

---

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

---

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Novembro/Dezembro de 2012 – Ano 12 – n.5

---

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados seis artigos:

Energia e Desenvolvimento II: Em busca do Elo Perdido no Setor Elétrico, Por Edmar de Almeida.

Retomada do mercado de GNV no Brasil, Por Marcelo Colomer.

Vai faltar combustível no Brasil?, Por Thales Viegas.

Eficiência energética em edificações dá samba no Brasil?, Por Gustavo Haydt.

Os leilões de energia elétrica e a descentralização da geração, Por Clarice Ferraz.

Oferta apertada de etanol e perspectivas de importação de gasolina, Por Luciano Losekann.

### **Equipe:**

**Editor:** Ronaldo Bicalho

**Conselho Editorial:** Edmar de Almeida, Helder Queiroz, José Vitor Bomtempo, Luciano Losekann, Marcelo Colomer, Ronaldo Bicalho

**Secretária executiva:** Jacqueline G. Batista Silva

**Contatos:** [economia.energia@ie.ufrj.br](mailto:economia.energia@ie.ufrj.br)

# **Autores**

## **Clarice Ferraz**

Bacharel em Ciências Econômicas - Universidade Federal de Brasília (2000), Master en Management Public – Universidade de Genebra (2004), Advanced Master in Energy – École Polytechnique Fédérale de Lausanne (2006) e Doutora em Ciências Econômicas e Sociais – Universidade de Genebra (2011); Pesquisadora do Grupo de Economia de Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **Edmar de Almeida**

Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Federal de Minas Gerais; Mestre em Economia Industrial pela Universidade Federal do Rio de Janeiro; Doutor em Economia Aplicada pelo Institut d’Economie et de Politique de l’Energie – IEPE – da Universidade Pierre Mendès-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

## **Gustavo Haydt**

Doutorado em Sistemas Sustentáveis de Energia pela Universidade do Porto no âmbito do programa MIT Portugal. Pós-graduação em Energias Renováveis pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto. Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (2005); pesquisador no Grupo de Economia da Energia (GEE) do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e pesquisador associado no Associated Laboratory for Energy, Transport and Aeronautics.

## **Luciano Losekann**

Possui graduação em Ciências Econômicas pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (1996) e doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2003). Atualmente é professor adjunto da Universidade Federal Fluminense e Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

## **Marcelo Colomer**

Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Professor Adjunto no Instituto de Economia da UFRJ e membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

## **Thales Viegas**

Doutor em Economia pelo Instituto de Economia da UFRJ e Mestre em Economia pela Universidade Federal de Uberlândia.

## Energia e Desenvolvimento II: Em busca do Elo Perdido no Setor Elétrico

Por Edmar de Almeida

No artigo anterior (\*) desta série, tentamos colocar em evidência os fatores por detrás do “elo perdido” entre energia e desenvolvimento. Argumentamos que um dos principais fatores foi a dificuldade de encontrar um equilíbrio entre as políticas públicas visando garantir o suprimento energético num contexto de participação do capital privado e as políticas para promover a qualidade e modicidade tarifária.

Esta dificuldade foi mais patente no caso do setor elétrico nacional, que agora passa a ser matéria de políticas para promoção da modicidade tarifária. Após a progressiva liberalização do mercado elétrico na década de 1990, todos os esforços do governo se orientaram para buscar garantir a atratividade para o investimento privado a fim de assegurar novos investimentos e segurança de suprimento.

A privatização do setor de distribuição de eletricidade através da oferta de contratos de concessão atrativos; a oferta de crédito farto pelo BNDES aos investidores privados; as regras de *self-dealing* para os investimentos na geração por parte das distribuidoras; e o Programa Prioritário de Geração Termelétrica (PPT) lançado em 2000 são exemplos de iniciativas para atrair os investimentos do capital privado para setor elétrico, num contexto de escassez de capital no mercado internacional e instabilidade econômica no país.

O racionamento de energia elétrica de 2001 contribuiu para reforçar ainda mais a agenda de garantia do suprimento na política para o setor elétrico. A busca de novas garantias para os investimentos desembocou na reforma do marco institucional do setor elétrico nacional de 2004. O principal objetivo desta reforma foi criar o mercado regulado de energia elétrica. Através deste mercado foi possível centralizar a compra de energia por parte das distribuidoras que possibilitou dar contratos de longo-prazo para os investidores na expansão do setor elétrico. A partir de então, a questão da atração de investimentos privados para o mercado regulado parece ter sido equacionada. O mercado regulado atraiu uma grande quantidade de empresas investidoras permitindo um intenso processo de competição na expansão do sistema elétrico nacional.

Se por um lado, observou-se um forte aumento dos investimentos no setor elétrico nacional que permitiu espantar o fantasma do racionamento, por outro lado as tarifas elétricas passaram por um processo de forte elevação. Quais são as razões para tal paradoxo? Muitas podem ser elencadas, mas o pano de fundo para todas foi o desequilíbrio que ocorreu no esforço das políticas públicas para atrair investimento e o esforço necessário para promover a modicidade tarifária.

Podemos dizer que, o esforço para promover a modicidade tarifária foi tímido e limitado a poucas iniciativas. Para começar, o governo não deu a devida atenção

à questão da socialização da renda hidráulica. Ao deixar os contratos iniciais vencerem antes de organizar os leilões do mercado regulado (2002 a 2004), o governo acabou forçando as grandes empresas produtoras de energia hidrelétrica a venderem esta energia a preços muito baixos para o mercado livre. Esta verdadeira “xepa” do mercado elétrico foi festejada por grandes empresas consumidoras, mas causou uma enorme distorção no mercado elétrico. Os preços praticados no mercado livre ficaram muito mais baixos que os praticados no mercado regulado. Cerca de metade da demanda de energia do setor industrial migrou para mercado livre (25% da demanda elétrica total), deixando este mercado com um tamanho muito maior que o inicialmente planejado pelo governo. O mercado livre simplesmente ficou “grande demais para quebrar”. Os problemas de segurança de abastecimento e de preço no mercado livre se tornaram questões para política pública.

Com a falta de investimentos na produção de energia para o mercado livre, os preços neste mercado aumentaram rapidamente fazendo com que as empresas enfrentassem sérias dificuldades com os vencimentos dos contratos assinados entre 2002 e 2004. Por esta razão, os grandes consumidores passaram a pressionar o governo para ter acesso às fontes de energia mais competitivas.

No mercado regulado, a energia hidrelétrica de usinas antigas, cujo preço máximo foi estabelecido pelo governo em níveis relativamente baixos, não foi suficiente para impedir uma escalada dos preços e tarifas. A energia nova que entrou em operação nos últimos 7 anos foi principalmente oriunda de fontes relativamente caras como as renováveis e as termelétricas. O governo fez um grande esforço político e financeiro para viabilizar novos grandes projetos hidrelétricos com preços da energia mais baixos, tais como as usinas do Rio Madeira e Belo Monte. Entretanto, estas usinas de baixo custo ainda não estão operacionais e não contribuem para a modicidade tarifária. Soma-se a isto, o total desinteresse do governo até recentemente em enfrentar a questão dos excessos da carga tributária no setor elétrico.

As recentes medidas para reduzir as tarifas elétricas, materializadas na Medida Provisória (MP) 579, representam uma tentativa do governo de construir um novo equilíbrio entre as políticas para a garantia do suprimento e para a promoção da modicidade tarifária. Esta medida busca promover a modicidade tarifária atacando duas questões fundamentais: a exagerada e confusa carga tributária setorial e a apropriação e justa divisão da renda hidráulica.

O governo reduziu os encargos setoriais aplicados às tarifas através da eliminação da CCC, da RGR e a redução da CDE. Estes encargos tinham como objetivo subsidiar políticas setoriais de equalização tarifária (CCC) e universalização do acesso (CDE) e a indenização pelos ativos não amortizados no vencimento das concessões (RGR). Desta forma, estas políticas deverão ser financiadas de agora em diante diretamente pelo Tesouro Nacional e os investimentos deverão ser aprovados pelo Congresso Nacional. A redução destes encargos poderá contribuir para uma queda estimada em 7% nas tarifas elétricas nacionais.

Outro ponto fundamental da MP 579 foi a decisão de não relimitar as concessões das geradoras, transmissoras e distribuidoras que vencem a partir de 2013. O

governo decidiu utilizar o fato de que os ativos das concessões reverterem para o Estado após o vencimento para reduzir as tarifas num novo contrato de concessão. O governo está propondo às empresas uma antecipação do vencimento das concessões em troca de uma extensão do contrato de concessão. Os ativos não amortizados serão indenizados usando-se o saldo de recursos da RGR. Como não haverão ativos a serem amortizados no novo contrato de concessão, espera-se uma forte redução das tarifas, já que o governo propõe fixar as novas tarifas pelo custo do serviço e somente os custos de operação e manutenção deverão ser pagos pela tarifa. O governo espera que a queda das tarifas com a renovação das concessões contribua para uma redução do preço médio da energia elétrica no país caia em torno de 13%.

Esta medida é especialmente importante para o caso das grandes hidrelétricas. Ela representa a oportunidade do governo socializar a renda hidráulica. Tendo em vista que grande parte do custo das grandes usinas hidrelétricas está associado ao custo de capital, as usinas hidrelétricas amortizadas terão tarifas muito mais baixas que as novas usinas. Desta forma, o governo poderá estabelecer regras de oferta desta energia entre as distribuidoras e o mercado livre, de forma a contribuir para a modicidade tarifária no país.

