
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Setembro/Outubro de 2010 – Ano 10 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados oito artigos:

O futuro dos biocombustíveis IV: a posição brasileira, por José Vitor Bomtempo.

A complexidade da Política Energética Nacional: os desafios de se tornar um player internacional, por Renato Queiroz e Felipe Botelho.

A integração truncada das Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil, por Luciano Losekann.

As incertezas sem precedentes sobre o futuro da energia, por Ronaldo Bicalho.

Capitalização da Petrobras: as razões do sucesso, por Edmar de Almeida.

Regulação e investimentos na produção de etanol, por Thales Viegas.

Energia e transporte: emissões, dependência ou mobilidade? Qual é o problema? Por Helder Queiroz.

O futuro dos biocombustíveis V: as estratégias de Shell e BP, por José Vitor Bomtempo.

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

Autores

Edmar de Almeida

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

Felipe Botelho

Graduando em economia do Instituto de Economia da UFRJ

José Vitor Bomtempo

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

Luciano Losekann

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

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.

Ronaldo Bicalho

Doutor pelo Instituto de Economia da UFRJ; Professor e Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Trabalha na área de mudanças estruturais e institucionais nas indústrias de energia, com foco na Energia Elétrica e Política Energética.

Thales Viegas

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

O futuro dos biocombustíveis IV: a posição brasileira

Por José Vitor Bomtempo

No artigo anterior (Bomtempo, 2010), discutimos a natureza do processo de inovação em curso. A importância desse processo é que sua evolução irá definir a estrutura da indústria de biocombustíveis e bioprodutos do futuro. Como consequência, as políticas e estratégias em relação ao futuro da indústria baseada em biomassa não podem ignorar essa nova estrutura em construção, sob pena de perderem no futuro a competitividade de hoje.

Nossas análises anteriores sugerem que existem oportunidades interessantes no horizonte. A pergunta incontornável então é: as estratégias e políticas no Brasil têm levado em conta as oportunidades e ameaças que esse processo nos traz? Ou acreditamos firmemente que nossa competitividade em etanol de cana de açúcar – que nos dá uma invejável posição competitiva na indústria de hoje – é suficiente para nos assegurar também uma posição de destaque na indústria do futuro?

As duas perguntas acima resumem um ponto que nos parece fundamental considerar: a competição na indústria do futuro tende a ser consideravelmente diferente da que temos hoje em etanol. O fato de sermos líderes nesse jogo – o dos biocombustíveis de primeira geração – não nos assegura necessariamente uma posição de liderança e mesmo uma posição relevante na indústria do futuro.

É importante então entender como a competição na indústria vai se modificar no futuro com o desenvolvimento da nova indústria baseada em biomassa. A indústria brasileira de etanol atingiu uma posição competitiva e poderia manter essa posição nas próximas décadas. Alguns autores, como Goldemberg e Guardabassi, 2009, apontam um ganho potencial de produtividade, ainda dentro do modelo da primeira geração, de um fator de dois. Entretanto, como discutido em Bomtempo (2010), a indústria está se transformando e sua dinâmica de inovação sugere que uma nova indústria está sendo construída. Como consequência, o ambiente competitivo a ser considerado pela indústria brasileira deveria ser estendido além da produção de etanol. (Não mencionamos aqui a indústria do biodiesel que apesar de ser dita de primeira geração ainda apresenta uma estrutura industrial imatura no caso brasileiro).

Como poderíamos caracterizar o ambiente competitivo dos biocombustíveis comparando a indústria de hoje e a indústria do futuro? Na tabela abaixo fazemos uma comparação entre o ambiente competitivo da indústria do etanol como se organiza hoje e da indústria de biocombustíveis e bioprodutos do futuro.

Três diferentes arenas competitivas em biocombustíveis e bioprodutos

Arenas	Etanol	Novos biocombustíveis e bioprodutos	Indústria integrada de biomassa
Estrutura industrial	Conhecida, mas em evolução	Fluida	Em aberto, a ser formada
Estratégia competitiva	Posição	Inovação	Inovação
Tipo de mercado	Commodity	Diversificado, commodities e especialidades	Em aberto, a ser explorado
Estágio tecnológico	Maduro mas em evolução	Laboratório/piloto/demonstração	Laboratório
Posição brasileira	Muito forte	Potencialmente forte, mas ainda fraca	Fraca

Elaboração própria

A primeira arena é a competição no mercado de etanol que se baseia no posicionamento numa estrutura industrial conhecida (A competição em biodiesel teria características semelhantes). Mas essa estrutura industrial está em evolução por conta de novas tecnologias de conversão e novas e melhores matérias primas. A competitividade da indústria brasileira pode ser mantida mesmo na chamada segunda geração do etanol. Em primeiro lugar, o potencial de ganho de produtividade da indústria brasileira ainda é expressivo mesmo dentro do modelo da primeira geração. Em segundo lugar, o etanol celulósico irá provavelmente aumentar a produtividade brasileira e não reduzi-la. Atualmente, apenas o caldo é convertido em etanol, o que corresponde a cerca de 1/3 da energia contida na cana de açúcar, e parte do bagaço é convertida em eletricidade. Mesmo supondo a conversão do bagaço em eletricidade, existem pelo menos os resíduos agrícolas que poderiam ser usados para a produção de etanol.

A indústria brasileira, entretanto, deveria levar em conta a forma como a tecnologia está evoluindo. A indústria tem crescido historicamente com tecnologia externa, em particular no caso da tecnologia industrial. Assim, exceto algumas iniciativas relevantes em agronomia, a indústria é o que Pavitt denominou uma indústria “dominada pelos fornecedores”. A tecnologia de produção de etanol vem incorporada nos equipamentos e projetos de engenharia adquiridos de fornecedores especializados. As novas tecnologias – engenharia genética e novos processos para o etanol celulósico – são mais complexas e tendem a ser proprietárias. De acordo com a tipologia de Pavitt, a indústria de biocombustíveis do futuro tende a se aproximar de uma indústria tipo “science based”. A competição numa indústria baseada em ciência exige

uma capacidade interna de desenvolver, adaptar ou pelo menos participar do desenvolvimento tecnológico.

Mas a indústria de biocombustíveis do futuro será provavelmente mais ampla do que a indústria de etanol e biodiesel como conhecemos hoje. É possível então identificar uma nova arena de competição em novos biocombustíveis e bioprodutos. O futuro do etanol como biocombustível dominante pode ser questionado. Etanol está longe de ser um combustível ideal. A adaptação dos motores não é mais um problema. Mas, além de uma densidade energética 30% inferior à da gasolina, o etanol exige uma infraestrutura dedicada para transporte e distribuição. Isso é visto atualmente nos EUA como uma real dificuldade para o uso e difusão do etanol. Por essas razões, o número de projetos buscando a produção de combustíveis *drop in* – que não exigem modificações dos motores, nem infraestrutura própria – é crescente. Dessa forma, a parte de mercado do etanol no futuro da indústria não está assegurada e não pode ser estimada no nível atual de incerteza. Isso não é necessariamente uma limitação para a competitividade do biocombustível brasileiro já que a cana de açúcar é uma matéria prima muito competitiva e pode ser a fonte de produtos diversificados (combustíveis e produtos químicos) e não somente etanol.

A arena “novos biocombustíveis e bioprodutos”, ao contrário da arena etanol, está ainda numa fase fluida o que significa que a estrutura industrial encontra-se sem definição e aberta às estratégias dos inovadores. Não há ainda produção comercial e as tecnologias encontram-se na maioria dos casos em estágio de laboratório ou piloto. O problema com a arena diversificada é, como mencionamos antes, o acesso à tecnologia que não tende a ser disponível no mercado. A transição a uma indústria baseada em ciência é ainda mais reforçada na arena “novos biocombustíveis e bioprodutos”.

A terceira arena pode ser identificada num cenário pós-fóssil: a biomassa como uma matéria prima chave em química e energia. Esta arena traz grandes oportunidades para os *players* que conseguirem se colocar como líderes da indústria. As oportunidades dizem respeito não somente ao desenvolvimento tecnológico – novos produtos e novos processos – mas também à própria moldagem da estrutura industrial (escala e escopo de produção, modelos de negócios). Oportunidades dessa natureza, como destacado por Hamel e Prahalad, 1990 e Teece, 2007, exigem competências essenciais e capacitações organizacionais de primeira linha. As organizações devem ser capazes de identificar as competências necessárias para competir no novo ambiente e de desenvolverem capacitações para perceber e capturar essas oportunidades.

Esta é certamente uma agenda ambiciosa, mas não distante das vantagens comparativas brasileiras. Entretanto, enquanto agências governamentais e empresas continuarem tendo como foco de suas políticas e estratégias o etanol, a posição brasileira nas arenas ainda não estruturadas do futuro continuará sendo fraca.

Bibliografia:

Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis III: O processo de inovação que está construindo a indústria do futuro. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 10. n. 3, p. 7 – 10, 2010

Goldemberg, J., Guardabassi, P. – “The potential of first generation ethanol production from sugarcane”, Biofuels, Bioprod. Bioref., 4, 1, 17-24, 2009.

Hamel, G., Prahalad, C. – “The Core Competence of the Corporation”. Harvard Business Review, vol. 68, nr.3, p. 79-93, may-june 1990.

Teece, D. J. – “Explicating dynamic capabilities: The nature and microfoundations of (sustainable) enterprise performance”. Strategic Management Journal, 28:13, p. 1319-1350, December 2007.

A complexidade da Política Energética Nacional: os desafios de se tornar um player internacional

Por Renato Queiroz e Felipe Botelho

O Grupo de Economia da Energia (GEE) e o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) promoveram um debate em 30 de Agosto, passado, sob o título “Política Energética: da dependência à inserção internacional”. Este artigo apresenta as principais questões abordadas durante esse debate.

A complexidade de uma política energética em transição

Todo país busca elaborar, em um processo contínuo, estratégias para assegurar seu abastecimento energético, pois é sabido que as sociedades modernas têm como imprescindível o acesso aos serviços de energia. De fato, o homem moderno tem a energia como ingrediente essencial para sua vida cotidiana, no consumo em residências, nas indústrias, no transporte e no lazer, permitindo um nível cada vez maior de bem-estar a sociedade. Mas prover energia exige um processo complexo, pois envolve interesses políticos, econômicos, sociais e geopolíticos. O Estado atua na organização desse intrincado processo que envolve diversos agentes, elaborando instrumentos de política energética. Em suma, a política energética exige uma coordenação do Estado e tem como função básica garantir o suprimento de energia para a sociedade.

