e Meio Ambiente, em audiência pública, condenarem a expansão das áreas de cultivo de cana para além do ZAE. O argumento utilizado pela bancada ruralista foi de que o Brasil não estava conseguindo suprir o seu mercado de biocombustíveis, lançando mão de importação

em decorrência da carência de investimentos e redução da oferta do produto no mercado nacional. Há uma forte resistência também ao fato de que a resolução 3.813/09, do Conselho Monetário Nacional (CMN), proíbe a concessão de crédito rural para a produção canavieira nessas áreas. Embora o PL explicita que a autorização somente é possível em áreas já desmatadas, sua aprovação, em maio de 2013, pelo Senado Federal, significou um retrocesso. Devido a uma forte oposição do governo e de organizações ambientais, o PL ficou parado na Câmara dos Deputados. Outro fator que diminui a pressão dos ruralistas é que uma parte mais iluminada da principal organização de produtores de etanol (a União da Indústria de Cana-de-Açúcar - UNICA), entendeu que a lei, uma vez aprovada, voltaria-se contra o setor, sobretudo internacionalmente. Além do mais, os problemas para expansão do etanol não têm nada a ver com o zoneamento.

Em nível estadual, no principal produtor foi estabelecido, em setembro de 2008, o Zoneamento Agroambiental da cana-de-açúcar no Estado de São Paulo (ZAA), por meio de uma parceria entre as Secretarias do Meio Ambiente e da Agricultura e Abastecimento do Estado. Ele também estabeleceu a obrigatoriedade de licenciamento ambiental específico e diferenciação entre áreas adequadas, áreas adequadas com limitação ambiental, áreas adequadas com restrições ambientais e áreas inadequadas. Não são aceitos pedidos de licenciamento para instalação ou ampliação de empreendimentos após a publicação desta resolução e, para as três primeiras classes, são definidos parâmetros específicos de acordo com cada área, para a obtenção de licenças e operação dos empreendimentos²⁶.

Fato é que a crise global de 2008, seguida depois de problemas climáticos, teve grande impacto sobre as usinas altamente endividadas. A falta de investimentos em renovação e expansão dos canaviais, além dos problemas climáticos, causaram a queda da produtividade da cana²⁷, com o consequente au-

26. <http://www.ambiente.sp.gov.br/etanolverde/zoneamento-agroambiental/>.

27. Lembrando de que a expansão de canaviais exige um período de três a cinco anos.



Tabela 25

Ranking da capacidade de moagem em MMT e internacionalização

Ranking 2005/2006	Capital	Volume produção	Ranking 2010/2011	Capital	Volume produção
Cosan	Brasil	36	Raízen (Cosan/Shell)	Brasil/anglo-holandês	65
Vale do Rosário	Brasil	11	LDC-Sev (Louis Dreyfus)	Europa	38
São Martinho	Brasil	10	ETH-Odebrecht	Brasil/EUA/Japonês	37
Zilor	Brasil	8	Guarani Tereos/Petrobras	Francês/Brasil	21
Lincoln Junqueira	Brasil	8	Bunge	EUA	20
Irmãos Biagi	Brasil	7	Sta. Terezinha	Brasil	18
Moreno	Brasil	6	Lincoln Junqueira	Brasil	16
Sta. Terezinha	Brasil	5	Renuka	Índia	15
Guarani	Francês	5	Coruripe	Brasil	13
Sta. Terezinha	Brasil	5	São Martinho/Petrobras	Brasil	13

Fonte: Itaú BBA. Elaboração própria.

mento dos custos de produção. Adicionalmente, não houve como repassar esse aumento para o preço do etanol, uma vez que a gasolina permaneceu praticamente estável e o biocombustível só é competitivo até 70% do preço da gasolina. Foi aplicada uma política de preços da gasolina junto com uma política tributária, como a eliminação gradativa da CIDE sobre a gasolina, absolutamente contraditória com qualquer estratégia de apostar no etanol como principal combustível. Todos estes fatores levaram à redução de margem e até mesmo à falência de algumas empresas do setor. Ao mesmo tempo, verificou-se a concentração e desnacionalização do setor, como pode ser observado na Tabela 25. Este movimento tem resultado em expressivas mudanças em toda a cadeia produtiva do etanol no Brasil, com impactos na estrutura patrimonial tradicionalmente formada por empresas familiares de capital nacional e caracterizada pela pulverização das unidades produtivas (Tabela 25).

Segundo estimativas do banco Bradesco, a participação estrangeira no setor pulou de 7%, em 2007, para 25%, em 2011²⁸. Certo grau de participação de

capital externo pode beneficiar a promoção internacional do etanol, mas há de se avaliar o impacto sobre as decisões de investimento e de pesquisa e desenvolvimento.

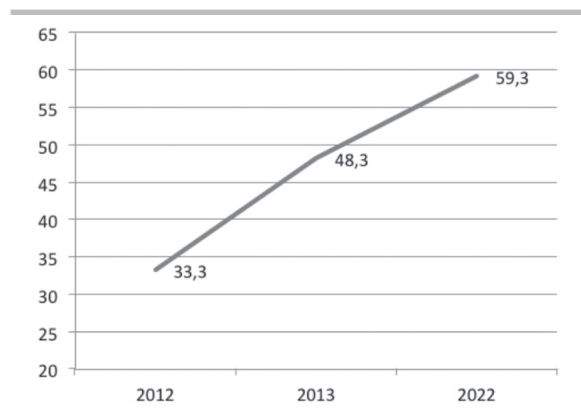
A consolidação do crescimento com distribuição de renda implica na massificação do padrão de consumo para outras regiões e para uma parcela maior da população. O Gráfico 5 mostra a estimativa da EPE com relação à evolução futura da frota, indicando a perspectiva de quase dobrar o número de veículos leves. Isso implicaria em aumento da demanda energética de 50 milhões de litros de gasolina equivalente, em 2012, para 84 milhões de gasolina equivalente, em 2022. Projetava-se ainda um aumento expressivo da participação de automóveis leves com motor flex-fuel, de 53% para 76,4%.

Na perspectiva da EPE, em 2011, grande parte do aumento do consumo de combustível deveria vir da expansão do etanol e previa-se, inclusive, uma diminuição no uso da gasolina. No PDE 2020 havia a projeção de um aumento no consumo de etanol, de 23,715 bilhões de litros, em 2011, para 64,6 bilhões de litros, em 2020, o que desencadearia a ampliação da área utilizada para produção de açúcar, de 7% da área disponível para atividades agrícolas em 2012 (dos quais 50% para etanol), para 13% em 2020, com dois terços para etanol (Tolmasquim, 2012, p. 57). Este aumento expressivo da produção de eta-

28. Pinto (2011) calculou uma evolução da participação das empresas de capital externo no setor sucroalcooleiro, que partiu de 7% da capacidade de moagem total, em 2008, para 32%, em 2011 (Pinto, 2011).



Gráfico 5

Estimativa da evolução da frota de automóveis leves no Brasil (em milhões de unidades)


Fonte: EPE (2013).

nol mostrou-se rapidamente uma meta irrealista. A crise no setor fez o EPE rever suas projeções e, no PDE 2022, a previsão é atingir um consumo total de 47,1 bilhões de litros em 2022 (32,8 bilhões de hidratado e 14,3 bilhões de anidro)²⁹. Com isso, o PDE projeta um aumento no consumo de gasolina de 34 bilhões de litros, em 2012, para 43,1 bilhões de litros, em 2022. Cabe lembrar que, no Plano Nacional de Mudanças do Clima (PNMC) de 2008, previa-se crescimento da demanda por etanol carburante, de 25,6 bilhões de litros, em 2008, para 38,7 bilhões, chegando em 2017 a 52,2 bilhões. Lembrando que o PNMC foi lançado como plano de ação, é preciso reconhecer uma crise da estratégia de etanol no Brasil. E isso não só do ponto de vista ambiental, mas também da balança comercial, pois o crescimento da demanda por gasolina não foi acompanhado por um crescimento pari passu da capacidade de refino, o que significou aumentar as importações de derivados a preços superiores aos praticados no mercado interno, ou seja, elevar os subsídios para energia fóssil. E isso diante de um potencial alternativo, que não dispõe de mecanismos para que suas externalidades ambientais positivas sejam precificadas. No Plano Setorial de Transportes e Mobilidade Urbana para a mitigação de mudanças climáticas, apresentado em abril de 2012, o governo previa um aumento de 5% da fro-

29. O PDE 2023 confirma essa tendência ao projetar uma produção de 48 bilhões de litros de etanol em 2023.

ta de automóveis por ano, até 2020, projetando uso constante do etanol de 50% (Brasil, 2012a). Considerando a maior eficiência energética da gasolina comparada ao etanol, as projeções do PDE 2022 também já colocaram em xeque esta meta, embora mais realista, do Plano Setorial, ao preverem uma participação do etanol de 43% em 2022.

É sintomática a procura pela linha de financiamento específica do BNDES para renovação e ampliação de canaviais, o ProRenova, lançado em 2012. Com dotação de R\$ 4 bilhões em 2013, gerou uma carteira de somente R\$ 2,6 bilhões, viabilizando Programas BNDES para o setor sucroalcooleiro: 643 hectares, dos quais 68% renovação e 32% expansão³⁰. Entre 2010 e 2014, a indústria de bens de capital voltada para a indústria canavieira registou uma queda em torno de 50% do faturamento, com conseqüente redução do emprego. A crise do setor também atrasou investimentos necessários para avançar na produção do etanol de 2ª geração, chamado também de etanol de celulose, que permitiria aproveitar o bagaço³¹ e a palha da cana. O componente tecnológico está no uso de enzimas (leveduras, microrganismos vivos) para transformar fibras em açúcares. Aqui há grande risco de o Brasil, pioneiro na tecnologia de massificação do etanol, ficar para trás na trajetória rumo à maior eficiência energética e ao menor uso de áreas cultiváveis por falta de investimentos que, por sua vez, reflete a falta de uma estratégia abrangente. Um passo na direção certa foi dado no início de 2014 pelo Finep e o BNDES, ao lançarem o Plano de Apoio Conjunto à Inovação Tecnológica Agrícola no Setor Sucroenergético, o PAISS Agrícola. No total, será disponibilizado R\$ 1,48 bilhão para o período de 2014-2018. O orçamento prevê R\$ 1,4 bilhão em financiamentos reembolsáveis, o que inclui todas as linhas de crédito de Finep e BNDES, além de instrumentos de renda variável de ambas

30. De outro lado, a linha de financiamento para estocagem de etanol (PASS), com orçamento de R\$ 1 bilhão em 2013, foi usado totalmente e o governo dobrou a disponibilidade deste financiamento para 2014, para R\$ 2 bilhões.

31. No processo de produção tradicional, na moagem é separado o caldo do bagaço, usado até agora na alimentação da caldeira (bioeletricidade).



as instituições.³² Mas sem uma estratégia clara que permita previsibilidade das regras com uma política de longo prazo, dificilmente programas isolados podem reativar investimentos na escala necessária.

Bioeletricidade

Embora o setor sucroalcooleiro esteja muito identificado como produtor de biocombustível, existe no Brasil também um bom potencial para produzir biomassa a partir de cana-de-açúcar. Todas as usinas já produzem essa energia para o próprio consumo, mas apenas cerca de 170 (40%) têm capacidade para transferir a bioeletricidade excedente para a rede de energia elétrica. Cerca de 200 usinas ficam de fora. A bioeletricidade usava como fonte principalmente o bagaço, mas, com o fim das queimadas nos canaviais, é possível usar também a palha, inclusive com poder calorífico superior ao do bagaço.

O aproveitamento do potencial exige investimentos em duas frentes. Primeiro, em melhorar a eficiência energética das usinas, ou seja, gerando mais energia com o mesmo bagaço. Segundo, na conexão à rede, ainda de responsabilidade integral da própria usina. Há de se lembrar de que a maioria das usinas está na região centro-sul, perto dos principais centros de consumo, ou seja, com menor perda na transmissão em comparação com as extensas linhas das grandes hidrelétricas. Outra particularidade interessante é que a colheita ocorre entre abril e dezembro, justamente o período mais seco do ano.

Terceira questão, que não exige investimentos, mas ajustes na regulação, é que os preços nos leilões não consideram externalidades positivas de fontes renováveis, como a biomassa, o que significa uma concorrência desleal na disputa com as térmicas. Uma solução seria a realização de leilões específicos.

As dificuldades do setor hidrelétrico já provocaram aumento da oferta em 25% de bioeletricidade, entre 2012 e 2013, chegando a 15 GW. Com isso, a

32. As linhas incluem apoio a novas variedades de cana, mais adequadas à mecanização agrícola; máquina para o plantio e/ou colheita; técnicas mais ágeis e eficientes de propagação de mudas e dispositivos biotecnológicos inovadores; e adaptação de sistemas industriais para culturas energéticas compatíveis com o sistema agroindustrial do etanol.

bioeletricidade da cana chegou a ser a terceira fonte de geração da matriz elétrica brasileira, com 7% da capacidade instalada. A previsão da EPE (2013) é que a capacidade instalada de eletricidade biomassa chegue, em 2022, a 22 GW.

Para que se concretize, é necessário criar condições para que os investimentos de longo prazo se tornem realidade. A crise do setor descrito acima não somente prejudicou a expansão da produção do etanol, a queda de produtividade e o atraso no avanço tecnológico rumo à produção de etanol de segunda geração, mas também a expansão da capacidade de bioeletricidade. Novas usinas já nasceriam com tecnologia de ponta, equipadas para gerar bioeletricidade para o sistema. Mas o problema é justamente a falta de uma estratégia de investimentos em novas usinas.