A ideia básica da reforma atual do setor elétrico certamente vai na boa direção no que se refere à promoção de uma energia competitiva. O Brasil tem uma vantagem comparativa internacional no que se refere à dotação de recursos hidroelétricos. É fundamental que esta vantagem comparativa não fique apenas no plano teórico, mas se traduza em competitividade do custo e tarifas. Sem competitividade energética não será possível restabelecer o elo entre energia e desenvolvimento.

Se a direção é boa, o caminho é sinuoso. As medidas de redução do custo da energia trazem consequências importantes para os investimentos no setor elétrico e será necessário monitorar de perto esta questão de forma a evitar um novo desequilíbrio.

A redução das tarifas pode ter um efeito de descapitalização das empresas em processo de renovação das concessões, que na sua maioria são estatais. Em particular, as empresas do grupo Eletrobrás poderão ter dificuldade para manter um fluxo de caixa adequado para os compromissos de investimentos já assumidos na expansão do setor. Estas empresas têm tido um papel estratégico para viabilizar grandes projetos hidrelétricos com tarifas mais baixas. Desta forma, é fundamental garantir o equilíbrio econômico-financeiro destas empresas, sob risco de se comprometer os grandes projetos em andamento. Para tanto, é importante que eventuais desequilíbrios sejam corrigidos pelo Estado através da devida capitalização das empresas. Neste contexto, é fundamental uma reflexão sobre o papel e as estratégias de participação das empresas federais na operação e expansão do setor elétrico.

Com relação aos impactos nos investimentos privados, o desafio é reduzir a natural desconfiança com a intervenção do estado no setor. Neste sentido, é importante que a determinação do governo não se transforme num voluntarismo político. A forma de divulgação das medidas demonstrou que o governo teve muita pressa com o tema da redução das tarifas. A divulgação das

medidas sem detalhar as metodologias de cálculo das indenizações, das novas tarifas e as regras de alocação da energia das novas concessões foi interpretada como um voluntarismo do governo. Ficou claro para o mercado que as medidas foram anunciadas sem os devidos estudos técnicos para averiguar os impactos e consequências das medidas.

Esta percepção aumentou a aversão ao risco no setor com fortes impactos nas companhias de capital aberto. Se a confiança nas políticas setoriais não for restaurada, as empresas enfrentarão um contexto de maior custo de capital, com impactos ruins para os investimentos e, num segundo momento, para o custo da energia.

O equilíbrio das políticas públicas deve ser alcançado não apenas através da boa escolha da estratégia e dos objetivos da intervenção. Num contexto em que o setor energético depende do capital privado, é também muito importante escolher bem as formas de conduzir as políticas públicas e informar corretamente o mercado. Neste caso, é fundamental deixar claro os critérios adotados para estabelecer as tarifas e valores de indenização. É importante também dar a oportunidade para que os agentes debatam e contribuam no aperfeiçoamento das regras. Certamente, o começo do processo de discussão da atual reforma não foi bom. O governo deu claros sinais de voluntarismo e passou insegurança ao setor. Portanto, é fundamental que o governo trabalhe no sentido de recuperar a confiança na política setorial através do diálogo e transparência. Só assim, poderá trilhar um caminho seguro no sentido da restauração do elo entre energia e desenvolvimento.

(\*) Almeida, E. Energia e desenvolvimento: em busca do elo perdido – 1. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 12, n. 3, 2012.

# Retomada do mercado de GNV no Brasil

**Por Marcelo Colomer**

A partir de 2007, as incertezas a respeito do fornecimento de gás da Bolívia, o aumento dos preços do gás natural no mercado doméstico, a expansão da frota de veículos bicompostíveis (Gasolina/Etanol) e a mídia negativa gerada em torno do uso do gás natural veicular (GNV) reverteram a forte expansão do mercado de GNV que vinha ocorrendo no Brasil desde 2000. Nesse contexto, as conversões anuais, que em 2006 atingiram 271 mil veículos, caíram para menos de 50 mil em 2010 (GASNET, 2012).

Além da queda do número de conversões, houve uma acentuada reversão no volume de gás consumido no segmento veicular que após atingir um pico de 7 MMm<sup>3</sup>/d em Dezembro de 2007 recuou para cerca de 5 MMm<sup>3</sup>/d em Janeiro de 2011 (ABEGAS, 2011). Contudo, apesar do cenário adverso do final da década passada, o segmento de gás natural veicular vem sobrevivendo graças aos esforços inovadores das companhias locais de distribuição, dos fornecedores de equipamentos e das montadoras de veículos.

Assim, espera-se que com o desenvolvimento de novas tecnologias de conversão e abastecimento, com o novo cenário de oferta de gás natural e com as novas condições de contorno da política de preços de combustíveis que começam a se delinear no Brasil, o mercado de gás natural veicular se aqueça novamente.

A utilização do gás natural veicular, tanto em veículos leves quanto em veículos pesados, apresenta uma série de benefícios quando comparado com o uso de outros combustíveis fósseis, como a gasolina e o diesel, e até mesmo quando comparado com os combustíveis renováveis, como o etanol e o biodiesel. Entre estas vantagens pode-se destacar a diversificação da matriz de combustíveis, o desenvolvimento de novos mercados para o gás natural, a geração de emprego, a redução dos impactos ambientais e a redistribuição social da renda.

No que diz respeito à diversificação da matriz de combustível, o recente crescimento das necessidades de importação de gasolina evidencia que a expansão da frota de veículos bicompostível (Gasolina/Etanol) não significou efetivamente um aumento na segurança do abastecimento. Em outros termos, o crescimento da frota de veículos verificada nos últimos anos, o sucateamento da indústria sucroalcooleira, o esgotamento da capacidade de refino e o desalinhamento dos preços dos diferentes energéticos explicam o atual desequilíbrio entre demanda e oferta de combustível no país o que tem tido efeitos diretos nas contas externas brasileiras.

Sendo assim, diante de um cenário de crescente oferta de gás natural (estima-se que só nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santos a oferta líquida<sup>[1]</sup> de gás natural possa atingir 190 MMm<sup>3</sup>/d em 2026 [GEE, 2011]), a expansão da frota de veículos a GNV pode contribuir para dar maior flexibilidade e segurança à política de abastecimento do país. Ademais, diante de um aumento da demanda de GNV, os investimentos em refino necessários para cobrir as estimativas de



consumo de gasolina e diesel podem ser reduzidos otimizando o portfólio de investimento da Petrobras.

Outro benefício do GNV está relacionado ao desenvolvimento de novos mercados para o gás natural. Em muitos municípios afastados da rede de distribuição, o mercado de gás natural tem se desenvolvido embrionariamente a partir do GNV. Nesses casos, os postos de abastecimento recebem o gás natural a partir de carretas de gás comprimido, ou como são conhecidos, pelos gasodutos virtuais. O desenvolvimento do mercado anteriormente aos investimentos em linhas de distribuição reduz os riscos de investimento das empresas de distribuição auxiliando no processo de interiorização da malha.

Em relação à geração de emprego e renda, verifica-se que a indústria de gás natural veicular é composta por inúmeras atividades industriais e comerciais auxiliares formadas em sua maioria por empresas de pequeno porte. Só no estado do Rio de Janeiro, por exemplo, são 153 convertedores registrados no Inmetro (INMETRO, 2012). No Brasil esse número é de 489 oficinas registradas (INMETRO, 2012). Além das empresas convertedoras, há inúmeros outros negócios que compõe a indústria de gás natural veicular que são formados por pequenas empresas. Nesse sentido, a expansão do mercado de GNV possui um importante potencial de geração de emprego, renda e arrecadação fiscal.

Outra vantagem do uso do gás natural como combustível automotor diz respeito às menores emissões de CO<sub>2</sub>, particulados, óxidos nitrosos e enxofre, principalmente quando comparado ao diesel e a gasolina. Segundo Dondero e Goldemberg (2005), a conversão de veículos leves reduz em cerca de 13% as emissões de CO<sub>2</sub> equivalente. Em estudo recente, o MIT (Massachusetts Institute of Technology) concluiu que entre as novas opções de motores de combustão interna, os motores a GNV têm a mais baixa taxa de emissão de gases produtores do efeito estufa do que qualquer uma das opções híbridas estudadas. As vantagens ambientais do gás natural são ainda maiores quando se analisa a difusão do GNV nas frotas urbanas de serviços de utilidade pública, como ônibus e coleta de lixo. Nesses casos, a redução da emissão de material particulado e do nível de ruído dos motores facilita a adaptação dos veículos às legislações ambientais municipais.

Por fim, outra importante vantagem do uso do gás natural veicular é o seu potencial de redistribuição da renda e melhoria do bem estar social da população pobre. Percebe-se claramente a difusão do uso do gás natural nas camadas menos favorecida da população em função da economia gerada em termos monetários. Análises comparativas mostram que, em média, para cada 100 quilômetros percorridos a GNV há uma economia média de R\$ 12 em relação à gasolina e R\$ 14 em relação ao álcool (preços médios dos combustíveis de setembro de 2012). A redução dos custos associado ao consumo de energia, nesse sentido, permite a geração de uma *sobre-renda* que contribui para o aumento de bem-estar da população de baixa renda.