Mas cabe a pergunta: quem é o Estado? Em um contexto de liberdades democráticas, entende-se que o Estado é o conjunto de “forças políticas” apoiadas pela maioria da sociedade civil. Cada Estado tem um projeto, construído através de um leque de políticas públicas que interagem entre si, como as políticas econômica, ambiental, de segurança nacional, social, tecnológica, energética e etc. Dessa maneira a evolução da matriz energética, embora esteja sob a esfera da política energética, depende dos resultados de outras políticas. Logo, a agenda energética é consequência de tais políticas públicas e envolve uma ampla governança. Vários níveis de poder influenciam e/ou competem no processo decisório, aí participando representantes da União, dos estados e municípios, da academia (universidades e centros de pesquisas) e do setor privado (empresas e organizações).

O projeto de Estado estabelecido pelas citadas “forças políticas” é o norte que orienta as políticas públicas e explica, muitas vezes, as intervenções regulatórias que o Estado realiza nos mercados, na busca de garantir que agentes privados e públicos trabalhem em prol do projeto definido. Certamente a estratégia para obter a garantia de suprimento depende de cada país. Em regimes democráticos a promoção de amplos debates entre os agentes é uma forma de esclarecer a sociedade e subsidiar as atividades voltadas às formulações das políticas públicas.

No caso específico do Brasil o momento é rico quando se trata do estabelecimento de uma agenda futura energética. Várias questões estão na

mesa de discussões sobre o tema. Como exemplo pode-se citar o gerenciamento da demanda de energia, sob um cenário de crescimento do consumo energético nacional, incentivado por políticas sociais para a redução das desigualdades (QUEIROZ, 2010). Outra discussão em efervescência é a exploração das reservas do Pré-Sal e todos os seus desdobramentos. Além disso, o desenvolvimento de tecnologias avançadas para o uso dos biocombustíveis, as estratégias para redução de impactos ambientais no setor de transporte, o uso do gás natural nos diversos segmentos econômicos são itens relevantes em pauta. Esses exemplos mostram a complexidade das questões com que a agenda energética brasileira se depara.

O Seminário

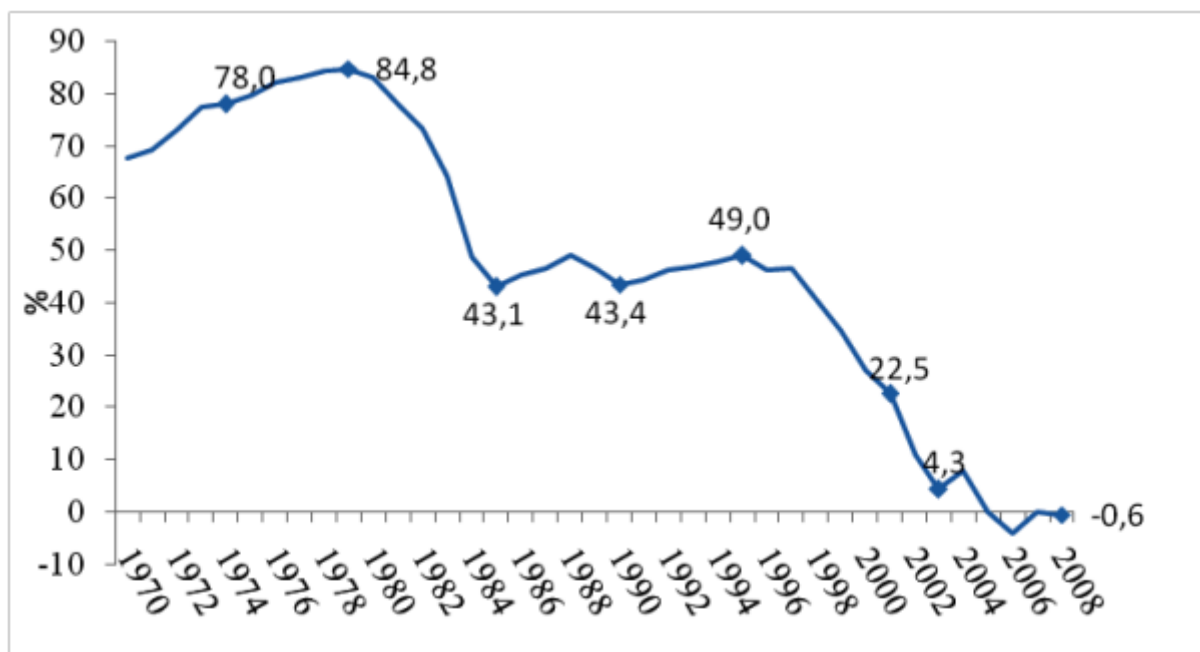
Nesse contexto o Grupo de Economia da Energia (GEE) e o Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) promoveram um debate em 30 de agosto, passado, sob o título “Política Energética: da dependência à inserção internacional” com a participação de professores do GEE e três debatedores de notória experiência profissional [1].

O GEE apontou que o Brasil ao longo de sua história buscou, através de suas políticas energéticas, o estabelecimento de uma matriz energética diversificada acumulando conhecimento através do domínio de novas tecnologias. O país, através de políticas industriais bem sucedidas, e com uma organização institucional estatal que privilegiou os processos de planejamento teve bons resultados na busca da segurança energética. Além disso, a formação de mão de obra qualificada no setor de energia foi também um fator primordial para o desenvolvimento de uma capacitação técnica em segmentos voltados ao suprimento de energia. Os frutos de tais esforços estão sendo colhidos na atualidade. Senão, vejamos:

Petróleo e Gás

O país alcançou a auto-suficiência com a introdução de tecnologias inovadoras no segmento de exploração de petróleo em águas profundas e ultraprofundas. A Petrobrás tem hoje um programa de pesquisa e desenvolvimento tecnológico visando garantir para os próximos anos a produção de uma nova fronteira exploratória. Um exemplo de sucesso dessa estratégia foi a descoberta de reservas de petróleo e gás na camada pré-sal localizada a 7 mil metros abaixo do nível do mar entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. Tal estratégia, ao longo dos anos, capitaneada pela Petrobras teve como pilares a implantação do CENPES (Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello) e do processo de alianças com empresas nacionais e privadas (estaleiros nacionais e internacionais, fornecedores e etc.), bem como com centros de pesquisas tais como os da UNICAMP, UFRJ, USP, etc.

Evolução da Dependência Externa de Petróleo (%)



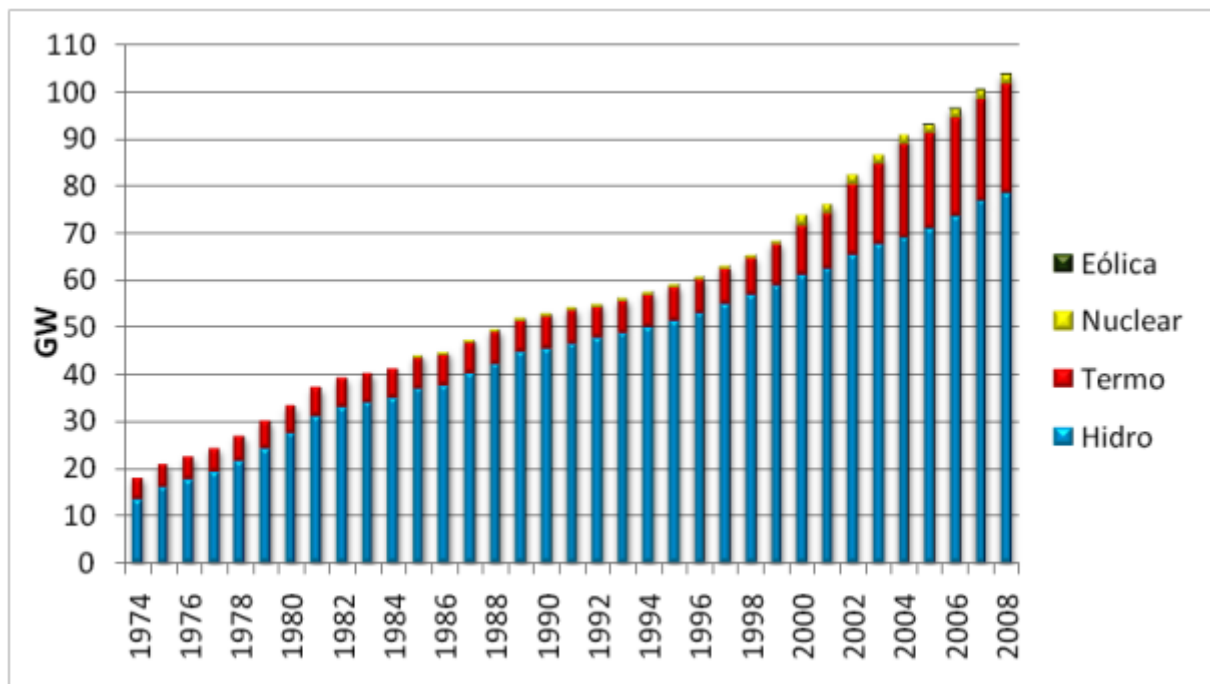
* Dependência Externa = (Demanda de Petróleo e Deriv.) – (Produção Total de Petróleo)

Fonte: Balanço Energético Nacional 2009 (BEN) – Ministério de Minas e Energia

Geração Hidrelétrica

O país é referência na construção de usinas hidrelétricas. Atualmente essa geração representa cerca de 78% da capacidade instalada de energia elétrica do país (EPE, 2010). O Brasil, face à abundância de seus recursos hídricos, estudou e explorou seu potencial hidrelétrico, desenvolvendo capacitação para a implantação de complexos hidrelétricos. O país desenvolveu nesse contexto uma malha interligada de transmissão de energia elétrica de cerca de 95.000 km (que compõe o Sistema Interligado Nacional – SIN) tendo, inclusive, capacitação na tecnologia HVDC, para a transmissão de energia em corrente contínua de alta tensão. Essa experiência torna possível a transferência de energia entre as bacias hidrográficas brasileiras, o que minimiza os problemas nas regiões em estações de seca. Na atualidade a Eletrobrás vem estimulando parcerias com outros países para a construção de hidrelétricas em um processo de integração regional e internacionalização da atuação da estatal.

