
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Julho/Agosto de 2013 – Ano 13 – n.3

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados sete artigos:

Obama, mudança climática e carvão, por Ronaldo Bicalho.

Atratividade e desdobramentos do Leilão de Libra: análise apoiada em Modelagem Econômico-Fiscal dos desafios e oportunidades do Pré-sal, por Thales Viegas.

Os desafios da energia no Brasil, por Ronaldo Bicalho.

Desafios do setor de petróleo brasileiro, por Edmar Almeida.

Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios, por Luciano Losekann.

O problema da interação energia eólica, hidráulica e gás natural, por Michelle Hallack e Miguel Vazquez.

O futuro dos biocombustíveis XVIII: Os dilemas dos produtos na bioeconomia, 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.

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.

Michelle Hallack

Pós-doutora pelo Instituto Universitário Europeu, Doutora em Economia pela Universidade de Paris XI, Mestre em Economia Industrial pela UFRJ, Mestre em Economia Aplicada pelas universidades de Paris Sud XI, França e Universidade Pontificia Comillas, Espanha e Economista pela UNICAMP.

Atualmente é professora adjunta da Universidade Federal Fluminense e Pesquisadora Associada do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da UFRJ.

Miguel Vazquez

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

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.

Thales Viegas

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

Obama, mudança climática e carvão

Por Ronaldo Bicalho

O presidente americano Barack Obama anunciou na última terça-feira, 25 de Junho, um conjunto de iniciativas para combater o aquecimento global, com medidas para reduzir as emissões de carbono, preparar os Estados Unidos para os impactos das alterações climáticas e fortalecer a cooperação internacional para lidar com o problema.

O anúncio representa o movimento político mais importante do atual governo desde a ampla reforma energética proposta em 2009, aprovada inicialmente na Câmara e posteriormente derrotada no Senado.

Nessa nova tentativa de fixar o legado de sua presidência no combate à mudança climática e no apoio às energia limpas, Obama privilegiou as ações no âmbito do próprio Executivo. Dessa forma, procurou evitar o enfrentamento legislativo que marcou o seu primeiro mandato. Contudo, se, por um lado, o presidente se livrou dos desgastes e das derrotas desse tipo de enfrentamento, por outro, sem o recurso a mudanças regulatórias significativas, suas opções se tornaram mais limitadas. Assim como mais sujeitas a questionamentos legais.

Entre as medidas anunciadas na última terça-feira, sem dúvida, a de maior impacto ambiental, econômico e político é a proposta de definição de padrões de emissão de CO₂ para as plantas de geração de eletricidade, tanto para as novas quanto para as já existentes; lembrando que a geração de eletricidade é responsável por um terço das emissões americanas de gases de efeito estufa.

Obama considera que tem o mandato legal para agir na redução das emissões de carbono a partir da determinação da Suprema Corte de que o CO₂ é um poluente. Nesse sentido, o presidente estabeleceu que a agência federal do meio ambiente (Environmental Protection Agency – EPA) trabalhe em conjunto com os estados, a indústria e outras partes envolvidas com o problema, na determinação de novos padrões de poluição do carbono, similares àqueles que já existem para outros poluentes tóxicos como o mercúrio e o arsênico. Essas novas regras deverão estar definidas e prontas para serem aplicadas dentro de dois anos.

Embora essa medida tenha sido bem recebida pelos ambientalistas, que consideram que finalmente Obama atacou o problema central das emissões americanas que são as plantas de geração, ela enfrentará uma fortíssima oposição por parte dos Republicanos e da indústria, que consideram que as novas regras irão elevar os custos da energia, destruir empregos e enfraquecer a economia.

No centro do debate encontram-se as plantas de geração a carvão. Maiores emissoras de CO₂, não há controvérsia de que o grande foco do plano de Obama é reduzir a sua participação na matriz elétrica americana.

Assim, desacelerar o processo de mudança climática implica em reduzir as emissões de CO₂, reduzir essas emissões implica na redução do uso dos combustíveis fósseis, reduzir o uso dos combustíveis fósseis, no caso americano, implica na redução do uso do carvão.