Como pode se observar no parágrafo acima, mesmo com os sucessivos aumentos do preço do gás natural e o “tabelamento” do preço da gasolina, o gás natural veicular ainda tem se mostrado atrativo financeiramente. Entre as explicações do recente aumento da atratividade do GNV tem-se o aumento dos

volumes de gás natural negociados pela Petrobras na forma de leilão. Nesse caso, os descontos fornecidos pela Petrobras às distribuidoras locais têm permitido que estas mantenham a atratividade do GNV sem comprometer suas margens. Nesse sentido, a questão que se levanta é o que falta para o mercado de GNV retomar os níveis de atividade de antes de 2008?

Em resposta a pergunta acima, tem-se que a reformulação da política de preços dos combustíveis de forma que os custos dos energéticos reflitam ao longo do tempo o real custo de oportunidade da utilização das diferentes opções de combustíveis; a expansão da malha de transporte de gás natural dando maior segurança ao abastecimento, principalmente da região Sul do país; a difusão dos kits de 5ª geração e a padronização das empresas convertedoras; a elaboração de campanhas publicitárias informando aos consumidores os benefícios do GNV; os investimentos das montadoras na fabricação de mais opções de veículos a gás natural, como tem ocorrido na Europa e nos EUA; e a difusão de novas tecnologias de uso de gás natural em veículos pesados parecem ser algumas das condições necessárias para a recuperação da indústria de gás natural veicular no Brasil.

Sendo assim, pode-se concluir que o gás natural tem o potencial de contribuir não somente para o aumento da competitividade do setor industrial, como muito se tem discutido, mas também para o aumento da segurança da política de abastecimento de combustíveis do país e para a limpeza da matriz energética do segmento de transporte. Assim, é importante que todos os agentes envolvidos com a indústria de gás natural, principalmente os governos Federal, Estadual e Municipal atentem para a importância do GNV definindo mecanismos de incentivos a difusão de seu uso.

## **Bibliografia**

ABEGAS, 2012 Dados de comercialização de gás por distribuidora e segmento. Em [www.abergas.org.br](http://www.abergas.org.br)

DONDERO, L; GOLDEMBERG, J. Environmental implications of converting light gas vehicles: the Brazilian experience. Energy Policy, v 33, p.1703-1708, 2005.

GASNET, 2012 Dados sobre conversão de veículos. Em [www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br)

INMETRO, 2012 em [http://www.inmetro.gov.br/infotec/oficinas/lista\\_oficinas.asp](http://www.inmetro.gov.br/infotec/oficinas/lista_oficinas.asp)

---

[1] A oferta líquida consiste da produção bruta descontada do total reinjetado, queimado e utilizado na atividade de E&P.

# Vai faltar combustível no Brasil?

**Por Thales Viegas**

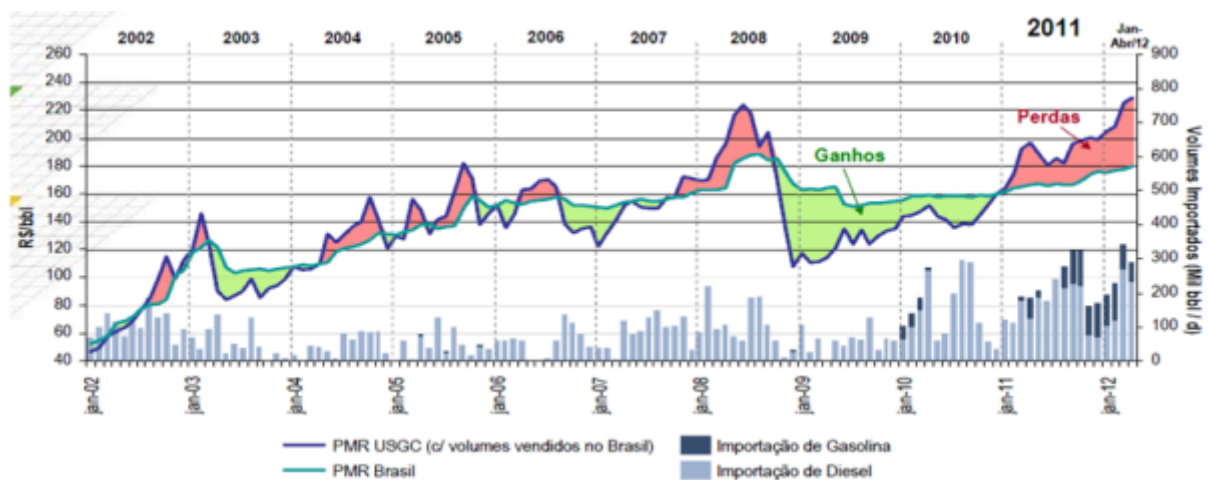
O aumento do consumo e das importações de gasolina (e diesel) no Brasil suscitou o debate sobre o risco de desabastecimento no país. A Petrobras e a ANP foram convocadas, reiteradamente, a responder sobre essa possibilidade. Nesse contexto, o fito deste artigo é analisar um dos principais problemas do mercado de combustíveis do ciclo Otto (gasolina e etanol) no Brasil, qual seja: a dificuldade de aumentar a oferta desses dois combustíveis. A pergunta relevante é a seguinte: há incentivos suficientes para o aumento adequado da produção de combustíveis para veículos leves no país?

Essa questão será respondida por meio da análise de três elementos a partir dos quais será possível compreender as causas das decisões do governo, dos consumidores e das empresas, bem como as suas consequências para o mercado de combustíveis e para a economia brasileira. Os três aspectos são os seguintes: i) o contexto político-econômico do Brasil; ii) as estruturas de oferta e demanda de combustíveis e; iii) o desempenho econômico dos produtores e os seus investimentos.

*Primeiro*, a política de preços<sup>[1]</sup> da gasolina (e do diesel) adotada no Brasil, oficialmente, para evitar que o preço local seja volátil, tal como ocorre com preço internacional do petróleo, não constitui um controle formal de preços de combustíveis. Contudo, o governo, na condição de acionista controlador da Petrobras, vem contendo o ritmo de alta do preço nas refinarias da empresa, devido às pressões inflacionárias que eventuais reajustes podem ocasionar.

Em verdade, essa política de precificação pode intensificar as perdas da Petrobras se os preços locais não se ajustarem, porque ela tem importado muita gasolina (e diesel). Como se pode notar na Figura 1, em 2012, nos Estados Unidos, o preço médio de realização (PMR USGC) voltou aos patamares recordes verificados antes do ciclo econômico de 2008/2009, enquanto o PMR Brasil variou menos. No entanto, mesmo com os riscos de nova recessão mundial, a tendência não é de forte queda no valor do petróleo e as perdas podem se acentuar ainda mais. Resultado: a competitividade e a produção de etanol se manteriam insuficientes.

## Preço da Gasolina no Brasil e nos Estados Unidos, em reais por barril, e Importações de Gasolina e Diesel, em mil barris, de 2002 a abril de 2012



Fonte: Petrobras (2012)[2]

*Segundo*, as refinarias brasileiras estão utilizando o total da capacidade instalada e a produção das refinarias[3] em construção, no Brasil, está mais voltada para a oferta de diesel do que de gasolina. Também não há novos projetos previstos com diferente perfil. Contudo, vale lembrar que a motivação inicial para a criação da Petrobras foi a garantia do abastecimento de combustíveis em todo o país. Diante dessa obrigação ela tem de importar caso o consumo supere a produção local, mesmo que incorra em prejuízos. A gasolina tem sido importada por um valor superior ao valor de venda no Brasil nos últimos anos. Adicionalmente, desde 2010 o país vem importando etanol, não bastasse ser um importador líquido e crescente de gasolina (e diesel). Ainda assim, de acordo com a Petrobras, eventuais faltas de gasolina nas bombas, caso ocorram, são pontuais, ocasionadas por problemas logísticos, pois a empresa garante o suprimento e a ANP o monitora.

Na prática, o volume crescente de importações indica que a falta de combustíveis produzidos no Brasil é estrutural e preocupante, uma vez que o país estava se preparando para se tornar um exportador líquido de bicomcombustível, petróleo e derivados. As importações de gasolina se elevaram porque a demanda cresceu a taxas superiores ao do crescimento do PIB, enquanto a oferta nacional não acompanhou esse aumento. O consumo de combustíveis deve continuar aumentando, como aponta o estudo do Grupo de Economia da Energia publicado pela Folha de São Paulo no dia 21/10/2012. A renda da população cresceu, assim como a disponibilidade de crédito e a venda de carros – com o IPI reduzido. A maior parte das vendas foi de veículos *flex-fuel*. Como o etanol encareceu, grande parte dos consumidores está preferindo a gasolina, o que intensifica o problema.

