

---

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

---

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Março/Abril de 2014 – Ano 14 – n.1

---

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados treze artigos:

Segurança energética e mudança climática na China, por Felipe de Souza.

A transição elétrica: muito além da falta de chuvas, por Ronaldo Bicalho.

10 anos do “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”: Sem motivos para comemorar, por Luciano Losekann.

A crise na Ucrânia: o gás russo versus o shale gas americano, por Marcelo Colomer.

Bioeconomia em construção I – Os fatores de competitividade na bioeconomia, por José Vitor Bomtempo.

Financiamento do setor elétrico: novamente um gargalo para o desenvolvimento?, por Edmar de Almeida.

A crise do setor elétrico: os problemas que permanecem embaixo do tapete, por Roberto Pereira d’Araujo.

Bioeconomia: as regras do jogo, por Miguel Vazquez.

### **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**

## **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 Mendes-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.

## **Felipe de Souza**

Graduando do Instituto de Economia da UFRJ.

## **José Vitor Bomtempo**

Doutor pela Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 1994. Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ e Professor e pesquisador da Pós-graduação da Escola de Química/UFRJ. Áreas de atuação: economia e administração, organização industrial e estudos industriais.

## **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.

## **Miguel Vazquez**

Ph.D em Engenharia Industrial pela Universidad Pontificia Comillas, Madri. Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

### **Roberto Pereira d´Araujo**

Mestre em engenharia de sistemas e controles pela PUC/RJ; Pós-Graduado em Power systems Operation & Planning pela Waterloo University, Canada; Graduado em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ.

Foi chefe da assessoria de métodos e modelos, do departamento de estudos energéticos e de mercado e ocupou o cargo de conselheiro de administração de Furnas Centrais Elétricas.

Diretor do ilumina – Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico, professor do curso pós-graduação executiva em petróleo e gás – COPPE; autor e co-autor dos livros: Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil, O Brasil à Luz do Apagão, A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro; colunista do Canal Energia; consultor em energia elétrica – RCM Consultoria e Projetos Ltda, realizou consultorias para CEPEL, COPPE, COPEL, ELETROBRÁS, PETROBRAS, FGV.

### **Ronaldo Bicalho**

Doutor pelo Instituto de Economia da UFRJ; Professor e Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

# Segurança energética e mudança climática na China

**Por Felipe de Souza**

O suprimento de energia na China tem se baseado na utilização do carvão doméstico e, nos anos mais recentes, também do importado. Na última década, mais de 80% do aumento da demanda global por carvão ocorreu em razão da China (Best; Levina, 2012). O carvão é um fator de competitividade para importantes setores da economia chinesa incluindo setor elétrico e industrial.

Devido ao fundamental papel da China na economia global e, pelo fato de ser a maior consumidora de energia e maior emissora de dióxido de carbono, a política energética chinesa terá cada vez mais que lidar com o dilema entre segurança energética e mudança climática no contexto do objetivo mundial estabelecido durante a COP 15: controlar o nível de emissões de gases de efeito estufa no sentido de evitar o aumento da temperatura em mais de 2º Celsius neste século (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), 2010).

Em 2009, diante da pressão da comunidade internacional, o então presidente Hu Jintao anunciou a meta da China em reduzir as emissões em 40% a 45% por unidade de PIB em relação ao nível de 2005 até o ano de 2020 (Yu, 2009).

No sentido de diversificar a matriz energética chinesa e ainda reduzir o nível de poluição, o governo chinês tem tomado uma série de medidas para reduzir o nível de intensidade energética e ainda o nível de intensidade de carbono até 2020, além de elevar a participação de fontes de energia com menor emissão. O conjunto de políticas adotadas pelo governo chinês como estabelecimento de metas, prática de subsídios, adoção de tarifa especial (Feed-in), faz com que o país tenha a maior capacidade de energia limpa instalada no mundo: 133 GW (eólica 64 GW; PCHs 62 GW; Biomassa & resíduos 4 GW e Solar PV 3 GW) (The Pew Charitable Trusts, 2012).

Ao mesmo tempo, o país tem se destacado pelo fato de ser responsável pelo maior número de reatores nucleares em construção. Do total dos 69 reatores em construção no mundo, os chineses são responsáveis por 29 desde total (WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, 2014). Com a maior participação de fontes alternativas na matriz energética chinesa, redução da intensidade energética e maior utilização de usinas nucleares, o país poderá reduzir suas emissões de gases de efeito estufa.

Todavia, deve-se destacar que apesar das metas de redução, pelo menos dois fatores impedem uma maior eficácia nas ações. O primeiro é a grande participação da indústria pesada na economia que demanda muita energia. Este setor resiste aos objetivos do governo em reduzir o consumo (Economist Intelligence Unit, 2013). O segundo fator seria o caráter autoritário do governo da China. Pressionadas pelo Partido Comunista para conseguir grandes

desempenhos econômicos, as autoridades provinciais não têm muitas restrições ao aprovar novas indústrias e usinas. Quando a população local se opõe a um projeto por temer danos ao ambiente, o governo reprime estes movimentos sociais (Setti, 2012).

As autoridades chinesas mantêm a posição de que a maior responsabilidade histórica no nível de emissão de gases de efeito estufa seria dos países desenvolvidos. Dessa forma, o governo chinês não possui planos de reduzir drasticamente a utilização do carvão. Este fato é evidenciado pelo estudo do WRI (2012) que identificou, no ano de 2012, 1.199 usinas térmicas a carvão propostas a serem construídas no mundo, com uma capacidade total de 1.401.278 MW. Entre os países, a China tinha 363 térmicas a carvão propostas, o que adicionaria uma capacidade instalada de 557.938 MW.

Esta contradição da política energética chinesa demonstra o difícil processo de transição energética em que a China se encontra neste dilema entre segurança energética e mudança climática. A dependência da China em relação ao uso de combustíveis fósseis marca o atual antagonismo presente nos distintos papéis desempenhados pelos combustíveis fósseis nas questões ambiental e energética que leva ao conflito entre os objetivos – mitigação da mudança climática e garantia da segurança energética – e, assim uma divergência entre a política ambiental e a energética.

Este *trade-off* está presente na agenda de muitos países, porém o *trade-off* chinês é o mais evidente em todo mundo. Nas próximas décadas, a China passará a ser o maior consumidor de petróleo no mundo. De 2009 até 2035 a China será responsável por 48 % do consumo mundial de carvão neste período. A demanda crescente por gás também será atendida com aumento da produção interna e da importação. Esta situação de insegurança energética da China com o aumento da dependência externa para o suprimento de energia será acompanhada por um forte aumento das suas emissões (Biol; Olerjarnik, 2012).

No entanto, com as fortes medidas visando a redução das emissões nos próximos anos, a China tem sido o país com mais ações em todo mundo. A importância da China no cenário energético demonstra que a transição para uma economia de baixo carbono não pode acontecer ao menos que os chineses tenham um importante papel no desenvolvimento de tecnologias de baixa emissão e eficiência energética.

A rápida expansão da energia de baixa emissão de carbono na China poderia beneficiar o mundo. O ganho em economia de escala viabilizada através do mercado interno chinês e a aceleração do aprendizado tecnológico poderiam reduzir os custos destas tecnologias no mercado internacional. Esta queda no preço destas tecnologias já é evidenciada no mercado de energia solar. Devido ao aumento massivo da produção dos painéis pelas empresas chinesas, o preço dos painéis solares foi reduzido em 50 % nos últimos três anos (KPGM, 2012).

A China poderia ainda estimular a exportação destas tecnologias, aumentando a capacidade industrial nos países importadores dessas tecnologias, e

demonstraria a outros países emergentes a viabilidade econômica a partir de um desenvolvimento baseado na energia limpa (Birol; Olerjarnik, 2012).

Dessa forma, a ascensão da economia chinesa no desenvolvimento de tecnologias limpas servirá como fator fundamental no processo de transição mundial para uma economia de baixo carbono.

### **Referência Bibliográfica**

Best; Levina. **Facing China's Coal Future – Prospects and Challenges for Carbon Capture and Storage**. Working Paper. Paris, France-OECD/IEA, 2012.

BIROL; OLERJARNIK. **Will China Lead the World into a Clean-energy Future?** Economics of Energy & Environmental Policy, Vol. 1, No. 1. IAEA. 2012.

ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT. **Rock steady – A special report on coal demand**. The Economist. London. 2013.

KPGM. **Taxes and incentives for renewable energy**. KPMG International, jun. 2012.

SETTI. **Meio ambiente: a China, sozinha, já polui tanto quanto a Europa inteira**. Disponível em : <http://veja.abril.com.br/blog/ricardo-setti/vasto-mundo/meio-ambiente-a-china-sozinha-ja-polui-tanto-quanto-a-europa-inteira/>. Acesso em: 01 dez. 2013.

THE PEW CHARITABLE TRUSTS. **Who's Winning the Clean Energy Race? 2011 Edition- G-20 Investment Powering Forward**. Washington D.C.: The Pew Charitable trusts, 2012.

UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE (UNFCCC). **Report of the Conference of the Parties on its fifteenth session, held in Copenhagen from 7 to 19 December 2009**, 30 mar. 2010.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. **World Nuclear Power Reactors & Uranium Requirements**. Disponível em- <<http://www.world-nuclear.org/info/reactors.html>>. Acesso em: 20 jan. 2014.

WRI. **Global Coal Risk Assessment- Data Analysis and Market Research**. World Resources Institute. Working paper. 2012.

YU. **COP15- Stances of China and the EU in the climate change negotiation**. China Europe International Business School. People's Republic of China . 2009.

# A transição elétrica: muito além da falta de chuvas

**Por Ronaldo Bicalho**

Por trás da crise elétrica se desenvolve outro enredo que apresenta consequências que vão muito mais além do que aquelas causadas pela eventual falta de chuvas. Mudanças profundas estão ocorrendo nas bases do setor elétrico brasileiro. São essas mudanças que irão ocupar a agenda do setor nos próximos anos, colocando no centro das discussões os problemas associados à transição elétrica. Do entendimento da natureza e do alcance dessa transição irá depender não só o futuro do setor, mas, o futuro do país.

O setor elétrico brasileiro foi construído a partir da exploração intensiva do potencial hidráulico do país.

De Marmelos a Belo Monte, de Henry Borden a Itaipu, passando por Paulo Afonso, Furnas, Tucuruí, Xingó e tantas outras, as grandes hidrelétricas são os pilares que sustentaram historicamente o sistema elétrico brasileiro.

Se o aproveitamento do generoso potencial hidráulico se desenhou rapidamente como o caminho natural do desenvolvimento elétrico brasileiro, com as primeiras grandes barragens sendo construídas pela Light no início do século passado – Parnaíba, Fontes e Henry Borden –, seguida pelas nascentes estatais federais CHESF – Paulo Afonso – e Furnas – Usina de Furnas –, a gestão dos grandes reservatórios foi a pedra angular que alavancou esse aproveitamento, dando consistência e amplitude incomuns à exploração dos nossos recursos hídricos.

Em primeiro lugar, tratou-se de construir reservatórios pra fazer face à intermitência das chuvas, de tal forma a regularizar os fluxos de geração hidrelétrica; em segundo lugar, cuidou-se de coordenar a gestão dos reservatórios presentes em um mesmo rio ou bacia, de tal forma a aproveitar ao máximo o seu potencial; e, em terceiro lugar, aproveitou-se da diversidade hidrológica existente entre as diversas bacias e regiões para explorar ao máximo a capacidade dos reservatórios, regularizando em uma escala quase continental o estocástico regime pluviométrico.

Essa sofisticada gestão dos reservatórios constitui o coração do sistema elétrico brasileiro. A partir dela se articula toda a base técnica, organizacional e institucional do nosso setor elétrico. As regras de despacho, o papel das térmicas, a utilização dos modelos, a tarifação, o custo marginal, o próprio PLD, entre outros, são manifestações da natureza essencial desse setor: um setor basicamente hidráulico no qual a otimização dos reservatórios joga um papel decisivo na garantia do suprimento e na modicidade tarifária.