A aplicação das novas regras deverá levar a esse resultado na medida em que a partir delas as empresas elétricas irão gerar mais usando gás natural, nuclear, eólica e solar, que deverão se tornar comparativamente fontes mais baratas e rentáveis em relação ao carvão. De tal modo que haverá uma grande redução, ou mesmo eliminação, de novas plantas que utilizem essa fonte.

Deve-se ter em conta que a significativa redução das emissões de CO₂ observada nos EUA nos últimos anos deveu-se principalmente a redução da atividade econômica causada pela crise de 2008 e a substituição do carvão na geração de eletricidade pelo gás natural, extremamente barato em função da imensa disponibilidade do chamado *shale gás* (gás não convencional); portanto, fatores que não podem ser debitados ao presidente americano. Assim, a definição das novas regras representaria a retomada do protagonismo do governo federal nesse processo de redução de emissões.

Essa retomada, segundo um conjunto de atores políticos e econômicos que se opõem às novas regras – republicanos, empresas elétricas, estados produtores -, teria um sentido político claro: uma declaração de guerra ao carvão por parte do governo Obama.

Contudo, essa guerra já vem de longe.

Durante a última campanha presidencial, o lobby reunido na *American Coalition for Clean Coal Electricity* – ACCCE –, a face mais agressiva e pública da indústria do carvão, lançou uma campanha publicitária de 35 milhões de dólares acusando Obama de levar a cabo uma guerra contra o carvão, desligando usinas, destruindo empregos e enfraquecendo a economia do país.

Na verdade, de 2008 a 2012, a indústria quase quadruplicou suas contribuições políticas, direcionando 90% de seu dinheiro para os republicanos.

O esforço para manter Obama fora da Casa Branca foi um fracasso total. Ele venceu a reeleição confortavelmente, levando todos os principais *swing states* que produzem a maior parte do carvão: Pensilvânia, Ohio, Colorado e Virgínia.

O fato é que o carvão hoje em termos econômicos é bem menor do que era antes. A mensagem central da campanha de 2012 era de que as novas regras do EPA iriam custar milhões de empregos. No entanto, de acordo com o Bureau of Labor Statistics, existem apenas 84 mil empregos nos EUA em mineração de carvão. Na verdade, de 1978 a 2012, o setor perdeu 100.000 postos de trabalho.

Para aquelas famílias que dependem do carvão, historicamente membros e simpatizantes dos sindicatos, historicamente mais democratas do que republicanos, que ficaram nervosos com a crise de 2008 e estão em pânico com o plano de Obama, é difícil entender por que seus empregos estão sendo destruídos, não pela competição estrangeira ou pelo comércio internacional,

mas pelo juízo de valor de uma parte da sociedade e pela decisão de políticos distantes.

Certamente, os mineiros irão sofrer se o carvão continuar a diminuir sua participação na matriz energética americana, porém o fato político relevante é que o número de pessoas empregadas na indústria não é suficiente para fazer a diferença em uma eleição nacional.

A indústria do carvão esperava que a redução do uso de carvão nos EUA continuasse sendo compensada pelos mercados internacionais, mediante a exportação para a China e Europa. No entanto, Obama em seu discurso da semana passada pediu que todos os governos do mundo restringissem o financiamento público para as usinas a carvão; enviando um claro sinal de que os EUA não rejeitam o carvão apenas em casa, mas também no mundo.

Imprensada pelo boom do gás natural, pelo rigor das novas regras, e pela redução da influência política dos estados produtores, a indústria do carvão se prepara para uma difícil batalha pela frente.

A questão fundamental para ela é a manutenção ou não do enfrentamento com o governo Obama.

O problema é que a solução que poderia atender aos dois lados repousa em uma ruptura tecnológica: a captura e o armazenamento de carbono (CCS, Carbon Capture Storage).

Infelizmente, o sucesso desta empreitada está longe de estar garantido. O Departamento de Energia tem tentado avançar na captura de carbono desde o governo de George W. Bush, e até agora já gastou mais de 5 bilhões de dólares, mas muitos cientistas duvidam que a tecnologia funcione.