Resumindo:

■ A forte retomada do setor sucroalcooleiro, a partir de 2003, foi estimulada pelo governo para reconquistar a confiança do consumidor com a introdução massiva de automóveis leves dotados de motores bicombustíveis (flex-fuel), no contexto de forte expansão da frota e aumento expressivo dos preços do petróleo.

■ Reconhecer a grande contribuição do etanol para garantir uma matriz energética mais limpa não implica negar os efeitos ambientais e sociais negativos, mas eles podem ser minimizados por meio de uma rigorosa regulação e fiscalização, a partir do Zoneamento AgroEcológico (ZAE) da cana-de-açúcar.

■ A crise global de 2008, seguida de problemas climáticos, teve grande impacto sobre as usinas altamente endividadas. A falta de investimentos em renovação e expansão dos canaviais diminuiu a produtividade. Não houve como repassar o aumento de custos para o preço do etanol. Foi aplicada uma política de preços da gasolina junto com uma política tributária, como a eliminação gradativa da CIDE sobre a gasolina, absolutamente contraditória com qualquer estratégia de apostar no etanol como principal combustível.

■ A grave crise pela qual o setor passou desde 2009 fez as projeções para o uso de etanol diminuir drasticamente, em benefício de aumento do uso da gasolina. A crise do setor também atrasou investimentos necessários para avançar na produção do etanol de 2ª geração, chamado também de etanol



de celulose, que permitiria aproveitar o bagaço e a palha da cana.

■ É preciso, portanto, de uma política abrangente para revigorar o setor a partir da reconfirmação da prioridade do etanol na matriz energética, uma política tributária de apoio à produção de etanol e sobre a compra de bens de capital para cogeração/bioeletricidade. Diante de todos esses desafios, é oportuno pensar em uma lei específica que possa ordenar o setor, além de rever o marco tributário.

Biodiesel

Biodiesel, ou diesel vegetal, é fruto da extração de óleos para fins energéticos. Já em 1982, o Brasil iniciou os primeiros testes para avaliar a viabilidade do uso de biodiesel (mistura do óleo vegetal e álcool). Embora os resultados tenham sido positivos, o alto custo do produto, à época, impediu seu uso comercial. Entretanto, com a alta dos preços do óleo diesel e dos demais derivados de petróleo, o biodiesel passou a ser uma alternativa. Seus custos de produção ainda são mais elevados que os do diesel de origem fóssil, sempre lembrando que, assim como os demais casos de energia renovável, não são precificadas as externalidades negativas do diesel fóssil.

Por meio da criação do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), em 2004, e a partir da aprovação da Lei no 11.097, de 13 de janeiro de 2005, o governo federal adotou o biodiesel na matriz energética nacional. O PNPB é coordenado pelo MME e envolve onze outros ministérios, entre os quais o Ministério de Desenvolvimento Agrário (MDA), responsável pelas ações relacionadas à inclusão social dos pequenos produtores no programa. A Petrobras também tem papel fundamental na comercialização do diesel e no controle de qualidade. Assim, atualmente, todo o óleo diesel veicular comercializado ao consumidor final possui biodiesel e é chamado de Diesel B. O marco regulatório que autoriza o uso comercial do biodiesel no Brasil considera também o potencial da produção de biodiesel para uma política de inclusão social envolvendo a agricultura familiar³³.

Parte importante do PNPB é o Selo Combustível Social, que dá direito ao produtor de biodiesel ter acesso à redução das alíquotas de PIS/Pasep e Cofins. As coeficientes de redução diferenciados para o biodiesel variam de acordo com a matéria prima adquirida e a região da aquisição. Além disso, o Selo dá acesso preferencial aos leilões da Petrobras. A partir de 2010 os produtores de biodiesel devem adquirir da agricultura familiar matéria-prima com o Selo em percentuais mínimos de 50%. Verificou-se, porém, grande dificuldade para a inclusão social da agricultura familiar do nordeste, devido à pouca organização dos produtores, baixo acesso à tecnologia e aos insumos de produção.

Em 2008 entrou a obrigatoriedade de 2% de mistura com biodiesel (B2) e, em 1º de julho de 2009, foram adicionados 4% de biodiesel (B4) ao diesel. Desde 1º de janeiro de 2010, foi introduzido o mandato (a determinação legal para mistura obrigatória) B5. Quatro anos depois, em 2014 o governo tomou a decisão de introduzir o B7.

Na Tabela 26 são especificados o ganho na redução das emissões com relação ao diesel fóssil e também os ganhos maiores, no caso de se aumentar a mistura para 7%, 10% e 20%.

Tabela 26

Emissões gCO₂ e/MJ das várias misturas de diesel com biodiesel

Diesel fóssil brasileiro sem mistura	Diesel europeu	B5	B7	B10	B20
85,2	83,8	82,1	80,8	79	72,8

Fonte: Consultoria Delta CO₂, CENA/USP.

O B5 tornou o país o 2º maior produtor mundial, somente atrás dos EUA e à frente da Alemanha. A Tabela 27 (próxima página) mostra um rápido crescimento da produção de biodiesel, mas também o aumento das importações de diesel fóssil para suprir o consumo interno.

A Tabela 28, na página seguinte, mostra a evolução do uso das matérias-primas para a produção do biodiesel no Brasil.

33. Estima-se que em 2013 cerca de 100 mil famílias estavam envolvidas na produção do biodiesel.



Tabela 27

Venda de Diesel B, produção biodiesel e participação de importações (em litros)

	Venda diesel B	Produção biodiesel	Participação importações
2005	39,2 bilhões	736 milhões	6%
2007	41,6 bilhões	404.000 milhões	12%
2008	44,8 bilhões	1,17 bilhões	13%
2009	44,3 bilhões	1,6 bilhões	8%
2010	49,3 bilhões	2,4 bilhões	19%
2011	52,3 bilhões	2,7 bilhões	18%
2012	55,9 bilhões	2,7 bilhões	14%
2013	58,5 bilhões	2,9 bilhões	18%

Fonte: ANP/Abiove.

Tabela 28

Evolução do uso da matéria prima para a produção de biodiesel

	2008	2013
Soja	69%	73%
Sebo bovino	18%	20%
Óleo algodão	2%	2%
Outros*	11%	5%

Fonte: Abiove.

* Outras matérias-primas para a produção do biodiesel disponíveis no Brasil são abacate, amendoim, canola, babaçu, dendê/palma, coco, girassol, gergelim/sésamo, pinhão-manso, linhaça, macaúba, buriti, nabo, pequi, entre outros. Há também um potencial no reaproveitamento de óleo de fritura. Em 2013 já havia mais de mil pontos de coleta na Região Metropolitana de São Paulo.

Chama a atenção o avanço da soja como principal fonte do biodiesel, lembrando que a expansão da soja se deu pela exploração do farelo (para ração animal) e que o óleo era, na melhor das hipóteses, secundário. Um aspecto do avanço da soja é que impulsiona uma tendência à concentração regional no Centro-Oeste e no Sul, em detrimento do Nordeste, e em empresas mais capitalizadas. Isso também ocorre com o sebo, um subproduto da produção de carnes, que era descartado. Um exemplo é a entrada em peso da JBS, que começou em 2007, com a produção de diesel à base de sebo. Em 2014 já faturava R\$ 400 milhões com o biodiesel.

O governo continua apostando na participação da agricultura familiar. De acordo com o Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA), órgão executor do PNPB, de 2005 a 2010 foram executados 37

projetos para a organização da base produtiva de oleaginosas da agricultura familiar. Em cinco anos foram atendidas em torno de 300 mil famílias de agricultores em 34 Territórios da Cidadania, 28% dos 120 territórios existentes no país. Apesar das deficiências estruturais e logísticas ainda presentes na organização de unidades de produção familiar no Nordeste e da preponderância da soja, mais de dois terços das usinas produtoras de biodiesel trabalham com matéria-prima da agricultura familiar e prestam assistência técnica (dados de 2013, MDA).

Em todo o caso, a falta de uma estratégia clara sobre o ritmo de expansão do biodiesel gerou uma situação contraditória. De um lado, 55% a 60% da capacidade instalada (sete milhões de litros em 2013) ociosa, e de outro, aumento expressivo da importação de diesel de 6%, em 2005, para 24% do consumo interno, em 2013. Importante lembrar inclusive a política de congelamento dos preços dos derivados, que gera um custo devido à diferença entre o preço importado e o preço do diesel para a refinaria.

De acordo com dados da Associação Brasileira das Indústrias de Óleos Vegetais (Abiove), a produção total de óleo vegetal era 81,6 milhões de toneladas em 2013, 39,5 milhões de toneladas para exportações sem processamento³⁴. Dos 36,7 milhões de toneladas que são processados no Brasil, 27,9 milhões/t se tornam farelo (13,5 milhões/t para exportações; 14,3 milhões/t para consumo interno) e sete milhões/t óleo, dos quais 1,5 milhão/t são exportados, dois milhões/t para biodiesel e os três milhões/t restantes para outro consumo interno. Ou seja, há uma produção de 1,5 milhões/t de óleo que está sendo exportado e que já poderia ser utilizado imediatamente para ampliar a produção de biodiesel, diminuindo as importações de diesel fóssil. Sem falar do potencial uso da soja não-processada para exportação na produção de biodiesel interno. Haveria, inclusive, um ganho de emprego com o processamento da soja no Brasil para aumentar a produção de biodiesel em substituição à importação do diesel fóssil.

34. Na safra de 2014, esse volume já subiu para 91 milhões de toneladas, dos quais 45 milhões foram exportadas.



A Abiove argumenta que, do lado da oferta, é possível chegar em 2020 a um mandato de B10. Há resistências devido à necessidade de adaptação que o aumento do mandato exigiria para os motores. Mas, assim como a discussão em torno do aumento do mandato do etanol, é justamente esta que precisa ser enfrentada. A Prefeitura de São Paulo aprovou, em 2009, uma lei municipal de Mudanças Climáticas que obriga a cidade a usar 100% de energia renovável em sua frota de 15 mil ônibus, em 2018. Começou-se a introduzir gradualmente o B20, sem considerar a necessidade de adaptação do motor. Esta política teve de ser interrompida no início de 2014, devido a problemas de corrosão de motores e perdas de desempenho³⁵, o que indica mais uma vez a necessidade de uma estratégia abrangente de longo prazo.

Resumindo:

- A política pública para o biodiesel é orientado pelo tripé: obrigatoriedade de compra, política de preços e desoneração fiscal.
- O biodiesel entrou, embora de forma modesta, na matriz energética do transporte, a partir da introdução do mandato, em 2004, evoluindo da mistura obrigatória de 2% (B2) para 7% (B7) em 2014.
- Há grande potencial para ampliar significativamente o uso de biodiesel em detrimento do diesel de origem fóssil, o que implicaria ganhos ambientais e dispensaria as importações de diesel. Além disso, existem chances significativas para a geração de emprego e o fortalecimento da agricultura familiar.
- Para que o Brasil aproveite o potencial de biodiesel é preciso criar uma estratégia abrangente, que envolva desde investimento em matéria-prima até inovação tecnológica dos motores de caminhões, possibilitando o uso deste combustível com mandato superior a 7%.

3 Novas energias renováveis

O Brasil se tornou referência para a energia renovável tradicional, a primeira geração de etanol e as grandes hidrelétricas. O termo “novas energias renováveis” entrou no debate para diferenciar as

35. Também houve problemas em manter e ampliar subsídios para compensar o maior custo do B20 com relação ao diesel comum (B5).

duas tradicionais fontes renováveis: as grandes hidrelétricas e o biocombustível da primeira geração, uma vez que estas não apresentariam significativos potenciais de expansão em condições socioambientalmente desejáveis. Compõem o grupo de novas energias renováveis o vento (energia eólica), sol (energia solar), mar, a geotérmica (calor existente no interior da Terra), o esgoto, o lixo³⁶ e dejetos de animais, entre outros. De certa forma, a bioenergia avançada, ou de segunda geração, também poderia ser incluída nesse grupo. Trata-se, em todos os casos, de um potencial de energia sustentável identificado, mas longe de ser explorado, que exige grandes investimentos e capacidade tecnológica para a sua exploração, ou seja, precisa de estratégias nacionais bem definidas.

Energia eólica

A grande surpresa no início da década de 2010 foi o deslanche da energia eólica. Eólicos chegaram a dominar os leilões em 2013, com 4,7 GW contratado, o que implica R\$ 21,2 bilhões de investimentos.

A primeira geração de energia eólica se instalou já na década de 1990, no Ceará e em Fernando de Noronha, mas foi somente em 2004 que o governo federal garantiu o início da expansão, com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de energia elétrica (Proinfa), que vigorou até 2010. Embora este programa também abrangesse biomassa e Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH's), seu impacto estrutural se deu, sobretudo na energia eólica. O novo modelo do setor elétrico em vigor desde 2004 introduziu leilões específicos para fontes alternativas (LFA). O primeiro foi realizado em 2007, mas a eólica não conseguiu ainda passar pelo critério do menor preço, o que fez o governo realizar com sucesso, em 2009, um leilão exclusivamente para a eólica. Contratou-se 1,8 GW para a entrada em operação, em meados de

36. Gás de lixo é um subproduto da decomposição do lixo orgânico, um combustível para térmicas. Ao queimar o gás metano para a geração de eletricidade, evita-se sua emissão na atmosfera. Em março de 2014, o Grupo Solvi, uma das maiores empresas de tratamento de resíduos sólidos, fez um leilão no mercado livre, que fixou o preço do gás de lixo em R\$ 190 MW/h, ficando entre o preço das eólicas e de energia solar. A meta do Grupo Solvi é conseguir instalar 300 MW.



