

# BOLETIM INFOPETRO

## PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás  
Maio/Junho de 2012 – Ano 12 – n.2

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

### **Apresentação:**

Neste número são apresentados oito artigos:

A energia eólica é realmente competitiva no Brasil?, por Luciano Losekann

O futuro dos biocombustíveis XII – As novas empresas da bioindústria e o Brasil: comparando Amyris, Solazyme e LS9 \*, por José Vitor Bomtempo e Flávia Chaves Alves.

Preço alto e Pré-sal estimulam mudanças na indústria de gás no Brasil, por Marcelo Colomer.

Novos desafios para os reguladores de energia, por Helder Queiroz.

Japão e Alemanha: o dilema nuclear, por Renato Queiroz e Felipe de Souza.

Setor elétrico brasileiro: mais reservatórios ou critérios mais coerentes?, por Roberto Pereira d' Araujo.

A política energética europeia: racionalização do uso e introdução de renováveis, por Gustavo Haydt.

A relação complexa entre custos de extração, preços do petróleo e dos seus derivados, por Thales Viegas.

### **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**

## **Flávia Chaves Alves**

Engenhera Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro(1999), com doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005) e pós-doutorado pela McGill University - Desautels Faculty of Management (2012); Professora Adjunta da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

## **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, Transports and Aeronautics

## **Helder Queiroz**

Doutor em Economia Aplicada (1993) pelo Instituto de Economia e Política de Energia/Universidade de Grenoble, França. É Professor Associado no Instituto de Economia (IE) da UFRJ e é membro do Grupo de Economia da Energia do IE/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.

### **Renato Queiroz**

Mestre em Planejamento Energético em 1984 pela COPPE/UFRJ; Pós-graduado em Administração de Empresas pela PUC-RJ em 1976; Graduado em Engenharia Elétrica em 1972 pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Integrou o Corpo Gerencial de Furnas Centrais Elétricas SA na área de Planejamento da Diretoria de Engenharia, Planejamento e Construção; exerceu a função de Assistente da presidência da empresa TERMORIO S.A, e ocupou o cargo de superintendente de Recursos Energéticos da Empresa de Pesquisa Energética tendo sido o coordenador executivo do Plano Nacional de Energia 2030 e dos Balanços Energéticos Nacionais dos anos 2005, 2006, 2007, 2008.

Atualmente é Pesquisador Associado do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

### **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 CEPTEL, COPPE, COPEL, ELETROBRÁS, PETROBRAS, FGV.

### **Thales Viegas**

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

# A energia eólica é realmente competitiva no Brasil?

Por Luciano Losekann

Desde a implantação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a energia eólica tem experimentado uma trajetória de forte difusão no Brasil. Após ser a fonte de geração com maior participação no programa (1.422 MW), a energia eólica passou a ter participação crescente nos leilões de expansão do sistema elétrico brasileiro.

Primeiramente, parques eólicos foram selecionados em leilões orientados para fontes com menores impactos ambientais (leilões de reserva – LER e leilões de fontes alternativas – LFA). Posteriormente, no leilão de expansão com antecedência de três anos (A-3) ocorrido em 2011, aproveitamentos eólicos venceram o certame competindo diretamente com as demais fontes de geração.

Por intermédio do PROINFA e dos leilões, já foram contratados 7 GW de capacidade de geração eólica no Brasil. Desse total, 1,4 GW está em operação. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) considera que em 2020 a capacidade instalada de centrais eólicas no Brasil alcançará 11 GW.

Como a tabela I ilustra, essa trajetória foi acompanhada da redução do preço médio da energia eólica negociada nos leilões e do aumento do fator de capacidade dos projetos de parques eólicos.

Tabela I

|          | CAPACIDADE<br>MW | FATOR DE<br>CAPACIDADE % | PREÇO<br>R\$/MWh |
|----------|------------------|--------------------------|------------------|
| PROINFA  | 1.422            | 37%                      | 270,32           |
| LER 2009 | 1.806            | 43%                      | 148,40           |
| LER 2010 | 528              | 51%                      | 122,69           |
| LFA 2010 | 1.520            | 43%                      | 134,13           |
| A-3 2011 | 1.068            | 45%                      | 99,48            |
| LER 2011 | 861              | 50%                      | 99,54            |

Fonte: Elaboração Própria. Dados CCEE

A competitividade da energia eólica no Brasil demonstrada nos leilões impressionou até mesmo especialistas setoriais, pois não é observada em outras

experiências. Nos países em que a energia eólica se desenvolveu de forma mais significativa, os subsídios são bastante significativos. Alguns fatores podem explicar a vantagem da produção brasileira de energia eólica, como ventos mais favoráveis – principalmente no nordeste brasileiro –, complementação com a geração hidrelétrica e possibilidade de “estocagem indireta” de energia através dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Essas características permitem ao Brasil lidar melhor com a intermitência da geração eólica, que é o principal limitante de sua difusão em sistemas predominantemente termelétricos.

O fator de capacidade considerado nos projetos brasileiros é substancialmente mais elevado do que a experiência internacional. Segundo a tabela II, o fator de capacidade médio observado nos dez países de maior capacidade de geração eólica é de apenas 21%. Ou seja, metade do fator médio considerado em projetos no Brasil.

Tabela II

| País           | 2008 | 2003-2007 |
|----------------|------|-----------|
| Estados Unidos | 24%  | 26%       |
| Alemanha       | 19%  | 18%       |
| Espanha        | 22%  | 25%       |
| China          | 12%  | -         |
| Índia          | 18%  | -         |
| Itália         | 16%  | 19%       |
| França         | 19%  | 22%       |
| Reino Unido    | 30%  | 26%       |
| Portugal       | 23%  | 23%       |
| Dinamarca      | 25%  | 23%       |

Fonte: Elaboração Própria. Dados 2008: Wikipedia. Dados 2003-07: Bocard (2009).

Bocard (2009) aponta que há uma tendência de superestimação do fator de capacidade de parques eólicos projetados em relação ao que é observado no caso europeu. Segundo o autor, enquanto as estimativas do fator de capacidade da energia variam em um intervalo entre 30 a 35%, os valores observados da razão da energia produzida e da capacidade instalada são inferiores a 21% no período 2003-2007. O autor enfatiza que dessa forma, os custos são aumentados em dois terços e a redução de emissões decorrente da instalação dos parques eólicos é 40% inferior à planejada.

Os dados de geração observada nos parques eólicos brasileiros, publicados pelo ONS nos boletins mensais de geração eólica, sugerem que fenômeno parecido pode ocorrer no Brasil. A tabela III apresenta os fatores de capacidade estimados e observados das usinas eólicas operadas centralizadamente pelo ONS. O valor observado corresponde à razão entre a geração média observada[1] e a capacidade de geração das usinas. Na região sul, o fator de capacidade observado é idêntico ao projetado, 31% na média. No entanto, na região nordeste, onde as usinas contam com fator de capacidade projetados mais elevados, os valores observados são bastante inferiores aos projetados. Na média, o fator de capacidade projetado é de 42% e o observado de 32%. Ou seja, as usinas eólicas do nordeste produziram 25% menos do que foi projetado (e contratado).

Tabela III

| Usinas         | Região | Fator de Capacidade |           | Entrada em |
|----------------|--------|---------------------|-----------|------------|
|                |        | Projetado           | Observado | Operação   |
| OSÓRIO         | S      | 32,0%               | 29,1%     | jun-06     |
| DOS ÍNDIOS     | S      | 30,0%               | 28,9%     | dez-06     |
| SANGRADOURO    | S      | 33,0%               | 31,7%     | set-06     |
| CIDREIRA I     | S      | 32,5%               | 33,7%     | mai-11     |
| CHATO I        | S      | 26,5%               | 27,6%     | jan-12     |
| CHATOII        | S      | 26,5%               | 29,1%     | dez-11     |
| CHATOIII       | S      | 37,0%               | 39,4%     | jun-11     |
| RIO DO FOGO    | NE     | 34,0%               | 31,5%     | jul-06     |
| PRAIA FORMOSA  | NE     | 39,0%               | 26,7%     | set-09     |
| ICARAIZINHO    | NE     | 43,0%               | 42,1%     | out-09     |
| CANOA QUEBRADA | NE     | 43,5%               | 34,5%     | jan-10     |
| BONS VENTOS    | NE     | 43,8%               | 32,2%     | fev-10     |
| ENACEL         | NE     | 43,5%               | 27,7%     | mar-10     |
| VOLTA DO RIO   | NE     | 47,0%               | 33,3%     | set-10     |
| PRAIA MORGADO  | NE     | 50,0%               | 25,5%     | mai-10     |
| ALEGRIA I      | NE     | 32,0%               | 21,8%     | dez-10     |
| M SECO 3       | NE     | 48,8%               | 38,5%     | ago-11     |
| M SECO 2       | NE     | 46,2%               | 41,3%     | set-11     |
| M SECO 1       | NE     | 47,3%               | 38,3%     | set-11     |
| M SECO 5       | NE     | 50,4%               | 29,4%     | nov-11     |
| MÉDIA S        |        | 31,4%               | 31,4%     |            |
| MÉDIA NE       |        | 42,3%               | 31,7%     |            |

Fonte: Elaboração própria. Dados: ONS.

Ainda que o período de observações seja limitado para as usinas que começaram a operar 2010 e 2011, alguns fatos são marcantes. Nenhuma das 13 usinas eólicas da região nordeste alcançou o fator de capacidade previsto e o fator de capacidade alcançado é quase metade do projetado em algumas usinas.

As novas usinas eólicas que foram selecionadas através de leilões e que devem entrar em operação nos próximos anos contam com estimativas de fatores de capacidade mais elevadas que as usinas que já estão operando. Se confirmada a tendência apontada por Boccard (2009) e essas usinas não alcançarem o nível de operação projetado, as condições que propiciaram a difusão da energia eólica em bases competitivas no Brasil são colocadas em xeque.

Com menores fatores de capacidade, as eólicas são relativamente mais caras. Considerando a diferença observada no nordeste como parâmetro, as eólicas seriam 33% mais caras do que o seu valor nos leilões. Em termos gerais, o impacto seria um maior custo operacional que o previsto no sistema elétrico e uma distorção na seleção de tecnologias, pois outras fontes poderiam ser selecionadas. Para os empreendedores, fatores de capacidade inferiores aos projetados podem implicar em prejuízos. Segundo as regras dos leilões, eventuais diferenças entre energia gerada e projetada podem ser compensadas ao longo dos anos. Mas se o diferencial anual é superior a 10%, há previsão de multa e aquisição de energia para suprir a diferença no mesmo ano.

Outro problema que as usinas eólicas têm enfrentado no Brasil é cumprimento do cronograma de obras. Segundo o acompanhamento da Aneel, apresentado na tabela IV, dos 6,4 GW de expansão de geração eólica até 2015 apenas 24% não enfrenta qualquer problema para a entrada em operação. 70% da expansão é classificada em “amarelo” pela Aneel, indicando possíveis atrasos no andamento das obras ou na obtenção de licença.

Tabela IV

| Situação         | MW    |     |
|------------------|-------|-----|
| Sem impedimentos | 1.540 | 24% |
| Com impedimentos | 4.524 | 70% |
| Graves problemas | 377   | 6%  |

Fonte: Aneel.

Esses problemas não inviabilizam a difusão de energia eólica, mas, certamente, colocam questionamentos quanto à trajetória de êxito competitivo observada até recentemente. Como a fonte eólica tem vantagens ambientais que não são incorporadas economicamente no Brasil, o sobre-custo pode se justificar. No entanto, é essencial que o fator de capacidade seja acompanhado para que os mecanismos de incentivo sejam desenhados de forma adequada e a expansão ocorra em bases sustentadas.



Referências:

ANEEL (2012), Acompanhamento das Centrais Geradoras Eólicas. Abril 2012. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.

BOCCARD, NICOLAS (2009), Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. Energy Policy, 37. Pgs. 2679–2688.

ONS (2012), Acompanhamento mensal da geração de energia das usinas eolielétricas com programação e despacho centralizados pelo ONS. Vários números. Disponível em: <http://www.ons.org.br>.

---

[1] Os dados dos boletins do ONS cobrem o período de janeiro de 2007 a março de 2012. No entanto, os parques instalados mais recentemente contam com menor número de observações.

# O futuro dos biocombustíveis XII – As novas empresas da bioindústria e o Brasil: comparando Amyris, Solazyme e LS9 \*

Por José Vitor Bomtempo e Flávia Chaves Alves

Os resultados do Plano Conjunto BNDES-Finep de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico (PAISS) são muito interessantes para se compreender o processo de desenvolvimento da bioindústria no Brasil. Um dos pontos que saltam aos olhos ao consultar a relação das empresas selecionadas é a presença de *start ups* americanas que estão realizando ou pretendem realizar investimentos no Brasil para desenvolver seus projetos de inovação. Esse fenômeno foi mencionado no nono artigo (1) dessa série. Apresentamos hoje uma reflexão inicial de uma pesquisa em andamento que tem por objetivo entender a natureza desse processo na construção da bioindústria e sua relação com a inovação no Brasil.