No entanto, transformações profundas estão em curso justamente na base de sustentação do nosso modelo histórico de operação e expansão do setor elétrico. Aqui, não se trata de eventos conjunturais e superficiais, simples problemas de

gestão, mas de fenômenos profundos que atingem a fundação do modelo e sua estruturação. Aqui, trata-se de reconhecer que existem mudanças que estão ocorrendo no coração do sistema. Portanto, estamos falando de problemas estruturais que nada têm de conjunturais, superficiais ou passageiros. São problemas que vieram para ficar e que provavelmente tomarão muito do nosso tempo e de nossa capacidade para resolvê-los.

No centro dessas mudanças encontram-se justamente os nossos reservatórios. Em particular, a sua capacidade de regularização, por conseguinte, a sua capacidade de fazer a ponte entre o potencial hidráulico e a garantia do suprimento e a modicidade tarifária.

O sistema elétrico brasileiro é, em princípio, um sistema hidrotérmico. Um sistema no qual, quando há escassez de chuvas, as centrais térmicas entram cobrindo as hidrelétricas de maneira a regularizar o fluxo elétrico. Nesse caso, as térmicas são o nosso seguro, o nosso hedge, o recurso final a garantir a eletricidade que precisamos na quantidade, no momento e no local que precisamos.

Contudo, cabe salientar que essa “hidrotermicidade” tem se alterado profundamente ao longo do tempo.

Inicialmente, os grandes reservatórios eram plurianuais. Ou seja, armazenavam água por anos. A energia armazenada nesses reservatórios excedia em muito a demanda anual de eletricidade. Nesse contexto, o recurso às térmicas era esporádico e praticamente irrelevante.

Na verdade, o seguro para a variabilidade do regime pluviométrico não estava nas térmicas, mas na água que se encontrava nos reservatórios; para ser exato, na água que se encontrava no conjunto dos reservatórios, cada vez mais integrados na medida em que a interconexão do sistema avançava. Água cobrindo água. A água dos reservatórios cobrindo a água das chuvas.

Nesse quadro, o papel das térmicas era modesto e limitado. É como a casa de praia que tem uma caixa d’água de 100 litros que quando não entra água da rua o máximo que pode acontecer é ter que recorrer ao bar da esquina pra comprar dois ou três litros de água. Na verdade, quem segura não é o bar, mas a capacidade de estocagem da caixa d’água.

Dizem que em 1994, a defesa da seleção brasileira era tão forte que a bola nunca chegava ao goleiro. Dessa maneira, Taffarel tinha o melhor emprego do mundo, pois nunca era exigido. Assim, eram as nossas térmicas, nunca eram exigidas durante esse período no qual a nossa “hidrotermicidade” tinha muito mais de “hidricidade” do que de “termocidade”.

Com o passar do tempo, o crescimento forte da demanda e as crescentes restrições – técnicas, econômicas, institucionais e políticas – à construção de grandes reservatórios foram alterando a natureza da nossa “hidrotermicidade”.

A drástica redução da capacidade de regularização dos nossos reservatórios foi mudando a natureza do nosso problema. Note-se que não se trata simplesmente



de se equacionar a operação e a expansão de um sistema hidrotérmico. Em tese, esse equacionamento já estava presente nos modelos de gestão e expansão do sistema. Contudo, como já vimos, era uma “hidrotermicidade” que, de fato, não existia; ou, no mínimo, bastante limitada em suas consequências. O problema agora é enfrentar uma “hidrotermicidade” real e efetiva em todas as suas consequências. Com todos os seus riscos técnicos, econômicos e políticos.

Assim, a ida ao bar, para fazer face à água que não entrou da rua, envolve a compra de 20, 30, 40 litros de água; não mais os singelos 2 ou 3 litros de outrora. A caixa d’água continua lá, com os seus 100 litros. O problema é que ela não dá mais conta da demanda e o bar passa a ter relevância. Da mesma maneira que o goleiro passa a ser fundamental na medida em que a defesa não segura mais o rojão.

Enfim, o jogo mudou, e a armação do time também vai ter que mudar. No coração da mudança: o papel dos reservatórios; e de tabela, o papel das térmicas.

A manutenção de uma gestão do sistema que coloca as hidrelétricas e seus reservatórios como a grande linha de sustentação da garantia do suprimento e da modicidade tarifária para toda a demanda, com as térmicas entrando simplesmente para cobrir a falta esporádica de chuvas, não é mais sustentável.

A perda de capacidade de regularização dos reservatórios fez com que as térmicas passassem a atuar de forma cada vez menos esporádica. A maior continuidade operacional passou a ser um problema para o sistema, na medida em que essas térmicas não foram desenhadas para essa função.

Se antes, as térmicas desempenhavam o papel do líbero que cobre eventualmente as raras falhas da linha de zagueiros formada pelas hidrelétricas, agora, essas falhas são constantes, fazendo com que o líbero jogue durante uma grande parte do tempo praticamente na linha de zagueiros, não só perdendo sua capacidade de cobertura, mas desempenhando uma função para a qual ele não está preparado.

Enfim, a estratégia inadequada ao novo contexto gera uma série de inconsistências que vão desestruturando o setor tanto em termos técnicos quanto econômicos.

A questão fundamental é que a água dos reservatórios não segura mais a demanda. Este não é um dado conjuntural. Este é um dado estrutural. Portanto, é evidente que parte da demanda terá que ser atendida diretamente pelas térmicas. Estas térmicas não podem ser as mesmas de antes. Não podem ser aquelas concebidas para operarem esporadicamente, na chamada ponta; têm que ser térmicas projetadas para operarem continuamente; ou seja, na base.

Com a entrada das térmicas na base é possível recuperar a capacidade de regularização dos reservatórios, não só para cobrir a volatilidade hidráulica, mas também para cobrir a variabilidade eólica. Assim, por um lado, a água volta a cobrir a água e, mais do que isso, passa a cobrir também o vento. Por outro lado,

parte das térmicas passa a operar direto e outra parte continuará a cobrir, esporadicamente, as águas.

Dessa maneira, a composição de uma grande linha de suprimento, composta de hidroelétricas e térmicas operando na base, recompõe o sistema elétrico brasileiro de uma forma mais coerente com a realidade atual dos nossos recursos. E, mais do que isso, cria condições de exploração de fontes renováveis, naturalmente intermitentes – como eólica e solar -, extremamente favoráveis. Graças a nossa enorme capacidade de estocagem representada pelo nosso grande sistema de reservatórios, temos uma bairra vantagem competitiva em relação a outros sistemas elétricos, em tempos de introdução de renováveis para fazer face à mudança climática.

Enfim, sobre os grandes reservatórios construímos o nosso setor elétrico. As transformações profundas que estão ocorrendo mudarão o papel desempenhado até agora por eles. Contudo, essa mudança não diminui o papel desses reservatórios na garantia do suprimento e da modicidade tarifária, apenas muda a sua natureza.

Na verdade, a solução dos nossos problemas continua nas águas que estão nos nossos reservatórios. A diferença é que elas podem valer muito mais do que nós as valorizamos correntemente. E não pelas razões costumeiras de serem as mais baratas fontes de energia elétrica, mas por serem estratégicas no contexto da transição energética em marcha no mundo.

O grande desafio do Estado brasileiro no âmbito do setor elétrico é reinventar esse setor. É, em primeiro lugar, reconhecer a necessidade da transição elétrica; em segundo lugar, inovar de tal forma a reduzir os custos dessa transição e a abrir novos espaços de geração de vantagens competitivas para o país; e, em terceiro lugar, gerenciar os custos e os benefícios dessa difícil transição, repartindo os bônus e os ônus dessas mudanças entre os agentes econômicos e os atores sociais.

Nesse sentido, o papel do Estado é fundamental. Só ele tem a capacidade de mobilizar os recursos técnicos, econômicos e institucionais envolvidos nessa transformação radical.

Como o sapo, o setor elétrico não pula por gosto, mas pula por necessidade, por precisão.

Pois bem, está na hora desse sapo pular outra vez. E não é um pulo qualquer. É o pulo decisivo para o futuro do país.

# 10 anos do “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”: Sem motivos para comemorar

Por Luciano Losekann

Nesse ano de 2014, o chamado “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro” completa 10 anos. O modelo foi gestado como uma resposta à crise setorial que culminou no racionamento de 2001/2002 e um compromisso de campanha do presidente recém-eleito, Lula. Após um período de debate no ano de 2003, o modelo foi implementado através de duas medidas provisórias, posteriormente convertidas em leis, e cinco decretos entre maio e julho de 2004.

A principal motivação do novo arcabouço setorial era garantir a segurança do abastecimento. Para cumprir esse objetivo, o Estado retomou o papel de coordenador e planejador setorial e o regime contratual do setor foi modificado. No Ambiente de Contratação Regulado, as distribuidoras atenderiam 100% de sua necessidade através de contratos de longo prazo negociados através de leilões competitivos.

Os leilões de energia nova concediam um poderoso mecanismo para a implementação do planejamento do setor. Guiado pelos estudos da EPE, o governo podia ditar o ritmo de entrada de nova capacidade e definir a evolução da estrutura da matriz de geração conforme os objetivos de política energética. O modelo brasileiro passou a ser reconhecido como um exemplo pela literatura setorial[1].

No entanto, a entrada em 2014 foi bastante problemática para o setor elétrico brasileiro. Os baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos, 36% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e 42% no Nordeste, reavivaram o temor de racionamento e o desequilíbrio financeiro causado por custos não incorporados já soma um déficit de R\$ 30 bilhões e foi objeto das medidas tomadas pelo governo no dia 13/03 para evitar o colapso financeiro das distribuidoras. Esse artigo busca identificar o que deu errado com o modelo do setor elétrico para experimentar essa situação crítica no início de 2014.

Essa situação crítica é fruto de fatores conjunturais, estruturais e políticos. Apesar dos impactos desses fatores não serem desassociáveis, convém apresentá-los de forma separada.

Como fatores conjunturais, o sistema elétrico brasileiro experimenta uma situação crítica por parte da oferta e da demanda. Isso pode ser confirmado pelas séries divulgadas pelo ONS. Pelo lado da oferta, a hidrologia experimentada entre 2012 e 2014 tem sido desfavorável, principalmente no Nordeste. Em 2012, quando iniciou a trajetória de esvaziamento dos reservatórios, a hidrologia no subsistema Sudeste/Centro-Oeste correspondeu 92% da média histórica e no Nordeste, 73%. Em 2013, a hidrologia no Sudeste foi 2% superior à média e 55% da média no Nordeste. A hidrologia no início de

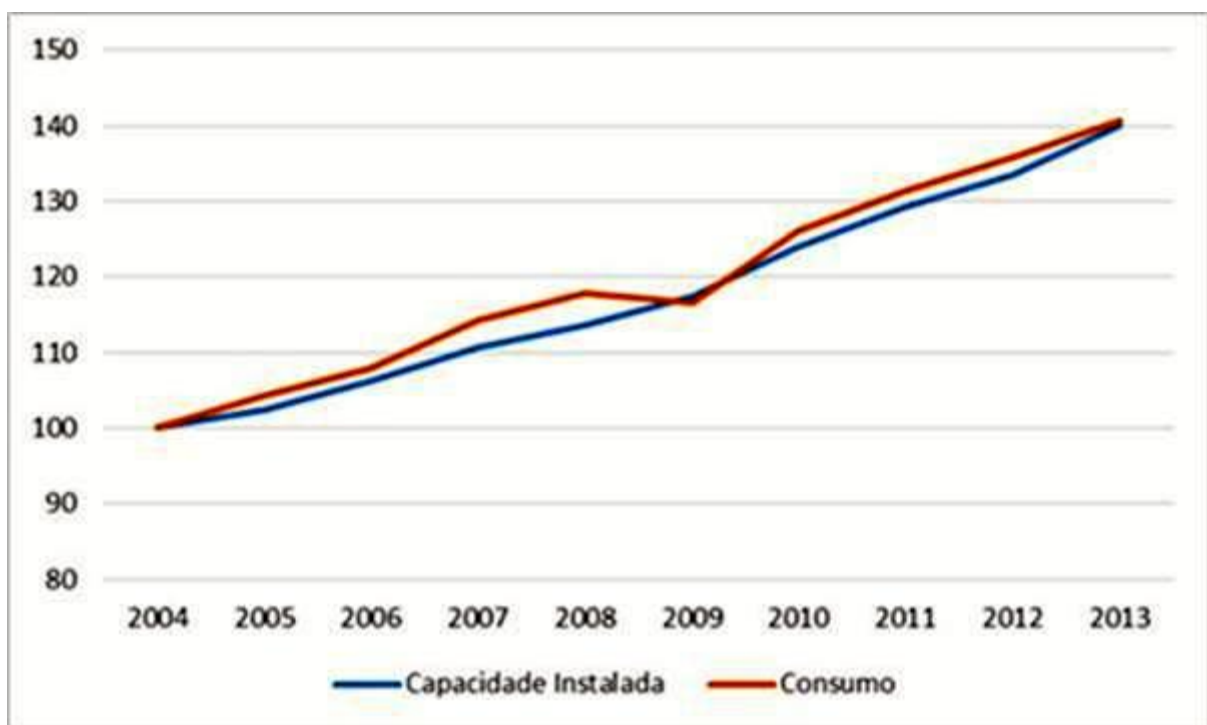
2014 tem sido particularmente baixa, 52% da média no Sudeste e 42% no Nordeste.