*Terceiro*, o etanol perdeu competitividade frente à gasolina (de preços estáveis), porque os custos de sua produção aumentaram pelas seguintes razões, a saber: i) insumos mais caros; ii) elevado endividamento e custo financeiro; iii) grande número de processos falimentares; iv) alto nível de ociosidade da indústria

(aumenta o custo fixo unitário), devido à insuficiente disponibilidade de cana para moagem, decorrente dos baixos níveis de investimentos nos canaviais. Já a Petrobras argumenta que não ampliou o seu parque de refino de gasolina porque acreditava que a produção de etanol, e a opção do consumidor pelo combustível renovável seguiriam crescentes. Ademais, no Brasil, a atividade de refino não tem sido lucrativa, inclusive porque os custos de investimento e de produção em uma refinaria (dado um nível de complexidade) são superiores à média mundial.

Em verdade, a principal causa da falta de investimentos é que as margens de lucro das duas atividades se tornaram baixas. Custos crescentes e preços locais relativamente estáveis minaram a lucratividade da produção de etanol e de gasolina, que já não são altas, tradicionalmente, ao redor do mundo. Para piorar, a rentabilidade do capital aplicado em diversos setores no Brasil é, em média, maior do que o apurado nos mesmos setores, em muitos outros países, ponderado o custo de oportunidade do capital. A própria atividade de *upstream* do petróleo é bem mais rentável e a Petrobras tem muitas oportunidades para concorrer com projetos de investimento em etanol ou em novas refinarias.

Na prática, a demanda crescente por combustíveis no país seria um incentivo aos investimentos para ampliar a produção, não fosse o controle informal de preços da gasolina, feito pelo governo, via Petrobras. Entretanto, preços maiores constituem condição necessária, porém não suficiente para que a oferta cresça. A maior geração de caixa poderia não ser bastante para resolver a escassez relativa de capital, enfrentada por esses setores.

Nesse contexto, há que se reconhecer que a presidenta Dilma apresenta um explícito esforço na promoção do crescimento e da competitividade do Brasil. Seu governo parece focado na redução do componente de custos da inflação e a manutenção do controle informal dos preços dos combustíveis parece ser um dos pilares dessa estratégia. A proposta de reduzir os preços da energia elétrica, por meio da renovação antecipada das concessões de geração do setor, seria outro exemplo. O risco é que isso comprometa a expansão da oferta de energia (infraestrutura) no Brasil, uma trajetória contrária ao que país necessita. Já o regime automotivo, adotado pelo atual governo, promove investimentos e ganhos de eficiência, conjuntamente. Trata-se de uma política industrial ativa que envolve incentivos fiscais, mas exige contrapartidas, a exemplo da redução do consumo dos carros. O Quadro 1 resume a problemática debatida neste artigo.

### Quadro 1: Resumo da Problemática do Mercado de Gasolina e de Etanol

	Governo	Produtores	Consumidores
<b>Contexto</b>	Recessão mundial e inflação acima da meta	Alto endividamento e ociosidade de usinas	Transporte público ineficiente
<b>Objetivo</b>	Reduzir custos, a inflação, e elevar a competitividade	Reduzir custos e elevar a lucratividade	Pagar menos e ter garantia de oferta
<b>Decisão</b>	Reduzir tributos e conter preços de energéticos	Não investir em nova capacidade produtiva	Consumir menos etanol e mais gasolina
<b>Resultado</b>	Investimentos são baixos, pois não há incentivos	Queda da produção e alta da importação	Menos renováveis na matriz energética

Fonte: Elaboração Própria

Evidentemente, a solução passa pela criação de incentivos adequados para a expansão da capacidade produtiva. Para tanto, apontamos duas alternativas de política para incentivar as inversões em expansão da oferta. Uma delas é o estabelecimento de um critério objetivo e claro de reajuste periódico da gasolina (e do diesel). Uma média do último trimestre, por exemplo, poderia servir de referência para os ajustes de preços. Também continuaria amortecendo as flutuações derivadas do mercado internacional. Esse mecanismo impediria o divórcio entre os níveis de preços locais e internacionais e pode perpetuar o desbalanceamento entre oferta e demanda.

A outra medida seria o estabelecimento de um regime de incentivos (com prêmios e sanções) ao investimento na produção de etanol, de bioeletricidade competitiva e em P&D de outras gerações de etanol. É preciso conferir incentivos exigindo contrapartidas de melhoria da eficiência produtiva e em custos. Seriam definidas metas para renovação dos canaviais e para ampliação da produção e dos estoques de etanol – neste último quesito a ANP já iniciou sua atuação.

No entanto, a primeira das iniciativas envolveria um custo político maior, neste momento, após a medida provisória sobre as concessões do setor elétrico. Os seus opositores poderiam argumentar que os produtores de combustíveis estariam sendo beneficiados em detrimento dos geradores de energia elétrica. Embora os dois energéticos ainda não sejam substitutos diretos, ambos têm relevante impacto nos gastos das pessoas e nos custos das empresas, portanto, na evolução da inflação.

Já a segunda medida pode ser implantada na forma de políticas industriais que se aproveitem da atuação da agência reguladora. Ela envolveria incentivos na forma de prêmios, que poderiam ser, por exemplo, reduções tributárias, mas também sanções, que também podem ser de caráter tributário, para quem descumprir as metas (que têm de ser viáveis). Metas de produção e exportação foram estratégias utilizadas, com êxito, por outros países em desenvolvimento, tal como a Coreia do Sul, embora a sua execução não seja simples. De fato, a combinação dessas duas políticas pode contribuir para elevar a estabilidade do setor e reduzir as incertezas correlatas ao investimento.

Não há dúvidas que o principal incentivo ao investimento é dado pelo nível de preço e de estabilidade das instituições. Estabelecer e manter “regras do jogo” sustentáveis implica em favorecer o ambiente de negócios requerido aos investimentos. Com efeito, não parece haver medidas, de curto prazo, que solucionem, definitivamente, os problemas apontados. Novos projetos de investimento requerem pelo menos quatro anos para iniciarem a sua produção, por isso algo tem de ser feito urgentemente.

Todavia, é relevante frisar que a competitividade e o crescimento da economia brasileira dependem menos dos preços dos combustíveis e mais de outros aspectos, que não são objetos de análise aqui, a saber: i) taxa de câmbio em nível adequado, ii) reformas estruturais (ex. tributária), iii) investimentos em capacitação tecnológica e; iv) investimentos em infraestrutura, a exemplo da melhoria da malha de transportes e da promoção do transporte público.

Tais esforços constituem o caminho mais longo a se percorrer, embora ele seja mais eficiente. Na verdade, a falta de oferta local de gasolina e etanol são reflexos e não causa da falta de competitividade brasileira. Em verdade, energia muito cara pode constriar o crescimento e a competitividade de uma economia. Já a energia barata em demasia potencializa a ineficiência e o desperdício. Esta condição situa a competitividade do país em bases frágeis e não garante a continuidade da estabilidade de preços e o crescimento econômico.

Não há saída fácil do nó triplo verificado no mercado brasileiro de combustíveis para veículos leves. Os preços defasados, a demanda crescente e a oferta estagnada constituem problemas de difícil solução, uma vez que ela requer tempo e a articulação entre decisões privadas e públicas. Como a lucratividade da atividade produtiva é determinante, as medidas propostas neste artigo poderiam promover avanços para o mercado de combustíveis para veículos leves no Brasil.

É esperado que em um primeiro momento, os preços dos combustíveis se elevariam reduzindo (ou eliminando) o atual “subsídio” ao consumo de gasolina (e diesel). Com isso os produtores de etanol teriam incentivos para ampliar a oferta local e o governo poderia induzir a expansão do parque de refino de gasolina no Brasil. Num segundo momento, os resultados das políticas indutoras de eficiência devem ser percebidos. Resultado: o consumo pode crescer menos e os preços poderão se ajustar, o que promoveria a autossuficiência na produção de petróleo, derivados e biocombustíveis e também as exportações dos mesmos.

Em suma, com a análise do ambiente de negócios é possível constatar a presença de três importantes incentivos ao investimento em nova capacidade, assim como a ausência de pelo menos outros dois incentivos que são essenciais. Por um lado, a disponibilidade de magnitudes significativas de terras agricultáveis e reservas de petróleo, bem como altas taxas de crescimento do consumo de combustíveis garantiriam o suprimento de insumos básicos e a existência de mercado para tais produtos. Por outro lado, os principais desincentivos ao investimento em produção de gasolina e etanol se manifestam na inadequação da infraestrutura brasileira e no controle de preços, que

compromete a lucratividade dos produtores. Por essa razão, os investimentos em nova capacidade produtiva necessitam de um novo regime de incentivos porque o atual não é adequado. Do contrário, continuará faltando produção local de gasolina e etanol no Brasil.

---

[1] O artigo “A encruzilhada da política de precificação dos combustíveis no Brasil”, publicado no Infopetro (Março/Abril, 2012), de autoria do professor Edmar de Almeida, discute os riscos da atual política de precificação dos combustíveis do Brasil.

[2] PETROBRAS (2012). Plano de Negócios 2012-2016. Disponível em [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

[3] O artigo “Expansão do parque de refino brasileiro: uma caminhada para a real autossuficiência”, publicado no Infopetro (Março/Abril, 2012) e escrito pelo professor Marcelo Colomer e por Ana Tavares, descreve a evolução do parque brasileiro de refino de gasolina e diesel



# Eficiência energética em edificações dá samba no Brasil?

**Por Gustavo Haydt**

A ideia de ter uma construção energeticamente eficiente e certificada não é nada nova, apesar do assunto ter-se tornado constante nos últimos tempos. Mas qual o objetivo da eficiência energética na edificação? Um dos objetivos gerais da eficiência energética em edifícios é economizar no uso de energia sem comprometer os níveis de saúde, conforto e produtividade. Em outras palavras, utilizar menos energia no uso diário do edifício, mas tendo construções de igual ou melhor qualidade.