Na medida em que esse tipo de pesquisa é tão caro e o sucesso encontra-se tão distante, apenas uma entidade está investindo significativamente na busca de uma solução para a captura e estocagem de carbono: o governo dos EUA.

Se o governo aponta essa tecnologia como uma saída para o carvão, seus opositores a veem apenas como uma maneira do governo afirmar que está fazendo alguma coisa pelo carvão quando na verdade não está fazendo nada.

Cabe chamar a atenção que a coalizão lobista reunida em torno do carvão é composta por diferentes agentes econômicos – empresas de mineração, empresas elétricas, ferrovias, etc. – que têm visões diferentes sobre carbono, mudança climática e administração Obama. Essa divergência tem dificultado o estabelecimento de consensos dentro da coalizão, abrindo a possibilidade para uma divisão que possibilite a construção de uma saída negociada com o atual governo.

Da evolução dessa possibilidade irá depender o vigor da reação às medidas propostas por Obama na última terça-feira.

Mantendo-se o atual quadro de resistências, a definição das novas regras e as disputas legais em torno delas provavelmente tomarão um tempo bem maior do que os dois anos esperados pela Casa Branca.

Desse modo, se, por um lado, o anúncio feito por Obama na Universidade de Georgetown na semana passada reforça o compromisso do presidente com o enfrentamento da mudança climática e com as energias limpas, por outro, demonstra de maneira clara as suas enormes limitações na definição de um novo e amplo arranjo institucional e regulatório que viabilize de fato tanto o controle do processo de mudança climática quanto a ampliação acelerada da participação das fontes limpas na matriz energética americana.

Atratividade e desdobramentos do Leilão de Libra: análise apoiada em Modelagem Econômico-Fiscal dos desafios e oportunidades do Pré-sal