Pelo lado da demanda, o crescimento do consumo foi forte no início de 2014. Nos dois primeiros meses a carga do sistema interligado (SIN) foi 10% maior à observada em 2013. No entanto, o crescimento do consumo em 2012 e 2013 não foi tão significativo. Nesses anos, a carga do SIN cresceu 4,5% e 2,5%, respectivamente.

Os dados de hidrologia e consumo, apesar de desfavoráveis, não são suficientes para explicar a crise que experimenta o setor elétrico brasileiro. Em um sistema elétrico robusto essas condições não deveriam comprometer de forma tão significativa a segurança do abastecimento e as finanças setoriais.

Entre os fatores estruturais, a capacidade instalada de geração do sistema elétrico acompanhou o crescimento do consumo de eletricidade desde 2004 (Figura 1). O acréscimo de capacidade ocorreu a um ritmo de 3,8% ao ano que é a mesma taxa de crescimento do consumo de eletricidade. Ou seja, a expansão da capacidade de geração não é o fator determinante da crise atual

### **Evolução da Capacidade Instalada de Geração e do Consumo de Eletricidade (2004=100)**

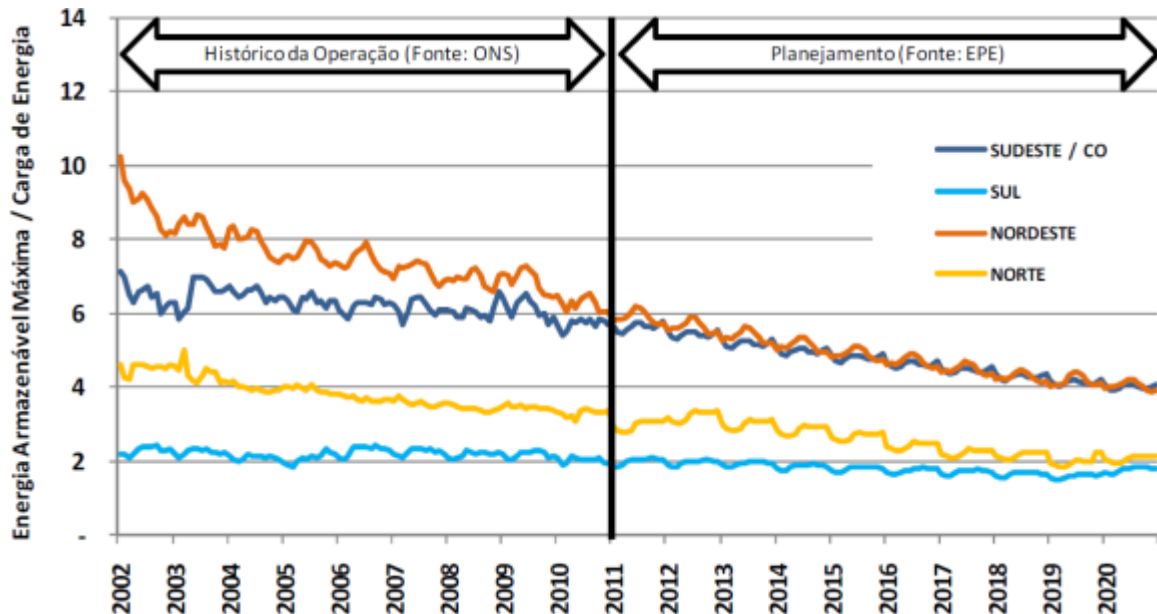


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

Um fator estrutural determinante para a crise é o papel que os reservatórios hidrelétricos ocupam no sistema elétrico brasileiro. Esse tema foi tratado no artigo anterior deste Boletim Infopetro, “A transição elétrica: muito além da falta de chuvas” de Ronaldo Bicalho. Nos últimos 10 anos, a capacidade de

regularização dos reservatórios brasileiros caiu de seis para cinco meses e deve cair para quatro meses até 2020 (figura 2).

**Figura 2 – Capacidade de regularização dos reservatórios hidrelétricos (2002-2021)**



Fonte: EPE (2011), Plano Decenal de Expansão de Energia 2020. P. 67.

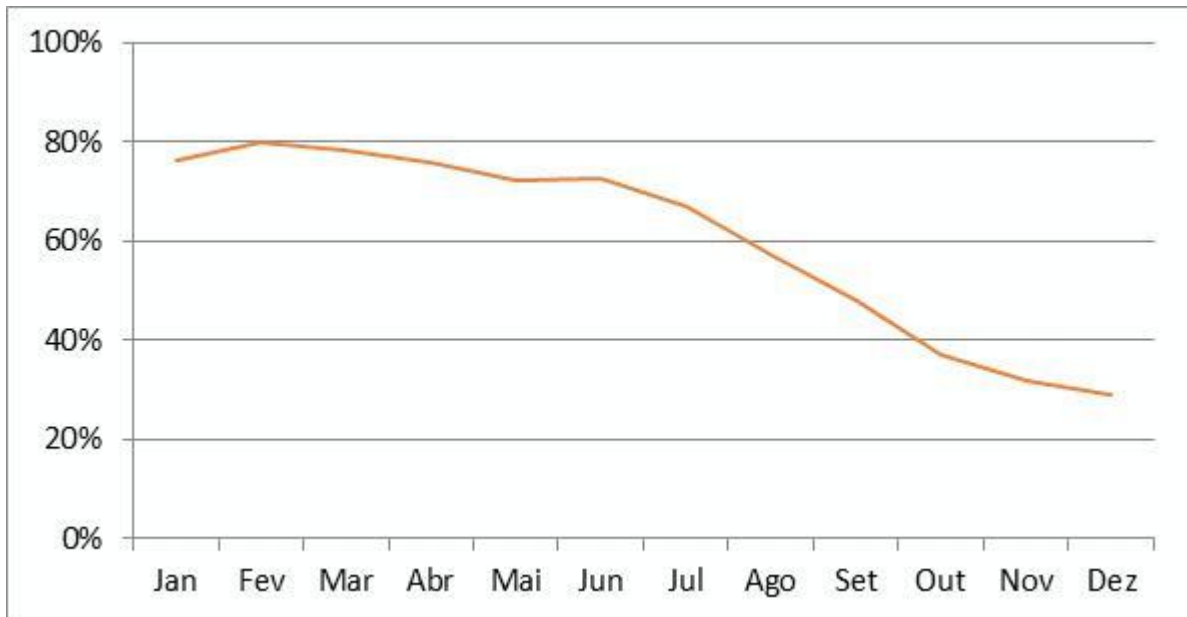
Como aponta Bicalho no artigo citado anteriormente, não é mais sustentável que os reservatórios atuem como “a grande linha de sustentação da garantia do suprimento e da modicidade tarifária para toda a demanda” e as termelétricas sejam planejadas para operar apenas nos momentos em que as chuvas são escassas.

Considerando que as termelétricas teriam um papel complementar na composição da oferta, os leilões de expansão privilegiaram a contratação de usinas flexíveis. Assim, foram contratadas usinas termelétricas a óleo combustível e a GNL. Mas, a flexibilidade implica em custos operacionais significativamente elevados. Em alguns casos, o custo variável de operar essas térmicas se aproxima de R\$ 1.000/MWh.

Essa composição de oferta seria adequada se as termelétricas operassem apenas de forma esporádica, mas não é o que tem ocorrido. A operação continuada dessas termelétricas, que não foram planejadas para esse papel, implica em custos insuportáveis para a sociedade. Segundo estimativas, em 2014 o custo de operação das termelétricas em regime quase integral será próximo a R\$ 20 bilhões.

A operação inadequada dos reservatórios ficou clara no ano de 2012, quando o nível de energia acumulada nos reservatórios do Sudeste e Centro-Oeste saiu de 80% em fevereiro para chegar em dezembro com 29% (figura 3). A sobreutilização dos reservatórios em 2012 é determinante da situação vulnerável de abastecimento que se experimenta atualmente.

**Figura 3 – Evolução do Nível de Acumulação dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em 2012**



Fonte: Elaboração Própria. Dados ONS.

Os fatores políticos que impulsionaram a crise atual estão relacionados ao processo de renovação das concessões e de precificação de eletricidade. O compromisso de reduzir as tarifas de eletricidade através da renovação das concessões, que resultou na Lei 12.783/2013, gerou um desequilíbrio contratual no setor elétrico brasileiro.

Como foi destacado anteriormente, uma das medidas essenciais do novo modelo é a obrigatoriedade das distribuidoras contratarem 100% de sua demanda, reservando ao mercado de curto prazo um papel apenas de balanço temporário. Com o vencimento dos contratos de energia existente negociados em 2004, no início do novo modelo, as distribuidoras teriam de recompor seus portfólios de contrato. Parte foi recomposto com o sistema de cotas provenientes das empresas de geração que aceitaram renovar as concessões, com preços mais baixos. Mas parte, correspondente às empresas que não aceitaram a renovação, como Cemig, Copel e Cesp, ficou descontratada.

O governo realizou leilões de energia existente para recompor essa oferta, mas apenas o realizado em dezembro de 2013 obteve interessados, em volume insuficiente para cobrir o desequilíbrio. Cerca de 3,5 GW médios estão descontratados, o que representa 5% da energia consumida no Brasil. Assim, a meta de contratação de 100% da demanda deixou de ser cumprida e as distribuidoras têm uma exposição involuntária ao mercado de curto prazo, quando o preço de liquidação de diferenças (PLD) atinge seu valor máximo, R\$ 822/MWh. Com um cálculo simples podemos estimar que em um mês em que o PLD permaneça em seu valor máximo, o custo total dessa exposição é de R\$ 2 bilhões!

Por fim, o compromisso de manter o preço da eletricidade baixo inviabilizou a adoção de medidas que permitissem a sinalização ao consumidor final da escassez da eletricidade. O caso do adiamento da vigência das bandeiras tarifárias é ilustrativo. Pelo sistema de bandeiras tarifárias, o consumidor final pagaria um adicional a sua tarifa de eletricidade de R\$ 3 a cada 100 KWh consumidos, quando o PLD estivesse superior a R\$ 200/MWh (bandeira vermelha) e de R\$ 1,50, quando o PLD estivesse superior a R\$100/MWh (bandeira amarela). Além de prover recursos para compensar o despacho térmico, o uso das bandeiras poderia motivar uma redução do consumo, o que seria interessante no momento de escassez. O percentual de aumento das tarifas finais depende do tipo do consumidor e da distribuidora[2]. A previsão era que o sistema começasse a valer a partir de janeiro de 2014, o que foi adiado para 2015. Assim, um mecanismo que contribuiria para a mitigação dos efeitos crise do setor elétrico não foi adotado devido ao compromisso político de reduzir os preços da eletricidade.