2012, e ainda conseguiu-se um deságio de 20% com relação ao seu preço inicial.

Em seguida, começou o que podemos considerar a terceira geração de energia eólica, a partir da demanda do 2º Leilão de Fontes Alternativas de 2010, com início de suprimento em 2013; os Leilões de Energia Nova de 2011 e 2012 – nos quais houve concorrência com fontes tradicionalmente mais baratas, as hidrelétricas e as térmicas – com suprimento a partir de 2016 e 2017; e os Leilões para Energia de Reserva de 2010 e 2011, também dirigidos para a energia eólica. A queda de preço para um valor em torno de R\$ 100 por MW/h refletiu, um avanço da curva de aprendizagem e ganho de economia de escala, mas sobretudo a queda de preços dos equipamentos nos mercados internacionais, devido à crise nos mercados dos países da OCDE.

Assim, em 2012, o Brasil fez uma revolução silenciosa ao aumentar sua capacidade instalada de 1,43 GW (2011) para 2,56 GW em 2012, concluindo 40 novos parques e chegando a um total de 108, que aumentou para 115 no final de 2013. A geração efetiva alcançou, em 2012, média de 556,26 MW e, em outubro de 2012, pico de 771 MW. A expansão da energia eólica continuou em 2013 com grande participação nos leilões: no leilão de energia de reserva (usinas para estarem prontas em dois anos), 1,5 mil MW, com preço médio de R\$ 110 MWh; no leilão A-3 para parques que entrarão em operação em 2016: 867,6 MW, a R\$ 124,43 MWh; e no leilão A-5, com início de geração de energia em 2018, 2,3 mil MW a R\$ 109,93 MWh. Se tudo isso se concretizar nos prazos previstos, a capacidade de produção de energia eólica deve dobrar em cinco anos, para chegar a 14 mil MW instalada em 2018 (EPE, 2013).

Houve, de fato, uma mudança de paradigma: a energia eólica deixou de ser marginal e conquistou um papel de destaque como uma das fontes complementares à energia hídrica (ao lado das termoeletricas a gás, carvão e óleo e da energia nuclear). A desconfiança estava ligada ao fato de a energia eólica ser também (como a própria hídrica) imprevisível e intermitente. Dois fatos relativizaram essa percepção: 1) por coincidência, a variação temporal do vento é o espelho da hidrelétrica, ou seja: quando chove pouco nas regiões nas quais se concentram as principais hidroelétricas, venta muito nos prin-

cipais parques eólicos. 2) a tecnologia se desenvolve rápido, o que possibilitou aumento da utilização da capacidade instalada. Assim, os parques criados pelo Proinfra já são considerados obsoletos: torres com menos de 50 metros e pás pequenas. Os novos parques trabalham com torres de quase 100 metros e pás maiores. Tudo indica, portanto, que a participação na matriz energética pode aumentar de 0,8%, em 2011, para 4,4%, em 2014, e 7%, em 2020. As áreas de geração se concentram no Nordeste: litoral do Ceará, Rio Grande do Norte e Sudeste da Bahia; e no Sul: litoral do Rio Grande do Sul.

O crescimento rápido gerou três desafios. Primeiro, enquanto uma termoeletrica demora entre quatro e seis anos para ser construída, um parque eólico é montado em cerca de um ano a um ano e meio. Talvez os operadores das redes de transmissão não tivessem isso claro. Assim, 2012 não só foi o ano da vitória, mas também do constrangimento: mais de 50% da capacidade adicionada não entrou na rede elétrica devido ao atraso na construção das linhas de transmissão. Pior, o consumidor já tinha começado a pagar por esse potencial de energia contratado nos leilões. Evidente que se tratava de um problema transitório. Inclusive, o governo está alterando as exigências para a contratação de energia eólica, incluindo como critério a disponibilidade de conexão, embora isso deva aumentar o preço. O governo pretende também aumentar o rigor do critério de cálculo da garantia física, ou seja, o volume de energia comercializável. E o Programa de Expansão e Transmissão (PET) 2013-2017 tem como uma das metas reforçar a transmissão necessária para o escoamento dos parques eólicos existentes e previstos para entrar em operação nesse período.

Em março 2014 Chesf entregou todas as linhas de transmissão, com dois anos de atraso, conectando 18 novos parques no Nordeste e em abril a eólica atingiu seu marco histórico ao produzir 1 GW. O mais importante foi o parque de Alto Sertão I, no Sudeste da Bahia, na região Serra Geral. Inaugurado pelo governador Jaques Wagner no final de 2012, é o maior complexo eólico da América Latina³⁷.

37. O complexo engloba 14 parques, foi construído em 18 meses, gerou mais de 1.300 empregos diretos, e tem capacidade instalada de 293,6 MW.



Segundo, surgiu uma dúvida: se as empresas terão fôlego financeiro para tocar tantos projetos, entre outras coisas devido à falta de escala, a exemplo dos problemas pelos quais passaram os produtores de etanol a partir do final da década de 2000. Havia, em 2013, cerca de 30 grupos operando no mercado. Espera-se um processo intenso de fusões & aquisições (F&A), chegando a três ou quatro grupos. Sem dúvida, surgiu o interesse de empresas do setor elétrico em aproveitar a oportunidade, como foi o caso da Cemig, que comprou a participação da Renova por US\$ 615 milhões. Tratando-se de uma prioridade para a política energética e para a política nacional de mudanças do clima, seria importante criar condições para a consolidação da expansão em curso.

Um terceiro desafio diz respeito à instalação, no Brasil, de capacidade tecnológica endógena. O esforço de inovação se dá, sobretudo, na busca de maior estabilidade no fornecimento, maior aproveitamento energético/ aprimoramento aerodinâmico (design), aumento da altura das torres e maior diâmetro dos rotores (pás). Outra área de inovação estratégica é o desenvolvimento de redes elétricas inteligentes (smart grids) para superar limites técnicos da expansão ligados à natureza intermitente dos ventos, que exigem esforço para evitar a ocorrência de distúrbios na tensão da rede (gestão do fluxo).

O Plano Brasil Maior definiu a eólica como prioridade entre as renováveis e apontava iniciativas para adensar a cadeia e aumentar o conteúdo local. E, embora, os leilões não estabelecessem conteúdo local, o financiamento BNDES/ Finame exige um percentual mínimo de 60%. O problema é a inexistência de fornecedores locais dos principais componentes, subcomponentes e de peças necessárias à nacionalização. Esta deficiência é ainda maior para os componentes inovadores que tendem, portanto, a serem importados. Tudo depende de estímulo à inovação. Trata-se de uma indústria nascente que precisa de fortes incentivos e P&D para alcançar escala que lhe permita concorrer internacionalmente. Novamente, nota-se um trade-off entre as vantagens de curto prazo e a necessidade de garantir a instalação de uma capacidade produtiva-tecnológica no país. Reconhecendo esse problema, o BNDES criou programa de nacionalização e industrialização progressiva 2012-2015. Um dos desafios é a geração de escala. Há de se lembrar também do

potencial dos mercados nos demais países da América do Sul e a demanda que isso pode gerar para equipamentos eólicos produzidos no Brasil.

A perspectiva de forte crescimento nos próximos anos aumentou o poder de negociação e o interesse das empresas em se instalarem no país. Exemplos são as fábricas de Alstom e Gamesa (Espanha), ambas em Camaçari (BA), inauguradas em 2011. A Wobben/Enercon (Alemanha) opera com fábricas em Sorocaba (SP), Pecém (CE) e Parazinho (RN). Houve, desta forma, um aumento significativo dos fabricantes de aerogeradores no país, pulando de dois, em 2012, para 11, em 2014. A principal empresa de capital nacional é a WEG, com produção em Jaraguá do Sul (SC)³⁸.

Sem dúvida, isso é um avanço em relação à situação de dependência somente de importações. Porém, essas empresas internacionais já dispõem de pesquisa, desenvolvimento e inovação em suas matrizes e, portanto, não há motivo para instalar essas estruturas no Brasil. Além disso, elas têm suas redes de contratação de componentes (global sourcing), ficando as atividades nacionais restritas à montagem dos principais apenas. O desafio é pactuar não só a montagem dos equipamentos, mas também a criação de capacidade tecnológica.³⁹ O Plano de Apoio Conjunto Inova Energia (Finep/BNDES/Aneel) tem como objetivo exatamente estimular o desenvolvimento do domínio tecnológico, tanto pelos grupos nacionais quanto internacionais. Há de se problematizar também a decisão do governo de zerar as alíquotas de importação sobre a aquisição de aerogeradores para estimular a implementação da capacidade eólica. O efeito colateral foi a inibição do desenvolvimento da cadeia de subfornecedores locais. Há, de outro lado, espaço para

38. A empresa trabalha com um índice de nacionalidade superior a 80% e ganhou contrato com Alupar para 46 unidades até o fim de 2015, cada uma com potência de 2,1 MW.

39. Em 2012 surgiu, inclusive, um problema com alguns fabricantes de aerogeradores que foram descredenciados pelo BNDES, por não cumprirem com as exigências de conteúdo local mínimo de 60% da linha Finame. Das empresas que foram descredenciadas, cinco eram multinacionais, entre as quais a dinamarquesa Vestas e a alemã Siemens. A única brasileira na lista foi a Weg.



lançar mão de política tributária para estimular a capacidade local com isenção permanente do IPI para aerogeradores e isenção do ICMS sobre energia eólica, equipamentos e componentes. Esses benefícios tributários poderiam ter como contrapartida investimentos em capacidade tecnológica endógena. Há, portanto, potencial de geração de emprego, renda e tecnologia que deve ser explorado utilizando exigências de conteúdo local e tecnológico. Cabe enfatizar ainda que a energia eólica pode estimular a geração de emprego e renda em regiões carentes, lembrando que o arrendamento é feito diretamente aos proprietários das áreas. Um estudo de 2012, sobre geração de empregos por meio de uma matriz de insumo do mesmo ano, mostra potencial novo acumulado entre 2010 e 2020 de 280.179 empregos diretos (Simas, 2012).

Fora os desafios mencionados acima, cabe lembrar ainda que, embora os parques eólicos possam conviver tranquilamente com atividades pecuárias e agrícolas, existem, em alguns casos, questões a serem resolvidas com relação a áreas ambientais protegidas e regularização fundiária.

Eólicas no Brasil em perspectiva global

Em nível global, houve aumento expressivo da capacidade instalada, de 17,4 GW, em 2000, para 282,4 GW, em 2012, quando a energia eólica chegou a ter participação de 4% na matriz de energia elétrica global (GWEC, 2013). A Global Wind Energy Council (GWEC) começou a incluir o Brasil nas suas avaliações, a partir da expansão de capacidade realizada em 2012. Mas a comparação com outros grandes produtores mostra uma diferença de escala muito grande. Os grandes destaques são a China e os EUA. A China aumentou sua capacidade em 2012 em 13,2GW, chegando a um total de 62,3GW. Os EUA também fizeram um esforço gigantesco para aumentar sua capacidade em 2012 em 13,1 GW, chegando a 47GW⁴⁰. Os outros dois líderes mundiais são a Alemanha (com capacidade instalada de 29GW) e a Espanha (com 21,7GW). E

40. Esse esforço extraordinário se deve ao fato de a linha de fomento específica expirar neste ano, sem perspectiva de prorrogação.

esta diferença de escala não diz respeito à eventual falta de potencial no Brasil. Já em 2001, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) fez um levantamento do potencial brasileiro, considerando a utilização de turbinas no que, na época, era o estado-da-arte mundial, com torres de 50 metros de altura. Chegou-se a um valor de capacidade instalável de 143GW, do qual metade ficava na região nordeste. Não se considerou na época o potencial dos ventos na plataforma continental do vasto litoral brasileiro. Estes projetos apresentam maior volume específico de energia elétrica gerada ao se beneficiarem da constância dos regimes de vento no oceano. O Ministério do Meio Ambiente avalia que é possível “aproveitar o desenvolvimento em tecnologias offshore em função do desenvolvimento e capacitação para a prospecção e produção de petróleo e gás natural neste ambiente”⁴¹. Levando em consideração a disponibilidade de tecnologias para torres de 100 metros de altura, estima-se que o valor mencionado pode mais do que dobrar⁴² e deve se situar entre 250 GW e 300GW⁴³, considerando o estágio de desenvolvimento tecnológico no âmbito mundial, em 2014. E por isso, embora a EPE preveja a adição de 1,2 MW ano a partir de 2016, a Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica) defende uma estratégia de expansão de 2 MW ao ano.

De fato, a primeira vista os avanços na energia eólica alcançados no Brasil a partir de 2011 parecem espetaculares, mas diante das principais experiências internacionais e considerando o enorme potencial, a experiência brasileira parece tímida.

Na verdade, podemos identificar que o governo acabou tendo uma postura passiva, limitando-se a criar condições para o mercado aproveitar as oportunidades sem coordenar uma estratégia de expansão global com metas ambiciosas no longo prazo. A

41. <http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-eolica>.

42. <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/energia-eolica-apresenta-altas-taxas-de-crescimento>.