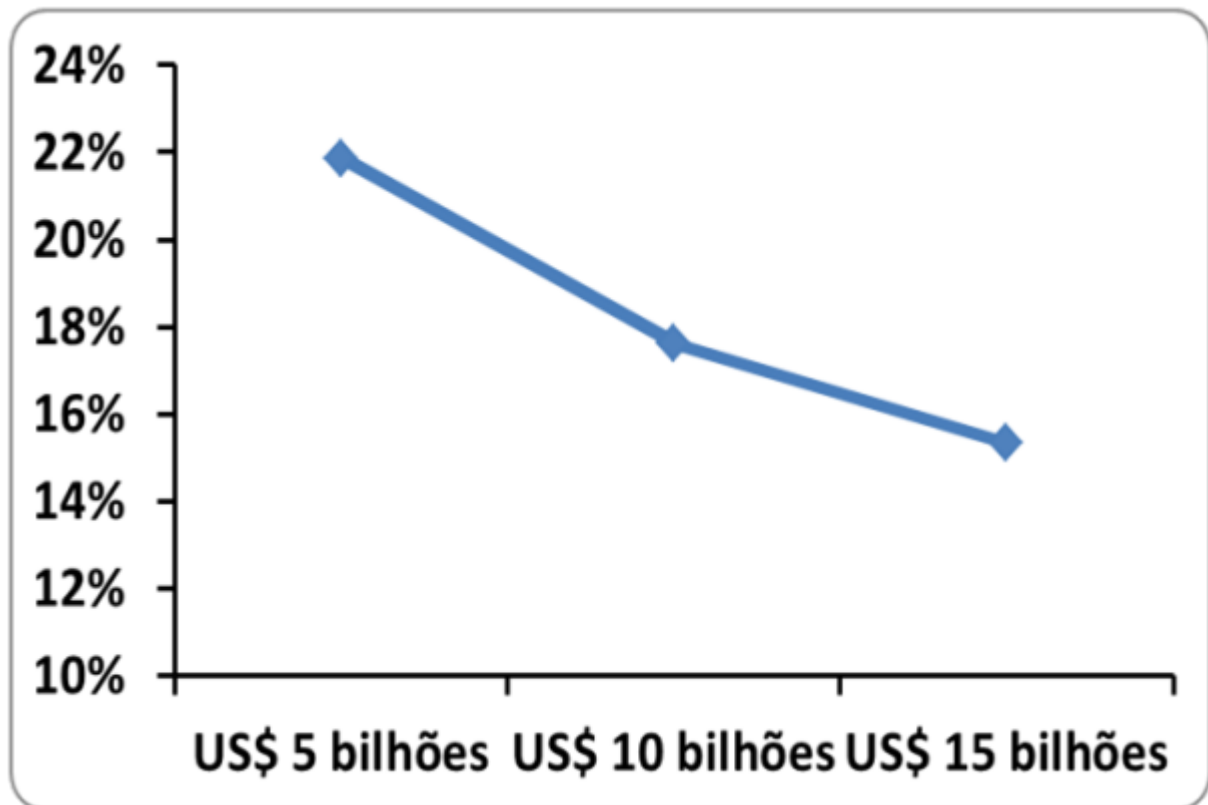
Por Thales Viegas

O campo de Libra, localizado na camada Pré-sal brasileira, é a maior descoberta de petróleo convencional do século XXI[i]. Estimativas recentes da ANP indicam que os volumes recuperáveis podem variar entre 8 e 12 bilhões de barris. Em outubro de 2013 a Agência deverá realizar o leilão da referida área. O edital do processo e a minuta do contrato já se encontram em fase de consulta pública. Diante deste contexto, o presente artigo discute os contornos do leilão e do desenvolvimento do campo de Libra. Foi utilizado o nosso modelo de fluxo de caixa descontado, para o regime de Partilha, desenvolvido em 2010 e atualizado recentemente, como subsídio quantitativo das nossas análises, embora apresentar o modelo não constitua o foco desse artigo.

A pergunta a ser respondida aqui é a seguinte: quais os principais determinantes da atratividade e os desdobramentos desse tipo de Leilão para o país e para a indústria? Para responder serão abordados três aspectos: i) os resultados do modelo econômico-fiscal, com base em parâmetros contidos no edital e no contrato; ii) o processo de aprendizagem regulatória, visto que esse é o primeiro leilão sob o regime de partilha no Brasil e, além disso, há inovações no arranjo contratual em relação à experiência internacional; iii) o gigantismo dos volumes de recursos recuperáveis e os desdobramentos do seu aproveitamento, tanto para petroleiras quanto para a cadeia de suprimentos local.

O primeiro ponto a ser discutido envolve os parâmetros técnicos e econômicos propostos para este leilão, contidos na minuta do edital. Dentre eles estão, por exemplo: i) nível mínimo de partilha 41,6%; ii) o limite para recuperação de custos (30% nos primeiros dois anos da etapa de produção e 50% daí em diante), iii) diferentes níveis de conteúdo local que variam conforme a fase do projeto petrolífero e com cada categoria de gasto; iv) o bônus de assinatura fixado em um mínimo de R\$ 15 bilhões; assim como prazos e outras estimativas quanto às características geológicas do campo.

Devido à complexidade do modelo e dos resultados possíveis, optamos por apresentar uma análise de sensibilidade do item bônus de assinatura que gera grandes impactos no desempenho financeiro privado. Usando uma taxa mínima de atratividade de 10% e parâmetros de custo compatíveis com projetos de natureza semelhante, evidenciamos que o retorno privado sobre o investimento é muito afetado pela magnitude do bônus de assinatura. A variação entre o caso de US\$ 5 e 15 bilhões é de cerca de 40%. A taxa interna de retorno variou entre aproximadamente 15% e 22% sobre o investido.

Gráfico 1 – Taxa Interna de Retorno sobre o Capital Investido

Fonte: Elaboração Própria

Na prática um bônus de assinatura maior é mais compatível com o regime de Concessão, no qual o governo nacional privilegia a antecipação de receitas e não se preocupa com a otimização da produção e da arrecadação de longo prazo. O valor de bônus fixado pode expressar a opção por maximizar a arrecadação de curto prazo e também reduzir a atratividade do leilão de um campo, a princípio, muito promissor como é o caso de Libra. Bônus de assinatura alto também comprometeria mais a disponibilidade de caixa da Petrobras.