A conjunção de fatores conjunturais, estruturais e políticos acarretou em uma crise grave do setor elétrico brasileiro. Mesmo que não implique em racionamento de eletricidade, a crise de 2014 gera um custo significativo para a sociedade brasileira na forma de tarifas futuras mais elevadas e do desajuste das contas públicas.

### Referências:

Woolf, F, V. Gambhir, I. Londres e L. Simpson (2010), Brazil's Electricity Market: A Successful Journey And An Interesting Destination. Disponível em: <<http://www.mondaq.com/x/93780/Oil+Gas+Electricity/Brazils+Electricity+Market+A+Successful+Journey+And+An+Interesting+Destination>>. Acesso em 15/03/2014.

Negrete-Pincetic, M e G. Gross (2010), Resource-Adequacy-Based Capacity Market Design. Disponível em: <<http://energy.ece.illinois.edu/GROSS/papers/2010%20Aug%20-%20Resource-Adequacy-Based.pdf>>. Acesso em 15/03/2014.

---

[1] Woolf et al. 2010 e Negrete-Pincetic e Gross, 2010 são exemplos de artigos que apontam a adequação do modelo brasileiro para promover expansão e a difusão de fontes limpas.

[2] Para um consumidor residencial da Light o aumento seria de 9%.

# A crise na Ucrânia: o gás russo versus o shale gas americano

Por Marcelo Colomer

A aprovação do referendo que apontou o desejo da maioria dos crimeios (96,8%) pela incorporação da península à Rússia pelo parlamento crimeano desencadeou a reação política dos Estados Unidos e de seus aliados na Europa. Após o referendo do dia 16 de março, a Casa Branca decretou sanções contra altos funcionários do governo Russo e alguns cidadãos ucranianos envolvidos com a separação da Criméia. O vice-primeiro-ministro russo Dmitri Rogozin, a presidente do Conselho da Federação (câmara alta do Parlamento) Valentina Matvienko, o deposto presidente ucraniano Viktor Yanukovich entre outros indivíduos envolvidos tiveram os seus ativos nos EUA congelados e seus direitos de entrada no país suspensos. Na Comunidade Europeia, inúmeras personalidades ucranianas e russas tiveram seus bens bloqueados e seus direitos de trânsito nos países da Comunidade também suspensos. Apesar de aparentemente estar havendo uma reação europeia ao comportamento russo, o tom ameno das ameaças e a demora de posicionamento dos países europeus chama a atenção da importância econômica da Rússia na região, principalmente como importante fornecedora de gás natural.

A atual crise na Ucrânia teve início em 22 de novembro de 2013 quando o então presidente Viktor Yanukovich desistiu de assinar um pacto de livre comércio com a União Europeia. O fracasso do acordo reflete a estratégia do ex-presidente ucraniano em estreitar seus laços com o governo de Moscou que, por sua vez, via na Ucrânia (maior[1] país do continente europeu em extensão territorial) uma importante aliada na estratégia de fortalecimento do poder geopolítico russo na região, diminuído desde o fim da União Soviética. É importante ressaltar que, desde o século XVIII, o Mar Negro é a principal base de operação da marinha Russa (Soviética entre 1918 e 1991) com destaque para as cidades de Sevastopol, Balaklava, Chernomorsk, Mekenzyer e Gvardeyskoye, todas localizadas na península da Criméia.

Além da importância militar da região, a Ucrânia destaca-se como uma das principais “portas” de entrada do gás natural russo no continente europeu. Até 2011, cerca de 80% das exportações russas de gás natural para a Europa transitavam pela Ucrânia (EIA, 2014). A partir do início das operações do sistema de gasodutos North-Stream em 8 de novembro de 2011 (que liga a Rússia diretamente a Alemanha pelo Mar Báltico) a importância da Ucrânia nas exportações para a Europa se reduziu embora ainda mantenha-se bastante expressiva. Em 2013, por exemplo, 54% das exportações russas para Europa (85 Bmc) transitaram pela Ucrânia, o que foi equivalente a 16% de todo o gás consumido no continente europeu (EIA, 2014).

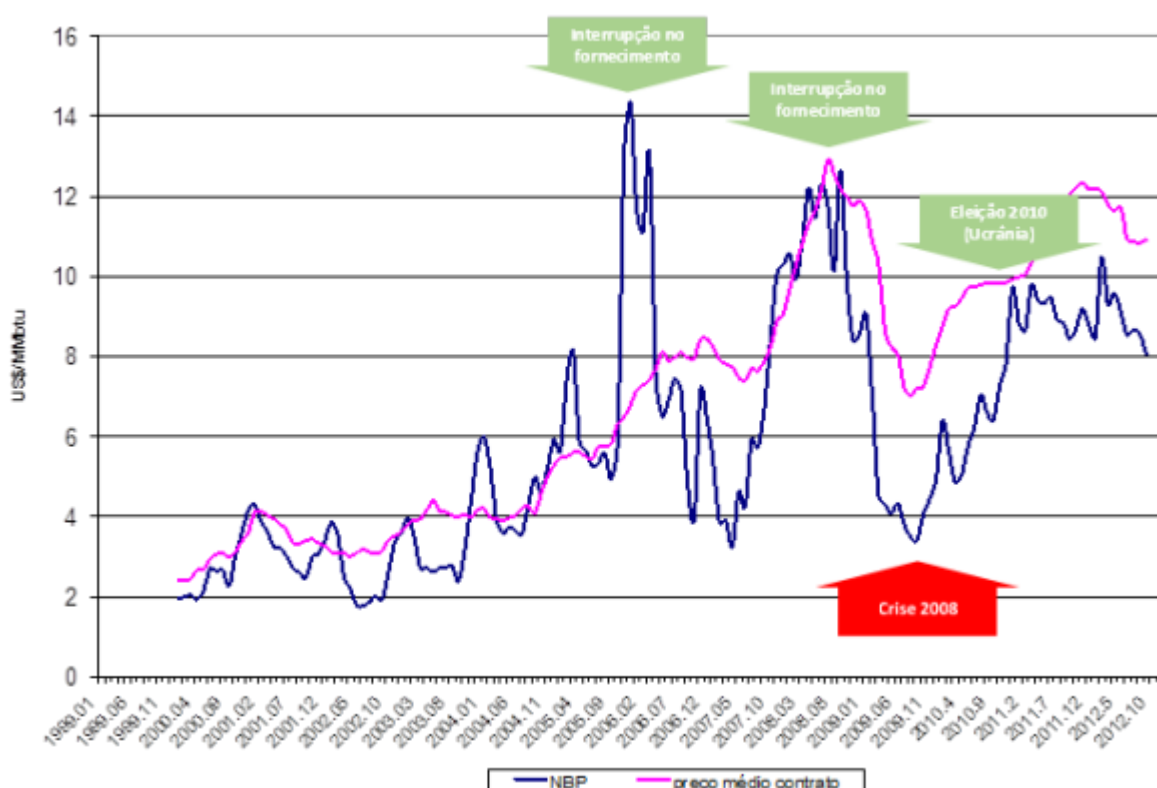
Dentro desse contexto, a atual crise envolvendo Rússia e Ucrânia traz não somente apreensão em torno de possíveis conflitos armados no leste europeu como também aumenta as preocupações de uma possível interrupção de parte do



fornecimento de gás natural para a Europa[2]. O temor europeu se justifica pelo histórico de retaliações do presidente Putin. Em sua campanha para restaurar o domínio russo sobre os Estados pós-soviéticos, o presidente russo tem frequentemente usado seus vastos suprimentos de gás natural como “arma estratégica”.

Em 2005, uma disputa entre a companhia ucraniana de óleo e gás Naftohaz e a empresa russa Gazprom em relação ao preço do gás natural russo e às tarifas de movimentação ucranianas levou, em 1º de janeiro de 2006, ao corte de todo o fornecimento de gás natural que passava pelo território ucraniano. Em 4 de janeiro do mesmo ano, um acordo entre Rússia e Ucrânia permitiu o restabelecimento do fornecimento para a Europa embora as tensões entre os dois países tenham se mantido até o presente momento com frequentes casos de interrupção no fornecimento (março de 2008, janeiro de 2009). Além dos casos envolvendo a Ucrânia em 2006 e 2009, a Gazprom, em 2010, reduziu a oferta para a Bielorrússia, e, em 2013, a Rússia ameaçou os moldavos com a mesma punição caso estes não abandonassem os seus planos de assinar um acordo de livre comércio com a União Europeia. O uso geopolítico do gás pela Rússia na Europa tem se refletido claramente em grandes flutuações nos preços do gás natural como podemos ver no gráfico abaixo.

**Figura 1- Evolução dos Preços do Gás Natural na Europa entre 1999 e 2012**



Fonte: ICE, 2013

Certamente, a relutância dos países europeus em adotar uma postura mais austera em relação ao apoio russo a separação da Criméia passa pela importância da Rússia no fornecimento de gás natural para a região. É provável que a suposição de que a Europa não iria correr o risco de um grande embate em torno da questão da Ucrânia em função da sua dependência energética tenha sido incorporado nos cálculos russos.

O uso geopolítico do gás natural parece ser uma estratégia astuta de Moscou. Contudo esse é um exemplo clássico de priorização dos interesses de curto prazo frente aos ganhos de longo prazo. Isso porque o cenário de incerteza criado pelas constantes ameaças russas tem levado a Europa a buscar novas fontes de suprimento e uma redução de sua dependência em relação à Rússia.

Após as crises de 2006 e 2009, a Europa aumentou suas importações da Noruega e do Catar. Também verificou-se no mesmo período o aumento do número de terminais de regaseificação e da capacidade de estocagem de gás natural no continente. As conexões entre os diversos gasodutos europeus foram melhoradas, tornando mais fácil o ajuste de capacidade de transporte em momentos de escassez. Nesse contexto, a atual crise da Criméia parece dar um novo impulso ao esforço europeu de redução de sua dependência energética.

Um documento preparado para a próxima reunião de cúpula da UE destaca a “alta dependência energética” do continente e exorta que membros da união europeia diversifiquem suas fontes de suprimento de energia. Esse movimento nos remete a década de setenta quando após a crises do petróleo, o Ocidente e o Japão perceberam que a dependência em relação aos países da OPEP ameaçava a estabilidade econômica e a segurança energética.

Nessa direção, a assinatura de um contrato de exploração entre o governo da Ucrânia e a Chevron para início da exploração de gás não convencional despertou a atenção dos executivos da Gazprom e do governo russo que rapidamente fizeram questão de enfatizar os perigos relacionados ao fraturamento hidráulico, transformando Putin no ambientalista mais improvável do mundo. Contudo, no resto da Europa, a exploração do gás não convencional ainda enfrenta inúmeras barreiras não só ambientais mas também relacionadas às questões institucionais e de direito de propriedade.

Enquanto essas questões não são equacionadas no continente europeu, países como Polônia, Hungria, Eslováquia e República Checa pressionam os EUA para aumentar as exportações de GNL para a Europa. Aproveitando a pressão internacional, os congressistas republicanos também têm defendido o aumento das exportações de gás como forma de combater a Rússia. Nessa mesma direção, o Instituto Americano do Petróleo (formado pelas 500 maiores empresas de petróleo americanas) tem usado a crise da Ucrânia para pressionar o congresso a aprovar, com caráter de urgência, uma regulação que facilite a exportação de gás natural.

Milhões de dólares têm sido gastos em Washington com lobistas que defendem que o aumento das exportações de gás natural não só reduziria a influência russa na Europa como também criaria novos postos de trabalho nos EUA com pouco impacto sobre os preços domésticos do gás natural. Para ajudar a

desemperrar a nova legislação, a indústria de petróleo e gás norte-americana já gastou desde 2007 mais de 150 milhões de dólares em contribuições de campanha e contratou mais de 760 lobistas registrados (Center for Responsive Politics, 2014). Além dos gastos com lobby e campanhas, o Instituto Americano do Petróleo e a *America's Natural Gas Alliance* gastaram, conjuntamente, 245 milhões de dólares em publicidade dirigida a eleitores para suavizar suas visões sobre o fraturamento hidráulico e outras prioridades do setor.