Historicamente se pode indicar a Europa como sendo uma pioneira na formalização de uma regulamentação com intuito de obter redução do uso da energia nas edificações. Para tal, desenvolveu regulamentos sobre a construção das envoltórias dos edifícios no final da década de 1970 para reduzir a transferência de calor através de elementos da envoltória (e.g. paredes e janelas) e de difusão de vapor e controle de permeabilidade ao ar, seguido por regulamentos e recomendações de melhores práticas sobre o cálculo, projeto e manutenção de conforto térmico (e.g. aquecimento, ventilação e ar condicionado – AVAC e água quente sanitária – AQS) (Pérez-Lombard *et al.*, 2009).

Entretanto, o conceito de certificação das características energéticas dos edifícios só surgiu praticamente duas décadas depois (em 1993) com a promulgação da Diretiva Europeia 93/76/CEE. Esta considerava a importância da certificação como um instrumento para prestar uma informação objetiva sobre as características energéticas dos edifícios, contribuir para uma maior transparência do mercado imobiliário, incentivar o investimento na poupança da energia, ajudar a estabilizar as emissões totais de dióxido de carbono, dado que os setores residencial e de serviços eram responsáveis por cerca de 40% do consumo final de energia da Comunidade na época (energia majoritariamente de origem fóssil), e considerando, finalmente, que os edifícios novos iriam ter repercussões no consumo de energia a longo prazo (dado que a vida útil de uma construção pode ultrapassar os 50 anos) e que, por conseguinte, importava dotá-los de isolamento térmico eficaz e adaptado às condições climáticas locais.

No mesmo ano de 1993, se formava o Green Building Council dos EUA (USGBC), um grupo diversificado formado por arquitetos, corretores de imóveis, proprietários de edifícios, advogados, ambientalistas, e representantes da construção civil, cujo objetivo principal era promover a sustentabilidade no setor de construção civil. Para tal, percebeu-se a necessidade de um sistema para definir e comparar os “edifícios verdes”. Mas o que significa “edifício verde”? Esse conceito americano de “edifício verde” seria igual ao conceito Europeu de eficiência energética na edificação? “Verde” tornou-se a designação abreviada de um conceito de desenvolvimento sustentável aplicado à construção civil. De acordo com o USGBC (U.S. Green Building Council, 2006), o conceito

está relacionado com edificações ambientalmente responsáveis, economicamente rentáveis, e saudáveis para se viver e trabalhar, sendo ligeiramente mais amplo que o conceito Europeu.

Após anos de pesquisa, em 1998, o USGBC lança o Programa de Projeto Piloto LEED (Leadership in Energy and Environmental Design), também conhecido como LEED versão 1.0, e após extensas modificações finalmente consegue lançar o LEED “Green Building Rating System” (sistema de certificação para construções verdes) versão 2.0 em 2000 (U.S. Green Building Council, 2006), atingindo o objetivo de se ter um sistema para definir e comparar os “edifícios verdes”. Este sistema avalia o desempenho ambiental a partir de uma perspectiva ao longo do ciclo de vida do edifício, fornecendo um padrão definitivo para o que constitui um “edifício verde”. A certificação LEED traz a promessa de um consumo de energia até 30% menor, uma redução de até 50% no consumo de água e de até 80% nos resíduos, além da redução em média de 9% nos custos de operação (Gbc Brasil, 2012). Todas essas vantagens vêm de um custo inicial em torno de 1 a 7% maior para um empreendimento comercial, dependendo do nível de certificação, porém este custo inicial tende a ser pago rapidamente com a redução dos custos de operação.

O LEED é, até hoje, um sistema de classificação voluntária e consensual voltado para o mercado de construção. Este fato ia em linha com a certificação das características energéticas dos edifícios da Diretiva Europeia 93/76/CEE. Porém, na Europa, o fato da Diretiva 93/76/CEE não ser obrigatória resultou em uma baixa implementação dos seus requerimentos pelos Estados Membros (Pérez-Lombard *et al.*, 2009), e em consequência, levando a uma baixa economia de energia.

Aprendendo com a história, após praticamente 10 anos da Diretiva 93/76/CEE, a União Europeia lança a Diretiva 2002/91/EC que agora integra, para além do isolamento térmico, outros fatores com influência no uso de energia, como as instalações de sistemas de aquecimento e arrefecimento, a iluminação, e a aplicação de fontes de energia renováveis. Além da maior abrangência dos fatores que influenciam o uso de energia, a certificação passou a ser obrigatória em todos os Estados Membros e os novos edifícios passaram a cumprir requisitos mínimos de desempenho energético, adaptados às condições climáticas locais.

Em 2010 a União Europeia lança a Diretiva 2010/31/EU em que reforça a aplicação dos requisitos mínimos de desempenho energético para os edifícios novos e existentes, assegura a certificação de desempenho energético dos edifícios e exige que os Estados Membros garantam que até 2021 todos os novos edifícios serão do tipo NZEB (“nearly zero-energy buildings” – edifícios com consumo de energia muito baixo e que podem balancear o consumo de energia com a produção de energia através de renováveis).

Além de história, o que isso tem a ver com o Brasil? No Brasil a noção de eficiência energética nas edificações surge com o Decreto Nº 34.979, de 23 de Novembro de 1993 com o Programa Estadual de Conservação de Energia nas Edificações do Rio Grande do Sul. Este com o intuito de promover o uso de fontes energéticas alternativas nas edificações e propor normas, padrões e

outros instrumentos técnicos e legais a serem adotados para incentivar a melhoria da eficiência energética nas edificações, assim como sua conservação.

Em 1996 é feita uma tentativa de consolidar as informações referentes ao estado da arte de eficiência energética em edificações com o objetivo de definir ações do PROCEL (PROCEL Edifica) nesta área e criar referências para profissionais da área (ELETROBRAS; PROCEL, 2004). Porém, somente em 2010 (Portaria Inmetro nº 372, de 17 de Setembro de 2010) com revisão em 2012 (Portaria Inmetro nº 17, de 16 de Janeiro de 2012), os esforços do governo são efetivamente concretizados em um processo de etiquetagem de edificações para o Brasil (inicialmente para edifícios comerciais, de serviços e públicos), obtida através de avaliação dos requisitos contidos no Regulamento Técnico da Qualidade do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos (RTQ-C).

No ano de 2012 (Portaria Inmetro nº 18, de 16 de Janeiro de 2012) é publicado Regulamento Técnico da Qualidade do Nível de Eficiência Energética de Edificações Residenciais (RTQ-R) para a classificação dos edifícios residenciais. Assim como o RTQ-C, o documento é complementado pelo Regulamento de Avaliação da Conformidade do Nível de Eficiência Energética de Edifícios Comerciais, de Serviços e Públicos (RAC-C), que apresenta o processo de avaliação das características do edifício para etiquetagem junto ao Laboratório de Inspeção acreditado pelo Inmetro.

Ambas as etiquetagens (RTQ-C e RTQ-R) seguem uma metodologia muito similar a encontrada nas transposições da Diretiva 2002/91/EC para os Estados Membros, como por exemplo o Decreto-Lei nº 80/2006 de Portugal sobre o Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE), com o mesmo foco na parte energética relativa ao uso do edificado fruto do comportamento térmico da construção e de seus sistemas energéticos (e.g. arrefecimento ou aquecimento), mas com uma diferença crucial, a etiquetagem Brasileira não é obrigatória e também não tem requisitos mínimos de eficiência, nesse ponto mais próxima da Diretiva 93/76/CEE.

Segundo Marcos André Borges, coordenador do programa de etiquetagem do Inmetro, o objetivo do PROCEL Edifica é provocar um impacto no mercado imobiliário e na medida em que existam prédios etiquetados e outros não, as pessoas iriam dar preferência a esse instrumento (Globo News, 2012). Além disso, Marcos André Borges faz uma alusão ao PROCEL para eletrodomésticos, onde indica que 80% dos consumidores já usam esse tipo de informação os comprar. Porém, prédios e apartamentos não são eletrodomésticos, eles acabam por não ser tão similares entre si como os eletrodomésticos e não são encontrados um ao lado do outro em uma loja.

Muitos outros fatores são levados em conta na hora de adquirir imóveis, como a ordem de grandeza do investimento, a disponibilidade, localização, tamanho, oferta de serviços pelo condomínio, etc. Além disso, a inércia do mercado imobiliário é muito maior que a dos eletrodomésticos, o que pode levar muito tempo para a adoção da etiquetagem e sua percepção pela sociedade. Nessa linha de raciocínio, é interessante ressaltar “o objetivo de impactar o mercado imobiliário” mencionado acima. Lembremos que o PROCEL Edifica é uma

etiquetagem voluntária e sem requisitos mínimos de eficiência, assim como estabelecido na Europa em 1993.