O *segundo* aspecto, que merece ser salientado, passa pelo processo de aprendizagem regulatória^[ii], tanto da ANP quanto dos agentes envolvidos nas atividades petrolíferas. Isso porque os agentes têm de se acostumar e se aprimorar no trato com novos procedimentos, responsabilidades e atores (ex. PPSA), que surgirão com o arcabouço regulatório introduzido. O regime de incentivos também é diferente, especialmente porque lógica de tomada de decisão e de distribuição dos resultados, sob sistema de partilha são, significativamente, distintos daqueles presentes na Concessão.

Ademais, o arranjo jurídico-regulatório proposto pela ANP ainda introduziu algumas inovações para a captura de lucro extraordinário. Um exemplo é o percentual mínimo de excedente em óleo, a ser apropriado pela União na partilha. Ele será determinado, conforme se pode constatar na tabela 1, pela produtividade dos poços e pelo preço do petróleo. As ofertas no leilão, dos consórcios licitantes, deverão se enquadrar no intervalo de produtividade por

poço entre 10 e 12 mil barris de petróleo por dia, bem como do preço de petróleo entre US\$100,01 e US\$120,00 por barril. É possível que a utilização deste instrumento seja justificada pelas elevadas estimativas quanto à produtividade dos poços e a cerca do tamanho das reservas. O fato é que os agentes envolvidos na indústria terão de se adaptar a um arranjo contratual desconhecido, o que pode, a princípio, adicionar incertezas e custos relevantes aos negócios.

Tabela 1- Percentual Mínimo de Excedente em Óleo para a União

		Barris por Dia por Poço Produtor												
		0	4.001	6.001	8.001	10.001	12.001	14.001	16.001	18.001	20.001	22.001	> 24.001	
Preço Brent (US\$/bbl)	De	até	4.000	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	18.000	20.000	22.000	24.000	
	0	60,00	=OF-26,65%	=OF-15,85%	=OF-9,62%	=OF-6,33%	=OF-4,26%	=OF-2,56%	=OF-1,48%	=OF-0,86%	=OF-0,29%	=OF+0,23%	=OF+0,69%	=OF+1,11%
	60,01	80,00	=OF-26,45%	=OF-12,85%	=OF-7,51%	=OF-4,70%	=OF-2,92%	=OF-1,46%	=OF-0,54%	=OF+0,00%	=OF+0,48%	=OF+0,92%	=OF+1,32%	=OF+1,68%
	80,01	100,00	=OF-19,44%	=OF-8,86%	=OF-4,71%	=OF-2,52%	=OF-1,14%	=OF+0,00%	=OF+0,71%	=OF+1,13%	=OF+1,51%	=OF+1,85%	=OF+2,16%	=OF+2,44%
	100,01	120,00	=OF-14,98%	=OF-6,32%	=OF-2,92%	=OF-1,13%	OF	=OF+0,93%	=OF+1,51%	=OF+1,86%	=OF+2,17%	=OF+2,45%	=OF+2,70%	=OF+2,93%
	120,01	140,00	=OF-11,89%	=OF-4,56%	=OF-1,69%	=OF-0,17%	=OF+0,79%	=OF+1,57%	=OF+2,07%	=OF+2,36%	=OF+2,62%	=OF+2,86%	=OF+3,07%	=OF+3,26%
	140,01	160,00	=OF-9,62%	=OF-3,27%	=OF-0,78%	=OF+0,55%	=OF+1,36%	=OF+2,04%	=OF+2,47%	=OF+2,72%	=OF+2,95%	=OF+3,16%	=OF+3,34%	=OF+3,51%
	> 160,01		=OF-5,94%	=OF-1,18%	=OF+0,69%	=OF+1,68%	=OF+2,30%	=OF+2,81%	=OF+3,13%	=OF+3,32%	=OF+3,49%	=OF+3,65%	=OF+3,73%	=OF+3,91%

OF = Valor ofertado.