**Figura 2 – EUA: Contribuição para Campanhas das Principais Empresas de Petróleo e Gás entre 2013-2014**

Contributor	Amount
Koch Industries	\$827,200
Exxon Mobil	\$642,641
Marathon Petroleum	\$549,800
Chevron Corp	\$383,409
Devon Energy	\$311,060
Occidental Petroleum	\$280,005
Halliburton Co	\$272,240
Valero Energy	\$239,950
BP	\$231,843
Energy Transfer Equity	\$228,199
Williams Companies	\$218,750
American Gas Assn	\$192,750
Chesapeake Energy	\$187,150
ConocoPhillips	\$182,401
Nustar Energy	\$177,169
Society of Independent Gasoline Marketers	\$172,500
Marathon Oil	\$161,500
PO&G Resources	\$158,800
Western Refining	\$158,100
Independent Petroleum Assn of America	\$146,800

Contributions to **Democrats, Republicans and Outside Spending Groups**

**Fonte:** Center for Responsive Politics, 2014

Em fevereiro de 2014, um documento elaborado pela consultoria NERA mostrou que em todos os cenários analisados os benefícios econômicos líquidos do aumento da exportação de GNL nos EUA seriam positivos (NERA, 2014). Isso porque o aumento do preço doméstico do gás natural trazido pela expansão

do mercado externo seria compensado pelo crescimento do valor das exportações. Assim, a perda de bem-estar decorrente do aumento do preço da energia e da redução do consumo seria compensado pelo aumento das transferências externas a partir do pagamento do serviço de liquefação e transporte de GNL.

Assim, aproveitando-se da conjuntura internacional, nada menos do que seis projetos de lei foram apresentados no Congresso americano nas últimas duas semanas destinados a aceleração da liberalização das exportações de gás natural liquefeito. Marty Durbin, presidente da *America's Natural Gas Alliance* (maior grupo de empresas independentes de gás natural) enfatizou a importância da atual crise na Ucrânia no debate sobre a liberalização das exportações de GNL nos EUA: “We certainly like the fact that the Ukraine has essentially elevated the debate over the LNG exports”.

Todos os seis projetos de lei têm como ponto em comum a adoção de medidas de emergência que auxiliem a equilibrar o poder do presidente russo, Vladimir Putin, sobre a Ucrânia e a Europa. No entanto, o caráter emergencial é muito mais um oportunismo político do que uma solução efetiva para a crise no leste europeu. Isso porque mesmo que as exportações norte-americanas para a Europa fossem liberadas, a construção da infraestrutura necessária demoraria até pelo menos o final de 2015 para ser concluída. Ademais, não há como assegurar que as exportações de GNL se destinarão para a Europa uma vez que os preços no mercado asiáticos mostram-se atualmente mais atrativos do que na bacia do Atlântico. Segundo o secretário de energia dos EUA, Ernest Moniz, os EUA não têm a capacidade física para aumentar as exportações de GNL e nem a capacidade de determinar para onde irão as exportações de GNL.

As normas atuais de exportação de gás natural exigem um processo de licenciamento especial para as exportações destinadas a países que não têm acordos de livre comércio com os EUA. Os projetos de lei que tramitam no Congresso norte-americano visam, desta forma, estimular as exportações de gás para os aliados da Otan e para outros países, incluindo Japão e Índia, a partir da renúncia do processo de licenciamento e da concessão de licenças de exportação para os 24 projetos de GNL que atualmente aguardam a aprovação do Departamento de Energia. Fica claro que a indústria norte americana de petróleo e gás natural está se utilizando da crise na Criméia para pressionar, através da opinião pública internacional e doméstica, a liberalização das exportações de GNL, principalmente para a Ásia.

Apesar do oportunismo político no entorno da questão ucraniana, é fato que o aumento das exportações dos EUA irá pressionar o mercado de gás natural enfraquecendo a posição russa, não importando para onde o gás irá realmente. Os EUA encontram-se muito bem posicionados para competir com a Rússia nos mercados asiáticos, que são cada vez mais importantes para os negócios da Gazprom. Na verdade, o aumento recente da produção de gás nos EUA já vem enfraquecendo a Rússia uma vez que antigos supridores do mercado norte-americano (Nigéria, Trinidad Tobago, Catar) encontram-se hoje livres para exportar para outros mercados. O Catar, por exemplo, quadruplicou seu fornecimento de gás para a Europa entre 2008 e 2013.

Essa diversificação das fontes de suprimento tem levado a uma revisão dos preços para baixo. A Gazprom, que historicamente atrelava seu preço ao preço do petróleo (mantendo-se insistentemente alto), teve que fazer concessões de preços a alguns países. Ainda assim, o papel da Rússia no mercado internacional de gás natural depende apenas de suas próprias ações. Sendo o segundo maior produtor de gás natural do mundo e tendo um extenso sistema de gasodutos para a Europa, a Rússia, sem sombra de dúvida, é o fornecedor com menor custo para o continente europeu. Ademais, o avanço das negociações com a China visando o início das exportações para o país cria uma alternativa de mercado que aumenta o poder de barganha russo. Assim, se Gazprom for vista como um fornecedor confiável e não como uma ferramenta do governo russo, a posição da empresa no mercado de gás natural dificilmente poderá ser ameaçada pelo gás não convencional norte-americano.

O problema de Putin é que o uso estratégico da energia russa tem limites. A Rússia depende das receitas do petróleo e do gás para financiar suas ambições imperiais e manter a estabilidade doméstica. Assim, alienar clientes dando aos concorrentes uma abertura não é apenas um mau negócio, é uma má política também.

## Bibliografia

EIA, 2014. Em <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15411>

ICE, 2013. Em <https://www.theice.com>

Center for Responsive Politics, 2014.  
Em <http://www.opensecrets.org/industries>

NERA, 2014. Updated Macroeconomic Impacts of LNG Exports from the United States

---

[1] Maior país em extensão totalmente no continente europeu.

[2] Em 2013, 30% do gás importado pela Europa proveio da Rússia (EIA, 2014)

# Bioeconomia em construção I – Os fatores de competitividade na bioeconomia

Por José Vitor Bomtempo

Este artigo inicia uma nova série de artigos. A diferença fundamental é que, coerente com a linha de raciocínio que foi sendo desenvolvido ao longo da série “*O futuro dos biocombustíveis*”, a nova série aborda explicitamente a dinâmica de uma indústria em construção. Essa indústria envolve tanto biocombustíveis quanto bioprodutos e biorrefinarias. A indústria, seus produtos e configurações têm sido abarcados no conceito mais amplo de bioeconomia. O que é bioeconomia?

Vínhamos usando o termo *bioeconomia* na série anterior para designar a inserção da indústria de biocombustíveis num contexto maior, mais complexo e mais próximo das transformações em curso. Mas valeria aqui registrar algumas definições mais conhecidas. Um dos primeiros registros do uso recente do termo é o da OCDE, 2009:

*...the bioeconomy can be thought of as a world where **biotechnology** contributes to a significant share of economic output. The emerging bioeconomy is likely to be global and guided by principles of sustainable development and environmental sustainability. A **bioeconomy involves three elements: biotechnological knowledge, renewable biomass, and integration across applications.***

Dois registros mais recentes complementam e dão mais foco à definição da OCDE. A Comissão Europeia, no documento **Innovating for sustainable growth: a bioeconomy for Europe, 2012**, define que:

*bioeconomy ... encompasses **the production of renewable biological resources and the conversion of these resources and waste streams into value added products, such as food, feed, biobased products and bioenergy.** Its sectors and industries have **strong innovation potential** due to their use of a wide range of sciences, enabling and industrial technologies, along with local and tacit knowledge.*

VTT, Centro de Pesquisa Tecnológica da Finlândia, também em 2012, explicita ainda mais as dimensões da bioeconomia relacionadas a uma indústria baseada em biomassa com a seguinte definição:

*Bioeconomy can be perceived solely as operations related to the processing of biomass. VTT nonetheless views bioeconomy more widely: **as a future industrial sector created out of traditional biomass refining.** Characteristic for the operations of the sector are resource efficiency, maximization of value added, recycling, tight integration into energy production, and **a capacity for cross-sector innovation.** The*

*bioeconomy framework is formed of the three pillars of sustainability: financial profitability; consideration of the environment; and serving society.*

Para ressaltar a importância que a bioeconomia representa para a economia do século XXI não pode ser esquecido o documento americano, de 2012, [National Bioeconomy Blueprint](#), que estabelece a visão e os objetivos estratégicos dos EUA nessa indústria.

Em síntese, o que resulta de todas as definições e documentos mencionados é a visão de que a exploração dos biorecursos é um processo de inovação central na dinâmica econômica das próximas décadas tanto pelas inovações específicas dessa exploração como pela capacidade de integrar um conjunto de inovações centrais para um possível ciclo de crescimento da economia.

No artigo que encerrou a série “*O futuro dos biocombustíveis*”, alinhamos um conjunto de perguntas que pretendiam atualizar o foco de discussão, a nosso ver muito restrito quando dirigido apenas aos biocombustíveis. Vale recordar essas perguntas: *Como desenvolver uma matéria prima viável e organizar uma cadeia de suprimento? Qual o futuro da cana? Ou qual a cana do futuro: a cana açúcar ou a cana energia? Como diversificar as matérias-primas para a indústria? Como as usinas atuais podem modernizar seus processos de primeira geração e ao mesmo tempo desenvolver e incorporar as novas tecnologias? Como ultrapassar a fase do foco em etanol (ou biodiesel) e encaminhar a diversificação de produtos? O que será mais importante no futuro: o etanol ou a exploração da cana como biomassa de excelência? Como explorar a internacionalização da indústria e o interesse das empresas pelo Brasil? Como as políticas de apoio devem lidar com biocombustíveis e bioprodutos?*

Inseridas no contexto da bioeconomia, essas perguntas vão alimentar os artigos da nova série. Uma forma de estabelecer uma direção para esse debate é tentar partir dos fatores de competitividade que devem estar na base de desenvolvimento da bioeconomia. Numa versão inicial, a perspectiva brasileira deve levar em conta em suas políticas industriais e estratégias empresariais pelo menos seis atributos de competitividade.

A identificação dos atributos de competitividade parte da caracterização da bioeconomia como um setor em estruturação. Logo, esses atributos devem ser vistos como intimamente ligados a estratégias de inovação em setores emergentes, ainda em fase fluida. Nesses setores o nível de incerteza é elevado. No caso da bioeconomia, as variantes se multiplicam em matérias-primas, em tecnologias de conversão e em produtos, compondo um grande número de alternativas que um investidor/inovador pode adotar para montar o seu negócio e explorar o potencial de demanda existente.

Como ensinam os estudos em inovação, o processo de evolução da indústria leva a uma redução da variedade com algumas definições vencedoras entre as alternativas hoje colocadas. Essa situação coloca o tomador de decisões, em políticas públicas e também em estratégias empresariais, numa posição difícil. Essas decisões podem incorrer em dois riscos opostos. Num polo, a tentativa de distribuir as apostas em diversas alternativas, valorizando a indefinição dos

designs dominantes, corre o risco de investir insuficientemente para desenvolvê-las. No outro polo, a escolha de uma alternativa a ser privilegiada pode levar à escolha de opções perdedoras e correr o risco de não ter retorno dos investimentos e esforços realizados.

Um primeiro atributo chave de competitividade seria assim a capacidade de captar a dinâmica do setor e orientar seus investimentos e políticas num ambiente de incerteza para a construção de uma base tecnológica sólida e, a partir daí, assegurar a competitividade futura na bioeconomia. Compreender a indústria é uma habilidade difícil no caso de indústrias emergentes. Exige capacitação científico-tecnológica mas também percepções de economia e gestão da inovação para entender a dinâmica da indústria. Esse entendimento necessita assim de forte conhecimento setorial associado a bases científico-tecnológicas. Esse é um atributo particularmente crítico para os órgãos de formulação de políticas industriais e financiamento, sem deixar de ser valioso para as decisões empresariais. A inexistência de experiência brasileira na participação em corridas tecnológicas reforça a importância desse ponto.