43. Segundo o presidente do EPE, Mauricio Tolmasquim, o potencial eólico “pode chegar a 300 GW, ou seja, o equivalente a geração de 20 hidrelétricas de Itaipu” (Fiesp, 2013).



expansão, a partir de 2011, deve-se, como vimos, em grande parte a uma conjuntura internacional que baixou os preços dos equipamentos e fez com que, diminuindo as perspectivas de expansão nos países da OCDE, as empresas internacionais identificassem o potencial brasileiro. Isso se reflete no sistema de leilão que valoriza o menor preço oferecido no momento da venda. O problema é que isso acaba estimulando a minimização do investimento e aposta na implantação de aerogeradores menores, ou seja, projetos mais baratos para ganhar o leilão, mas que não maximizam o uso potencial local de vento. Otimiza custo, mas não produção. Uma alternativa a ser considerada seria o sistema *feed-in-tariff*, com preço de garantia fixo, geralmente elevado. Nesse modelo, os investidores são estimulados a maximizar a geração de energia e atingir economias de escala. Lembrando que o custo unitário do investimento é alto. E este incentivo ao aumento da produção de energia – porque é remunerada por uma tarifa atrativa – acabaria propulsionando avanços tecnológicos. É esse mecanismo que acompanhou a expansão da capacidade eólica, por exemplo, na Alemanha. Ou seja, a questão é definir (e não somente projetar cenários, como faz o PDE) o que se quer com a energia eólica e como garantir a eficiência a longo prazo. A partir daí, cabe rediscutir o modelo de leilão que utiliza critério único do preço, sem jamais precificar as externalidades ambientais positivas das eólicas.

Resumindo:

- A partir de 2004, iniciou-se o processo de expansão da energia eólica, com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa). Houve um salto expressivo, em 2012, quando o Brasil aumentou sua capacidade instalada de 1,43GW para 2,56GW.
- A comparação com outros países com grande potencial de eólica mostra ainda uma diferença de escala muito grande: a China, com capacidade instalada de 62,3GW, os EUA, com 47GW, e a Alemanha, com 29GW. O potencial no Brasil é estimado entre 250 e 300GW. Ou seja, com o grande salto em 2012, o Brasil chegou a explorar 1% de seu potencial.
- Para garantir continuidade na expansão é preciso uma estratégia abrangente, envolvendo políticas tributárias e condições de financiamentos que garantam a expansão das empresas com a instalação de

base produtivo-tecnológica no país. Os ganhos, em termos ambientais e de geração de empregos, serão muito grandes.

- Os investimentos tecnológicos devem preparar também a exploração do potencial de eólica *off-shore*.
- E ainda há o desafio de planejar a incorporação do potencial eólico na rede elétrica, considerando suas características específicas.

3.2 Energia solar

Até 2014a situação da energia solar era comparável à situação em que se encontrava a eólica antes de 2011: a sua subutilização era justificada pela falta de competitividade nos leilões, ou seja, seu preço alto, sem uma estratégia para forçar uma mudança nesse quadro. Isso implicaria investimentos pesados em P&D e um estímulo em curto prazo, para dar ao setor a possibilidade de alcançar escala e passar por curvas de aprendizagem, para somente então ter a capacidade de baixar os custos.

A participação da solar na capacidade instalada da rede elétrica no Brasil em 31/12/2012, de 118.393 MW total, era irrisória: 1 MW (EPE, 2013). Estima-se que o Brasil possua, atualmente, cerca de 20MW de capacidade de geração solar fotovoltaica instalada, portanto, 95% fora da rede elétrica.

O próprio PDE 2022 (EPE, 2013) afirma que a energia solar no território brasileiro teria “elevado potencial para sua conversão em energia elétrica”, com irradiação global média anual entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, bem superior à realidade na Alemanha e Espanha, onde esses valores variam, respectivamente, nas faixas 900-1.250 e 1.200-1.850 kWh/m²/ano. A atitude é esperar a queda dos preços: “Porém, esses custos apresentam tendência de queda, principalmente na geração fotovoltaica, podendo tornar a fonte competitiva” (EPE, 2013). Caso essa tendência seja concretizada, aí sim a energia solar poderá entrar na matriz da energia elétrica brasileira por duas rotas tecnológicas: a das centrais solares e a da geração distribuída. O primeiro leilão específico para energia solar foi realizado em nível estadual, pelo governo de Pernambuco, em dezembro de 2013, e o preço da oferta ficou em R\$ 228 MW/h, de fato muito superior às demais fontes de energia utilizadas na matriz elétrica brasileira.



Enquanto isso, persiste o subaproveitamento da energia solar de um lado e, de outro, uma cultura de desperdício gerado pelo descuido com o uso de energia contra o calor do sol (ar-condicionado, ventiladores). Há grande potencial para considerar técnicas avançadas de construção de prédios e casas para diminuir a necessidade do uso de ar-condicionado e ventiladores, com aumento do uso de energia fotovoltaica.

Sem dúvida, uma grande desvantagem da energia solar continua sendo sua dificuldade de transmissão. No entanto, há uma série de aplicações, sobretudo relacionadas ao aquecimento da água, que dispensam redes de transmissão e podem ser instaladas diretamente no local de consumo. O chuveiro elétrico, em particular, representa cerca de 47% da demanda de energia residencial no horário de pico. É considerado, portanto, o item mais oneroso na economia doméstica, podendo representar até 60% da conta de luz de uma família (ABRAVA, 2009 & PROCEL, 2009). Ou seja, existem muitas possibilidades para usar sistemas de aquecimento solar (SAS) que vem sendo exploradas muito lentamente. No total de domicílios com água encanada (92,8% do total), 75,3% têm alguma fonte de aquecimento, sendo que a energia elétrica aquece a água em 70,9% das moradias com água encanada. O aquecimento a gás está em 4,2% desses domicílios. O aquecimento solar é utilizado em 0,6%, atrás até da lenha, usada em 1,2% dos domicílios com água encanada, de acordo com a Pesquisa de Orçamentos Familiares (POF) do IBGE 2008-2009. De acordo com dados mais otimistas, obtidos com o EPE em 2011, esse número teria aumentado para 3,6%, representando 2,2 milhões de unidades residenciais. Estimativa do potencial para ser atingido em 2021 é de 8,7%, ou 6,7 unidades residenciais (Dasol/Abrava, 2013). Em todo o caso, o maior número de instalações de aquecimento solar se concentra em residências e condomínios residenciais de alto poder aquisitivo. O setor de serviços – com hotéis, motéis, pousadas, hospitais e clubes – também representa uma parcela significativa do mercado brasileiro de sistemas de aquecimento solar. Mais recentemente, o mercado de sistemas compactos, específicos para habitações de interesse social, está tendo forte impulso graças a duas iniciativas. A primeira delas é a instalação de sistemas de aquecimento solar como ferramenta de

gerenciamento pelo lado da demanda, por meio dos programas de eficiência energética das empresas do setor elétrico. E a segunda é a introdução dos sistemas como equipamento padrão nos projetos do programa de habitação popular Minha Casa Minha Vida (MCMV). De fato, há uma perspectiva de crescimento na utilização de sistemas de aquecimento solar, impulsionadas principalmente pelo Programa MCMV, com instalações de SASs em mais de dois milhões de residências, entre 2011 e 2014, meta da segunda fase do Programa. Outro exemplo positivo foi a decisão de usar energia solar como fonte para os novos estádios construídos por ocasião da Copa 2014. Foram instalados módulos fotovoltaicos de silício nas coberturas e/ou nos entornos de arenas, chegando, em alguns casos, a garantir 30% da necessidade de energia.

Por enquanto, a grande maioria dos módulos fotovoltaicos existentes no Brasil é fabricada no exterior. O destaque é para a China, que se tornou líder na produção de módulos fotovoltaicos e produz a maioria das placas importadas no Brasil. A indústria fotovoltaica já reconhece como possível óbice ao seu crescimento futuro a disponibilidade de silício no grau solar, sendo o Brasil o maior exportador mundial de silício no grau metalúrgico. Lembrando que o PNMC já colocara, em 2008, como desafio, o fomento à instalação de indústrias de beneficiamento do silício.

Torna-se necessária uma estratégia para desenvolver o mercado para a energia solar no país, visando alcançar ganhos de escala e, com isso, viabilizar uma redução mais significativa dos custos de produção. Isto permitiria ao Brasil, inclusive, participar em alguma etapa da cadeia de uma indústria de alto valor agregado no âmbito mundial.

Em nota técnica elaborada especificamente a respeito da energia solar, o próprio EPE afirma que

...cabe ao Estado, em sua função de planejador, encontrar os meios de incentivar a tecnologia solar para que esta possa contribuir para o objetivo nacional de desenvolvimento econômico e de sustentabilidade da matriz energética. Dentre os instrumentos disponíveis, encontram-se modelos de contratação, modelos de financiamento, incen-



tivos via desoneração tributária ou mesmo ofertas de tarifas-prêmio para determinadas tecnologias. (EPE, 2012)

Em meados de 2014, o governo finalmente anunciou planos para organizar de forma contínua leilões para a contratação de energia solar. O EPE prevê contratação de 3500 MW de capacidade instalada de energia solar, entre 2014 e 2018.

Resumindo:

■ Há clara subutilização do grande potencial de energia solar, justificada pela falta de competitividade nos leilões, ou seja, seu preço alto, sem uma estratégia para forçar mudanças nesse quadro com estímulos para deslançar o setor e alcançar economias de escala e investimentos pesados em pesquisa e desenvolvimento.

■ Leilões específicos devem ser um aspecto importante para estimular a expansão da solar no Brasil, dando segurança para a implantação de fábricas de módulos fotovoltaicos, fortalecendo assim a cadeia produtiva com geração de emprego e capacidade endógena.

4. Transporte

O setor de transportes é um dos maiores responsáveis pelas emissões de gases de efeito estufa – GEEs no mundo, e, portanto, em tese, oferece as maiores oportunidades para ações de mitigação. O Brasil ainda sofre com a vitória histórica dos rodoviários sobre os ferroviários, consolidada na década de 1950. Além disso, há uma subutilização do transporte hidroviário e do potencial de transporte e carga por meio de cabotagem. A Tabela 29 mostra emissões de GEE do setor de energia pelos subsetores e evidencia o grande peso dos transportes, mais especificamente o rodoviário.

A nova particularidade da estrutura de emissões do Brasil, em particular do CO₂, consiste no peso do setor de transporte, responsável por cerca de 47% das emissões do setor de energia (BEN, 2014), embora participe com 32% do consumo total de energia. E, mais ainda, o peso do transporte rodoviário, responsável por 92% das emissões de CO₂ do subsetor de transporte, devido à característica brasileira do uso de caminhões para o transporte de carga. A comparação com outro país continental é gritante:

Tabela 29

Evolução das emissões de GEE no Brasil (CO₂; CH₄; N₂O) em Gg

		2000	2006	2010
Subsetor produtores de energia	CO ₂	43.595	49.324	58.345
	CH ₄	124,8	167,6	198,2
	N ₂ O	1,2	1,6	1,9
Subsetor industrial	CO ₂	71.115	80.135	98.940
	CH ₄	53,97	73,35	86,77
	N ₂ O	4,3	5,5	6,54
Subsetor transporte	CO ₂	120.130	133.431	160.180
	CH ₄	11,5	10,3	12,3
	N ₂ O	2,4	2,9	3,5
Subsetor residencial	CO ₂	17	15,7	18,6
	CH ₄	61,6	78,3	92,6
	N ₂ O	1,1	1,4	1,7
Total	CO ₂	289.958	321.214	382.698
	CH ₄	388,49	517,5	577,18
	N ₂ O	9,6	12	14,5

Fonte: Consultoria Delta CO₂, CENA/USP.

a participação do diesel no total de combustíveis nos EUA é de 25% e, no Brasil, corresponde a dois terços (Seelke, 2007, p. 10). O biodiesel, como vimos acima, entra, por enquanto, na mistura com percentuais pequenos (7%). Essa particularidade da realidade brasileira deve ser objeto de profunda alteração, similar à ocorrida para diminuir as queimadas na Floresta Amazônica. De acordo com dados da Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), atualizados até abril 2014, há no Brasil 2.106.716 caminhões em circulação, com idade média de 12,2 anos. Destes, 947.450 são caminhões de autônomos com 16,8 anos de idade média⁴⁴.

O Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar (Pronar), instituído pela Resolução Conama nº 5, de 1989, estipulou, entre outras medidas, a implantação do Programa Nacional de Inventários de

44. www.antt.gov.br



Fontes Poluidoras do Ar. Mas somente em 2011 foi publicado o primeiro relatório referente a essa temática, com dados das emissões de 1980 a 2009 e projeções até 2020. A Tabela 30 mostra claramente o peso do setor de transporte de carga sobre o total das emissões de GEE pelo setor de transporte rodoviário.

Tabela 30

Cenário da evolução da participação dos vários segmentos nas emissões GEE dos Veículos Automotores Rodoviários

	CO		NOx		CO2	
	2009	2020	2009	2020	2009	2020
Caminhões/ ônibus/ veículos comerciais	17%	26%	92%	93%	62%	60%
Automóveis leves	48%	51%	8%	7%	35%	37%
Motocicletas	35%	23%	-	-	3%	3%

Fonte: MMA (2011).

Por estas projeções, o total de emissões de CO₂ por veículos automotores chegará, em 2020, a 196 milhões de t, dos quais 131 milhões de t pelo uso do diesel fóssil.

O Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade urbana para mitigação e adaptação à mudança do clima (PSTM), elaborado no âmbito da Política Nacional sobre Mudança do Clima, baseou-se no Plano Nacional de Logística e Transportes (PNLT)⁴⁵ para projetar um cenário de gradual diminuição da participação da modalidade rodoviária, de 60%, em 2010, para 46%, em 2031, embora em termos absolutos se projete quase uma duplicação da carga transportada por tal modalidade, conforme pode ser observado na Tabela 31.

As emissões projetadas do transporte de cargas no Cenário de Referência deverão atingir 101 MtCO₂

45. O primeiro PNLT foi lançado em 2007 como indutor do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) para as obras rodoviárias, ferroviárias e aquaviárias. Foi elaborado pelo Centro de Excelência em Engenharia de Transportes (Centran), ligado ao Ministério da Defesa, junto com o Ministério dos Transportes.

Tabela 31

Projeção da evolução do transporte de carga por modalidade, 2010-2031

	2010	2020	2031
Rodoviário	634	908	1171
Ferroviário	278	674	956
Aquaviário	131	279	401
Total	1043	1861	2528

Fonte: PSTM (2012) baseado no PNLT (2011), elaboração própria.

em 2020, representando um crescimento de 46,38% em relação ao ano-base 2010, e o transporte rodoviário responderá por 89% das emissões, seguido pelo ferroviário, com 8%, e pelo aquaviário com 3%. Já em 2031, as emissões somarão 130 MtCO₂, um aumento de 88,4% em relação ao ano base 2010, sendo que o modo rodoviário responderá por 88% das emissões, o ferroviário 8% e o aquaviário 4% (Ministério das Cidades/ Ministério dos Transportes, 2013). Os dados mostram a extrema dificuldade do Brasil para enfrentar a herança da concentração do transporte de carga nos rodoviários. Há de se observar, ainda, que o Plano Nacional de Logística e Transportes, assim como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), tem caráter indicativo e não vinculativo, o que coloca inclusive a questão da viabilização dos recursos necessários à consecução das ações ali previstas.

Com relação ao setor de transporte há, portanto, uma série de desafios: aumento da malha ferroviária; melhoria da eficiência dos motores dos veículos automotores; melhoria da gestão do tráfego; estímulo ao uso do transporte coletivo; intensificação do uso de biocombustível; e aumento da eficiência energética no geral. Essa preocupação não é nova. Diante do segundo choque de petróleo, em 1979, foi lançado o Programa de Economia de Combustíveis (PECO), formalizado mediante protocolo firmado entre o governo federal e as montadoras (Anfavea), e implementado entre 1983 e 1986. As metas de redução de consumo e ganho de eficiência foram atingidas no período. Porém, com a queda dos preços do petróleo, a partir de 1985, este programa perdeu prioridade e foi descontinuado em 1987. De outro lado, em 1986 houve a Resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Cona-



me) do Programa de Controle de Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve), posteriormente consolidada pela Lei 8723/93, de outubro de 1993, e diversas resoluções complementares da própria Coname, limitando as emissões dos veículos novos.

Desde o fim dos anos 80, veículos automotores comercializados no Brasil são avaliados quanto ao limite de emissões atmosféricas pelo Proconve, executado pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Em 2001, a Lei 10.295, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia, criou um Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE)⁴⁶, que tem, entre suas atribuições, elaborar regulamentação específica para cada tipo de aparelho e máquina consumidora de energia. A partir de 2005 foram incluídos os veículos leves.

Uma ferramenta utilizada internacionalmente para mobilizar os próprios consumidores na luta por maior eficiência energética e menor poluição é a etiquetagem: um adesivo simples, com informações de fácil compreensão a respeito da eficiência (uso de combustível por quilômetro rodado) e emissão de gases de cada modelo de automóvel, de forma padronizada, permite a rápida e fácil comparação com outros modelos/ marcas. De fato, os programas de etiquetagem de veículos leves são instrumentos relevantes na experiência internacional para a promoção da eficiência veicular (fuel economy labelling), por darem visibilidade às diferenças entre os veículos disponibilizados no mercado e seu impacto energético e ambiental. Uma vez em funcionamento, isso pode e deve desejavelmente induzir à implantação de medidas de diferenciação tributária. A ata da 7ª reunião do CGIEE, de dezembro 2005,

46. O CGIEE é composto por representantes dos seguintes órgãos e entidades: Ministério de Minas e Energia, que o preside; Ministério da Ciência e Tecnologia; Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior; Agência Nacional de Energia Elétrica; Agência Nacional do Petróleo; um representante de universidade brasileira e um cidadão brasileiro, ambos especialistas em matéria de energia, a serem designados pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, para mandato de dois anos, podendo ser renovado por mais um período.

já fazia referência a reuniões internas do governo e conjuntas com a Anfavea a respeito da regulamentação de veículos. Os primeiros resultados dessas negociações indicavam que: “todos os veículos já estariam etiquetados em 2008 (modelos 2009)”. A partir de março de 2009, iniciou-se a etiquetagem dos veículos. Mas não chegamos, na verdade, a determinar obrigatoriedade da etiquetagem no Brasil. Justifica-se que a estratégia é iniciar com a ação voluntária, criando o hábito e a exigência no mercado, passando, após a consolidação, à fase compulsória. Fica evidente que o atraso da obrigatoriedade se devia à resistência das montadoras, o que chama ainda mais atenção se considerarmos que as duas maiores montadoras em operação no Brasil são multinacionais europeias, que lidam com a legislação compulsória no seu país de origem. Devido ao fato de a etiquetagem ser voluntária, de modo geral, os consumidores dos veículos leves de uso pessoal estão pouco informados, e mesmo grande parte da imprensa especializada parece ignorar os aspectos de desempenho energético, chamando a atenção dos potenciais compradores apenas para os características estéticas, de conforto e potência. E, obviamente, as montadoras submetem à etiquetagem apenas seus melhores veículos.

No geral, a indústria automobilística já sabe o que deve ser feito para reduzir o nível de emissões, porque há tempos já pratica a técnica em seus países de origem. Europa, Estados Unidos e Japão, de onde vêm quase todas as montadoras até agora instaladas no Brasil, têm as mais rigorosas leis nesse sentido. A tentativa do setor de protelar medida semelhante no Brasil é porque isso exige, de qualquer forma, investimentos altos na fabricação local dos motores.

O Brasil perdeu uma oportunidade a partir do final de 2008. Como parte da política de estímulo contra os impactos da crise global, o governo baixou o IPI dos veículos de forma acentuada, sem exigir nenhuma contrapartida das montadoras no âmbito de eficiência e emissões, embora houvesse metas para a manutenção do emprego no setor. No período entre 2008 e 2012, foram concedidos incentivos tributários em benefício das montadoras, de cerca de R\$ 9 bilhões, principalmente para estimular a compra de automóveis. Ficou evidente uma clara falta de coerência entre as políticas tributárias e as políticas voltadas ao desenvolvimento sustentável,



em particular a Política de Mitigação das Mudanças Climáticas e a de Meio Ambiente (IPAM, 2013).

A passagem para uma economia de baixa intensidade de carbono deverá ser feita com o carro andando. Nisso, as normas técnicas e o investimento em tecnologia para mitigar as emissões de gases de efeito estufa serão cruciais, e não há porque não se pautar pelas normas mais avançadas do mundo. O fato de que o uso do etanol no Brasil diminuiu a emissão de GEE pela frota não é argumento para defender limites menos rigorosos para a gasolina.

Uma tentativa importante do governo para reverter esse quadro foi o Programa de Incentivo à Inovação Tecnológica e Adensamento da Cadeia Produtiva de Veículos Automotores (Inovar-Auto), parte do Plano Brasil Maior. O programa foi lançado pelo governo, em outubro de 2012, e entrou em vigor no início de 2013, com validade até final de 2017. O programa voluntário aumentou o imposto sobre produtos industrializados (IPI), em 30%, para veículos leves vendidos aqui entre os anos de 2013 a 2017, e prevê isenção para montadoras que aderirem ao programa, cumprindo uma série de contrapartidas, que vão aumentar gradualmente. A meta básica é alcançar uma economia de energia de 12,08% nos automóveis até 2017, em relação ao ano base de 2011. O detalhamento das exigências sobre emissões e eficiência energética encontrou resistência por parte das montadoras, que defendiam o máximo de flexibilidade, embora a tecnologia para atingir as metas esteja disponível para as empresas. Em resposta a uma solicitação encaminhada formalmente ao Inmetro, a Coordenação do Programa Brasileiro de Etiquetagem respondeu:

Entendemos que a questão da compulsoriedade praticamente foi resolvida com os critérios do Programa Inovar Auto, do Governo Federal, que é uma política pública de maior abrangência, à qual o PBE está a serviço, como um dos critérios para definir redistribuição tributária. O Inovar Auto praticamente torna a etiquetagem compulsória em 2017⁴⁷.

De fato, para evitar o aumento do IPI, o Inovar Auto coloca quatro opções, das quais as montadoras devem escolher três. A avaliação do Inmetro é de que, por ser, em tese, a opção que exige menos investimentos, as montadoras optarão com certeza pela etiquetagem.

A experiência europeia, onde o setor de transporte rodoviário é o segundo maior emissor de GEE, demonstrou justamente a necessidade de tornar as metas obrigatórias. Em meados de 1990, a Comissão Europeia aprovou uma estratégia de redução de CO₂ dos automóveis, baseada em compromissos voluntários e incentivos fiscais para aumentar a eficiência. Ficou claro, porém, que embora essa política provocasse melhorias, elas estariam longe do necessário. Diante disso, a Comissão optou por regulação para garantir aplicação homogênea, estabelecendo o limite de 130 gr de CO₂/km, para chegar depois a 120 gr CO₂/km em 2012. Os carros fabricados a partir de 2021 só poderão emitir um máximo de 95 gramas de CO₂ por quilômetro. O objetivo é obrigar a indústria a investir em novas tecnologias dentro de uma política industrial, visando aumentar a competitividade em longo prazo. A montadora que não atingir pagará multa baseada no número de unidades vendidas e na quantidade de emissão acima da meta.

Estudo elaborado a pedido do Greenpeace (2014) pela Coppe/UFRJ, sob a coordenação técnica de Emilio Lèbre La Rovere e William Wills, calculou que, na melhor das hipóteses estabelecidas pelo programa Inovar-Auto, os automóveis com maior benefício fiscal (com economia energética de 18,84% em relação a 2011) emitiriam 130 gramas de CO₂/Km em 2017 (Greenpeace, 2014).

Observe que o Primeiro Inventário de Fontes Poluidoras do Ar (2011) do MMA, baseado em dados do Balanço Energético Nacional de 2010, mostrava um quadro das emissões da frota atual com relação à emissão média de CO₂ por veículos em circulação no Brasil (ver Tabela 32). A expressiva diferença entre a média e as metas para novos veículos, mais eficientes e menos poluentes, depende da velocidade da renovação da frota. Incentivos fiscais podem agilizar esse processo, como mostrou a experiência recente em alguns países, e, em particular na Alemanha.

47. INMETRO – Resposta à solicitação nº 537518, 30/04/2014



Tabela 32

Emissão de CO₂ por fonte de combustível

Gasolina A	Etanol Anidro	Etanol Hidratado	Diesel	GNV
226,9 gr/l	123,3 gr/l	117,8 gr/l	267,1 gr/l	199,9 gr/l

Fonte: MMA (2011).

O estudo encomendado pelo Greenpeace fez também uma simulação, utilizando como parâmetro a meta de eficiência energética europeia para 2021, e comparou estes resultados com o Cenário de Referência, onde apenas o Inovar-Auto seria implantado. Como resultado, pode-se verificar que a implantação da meta europeia no Brasil teria como consequência a redução do consumo de energia dos automóveis em 24,5%, e das emissões de GEEs em 23,9% em 2030. No caso do motor flex-fuel, observa-se ainda mais claramente a necessidade de promover a eficiência veicular, na medida em que esses motores são menos eficientes quando usam álcool. Sem dúvida, o uso de biocombustível exige adaptação não só do motor. Quando surgiu, por parte do setor produtor, a sugestão de aumentar a mistura do etanol anidro na gasolina, de 25% para 27%, a Anfavea reagiu negativamente, apontando que isso causaria maior desgaste a componentes metálicos e de borracha. (Estadão 12/04/2014). Justamente aqui entram os investimentos para adaptar os automóveis e permitir maior e melhor uso do etanol.

Vale lembrar que o incremento da eficiência veicular é de real interesse para o desenvolvimento da indústria automobilística nacional, porque faz com que ela acompanhe com capacidade endógena a evolução tecnológica, aumentando sua competitividade, embora represente custo adicional em curto prazo.

Diesel menos poluente

A partir de 2013, ficou disponível no mercado nacional o Diesel S-10 enxofre (S, na sigla inglesa), comparável ao Euro-5, desenvolvido especialmente para atender aos modernos motores a diesel com sistema de tratamento dos gases de escape. O uso do novo diesel nos motores fabricados a partir de 2012, com novas tecnologias para tratamento de emissões, traz uma série de vantagens para o meio

ambiente. O Proconve7 (Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores) tinha estabelecido a meta de menor teor e limites de emissões mais rígidos para veículos a diesel. Houve muita demora com relação ao cumprimento da exigência do Coname e até Termo de Ajustamento de Conduta (acordo judicial), em 2008. Sem dúvida, é lamentável que tenha sido necessária a interferência da justiça para que a Petrobras e as montadoras se entendessem com relação ao cumprimento legal dessa resolução⁴⁸. Mas a questão é que, embora o S-10 possa ser utilizado para os caminhões fabricados antes de 2012, a redução das emissões será bem menor. O diesel S-500 continua sendo usado pela frota antiga. Observou-se ainda uma antecipação de compra de caminhões em 2012, para que fosse possível adquiri-los sem o motor novo. Estes últimos não podem rodar com o diesel S-500, mais poluente, mas também... mais barato. A solução seria estimular, por meio de incentivos fiscais, a renovação da frota. Em 2010, como parte da política de estímulo à produção, foi lançado o Programa de Sustentação de Investimentos (PSI), executado pelo BNDES a pedido do Ministério da Fazenda, que possibilitou a compra de caminhões com juros de 4%. Em agosto 2012, os juros baixaram ainda mais, para 2,5%. Porém, a medida não foi ligada a um programa de renovação da frota, retirando caminhões velhos de circulação, a exemplo de experiências em outros países.