Fonte: ANP (2013)[iii]

A terceira dimensão da temática aqui proposta envolve exatamente o gigantismo dos volumes recuperáveis de petróleo em Libra e as consequências desse leilão para o país e para a indústria. Se, por um lado, a escassez de recursos críticos pode atuar no sentido de reduzir a atratividade dos leilões, por outro, a qualidade das acumulações petrolíferas e a contínua evolução da indústria local operam no sentido oposto. O aproveitamento adequado desses recursos constitui uma oportunidade para que as petroleiras consolidem o seu conhecimento sobre o Pré-sal brasileiro e melhorem a sua eficiência nele. Uma correta exploração de economias de escala potenciais nas fases de projeto e construção das instalações também incrementa eficiência e pode ser feita via replicação de *design* de projetos, a exemplo das FPSO's replicantes.

O setor parapetrolífero local poderá vivenciar um grande salto quantitativo, mas, especialmente qualitativo em seu desempenho. Para isso, mais importante do que fomentar o aumento do número e da capacidade produtiva de fornecedores é a consolidação técnica e econômica dos agentes estabelecidos. O poder público precisa contribuir na constituição de ambientes industriais adequados ao desenvolvimento de segmentos industriais que nascem (ou renascem) com a aceleração do crescimento das atividades de E&P no Brasil. Mesmo se usufruírem de ambientes industriais adequados, certos segmentos parapetrolíferos ainda continuarão enfrentando desafios relacionados à tecnologia, ao suprimento de insumos e de força de trabalho.

Para que uma mudança qualitativa ocorra, o setor público e a Petrobras precisam incentivar os Arranjos Produtivos Locais, que devem estar centrados no fomento regional de empresas complementares. Os APL's ajudam a gerar economias no transporte e na gestão de estoques, associadas à proximidade entre agentes de diferentes elos da cadeia produtiva. Também devem produzir transbordamentos em termos de tecnologia e qualificação da força de trabalho. Não basta reunir, nos rincões do país, empresas que atuam em qualquer nicho do setor petróleo porque ele é muito abrangente e fragmentado.

Os incentivos públicos precisam atuar no sentido de formar aglomerações produtivas em torno da cadeia de um segmento de atividade por localidade. Do contrário, a reunião de atividades não complementares pode ter efeito inverso caso elas gerem apenas competição por recursos críticos, a exemplo da força de trabalho qualificada. Tal situação poderia aumentar custos e prazos da produção, à medida que fosse se agravando a escassez de trabalhadores, por exemplo. Para que seja reduzido o *gap* (hiato) de desempenho dos fornecedores brasileiros em relação aos seus concorrentes estrangeiros as condições estruturais adequadas têm de estarem presentes.

Os diversos níveis de governo têm de cumprir bem o seu papel e oferecer, adequadamente, infraestrutura de transporte, educação básica e profissional para a população. Países com indústria competitiva investem corretamente na educação superior, mas também incentivam muito a educação técnica. Para completar a capacitação profissional, a oferta de postos de trabalho qualificado confere experiência aos trabalhadores, com boa educação formal e capacitação técnica.

À guisa de conclusão, destacamos que a atratividade do leilão de Libra pode ser negativamente afetada, em magnitude substancial, se o valor do bônus de assinatura for inadequado. O mesmo ocorre se a aprendizagem regulatória for muito custosa e demorada, tanto para os agentes públicos quanto para os privados. Por outro lado, leilões de grandes campos como Libra constituem chances para que a indústria petrolífera e a cadeia de suprimentos promovam saltos qualitativos, aproveitando economias de escala e evoluindo em suas curvas de aprendizado. Para isso o governo pode priorizar a atração de grandes investidores bem como a maximização intertemporal da produção e da arrecadação de longo prazo. Assim contribui para que o volume e o ritmo dos investimentos nas sejam ameaçados por falta de liquidez de curto prazo do consórcio ganhador do leilão, que incorrerá em grandes desembolsos no início do projeto, nem mesmo por eventual escassez de recursos críticos da indústria supridora.