Fizemos uma comparação entre três importantes *start ups* da bioindústria – Amyris, Solazyme e LS9 – que estão desenvolvendo parte de seus projetos de inovação no Brasil e tiveram seus planos de negócios selecionados pelo PAISS.

A comparação foi desenvolvida utilizando um quadro analítico que considera três aspectos das decisões estratégicas de um projeto inovador: *focus*, *modus* e *locus*. Isto quer dizer que procuramos mapear que atividades são desenvolvidas (*focus*), de que modo (*modus*) e em que local (*locus*)[i].

Consideramos os seguintes *focus*: pesquisa básica, desenvolvimento tecnológico, produção, desenvolvimento comercial e de aplicações, e captação de fundos e investidores. Cada um desses *focus* de atuação foi pesquisado para identificar os *modus* e os *locus* de realização das atividades para cada empresa.

Apresentamos a seguir cada uma das empresas estudadas.

## Amyris

Embora já tenhamos apresentado a Amyris em artigos anteriores, voltamos a essas informações aqui apenas para facilitar a comparação com as demais empresas.

Amyris é uma *start-up* de biotecnologia criada em 2003 para produzir artemisinina, uma droga para o tratamento da malária. Com a mesma base de conhecimento utilizada na biotecnologia médico-farmacêutica, Amyris decidiu entrar na bioindústria para produzir biocombustíveis e outros bioprodutos. Um processo inovador de fermentação foi desenvolvido utilizando biologia sintética. Uma levedura foi modificada em seu metabolismo para produzir moléculas de hidrocarboneto a partir de açúcares (uma família de isoprenóides com 5, 10 e 15

carbonos). O farneseno - de 15 carbonos – é até agora o mais conhecido. Quando hidrogenado, produz um diesel de alta qualidade.

Várias aplicações podem ser desenvolvidas a partir dessa família de isoprenóides por meio de uma finalização química específica: elastômeros, lubrificantes, produtos cosméticos, combustível de aviação, perfumes, etc. Amyris considera os isoprenóides uma espécie de plataforma para explorar diferentes mercados potenciais, de combustíveis a especialidades.

Amyris desenvolveu-se inicialmente a partir de fundos de capital de risco (Vinod Khosla e outros) e agências governamentais americanas, como o Departamento de Energia (DOE). Em 2010, a empresa fez o seu IPO (Initial Public Offering), arrecadando US\$ 85 milhões. Em 2011, a Total tornou-se acionista da empresa, com participação de 22%, correspondente a US\$ 135 milhões.

Amyris foi a primeira de uma série de empresas a vir ao Brasil para desenvolver o seu projeto inovador. Um centro de pesquisa na região de Campinas foi construído, onde cerca de 50 pessoas estão empregadas. Foram construídas uma unidade piloto e uma unidade de demonstração.

Em 2011, a empresa começou a produção em escala semi-comercial, na forma de produção contratada (Biomin), para o mercado de cosméticos. Duas outras unidades de maior porte estão em construção: uma junto à usina Paraíso (100% Amyris) e outra junto à usina São Martinho (joint venture Amyris-São Martinho). O diesel da Amyris – diesel de cana, como tem sido chamado – tem sido usado experimentalmente em ônibus urbanos no Rio de Janeiro e São Paulo.

Na tentativa de ampliar as oportunidades de inovação e obter os ativos complementares e competências que lhe faltam, Amyris tem experimentado diversos modelos de negócios. Muitos modelos diferentes foram usados para estruturar a produção em escala e as relações com segmentos da cadeia a jusante. Amyris tem mostrado uma abordagem ambiciosa que visa à construção de uma posição competitiva como pioneira na bioeconomia

## **Solazyme**

Solazyme é uma *start-up* de biotecnologia fundada em 2003, com sede na Califórnia, EUA, onde as atividades de pesquisa são desenvolvidas. A empresa foi pioneira de uma plataforma de biotecnologia industrial que transforma açúcares em óleos utilizando microalgas como biocatalisador. A empresa destaca o que julga serem três pontos fortes da sua tecnologia: as microalgas proprietárias crescem no escuro, recebendo energia a partir dos açúcares de plantas fotossintéticas que as alimentam; o processo é flexível no que diz respeito às matérias primas; o processo é compatível com equipamentos de fermentação em escala comercial amplamente disponíveis. Solazyme identifica duas competências essenciais que estariam na base de suas vantagens competitivas: (i) identificação, isolamento e otimização de cepas de microalgas para alcançar altas densidades celulares, alto rendimento de conversão de açúcar e altos índices de produtividade em comparação com outras alternativas,

(ii) adaptação do óleo produzido para atender às necessidades específicas do mercado.

Apesar de uma carteira diversificada de produtos poder ser alcançada através de seu processo, a empresa está orientada inicialmente para três mercados-alvo: produtos químicos e combustíveis, nutrição e produtos para pele e cuidados pessoais. De acordo com a Solazyme, os óleos produzidos são substitutos *drop-in*, compatíveis com a produção refino, acabamento e infra-estrutura de distribuição existentes nos mercados-alvo.

Desde 2007, Solazyme têm operado em equipamento de fermentação de padrão industrial (75.000 litros) através de produção contratada. Em 2011, a empresa comprou uma fábrica em Peoria, Illinois, que contém múltiplos fermentadores de 128.000 litros, com capacidade de produção anual esperada de óleo de mais de 2 milhões de litros. A fermentação comercial de ácido algarônico, usado em ingredientes para produtos para pele e cuidado pessoal, começou em 2012 nesta fábrica.

No que diz respeito a produtos químicos e combustíveis, a empresa está negociando com vários parceiros potenciais de matérias-primas na América Latina e Estados Unidos para co-localizar a produção de óleo em suas fábricas. Em dezembro de 2010, Solazyme assinou uma carta de intenções com a Bunge Limited, uma das maiores empresas de processamento de cana no Brasil, para formar uma joint venture e co-localizar a produção de óleo em uma ou mais de suas usinas. Em agosto de 2011, as mesmas empresas assinaram também um acordo visando a constituição de uma Joint Venture através do qual Bunge e Solazyme concordaram em co-financiar a engenharia da planta inicial, e colaborar no planejamento comercial. Em abril de 2012 a joint venture Solazyme Bunge para a construção da planta de escala comercial o Brasil foi oficialmente anunciada

No mercado-alvo de nutrição, Solazyme formou, em 2010, uma joint venture 50/50 com a empresa francesa Roquette, uma das maiores empresas globais de amido e seus derivados, com o objetivo de desenvolver conjuntamente a produção e a comercialização de produtos de nutrição em todo o mundo.

Solazyme tem captado recursos de diversas fontes para financiar as atividades de P&D. Podem ser citadas Comissão de Energia da Califórnia (CEC), DOE e US Navy (para desenvolver e fornecer combustíveis para uso militar).

## LS9

LS9 é uma *start-up* de biotecnologia fundada em 2005, com sede em San Francisco, EUA, local onde as atividades de pesquisa são desenvolvidas. A base de conhecimento empresa é a biologia sintética. Foi desenvolvido um processo de fermentação em uma única etapa, utilizando a bactéria *E. Coli*. A empresa apresenta o processo como flexível em relação às matérias-primas de biomassa vegetal. O processo gera uma variedade de produtos químicos e biocombustíveis avançados *drop-in*. A empresa tem como investidores Flagship Ventures, Khosla Ventures, Lightspeed Venture Partners, e Chevron Technology Ventures.

Existe uma planta-piloto operando desde agosto de 2008, com capacidade de produção de 1.000 litros. Existe ainda uma planta de demonstração na Flórida, com capacidade de 4.000 litros, com planos de expansão para 135.000 litros. A empresa colabora com o Instituto BioEnergy da Universidade da Califórnia, Berkeley, em atividades de pesquisa e desenvolvimento. Uma pequena produção contratada com vistas a testes de produto foi estabelecida nos EUA.

LS9 estabeleceu parcerias com quatro empresas: Procter & Gamble, Chevron, Virdia e Man Latin-American. Cada parceria é focada na utilização da plataforma tecnológica da LS9 para um mercado específico. Os dois acordos de desenvolvimento conjunto e comercialização com a Procter & Gamble pretendem gerar produtos químicos chave utilizados na carteira da P & G. No caso da Chevron, o interesse é o desenvolvimento de combustíveis, incluindo *drop-in* diesel. Virdia é um parceiro para desenvolver tecnologias de açúcar de segunda geração, utilizando biomassa celulósica como matéria-prima, visando assegurar a posição da LS9 em relação às fontes de açúcares. LS9 e Virdia receberam um financiamento conjunto de US\$ 9 milhões do Departamento de Energia (DOE) para melhorar e demonstrar o processo integrado para converter fontes de biomassa em açúcares fermentáveis (foco da Virdia) e em diesel e outros produtos combustíveis e químicos (foco da LS9). A parceria mostra que a LS9 pretende garantir o fornecimento de matéria-prima compatível com o conceito sustentável de sua plataforma tecnológica. No que diz respeito à Man Latin América, a meta da parceria é testar o combustível da LS9 para motores diesel no Brasil. Neste último caso, não parece existir qualquer evidência de desenvolvimento conjunto de produtos ou de tecnologia.

Em 2011, LS9 abriu um escritório em São Paulo e anunciou que irá estabelecer um centro de tecnologia. Em março de 2012, a empresa ganhou o Prêmio de Tecnologia Sustentável de Biocombustíveis, promovido pela World Biofuels Markets.

### **Comparando os 3 casos**

Amyris, LS9 e Solazyme concentram suas atividades de pesquisa básica em seu país de origem, no caso os EUA. No entanto, no que diz respeito às atividades de desenvolvimento tecnológico, é possível notar diferenças nas abordagens. Amyris já estabeleceu planta piloto e instalações de demonstração no Brasil e LS9 anunciou futuros planos para unidades semelhantes no país. Solazyme, por outro lado, não mostra intenção de internacionalizar suas atividades de desenvolvimento tecnológico. Um ponto interessante a ser destacado é que o Brasil é o único lugar, além de EUA, onde as atividades de desenvolvimento tecnológico estão localizadas para a Amyris e a LS9. As demais atividades de produção e desenvolvimento comercial apresentam um perfil diferente e mais variado de internacionalização.

No que diz respeito à produção, um padrão de concentração de instalações de grande escala no Brasil pode ser notado. O modelo de produção contratada utilizado pelas três empresas é uma maneira de atingir o mercado mais rapidamente. É provavelmente um *modus* de curto prazo que vai desaparecer assim que grandes instalações estiverem em funcionamento. No caso da Amyris, as produções contratadas localizadas no Brasil, EUA e Espanha são plantas em

escalas relativamente pequenas visando testes de mercado (mix de diesel no Rio e São Paulo) ou mercados de alto valor (esqualeno para cosméticos). Amyris está à frente das outras na formação de joint ventures para a produção, com forte presença no Brasil. Solazyme tem *modus* e *locus* diferentes, de acordo com o mercado-alvo a ser atendido. A produção de ácido algarônico está nos EUA, a de produtos nutricionais na França e a produção de óleos em escala no Brasil.

As três empresas estudadas têm o apoio financeiro do capital de risco americano e estão participando de um programa de financiamento lançado por instituições brasileiras BNDES e FINEP em 2011 para o desenvolvimento de produtos e processos relacionados ao bagaço de cana e outros produtos derivados do açúcar. Apenas Amyris tem uma sócia, Total, mostrando um *modus* diversificado de arrecadação de fundos. Amyris e Solazyme fizeram IPO.

As atividades de desenvolvimento comercial e de aplicações apresentam um conjunto mais diversificado de *locus*, embora a dimensão *modus* esteja principalmente relacionada com joint venture. Amyris e Solazyme tem uma ampla gama de parceiros em diferentes países, enquanto LS9 tem um perfil diferente. É a única que tem parceria com uma empresa que trabalha com desenvolvimento de tecnologia de açúcar a partir de biomassa celulósica, Virdia, o que mostra um compromisso para assegurar fornecimento de matéria-prima. A parceria existente com a Man refere-se apenas a testes de diesel, não mostrando nenhum esforço direto de desenvolvimento tecnológico no Brasil. Amyris tem um portfólio mais diversificado de parceiros para o desenvolvimento de aplicações comerciais. No Brasil, a parceria com a Cosan está ligada ao negócio de lubrificantes. A empresa também está envolvida com combustível de aviação no Brasil, juntamente com duas empresas brasileiras (Embraer e Azul) e com a GE. Embora ambos os produtos estejam relacionados com combustíveis, eles podem ser vistos como produtos de alto valor e maior complexidade de desenvolvimento em relação ao diesel para transporte terrestre.