Evolução da Capacidade Instalada de Geração de Eletricidade (GW)

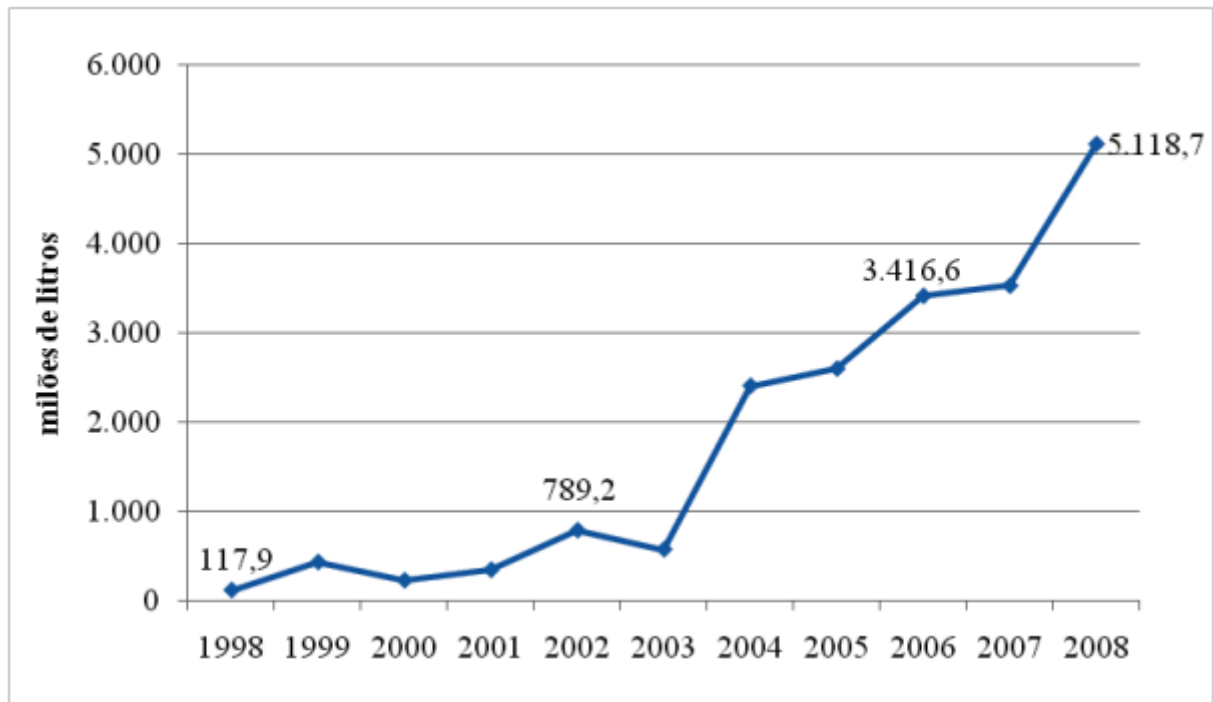


Fonte: *Balço Energético Nacional 2009(BEN)* – Ministério de Minas e Energia

Biocombustíveis

O etanol é outro exemplo de sucesso. A partir de 1975 foi criado o Proálcool para responder ao choque do petróleo de 1973. O programa teve o objetivo de estimular a produção do álcool, para o atendimento das necessidades do mercado e aos objetivos da política de combustíveis automotivos. Embora com uma fase de estagnação entre 1986 e 1995, a estrutura anteriormente implantada deu condições, para que o país redefinisse as suas estratégias. Atualmente com o avanço da tecnologia dos motores *flex fuel* o país tem alternativa aos carros movidos somente a gasolina. Hoje o setor sucroalcooleiro investe em tecnologias para ampliar a produtividade e busca novos investidores, prevendo uma ampliação significativa da capacidade de moagem e produção de etanol para atendimento ao mercado. Pode-se afirmar hoje que o Brasil tem competitividade em etanol de cana de açúcar.

Evolução das Exportações Brasileiras de Alcool (milhões de litros)



Fonte: UNICA

Pode-se ainda citar os avanços brasileiros na inovação científica e tecnológica no tema, ao verificarmos que foi lançado pela Embraer (Empresa Brasileira de Aeronáutica S.A), o avião Ipanema, sendo o primeiro avião movido a biocombustível [2]. Vale ainda citar as pesquisas voltadas ao biodiesel que é uma alternativa aos combustíveis derivados do petróleo [3]. Após 5 anos do lançamento do Programa Nacional de Produção e Uso de Biodiesel (PNPB), a meta para adicionar 5% (B5) de biodiesel ao diesel mineral foi alcançada. Há, no entanto, questões que estão na pauta para a continuidade do programa, como a dependência da soja e a necessidade de inclusão da agricultura familiar, entre outras. Por fim, cabe citar a geração de energia elétrica a partir da queima de bagaço de cana-de-açúcar como outra experiência de sucesso. O incentivo à produção de etanol e açúcar constituiu um importante fator para aumentar o potencial de energia elétrica gerada a partir do bagaço. As usinas de cogeração com tecnologia nacional levaram o país a ter um alto conhecimento na geração de energia elétrica através da biomassa.

Energia Nuclear

O Brasil buscou adquirir experiência em nucleoeletricidade na década de 1950. Um marco foi a criação da CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) em 1956 e a colocação em operação do primeiro reator nuclear (IEA-R1) de pesquisas em São Paulo no ano de 1957. Na década de 1960 foi estabelecida a base do conhecimento da área nuclear, culminando no início da década de 1970 com a contratação da primeira usina nuclear Angra I através de um contrato *turn-key* com a Westinghouse. Em 1975 o país assinou um programa de cooperação nuclear com a Alemanha, para construção de oito reatores nucleares, transferência de tecnologia (visando o domínio sobre praticamente

todas as etapas de fabricação do combustível nuclear) e a formação de mão-de-obra qualificada no setor. Houve um período de descontinuidade do programa e, apesar disso, hoje se encontra em operação a usina de Angra 2 e há a retomada da construção da usina de Angra 3. Sob um contexto de segurança nacional na década de 1980, houve o estabelecimento de um programa nacional de enriquecimento isotópico. O objetivo foi criar uma base tecnológica para o desenvolvimento de uma planta nuclear de potência para propulsão naval. Essa capacitação proporcionou a base industrial do ciclo do combustível para atendimento das centrais nucleares brasileiras atuais e futuras.

As Questões

Os exemplos acima mostram que o Brasil se encontra em um momento singular, onde as soluções para prover as necessidades internas de energéticos estão a princípio encaminhadas, resultado de políticas energéticas de sucesso. Ao que tudo indica, o país está estruturado para garantir o atendimento de sua demanda futura, com previsões de geração de excedentes energéticos e se posicionando como um *player* internacional.

As questões que pautaram o debate de 30 de agosto, na sede do IBP, no Rio de Janeiro foram:

1. Em que medida o país poderá ter liderança no domínio produtivo de certas fontes e se colocará realmente como potencial player internacional no setor energético?
2. E nesse contexto de player, a área energética está se programando para investir em um amplo processo de inventário de suas reservas energéticas, indo além do petróleo, gás e reservas hidráulicas, aprofundando os inventários das reservas de carvão, urânio e outros energéticos?
3. Quais serão as opções tecnológicas de produção de energia renovável a serem privilegiadas, para além das estabelecidas? Manutenção da liderança no etanol? Investimentos em novas gerações de biocombustíveis? Quais outras opções além dos biocombustíveis?
4. Qual será a política de apropriação e usufruto dos recursos abundantes das reservas do Pré-Sal? Maior agregação de valor? Exportador líquido de óleo cru?
5. Por parte da demanda, a eficiência energética será um resultado concreto de política energética? A sociedade terá incentivos e mecanismos para racionalizar seu consumo de energia?

E talvez a questão central: O Brasil tem uma estrutura suficiente para formulação de políticas energéticas para tais desafios?

Essas questões gerais foram a força motriz das discussões realizadas. Certamente, por sua complexidade, elas não foram respondidas por completo, mas permitiram reflexões sobre o futuro da energia no Brasil.

O primeiro convidado ao debate foi Armando Guedes Coelho, representante do IBP na mesa e profissional com larga experiência na área do Petróleo tendo ocupado a presidência da Petrobras. O debatedor propõe uma reflexão acerca da

estrutura da matriz energética brasileira, onde a importância do petróleo é evidente, sobretudo pelo fator transporte, representado pela predominância do modal rodoviário. Nessa análise, é notável a deficiência crônica em termos de consumo energético, dada a irracionalidade da matriz modal brasileira no transporte de cargas de longa e média distâncias. Entende o debatedor que são fundamentais as ações e investimentos em prol da eficiência e conservação de energia.

Guedes ainda afirma que, devido à atual descoberta de novas reservas de petróleo, é possível enxergar o Brasil como um *player* internacional, com sua produção voltada para o mercado externo, já que a capacidade instalada é suficiente para atender à demanda do mercado interno. Reitera que a participação conjunta com empresas privadas deve ser incentivada, dando prioridade à atratividade do setor para capitais, sobretudo externos. Enfatiza que, para se obter maiores benefícios internos com as novas reservas, é preciso alterar a estrutura fiscal que incide nos combustíveis em âmbito nacional.

O segundo debatedor Ruderico Ferraz Pimentel, experiente profissional do setor elétrico e participante ativo no processo de internacionalização da Eletrobrás, afirma que esse tipo de processo tem colocado diversas questões novas para o setor. O Brasil apresenta um setor elétrico bem organizado, o que permite avanços no sentido da expansão de suas fronteiras. A Eletrobrás, agora com responsabilidades diferentes, tenta resolver internamente sua condição de não ser apenas um instrumento de políticas de Estado, mas também de atuar no ambiente empresarial. Assim, deixa de exercer as suas funções de planejamento do setor para ter funções empresariais com o objetivo de valorização de seus ativos e retorno de suas atividades para atender seu acionista, o Estado. Com novos *players* internacionais atuando no Brasil, a empresa hoje tem estratégias para disputar parcerias nos novos empreendimentos. A cultura, hoje, tem que ser diferente da fase anterior, quando atuava no desenvolvimento de suas obras sob um regime cartorial.

O processo de internacionalização permitirá que a estatal utilize todo o conhecimento adquirido no setor elétrico brasileiro, especificamente a geração hidráulica e a transmissão de energia em longas distâncias. A empresa visa atuar, além das fronteiras nacionais, buscando, inclusive, mercados, onde há conhecimentos e experiências, como o americano. Mas de fato o mercado mais atraente para atuação é a América do Sul, com a expectativa de interligações com países vizinhos e com o aproveitamento de regimes hidrológicos complementares. Há, também, interesse na aquisição de linhas de transmissão nos Estados Unidos e em aproveitamentos hidráulicos na África.

Dificuldades institucionais nos diferentes países são as maiores dificuldades em se estabelecer tais objetivos, em se tratando de projetos de longo prazo. Outros desafios é a necessidade de formação de quadros de profissionais sob a nova cultura e com conhecimentos voltados a tecnologias, meio ambiente, etc. Por fim, a empresa tem enorme oportunidade em realizar novos negócios e com liberdade financeira, destacou Ruderico Pimentel.

O terceiro debatedor foi o professor da UFRJ, Antonio Barros de Castro que ressaltou que a principal questão do ponto de vista analítico é a necessidade de

se fazerem reflexões sobre as opções de rumos para o país. O país terá que fazer opções, o que não acontecia no passado. O mapa de necessidades era grande e não havia escolhas. Hoje o país vive uma revolução no consumo de massa. Há necessidade de uma corrida para recuperar a degradação da infra-estrutura. Fica uma pergunta: será que o país terá que realizar tudo o que se apresenta ou terá que escolher?