Referências

[i]Viegas, Thales. **Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências II**. Blog Infopetro. Postado em 24/10/2011.

[ii]Viegas, Thales. **Costs evolution and it's strategic role to be well succeeded in oil exploration and production in deep water**. Rio Oil and Gas Conference. Rio de Janeiro, IBP, 2012.

[iii] ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Minuta do Edital Autorizada**. 2013.

Os desafios da energia no Brasil

Por Ronaldo Bicalho

Quais são as questões fundamentais para o desenvolvimento do setor energético brasileiro no atual contexto nacional e internacional? De que maneira a energia pode ser um fator decisivo no desenvolvimento econômico e social do país? Quais são os grandes desafios a serem vencidos para que a energia possa servir de alavanca para esse desenvolvimento?

Para responder a essas questões o Grupo de Economia da Energia realizará no próximo mês de Outubro o seminário: Os desafios da energia no Brasil.

Esse fórum de debates, reunindo especialistas do setor produtivo, do governo e da universidade, se dará em dois dias, e está estruturado em torno da discussão de seis grandes temas e duas grandes questões decisivas para a evolução do setor energético brasileiro.

O Contexto Energético Internacional: Um Mundo em Transição

O primeiro grande tema é a inserção do debate brasileiro no debate energético internacional. Nesse sentido, quais são as grandes tendências e dilemas do cenário energético internacional?

Duas questões fundamentais definem o atual contexto energético internacional: segurança energética e mudança climática. Os diferentes Estados Nacionais encaram de maneiras distintas essas duas questões e, principalmente, a problemática correlação existente entre elas. Essas percepções distintas geram estratégias distintas, que interagindo umas com as outras vão desenhando os cenários possíveis de evolução desse contexto.

Essa pluralidade de percepções, estratégias e evoluções configura um quadro no qual o processo de transição entre a atual economia baseada no uso intensivo dos combustíveis fósseis e uma futura economia sustentada nas energias renováveis é acima de tudo indefinido e aberto, com várias trajetórias, conteúdos e tempos de duração possíveis.

Analisar as possibilidades de evolução do setor de energia no mundo hoje implica analisar essas várias possibilidades de transição, desenhadas a partir dos movimentos estratégicos dos principais atores presentes na cena energética, principalmente, os países, ou conjunto de países, cruciais nessa evolução.

Nesse sentido, um conjunto de questões se torna chave para definir as transições possíveis:

Qual o papel que será desempenhado pelos Estados Unidos a partir de uma situação extremamente confortável em termos de segurança energética, sustentada no petróleo e gás não convencionais?

Qual o papel da China nessa transição a partir de uma situação de dependência energética crescente que transforma a segurança energética em questão fundamental de segurança econômica e, por conseguinte, de segurança nacional?

Qual o papel da Alemanha a partir de uma aposta ousada na transição energética direta dos fósseis para os renováveis, com todos os riscos e a vantagens associadas à posição de ser o primeiro a vencer essa travessia?

Qual o papel de países como a Índia nos quais a inclusão energética se coloca como o grande desafio a ser vencido e a renúncia ao uso dos combustíveis fósseis implica tornar mais difícil essa inclusão?

Qual o papel da Rússia na arbitragem energética entre o ocidente (leia-se Europa) e o Oriente (leia-se China)?

Setor Elétrico Brasileiro: A Transição Necessária

O segundo grande tema, dada a sua centralidade na evolução do setor energético e suas profundas relações com o desenvolvimento econômico e com o bem estar social, é o setor elétrico.

A indústria de eletricidade brasileira se desenvolveu historicamente com base em dois pilares: aproveitamento de energia hidráulica com reservatórios de grande porte e coordenação propiciada por empresas estatais. A consolidação desse modelo permitiu que o abastecimento de eletricidade se tornasse um fator de competitividade para a economia brasileira, em termos de preço e confiabilidade. As lógicas de operação e de expansão do sistema elétrico brasileiro eram aderentes a esse contexto.