O segundo atributo seria certamente ligado às tecnologias propriamente ditas. Nesse ponto, a biotecnologia industrial aparece como base incontornável do futuro da indústria, principalmente em campos mais avançados e ainda sem experiência industrial expressiva como a biologia sintética. A capacidade de adaptação de outros conhecimentos tecnológicos tradicionais da química e da engenharia química, como por exemplo catálise e processos de separação, ganha também importância crescente. Ainda no terreno das capacitações tecnológicas deve ser destacado o desafio de pré-tratamento de matérias-primas. Nesse ponto, a busca de tecnologias capazes de disponibilizar de forma competitiva os açúcares dos materiais lignocelulósicos tem aparecido crescentemente como fator decisivo para o desenvolvimento da indústria. Um número crescente de projetos inovadores tem se dedicado especificamente a essa etapa inicial que se mostra um desafio crítico para a viabilidade e crescimento da indústria.

Ainda relacionado à matéria-prima, um terceiro atributo de competitividade deve ser destacado. Trata-se da estruturação da oferta de biomassa, atendendo os requisitos de produtividade, disponibilidade, qualidade, custo, performance ambiental, além da cadeia logística de suprimento.

No campo tecnológico, além do conhecimento tecnológico central que permite o desenvolvimento inicial em escala piloto, o *scale up* e a operação dos novos processos constituem atributos de competitividade importantes já que esses processos, principalmente os baseados em biotecnologia avançada, exigem novos conhecimentos de engenharia. Conceber e operar uma unidade industrial utilizando processos baseados em biologia sintética será um grande desafio para a indústria.

O campo dos produtos é igualmente desafiador. A capacidade de introdução e difusão de novos produtos é também um atributo de competitividade que tem crescido de importância e tende a ser decisivo para a consolidação da indústria. A compreensão da utilização dos produtos e o desenvolvimento de relações com os complementadores e *end users* estarão no centro dos requisitos para a introdução de inovações. No caso dos novos produtos *drop in*, o custo



adequado à substituição pode ser suficiente e reduzir muito o processo de desenvolvimento de novas aplicações. Entretanto, para os produtos novos não *drop in*, que podem vir a ser cada vez mais numerosos e importantes para a bioeconomia, o desenvolvimento de ativos complementares exigirá grande empenho dos produtores. Sublinhe-se que produtos novos, não *drop in*, podem ser justamente os mais interessantes para explorar o verdadeiro potencial da bioeconomia e obter vantagens competitivas sustentáveis. Considerando a posição brasileira, a capacidade de desenvolver aplicações para novos produtos, muitos deles com características de especialidades químicas, pode ser um atributo chave para uma posição competitiva na indústria do futuro.

Por fim, um atributo resulta do ambiente competitivo em que diferentes perfis de empresas, de startups de base tecnológica a empresas estabelecidas de diferentes setores (petróleo e gás, química e petroquímica, papel e celulose, agronegócio e outros), tentam explorar suas competências chave e ao mesmo tempo buscam competências complementares dos diferentes perfis de empresas. A estruturação de alianças e associações para explorar esses efeitos de complementaridade é um atributo de competitividade desafiador tanto para as políticas quanto para as estratégias. No caso brasileiro, não se pode deixar de destacar a grande importância de explorar o processo original de internacionalização e o interesse das empresas pelo Brasil. Esse processo ocorre ainda numa fase de baixa maturidade da indústria e precisa ser explorado com políticas e estratégias originais e criativas. Nossa busca sempre foi de tentar alcançar os países desenvolvidos nas indústrias que eles lideravam e nas quais o Brasil era um entrante retardatário. Buscávamos o *catching-up*. Não é o caso na bioeconomia, uma indústria ainda em construção.

Esse conjunto de seis atributos de competitividade desafia países e empresas que tentam participar da construção da bioeconomia e ambicionam uma posição destacada no seu futuro. Esse processo de construção, com destaque para a inserção e participação do Brasil, será o objeto dos nossos próximos artigos.

# Financiamento do setor elétrico: novamente um gargalo para o desenvolvimento?

**Por Edmar de Almeida**

Num país como o Brasil em que a demanda de energia elétrica ainda cresce de forma relativamente rápida, a questão do financiamento dos investimentos necessários para a expansão do setor é crucial. Vale ressaltar que as empresas do setor elétrico normalmente atuam fortemente alavancadas. A característica de longo-prazo de maturação e relativo baixo risco (e rentabilidade) dos projetos elétricos fazem com que a capacidade de investimento das empresas esteja associada à sua capacidade de captar recursos (equity ou dívida) no mercado de capitais. Ou seja, a forma e o custo do financiamento são determinantes para a expansão do setor elétrico.

Historicamente, o Brasil enfrentou grandes dificuldades para garantir fontes seguras e a baixo custo para o financiamento do setor elétrico nacional. Por muitos anos, este financiamento foi bancado por fundos setoriais alimentados por encargos nas tarifas elétricas. Esses fundos eram complementados por empréstimos no mercado internacional com garantias do governo federal.

Porém, a crise financeira do Estado Brasileiro na década de 1980 e as mudanças das prioridades dos gastos públicos na década de 2000 levaram o governo Brasileiro a promover a participação privada em todos os segmentos da cadeia do setor elétrico nacional. Buscou-se então implantar uma regulação setorial que garantisse um ambiente seguro para os investimentos no setor, de forma a atrair o capital privado nacional e internacional. A reforma liberalizante da década de 1990 e a reforma da reforma em 2005 compartilhavam pelo menos um objetivo em comum: garantir um ambiente econômico atrativo para o investimento privado no setor.

A expansão do setor elétrico nacional na última década foi garantida a partir de um modelo de financiamento apoiado num tripé: capital privado, capital próprio das empresas estatais e linhas de crédito de longo prazo do BNDES. Este tripé foi gravemente comprometido com a desestruturação econômica do setor nos últimos dois anos. A capacidade de investimento das empresas estatais se reduziu fortemente com a descapitalização promovida pela violenta redução das tarifas na renovação das concessões. Vale salientar que a entrada de recursos das indenizações está longe de compensar a perda de valor dos ativos do grupo Eletrobrás e a consequente redução da capacidade da empresa para se endividar para investir.

As empresas privadas foram também muito afetadas pelos eventos recentes. A maior percepção de risco regulatório e institucional levou à desvalorização das ações e dos ativos das empresas que atuam no setor. Com esta desvalorização a relação dívida/ativos das empresas tende a se elevar. A redução das tarifas nas futuras revisões está sendo precificada no mercado de capitais. Desta forma, a

capacidade de investimento das empresas atuantes no setor também se reduziu de forma importante.

Os vultosos investimentos para expansão do setor passam então a depender da entrada de novos atores e da capacidade do BNDES continuar a disponibilizar financiamento em condições favoráveis. Todos sabemos que esta capacidade depende, por sua vez, do contexto fiscal nacional. Ou seja, num cenário econômico mais difícil, a capacidade do tesouro abastecer o BNDES com recursos para repassar para o setor se reduzirá. Nem as estatais e nem as empresas privadas estarão e condições de dar uma “contribuição extra”.

Um país que precisa dobrar a produção de eletricidade até 2035 não pode perder de vista o modelo de financiamento do setor. Segundo a Agência Internacional de Energia, o Brasil precisa investir cerca de US\$ 24 bilhões de dólares por ano até 2020 para garantir o suprimento de energia no país. A Eletrobrás acaba de divulgar seu planejamento estratégico para 2018. A empresa planeja investir R\$ 61 bilhões de reais até 2018. Ou seja, cerca de 5 bilhões de dólares por ano apenas. Para fazer este investimento, a empresa estima que deverá contrair dívidas correspondentes a cerca 40% do valor do investimento. Ou seja, podemos concluir que grande parte dos investimentos necessários deverá vir de empresas privadas ou estaduais. Além disto, parcela significativa do que as empresas federais irão investir deverá ser financiada pelo mercado.

Para ficarmos ainda apenas no Grupo Eletrobrás, vale ressaltar que a capacidade da empresa de se alavancar no mercado de capitais reduziu de forma importante. O valor de mercado da empresa caiu em termos nominais cerca de 60% nos últimos 4 anos. Se considerarmos a inflação do período, esta queda é mais expressiva ainda. O prejuízo da empresa nos últimos dois anos acumula o valor de R\$13,5 bilhões. Este valor é superior aos investimentos em 2013 que foi de R\$11,3 bilhões. Evidentemente que uma deterioração tão dramática da situação financeira da empresa afeta sua capacidade de se endividar para garantir seu plano de investimento.

O BNDES tem tido um papel fundamental para o financiamento do setor, em função do fraco desenvolvimento do mercado privado de dívida de longo-prazo no país. O banco desembolsou cerca de R\$ 18 bilhões nos últimos dois anos somente no setor elétrico. Mesmo considerando a manutenção da capacidade de investimentos do BNDES para os próximos anos, o setor precisará atrair muito mais recursos para garantir os R\$ 55 bilhões (ou US\$ 24 bilhões) de investimentos anuais.

Os números acima deixam muito claro que o Estado brasileiro não tem condições de ser o único responsável pelo investimento e o financiamento da expansão do setor. Na estrutura atual da indústria elétrica nacional, as empresas privadas e o mercado de capitais privado (não BNDES) têm um papel muito importante para o crescimento do setor, ainda que o BNDES tenha uma liderança no financiamento do setor. Estas empresas deverão ser capazes de mobilizar recursos financeiros próprios e de terceiros para garantir o suprimento de energia no Brasil. Para isto, é fundamental reverter a percepção

no mercado de que as empresas públicas (e mesmo algumas privadas) se encontram numa trajetória econômica não sustentável.

Neste sentido, é fundamental uma reorientação da atual regulação setorial com vistas à promoção do reequilíbrio econômico do setor. É fundamental também alargar o horizonte da política econômica setorial para resgatar a confiança dos agentes econômicos envolvidos no setor. O alcance do reequilíbrio não será uma tarefa fácil e rápida de se concretizar. Para tanto o primeiro passo seria se buscar uma nova convergência entre o governo e agentes do setor sobre as diretrizes para o processo de reformulação da política setor.

A sustentabilidade econômica do setor não poderá ser obtida sem as seguintes diretrizes:

1 – As tarifas elétricas devem refletir todos os custos setoriais. A dependência de recursos do tesouro para complementar as receitas do setor cria uma grande incerteza econômica. As incertezas associadas com a negociação com o Ministério da Fazenda e o Congresso a cada repasse afetam dramaticamente a percepção de risco dos que emprestam dinheiro ao setor e, por consequência, a capacidade e o custo para o financiamento setorial.

2 – A gestão da operação da segurança do abastecimento deve seguir regras mais previsíveis de forma a se evitar a volatilidade e preços muito elevados no mercado de curto-prazo por longos períodos de tempo. Nos últimos dois anos o PLD se manteve em patamares extremamente elevados por períodos longos de tempo, aumentando de forma dramática a percepção de risco dos que investem no setor, em particular, em projetos de geração.

3 – A discussão sobre política tarifária deve ser mais transparente e racional de forma a que os subsídios tarifários sejam alocados aos segmentos de consumo em que se justificam. Energia barata é fundamental para algumas atividades econômicas e para consumidores de baixa renda. No entanto, energia subsidiada para todos afeta não apenas a capacidade de financiamento do setor e do Estado Nacional, mas também impede a inserção de novas fontes de energia elétrica renováveis mais caras, mas fundamentais para o futuro energético nacional.