No mundo da energia globalizado e altamente tecnológico, há uma necessidade de ordenar opções e não deve haver erros nas escolhas. Nesse ponto de vista, afirma Castro que é fundamental atentar para a posição relativa dos países e que essa deve ser vista não só de forma estática, mas sim em sua trajetória e em sua evolução, pois essa evolução é que é determinante para que se analisem as transformações existentes. Por exemplo, no plano industrial, a grande aceleração da indústria chinesa e suas escolhas devem ser bem acompanhadas pelo Brasil no momento de definições de sua política industrial.

Para Castro, a expansão energética será um dos fatores estratégicos mais importantes na construção do desenvolvimento nacional. Para ele, o ritmo de produção de petróleo na camada pré-sal deve ser ditado também por oportunidades produtivas em outros setores. Ele ressalta que esse ritmo deve ser pautado pela capacidade do país de explorar as oportunidades produtivas de maior potencial, sendo algumas áreas extremamente promissoras que, ao tomarem impulso, poderão constituir pioneirismo tecnológico.

Ao final das exposições, foi voz unânime dos presentes que um debate como esse é de suma importância na reflexão das alternativas que nortearão a agenda atraente, mas complexa da política energética do país.

O mundo está se transportando para a escassez e o Brasil transita para o quadro de abundância. É a partir da reflexão sobre as estratégias para o setor energético que o projeto do país poderá se tornar factível.

O tema exige amplo e contínuo debates com a participação dos agentes envolvidos no processo. O Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ continuará discutindo o tema através de estudos, artigos, *papers* e em debates.

Bibliografia

QUEIROZ, Renato. **A gestão energética eficiente da demanda de energia: um tema para a primeira página das agendas de políticas energéticas.** Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 10, n. 3, p -20 – 24, 2010.

PINTO JR, Helder. **A inexorável interdependência das políticas energéticas nacionais.** Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 10, n. 3, p -43 – 44, 2010.

EPE. **Apresentação base do PDE 2019.** Plano Decenal de Energia 2010-2019. Maio 2010.

[1] Debatedores: Armando Guedes Coelho (IBP), Ruderico F. Pimentel (Eletrobrás) e Antônio Barros de Castro (IE-UFRJ)

[2] O avião agrícola Ipanema, inicialmente movido à gasolina, é a primeira aeronave do mundo fabricada em série certificada para voar com álcool combustível.

[3] Biodiesel é um biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão, substituindo parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil.

.

A integração truncada das Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil

Por Luciano Losekann

O movimento de convergência das indústrias de gás natural e de eletricidade caracterizou a indústria mundial de energia nos últimos 20 anos. Em países da OCDE, a utilização de gás natural para geração de eletricidade aumentou a uma taxa de 6% ao ano nesse período e sua participação na matriz de geração saltou de 9% para 23%. Atualmente, a participação do gás natural é superior a nuclear e apenas inferior a do carvão.

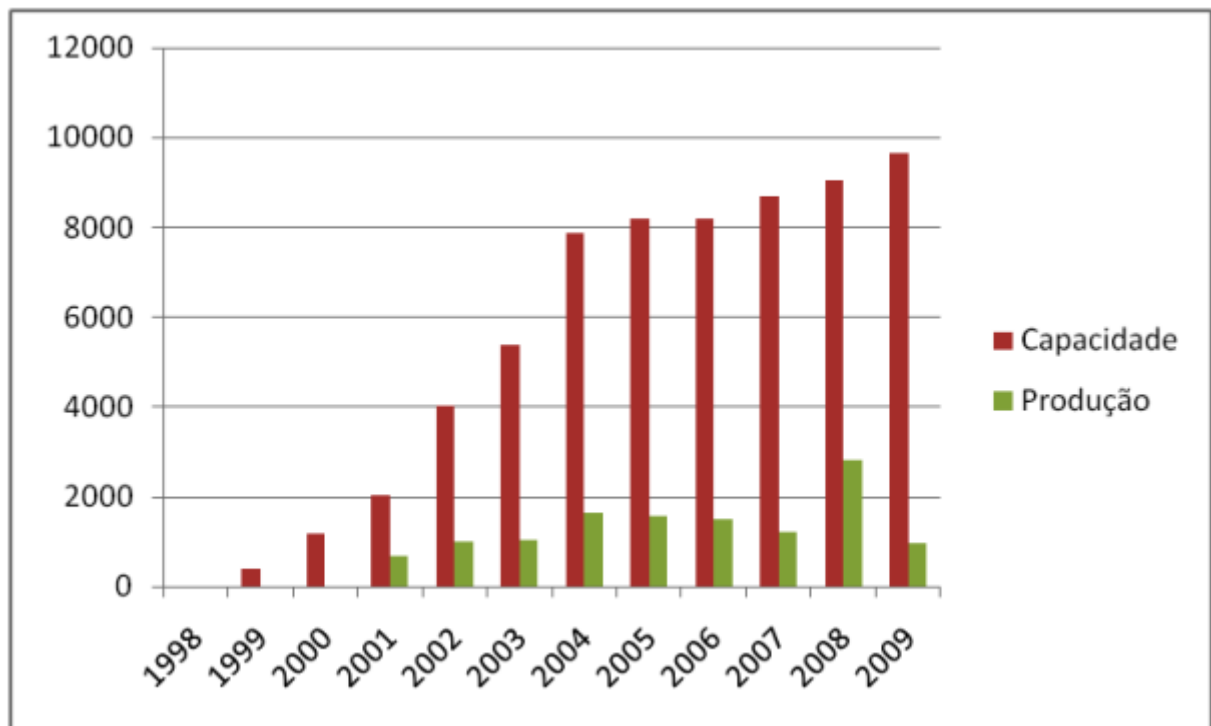
Alguns fatores explicam essa dinâmica: (i) a descoberta de reservas relevantes de gás natural e interconexão dos mercados mudaram a perspectiva, principalmente na Europa, do gás natural como produto com disponibilidade restrita e reservado para usos mais nobres; (ii) a difusão de turbinas em ciclo combinado tornou a geração de eletricidade a gás natural mais eficiente, aumentando sua competitividade frente a outras fontes; e (iii) a liberalização das indústrias reduziu as barreiras institucionais para entrantes.

Com certo atraso, o Brasil seguiu esse movimento, mas a difusão do gás natural em termelétricas experimentou vários percalços. A construção do gasoduto Brasil-Bolívia impulsionou o uso de gás natural no Brasil e a perspectiva no final dos anos 1990s era que as termelétricas iriam ancorar o desenvolvimento da indústria de gás natural no país.

No entanto, as condições para investimento em termelétricas a gás natural não eram atrativas mesmo em um contexto de escassez de oferta de eletricidade. O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) incentivou a construção de termelétricas a gás, mas não em tempo de evitar o racionamento de eletricidade em 2001 e 2002.

Desde então, várias centrais termelétricas a gás natural foram construídas e a capacidade de geração a gás natural alcançou 10 GW, cerca de 10% da capacidade total de geração de eletricidade (figura 1). No entanto, a entrada de capacidade de geração de termelétricas não significou que houve integração entre as indústrias.

Figura 1 – Capacidade Instalada (MW) e Produção Média (MWmed) de Termelétricas a Gás Natural



Fonte: ONS

As indústrias estão em graus distintos de maturidade e as expectativas quanto ao papel de cada uma delas no processo de convergência também são muito diferentes.

A indústria de eletricidade é madura no Brasil e seus gestores consideram que as centrais termelétricas a gás têm o papel de complementar a geração hidrelétrica. Ou seja, essas centrais só devem operar em situações em que a hidrologia é desfavorável, o que minimiza o vertimento de água e, portanto, o custo de operação do sistema.

A indústria de gás natural é menos desenvolvida no Brasil. A infra-estrutura de transporte e, principalmente, de distribuição é incipiente. Apenas os principais mercados (São Paulo e Rio de Janeiro) contam com malha capilarizada de gás. Nesse contexto, o papel das termelétricas seria o de ancorar o desenvolvimento da rede. O consumo regular de gás por termelétricas possibilitaria a diluição dos custos fixos e, progressivamente, o gás natural seria difundido em outros mercados.

Como o regime de operação de centrais termelétricas segue a lógica do setor elétrico, o fator de utilização médio das centrais a gás natural é de 22% [1]. A baixa utilização das centrais não propicia a diluição dos custos fixos do desenvolvimento da rede de gás.

O modelo institucional do setor elétrico instaurado em 2004 pouco mudou essa situação. As centrais termelétricas têm tratamento diferenciado e sua receita é

desvinculada de sua utilização [2]. Tal qual o PPT, essa é uma solução para o problema dos investidores nas centrais, mas não para o desenvolvimento da rede de gás.

O descompasso entre os papéis esperados das duas indústrias acarretou problemas. Para lidar com a subutilização de sua rede de transporte de gás, a Petrobras optou por desenvolver outros mercados além do termelétrico no início da década de 2000. O consumo de gás natural cresceu progressivamente. O maior uso da rede de gás implicou em episódios de falta do combustível para alimentar as centrais termelétricas quando essas eram chamadas a operar. Essa situação motivou o termo de compromisso entre Petrobras e Aneel em 2007.

A indisponibilidade de gás natural acarretou na dominância de centrais termelétricas a óleo nos leilões de energia nova. Segundo o PDE 2019, essas representarão 10 GW de capacidade instalada em 2013. Além dos impactos ambientais, esse volume de capacidade em centrais com elevado custo operacional não é adequado para o sistema elétrico brasileiro. Em caso de um período hidrológico desfavorável prolongado, uma conta pesada será repassada aos consumidores. O PDE 2019 também aponta que o planejamento não considera a construção de novas centrais a gás natural no Brasil.

A solução encontrada para conferir flexibilidade para a oferta de gás natural para as termelétricas foi a construção de terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito. No entanto, além do patamar de custo ser mais elevado, a contratação de GNL não é completamente flexível.

Para propiciar a integração entre as indústrias de gás natural e eletricidade seria necessário rever o regime de operação do sistema elétrico de forma a tornar a operação das centrais termelétricas a gás mais freqüente.

Essa revisão teria implicações sobre o funcionamento do setor elétrico. Por um lado, o custo operacional médio seria mais elevado e mais água seria vertida. Por outro, os reservatórios seriam mantidos em níveis mais elevados, contribuindo para a segurança do abastecimento e para diminuir a necessidade de investimentos no setor elétrico. Atualmente, o sistema elétrico brasileiro opera com uma taxa de utilização de 52%. Ainda que esse baixo fator seja, em parte, explicado pela presença de centrais hidrelétricas, ele indica que os custos de capital são excessivos. Para avaliar o efeito líquido para o setor elétrico é necessário quantificar as alterações de custo de capital e operacional resultantes da operação mais freqüente de centrais a gás.