Se lá se percebeu que a certificação voluntária não surtiu o efeito desejado, e com isso resolveram introduzir uma nova regulamentação em 2002 para tornar seu uso obrigatório, o que levaria a pensar que no Brasil isso funcionaria? Se o processo de etiquetagem brasileiro é tão parecido com o Europeu, por que não aprender com os erros deles e o tornar obrigatório e com requisitos mínimos de eficiência, como já é feito em alguns outros produtos certificados pelo Inmetro?

Paralelamente ao PROCEL Edifica surge no Brasil em 2007 o Green Building Council Brasil (GBCB), que traz consigo a certificação LEED que até hoje certificou 67 empreendimentos (Gbc Brasil, 2012). Entretanto, nenhum desses empreendimentos é residencial, dado que, até então, somente está disponível no Brasil o LEED para edificações comerciais. Mas isto está prestes a mudar pois o GBCB está tentando criar referenciais brasileiros a serem adotados para as categorias residências (casas populares, de classe média e alta) e desenvolvimentos urbanos (conjuntos habitacionais, condomínios, loteamentos ou bairros novos). Estes referenciais têm como base o LEED for Homes desenvolvido pelo USGBC e os pré-requisitos descritos pelo PROCEL Edifica, não esquecendo do uso racional da água, de materiais e recursos, qualidade ambiental interna, regras sociais e inovação (Gbc Brasil, 2012).

Não se pode negar a importância da introdução de certificação energética no Brasil para uma futura redução no uso de energia do país, dado que somente o setor residencial respondeu por 22% do consumo final de energia elétrica no ano de 2004 e este possui um potencial de conservação energética de 32%, somente considerando refrigeração, condicionamento ambiental (somente equipamentos), iluminação e aquecimento de água (Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética, 2007). Levando-se em conta que o isolamento térmico não entrou nos ganhos do condicionamento ambiental e dado que com o aumento da renda, há um aumento de conforto (maior aquisição de ar-condicionado), este potencial ainda pode ser muito maior.

Portanto, atualmente, o brasileiro tem a opção de “escolher” residências ou edificações comerciais quem tenham dois tipos diferentes de certificação. Esse fato é muito importante, tanto pelo lado informativo quanto pela qualidade dos empreendimentos, mas pode trazer algumas complicações dado que as certificações LEED e PROCEL não são necessariamente comparáveis e o LEED segue uma vertente mais ampla, voltada mais para a sustentabilidade, enquanto o PROCEL, praticamente, só valoriza as consequências do uso de energia (com um maior foco para eletricidade).

#### Referências

ELETROBRAS; PROCEL. **Avaliação dos resultados do Procel 2003**. Rio de Janeiro: [s.n.].

GBC BRASIL. **Gbc Brasil**. Disponível em: <<http://www.gbcbrasil.org.br/>>; Acesso em: 22 nov. 2012.

GLOBO NEWS. G1 – Casas e apartamentos podem receber selo Procel de eficiência energética. 8 nov. 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2030 – Eficiência Energética**. Brasília: [s.n.].

PÉREZ-LOMBARD, L. *et al.* A review of benchmarking, rating and labelling concepts within the framework of building energy certification schemes. **Energy and Buildings**, v. 41, n. 3, p. 272–278, mar. 2009.

U.S. GREEN BUILDING COUNCIL. **LEED for Existing Buildings v2.0 Reference Guide**. [S.l.] U.S. Green Building Council, out. 2006.

## Os leilões de energia elétrica e a descentralização da geração

Por Clarice Ferraz

No último dia 30 de novembro, em informe à imprensa, a EPE apresentou os empreendimentos habilitados para participar do Leilão de Energia A-5 que será realizado no próximo dia 14 de dezembro.

A análise dos empreendimentos habilitados, apresentados na tabela abaixo, revela a predominância da energia eólica, confirmando a complexificação do parque gerador elétrico brasileiro, apresentada em artigo anterior (\*). Além da predominância de uma só fonte, intermitente – dos 14.181 MW ofertados, 11.879 são de energia eólica -, também é marcante a concentração regional da expansão: 80% da geração eólica se situa na região Nordeste.

Tabela 1: Empreendimentos habilitados para o leilão A-5 de 14 de dezembro 2012:



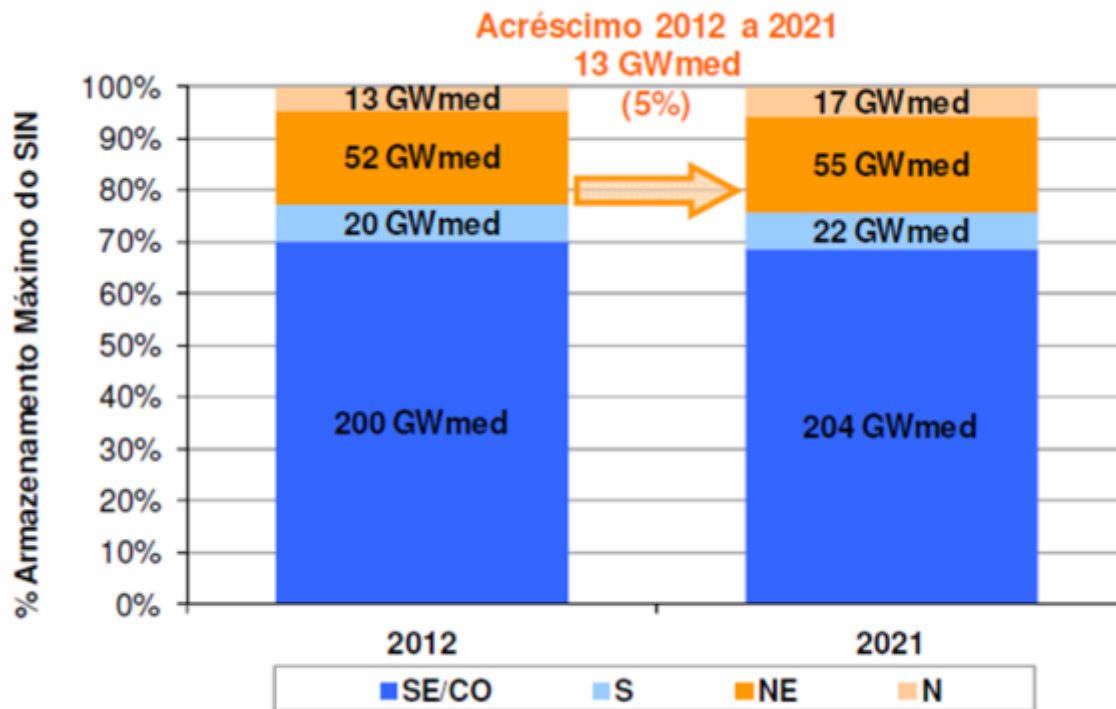
**Leilão de Energia A-5 / 2012 – resumo da habilitação (por fonte):**

FONTE	PROJETOS	OFERTA (MW)
Hidrelétrica	7	988
Pequena Central Hidrelétrica (PCH)	22	363
Eólica	484	11.879
Biomassa	10	583
Gás Natural	2	368
<b>TOTAL</b>	<b>525</b>	<b>14.181</b>

Fonte: EPE, Informe à Imprensa, 30/11/2012

De acordo com Plano Decenal de expansão 2021 da EPE, a capacidade instalada do sistema deverá crescer 57% até 2021. Entretanto, a capacidade de armazenamento dos reservatórios deverá crescer apenas 5 %, como revela a figura abaixo.

Figura 2: Evolução da capacidade de armazenamento do SIN:



FONTE: EPE.

Fonte: EPE, PDE 2021:81

Com a perda da capacidade de regularização de seus reservatórios, o sistema elétrico precisará fatalmente de novas fontes de *back up* e/ou de importante expansão das linhas de transmissão e distribuição para facilitar o intercâmbio de eletricidade entre diferentes submercados. É preocupante a ausência de planejamento para a adequação do sistema elétrico face às importantes mudanças de seu perfil que se anunciam. Nenhuma alteração foi incorporada ao modelo e os programas de controle de demanda e integração da microgeração permanecem como temas marginais nas discussões do setor.

A análise de tal cenário nos leva a pensar que em breve o Brasil estará enfrentando sérios desequilíbrios de preços e que o seu modelo de setor elétrico merece ser reavaliado. Os recentes *black outs* e o despacho das usinas térmicas do Nordeste com CVU superior a R\$ 900,00 – fora da ordem do mérito para que os níveis críticos dos reservatórios não fossem atingidos, pode se repetir com mais frequência, comprometendo o objetivo de modicidade tarifária que o governo vem se empenhando em alcançar. Assim, é preciso se pensar se o modelo atual, com sistema de leilões em vigor, sem sinais locacionais, continua sendo um instrumento adequado para a expansão da geração no país.

Do lado do consumidor também se deve agir. Além da importância da incitação à eficiência energética, salientada no post de Gustavo Haydt (Infopetro, Novembro/Dezembro, 2012), a expansão da microgeração representa uma alternativa interessante para colaborar com a redução da curva de carga e diminuir a necessidade de investimentos na geração, transporte e distribuição do sistema elétrico integrado brasileiro. O setor residencial já é responsável por

cerca de 26% do consumo de eletricidade do país e pode contribuir de maneira importante (EPE, PDE:38). Se somarmos ao setor residencial, o setor público e o comercial, existe um grande potencial para a microgeração, em particular através da instalação de sistemas fotovoltaicos. Além do aumento da produção de eletricidade produzida de maneira descentralizada, é importante salientar que em países onde houve o desenvolvimento da microgeração, os consumidores passaram a preocupar mais com seu consumo de eletricidade.