Resumindo:

- O setor de transportes se tornou um dos maiores responsáveis pelas emissões de GEE no Brasil, seguindo o padrão global. Assim, também oferece as maiores oportunidades para ações de mitigação.
- O desafio hoje é enfrentar a herança da concentração do transporte de carga nos rodoviários, a partir de uma realidade construída desde a década de 1950. Além disso, há uma subutilização do transporte hidroviário e do potencial de transporte e carga por meio de cabotagem.
- Para mitigar o impacto da frota de caminhões, o uso de diesel S-10, a partir de 2013, deve ser completado com um programa agressivo de renovação da frota.

48. <http://www.ibama.gov.br/areas-tematicas-qa/programa-proconve>.



- É preciso superar a falta de coerência entre as políticas tributárias e as voltadas ao desenvolvimento sustentável, em particular a Política de Mitigação das Mudanças Climáticas e a de Meio Ambiente.

O Brasil apostou em mecanismos voluntários, enquanto a experiência europeia, onde o setor de transporte rodoviário é o segundo maior emissor de GEE, demonstrou a necessidade de tornar as metas obrigatórias. Nisso, normas técnicas e investimento em tecnologia para mitigar as emissões de gases de efeito estufa serão cruciais, e não há porque o país não se pautar pelas regras mais avançadas do mundo.

5. Eficiência energética

A conservação de energia se refere à redução da quantidade consumida para uma determinada prestação energética. O desafio é garantir crescimento com menor uso relativo de energia. Medidas de eficiência energética são a forma menos custosa para enfrentar o aumento da demanda ligado ao crescimento econômico. A tendência de planejamento energético é priorizar a oferta. Igualmente importante é explorar as potencialidades para redução, reutilização e reciclagem. Nesse contexto, o questionamento não deveria se dirigir somente à estrutura da oferta, mas também à estrutura projetada da demanda (Bermann, 2002).

Um estudo recente analisou os principais programas e leis lançados desde a década de 1980, entre os quais se destacam:

O Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), criado em 1985 pelos ministérios de Minas e Energia (MME) e da Indústria e Comércio, tendo como principais objetivos a diminuição do desperdício e a busca pela eficiência energética no setor elétrico. A responsabilidade pela execução do programa está com a Diretoria de Tecnologia da Eletrobrás.

A Lei de Eficiência Energética (Lei 10.295, de outubro de 2001), que estabeleceu a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e sobre o Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE). Este último estabelece índices mínimos de eficiência energética para equipamentos consumidores de energia.

O Programa Brasileiro de Etiquetagem (PBE), de 1992, dando continuidade a iniciativas estabelecidas em 1984. O PBE foi delegado ao Instituto de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial (Inmetro).

Os Fundos Setoriais de Ciência e Tecnologia, criados a partir de 1999, que preveem como potencial fonte de recursos para projetos relacionados à conservação de energia o CT-ENERG e o CT-PETRO, respectivamente associados ao tema energético de forma geral e ao setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis. Os fundos são administrados pela Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), órgão público vinculado ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT).

O Programa de Apoio a Projetos de Eficiência Energética (Proesco), uma linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), criado em 2007 para apoiar projetos de eficiência energética, especialmente na redução do risco das operações. Os principais clientes desse fundo devem ser as Empresas de Serviços de Conservação de Energia (ESCO's)⁴⁹. Em 2012 a carteira somava R\$ 110,9 milhões.

O Programa de Eficiência Energética (PEE) e o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A Aneel coordena os PEE e os esforços de P&D desenvolvidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica, como uma exigência legal definida no contrato de concessão firmado entre essas empresas e a agência. O compromisso estabelecido no contrato consiste em aplicar 1% da receita operacional líquida, anualmente, em atividades que tenham por objetivo combater o desperdício de energia elétrica e fomentar pesquisa e desenvolvimento tecnológico (PNEF, 2011).

49. Há muito potencial para desenvolver o mercado para as empresas de serviços de conservação de energia (na abreviação inglesa, Escos), que trabalham, via de regra, com contratos de performances, ou seja, a remuneração é parte do valor economizado pela realização da eficiência energética. Esse mercado era, em 2013, cerca de R\$ 1,5 bilhão, mas estima-se um potencial avaliado em R\$ 15 bilhões.



Programa Nacional de Racionalização do Uso dos Derivados de Petróleo e Gás Natural (Conpet). Iniciativa do Governo Federal, criada em 1991, por decreto presidencial, para promover o desenvolvimento de uma cultura antidesperdício no uso dos recursos naturais não renováveis no Brasil, garantindo um país melhor para as gerações futuras. O programa é vinculado ao Ministério de Minas e Energia, executado pela Petrobras.

A conclusão do estudo não surpreende:

O Estado brasileiro dispõe de um arsenal amplo de medidas de eficiência energética que carece de maior e melhor integração e coordenação. Boa parte dos programas em vigor ainda atua de maneira pouco incisiva, permitindo aos agentes sujeitos à sua regulamentação cumpri-los apenas voluntariamente... (Engel, 2013, p. 95)

E ainda afirma que os diversos instrumentos não estão sendo coordenados e implementados para realmente “induzir comportamentos e evolução tecnológica” (idem).

Uma avaliação das políticas públicas para aumentar a eficiência energética, publicada pela CNI e a Eletrobras (2009) concluiu, entre outras coisas:

A indústria não é prioridade nos programas governamentais de eficiência energética, apesar de ser o maior consumidor de energia. O setor industrial responde por 40,7% de toda energia consumida no Brasil (BEN, 2008). No entanto, não existe uma política governamental de longo prazo específica para o uso eficiente da energia na indústria. Isso se reflete na baixa prioridade dos programas federais de eficiência energética, nos investimentos de fundos setoriais de eficiência energética e nas condições de financiamento.

Em 2011, um estudo do próprio MME fez a mesma constatação: “verificou-se que, nos últimos anos, os recursos públicos destinados à eficiência energética foram, em sua maioria, aplicados no setor residencial, comercial e público, com foco na redução do consumo de eletricidade”. Talvez o poder público imaginasse que, no caso da indústria, a prática da eficiência energética fosse uma ação natural adota-

da pelos próprios agentes setoriais. Por uma série de motivos, isso não acontece. Primeiro, porque o investimento na melhoria da eficiência energética concorre com aquele voltado para mais do mesmo, que traz receitas adicionais em curto prazo às empresas. Investimentos em eficiência energética tendem a demorar mais a apresentar resultados financeiros, quando comparados a investimentos no curto prazo. Segundo, a ausência de cultura de gestão energética. O estudo do MME inclusive aponta a existência de “uma aversão a riscos técnicos decorrentes de novas tecnologias que consumam menos energia”. E, por último, podemos mencionar o comportamento de agentes financeiros, que são resistentes à aprovação de projetos de eficiência devido à dificuldade de entendimento do trabalho e por terem dúvidas sobre como projetar os resultados. No fundo, muitas das questões têm interface com a discussão mais ampla a respeito da falta de uma cultura de inovação na indústria brasileira.

Existem oportunidades significativas para intensificar a busca de maior eficiência energética que precisam ser estimuladas. Vale mencionar que a área tem grande potencial para cooperação técnica, com experiências bem-sucedidas em outros países, objetivando transferência tecnológica. Exemplo é o acordo entre a Caixa e o banco de desenvolvimento alemão KfW, para financiar investimentos no valor de 150 milhões de euros em sistemas de recuperação de calor, cogeração de energia, motores eficientes, sistemas de refrigeração por absorção, sistemas fotovoltaicos, entre outros. Esta linha deve entrar em operação a partir de 2014. Da mesma forma, o BNDES estuda formas para aperfeiçoar as linhas de crédito existentes para os PME's, em parceria com o BID, que disponibilizou, desde 2013, um fundo garantidor para reduzir o risco de crédito nessas operações.

Outra área de grande potencial para eficiência energética é a iluminação pública, considerando que LED (Light Emitting Diode) usa até 80% menos energia e tem vida útil mais longa (pelo menos quatro vezes). Em uma lâmpada incandescente comum, menos de 10% da energia que passa é transformada em luz. Os outros 90% de eletricidade são perdidos em forma de calor. Outro problema com as lâmpadas fluorescentes, embora mais eficientes, é o seu



uso de mercúrio. O problema é o alto custo inicial. Em uma visão de gasto público restritivo, esse tipo de investimento ficaria num segundo plano. A prefeitura de São Paulo pretende, não obstante, trocar 580 mil luminárias por meio de um contrato de parceria público-privada, com valor estimado entre R\$ 2 e R\$ 3,5 bilhões. A disputa por este contrato envolve players internacionais como GE, Philips, Siemens (Osram), Unicoba. Quem ganhar deverá investir em produção local pela escala do próprio município de São Paulo e pela potencial expansão para outros municípios. Mas, tudo indica que fábricas no Brasil não vão produzir 100% dos chamados componentes de LED, que são importados, principalmente da China.

O total desperdiçado, segundo o Procel, chega a 40.000 MW. Os consumidores – indústrias, residências e comércio – desperdiçam 22.000 MW; as concessionárias de energia, por sua vez, com perdas técnicas e problemas na distribuição, são responsáveis pelos 18.000 MW restantes⁵⁰. Recente estudo de planejamento setorial de longo prazo, o Plano Nacional de Energia (PNE 2030), sinalizou a meta de conservação anual de energia equivalente a 10% do mercado de 2030. Contudo, conforme apontado pelo próprio Plano e de acordo com as conclusões do estudo citado acima, as principais barreiras ao pleno desenvolvimento da eficiência energética no Brasil demandam aperfeiçoar o marco legal e regulatório, bem como o estabelecimento de uma estrutura operacional capaz de articular a diversidade de agentes envolvidos e implementar as ações efetivas entre os inúmeros segmentos consumidores.

No que diz respeito ao potencial para aumentar a eficiência energética, foram feitas também observações nas seções sobre etanol: a necessidade de inovar na produção, com investimentos em tecnologia rumo à segunda geração de biocombustíveis, e de aumentar a eficiência do consumo de etanol, com investimentos para melhorar o motor flex-fuel. Na seção de transporte, observamos o atraso em introduzir motores mais eficientes, em particular para os caminhões. E, mais no geral: a estrutura total-

mente ineficiente do transporte de carga e a falta de transporte público nos grandes centros metropolitanos. Nesses casos, há uma relação direta entre o bem-estar da população, o aumento da eficiência energética e a diminuição da emissão de GEE.

Resumindo:

- É preciso intensificar a busca de maior eficiência energética, inclusive lançando mão da cooperação internacional. Dados do próprio governo mostram um desperdício calculado em 40GW.
- O Estado brasileiro dispõe de um arsenal amplo de medidas de eficiência energética que carece de maior e melhor integração e coordenação. É necessário aperfeiçoar o marco legal e regulatório, bem como estabelecer uma estrutura operacional capaz de articular a diversidade de agentes envolvidos e implementar as ações efetivas entre os inúmeros segmentos consumidores.
- As políticas tributárias e de financiamento público devem ser pensadas de forma coerente com os objetivos de eficiência energética.

6. Energia e emprego

Há vários aspectos que dizem respeito à relação entre o emprego e a energia a serem considerados. Primeiro, a comparação entre a quantidade de empregos gerados pelas várias fontes de energia e o ganho com eventuais substituições de importação de energia. Outro aspecto é a geração de empregos dos diversos setores da economia e seu consumo de energia. Nesse caso, porém, é importante também olhar para a geração da renda dos setores analisados e como ela pode ser utilizada para a geração de emprego em outras áreas.

Em seguida, serão apresentados alguns dados sobre emprego nos diversos setores. Cabe insistir, porém, ao falar de biocombustíveis de segunda geração, eólica e solar, na necessidade de investimentos em pesquisa e desenvolvimento para garantir a instalação no País de capacidade endógena para o desenvolvimento e aperfeiçoamento desses setores, a exemplo do que acontece com Petróleo e Gás. Neste último caso, há uma legislação clara que exige investimentos em P&D, no caso de produção de grandes campos, equivalente a 1% do faturamento, e a instalação do parque tecnológico de P&G em

50. <http://www.mma.gov.br/clima/energia/eficiencia-energetica>.



torno do centro de pesquisa da Petrobras (Cenpes) na Ilha do Fundão. Este esforço exige também mão de obra altamente qualificada, com participação de centros de pesquisa públicos e privados, como também da rede universitária.

Dados do Relatório Anual 2014, sobre o nível de emprego gerado pelas energias renováveis da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA na sigla inglesa), mostram um número total de 6,5 milhões, com o Brasil ocupando o segundo lugar (ver Tabela 32).