Alguns fatos recentes indicam que a revisão do regime de operação do setor elétrico é exequível: (i) As descobertas de gás natural no mar e em terra irão disponibilizar volumes relevantes de gás natural nos próximos anos; (ii) A prática comum de despacho de centrais termelétricas por razão de segurança revela a insatisfação com o regime de operação atual do setor elétrico. Por essas razões, essa questão, certamente, ganhará maior espaço no debate de política energética no Brasil.

[1] Para calcular o fator médio de utilização (razão geração média/capacidade instalada), foi assumido que a entrada de capacidade ocorre na metade de cada ano.

[2] As centrais são remuneradas por um valor anual fixo e os custos operacionais (combustível) são repassados.

As incertezas sem precedentes sobre o futuro da energia

Por Ronaldo Bicalho

De acordo com Forbes (2010), um dos destaques do último Congresso Mundial de Energia, em Montreal, foi a apresentação do economista-chefe da Agência Internacional de Energia (AIE), Fatih Birol, sobre alguns dos temas-chave do próximo World Energy Outlook.

Birol identificou quatro fatores cruciais para a definição do nosso futuro energético: as grandes incertezas sobre a recuperação econômica, o gás de xisto e as políticas de mudança climática; a insensibilidade crescente dos mercados de petróleo a mudanças de preços; o impacto cada vez mais amplo da China na dinâmica global da energia; e a mudança do papel da política pública de energia. Esse conjunto de fatores, segundo Birol, gera um contexto de “incerteza sem precedentes” para a indústria de energia global.

Incertezas: recuperação econômica, gás de xisto e mudança climática

Segundo o economista-chefe da AIE, a forma e o ritmo da recuperação econômica após a crise global é, sem dúvida, a grande fonte de incerteza que a indústria de energia enfrenta no curto e médio prazo; na medida em que a trajetória de recuperação é fundamental face à correlação entre a atividade econômica, a demanda e a oferta de energia e, portanto, os investimentos em energia.

“Alguns economistas afirmam que a recuperação vai levar um longo tempo”, disse Birol. “Alguns dizem que nós veremos uma segunda recessão, e outros que em breve veremos uma forte recuperação”.

Uma questão crucial, acrescentou, é se as economias emergentes, muitas das quais – para a surpresa da maioria dos economistas – não foram severamente afetadas pela crise, poderiam agora enfrentar dificuldades em função das suas ligações comerciais com as economias da OCDE, cuja recuperação tem sido “lenta”. As economias emergentes são importantes, porque é nelas que está previsto ocorrer o maior crescimento na demanda de energia.

Uma outra fonte de incerteza é o que vem ocorrendo nos mercados de gás natural, por causa das suas implicações não apenas para a indústria de gás, mas também para a indústria energética como um todo.

A visão do CEO da Shell, Peter Voser, em Montreal, foi que o gás natural poderia mudar o cenário energético mundial para melhor. O presidente da IHS Cera, Daniel Yergin, descreveu o *boom* na produção de gás não convencional – o “vendaval de xisto”, como ele chama – como a maior inovação na área de energia desde o início do novo século.

Para Birol, as tendências do mercado de gás constituem uma grande fonte de incerteza, na medida em que o “vendaval de xisto” ainda está em seus primeiros dias, e as suas perspectivas, portanto, ainda são altamente incertas.

“Atualmente, o gás de xisto é produzido em quantidades significativas apenas na América do Norte. (...) é muito cedo para se afirmar que haverá um boom de produção de gás de xisto em todo o mundo. Pode muito bem ser o caso. Mas considerar isso como um dado pode ser uma informação enganosa para as tecnologias concorrentes, que poderiam perder por causa destas declarações muito fortes.”

Birol afirmou que o crescimento do gás de xisto gerou perdedores e vencedores, destacando a situação dos principais exportadores que perderam participação no mercado, em consequência desse crescimento. A manutenção do excesso de gás aumentaria a incerteza sobre a forma como esses agentes reagirão em termos de decisões de novos investimentos, especialmente no setor de upstream. A questão importante aqui é se e quanto tempo vai durar esse excesso.

A terceira fonte de incerteza identificada por Birol é a política em torno da mitigação da mudança climática, após as frustradas negociações em Copenhague em Dezembro passado.

Birol afirmou que a situação atual é difícil de interpretar, levando a grandes incertezas sobre a política futura. Ele acrescentou que, embora mais de 100 países tenham se associado a uma meta de limitar o aquecimento global a 2 °C acima dos níveis pré-industriais e assumido compromissos para reduzir suas emissões de CO₂, muitas dessas promessas são difíceis de medir. E, além disso, as promessas foram feitas em bases voluntárias, em vez de obrigatórias. *“Não há nenhuma garantia de que esses objetivos serão alcançados. O que acontecerá se não o forem? Existe uma grande incerteza aqui. Como as políticas sobre mudança climática serão levadas em consideração nas políticas energéticas nacionais continua em aberto.”*

Insensibilidade aos preços de petróleo

De acordo com Birol, o segundo grande fator determinante do nosso futuro energético é a crescente insensibilidade da demanda e da oferta de petróleo às mudanças de preços.

“Do lado da demanda, no passado, o petróleo foi usado por quase todos os setores: na indústria, nas residências para aquecimento, na geração de eletricidade. Mas agora, quando se olha para as estatísticas dos últimos cinco anos, quase 90% do crescimento na demanda de petróleo vieram do setor de transporte – carros, caminhões e aviões – no qual, mesmo quando os preços sobem, você não tem prontamente alternativas disponíveis para mudar.”

Além disso, o crescimento da demanda de petróleo hoje é proveniente de economias emergentes, nas quais, na maioria dos casos, os preços dos derivados são fortemente subsidiados. Assim, mesmo quando os preços sobem, há pouco incentivo para os consumidores mudarem seu comportamento, porque há um

colchão entre os preços praticados pelos produtores e os preços na bomba. Isso significa que o aumento de preços necessário para conter a demanda tem sido muito maior do que aquele observado nas duas últimas décadas.

Insensibilidade semelhante está se manifestando no lado da oferta, embora por razões diferentes. Birol destacou um declínio geral na produção de petróleo de países produtores não-OPEP, cujos campos tendem a ser geologicamente complexos, o que significa que os custos de produção são superiores aos campos mais simples. Portanto, são necessários preços mais altos para estimular o investimento. Além disso, grande parte do crescimento na produção de petróleo terá de vir de empresas petrolíferas nacionais, disse Birol. Em muitos países essas empresas são os mais importantes geradores de receita e, na maioria dos casos, eles procuram ter preços mais altos a fim de maximizar as suas receitas.

“Portanto, não devemos ficar surpresos se precisarmos de preços de petróleo mais elevados para os investimentos em petróleo, e para a oferta e a demanda estarem em equilíbrio. Esta será uma questão importante nos mercados de petróleo, com implicações em todo o setor da energia – e, talvez, na economia”

Os caminhos chineses

O terceiro fator crucial de Birol é o enorme impacto que as futuras decisões políticas na China teriam, não apenas na própria China, mas na economia global de energia. *“A política energética da China será um determinante-chave do futuro do sistema energético mundial”*, disse ele.

“Em 2000, apenas a 10 anos atrás, os chineses consumiam metade da energia que os Estados Unidos consumiam. Agora eles alcançaram os EUA. Esse é um crescimento muito – sem precedentes – forte. Isso significa que o tipo de políticas que a China seguir terá impactos importantes sobre o setor de energia de todos os países no futuro.”

Birol afirmou que o governo chinês estava pensando em explorar uma enorme reserva “virgem” de carvão, na província norte-ocidental de Xinjiang, para a geração de energia. Embora contendo 40% de reservas de carvão da China, esses depósitos representam atualmente apenas 5% da produção. Descrevendo as reservas como um “Ghawar de carvão” (Ghawar é o maior o campo de petróleo do mundo e encontra-se na Arábia Saudita)), Birol disse que a exploração poderá fazer da China um grande exportador de carvão líquido, impactando os preços mundiais de carvão. Preços de carvão mais baixos afetariam significativamente o papel do gás na geração de energia – mercado de gás que apresenta o crescimento mais importante.

Além disso, enquanto a demanda chinesa para o gás deve crescer rapidamente, uma exploração em grande escala do “Ghawar de carvão” levaria a futura demanda de gás na China ser muito menor do que a prevista. Novamente, os efeitos seriam globais, agravando o excesso atual de gás natural e afetando outros combustíveis concorrentes.

A importância das políticas públicas

Finalmente, Birol considerou o papel dos governos como sendo o quarto fator determinante do futuro energético.

“Todos sabem que eu acredito que os instrumentos de mercado são a melhor maneira de enfrentar os desafios do setor de energia. Mas agora, alguns dos desafios que estamos enfrentando, como a mudança climática, são tão complexos e tão urgentes, que, para economizar tempo, eu vejo um papel mais importante para as políticas públicas – porque o tempo é muito precioso.”

“Nesta conjuntura, a fé dogmática nos mercados de energia não será suficiente. Precisamos de políticas públicas coerentes para fornecer sinais estáveis e claros para permitir que as tecnologias avançadas sejam integradas nos mercados de energia – tanto no lado da oferta quanto no lado da demanda.”

Referência:

Forbes, A. An outlook of ‘unprecedented uncertainty’. In: European Energy Review, Setembro de 2010.

Capitalização da Petrobras: as razões do sucesso

Por Edmar de Almeida

O debate eleitoral em vigor no Brasil tornou pouco claro para a população em geral a relevância e as conseqüências do recente processo de capitalização da Petrobras. O calor do debate eleitoral levou as discussões para alguns temas controversos da operação de capitalização, que não necessariamente eram os mais importantes para determinar o sucesso ou o fracasso da mesma. O debate em torno da capitalização da Petrobras foi dominado por duas questões principais: i) as conseqüências de um eventual aumento da participação do Estado brasileiro no capital da Petrobras; e ii) o nível de transparência quanto aos critérios de definição do preço do barril do petróleo.

As vozes críticas ao processo de capitalização sustentaram até o final que uma elevação da participação do governo no capital da Petrobras iria contribuir para piorar o nível da governança corporativa, com o aumento da interferência política na empresa. Ao mesmo tempo, o governo estaria comprando esta maior participação mais barato que os acionistas minoritários. Isto ocorre porque o governo estaria pagando sua parte das ações com 5 bilhões de barris de petróleo valorados arbitrariamente a US\$8,51, um preço acima daquele que seria preço considerado justo.

Apesar das suspeitas acima, podemos dizer que o processo de capitalização da Petrobras foi muito bem sucedido. Esta capitalização somou um total de R\$ 120,2 bilhões. Deste total, R\$ 74,8 bilhões correspondem às ações emitidas para pagar os 5 bilhões de barris adquiridos via Cessão Onerosa. O restante de R\$ 45,2 bilhões corresponde a novos recursos para serem investidos pela empresa.