# A crise do setor elétrico: os problemas que permanecem embaixo do tapete

Por Roberto Pereira d'Araujo

O verão de 2014 foi um dos mais quentes e secos da história. Seguramente, essa anomalia atingiu duplamente o nosso setor elétrico. Gastamos mais energia com refrigeração e estamos recebendo menos água nos rios. É bem possível que alguns analistas achem perfeitamente desculpável que estejamos passando por uma repentina crise e que seja natural ter que pagar uma dívida bilionária por geração térmica que já tangencia níveis macroeconômicos.

A anomalia da temperatura pode camuflar que, mesmo com hidrologias mais favoráveis, nós já estaríamos no caminho de gastos bilionários. A questão climática é um agravante da imprevisibilidade do nosso planejamento e não uma desculpa. Ao contrário de declarações oficiais, o nosso sistema está em desequilíbrio. Há muitas razões para essa situação, mas uma tem ficado ausente dos debates: A sofrível adaptação de modelos competitivos implantada aqui, que atropelou as nossas singularidades.

O que nos diferencia dos outros sistemas, mesmo os que dispõem de matriz renovável, é a possibilidade de guardar água. Isso altera tudo porque acrescenta um fator inexistente na maioria dos sistemas elétricos mundiais, o link entre passado, presente e futuro.

Gastamos a água estocada para gerar ou usamos outra fonte de energia? Se decidirmos “*desestocar*”, de que usina? Se tivéssemos usado outras fontes no passado, teríamos uma reserva maior hoje. Qual a decisão correta? Como devo agir com a reserva hoje visando o futuro? Essas são perguntas inexistentes em países cujo setor elétrico tem predominância térmica, onde a história é uma sucessão de presentes. O nosso, além do link temporal, nos impõe um operador monopolista e o desacoplamento da geração e comercialização, certamente um ponto fora da curva em mercados de energia.

Ora, então temos uma maldição? Ao contrário! É uma vantagem que só se torna um problema se a nossa capacidade de antecipar situações estiver embotada, pois nada acontece de repente aqui. O problema é que, mesmo com as evidências de que o nosso sistema físico tinha uma enorme singularidade, resolvemos entrar de cabeça na moda dos anos noventa que vendeu a imagem do “*One size fits all*” no setor elétrico.

As nossas mudanças institucionais, regulamentares e metodológicas foram de grande monta e, ao contrário do muitos pensam, seguiu uma linha comum nos cinco últimos governos. Apesar da propaganda, o modelo é o mesmo. A instabilidade e a insegurança são os sintomas. Abaixo, algumas bizarras características:

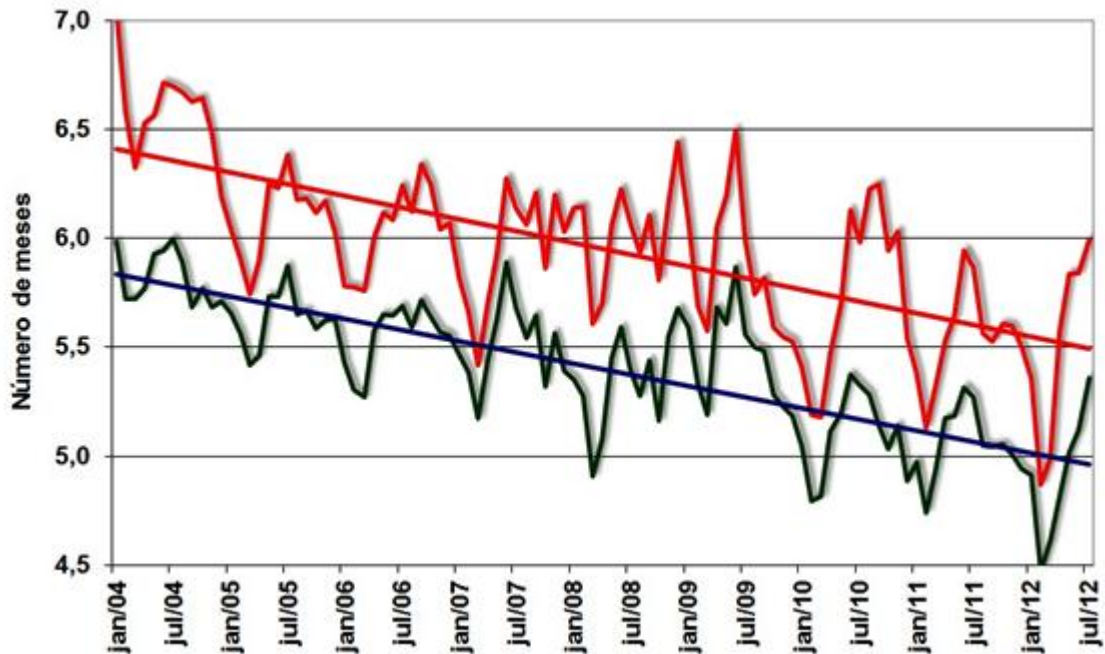
1. Relações comerciais baseadas num certificado virtual de energia por usina (Garantia Física) dependente de critérios de operação que não são parte de decisões dos proprietários da usina.
2. Mercado embaralhado com contabilização de diferenças entre o virtual e o real. Um parâmetro da operação é o paradigma (CMO). Diferença entre o valor mais baixo e mais alto atinge 5.100%. Aqui é possível ter que pagar R\$ 822 por 1 MWh ou “ganha-lo de presente” por R\$ 12.
3. Não há isonomia entre consumidores. Quando o sistema está em equilíbrio, há alta probabilidade que os preços do mercado fiquem muito baixos. Essa vantagem é capturada exclusivamente no mercado livre.

A lista se estenderia ainda mais. Por economia de espaço e por considerar que qualquer um desses pontos já deveria ser suficiente para uma profunda reforma, os resultados do modelo podem ser sentidos:

- Nas tarifas, que cresceram 80% desde 1995, já descontada a inflação.
- Nas incoerências entre planejamento e operação.
- Nos leilões genéricos que resultaram contratação de térmicas caras.
- No aumento de encargos pós reforma de 1995.
- Na inédita intervenção da MP 579, que resultará em burocracia e mais riscos para o sistema.

A situação que os consumidores brasileiros se encontram hoje é patética, pois estão ameaçados por um novo racionamento. A maldição climática é bradada pelas autoridades do setor, mas a tragédia já vinha sendo anunciada há pelo menos oito anos.

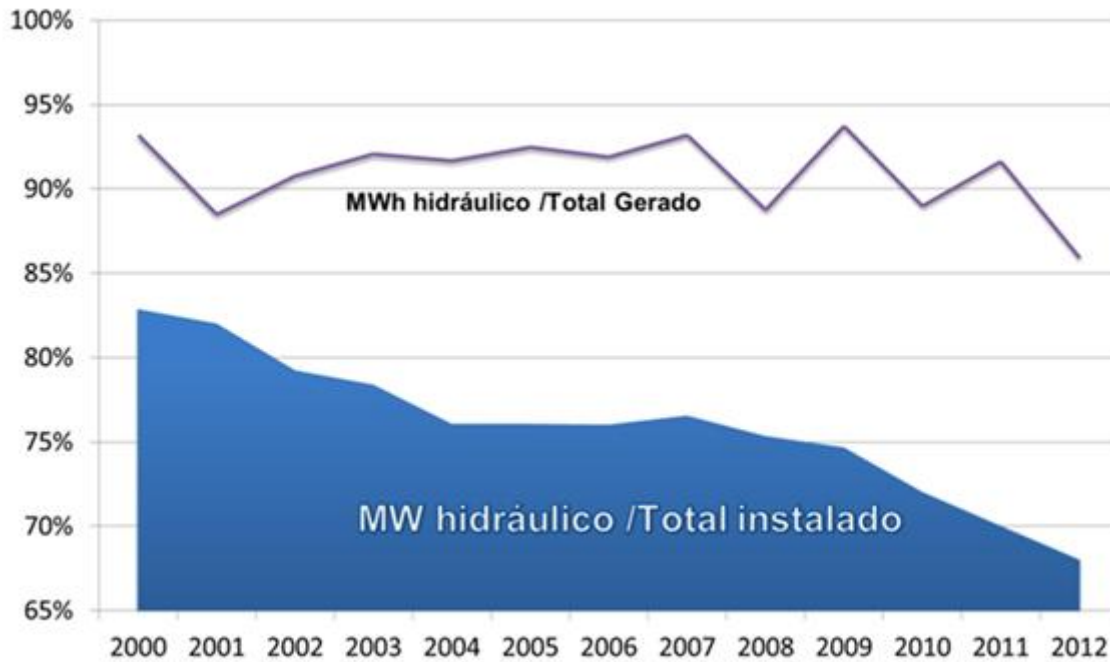
As curvas abaixo ilustram o aspecto estrutural mais importante do sistema, a perda de regularização. No eixo vertical o equivalente ao número de meses de consumo da reserva. Ele foi totalmente ignorado pela expansão e operação. A linha vermelha é a que se obtém descontando da carga a geração não hidráulica. Como as linhas de tendência são paralelas, percebe-se que até meados de 2012, nada era feito para aliviar a relação declinante reserva/carga.



Acrescentar novos reservatórios que compensem o crescimento da carga nos imporiam enormes desafios. Apenas no período do gráfico, um novo Rio S. Francisco seria necessário para manter a relação de 2004.

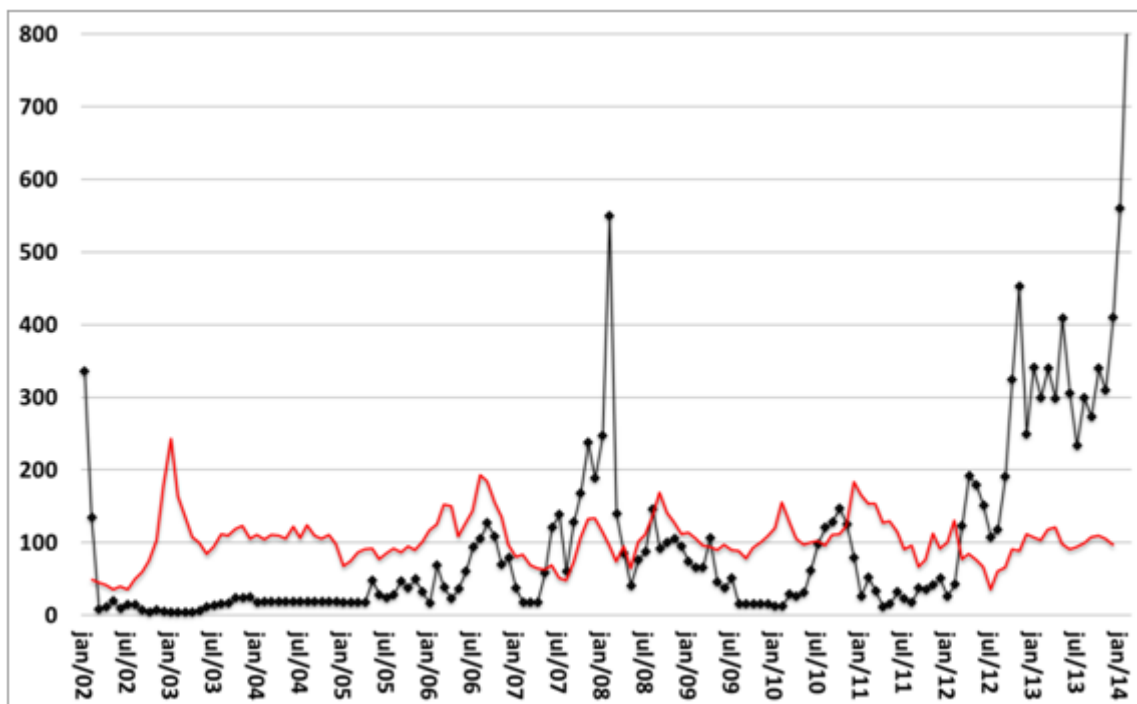
Porque não se usou a complementação de outra fonte para minorar esse efeito? A estrutura tarifária brasileira em 2011, antes da MP 579, mostra que o peso do kWh (energia) numa conta média era de 31%, proporção baixa em relação a outros países. Os outros 69% (distribuição 26%, transmissão 5%, encargos 11% e impostos 28%) não dependem da configuração da geração, mas, evidentemente representam um “peso extra” se a escolha de despacho térmico fosse usada para minorar o efeito do gráfico.