Tabela 33

Empregos nos setores de energia renováveis em 2013

País	Número de empregos
China	2,4 milhões
Brasil	894 mil
EUA	625 mil
Índia	391 mil
Alemanha	371 mil
Total Mundial	6,5 milhões

Fonte: Irene (2014).

Empregos no setor de bioenergia

O Brasil se destaca pela geração de emprego no setor de bioenergia: 621 mil, seguido de 32 mil na cadeia de eólica. Cabe observar, porém, que, curiosamente, a Irena, embora sendo uma articulação intergovernamental, acatou as críticas de uma parte das organizações não-governamentais aos grandes projetos de hidrelétricas, e excluiu essa fonte de energia renovável de seu cálculo. Caso contrário, o número de empregos, no Brasil, seria maior, embora não chegasse a superar o primeiro colocado, a China. A liderança chinesa é explicada em grande parte pela mão de obra na produção de equipamentos para energia solar e eólica.

O relatório da Irena observa, a respeito do Brasil, uma queda significativa de trabalhadores envolvidos na corte de cana e, em contraste, houve aumento do número de trabalhadores empregados na indústria de etanol. Houve, de fato, uma grande

evolução de empregos do setor sucroalcooleiro, a partir de 2002, conforme pode ser observado na Tabela 34. Os empregos passaram de cerca de 353 mil para aproximadamente 635 mil, no período de 2002 a 2011, representando um aumento de 80%.

Tabela 34

Evolução do emprego direto no setor sucroalcooleiro entre 2002 e 2011

2002	2007	2011
353 mil	572 mil	635 mil

Fonte: EPE/PDE (2013).

A Tabela 35 mostra a distribuição dos empregos entre cultivo e processamento para o ano 2012.

Tabela 35

Distribuição de empregos no setor de biocombustíveis entre cultivo e processamento (média anual em 2012)

Empregos diretos no cultivo de cana	Empregos diretos no processamento de cana	Total de empregos diretos
168 mil	469 mil	637 mil

Fonte: EPE/PDE (2013).

Há ainda uma parte importante de trabalhadores empregados nas safras de forma temporária, não-registrados e clandestinos, que não são incluídos nesses dados, o que explica o número relativamente baixo na Tabela 35. Estudo do Merkestrat, divulgado em maio de 2014, calculou 613.235 postos de trabalho direto no setor sucroenergético, referentes ao ano 2013, o que corresponde a 1,3% do total de empregos formais no Brasil. Considerando os empregos sazonais no pico da colheita, esse número chega a quase 1 milhão (988.236).

Em uma conta simples, cruzando os dados da produção de etanol com o número de empregos diretos, observa-se pouca variação (Tabela 36).

Extrapolando esses dados, uma expansão para substituir o aumento projetado pela PDE 2022 do consumo de gasolina entre 2012 e 2022 (8,9 bilhões, ou



Tabela 36

Produção de etanol x geração de empregos diretos		
	2002/2003	2011/2012
Produção de etanol (P)	12,6 bilhões	22,6 bilhões
Número de trabalhadores (L)	353.000	635.000
P/L	35.700	35.600

Fonte: EPE/PDE (2013).

11,57 bilhões de litros de etanol equivalente), geraria 324 mil postos de trabalhos adicionais. Fica evidente o grande potencial de geração de emprego, com uma política consistente e sustentável de expansão do etanol, ainda mais em uma situação de dependência de importações de derivados, gastando divisas com a geração de renda e emprego lá fora.

A Tabela 37 mostra os números de empregos diretos e indiretos no setor de biodiesel em 2012. Neste caso, um aumento do B5 para B10 teria gerado, em 2012, 81.768 postos de trabalho adicionais, além de ter aliviado a conta da importação de diesel fóssil.

Tabela 37

Emprego no setor de biodiesel, dezembro 2012		
Emprego direto	Emprego indireto	Total
13.628	68.140	81.768

Fonte: EPE/PDE (2013).

Emprego no setor eólico

Um estudo de 2012 sobre geração de empregos diretos e indiretos, por meio de uma matriz de insumo no setor eólico, mostra os seguintes dados, demonstrando também para grande potencial (ver Tabela 38). O estudo calcula uma relação de 11,7 empregos por ano por MW instalado. Há de se considerar, no caso da eólica, que grande parte do emprego está relacionada ao ciclo de fabricação dos equipamentos, transporte e construção. Essa geração de emprego está diretamente ligada à escolha de produzir nacionalmente ou importar. O emprego permanente é de operação e manutenção.

Tabela 38

Empregos diretos e indiretos gerados entre 2010 e 2020 (acumulado)			
	Cenário referência (projeção PDE 2020)	Cenário exploratório	Cenário otimista
Capacidade instalada	11,5 GW	16,5GW	20 GW
Número de empregos	196 mil	280 mil	336 mil

Fonte: Simas, 2012.

Emprego no setor hidrelétrico

No caso da expansão de produção e transmissão da hidrelétrica, os dados de emprego direto referentes são apresentados na Tabela 39. Esses dados não incluem emprego ligado à produção de equipamento ou instalação de nova capacidade produtiva (novas usinas hidrelétricas). A tabela também demonstra que o setor elétrico passou por uma fase crítica na década de 1990, relacionada ao processo de privatização e terceirização.

Tabela 39

Emprego no setor elétrico	
Ano	Número de empregos direto
1994	188.208
2000	100.000
2004	106.409
2011	123.013

Fonte: Irene (2014).

Entre 2004 e 2011, houve uma recomposição parcial com um aumento de 15,6% no nível de emprego nesse período. Há de se lembrar, porém, que muitos empregos foram terceirizados e, portanto, executados por empresas nem sempre classificadas como sendo do setor elétrico. Esses trabalhadores não entram no cálculo apresentado, embora trabalhem no setor elétrico. Em 2011, sempre de acordo com dados do Dieese, a divisão da força de trabalho era: 59,3% no setor de distribuição, 32,1% na geração, 8% na transmissão e 0,6% no comércio atacado.

No caso de petróleo e gás, contam-se 75mil empregos diretos e 100 mil empregos indiretos. A política



de estímulo à produção nacional (conteúdo local) do governo federal, que é parte integrante dos contratos de concessão e de partilha, faz com que o setor tenha uma enorme capacidade de geração de emprego e renda, tanto upstream (na exploração, no desenvolvimento e na produção) como downstream (setores de refino, petroquímico, transporte, comercialização). Para se ter uma ideia, o Brasil registrou, em 2000, um número de empregos diretos no setor naval inferior a 2000 trabalhadores. Em 2014, esse número já superava 80 mil. Essa demanda, ligada à exploração do Pré-sal, deve estimular a geração de emprego ao longo de duas ou três décadas. Decisões sobre forma e ritmo da exploração do pré-sal influem diretamente no potencial de geração de emprego e, mais importante ainda, na qualidade desse emprego.

A conclusão é que, no caso do Brasil, não faz muito sentido tentar comparar a geração de emprego entre setores fósseis e renováveis. O que está em jogo é que ambos têm potencial de gerar empregos em volume expressivo e de qualidade, mas isso depende de políticas públicas e arranjos institucionais.

7. Considerações finais

A matriz energética relativamente mais limpa, o consumo per capita relativamente baixo e o fato de o Brasil ser um exemplo sem precedentes de um país que conseguiu uma redução drástica de emissão de GEE são fatores que podem desestimular uma reflexão crítica. Corre-se o risco de não incentivar a identificação e o aproveitamento de potenciais para posteriores avanços rumo a uma economia de baixo carbono.

Tanto o não reconhecimento dos avanços realizados quanto à acomodação diante da comparação internacional, dificultam a priorização de ações concretas para que o Brasil possa, de fato, se consolidar e afirmar sua posição de liderança na luta global rumo a uma economia de baixo carbono.

A matriz energética brasileira é uma das mais limpas no mundo, tendo 47% de fontes renováveis, na qual a matriz elétrica contribui grandemente para esta condição, com cerca de 89% de fontes renováveis. O país tem, portanto, um “crédito ambiental

histórico”, em contraste às “responsabilidades históricas” dos países desenvolvidos, relativas às grandes emissões passadas. As negociações internacionais devem explorar estas vantagens comparativas do Brasil para exigir transferência de tecnologia, em particular para o desenvolvimento de capacidade produtivo-tecnológica endógena nas áreas das novas fontes renováveis e para aumentar a eficiência energética.

Com a queda do desmatamento, houve uma mudança qualitativa na estrutura de emissões de GEE. A energia, que estava em segundo plano, agora aparece como uma das principais áreas, ao lado da agricultura, que exigem políticas específicas e debates públicos.

Uma estratégia de desenvolvimento do Brasil apostando na base industrial implica em elasticidade da renda/demanda por energia superior a 1 (a demanda por energia tende a aumentar proporcionalmente mais do que o crescimento da economia), mesmo com todos os esforços para aumentar a eficiência energética.

Não há, em princípio, nenhuma contradição inerente entre a exploração das riquezas do Pré-sal e o compromisso para avançar rumo a uma economia de baixo carbono. Isso depende do gerenciamento das riquezas e das estratégias de exploração e produção. O que existe é o risco e a necessidade de evitar que o Pré-sal venha a “sujar” a matriz energética brasileira.

No caso da relação entre etanol e gasolina, a estratégia mais apropriada é aproveitar o potencial do etanol para abastecer o mercado interno, investindo pesadamente em etanol de segunda geração, de maior eficiência e de maior conteúdo tecnológico. E de outro lado, explorar o Pré-sal de forma inteligente, condicionar o ritmo de exploração à ampliação da capacidade produtivo-tecnológica interna e direcionar o excedente de produção para os mercados externos. A renda assim gerada, por sua vez, poderia ser canalizada para fomentar a superação de deficiências estruturais na área de educação e infraestrutura social, de um lado, e, de outro, contribuir com o financiamento para a transição para uma economia de baixo carbono.



O debate a respeito da necessidade de adaptar a estratégia de expansão do setor elétrico existiria independentemente dos problemas climáticos verificados nos primeiros meses de 2014. Isso porque existem limitações à expansão hidrelétrica pela questão socioambiental.

No caso das grandes hidrelétricas, é necessário definir claramente e de forma transparente os limites socioambientais, mais do que físicos, da sua expansão. Ao mesmo tempo, deve-se reconhecer que há potencial, ainda a ser aproveitado, nas pequenas centrais hidrelétricas.

Há de se reconhecer que a expansão do sistema elétrico se dará por meio de outras fontes. Ora, se havia, no passado recente, uma justificativa (embora também questionável) em relação ao papel das térmicas movidas a óleo diesel e carvão enquanto stand-by – capacidade programada para ser utilizada em casos de emergência dentro de um planejamento que limita a probabilidade de usar essa capacidade ao mínimo –, isso muda quando estamos falando da reorganização da matriz para completar de forma cotidiana a capacidade hidrelétrica. Nesse novo contexto, o uso dessas térmicas deveria ser reduzido gradualmente a zero e substituído pela eólica, bioeletricidade e solar.

O gás natural, embora seja também fóssil, é superior às demais fontes fósseis ao possibilitar maior eficiência e significativa redução de emissões de GEE. Há uma nova realidade no mercado de gás natural no Brasil, devido à perspectiva de grande aumento da produção interna nos próximos anos, o que possibilita repensar o papel do gás natural na matriz energética brasileira (como fonte para as térmicas, o transporte e a indústria). Diante disso, o aumento do uso do gás natural em detrimento das demais fontes fósseis deve fazer parte de uma estratégia rumo a uma economia de baixo carbono. Devemos evitar, porém, que o aumento da disponibilidade de gás natural se dê em detrimento do uso e dos investimentos em fontes renováveis.

O governo brasileiro suspendeu, após Fukushima (2011), seus planos para apostar pesadamente na energia nuclear, com exceção de Angra 3, o que, com o estágio atual da tecnologia nuclear e consi-

derando as alternativas das quais o Brasil dispõe, é a decisão certa. Os investimentos em Angra 3 são, de outro lado, importantes, porque permitem ao Brasil ter domínio e acompanhar o desenvolvimento da tecnologia nuclear. Não devemos descartar definitivamente que se trata de uma rota tecnológica a qual, no futuro, pode contribuir com soluções para a oferta de energia.

Reconhecer a grande contribuição do etanol para garantir uma matriz energética mais limpa não implica negar os efeitos ambientais e sociais negativos, mas estes podem ser minimizados por meio de uma rigorosa regulação e fiscalização a partir do Zoneamento AgroEcológico (ZAE) da cana-de-açúcar, em vigor desde 2009.

A crise global de 2008, seguida de problemas climáticos, teve grande impacto sobre as usinas de etanol altamente endividadas. A falta de investimentos em renovação e expansão dos canaviais diminuiu a produtividade. Não houve como repassar esse aumento de custos para o preço do etanol. Foi aplicada uma política de preços da gasolina junto com uma política tributária, como a eliminação gradativa da CIDE sobre a gasolina, absolutamente contraditória com qualquer estratégia de apostar no etanol. A consequente crise grave, pela qual o setor passou desde 2009, fez as projeções para o uso de etanol diminuírem drasticamente, em benefício do aumento no uso da gasolina.

Existe uma crise de estratégia de etanol no Brasil. E isso não só do ponto de vista ambiental, mas também da balança comercial, pois o crescimento da demanda por gasolina não foi acompanhado pelo crescimento pari passu da capacidade de refino, o que significou aumentar as importações a preços superiores aos praticados no mercado interno, ou seja, elevar os subsídios para energia fóssil. E isso diante de um potencial alternativo, o etanol, que não dispõe de mecanismos para que suas externalidades ambientais positivas sejam precificadas.