A injeção de novos recursos na companhia era considerada fundamental para viabilizar o plano de investimento da mesma. O plano de negócios da companhia 2010-2014 prevê um valor de US\$ 58 bilhões em termos de captações líquidas. Este valor corresponde à soma do montante arrecadado no processo de capitalização e o aumento da dívida da empresa. Sem uma capitalização importante, a Petrobras não teria margem para aumentar seu nível de endividamento. Nos últimos anos, o nível de endividamento da Petrobras tinha aumentado com a aceleração do ritmo dos investimentos e já tinha atingido o teto aceitável para uma empresa avaliada como “investment grade”.

Como explicar o inegável sucesso da operação de capitalização da Petrobras? Inicialmente, é importante ressaltar que as descobertas de petróleo da área do Pré-sal fizeram do Brasil a principal área de expansão da indústria petrolífera mundial fora da OPEP. Ao mesmo tempo em que a Petrobras tem uma posição privilegiada no Pré-sal, as empresas internacionais de Petróleo de capital aberto, que disputam com a Petrobras os recursos dos investidores, vêm enfrentando muitas dificuldades para terem acesso a reservas de petróleo em condições econômicas aceitáveis. Por esta razão, não está fácil encontrar uma

empresa de Petróleo para investir com um bom prognóstico de crescimento da produção de petróleo.

O contexto atual do mercado financeiro mundial, caracterizado por baixo nível da taxa de juros e um fraco desempenho das economias centrais também contribuiu muito para o sucesso da operação. Neste contexto, os grandes fundos de investimento internacionais não encontram boas opções de investimentos no mercado de capital dos países centrais. O Brasil é visto como uma excelente oportunidade quando comparado com as outras opções. No Brasil, certamente um dos negócios mais promissores a médio e longo prazo é a Petrobras.

Dado o exposto acima os investidores foram pragmáticos e aceitaram o risco do negócio. Estes investidores estão apostando que a boa governança corporativa da empresa não irá alterar significativamente porque o governo agora reforça um controle acionário que já detinha. Da mesma forma, estão calculando que o importante não é o preço dos 5 bilhões de barris de petróleo da cessão onerosa, mas o baixo preço dos mais de 20 bilhões de barris do pré-sal que continuaram no regime de concessão atual.

Sobre os dois pontos acima vale uma reflexão adicional. A participação do Estado brasileiro no capital social da empresa aumentou de cerca de 40% para 48% com a capitalização. A participação do Estado nas ações com direito a voto subiu de 57,5% para 64%. Este aumento foi denunciado como um grande perigo de deterioração da governança corporativa da empresa. Entretanto, o que não foi concretamente explicado por estes críticos é como, na prática, este aumento de 8% no capital votante poderia resultar numa ampliação da interferência do governo na empresa.

Na verdade, o governo brasileiro já detinha o controle de todas as decisões estratégicas mesmo antes de aumentar sua participação com a atual capitalização. É o governo que escolhe a diretoria da Petrobras. Da mesma forma, os representantes do governo já detinham maioria do Conselho de Administração da empresa. Ou seja, o governo já detinha todas as condições para interferir na empresa para o bem ou para o mal, mesmo antes da capitalização. Neste sentido, o que garante que a interferência do governo não afete negativamente o desempenho da empresa é o fato da Petrobras ser uma empresa de capital aberto, cotada em vários mercados internacionais. A Petrobras é constantemente avaliada por agências de avaliação de risco e deve respeitar critérios de governança corporativa. Caso o governo brasileiro interfira negativamente na empresa o próprio mercado financeiro tem instrumentos para punir este tipo de interferência através da redução do preço das ações, que teria implicações políticas muito nefastas para o governo.

Conclui-se, portanto, que o essencial para o investidor privado não é qual é sua parcela como acionista minoritário, mas se a empresa é um bom negócio. Se analisarmos esta questão por critérios objetivos, não há sombra de dúvidas que a empresa é um excelente negócio. Em primeiro lugar, praticamente todos os especialistas em preços de petróleo estão apontando uma tendência de elevação dos já elevados preços do petróleo na próxima década. Em segundo lugar, a Petrobras será a empresa de capital aberto que mais aumentará sua produção de petróleo no mundo na próxima década, passando de cerca de 2,7 milhões de

barris de óleo equivalente por dia (boe/dia) em 2010 para cerca de 5,4 boe/dia em 2020 . E finalmente, a Petrobras será a empresa de capital aberto com maior volume de reservas de petróleo e gás em 2020. Estas são as verdadeiras razões do sucesso da capitalização da Petrobras.

Regulação e investimentos na produção de etanol

Por Thales Viegas

A disponibilidade adequada de energia é um elemento estratégico para um país, por isso normalmente é objeto de regulação e de outras políticas públicas. As fontes de energia renováveis, por seu turno vêm recebendo atenção especial em muitas nações, uma vez que contribuem para a redução da dependência das fontes de energia fóssil, mitigando também a emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE).

No caso dos biocombustíveis, é preciso enfrentar problemas intrínsecos à produção agrícola como: a possível competição pela terra; a sazonalidade da produção; efeitos das intempéries climáticas (que geralmente explicam as quebras de safra) e; as relações de trabalho no campo.

No setor sucroenergético, em particular, a interação interdependente dos mercados de etanol, açúcar e energia elétrica adiciona incerteza aos cenários sobre os quais os agentes têm de tomar decisões, uma vez que cada um desses mercados tem uma lógica própria. Se por um lado esses produtos podem ser hedges naturais entre si, por outro podem dificultar a coordenação setorial quando há maior flexibilidade na produção entre eles. A oferta de etanol reflete as decisões de produção de agentes independentes atuando em um mercado com um grau de concentração relativamente baixo. Nesse contexto, as expectativas particulares dos produtores quanto ao preço e a demanda do etanol (e de açúcar) determinam a escolha do mix de produção mais rentável ao usineiro.

Diante de uma estrutura de mercado fragmentada e da forte expansão recente da indústria sucroenergética, a necessidade de um novo marco regulatório para os biocombustíveis ficou evidente. Ele atuaria no sentido de aumentar a estabilidade do setor no que se refere aos níveis de: preços, oferta e relação risco-retorno. Assim, haveria maiores incentivos aos investimentos greenfield, que começaram a se escassear recentemente após o ciclo econômico internacional, pois afetou muito a liquidez dos produtores e distorceu o mercado. O novo arcabouço jurídico-regulatório deveria conferir o nível adequado de segurança jurídica para estimular os investimentos em infraestrutura de transporte e ampliar a oferta de etanol.

É desejável que os diferentes instrumentos de regulação estejam centralizados na ANP – reduzindo as portarias e decretos ao número estritamente necessário à garantia da flexibilidade regulatória. São necessárias regras que: 1) contribuam com o aprimoramento da infra-estrutura logística – para a utilização de distintos modais, em especial, os álcooldutos –; 2) incentivem a manutenção de estoques reguladores no mercado; 3) garantam o melhor aproveitamento do potencial de bioeletricidade de cana na matriz energética. Os principais tópicos a serem tratados pelo marco regulatório referem-se à comercialização, à pesquisa e desenvolvimento tecnológico, aos álcooldutos, à geração de empregos, a aspectos tributários; aos mandatos de mistura –

critérios de mudança em caso de quebras de safra. O objetivo é reduzir um pouco às incertezas e permitir que o mercado funcione melhor.

As modelagens recentes da demanda por combustíveis para veículos de ciclo Otto no Brasil apontam que o mecanismo de preço vem funcionando, pois a elasticidade-preço da demanda do etanol aumentou. A substitutibilidade entre os dois concorrentes impede o desabastecimento de etanol no mercado, à medida que o mecanismo de preço reorienta a demanda para a gasolina. Assim, a mudança nos preços relativos promove os ajustes no mercado, a despeito do efeito “hábito de consumo” de etanol e da baixa elasticidade-preço da demanda dos combustíveis para ciclo Otto analisados em conjunto.

O crescimento no consumo de etanol nos últimos anos potencializou os investimentos em nova capacidade produtiva. Todavia, tais inversões não constituíram uma bolha que teria se estourado. Os problemas de liquidez supracitados e a necessidade dos produtores de gerar caixa que engendraram uma espécie de sobreoferta que deprimiu os preços e fragilizou temporariamente o setor. Entretanto, esse momento também criou a oportunidade para a intensificação da consolidação do setor (ainda pouco concentrado). Este processo tem uma funcionalidade clara: melhorar a capacidade financeira do setor. Assim, os produtores podem ajustar melhor as quantidades e formar estoques, evitando grandes oscilações na oferta e nos preços, bem como promover a expansão dos canaviais no ritmo adequado.

A sucessão de períodos de sobreoferta de etanol no passado recente está relacionada com a dificuldade de coordenação do setor diante de uma estrutura de mercado desconcentrada e o lapso temporal existente entre as mudanças de preço na usina e alterações para o consumidor. Tais condições atrasam a transmissão de sinais de mercado necessários aos ajustes entre oferta e demanda. Em outros termos, os preços do etanol na bomba não variam no mesmo ritmo que as mudanças dos preços na usina, ocasionando em diversos momentos o excesso de oferta do combustível na origem. A fragilidade institucional gera ineficiências na ponta da comercialização, expressando dificuldades na auto-coordenação do mercado. Não é fácil lograr a coordenação estritamente por meio de sinalizações de mercado com uma estrutura de mercado pouco concentrada. No entanto, após a experiência do último ciclo econômico o setor indica que não pretende investir para aumentar muito a oferta, bem como começa a corrigir suas margens de lucro após alguns períodos em que elas estiveram apertadas. Todavia, dentre outras coisas é preciso melhorar a institucionalidade para que o setor sucroenergético nacional eleve a produção e seus retornos a partir do vetor exportações.

A indústria sucroenergética brasileira se beneficia do uso da cana-de-açúcar como matéria-prima, pois ela tem o menor custo com baixo impacto ambiental. Na análise do ciclo de vida do produto o etanol brasileiro de cana de açúcar é produzido com pouca energia e baixa emissão de gases de efeito estufa. A capacidade de reduzir as emissões em mais de 60% levou os EUA a caracterizá-lo como combustível avançado. Se do ponto de vista ambiental o etanol de cana é superior ao concorrente originário do milho, do ponto de vista econômico sua posição de liderança precisa ser qualificada. A maioria dos estudos de competitividade ignora os custos de transporte do etanol de cana-de-açúcar. Na

prática as vantagens do etanol de cana dependem do câmbio, do preço da matéria-prima, do transporte e da influência dos subprodutos de cada processo produtivo, os quais reduzem os custos operacionais. Isso sem considerar as barreiras tarifárias ao comércio internacional. Os custos operacionais na produção dos dois tipos de etanol são parecidos, enquanto o custo da matéria-prima no Brasil é bem inferior ao do milho americano.