É possível ver uma abordagem semelhante na dimensão *locus*, principalmente para a Amyris e a LS9, nas atividades de desenvolvimento tecnológico, produção e financiamento. Na dimensão *modus*, joint venture aparece como a opção mais comum para a evolução da produção e desenvolvimento comercial e de aplicações para todas as três empresas. O Brasil é o *locus* para produção em larga escala, relacionada a produtos combustíveis. O desenvolvimento e a produção de produtos de alto valor agregado parecem estar localizados nos EUA e outros países, de acordo com a disponibilidade de parceiros adequados para cada mercado-alvo.

### ***Encaminhando a questão...***

O estabelecimento de empresas estrangeiras no Brasil ainda em etapas de desenvolvimento tecnológico dos processos é um fenômeno novo que deve ser investigado em detalhe. Amyris, Solazyme e LS9 são três das empresas mais inovadoras da biotecnologia industrial com uma entrada muito forte na bioeconomia. Essas empresas deslocaram algumas de suas atividades para o Brasil, a fim de completar o processo de inovação e desenvolver seus negócios.

O Brasil parece ser de interesse como base para a produção industrial. A disponibilidade de cana-de-açúcar – matéria-prima de eleição para os processos bioquímicos – é, de acordo com a visão convencional, a razão última para a vinda dessas empresas. Estudamos o desenvolvimento da Amyris, Solazyme e LS9 e nossas pesquisas sugerem que as razões parecem ir além da disponibilidade de matéria-prima, incluindo também a experiência ampla na fermentação industrial e a facilidade de introdução/teste de novos produtos no país, em particular biocombustíveis. O Brasil parece estar bem posicionado para se tornar um importante centro de produção industrial na bioindústria. Além disso, há evidências de que as atividades de desenvolvimento tecnológico podem ser estabelecidas no país no futuro. No entanto, a pesquisa básica está sempre localizada no país de origem, EUA nos casos estudados, e não há nenhuma indicação de mudança em relação a esse ponto.

Parece-nos que esse movimento traz oportunidades de aprimoramento para a capacitação inovadora brasileira pelo incremento de atividades de nível tecnológico elevado. No entanto, a construção dessas capacidades vai depender não só da abertura das empresas estrangeiras, mas em larga medida, da capacidade de absorção dos participantes do Sistema Nacional de Inovação. Este é um ponto a ser estudado em pesquisas futuras. A proximidade geográfica pode ajudar na existência de *spillovers* de conhecimento dentro do país, mas outros tipos de proximidade – como a tecnológica e a organizacional – precisam também existir para propiciar a inovação.

---

[\*] Este artigo é baseado no artigo *The geography of knowledge and innovation in the bioeconomy: the moving of American startups to Brazil*, preparado por José Vitor Bomtempo, Flávia Chaves Alves e Rafaela Lora Grandó para ser apresentado no Proximity Days, 7<sup>th</sup> edition, Montreal 21<sup>th</sup> to 23<sup>th</sup> May 2012.

[i] Esse quadro analítico foi inspirado no artigo *Internationalization, innovation and entrepreneurship: business models for new technology-based firms*, Onetti, A., Zucchella, A., Jones, M., McDougall-Covin, P. (2010), *Journal of Management and Governance*, 1-32.

#### Referências:

(1) Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis IX: A diversidade de estratégias e o futuro da bioeconomia – comparando Shell, Braskem e Amyris. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 11, n. 4, 2011.

.

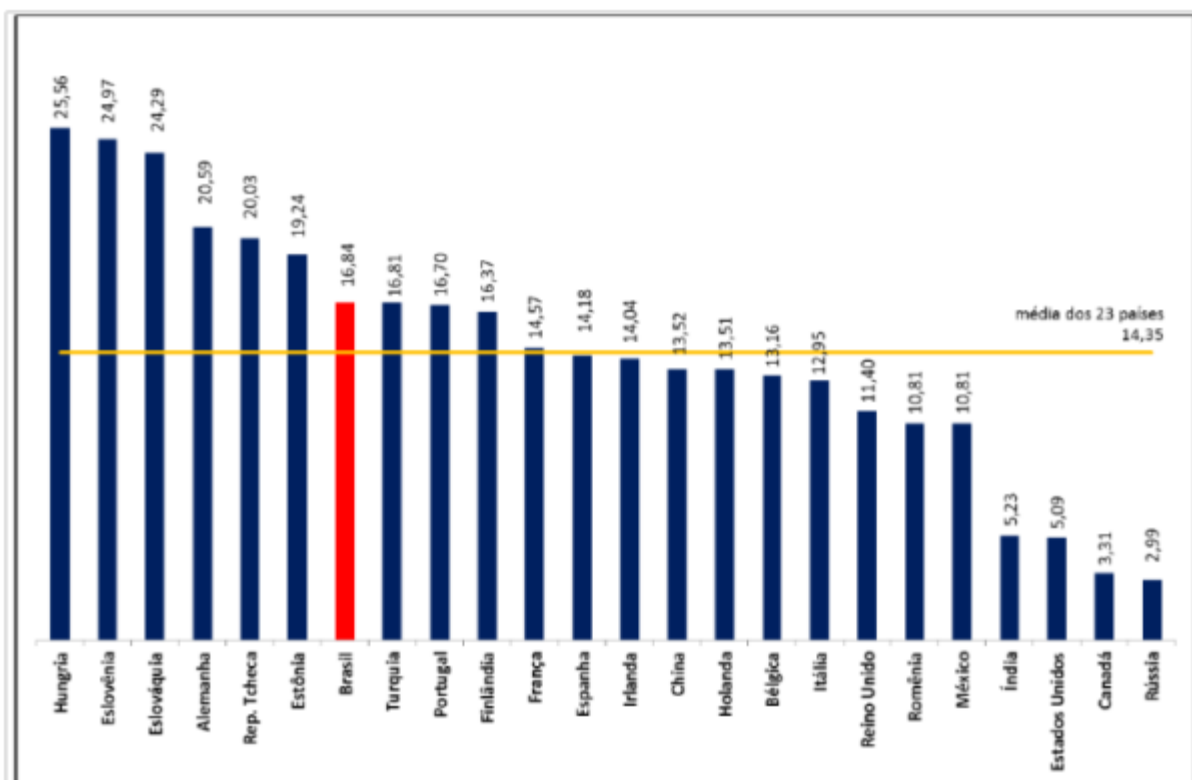
## Preço alto e Pré-sal estimulam mudanças na indústria de gás no Brasil

Por Marcelo Colomer

Os altos preços do gás natural, o monopólio da Petrobras e os elevados investimentos necessários para o desenvolvimento da produção na área do Pré-sal têm estimulado a entrada de novos agentes em regiões produtivas marginais e não tradicionais. Nesse sentido, percebe-se atualmente uma tendência de mudança na estrutura de oferta de gás natural embora a não definição de alguns atributos regulatórios ainda impeçam o fortalecimento da competição no setor.

Estudos recentes (FIRJAN, 2011) mostraram que a tarifa média paga pelo setor industrial no Brasil foi cerca de US\$ 16,84/MMBtu em 2011. Em termos comparativos, o setor industrial brasileiro paga aproximadamente 17% a mais pelo gás natural do que a média dos principais países consumidores do energético. Em relação aos BRICS, a tarifa industrial de gás natural no Brasil é cerca de duas vezes a média de China, Índia e Rússia. As elevadas tarifas cobradas do setor industrial refletem o elevado preço cobrado das distribuidoras. Em Janeiro de 2012, o preço do gás natural nacional no *city-gate* foi igual a US\$ 12/MMBtu enquanto o preço do gás importado foi em média igual a US\$ 10/MMBtu (MME, 2012).

Figura 1 – Tarifa Industrial de Gás Canalizado – 2011



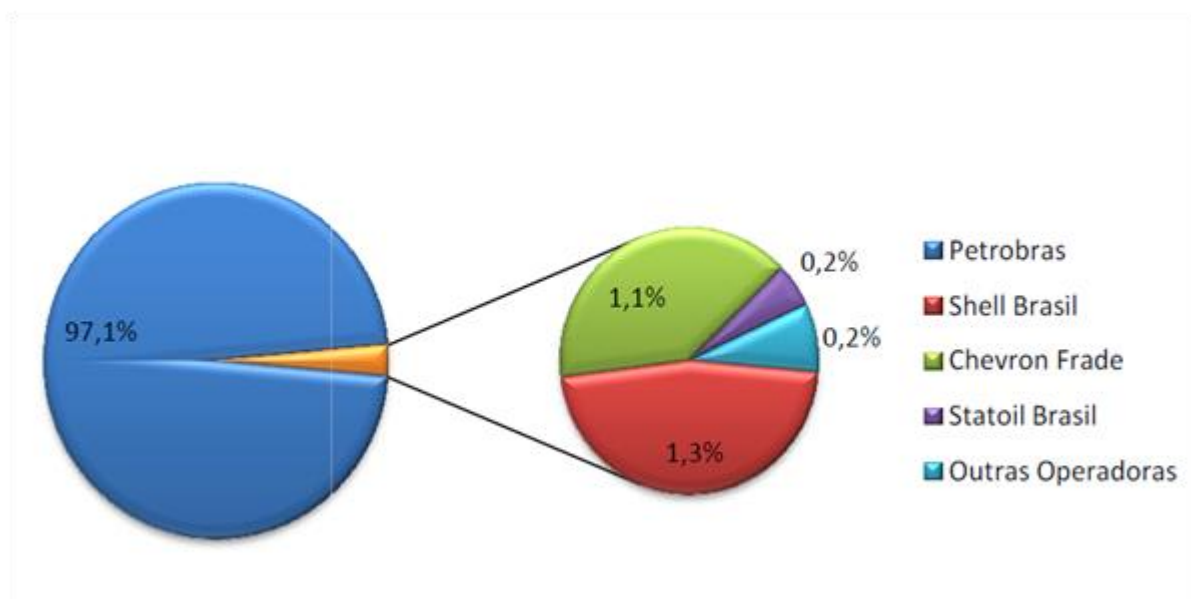
Fonte: FIRJAN, 2011



Além dos elevados preços, as diferenças existentes entre as políticas de reajustes dos diferentes combustíveis têm contribuído para a perda da competitividade do gás natural. O preço do gás é ajustado de acordo com variações nos preços internacionais de uma cesta de óleos, de forma que com o aumento do preço do petróleo, o preço do gás natural tem sido sistematicamente reajustado. Contudo, o preço dos energéticos concorrentes, principalmente do óleo combustível, tem se mantido congelado nos últimos meses. No caso de Minas Gerais, por exemplo, o preço do gás natural, desde 2011, subiu 14% enquanto o preço do óleo combustível do tipo A1 caiu 2,1% (GARCIA, 2012).

O elevado diferencial de preço do gás natural existente entre o mercado brasileiro e os demais mercados internacionais pode ser atribuído, entre outros fatores, ao reduzido grau de concorrência no setor. Em fevereiro de 2012, a Petrobras foi responsável por 97% da produção nacional de gás natural e por 100% das importações, enquanto que no mesmo período, a Shell e a Chevron foram responsáveis respectivamente por 1,3 e 1,1% da produção brasileira (ANP, 2012a). Essa evidente concentração do mercado reduz os efeitos redutores da concorrência sobre os níveis de preço.

**Figura 2 – Distribuição da Produção de Gás Natural por Operador – 2012**



Fonte: ANP, 2012a

Na contramão da elevação recente dos preços do gás natural, novas descobertas têm trazido a esperança de um grande aumento da produção nacional. Estimativas feitas pelo Grupo de Economia da Energia (GEE, 2011) mostram um potencial de oferta de gás natural nacional em 2030 de 105 a 180 milhões de m<sup>3</sup>/d somente na região Sudeste e Sul do país. A elevação das estimativas de produção dessas duas regiões deve-se em grande parte às novas descobertas do Pré-Sal. Segundo o GEE, a oferta líquida de gás natural proveniente do pré-sal poderá atingir até 2030 algo entre 70 e 120 MMm<sup>3</sup>/d.

Contudo, o desenvolvimento dos campos do Pré-Sal exigirá um grande esforço de investimento, principalmente por parte da Petrobras. Recentemente, a Diretora Geral da Agência Nacional de Petróleo, Magda Chambriard, (ANP, 2012b) declarou que até 2020 a exploração da área do Pré-Sal irá demandar cerca de US\$ 400 bilhões em investimentos. É natural que diante do elevado aporte de capital exigido na região do Pré-Sal, a Petrobras reduza seus investimentos em áreas produtivas marginais ou não convencionais abrindo espaço para a entrada de novos produtores estimulados pelos elevados preços do gás natural no Brasil.