No Brasil, o tema como dito anteriormente, recebe pouca atenção. Em 19 abril de 2012, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº482, regulando o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. As distribuidoras obtiveram um prazo de 240 dias para publicar as normas de integração à rede e atender às solicitações de acesso para micro e minigeradores de eletricidade. Após ter recebido destaque como o início do mercado para a disseminação da tecnologia solar fotovoltaica, agora que o prazo para as distribuidoras se pronunciarem sobre como será realizada a integração da micro e minigeração se aproxima, pouco tem se falado a respeito. Recentemente, a Abradee, representante das distribuidoras, pediu adiamento desse prazo mas a ANEEL por enquanto tem resistido à pressão. Assim, se os prazos iniciais forem respeitados, em março de 2013 poderá haver a operação integrada à rede da micro e minigeração. A partir desse momento, com a instalação dos medidores para controlar as quantidades de eletricidade consumida e injetada na rede do distribuidor, novas iniciativas de diferenciação de tarifas por horário de consumo poderão ser mais facilmente implementadas.

Após a edição da Medida Provisória 579 (11/09/2012), e o anúncio da redução das tarifas de eletricidade da ordem de 20%, chegou-se a pensar que eletricidade de origem fotovoltaica perderia sua paridade tarifária com os preços de eletricidade cobrados pelas distribuidoras. Entretanto, com a entrada em operação das centrais termelétricas, cujos custos serão distribuídos pelos consumidores, e a provável repetição desse cenário nos próximos anos, a energia solar fotovoltaica deverá permanecer competitiva.

(\*) Ferraz, C. O Plano Decenal de Expansão e a integração das fontes renováveis. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 12, n. 3, 2012.



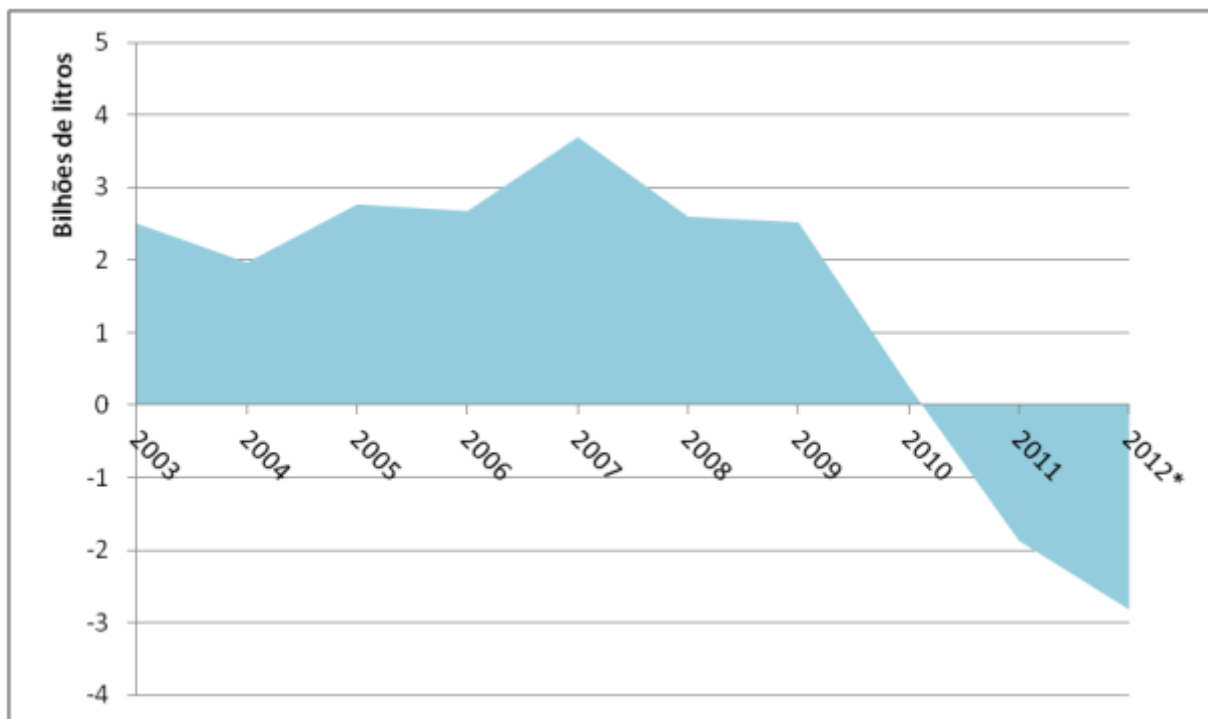
## Oferta apertada de etanol e perspectivas de importação de gasolina

Por Luciano Losekann

Nos últimos dez anos, a balança comercial brasileira de gasolina sofreu uma inversão (figura 1). Com a introdução do carro *flex* e quando os preços do etanol eram competitivos, o país produziu excedentes significativos de gasolina para colocação no mercado internacional até 2009. Em 2007, as exportações líquidas de gasolina alcançaram 3,7 bilhões de litros. Valor que não era observado desde o final da década de 1980, quando os automóveis a etanol eram dominantes no Brasil.

Nos últimos três anos, a situação se transformou radicalmente. O etanol pouco competitivo fez o consumo de gasolina disparar. Em 2011, foram importados 1,9 bilhões de litros de gasolina e, em 2012, as importações líquidas atingiram 2,8 bilhões de litros até o mês de outubro. Segundo nossas estimativas, 11% da gasolina consumida será importada. O Brasil não importava montantes tão significativos de gasolina desde a década de 1970.

**Figura 1 – Exportações Líquidas de Gasolina A – Bilhões de litros (2003-2012)**



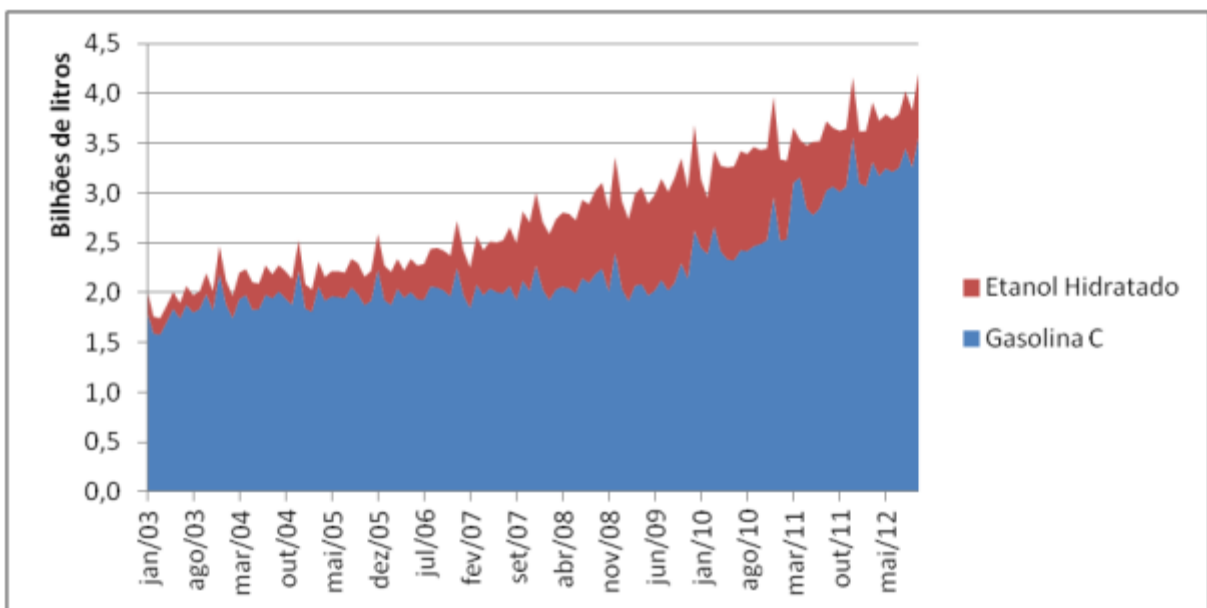
\* O dado de 2012 corresponde ao acumulado até outubro.

Fonte: ANP

Para entender essa inversão é fundamental analisar a dinâmica recente do mercado de combustíveis automotivos e a competição entre etanol e gasolina. O consumo de combustíveis automotivos no Brasil cresceu de forma continuada na última década a uma taxa média de 6% ao ano (figura 2). Essa trajetória foi determinada em larga medida pelo crescimento explosivo da venda de automóveis, com correspondente crescimento da frota. Os automóveis flexíveis, que representam 90% das vendas totais já correspondem à metade da frota total. Assim, o consumo de combustíveis é atualmente bastante sensível a variações de preço.