Em janeiro de 2010, o etanol brasileiro esteve mais caro do que o etanol norte-americano. Depois da quebra da safra da cana de açúcar na Índia em 2009 os produtores nacionais passaram a exportar mais açúcar para aquele país e o preço do etanol brasileiro subiu. Naquele mês o metro cúbico do etanol nos EUA valia US\$ 470, enquanto no Centro-Sul do Brasil ele estava em US\$740. Essa diferença de quase US\$300 era mais do que suficiente para bancar o frete, os impostos e as taxas. No entanto, a diferença nas especificações técnicas teria sido um grande obstáculo às importações de etanol americano. O etanol brasileiro pode, no máximo, ter 0,5% de água, enquanto o americano sai da usina com 0,9%. A importação dos EUA exigiria a desidratação do produto, o que onera o produto. Para exportar etanol de cana para os Estados Unidos o Brasil precisa apenas de acrescentar água ao combustível. Além de problemas conjunturais, os produtores brasileiros enfrentam obstáculos de natureza tarifária às exportações do produto. O mercado internacional do etanol ainda é incipiente, caracterizando-se por um elevado grau de concentração, o que dificulta o produto se tornar uma commodity global.

Enfim, as políticas públicas voltadas para o setor sucroenergético devem promover ganhos de eficiência e a estabilidade setorial capazes de criar as condições para um crescimento coordenado da oferta. Nossas projeções para produção futura de etanol, apresentadas no Rio Oil & Gás 2010, alertam para a possibilidade de insuficiência na oferta quando comparadas a algumas projeções de demanda conhecidas pelo mercado. Nessas condições é preciso haver um marco regulatório que contribua com a coordenação do mercado e com a promoção dos investimentos em nova capacidade produtiva no ritmo da evolução da demanda.

.

Energia e transporte: emissões, dependência ou mobilidade? Qual é o problema?

Por Helder Queiroz

Tal como mencionamos em Pinto Junior (2010) [1], as políticas energéticas em diferentes países e as estratégias das empresas de energia estão sendo progressivamente reorientadas, a fim de atingir, no longo prazo, padrões de produção e uso de energia que levem em consideração as novas condições de contorno do setor de energia. Surge como principal vetor deste processo de transição o componente tecnológico. Neste sentido, abre-se hoje um leque importante de novas possibilidades tecnológicas que envolvem novas fontes de energia e novos equipamentos. É possível citar como ilustrações exemplares dessa tendência na geração de energia elétrica com: i) o papel esperado de uma contribuição crescente de fontes renováveis; ii) a incorporação de novas tecnologias em programas de eficiência energética e iii) as transformações esperadas no setor de transporte automotivo.

Este texto está dedicado a análise deste último ponto. Depois de décadas sem transformações significativas, o setor de transportes se encontra, hoje, no centro dos debates acerca de estratégias factíveis que permitam alterar o binômio “motores a combustão-derivados de petróleo”. Não é por acaso que, dentre as grandes corporações internacionais se encontrem os fabricantes de automóveis e as empresas de petróleo. As vantagens inerentes deste binômio consolidaram um padrão de mobilidade do consumidor individual em torno dos automóveis com motores a combustão. O crescimento da demanda de carros de passeio e da gasolina e do diesel contribuiu, em grande medida, para o sucesso dessas corporações ao longo do século XX.

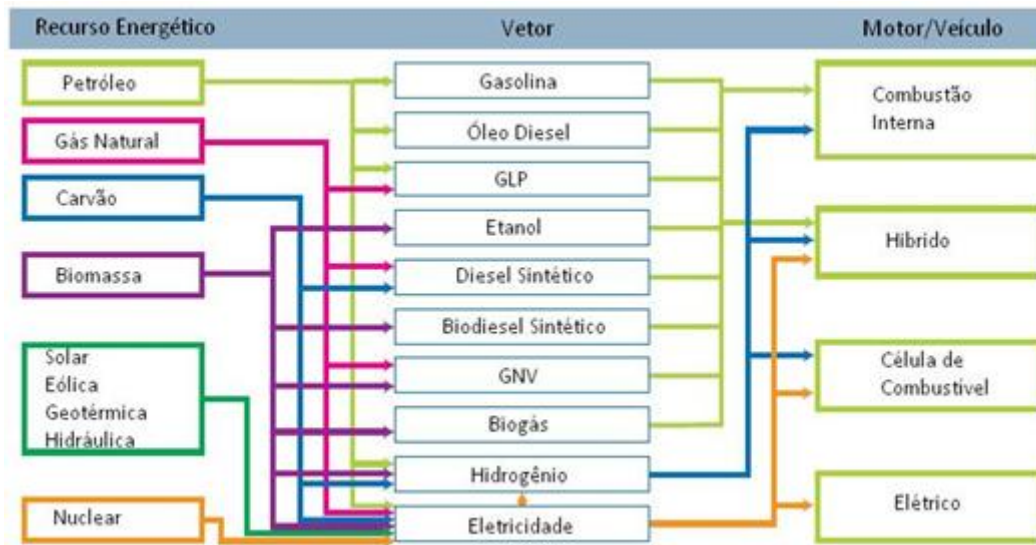
Ao longo da última década, tal como destacado em diferentes textos postados aqui, as políticas energéticas têm sido revistas buscando a compatibilização dos objetivos de segurança energética, redução da dependência externa de energia e a redução das emissões de CO₂.

Neste sentido, o setor de transportes, ancorado fundamentalmente na demanda de gasolina e de diesel, tem se revelado como uma arena crucial para as mudanças necessárias para o alcance dos objetivos fixados acima.

Dessa forma, uma série bastante diversificada de alternativas emergem como potenciais soluções. No setor de transportes no qual predomina o uso de derivados de petróleo, a “grande e longa transição” aponta para uma corrida energética e tecnológica para abastecer o automóvel do futuro[2]. Desde o início da última década, passamos pelos supostos benefícios da Economia do Hidrogênio, pelo pretense papel dos biocombustíveis (etanol e biodiesel) de primeira e segunda geração, pelos automóveis com motores flex, chegando aos carros elétricos e aos carros híbridos, especialmente associados à tecnologia *plug-in*.

O transporte rodoviário ainda é o modal mais utilizado no mundo atualmente para movimentar tanto mercadorias, quanto pessoas (cerca de 80%), e, continua a crescer a cada dia não mostrando sinais de contenção (espera-se um crescimento médio de 2% a.a). Para atender esta crescente demanda, os derivados de petróleo, como o diesel e a gasolina, ainda se constituem nos principais recursos energéticos requeridos, representando cerca de 98% do total utilizado no mundo.

A figura 1 abaixo ilustra de maneira esquemática o leque de alternativas que se desenham hoje no setor de transporte.



Fonte: IFP(Institut Français du Pétrole)

Não obstante os avanços tecnológicos em curso associados a todas essas alternativas, parece que este cenário atual se caracteriza ainda por uma multiplicação de *soluções* em busca de um *problema* a ser equacionado.

Um pequeno exemplo pode ser útil para ilustrar o argumento acima. É possível destacar três candidatos ao posto de problema central:

- i) redução das emissões;
- ii) redução da dependência energética e pico da produção do petróleo;
- iii) mobilidade urbana.

Tem se revelado muito difícil a adoção de instrumentos de política ou mesmo de acordos/convenções internacionais que possam atender simultaneamente esses três problemas. Por um lado, se o problema central for a redução dos efeitos globais das emissões, as políticas de substituição da gasolina e do diesel podem emergir como as mais adequadas. Para atingir tal objetivo, as soluções concorrentes seriam: a) os blends de combustíveis (gasolina + etanol e/ou

biodiesel+diesel), ainda que persistam controvérsias sobre os seus reais benefícios ambientais e b) os veículos híbridos e elétricos. No primeiro caso, o motor a combustão seguiria seu rumo, mantendo-se assim as barreiras à difusão de carros elétricos ou mesmo dos híbridos. No segundo, o papel dos biocombustíveis, de primeira e segunda geração, tenderia a se tornar marginal. Ademais, os instrumentos de política energética e as demais políticas públicas necessárias para a implementação desse processo de substituição são muito distintos no caso da adoção de uma ou de outra solução. Em particular, porque elas dependem sobremaneira de investimentos importantes em logística de distribuição e revenda para atender às necessidades de abastecimento dos consumidores. E vale observar que o perfil desses investimentos é bastante distinto em cada caso. Não é à toa que nos EUA, apesar do incremento da produção de etanol, em muitos estados ainda não foi criada uma logística de distribuição desse combustível.

O mesmo raciocínio e os mesmos candidatos podem ser utilizados caso seja privilegiada a questão ii), decorrente das preocupações de segurança do abastecimento energético e dos problemas levantados por aqueles que advogam pela proximidade do “peak oil” (pico de produção de petróleo). Porém, nesse caso, é de se esperar uma vasta gama de soluções nacionais, muito diferentes umas das outras, pois elas serão seguramente condicionadas pelas dotações de recursos energéticos de cada país. Consequentemente, o tema da estrutura e da capacidade de oferta passa a ser igualmente relevante. No caso dos biocombustíveis a capacidade mundial de oferta tanto de etanol quanto do biodiesel está ainda muito aquém daquela necessária para atender, por exemplo, o mercado da União Européia[3]. E no caso dos carros elétricos, a demanda adicional de eletricidade não pode estar ancorada em combustíveis fósseis, em particular no carvão, pois isto anularia os efeitos esperados da redução das emissões.

Por outro lado, para atenuar os problemas de mobilidade e de poluição local, inerentes ao estrangulamento das vias urbanas, a mera substituição destes derivados de petróleo pode não se revelar suficiente. Se o problema central é o da mobilidade em grandes metrópoles, o ideal seria a adoção de políticas voltadas, por exemplo, ao desenvolvimento de outros modais, apoiada num regime de incentivos direcionados especialmente ao desenvolvimento transportes públicos de qualidade. Estas poderiam, em caso de sucesso, retirar os automóveis das cidades sem usar nenhuma das alternativas usadas acima na coluna Motor/Veículo da Figura 1.

O que importa notar é que as barreiras à substituição do padrão bem sucedido de mobilidade individual do século XX ainda são muito grandes. Para superá-las será indispensável o avanço tanto no campo tecnológico, bem como um processo de inovação no campo político-institucional. Isto reforça o argumento de que a transição para um novo padrão será muito longa. A retroalimentação entre as duas dimensões – político/institucional e tecnológica – surge como uma condição necessária à implementação efetiva de novos instrumentos de política energética que contribuam ao processo de substituição de derivados de petróleo.

As “incertezas sem precedentes” mencionadas pela Agência Internacional de Energia[4] estão relacionadas tanto com a indefinição de diretrizes consistentes de política energética, quanto com a variedade das opções que se desenham. Nenhuma destas opções é capaz ainda de superar, com vantagens ambientais e econômicas, o padrão de transporte automotivo estabelecido pelo binômio motor a combustão-derivados de petróleo. Além dos preços do petróleo, as fontes de incerteza estão relacionadas a três fatores principais: i) custo e disponibilidade de matérias-primas; ii) economicidade das tecnologias de conversão e iii) regulamentação governamental.