O resultado da última rodada de licitação de exploração evidencia o aumento do interesse de novos agentes. A 10ª Rodada envolveu a licitação de 130 blocos (Petróleo e Gás Natural), todos localizados em bacias terrestres. Dos 80 milhões arrecadados em bônus de assinaturas, 34 milhões (43%) foram pagos por outras empresas que não a Petrobras. Se excluirmos a bacia do Amazonas (tradicionalmente explorada pela Petrobras), a participação dos demais agentes aumenta para 65 %. Em relação ao número de agentes, 8 empresas (ou consórcios) além da Petrobras receberam concessões para exploração.

Além das áreas terrestres já exploradas por outras empresas que não a Petrobras, atualmente, a ANP vem desenvolvendo estudos geológicos e sísmicos em novas regiões potencialmente produtoras de petróleo e gás natural. As bacias do São Francisco, Parnaíba, Paraná e Parecis, por exemplo, são algumas das regiões alvos de estudo da ANP. Nas bacias de Parecis e Paraná, deve-se realizar, até final de 2012, estudos sísmicos (2D). Na bacia do São Francisco, onde os estudos estão mais avançados, deve-se perfurar até o final deste ano o primeiro poço pioneiro e acredita-se também que seja realizada a primeira perfuração horizontal na formação geológica não convencional dessa bacia.

A abertura de novas fronteiras de produção e a reativação de campos marginais *onshore* traz grandes oportunidades para novos agentes. Os menores custos associados à produção e escoamento do gás natural em formações geológicas em terra e o relativo “desinteresse” da Petrobras em áreas de produção marginal e não convencional possibilita a entrada de pequenos e médios produtores no upstream brasileiro.

Recentemente, a companhia de distribuição do estado do Paraná (COMPAGÁS) anunciou que pretende participar da licitação do campo de Barra Bonita, em Pitanga, onde as reservas provadas somam cerca de 500 milhões de metros cúbicos. Essa área de exploração pertencia a Petrobras e foi devolvida a ANP por ser considerada marginal para exploração. A intenção da COMPAGÁS é investir entre US\$ 18 milhões e US\$ 20 milhões na exploração da área de forma a assegurar uma fonte de suprimento de gás natural mais segura e barata.

O resultado da 10ª rodada e as intenções declaradas de novos agentes em entrar na produção de áreas marginais e não convencionais de gás natural evidencia que o elevado preço do gás natural e a priorização dos investimentos na área do Pré-Sal vêm abrindo caminho para a entrada de novos agentes na produção de gás natural. Essa potencial mudança na estrutura de produção de gás natural tem como efeito esperado o aumento da concorrência que não só poderia contribuir para a redução dos preços do gás natural como também estimulariam

a expansão da malha de gasodutos. Assim, espera-se que as próximas rodadas de licitações sejam marcadas pela entrada de novos agentes, principalmente nos campos terrestres de gás natural.

### **Bibliografia**

FIRJAN, 2011. Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil? Estudos para o Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

GARCIA, 2012. [Gás Perde a Competitividade](#). Site GASNET.

ANP, 2012a. Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural. Edição março de 2012.

ANP, 2012b. [Brazil's Regulatory Framework Challenges of a rapidly expanding petroleum industry](#). Apresentação no OTC – Offshore Technology Conference – em Houston, EUA.

GEE, 2011. Tendência de Oferta e da Alocação do Gás. GEE/IE/UFRJ, 2011.

# Novos desafios para os reguladores de energia

**Por Helder Queiroz**

Um dos traços mais marcantes das mudanças estruturais e institucionais no modo de organização das indústrias energéticas, observadas desde o fim da década de 1980, foi a criação das agências reguladoras. Em todos os países que promoveram tais transformações, a criação de órgãos de regulação setorial de energia promoveu uma redefinição das fronteiras de competência e responsabilidades dentro do próprio Estado.

Cabe destacar que a multiplicação recente do número de órgãos reguladores em todos os países ampliou a variedade e a qualidade do exercício da regulação. As agências reguladoras ainda não atingiram a plena maturidade para o exercício de sua atividade e qualquer análise comparativa de suas estruturas e desempenhos pode revelar a imensa variedade de situações de um país a outro.

Desse modo, é sempre de grande utilidade confrontar as experiências de diferentes países e órgãos reguladores a fim de aprimorar a qualidade da regulação. É nessa perspectiva que se realizam, a cada três anos, os Fóruns Mundiais de Regulação de Energia. A sua quinta edição, realizada em maio de 2012, em Quebec, no Canadá, reuniu representantes de mais de 70 (setenta) países.

Desde a sua primeira edição, a agenda de discussões sobre o exercício da regulação de energia tem mudado de eixo.

Nos três primeiros Fóruns – 2000, 2003 e 2006 – o foco central residiu na construção dos novos marcos regulatórios e na consolidação, inclusive no plano organizacional, das agências recém-criadas. Nesta fase, os temas colocados em tela versavam sobre o processo de conclusão e aperfeiçoamento das reformas estruturais e regulatórias, com ênfase nos temas da desverticalização das indústrias, das formas de promoção da competição e dos regimes de incentivos, visando estimular investimentos e proteger os consumidores. Mas também já se percebia a dificuldade de simplesmente replicar modelos institucionais de um país a outro, devido às especificidades setoriais e institucionais de cada caso.

No Fórum de Quebec, percebe-se que as agências reguladoras de energia, criadas ao longo dos últimos vinte anos, entraram numa nova fase, após o reconhecimento de que o exercício da regulação em mercados energéticos liberalizados se revelou uma tarefa muito mais complexa do que se imaginava nos anos 1990.

Por um lado, foram progressivamente consolidados os procedimentos de regulação, como, por exemplo, as consultas e audiências públicas que buscam assegurar a transparência da atividade regulatória; por outro, percebe-se que a

regulação econômica do setor de energia ingressa hoje numa nova fase marcada pela franca revisão e ampliação de suas missões e instrumentos.

Colocando abordagens conceituais à parte, o que o regulador encontra na prática é um conjunto de agentes econômicos perseguindo, legitimamente, interesses distintos. Ainda que as tentativas de maior interação com estes grupos, na detecção de suas necessidades, possam ser diversas e inovadoras, a tarefa de interpretar o que é de interesse público continua complexa.

Tal complexidade está associada à necessidade imperativa de encontrar mecanismos inovadores e eficientes de regulação capazes de lidarem com o contexto global de incerteza macroeconômica, política e energética, cujo resultado depende da redefinição dos objetivos e instrumentos das políticas públicas.

A dimensão macroeconômica está relacionada com a as dificuldades de se construir, de forma consistente, alternativas de saída da crise de 2008. O fraco desempenho das economias dos países desenvolvidos, especialmente na União Europeia, em termos de recuperação dos níveis de emprego e do PIB, tem gerado baixos níveis de investimento setorial, em particular nos segmentos de transporte e distribuição de eletricidade e de gás.

A crise macroeconômica na zona do euro se reflete igualmente no plano político, com os problemas inerentes à assimétrica correlação de forças entre os países-membros e à falta de convergência com relação à saída da crise.

A incerteza política diz respeito ainda às questões geopolíticas reinantes no Oriente Médio, em particular aqueles referentes às tensões em torno do programa nuclear iraniano e os países ocidentais, bem como à deterioração da situação política e social na Síria.

Já a incerteza no setor de energia propriamente dito concerne o processo de adequação das políticas energéticas ao triplo objetivo colocado hoje nas agendas de todos os países, com relação à: i) segurança do abastecimento e redução da dependência energética, com especial ênfase no desenvolvimento de reservas de petróleo e gás não-convencionais; ii) redução das emissões de poluentes e melhoria da qualidade dos combustíveis e iii) a expansão das energias renováveis.

Não é trivial a compatibilização desses três objetivos. Ainda assim, as políticas energéticas em diferentes países e as estratégias das empresas de energia estão sendo progressivamente reorientadas a fim de viabilizar, no longo prazo, padrões de produção e uso de energia que levem em consideração as novas condições de contorno do setor. Tal processo amplia o leque de alternativas tecnológicas que envolvem novas fontes de energia e novos equipamentos. No entanto, a viabilidade econômica e os ganhos potenciais de escala de tais alternativas ainda não estão assegurados, dificultando não só os exercícios de previsão de oferta e demanda de longo prazo, mas também a implementação de instrumentos seletivos de política energética favorecendo uma dada alternativa.

Quais as implicações desse contexto de incerteza sobre as tarefas de regulação de energia?

Os debates e as reflexões do Fórum Mundial de Quebec giraram em torno das modalidades de adequação do exercício da regulação a este processo significativo de revisão de políticas energéticas.

À guisa de se estabelecer uma síntese de tais discussões, quatro pontos específicos merecem atenção especial.

Primeiro, foi destacada a importância de uma visão estratégica de longo prazo dos órgãos reguladores, mais flexível e adaptável, sem que isto implique em minar sua credibilidade ou aumentar simplesmente seu poder discricionário. Isto não deveria tampouco implicar na redução da autonomia decisória. Porém, tal como foi discutido em Quebec, não é rara a ampliação do poder de intervenção do Executivo em situações de crise. Em tais circunstâncias, é possível observar a redução das missões delegadas e da autonomia das agências, pois em situações extremas o Poder Executivo pode julgar que a sua própria credibilidade pode ser afetada. Como foi destacado acima, o desenvolvimento da capacidade técnica e a solidez do processo decisório são atributos importantes dos reguladores ante a situações desta natureza.

Segundo, a regulação e o estímulo à inovação não se constituem tarefas incompatíveis. O papel do regulador na promoção das energias renováveis, das fontes de energia não-convencionais e de novas tecnologias, passa pela construção e pela adaptação de um arcabouço jurídico e regulatório que confira previsibilidade às empresas em seus processos de tomada de decisão de investimentos. Mas parece claro e relacionado com o ponto anterior, que é indispensável para que tal tarefa seja bem sucedida que os órgãos reguladores sejam dotados de capacidade de adaptação de seus instrumentos e dispositivos regulamentares.

Terceiro, é crescente a preocupação dos reguladores com as questões de segurança operacional e dos impactos ambientais após os gravíssimos acidentes do Golfo do México e de Fukushima. Este ponto passou a ser central para a regulação das indústrias de energia. Nesta perspectiva, tornam-se cada vez mais relevante as tarefas de monitoramento e as normas prudenciais de controle operacional buscando prevenir situações desta natureza. Assim, as exigências das autoridades governamentais e órgãos reguladores se tornaram efetivamente mais rígidas, exigindo a adequação das empresas às novas regulamentações, em matéria de segurança operacional e gerenciamento de riscos.

Quarto, a atenção a ser prestada pelos reguladores ao interesse dos consumidores foi igualmente abordada, porém à luz de um novo enfoque que incorpora, além dos consumidores propriamente ditos, também os cidadãos e a opinião pública. Isto decorre da velocidade da transmissão das informações – corretas ou incorretas- e mesmo do papel das redes sociais na formação da opinião pública. Para tal, a capacidade de comunicação dos órgãos reguladores tem que ser apurada e também adaptada a esta realidade, sem, contudo, reduzir o peso e a importância do caráter técnico das suas decisões.

De todo modo, é fundamental fortalecer a orientação de defesa do interesse dos consumidores e preservar, simultaneamente, as condições regulatórias necessárias para a ampliação dos investimentos setoriais.

Apesar dos avanços em matéria de procedimentos, busca de transparência e de qualificação técnica, o escopo das atividades de regulação tem sido ampliado para dar conta dos aspectos listados acima. Dado que o exercício da regulação das indústrias energéticas se tornou mais complexo, é indispensável que as agências possuam quadros técnicos capazes e permanentemente treinados e atualizados nos temas específicos com os quais lidam no dia-a-dia.

O exercício da regulação, neste novo contexto, só será bem sucedido se os agentes econômicos reconhecerem nos órgãos reguladores os atributos de credibilidade e de conhecimento técnico apurado sobre as indústrias de energia.

# Japão e Alemanha: o dilema nuclear

Por Renato Queiroz e Felipe de Souza

Há um dilema energético que tanto a chanceler alemã Angela Merkel quanto o primeiro-ministro japonês Yoshihiko Noda enfrentam neste momento: atender ao clamor público que exige o fechamento das usinas nucleares existentes em seus países ou seguir os ditames da segurança energética que aconselham a manutenção dessas usinas em funcionamento para assegurar a confiabilidade e os custos do suprimento de energia, essenciais para a competitividade de suas economias.

Esse não é um dilema novo para esses países. A peculiaridade do atual momento reside na dramaticidade introduzida pelo desastre de Fukushima, ocorrido no início do ano passado, no *trade-off* segurança energética *versus* insegurança nuclear; ou seja, risco de déficit energético *versus* risco de acidente nuclear.

Até então, a indústria nuclear vinha atravessando um período de renascimento, apresentando uma tendência de crescimento, devido ao rápido desenvolvimento nos países emergentes (principalmente na China). Parte desse renascimento justificava-se pela necessidade crescente de segurança energética e principalmente devido à preocupação quanto ao aquecimento global.