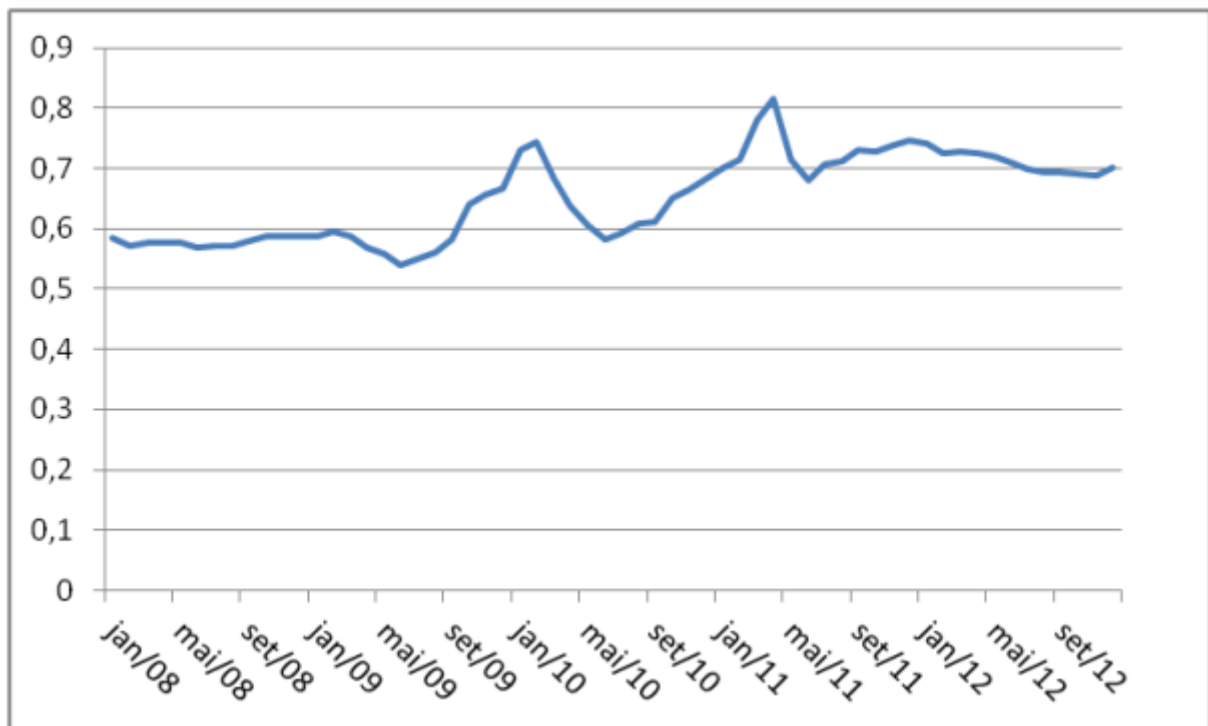
As restrições de oferta de etanol desde 2010 implicaram em preços elevados do combustível. Durante esse período, o preço médio do etanol hidratado no Brasil foi superior a 0,7 vezes o preço da gasolina, que é o patamar de competitividade, na maior parte dos meses (figura 3). O consumo de gasolina C cresceu em média 16% ao ano, enquanto que o consumo de etanol hidratado decresceu na mesma taxa.

**Figura 2 – Consumo de Gasolina C e Etanol Hidratado (em bilhões de litros equivalentes de gasolina)**



Fonte: ANP

**Figura 3 – Preço relativo do etanol hidratado (razão preço etanol/preço gasolina C)**



Fonte: ANP

Nesse artigo, é analisada a necessidade futura de importação de gasolina se a situação de abastecimento de etanol permanece apertada, sendo pouco competitivo em relação à gasolina. Para tanto, foi utilizado o modelo de projeção do consumo de combustíveis desenvolvido pelo GEE e que foi tema de três artigos do Boletim Infopetro (*Automóveis flex fuel: entendendo a escolha de combustível*, *Estimação da frota brasileira de automóveis flex e a nova dinâmica do consumo de etanol no Brasil a partir de 2003* e *Frota brasileira de veículos leves: difusão dos flexíveis e do GNV*) (Infopetro Março/Abril 2011, Julho/Agosto 2010, Março/Abril 2010). Foram consideradas as seguintes hipóteses para o mercado de etanol: (i) os preços relativos observados no ano de 2012 irão se repetir nos próximos cinco anos e (ii) porcentagem de mistura de etanol anidro na gasolina também foi mantida no nível atual (20%).

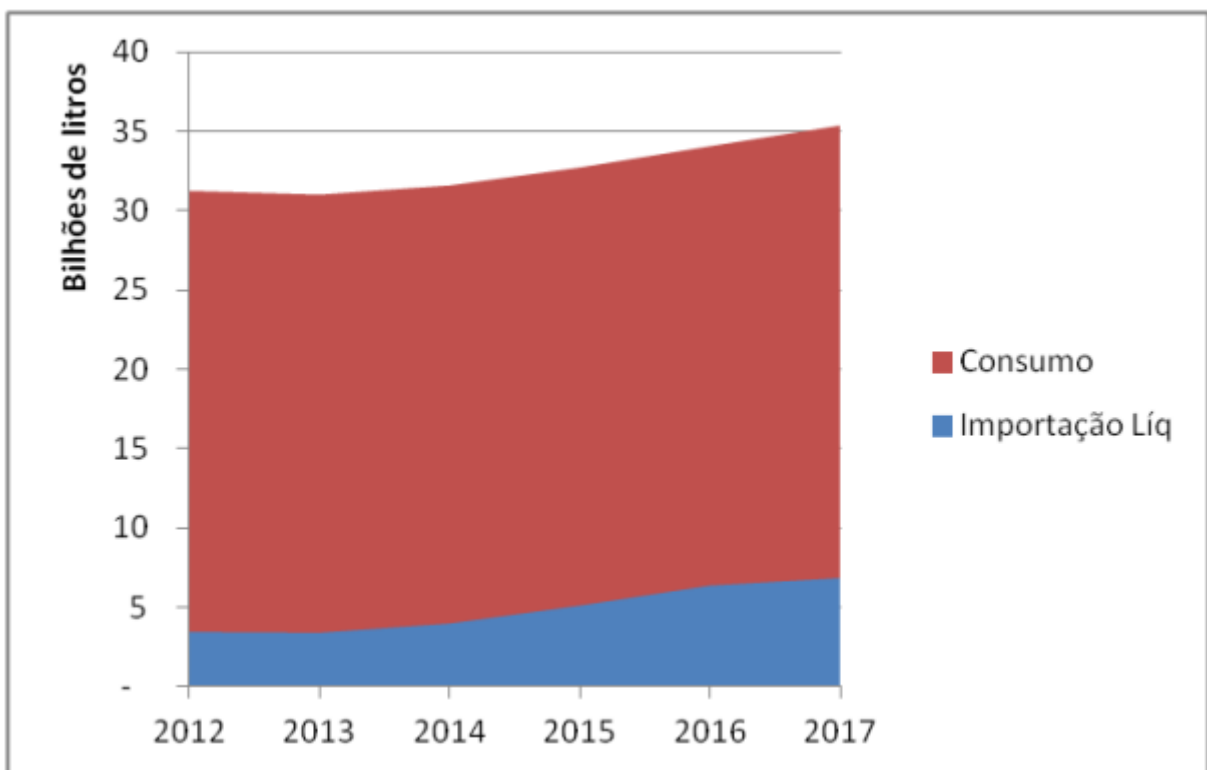
Ainda que essas hipóteses possam ser consideradas irreais, o exercício proposto é a analisar o mercado de combustíveis, caso o panorama atual do etanol permaneça inalterado.

Consideramos um crescimento médio do PIB de 4,5% ao ano, que implicará em um crescimento médio do consumo de combustíveis automotivos de 4,2% a.a. A necessidade de importação foi calculada a partir da diferença entre o consumo de gasolina C (descontado, portanto, o etanol anidro) e a produção doméstica. A produção doméstica de gasolina foi estimada a partir da capacidade de refino, considerando o perfil de produção de derivados atual. Assim, a capacidade atual de produção de gasolina foi estimada em 2,3 bilhões de litros ao mês. Foram

consideradas as expansões do parque do refino, ainda que seu efeito sobre a capacidade de produção de gasolina seja limitado, pois as expansões em curso são orientadas para a produção de diesel.

Segundo as projeções, o consumo de gasolina A no Brasil totalizará 35,4 bilhões de litros em 2017. Desse total, 6,9 bilhões de litros serão importados (figura 4). Ou seja, o Brasil importaria quase 20% da gasolina consumida no país. Além de gerar dificuldades logísticas, esse volume de importações teria um impacto negativo na balança comercial brasileira de US\$ 5,4 bilhões, o que representa um quarto do superávit comercial brasileiro previsto para 2012.

**Figura 4 – Projeção do Consumo e das Importações Líquidas de Gasolina A**



Fonte: Elaboração própria

Essas projeções são bastante distintas daquelas constantes no Plano Decenal de Energia 2021 da EPE. No plano, o consumo de gasolina A se reduziria nos próximos cinco anos e o Brasil retornaria a exportar excedentes do combustível.

A diferença substancial entre as projeções da EPE e as que são apresentadas aqui é o comportamento da oferta de etanol. A proposta desse artigo não é analisar a perspectiva de oferta de etanol e sim verificar o impacto da continuidade da situação de restrição enfrentada atualmente. Os resultados indicam que para evitar depender da recuperação da oferta de etanol para equilibrar o mercado de combustíveis automotivos, é premente a atuação das autoridades para a ampliação da capacidade de produção doméstica de gasolina.