A crise do setor de etanol também atrasou investimentos necessários para avançar na produção da 2ª geração, chamada também de etanol de celulose. É preciso, portanto, uma política abrangente para revigorar o setor a partir de uma reconfirmação



da prioridade do etanol na matriz energética, uma política tributária de apoio à produção de etanol e sobre a compra de bens de capital para cogeração/bioeletricidade. Diante de todos esses desafios, é oportuno pensar em uma lei específica que possa ordenar o setor, além de rever o marco tributário.

Há grande potencial para ampliar significativamente o uso de biodiesel em detrimento do diesel de origem fóssil, o que acarretaria ganhos ambientais e dispensaria as custosas importações de diesel. Além disso, haveria chances significativas para a geração de emprego e o fortalecimento da agricultura familiar. Para que o Brasil aproveite o potencial de biodiesel é preciso criar uma estratégia abrangente, que envolva desde investimento em matéria-prima até a tecnologia para produção de caminhões, possibilitando o uso deste combustível com mandato superior ao atual, de 5%.

Houve um salto expressivo na capacidade instalada de energia eólica, em 2012, quando o Brasil passou de 1,43GW para 2,56GW. Mas a comparação com outros países com grande potencial eólico mostra ainda uma diferença de escala muito grande: a China, com capacidade instalada de 62,3GW, os EUA, com 47GW, e a Alemanha, com 29GW. O potencial, no Brasil, é estimado entre 250 e 300GW. Ou seja, com o grande salto em 2012, o Brasil chegou a explorar 1% de seu potencial.

Para garantir continuidade na expansão de energia eólica é preciso uma estratégia abrangente, envolvendo políticas tributárias e condições de financiamento que garantam a expansão das empresas com a instalação de base produtivo-tecnológica no país. E ainda há o desafio de planejar a incorporação do potencial eólico na rede elétrica, considerando suas características específicas. Os investimentos tecnológicos devem preparar também a exploração do potencial de eólica off-shore. Os ganhos, em termos ambientais e de geração de empregos, serão muito grandes.

Há uma clara subutilização do grande potencial de energia solar, justificada pela falta de competitividade nos leilões, ou seja, seu preço alto, sem uma estratégia para forçar mudanças nesse quadro, com estímulos para deslançar o setor e alcançar econo-

mias de escala e investimento pesados em pesquisa e desenvolvimento. Leilões específicos poderão ser um aspecto importante para estimular a expansão da solar no Brasil, dando segurança para a implantação de fábricas de módulos fotovoltaicos, fortalecendo a cadeia produtiva com geração de emprego e capacidade endógena.

O setor de transportes se tornou um dos maiores responsáveis pelas emissões GEE no Brasil, seguindo o padrão de emissões globais. Assim, também oferece as maiores oportunidades para ações de mitigação. O desafio é enfrentar a herança da concentração do transporte de carga nos rodoviários, uma realidade construída desde a década de 1950. Há uma subutilização do transporte hidroviário e do potencial de transporte de carga por meio de cabotagem.

Em geral, é preciso superar a falta de coerência entre as políticas tributárias e as voltadas ao desenvolvimento sustentável, em particular a Política de Mitigação das Mudanças Climáticas e a de Meio Ambiente. Para mitigar o impacto da frota de caminhões, por exemplo, o uso de diesel S-10, a partir de 2013, e as políticas de financiamento para a compra de caminhões devem ser completadas com um programa agressivo de renovação da frota.

O Brasil apostou em mecanismos voluntários para estimular as montadoras a investir em mais eficiência e menos poluição, enquanto a experiência europeia demonstrou a necessidade de tornar as metas obrigatórias. Nisso, normas técnicas e investimento em tecnologia para mitigar as emissões de gases de efeito estufa serão cruciais, e não há por que o país não se pautar pelas regras mais avançadas do mundo. Entre as prioridades deve estar o aumento da eficiência do motor flex-fuel.

Dados do próprio governo mostram um desperdício de energia calculado em 40 GW ao ano. Há, portanto, um grande potencial para intensificar a busca de maior eficiência energética que precisa ser estimulada, inclusive lançando mão da cooperação internacional.

O Estado brasileiro dispõe de amplo arsenal de medidas de eficiência energética que carece de maior e melhor integração e coordenação. É necessário



aperfeiçoar o marco legal e regulatório, bem como estabelecer uma estrutura operacional capaz de articular a diversidade de agentes envolvidos e implementar as ações efetivas entre os vários segmentos de consumidores. As políticas tributárias e de financiamento público devem ser pensadas de forma coerente com os objetivos de eficiência energética.

A trajetória para uma economia de baixo carbono exige o desenvolvimento da capacidade produtiva-tecnológica da nova matriz, por meio da integração da política energética com a tecnológica, industrial e tributária. Um dos problemas a serem enfrentados é a interferência de fatores alheios ao setor de energia em si, em particular medidas relacionadas à política anti-inflacionária (respondendo a uma dinâmica de curto prazo) e a problemática de licenças ambientais, que acabam não sendo incorporados devidamente ao planejamento e causam atrasos significativos nas obras de expansão da capacidade. A questão das licenças é também um reflexo da falta de planejamento integrado, pois são os órgãos ambientais do mesmo governo que definem a política ambiental.

Outro problema a ser enfrentado é que o preço de mercado não reflete os ganhos das externalidades positivas. Isso gera o risco de sobreinvestimento em energias fósseis e subinvestimento em energias renováveis. Os GEE devem ser vistos como

uma externalidade negativa. Sem impor um custo à emissão de GEE, qualquer iniciativa de mitigação fica comprometida. Tributação do uso de carbono pode cumprir esse papel. Além do mais, há uma justificativa para subsidiar o desenvolvimento de tecnologias limpas devido ao fato de se tratar de indústrias nascentes, que precisam de estímulos para conquistar massa crítica e passar pela curva de aprendizagem. A Constituição Federal estabeleceu, em seu artigo 170, inciso VI, que a ordem econômica deve observar o princípio da defesa do meio ambiente e acrescentou, por força de uma Emenda Constitucional de 19 de dezembro de 2003: “mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação”. Isso pode ser feito usando o princípio da extra fiscalidade: o uso de tributos para induzir um determinado comportamento ou pelo princípio da seletividade, o que implica a diferenciação de alíquotas.

É essencial que o Brasil domine a cadeia produtiva das fontes de energia renovável, eólica, solar, da segunda geração de biocombustíveis e use as parcerias internacionais para criar capacidade endógena, a exemplo do que a Petrobras fez e está fazendo na área de exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultra-profundas. Deve-se evitar o risco de uma nova dependência tecnológica.



Referências bibliográficas

- Abrava. A lei solar em São Paulo. São Paulo, 2009.
- Assunção, J; Gandour, C.C.; Rocha, R. A queda do desmatamento na Amazônia brasileira: preços ou políticas? Climate Policy Initiative. PUC-RJ, janeiro 2012.
- Bermann, Célio. Energia no Brasil: para que? Para quem? São Paulo: Editora Livraria da Física, 2002.
- Calou, Silvia Maria. Energia e Mudanças Climáticas: otimismo e ameaças no fronte brasileiro. In: Motta, Ronaldo Seroa & ea (Org). Mudança do Clima no Brasil, IPEA, 2011.
- Cepel. Atlas do potencial eólico brasileiro. Brasília, 2001.
- Confederação Nacional da Indústria (CNI). Relatório Infraestrutura, novembro 2013.
- _____. Energia e competitividade na era do baixo carbono. SPR/CNI, julho 2010
- _____. Oportunidades de eficiência energética para a indústria: uma visão institucional. Brasília, 2010.
- CNI; Eletrboras/ Procel. Eficiência energética na indústria. Brasília, agosto 2009.
- Dasol/ Abrava. Os aquecedores solares de água no Minha Casa, Minha Vida. Maio 2013.
- Embrapa. Mitigação das Emissões de Gases de Efeito Estufa pelo Uso do Etanol de Cana-de-Açúcar produzido no Brasil. Circular Técnica nº 27. Serópedica. RJ, Brasil, 2009.
- Engel, Daniel. O direito de eficiência energética e as medidas para redução do consumo de energia no Brasil e na Alemanha. In: Garin, Andrea (Org) Direito Energético. Santos: Editora Universitária Leopoldianum, 2013.
- EPE. Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira. Rio de Janeiro, maio de 2012.
- Fiesp. Estratégia de potencial socioeconômico pleno para o Brasil. São Paulo, 2013.
- FMASE. Position Paper: o setor elétrico e as mudanças climáticas. 2009. Disponível em: www.fmase.org.br
- Governo Federal. Plano Setorial de Transportes e Mobilidade Urbana. Brasília, 2012.
- _____. Plano Nacional sobre Mudança do Clima. Brasília, dezembro 2008.
- Greenpeace/ Centro de Estudos Integrados sobre meio ambiente e mudanças climáticas. Eficiência Energética e Emissões de Gases de Efeito Estufa. Abril 2014.
- _____. Horizonte Renovável. São Paulo, 2013.
- _____. (R) evolução energética – a caminho do desenvolvimento limpo. Cenário brasileiro 2013.
- _____. Greenpeace. Cortina de fumaça. As emissões de gases estufa e outros impactos da energia nuclear. São Paulo, 2008.
- IEA. International Energy Outlook 2013. Paris, 2013.
- _____. Redrawing the Energy-Climate Map. WEO Special Report. Paris, 2013.
- IPAM. Pegada de Carbono dos gastos tributários. Outubro 2013.
- IRENA. Renewable Energy and Jobs. Annual Review. Abu Dhabi, 2014.
- Melo, Elbia. Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. Estudos Avançados 27 (77), 2013.
- MCTI. Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil. Brasília, 2013.
- _____. Segundo Inventário Brasileiro das emissões e remoções antrópicas de gases de efeito estufa. Brasília, 2010^a.
- Ministério das Cidades/ Ministério dos Transportes. Plano Setorial de Transporte e de Mobilidade urbana para mitigação e adaptação à mudança do clima (PSTM). Brasília, 2013.
- Miranda, Mariana M. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil. Dissertação. USP/São Carlos, 2012.
- MMA. Primeiro inventário nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários. Brasília, 2011.
- MME/EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2022. Brasília, 2013.



- _____. Balanço Energético Nacional. Rio de Janeiro, 2013.
- MME. Balanço Energético Nacional 2014.
- _____. Relatório de Atividades do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE) 2009-2010. Brasília, 2011.
- _____. Plano Nacional de Eficiência Energética: premissas e diretrizes básicas. Brasília, 2011.
- _____. Relatório de Atividades do Comitê Gestor de Indicadores e Níveis de Eficiência Energética (CGIEE) 2002-2008. Brasília, 2009.
- MT. Plano Nacional de Logística e Transporte. Reavaliação de estimativas e metas. Relatório Final. Brasília, setembro 2012.
- Nogueira, Luiz Augusto Horta. Promovendo a eficiência energética nos automóveis brasileiros. Relatório para o CONPET. Junho de 2005.
- Petrobras. Plano Estratégico 2030. Rio de Janeiro, 2014.
- Simas, M; Pacca, Sergio. Energia eólica, geração de emprego e desenvolvimento sustentável. Estudos Avançados, Vol 27/ no 77, 2013
- Simas, M. Energia eólica e o desenvolvimento sustentável no Brasil: estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz de insumo-produto ampliada, 2012. FEA/USP, Dissertação de mestrado.
- Sousa, E. L; Macedo, I.C. Etanol e biodiversidade: a cana-de-açúcar no futuro da matriz energética. São Paulo: Única, 2009.
- Tolmasquim, Mauricio T; Guerreiro, Amilcar E; Gorini, Ricardo. Matriz Energética Brasileira. Novos Estudos 79, novembro 2007.
- World Resource Institute (WRI). Climate Analysis Indicators. Washington: WRI, 2010.



Autor

Giorgio Romano Schutte é professor de Relações Internacionais e Economia da Universidade Federal do ABC (UFABC), vice-coordenador do Núcleo Estratégico de Estudos sobre Desenvolvimento, Democracia e Sustentabilidade (NEEDDS). O autor agradece a colaboração da Louise Nakagawa e os comentários de Tina Hennecken, Gonzalo Berron, Gustavo Codas e Igor Fuser.

Este estudo foi elaborado no âmbito do Projeto de Pesquisa do CNPq, *A América do Sul na agenda da política externa brasileira: ação prioritária ou instrumental?*, aprovado no Edital MCTI/CNPq, nº 14/2013.

Responsável

Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) Brasil
Av. Paulista, 2011 - 13º andar, conj. 1313
01311 -931 | São Paulo | SP | Brasil
www.fes.org.br

Friedrich-Ebert-Stiftung (FES)

A Fundação Friedrich Ebert é uma instituição alemã sem fins lucrativos, fundada em 1925. Leva o nome de Friedrich Ebert, primeiro presidente democraticamente eleito da Alemanha, e está comprometida com o ideário da Democracia Social. Realiza atividades na Alemanha e no exterior, através de programas de formação política e de cooperação internacional. A FES conta com 18 escritórios na América Latina e organiza atividades em Cuba, Haiti e Paraguai, implementadas pelos escritórios dos países vizinhos.

As opiniões expressas nesta publicação não necessariamente refletem as da Fundação Friedrich Ebert.

O uso comercial dos meios publicados pela Fundação Friedrich Ebert não é permitido sem a autorização por escrito.

ISBN 978-85-99138-42-7



9 788599 138427