Em 2010 a Agência Internacional de Energia (AIE) divulgou um relatório[1] no qual afirmava que “a expansão da energia nuclear era um fator chave para combater as alterações climáticas”.

Nesse contexto, o desastre natural de Fukushima provocou uma crise na indústria nuclear, quiçá, a pior em 26 anos, pois reavivou fortemente as preocupações com a segurança das usinas nucleares, colocando em xeque a opção por essa fonte como alternativa energética aos combustíveis fósseis. Diversos países, principalmente Alemanha e Japão, iniciaram um processo de revisão nas suas políticas energéticas nas quais a energia nuclear era considerada como uma fonte de extrema importância para a segurança energética e para atender às exigências da política climática global. A opinião pública chocada com o acidente na planta de Fukushima exigiu uma posição firme dos dirigentes desses países contra as usinas nucleares.

Antes de Fukushima, o Japão era o terceiro maior produtor de eletricidade, a partir da energia nuclear, que correspondia a cerca de 30% do total de produção elétrica. Eram 54 reatores em operação gerando 47 GW. O governo japonês tinha planos de aumentar a utilização dessa energia, elevando a parcela da energia nuclear em 41% até 2017 e 53% até 2030. Fukushima alterou completamente as ambições do governo japonês, em parte devido à forte reação da população. Imediatamente após o acidente, o Primeiro-Ministro ordenou a paralisação de alguns reatores e a interrupção das obras em curso de novos. Os reatores paralisados antes de serem religados passariam por inspeções. No entanto esses reatores não voltaram a funcionar justamente pela falta de confiança na segurança das usinas. A paralisação do último reator no dia 05 de



maio de 2012 deixou o país sem centrais atômicas pela primeira vez após 42 anos.

As novas ações de política energética levaram o país a intensificar a utilização de combustíveis fósseis na geração elétrica. Em adição, tal medida levou a balança comercial a registrar em janeiro de 2012 seu maior déficit nos últimos 33 anos, devido ao aumento das importações, sobretudo pela compra de hidrocarbonetos.

O governo japonês diante dessa encruzilhada tem o desafio de buscar uma fonte de energia que seja capaz de substituir a energia nuclear sem trazer fortes consequências econômicas e climáticas. O diretor geral da JETRO – Japan External Trade Organisation –, Jun Arima em artigo publicado pela World Energy Council, em setembro de 2011, apresentou algumas estimativas para a substituição de todas as centrais nucleares no Japão por outras fontes. No caso de fontes térmicas isso acarretaria: i) impacto na balança comercial devido à adição de US\$ 38 bilhões por ano de combustível importado; ii) elevação do preço da energia, sobretudo para a indústria japonesa; iii) aumento nas emissões de CO<sub>2</sub> em 2020 que seriam 18% maiores em relação aos níveis de 1990.

Na hipótese do Japão substituir sua geração nuclear por fontes renováveis, a substituição total da nuclear por solar, requereria um montante de investimentos que poderia chegar a US\$1 trilhão e haveria, também, a necessidade de ter um espaço territorial para a instalação das plantas solares de 5260 Km<sup>2</sup>. Na hipótese da substituição por energia eólica, os investimentos necessários seriam da ordem de US\$ 375 bilhões e o espaço territorial para abrigar os aerogeradores chegaria a 5000 Km<sup>2</sup>. (WEC, 2011).

O governo japonês tem feito o alerta de que o país pode enfrentar falta de energia durante o verão e defende a reabertura de usinas nucleares que já passaram pelos testes e foram consideradas seguras. O próprio ministro encarregado das políticas nucleares, Goshi Hosono, admitiu a jornalistas que a situação da geração elétrica é séria e o Japão não pode sacrificar a segurança energética.

A Alemanha também implantou ações, após o acidente em Fukushima, fechando sete usinas nucleares, as mais antigas, e outra usina que estava temporariamente *off-line*. Em 2010, o país tinha 17 reatores em operação, com uma capacidade de 20 GW, correspondendo a 23% da matriz elétrica do país. Em maio do ano passado, sob uma forte pressão política do partido verde, o governo alemão tomou a decisão de abandonar a energia nuclear até 2022. Os oito reatores que estavam temporariamente desligados deixaram de ser utilizados de forma permanente, enquanto os nove restantes serão desligados gradualmente. Três reatores serão desligados em 2015, 2017 e 2019 respectivamente, e outros três deixarão de funcionar em 2021. No último ano da energia nuclear do país, 2022, está programado finalizar a operação dos últimos reatores (WEC, 2012).

A chanceler Merkel decidiu alterar sua política nuclear, justificando que se baseou no parecer de uma comissão que vinha examinando questões ligadas a

essa fonte de energia. Muitos analistas afirmaram que o desempenho eleitoral ruim de seu partido contribuiu para essa decisão também. No entanto, essa decisão impacta o sistema energético europeu, pois mais centrais térmicas a gás podem operar como opção para compensar a parcela deixada pela energia nuclear. Essa configuração vai trazer implicações no preço da eletricidade e no mercado de gás europeu trazendo mais dependência da Europa em relação ao gás russo.

Após o fechamento das usinas o custo da energia elétrica no país já cresceu 12% (Eletronuclear, 2012) e isso traz uma preocupação para a indústria alemã que já advertiu o governo de que é preciso agir com cautela nas decisões políticas para não prejudicar a competitividade do país. Um exemplo foi a ameaça da indústria farmacêutica Bayer, que emprega mais de 35.000 pessoas no país, em retirar da Alemanha suas fábricas de produtos químicos como reação ao aumento dos custos com eletricidade. (The Guardian, 2011). Ao contrário do Japão, a Alemanha dispõe de uma maior presença de energia renovável. Entretanto, enquanto as renováveis não tiverem capacidade de substituir completamente a energia nuclear, as emissões do setor elétrico alemão podem crescer a exemplo do ocorrido no ano passado em que as emissões do setor aumentaram 2-6% (WNN, 2012).

Para esquentar as discussões sobre o uso da energia nuclear o ex-primeiro ministro francês, Dominique de Villepin, no Fórum de Sustentabilidade de Manaus em março de 2012, declarou que a troca do uso de energia nuclear e fóssil por outras não é simples nem viável no curto prazo. Segundo Villepin, o caso da Alemanha, que pretende zerar o uso da energia nuclear, não é possível de ser reproduzido na França.

Nesse sentido, a própria AIE, mesmo depois de Fukushima, manteve a sua preocupação de que se o crescimento do consumo se desse através do uso intenso de combustíveis fósseis – sem a contribuição do nuclear -, as emissões de CO<sub>2</sub> aumentariam em 20%, com risco do aumento da temperatura global passar dos 3 °C .

Enfim, o quadro apresentado do atual contexto energético do Japão e da Alemanha serve como um bom exemplo da complexidade que envolve os interesses, sobretudo políticos e econômicos, quando das decisões estratégicas de política energética. Neste ambiente globalizado e altamente competitivo, os países terão que ordenar criteriosamente suas opções e prioridades . Escolhas erradas neste momento provavelmente irão acarretar grandes custos econômicos, políticos e ambientais no futuro.

### **Referências Bibliográficas**

Arima, Jun. Japan's Energy Policy – Pre and Post Fukushima. World Energy Insight 2011, p.38-39. World Energy Council, sep. 2011.

Eletronuclear – Worldwide Panorama of Nuclear Energy, March 2012 Edition

The Guardian, 2011. Russell, Rubyl. Bayer threatens to quit Germany over nuclear shutdown. The Guardian, London, 7 August 2011.

World Energy Perspective: Nuclear Energy One Year After Fukushima. World Energy Council, 2012.

World Nuclear News. Germany escapes carbon emissions rise. 13 April 2012.

---

[1] Custos projetados de geração de eletricidade – Agência Internacional de Energia- edição 2010

# Setor elétrico brasileiro: mais reservatórios ou critérios mais coerentes?

**Por Roberto Pereira d'Araujo**

O Setor Elétrico Brasileiro está passando por significativas mudanças. Apesar da nossa matriz energética bastante renovável e limpa em comparação a de outros países, não estaremos livres de críticas. Entre elas, uma censura a ser enfrentada é a aversão às usinas hidroelétricas com grandes reservatórios de acumulação. Muitas vezes, a principal oposição nem está concentrada nos efeitos ambientais, muito embora eles existam. A resistência está mais conectada à realidade regional, geralmente carente de políticas e investimentos públicos, que “cede” sua natureza e seus recursos naturais para produzir uma energia que é um elemento essencial de outra região, industrializada e urbana, que nada tem a ver com a área atingida pelo reservatório.

A visão mercantilista de que usinas hidroelétricas são meras fábricas de kWh que concorrem com outras fontes energéticas, tais como eólicas ou térmicas, é um grande equívoco. Elas são muito mais do que o sistema eletromecânico que transforma a energia potencial da água em energia. Concebidas como partes de um amplo projeto regional, poderiam transformar positivamente a realidade da área afetada. Alguns avanços têm sido alcançados pelos novos projetos, mas eles ainda são originários de um só ministério, o de Minas e Energia. Dada a dimensão da intervenção, todo o governo poderia estar envolvido[1].

Mas, o que significa a não construção de reservatórios para uma economia dependente de energia confiável? Um país que passou por um racionamento que ostenta o troféu de ser o maior do planeta sem guerras ou desastres naturais, deveria estar preocupado. Os reservatórios acumulam água nos períodos “úmidos” para usá-la nos períodos “secos” e, crescentemente, estamos assistindo a uma diminuição dessa capacidade de acumulação em relação à carga que as hidroelétricas têm que suprir. Na década de 80, tínhamos um confortável índice de reserva, pois, a capacidade chegava ao equivalente a dois anos de consumo. Hoje, esse índice comparativo não chega a seis meses e, até 2015 chegaremos a menos de 5 meses[2].

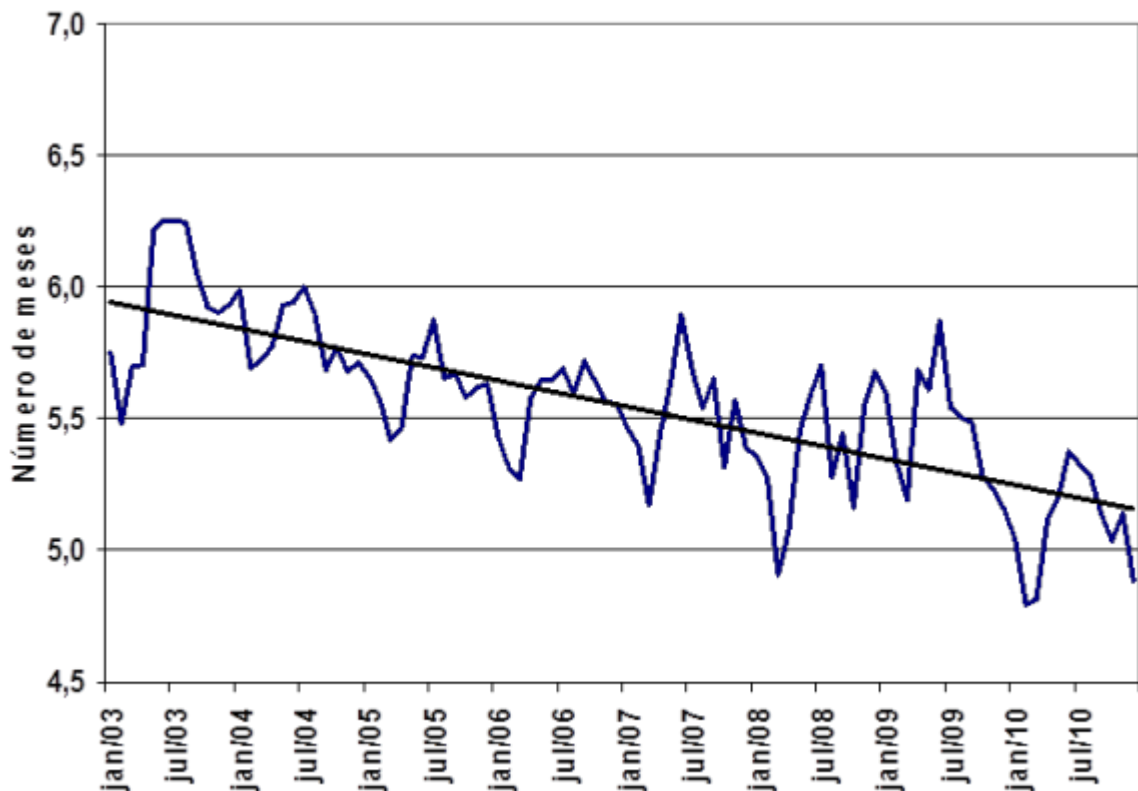
Mesmo assim, não há sistema no mundo que disponha uma reserva equivalente a mais de 200 TWh, como temos hoje. O problema é que a demanda por energia quase triplicou nesse período. Seria inviável manter qualquer índice de conforto comparável ao de trinta anos atrás. Mas, não é apenas a aversão aos reservatórios que preocupa. O modo como o sistema tem-se expandido e operado é, no mínimo, curioso.