A essa altura, tanto faz ter sido uma decisão política para evitar aumentos tarifários ou simplesmente porque o sistema de preços não indicava o uso de geração térmica. Como essas usinas estão contabilizadas na oferta, as hidráulicas é que geram a sua “garantia física”. A consequência está ilustrada no gráfico seguinte.



De 2000 a 2012, apesar da proporção de hidráulicas no sistema ter se reduzido de 83% para 68%, a energia gerada permanece praticamente 90% hidráulica. Isso esvazia reservatórios.

Tendo um sistema onde as decisões presentes dependem das tomadas no passado, é inadmissível que se aceite um comportamento de preços de um mercado onde se encontra metade da indústria, como o mostrado no gráfico seguinte.





A curva preta é o nosso PLD, Preço de Liquidação de Diferenças. Apesar do nome, ele é o paradigma do mercado. Na realidade é o próprio Custo Marginal de Operação, um parâmetro do operador que nada tem a ver com a questão comercial. A curva vermelha é o “*spot price*” do NORDPOOL, um mercado existente entre Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia e que está colocado no gráfico apenas a título de comparação.

O que se deduz desta figura é que, ao contrário do exemplo do NORDPOOL, o nosso spot chega próximo de zero e também explode. Nos preços baixos as hidráulicas assumem a responsabilidade das térmicas e, em consequência do modelo de preços adotado, praticamente “doam” energia. Portanto, as perguntas: Quem pode comprar energia a esse preço? Qual o montante liquidado? Há sentido num mercado onde 1 MWh pode custar R\$ 4 ou R\$ 822?

Já que, a despeito de todo o efeito da redução da reserva, a decisão operativa preferiu manter a responsabilidade sobre as hidráulicas, porque não se captura parte dessa vantagem de PLD próximo a zero para formar um fundo que ajude a pagar as contas bilionárias? Como um sistema cujas decisões presentes dependem das passadas pode reservar as vantagens para um nicho do mercado?

O que está descrito no artigo é apenas um dos efeitos desse mimetismo mercantil. A própria política energética está impregnada desse sistema pseudocientífico. Leilões genéricos foram feitos com base em “índices custo benefício” também dependentes de critérios de operação que já mudaram e ainda irão mudar. Tudo isso apenas para poder declarar que as escolhas feitas na matriz elétrica vieram “do mercado”. Por conta do viés embutido no método, perdemos oportunidades em energia eólica, solar e nos “empanturramos” de térmicas caras.

Se o racionamento não ocorrer, será por obra e graça de São Pedro. Certamente, os que tentaram mostrar os defeitos estruturais serão ridicularizados. É lamentável que, por absoluta falta de diálogo, os verdadeiros problemas sejam, mais uma vez, colocados embaixo do tapete.

# Bioeconomia: as regras do jogo

**Por Miguel Vazquez**

Em um artigo anterior neste número do Boletim Infopetro, Jose Vitor Bontempo iniciou uma série dedicada a estudar a construção da bioeconomia. Este artigo se propõe levantar algumas reflexões sobre a importância do desenho institucional para entender e orientar o desenvolvimento dessa indústria em construção.

A bioeconomia é um campo no qual numerosos jogadores interagem de forma complexa, mas essa não é uma situação estranha na vida cotidiana. Por exemplo, ir para o escritório envolve depositar a sua confiança em que um grande número de indivíduos se trasladando a grandes velocidades vão respeitar as regras de circulação. O fato é que uma grande parte das nossas atividades está baseada na nossa capacidade de compreender as situações, de compreender o que pode e não pode ser feito; em resumo, as regras do jogo.

Uma das principais complexidades vem do fato de que essas situações não são fixas e individuais, elas dependem fortemente do contexto. Eu já fui repreendido por atravessar a rua com o semáforo fechado em Berlim, e exatamente pelo contrario (esperar a que o semáforo estivesse verde) no centro do Rio de Janeiro. O que pode e não pode ser feito depende do contexto.

Essa interação está intimamente relacionada com o que Elinor Ostrom chamou de *action arenas*. Isto é um tabuleiro de jogo para desenvolver um arcabouço teórico que descreve como as definições de regras, os atributos dos bens e os atributos das comunidades impactam nas decisões dos agentes envolvidos. Em outras palavras, compreender atividades econômicas (entre outras) vai além de compreender os aspectos tecnológicos. O objeto de estudo é a interação entre um número potencialmente grande de agentes. A pergunta então seria: a interação dos agentes deve nos preocupar no contexto da construção da bioeconomia? A minha resposta é sim: as regras contribuem para definir a evolução de uma indústria e as escolhas feitas por ela. E as regras dependem fortemente do contexto.

Embora o conceito de biorrefinaria seja recente, podemos observar algumas biorrefinarias que já funcionam na prática: usinas produtoras de açúcar, etanol e bioeletricidade a partir da cana de açúcar; ou de óleo, biodiesel e outros produtos da soja. Neste contexto, as biorrefinarias podem ser pensadas como instalações industriais para converter biomassa em produtos químicos e combustíveis. A cadeia de produção que inclui as biorrefinarias inclui também o setor agrícola e a logística de distribuição. Ou seja, se pode pensar em uma grande diversidade de organizações na indústria, que dependem por sua vez das regras do jogo estabelecidas.

Definir quem é que decide as regras, e decidir quais regras escolher, é determinante no processo de construção da bioeconomia. Se tivéssemos a oportunidade de mudar as regras do jogo em 1870 e impedir a evolução da Standard Oil, mudaríamos? Discutiremos um pouco usando um exemplo

simplificado. Para facilitar a argumentação, consideremos que uma biorrefinaria é simplesmente uma instalação que desenvolve dois produtos químicos:

- O produto A, que representa, por exemplo, um produto químico de alto valor ( $vA = 10$ )
- O produto B, que representa, por exemplo, um combustível para transporte com relativamente baixo valor ( $vB = 6$ )

Os produtos são demandados por dois jogadores. Os dois têm acesso à instalação, mas não decidem a produção. Para simplificar, os jogadores escolhem entre:

- 2 unidades (ud) do produto B
- 1 unidade do produto A e 1 unidade do produto B

Não consideramos o resto das opções para simplificar o jogo. O volume de cada produto que pode ser produzido na biorrefinaria depende da combinação concreta dos produtos que vai ser produzida. Em outras palavras, a produção do produto A subtrai da capacidade da biorrefinaria uma quantidade menor que a produção do produto B. Por exemplo, se a demanda (a soma das escolhas dos jogadores) é 4ud de B, a capacidade da biorrefinaria é de 4ud. Se a demanda é de 3ud de B e 1ud de A, a capacidade é de 2ud de B e 1ud de A. Enfim, se a demanda é 2ud B – 2ud A, a capacidade é 2ud A. O jogo associado ao problema está resumido na tabela 1, e o equilíbrio está representado pelo quadro cinza. Observamos então um dilema do prisioneiro: os jogadores devem escolher entre mais produtos ou produtos mais valorados. Ou seja, os jogadores não se coordenam eficientemente.

**Tabela 1.**

Demanda	Capacidade da biorrefinaria	Forma estratégica do jogo		
		Jogador 1		
4ud B	4ud B		2 B	1 B – 1 A
3ud B – 1ud A	2ud B – 1ud A	Jogador 2	2 B	(12,12) (6,16)
2ud B – 2ud A	2ud A		1 B – 1 A	(16,6) (10,10)

Esse resultado, contudo, depende de uma regra básica de alocação: dar prioridade à produção do produto A (a biorrefinaria sempre produz a demanda de produto A). Consideremos uma modificação: agora a biorrefinaria sempre

produz a demanda do produto B. Então, o novo jogo fica representado na tabela 2.

**Tabela 2.**

Demanda	Capacidade da biorrefinaria		Forma estratégica do jogo	
			Jogador 1	
4ud B	4ud B	Jogador 2	2 B	1 B - 1 A
3ud B - 1ud A	3ud B - 0,5ud A		2 B	(12,12)
2ud B - 2ud A	2ud B - 1ud A		1 B - 1 A	(11,12)
				(12,11)
				(11,11)

Pode-se observar que o dilema do prisioneiro não existe mais. Mas a lição relevante desses jogos simplificados não é que o dilema desaparece, é que as regras que definem o jogo têm uma grande importância na coordenação da indústria. Mas nem sempre é possível definir as regras do jogo de forma que todos os jogadores estejam satisfeitos. Isto pode ser mostrado simplesmente com a introdução de jogadores heterogêneos. Por exemplo, o jogador 1 é o mesmo que nos jogos anteriores, mas o jogador 2 tem novos valores para os produtos:

- O produto A vale  $v_A = 30$
- O produto B vale igual  $v_B = 6$

Se a regra de alocação é a primeira (prioridade para a produção do produto B), o jogo fica:

**Tabela 3.**

Demanda	Capacidade da biorrefinaria		Forma estratégica do jogo	
			Jogador 1	
4ud B	4ud B	Jogador 2	2 B	1 B - 1 A
3ud B - 1ud A	2ud B - 1ud A		2 B	(12,12)
2ud B - 2ud A	2ud A		1 B - 1 A	(16,6)
				(6,36)
				(10,30)

Se a regra de alocação é a segunda (prioridade para a produção do produto A), o jogo fica:

**Tabela 4.**

Demanda	Capacidade da biorrefinaria	Forma estratégica do jogo		
		Jogador 1		
4ud B	4ud B	Jogador 2	2 B	1 B - 1 A
3ud B - 1ud A	3ud B - 0,5ud A		2 B	(12,12)
2ud B - 2ud A	2ud B - 1ud A		1 B - 1 A	(11,12)
				(12,21)
				(11,21)

Qual é o melhor jogo? A resposta, logicamente, depende de se está perguntando ao jogador 1 ou ao jogador 2. Então, será que o jogador 1 está disposto a pagar por induzir o primeiro jogo? Provavelmente. E o jogador 2 está disposto a pagar por induzir o segundo jogo. Portanto, outra solução seria deixar que os jogadores negociassem qual é o melhor conjunto de regras. Nesse caso, as regras de uso da biorrefinaria não são mais definidas pelo dono senão pelos jogadores. Tem mais uma opção possível: que cada jogador construa uma biorrefinaria particular.

A primeira conclusão que pode ser extraída é que o uso da biorrefinaria depende das regras do uso. As consequências na dinâmica de uma indústria em construção não podem ser desconsideradas. Mas, neste caso, ao contrário do primeiro exemplo, não estamos enfrentando um dilema do prisioneiro. Ambos os equilíbrios estão maximizando o bem-estar do jogo correspondente. O que estes exemplos mostram é que, no processo de cálculo da capacidade, se estão induzindo jogos diferentes.

Os exemplos anteriores, considerando só uma pequena parte da cadeia de valor (a biorrefinaria), mostra que as regras do jogo, e quem as define, são elementos centrais para determinar os possíveis resultados da evolução da bioeconomia. Mas não são os únicos potenciais exemplos. Entre as matérias-primas que estão sendo discutidas se encontram as algas e o lixo. Ambos os setores são claros candidatos a padecer “*commons’ dilemmas*”, portanto a enfrentar problemas de coordenação similares aos descritos anteriormente. A organização da ação coletiva nesses setores vai muito além da dicotomia tradicional entre fazer ou comprar.

Os exemplos anteriores, enfim, são representações simplificadas de diversas possibilidades de organização da bioeconomia. Será preferível a organização baseada em umas poucas empresas verticalmente integradas? É a concorrência no mercado a única forma de coordenar horizontalmente a indústria, ou tem

espaço para as cooperativas? Qual é o mecanismo mais adequado para coordenar a ação coletiva? A compreensão dos elementos atrás da grande diversidade de arranjos institucionais observados é fundamental para desenhar as instituições que devem orientar o desenvolvimento da bioeconomia. Os desafios que essa atividade apresenta são significativos. Não é cedo para começar a enfrentá-los.