Quais dessas alternativas tecnológico-energéticas serão viabilizadas a longo prazo? É impossível aportar elementos de resposta hoje a essa pergunta. Tal situação é típica de momentos de transição. Mas em algum momento será necessário privilegiar o problema central a ser equacionado.

[1] Pinto Junior, H.Q. Futuro da energia e os caminhos de uma longa transição. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 10. n. 1, p. 4 – 6, 2010

[2] The global race to fuel the car of the future, Carson and Vaitheeswaram, 2007

[3] No próximo artigo discutiremos o mercado de gasolina e diesel na União Européia.

[4] Ver “As incertezas sem precedentes sobre o futuro da energia”, de R. Bicalho, em Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10. n. 3, 2010..

.

O futuro dos biocombustíveis V: as estratégias de Shell e BP

Por José Vitor Bomtempo

No artigo anterior (Bomtempo, 2010), discutimos a natureza da competição e da inovação em biocombustíveis. Na classificação que propusemos, o ponto fundamental era a distinção entre a competição dentro da estrutura industrial existente – etanol e biodiesel – e a competição no que denominamos indústria de biocombustíveis e bioprodutos do futuro – novos biocombustíveis e bioprodutos. No primeiro caso, temos tipicamente uma competição baseada no posicionamento à la Porter. Um competidor se torna competitivo ao encontrar uma posição favorável dentro da estrutura industrial vigente. No segundo, a estrutura industrial ainda não está estabelecida e a base da competição é a construção de capacidades (*capabilities building* à la Teece) que buscam viabilizar as oportunidades de inovação e moldar a nova estrutura industrial.

É importante ainda notar que na indústria de biocombustíveis de primeira geração as tecnologias de conversão estão disponíveis para os investidores a partir de fontes externas acessíveis como as empresas de engenharia/tecnologia e fabricantes de equipamento. Na indústria de biocombustíveis do futuro – baseada em inovação em novas matérias primas, novos processos, novos produtos – uma mudança fundamental é o deslocamento da fonte de tecnologia para dentro das empresas, isto, a tecnologia tende a ser muito mais sofisticada nos combustíveis do futuro e conseqüentemente proprietária.

Começamos a examinar no artigo de hoje como as estratégias das empresas têm lidado com esses desafios. Existem focos estratégicos claros? Na indústria atual ou na indústria do futuro? Observa-se uma diversidade de estratégias? Ou são elas convergentes?

Começamos pelas empresas de petróleo e gás. Três empresas se destacam pelo envolvimento com os biocombustíveis, pelo volume de recursos aplicados e pela forma como abordam a indústria: BP, Shell e Petrobras. Discutimos hoje os casos da BP e Shell.

As manifestações de interesse da Shell pelos biocombustíveis situam-se por volta de 2005. Nessa época, os biocombustíveis de segunda geração aparecem como alvo da empresa, em particular biocombustíveis derivados de resíduos agrícolas (etanol celulósico) e biocombustíveis pela rota da gaseificação de biomassa (BTL). Numa apresentação divulgada pela empresa, essas duas tecnologias são apresentadas como “aspired technology positions” (Rob Routs, Executive Director Downstream, Oil Products and Chemicals, setembro 2005). No Technology Report de 2007, a tecnologia BTL e a participação da Shell no projeto da empresa alemã Choren são destacadas como inovações em biocombustíveis. Sublinha-se ainda o empenho em não utilizar matérias primas

que pudessem competir com alimentos e mais uma vez o foco na chamada segunda geração de biocombustíveis.

Coerente com essa visão, explicitada a partir 2005, Shell se lançou nos últimos anos numa série de projetos voltados para o desenvolvimento de biocombustíveis avançados tanto em termos de novos processos de conversão como de novos produtos. Assim, foram lançadas cinco plataformas diferentes, todas exploradas na forma de associação ou participação em empresas de base tecnológica.

O primeiro desses projetos foi o da Iogen, em 2002. Iogen é uma empresa canadense de biotecnologia com experiência em enzimas. A associação Shell/Iogen tem como objetivo a produção de etanol a partir de material lignocelulósico, no caso resíduos agrícolas. Em 2008, Shell aumentou sua participação para 50% do capital da empresa. Uma unidade de demonstração está em funcionamento e existe o projeto de uma unidade em escala comercial.

Em 2005, Shell se associou a Choren, uma empresa alemã, também apoiada por Volkswagen e Daimler, para produzir biodiesel, a partir de restos de madeira, pela tecnologia BTL (a chamada rota termoquímica: gaseificação seguida de síntese de FT).

Em 2006, Shell começou a trabalhar com Codexis, uma empresa americana de biotecnologia na busca de novas rotas de fermentação para a produção de novos biocombustíveis. Contrariamente aos dois projetos anteriores, buscam-se no projeto Codexis novos produtos e não apenas novas tecnologias de conversão para a produção de combustíveis já conhecidos como o etanol e o diesel.

Em 2007, Shell se associou à empresa HR Biopetroleum, estabelecida no Havaí, numa joint-venture denominada Cellana, para a produção de algas visando à produção de biodiesel.

Ainda em 2007, Shell passou a apoiar a Virent, start up americana, que, baseando-se na rota química, desenvolve a produção de biocombustíveis a partir de açúcares. O projeto Virent tem merecido destaque nas publicações especializadas pelo seu caráter inovador e perspectivas comerciais.

A abordagem da Shell enfatiza com clareza a aposta na inovação tecnológica como base da competição em biocombustíveis, toma como foco os biocombustíveis avançados e orienta essa aposta para a exploração de diversas plataformas diferentes. Na estratégia da empresa, uma ou mais plataformas poderiam se revelar vencedoras da competição tecnológica, serem escolhidas no processo de seleção e desenvolvidas como negócios em escala comercial. As demais seriam deixadas de lado.

Em 2009, entretanto, uma certa correção de rumos parece ter sido efetuada pela Shell. A empresa abandonou o projeto Choren que explorava a rota BTL. E, além disso, movimentou-se de forma forte em nova direção ao se associar numa joint-venture à Cosan, maior produtor brasileiro de etanol. Shell se torna assim produtor de etanol de primeira geração. Note-se que a joint-venture

Shell/Cosan envolve, além da produção de etanol, a atividade comercial em distribuição de combustíveis.

O caso da BP mostra uma abordagem estratégica diferente. A empresa, que informa ter investido cerca de US\$ 1,5 bi desde 2006 em biocombustíveis e bioprodutos, evidenciou mais claramente sua estratégia com movimentos realizados nos últimos três anos. A BP tem como objetivo atuar de forma ativa na expansão do mercado dos biocombustíveis partindo dos combustíveis de primeira geração e caminhando, na medida do amadurecimento dos projetos, para a produção de biocombustíveis avançados e bioprodutos. A empresa atua hoje em 7 projetos diferentes que vão da produção de etanol de primeira geração à pesquisa avançada em biotecnologia: produção de etanol no Brasil (Tropical, uma joint venture BP, Santelisa e Maeda), produção de etanol a partir de trigo no Reino Unido (Vivergo, uma joint venture BP, DuPont e British Sugar), desenvolvimento de tecnologia e produção de butanol (Butamax, uma joint venture BP e DuPont), produção de etanol a partir de materiais lignocelulósicos (Vercipia, uma joint venture BP e Verenium, que recentemente passou ao controle integral da BP), produção de diesel a partir de açúcares (projeto desenvolvido por Martek, a partir de algas com apoio da BP), biotecnologia de sementes para culturas energéticas de alta produtividade (Mendel com apoio da BP) e finalmente a aplicação de US\$ 500 milhões, em 10 anos, para a estruturação e desenvolvimento do Energy Biosciences Institute (EBI), com a participação de University of California Berkeley, Lawrence Berkeley National Laboratory e University of Illinois.

Como as duas estratégias podem ser comparadas? Que pontos em comum? Que diferenças marcantes?

Em primeiro lugar, um ponto comum importante: ambas apostam numa indústria do futuro baseada em tecnologias sofisticadas com novas matérias primas, novas tecnologias de conversão e também novos produtos. Entretanto, enquanto a Shell testa tecnologias de natureza diferente – biotecnologia, termoquímica e química – a BP se concentra na biotecnologia em todos os seus projetos. A saída recente da Shell do projeto Choren – rota termoquímica BTL – pode ser visto, na falta de uma avaliação mais aprofundada das razões da saída, como um movimento a favor da rota bioquímica.

Uma diferença expressiva entre as duas estratégias é a visão de como a indústria de biocombustíveis do futuro seria construída. Na visão inicial da Shell esse processo se daria a partir de algumas novas plataformas tecnológicas, entre as diversas alternativas possíveis, que se viabilizariam ao avançarem mais rapidamente na curva de aprendizado. Já a BP parece enxergar um processo de transição no qual a produção de biocombustíveis de primeira geração seria uma passagem obrigatória na introdução de tecnologias mais avançadas. Essas seriam predominantes na indústria do futuro, mas somente depois de um processo de transição longo no qual o know how de produção em escala dos biocombustíveis de primeira geração seria uma passagem obrigatória. É interessante notar que a recente joint-venture Shell/Cosan pode ser interpretada como uma aproximação da Shell em relação à estratégia da BP.

Outro ponto importante que distingue as duas estratégias é a postura em relação à pesquisa mais básica e fundamental com vistas à construção do conhecimento na área. BP ao apoiar a criação de um centro de pesquisa de peso coloca-se em posição de possível controle do conhecimento de ponta gerado. Aparentemente, Shell prefere apoiar iniciativas de start ups e empresas de base tecnológica que já se lançaram como tais a partir de pesquisas fundamentais em que não houve a participação da Shell.

Voltando à distinção inicial das estratégias – posicionamento ou inovação/construção de capacitações – pode-se vislumbrar no caso da BP um esforço direcionado para conciliar as duas estratégias, associando a busca de posições na indústria de primeira geração a uma cuidadosa construção de conhecimento e capacitação tecnológica que vai da pesquisa ao desenvolvimento de novas tecnologias. A estratégia da Shell, se considerarmos o que foi explicitamente apresentado nos últimos cinco anos, volta-se para o desenvolvimento tecnológico de múltiplas alternativas de inovação em associação com empresas geradoras iniciais dos conceitos a serem desenvolvidos.

E a Petrobras? E as demais empresas de petróleo? No próximo artigo discutiremos as estratégias destacadas de outras empresas com foco no caso da Petrobras. Será interessante comparar a Petrobras com a BP e a Shell já que são, entre as grandes empresas de petróleo, as que mais têm se envolvido com os biocombustíveis.

Referência:

Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis IV: a posição brasileira. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10. n. 4, 2010