O Gráfico 1 mostra a recente diminuição da capacidade de reserva em relação à carga. Como se vê, teríamos uma reserva máxima equivalente a um pouco mais de 5 meses de consumo. Apesar de sermos predominantemente hidroelétricos, o consumo também é atendido por térmicas. Portanto, se, da carga total

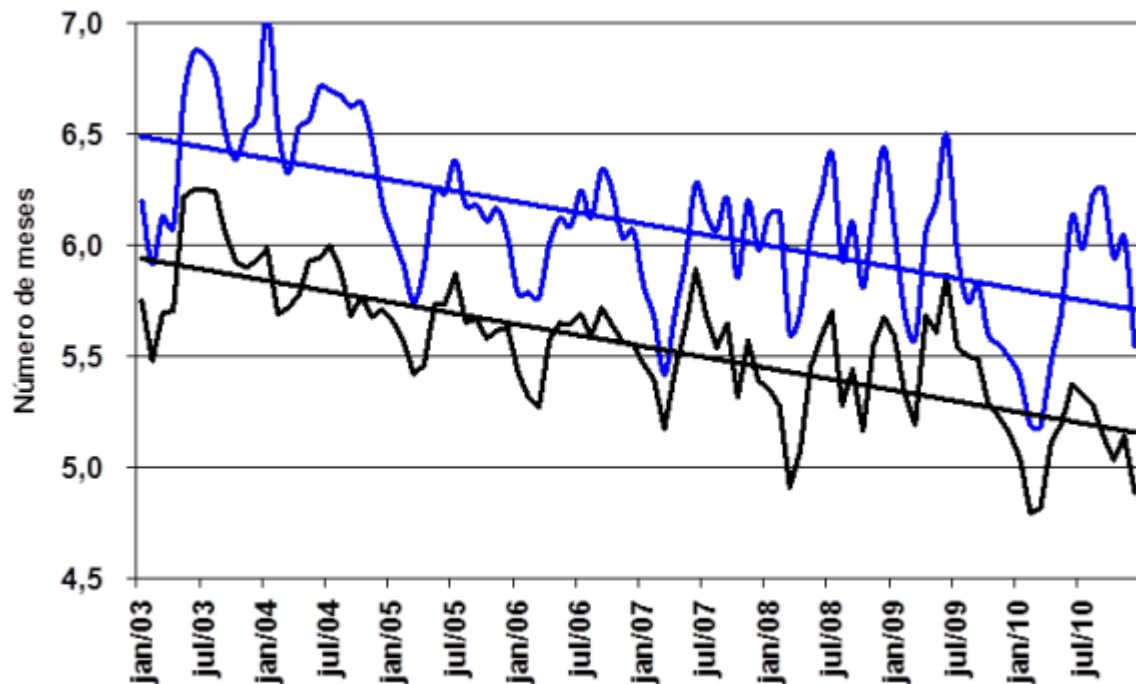
descontamos toda a geração não hidráulica, teremos esse mesmo índice, mas relacionado apenas à carga sob responsabilidade das hidráulicas[3]. O gráfico 2 mostra a mesma curva do gráfico 1 em preto e a segunda em azul.

Para um sistema que tem se expandido com um recorde de térmicas, é surpreendente que as duas curvas mostrem um paralelismo. Isso significa que o uso dessa geração não hidráulica não aliviou o crescente uso da reserva, pois nesse caso, o declínio da segunda curva seria mais atenuado, mostrando uma preservação da reserva.

**Gráfico 1: Armazenagem máxima comparada a carga mensal**



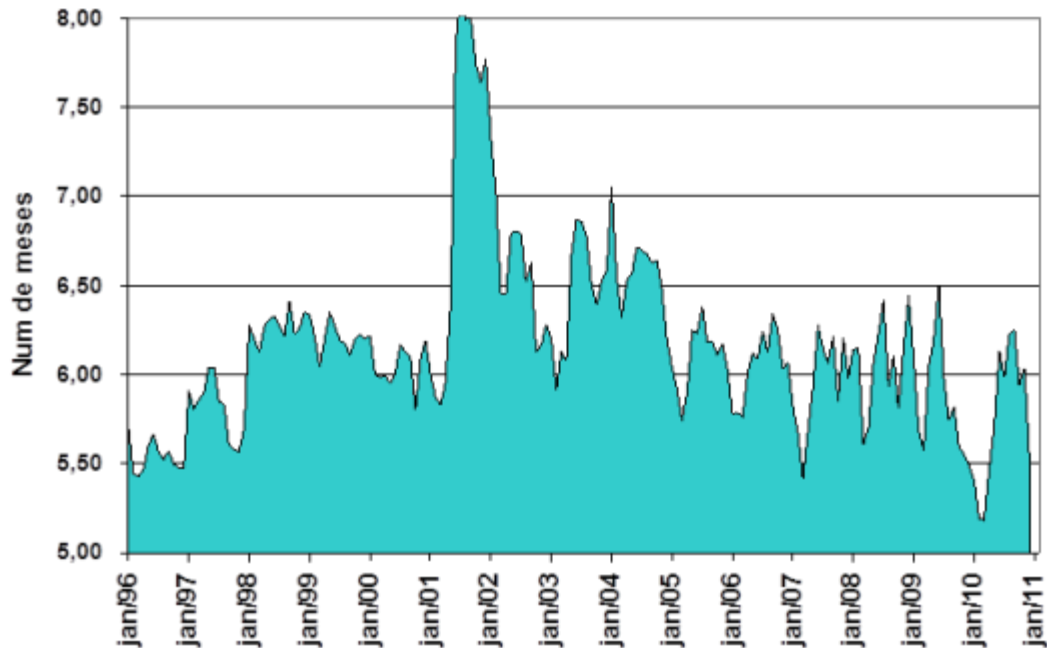
**Gráfico 2: Armazenagem Max/carga total (em preto) e armazenagem Max/carga hidráulica (em azul)**



Outra estranha condição pode ser vista em simples dados da década de 80 e atuais. Na segunda metade da década de 80, quando o nosso sistema já tinha interligação significativa, a capacidade instalada do SIN era de 86% de hidráulicas e 14% de térmicas. Com essa configuração, as hidráulicas geravam 92% da energia, com as térmicas ficando com 8%. Numa análise simples, mas reveladora, isso significa que os 14% de MW térmicos “receberam” 6% de geração das hidráulicas como substituição.

Hoje, temos uma capacidade instalada 73% hidráulica e 27% térmica. Portanto, não pareceria que a responsabilidade das hidráulicas diminuiu bastante? Mas, se olharmos o dado energético, vemos que esses 27% de MWs térmicos geram apenas 16% dos MWhs. Ou seja, hoje, depois de um racionamento recorde, diminuição da capacidade de regularização e aperto no critério de garantia[4], por incrível que pareça, as hidráulicas “transferem” às térmicas 11% como substituição e não 6%. Isso quer dizer que, ao contrário do que se poderia esperar, pesa sobre o bloco hidráulico uma ainda maior responsabilidade sobre a garantia da que existia na década de 80.

O Gráfico 3 mostra que, comparando o período 1996 – 2000 e o 2006 – 2011, voltamos ao mesmo índice anterior ao racionamento (~ 5 meses de carga), com o agravante de uma maior oscilação da reserva. Seria de se esperar que a relação reserva/carga aumentasse e sua oscilação se reduzisse. Mas, se nada disso ocorre, a complementação térmica e de outras fontes não está ajudando.

**Gráfico 3: Armazenagem máxima/ Carga Hidráulica**

Estranho? À primeira vista, sim, mas a razão não está apenas na não construção de novos reservatórios, mas também no tipo de expansão que temos assistido. Segundo dados do ONS, 28% dos quase 20 GW de térmicas disponíveis[5] operam com custos acima de R\$300/MWh, sendo 80% delas usando poluentes combustíveis Diesel e Óleo. Segundo a metodologia de otimização econômica que gera a formação de custos atuais, essas usinas são pouco utilizadas por serem caras. Mesmo assim, são contabilizadas na oferta, recebendo um “certificado” de energia assegurada[6]. É óbvio que essa parcela é gerada pelo bloco hidráulico. Assim, com esse tipo de complementação térmica, além de não aumentarmos a relação reserva/carga, ainda estamos sujeitos a mais oscilações da energia reservada[7].

Esse tipo de expansão foi realizado sob a filosofia de que o mercado e os investidores devem decidir que tipo de usina compõe uma matriz que se altera rapidamente. Como o singular sistema interligado brasileiro é “um caso a parte” entre os sistemas que se utilizam da forma competitiva para suprir sua demanda, foi criado um índice custo benefício (ICB) para ser variável chave nesses leilões. O problema é que a metodologia que determina o ICB tende a supervalorizar usinas que só gerariam significativamente caso o sistema estivesse próximo a um racionamento, daí a surpreendente contratação de usinas a óleo e diesel.

É evidente que a capacidade de regularização do sistema via aumento do número de reservatórios, além de ser inviável dado o crescimento da demanda, não resolverá um problema pernicioso do nosso mercado: a instabilidade do custo marginal de operação, que, também pela singularidade brasileira, é paradigma de preço no mercado livre.

O que esta análise tenta mostrar é que o setor precisa urgentemente de uma política de expansão que não corra o risco de adotar soluções surpreendentes e que obrigam uma operação não prevista. A divergência entre os critérios de operação e planejamento é crescente e já implica em custos extras para o consumidor. É preciso levar em conta que, até hoje, não se aprofundaram estudos para desenvolver uma metodologia própria para a expansão do sistema, que ainda se vale de um software que foi desenvolvido para a operação e que, hoje, de forma ainda adaptativa, está no centro do modelo comercial.

Como conclusão, o tema da construção de usinas com reservatórios de acumulação plurianuais, debatido com exagerados radicalismos de ambos os lados, é, certamente, um reducionismo do problema. Sem uma análise crítica das inconsistências metodológicas entre planejamento e operação, passando pela gênese do custo marginal de operação, a discussão por novos reservatórios só vai acirrar conflitos muito mais complexos sem solucionar o problema.

---

[1] O secular exemplo da Tennessee Valley Authority continua sendo um sinal de que isso é possível.

[2] Fonte; Plano Anual de Operação Energética – PEN 2011. ONS

[3] Aqui denominada Carga Hidráulica, por ser mais simples.

[4] No passado, adotávamos o risco máximo de 5%. Hoje, em função de mudanças de critério, o risco tem sido calculado no entorno de 3%.

[5] Até 2015 serão aproximadamente 30GW, capacidade que já influencia a operação por estar no horizonte do planejamento do ONS.

[6] Mesmo as que são contratadas por capacidade, compõem a oferta calculada para atender a demanda.

[7] Tal oscilação tende a acionar com mais frequência os mecanismos de segurança da operação, não previstos no planejamento, que geram custos extras para os consumidores.



# A política energética europeia: racionalização do uso e introdução de renováveis

**Por Gustavo Haydt**

As estratégias de incentivos a utilização de energias renováveis e a utilização racional de energia não são uma novidade no contexto Europeu, ou melhor, nos países que formam a Comunidade Europeia (CE). A CE, em virtude da primeira crise mundial de petróleo, que abalou o mercado da energia em 1973, definiu em 1974 uma resolução [1] na qual estabeleceu uma maior racionalização do consumo de energia, sem que isto afetasse o crescimento da sua economia e alterasse os objetivos de melhoria no conforto e qualidade de vida dentro da Comunidade. Além da racionalização no lado da demanda, a oferta de energia também foi alvo desta mesma resolução.

Com o objetivo de melhorar a segurança do abastecimento (principal motivo da época com foco na segurança da economia), a resolução recorria ao apoio ao desenvolvimento da produção de energia (eletricidade) de origem nuclear (mais estável do ponto de vista do custo de energia na época) e ao apoio a extração de recursos fósseis provenientes da própria Comunidade. Apesar de alguma preocupação com o meio ambiente e o grande foco com a segurança do abastecimento, as energias renováveis ainda não eram vistas como oportunidade para a Comunidade.

Após a segunda crise do petróleo, em 1979, a CE lança uma resolução [2] na qual estabelece objetivos para diminuir a dependência de energia externa através da redução do consumo de petróleo e da intensificação de produção de eletricidade através de energia nuclear e combustíveis sólidos (e.g., carvão). Seguindo os objetivos desta resolução, meses depois, a CE lança finalmente um regulamento [3] em que permite a utilização de fundo de desenvolvimento regional para intensificar e prosseguir com o esforço em limitar o consumo de petróleo através da poupança de energia, e também através do desenvolvimento das produções próprias com uma progressiva utilização das energias renováveis.

Contudo, tal estratégia foi somente aplicada às regiões do Mezzogiorno (como é chamada o sul da Itália), em específico as zonas montanhosas, que eram mais suscetíveis a grandes riscos de ruptura de abastecimento dado as características da produção de energia elétrica de grande dependência em relação às importações de petróleo e das fracas interligações com o norte do país onde havia uma geração de eletricidade mais estável.

Em Setembro de 1986 a CE lança uma resolução relativa a novos objetivos comunitários de política energética para o período até 1995 e para a convergência das políticas dos Estados-membros neste âmbito [4]. A resolução salienta que o objetivo de toda a política energética é permitir ao consumidor dispor, em condições econômicas satisfatórias, de energia suficiente e segura, constituindo assim uma das condições essenciais para dispor de estruturas

competitivas e permitir um crescimento econômico satisfatório. Para tal, reafirma o importante papel desempenhado pela energia nuclear no abastecimento energético (apesar das preocupações geradas pelo acidente nuclear de Chernobyl acontecido no mesmo ano), a diversificação de fontes energéticas (com uso do gás natural), e fortalece o desenvolvimento das energias renováveis, incluindo a hidroeletricidade tradicional.

Com esta resolução a CE mostra (e percebe) a importância da contribuição das energias renováveis para substituir gradativamente os combustíveis tradicionais (na eletricidade), de modo a poderem ter um papel significativo no balanço energético e garantirem condições de abastecimento mais seguras e sem flutuações bruscas dos preços da energia (fóssil).

No mesmo ano de 1986 a CE lança em Outubro um novo regulamento que institui um programa comunitário relativo ao desenvolvimento de regiões desfavorecidas da Comunidade por meio da valorização do potencial energético endógeno (programa VALOREN) [5]. Esse novo regulamento salientava que o programa comunitário tinha por objetivo contribuir, nas regiões em causa, para o reforço da sua base econômica através da melhoria das condições de abastecimento local de energia, para a criação de empregos e para o acesso destas regiões a um melhor nível tecnológico.

Este regulamento segue em linha com os objetivos da CE estabelecidos previamente, porém utiliza as renováveis mais como fomento da economia local das regiões “desfavorecidas” do que efetivamente como um grande objetivo de toda a CE. Um mês depois, é posto em vigor uma resolução específica para o desenvolvimento de fontes de energia novas e renováveis [6].

Nesta resolução se observa que as ações em curso para desenvolver a utilização de fontes de energia novas e renováveis constituem uma garantia a longo prazo de uma maior contribuição para a segurança energética da Comunidade e que seria conveniente adotar uma orientação comum de desenvolvimento das fontes de energia renováveis para toda a Comunidade.

Além do objetivo primário de segurança de abastecimento, tal resolução procurou otimizar a exploração destas fontes de energia na Comunidade, porém mantinha claro que a viabilidade econômica para qualquer tipo de fonte de energia renovável constituiria um critério fundamental para determinar a promoção da referida fonte e o recurso à mesma por parte da Comunidade. Consequentemente, as renováveis, até este momento eram vistas como uma aposta contra o problema de abastecimento, mas ainda estavam muito limitadas às avaliações puramente econômicas da época.

A década de 1990 trás modificações aos objetivos Comunitários para a energia devido a negociações e acordos internacionais provenientes de uma nova preocupação, as alterações climáticas. O problema foi apresentado pela Organização das Nações Unidas através de um relatório desenvolvido pelo IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change ou Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas) em 1990, em que mostrava que as emissões de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), provenientes essencialmente da utilização de

combustíveis fósseis, eram reconhecidas como sendo a causa principal das alterações climáticas.

Em 1993 a CE estabelece o programa ALTENER [7] relativo à promoção das energias renováveis na Comunidade, partindo do pressuposto de que outros países desenvolvidos assumiriam compromissos análogos tendo em vista a estabilização ou redução das emissões até diferentes datas (no caso Europeu, era alcançar até ao ano 2000 uma estabilização das emissões totais de CO<sub>2</sub> aos níveis de 1990) e considerando que o desenvolvimento das energias renováveis poderia contribuir consideravelmente para a redução das emissões poluentes devidas ao consumo de combustíveis fósseis.

Este programa passou não só a reconhecer a importância das renováveis no novo contexto, mas também mostrou que algumas fontes de energia renovável apenas ocupavam algumas faixas do mercado e que, se ainda não eram competitivas, tal se explicava pelo sistema de preços nem sempre tomar plenamente em consideração o “custo ecológico” das principais fontes de energia tradicionais. Para diminuir tal distorção o programa dispunha de medidas de incentivo financeiro para as renováveis no valor de 40 milhões de ECUs (unidade monetária europeia comum a Comunidade antes do estabelecimento do Euro, 1 ECU = 1 Euro) para um período de 5 anos.

Além do ALTENER, a década de 1990 foi marcada com outros programas que influenciavam a demanda de energia, como o SAVE (1991) [8], e a demanda e a oferta de energia como THERMIE (1990) [9]. Porém, o novo contexto mundial em relação as alterações climáticas e emissões por parte da produção de energia, faz com que a CE altere o escopo de ambos os programas para atender as novas necessidades.

O SAVE (1993) [10] passa a ter como objetivo a limitação das emissões de dióxido de carbono através do aumento da eficiência energética. O reconhecimento de sua importância nos objetivos climáticos reforçados com os acordos estabelecidos no Rio de Janeiro (1992) e em Berlim (1995) faz com que este programa seja renovado em 1996 como SAVE II [11]. Já o THERMIE é relançado como THERMIE II (1994) [12] com os mesmos domínios de aplicação (utilização racional da energia, fontes de energia renováveis, combustíveis sólidos e hidrocarbonetos), realçando que a indústria europeia deve continuar a desenvolver tecnologias inovadoras e eficientes para a produção\transformação de energia e consumo final, e que estas tecnologias, uma vez desenvolvidas, nem sempre conseguem penetrar no mercado sem apoio público, como o aumento da eficiência energética nos edifícios e os sistemas solares fotovoltaicos devido a não valorização de externalidades e a problemas clássicos como o do “proprietário-inquilino”.

No final da década de 1990, levando em consideração todos os acontecimentos com objetivos de sustentabilidade como a Agenda 21 de 1992 relativa a um programa de ação para o desenvolvimento sustentável e, principalmente, o Protocolo de Quioto da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas de 1997 e a meta ambiciosa referida no Livro Verde sobre fontes de energia renováveis de duplicar a parte global de energias renováveis na Comunidade em 2010, a CE lança uma resolução sobre as fontes de energias

renováveis [13] na qual concorda com a necessidade de promover uma utilização sustentável e muito mais alargada das fontes de energia renováveis em toda a Comunidade e registra que a liberalização dos mercados comunitários da energia iria aumentar as pressões da concorrência sobre todas as fontes de energia, em especial as fontes de energia renováveis, e considera que os custos relativos das fontes de energia renováveis teriam de ser reduzidos de modo a que estas pudessem competir com outras fontes de energia (fóssil e nuclear).

Para tal, definiu uma estratégia de promoção das fontes de energia renováveis já aperfeiçoadas por forma a tornar estas tecnologias plenamente competitivas a curto e a médio prazo. Além disso, prestava apoio à investigação, desenvolvimento e demonstração de tecnologias ainda não suficientemente aperfeiçoadas por forma a melhorar, a médio e a longo prazo, a competitividade global das fontes de energia renováveis. A concretização dos apoios poderia ser feita através de subsídios, tarifas preferenciais, obrigações de compra e contratos de compra a longo prazo, adjudicação de distribuição de energia, entre outros apoios. Esta resolução confirmou, mais uma vez, o papel da Comunidade no incentivo das renováveis através do princípio da subsidiariedade, fator mais comum num sistema mais “socialista” como o Europeu.

Além do apoio às energias renováveis e a utilização racional da energia/eficiência energética, a CE em 1998 passa a apoiar a possibilidade do fóssil “limpo” para auxiliar suas metas de segurança e diversificação da energia, além de metas ambientais através um programa plurianual de ações tecnológicas destinadas à promoção da utilização limpa e eficiente dos combustíveis sólidos [14].

Tal programa surgiu devido a consideração de que a existência de combustíveis sólidos dentro e fora da Comunidade é abundante e acessível no âmbito mundial, garantindo que esses combustíveis sejam e continuem a ser fontes de energia de baixo custo e que serão cada vez mais utilizados, tanto nas regiões desenvolvidas do mundo como nas regiões de economia emergente. Portanto, a promoção de tecnologias limpas e eficazes de utilização dos combustíveis sólidos contribuiria para um objetivo estratégico, em que a produção e o fornecimento de equipamentos para uma utilização limpa dos combustíveis fósseis e de outras formas de combustíveis sólidos, tanto dentro como fora da Comunidade, poderiam contribuir para a manutenção do emprego e benefícios para a economia da Comunidade.

A década de 2000 até o presente momento já não apresenta grandes mudanças, ou melhor, inclusões de objetivos, à visão CE em relação ao papel da energia, mas apresenta um amadurecimento em relação à importância da energia. Um marco foi a instituição do Tratado da Comunidade da Energia [15] em 2005, onde se criava uma Comunidade da Energia com a missão de organizar as relações entre os Membros e criar um quadro jurídico e económico para a energia de rede de forma que houvesse um espaço de regulação único para o comércio de energia, necessário face à dimensão geográfica dos mercados dos produtos em causa (principalmente eletricidade e gás).

Tal quadro visava reforçar a segurança do abastecimento do espaço de regulação único, criando um clima de investimento estável que permitisse estabelecer ligações com as reservas de gás da região do Mar Cáspio, do Norte de África e do Oriente Médio e explorar as fontes locais de energia, como o gás natural, o carvão e a hidroeletricidade. Visava também melhorar a situação ambiental relacionada com a energia de rede e desenvolver a concorrência nos mercados da energia de rede a uma escala geográfica mais ampla, e assim explorar as economias de escala, sem esquecer o acesso a um fornecimento de energia estável e permanente, essencial ao desenvolvimento econômico e à estabilidade social.

O ano de 2006 foi marcado pela Diretiva relativa à eficiência na utilização final de energia [16], que obrigava os Estados Membros da CE a criarem e porem em prática planos nacionais de eficiência energética com o objetivo de reduzir em 9% a utilização final energia num período de 9 anos. Tal programa era direcionado a todos os setores da economia (doméstico, serviços, indústria, transportes, etc.), em que cada um deveria contribuir para o total das reduções do uso da energia final. Esta Diretiva servia como uma forma de organizar o esforço no apoio a eficiência energética que já acontecia através de vários programas “menores” a assim atingir objetivos mais audaciosos.

Em 2009, e logo a seguir alterado em 2010, a CE estabeleceu um programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projetos no domínio da energia para o relançamento da economia [17,18] para combater a situação econômica grave e sem precedentes que a economia Europeia enfrentou (e ainda enfrenta) resultante da atual crise financeira. O programa também visava auxiliar a Europa face as recentes crises do gás (2006 e 2009) e os aumentos do preço do petróleo.

O programa então criou um instrumento financeiro para o desenvolvimento de projetos no domínio energético na Comunidade, destinado a contribuir, através de estímulos financeiros, para o relançamento econômico, a segurança do abastecimento energético e a redução das emissões de gases de efeito estufa. Apesar de também financiar outros projetos em energia renováveis, a CE estabeleceu como prioridade os projetos envolvidos com infraestruturas de gás e de eletricidade, energia eólica offshore e captura e armazenamento de carbono, dado que na sua ótica, irão trazer benefícios a economia a mais curto prazo.

Podemos perceber que ao longo da história da Comunidade Europeia, os seus objetivos em relação à energia nunca foram contraditórios e sim sofreram modificações, ou melhor, ficaram mais amplos, com o decorrer dos acontecimentos mundiais. A segurança do abastecimento e sua implicação com o desenvolvimento da economia da CE sempre foram os objetivos principais em relação à energia.

Com o tempo, apareceram objetivos ambientais, mas sempre ao lado da garantia do crescimento da economia Europeia. A junção da segurança do abastecimento (desafiada durante muitas crises energéticas) e os objetivos ambientais foram cruciais para “priorização” das energias renováveis e das medidas de eficiência energética na Europa. Mas não só estes contribuíram, a visão de que tal investimento poderia contribuir para a criação de empregos e

criação de tecnologia de ponta nestas áreas também tiveram sua influência, e neste momento de crise mundial podem se tornar uma importante fonte de capital para a Europa.

## Referências

- 1 – Resolução do Conselho, de 17 de Dezembro de 1974, relativa ao programa de ação Comunitário no domínio da utilização racional de energia
- 2 – Resolução do Conselho, de 9 de Junho de 1980, relativa aos objectivos de política energética da Comunidade para 1990
- 3 – Regulamento (CEE) No 2618/80 do Conselho de 7 de Outubro de 1980 que institui uma acção comunitária específica de desenvolvimento regional para contribuir para melhorar a segurança do abastecimento em energia de certas regiões da Comunidade através de uma melhor utilização das novas tecnologias em matéria de energia hidroeléctrica e de energias alternativas
- 4 – Resolução do Conselho de 16 de Setembro de 1986, relativa a novos objectivos comunitários de política energética para 1995 e à convergência das políticas dos Estados-membros
- 5 – Regulamento (CEE) No 3301/86 do Conselho de 27 de Outubro de 1986 que institui um programa comunitário relativo ao desenvolvimento de certas regiões desfavorecidas da Comunidade por meio da valorização do potencial energético endógeno (programa VALOREN)
- 6 – Resolução do Conselho de 26 de Novembro de 1986 relativa a uma orientação comunitária de desenvolvimento de fontes de energia novas e renováveis
- 7 – 93/500/CEE: Decisão do Conselho, de 13 de Setembro de 1993, relativa à promoção das energias renováveis na Comunidade (programa ALTENER)
- 8 – 91/565/CEE: Decisão do Conselho, de 29 de Outubro de 1991, relativa à promoção do rendimento energético na Comunidade (programa SAVE)
- 9 – Regulamento (CEE) No 2008/90 do Conselho, de 29 De Junho de 1990, relativo a promoção de tecnologias energéticas na Europa (programa THERMIE)
- 10 – Directiva 93/76/CEE do Conselho, de 13 de Setembro de 1993, relativa à limitação das emissões de dióxido de carbono através do aumento da eficácia energética (SAVE)
- 11 – 96/737/CE: Decisão do Conselho de 16 de Dezembro de 1996 relativa a um programa plurianual para a promoção do rendimento energético na Comunidade – Save II
- 12 – Proposta de Regulamento (CE) do Conselho relativo ao programa comunitário proporcionando apoio financeiro à promoção de tecnologias

energéticas Europeias 1995-1998 (“THERMIE-II”) /\* COM/94/59FINAL – CNS 94/0063 \*/

13 – Resolução do Conselho de 8 de Junho de 1998 sobre as fontes de energia renováveis

14 – 1999/24/CE: Decisão do Conselho de 14 de Dezembro de 1998 que adota um programa plurianual de ações tecnológicas destinadas à promoção da utilização limpa e eficiente dos combustíveis sólidos (1998-2002)

15 – Tratado da Comunidade da Energia, Jornal Oficial nº L 198 de 20/07/2006 p. 0018 – 0037

16 – Diretiva 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de Abril de 2006, relativa à eficiência na utilização final de energia

17 – Regulamento (CE) n.º 663/2009 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, que estabelece um programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projetos no domínio da energia para o relançamento da economia

18 – Regulamento (UE) n.º 1233/2010 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 15 de Dezembro de 2010, que altera o Regulamento (CE) n.º 663/2009 que estabelece um programa de concessão de apoio financeiro comunitário a projetos no domínio da energia para o relançamento da economia

# A relação complexa entre custos de extração, preços do petróleo e dos seus derivados

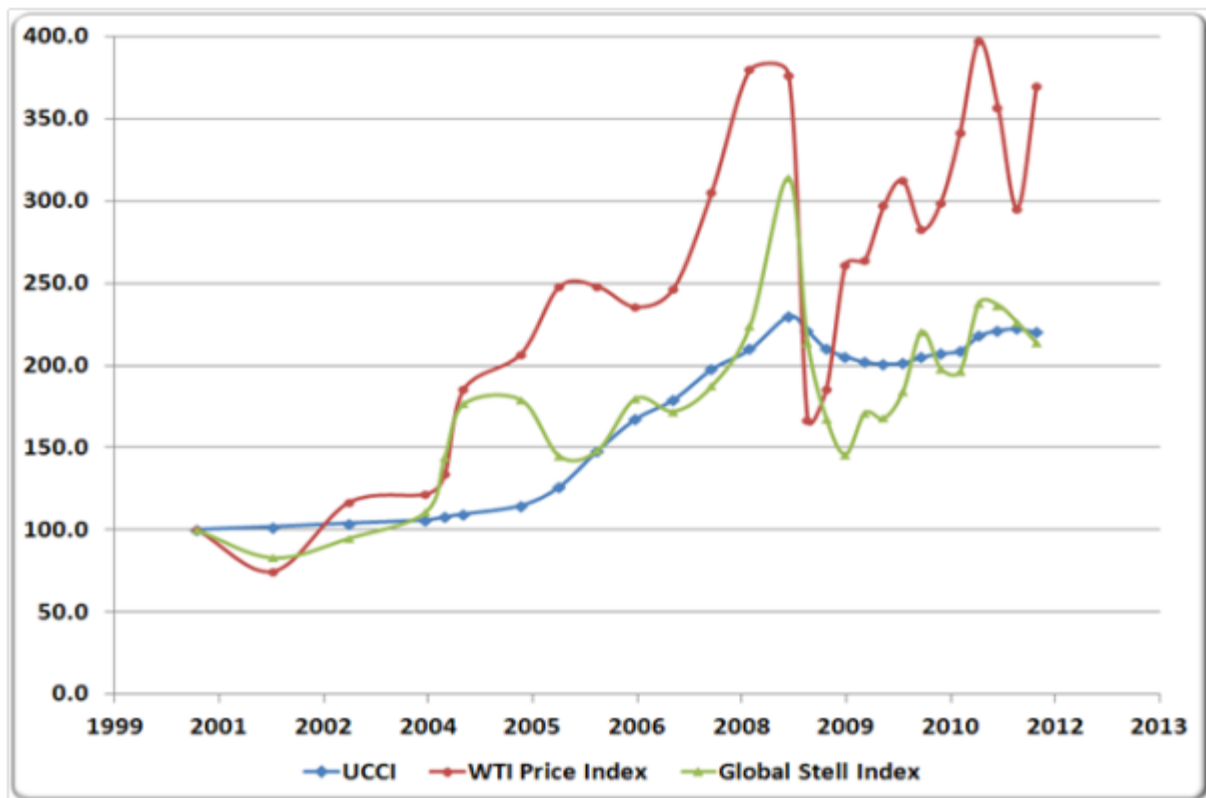
**Por Thales Viegas**

Nos últimos anos os preços internacionais do petróleo e os custos de extração de petróleo e gás aumentaram significativamente. É possível destacar uma forte correlação entre a evolução dessas duas variáveis. Nesse contexto, o objetivo deste artigo é analisar a relação entre os custos de extração e os preços do petróleo. Primeiro são apresentados os principais fundamentos da mesma. Em segundo lugar se discute as suas consequências mais importantes. Por fim, articulamos a influência de preços e custos na política de preços de combustíveis da Petrobras, bem como nas perspectivas de crescimento dos investimentos e da oferta de petróleo no Brasil que a ela estão associadas.

Durante a última década a trajetória ascendente dos preços do petróleo foi consistente e constituiu novos patamares como referência de valor do produto. O gráfico 1 mostra a correspondência tendencial entre os índices de inflação do *upstream*, dos preços do petróleo e dos preços do aço. Os preços das commodities têm maior conexão com o mercado financeiro e, portanto, apresentam maior volatilidade, enquanto o índice de variação dos custos possui maior rigidez por estarem associados a projetos de longa maturação e contratos de mais longo prazo. Entre meados do ano de 2004 e meados de 2008, tanto o preço do petróleo quanto o índice de custos dobraram de magnitude. O preço do aço quase se duplicou também.



**Figura 1: Índices de Custo de Capital, de Preço do Aço e de Preço do Petróleo WTI, mero índice, de 2000 a 2012**



**Fonte: CRUspi, EIA, IHS (Elaboração Própria)**

Importa salientar que a correlação entre essas variáveis se justifica em função da cadeia do petróleo ser intensiva em derivados do próprio produto e em aço. Ademais o aumento dos preços do petróleo potencializou as atividades de exploração de recursos e de desenvolvimento de reservas. A demanda por equipamentos e serviços do segmento *deupstream* do petróleo aumentou bastante, mas a capacidade instalada mundial da indústria fornecedora não evolui no mesmo ritmo.

Essa escassez relativa favoreceu o aumento dos preços desses insumos que são oferecidos por um setor que possui grande capacidade remarcar preços. Ele é capaz de reajustá-los diante de aumentos do valor do petróleo, assim como sustentar esses níveis mais elevados por algum tempo mesmo quando os preços da commodity caem. A tendência de aumento dos custos com remuneração de trabalhadores também é relevante, especialmente em períodos de surtos de demanda que promovem escassez relativa da força de trabalho qualificada.

Os efeitos das variações de preço do petróleo cru são verificados nos custos operacionais e de capital da atividade petrolífera. Novos projetos de desenvolvimento de reservas e produção em campos mais onerosos, como em águas ultraprofundas, são muito sensíveis a essas variáveis. Não raro empresas adiam ou até abandonam projetos por perderem economicidade em cenários desfavoráveis de preços e custos. Aumentos dos preços também podem representar maiores pagamentos de royalties a depender da variação no preço

de referência adotado para o seu cálculo. Além disso, no Brasil, a configuração fiscal do país também onera mais os bens e serviços produzidos localmente. Todos esses adicionais de custo podem em algum momento representar riscos para os planos de expansão da oferta de petróleo do país.

Neste contexto, existem importantes desafios para se lograr a redução dos custos por meio de mecanismos de aprendizado tecnológico e organizacional capazes de promover ganhos de eficiência produtiva. Desta maneira, o ajuste pelo lado da receita, quando possível, é aquele com o qual se obtém resultados mais imediatos. Como no Brasil a precificação dos derivados do petróleo não segue as flutuações do mercado internacional, a Petrobras recorrentemente reivindica junto ao governo federal reajustes dos preços dos combustíveis, como vinha ocorrendo no primeiro semestre deste ano.

Vale dizer que a política de preços de combustíveis nas refinarias no Brasil está pautada na lógica de estabilidade. Ela é utilizada como uma ferramenta de controle da inflação, uma vez que os derivados do petróleo são insumos essenciais na economia. Afetam direta ou indiretamente as demais estruturas de custos da economia. No entanto, aumentos nos níveis dos preços internacionais do petróleo fizeram com que a direção da Petrobras recorrentemente solicitasse ao governo federal reajustes dos preços dos combustíveis. O fito é aproximá-los dos padrões internacionais e melhorar a geração de caixa da companhia.

Como a maior parte de suas vendas é realizada no mercado nacional, o preço interno dos derivados, na prática, determina os resultados da firma no presente e a sua capacidade de investimento e expansão da oferta futura. Ainda que a empresa tenha um bom acesso a capital de terceiros, a capacidade de investimento autônomo da empresa é muito influenciada por sua geração própria de caixa. Ela possui uma quantidade de oportunidades de negócios superior à sua dotação orçamentária. Do ponto de vista do crescimento da produção e renovação de reservas ela se encontra em uma posição privilegiada frente à maioria das grandes petroleiras no mundo, mas em termos de rentabilidade vem sendo questionada.

Todavia, a execução de um grande programa de investimento tal qual a Petrobras vem empreendendo implica em menor rentabilidade sobre o capital investido no médio prazo. É comum que projetos de exploração e produção de petróleo *offshore* tenham um período de vida superior a duas décadas. Assim, a decisão de investimento e o início da produção podem ocorrer em diferentes fases dos ciclos da indústria, o que envolve o risco de queda dos preços do petróleo e da rentabilidade da firma. No limite, são estes elementos que determinam os ciclos da indústria.

Por fim, é importante notar que na última década as fases ascendentes dos ciclos da indústria foram intensas e duradouras, de modo que as quedas nos preços e nos níveis de atividade não se mostraram consistentes mesmo diante de ciclos no mercado financeiro e mudanças regulatórias no setor de energia. Os custos apresentaram certa rigidez para baixo nesses períodos diante dos investimentos insuficientes no setor parapetroleiro. Ainda assim, o ritmo de investimentos no upstream brasileiro se manteve elevado. O país vem respondendo pela maior parte da demanda de equipamentos e serviços

direcionada a campos em águas profundas. Entretanto, ainda residem dúvidas relacionadas aos desafios tecnológicos e às elevadas estruturas de custos dos novos reservatórios descobertos na camada pré-sal.

Em suma, a atual fase do ciclo internacional da indústria é favorável para os investimentos do ponto de vista dos preços, mas de certa forma arriscada do ponto dos custos associados à atividade. Se por um lado, o Brasil descobriu grandes reservas que permitem a obtenção de economias de escala, por outro as reservas envolvem estruturas de custo elevadas e outros desafios importantes para serem aproveitadas. Nesse contexto, o ajuste dos combustíveis dará à Petrobras um importante crescimento de receita que ainda não garantirá o cumprimento das suas metas de crescimento de produção. Ganhos de produtividade e aumento da eficiência em custo seguem sendo ajustes importantes para a empresa. Ainda que seus efeitos sejam observados em mais largo prazo eles serão essenciais para a expansão da oferta de petróleo no país no ritmo desejado.