O esgotamento do potencial hidráulico mais competitivo e a restrição à construção de reservatórios hidrelétricos impuseram um limite a esse modelo. No entanto, como as regras de operação e planejamento foram mantidas, os pilares que sustentaram o modelo anterior, deixam de ser suficientes para atender os objetivos de confiabilidade e modicidade.

Atualmente, os reservatórios hidrelétricos não suportam mais um regime de operação em que as termelétricas só são despachadas em momentos críticos de abastecimento. Isso ficou claro em 2012, quando o temor de racionamento de eletricidade voltou a assombrar o setor. A segurança energética é buscada através de medidas ad-hoc, impondo custos para a sociedade.

A renovação das concessões foi utilizada para buscar a modicidade tarifária. No entanto, ao reduzir drasticamente o fluxo de caixa das empresas estatais e sua capacidade de investimento, a equação financeira que garantiu a expansão do parque gerador nos últimos anos pode ficar comprometida.

A mesa voltada ao setor elétrico brasileiro irá debater a necessidade de transição para um modelo aderente aos objetivos de segurança do abastecimento e de modicidade tarifária considerando as restrições atuais que o sistema se defronta.

A Indústria de Gás Natural no Brasil: Os Desafios da Criação de um Novo Modelo

O terceiro grande tema é o setor de gás.

O desenvolvimento tardio da indústria de gás nacional foi marcado pelas seguintes condições: i) escassez de gás doméstico e dependência de importações; ii) papel central da Petrobras na estruturação da cadeia produtiva; iii) inserção do gás na matriz elétrica através de usinas térmicas que operam em complementação à produção hidrelétrica. A revolução tecnológica que permitiu o desenvolvimento do gás não-convencional e a descoberta do Pré-Sal criou oportunidade para um aumento da oferta doméstica de gás e para um novo papel do gás na matriz energética nacional.

A questão fundamental trazida por este contexto é a adequação do modelo atual de organização do mercado gasífero nacional para o aproveitamento das oportunidades ligadas à expansão da oferta doméstica.

Esta mesa buscará discutir caminhos para transformar o gás natural num negócio atrativo para as empresas, permitindo criar condições para um forte crescimento da oferta doméstica. Neste sentido, serão analisadas mudanças necessárias nas políticas e no arcabouço regulatório e institucional do setor para viabilizar: i) o acesso da nova produção doméstica ao mercado potencial de gás no Brasil; ii) a promoção da produção, da infraestrutura de transporte e distribuição e do mercado de gás; iii) a melhoria das condições de integração do gás natural com o setor elétrico.

A mesa buscará identificar os principais desafios para criação de um novo modelo para o desenvolvimento sustentável da indústria de gás no Brasil.

Desafios do Crescimento da Produção de Petróleo no Brasil

O quarto tema é o setor de petróleo.

A descoberta do Pré-sal colocou o Brasil no centro das atenções da indústria petrolífera mundial. O Brasil é considerado a principal fronteira de expansão da indústria mundial do petróleo fora da área de influência da OPEP. Este grande potencial desencadeou um processo de grandes mudanças na indústria de petróleo nacional através de fusões e aquisições, investimentos diretos de empresas do setor parapetrolífero, capitalização da Petrobras. O segmento se transformou no principal alvo da política energética nacional, com a aprovação de diversas leis e políticas setoriais. Este movimento despertou uma expectativa de que o Brasil caminha inevitavelmente para se tornar um player global na indústria de petróleo mundial.

Nos últimos dois anos, as expectativas em relação ao setor de petróleo nacional vêm sendo frustradas por uma sequência de más notícias no que se refere ao desempenho operacional e financeiro da Petrobras e de segmentos importantes da indústria para petrolífera. Algumas outras operadoras independentes também enfrentam dificuldades para alinhar seu desempenho com as expectativas do mercado. Estas dificuldades lançam uma nuvem de incertezas

sobre o setor. Parceiros da Petrobras e empresas para petrolíferas que se prepararam para participar do processo de crescimento da produção nacional de petróleo começam a se preocupar com a capacidade da empresa em seguir o ritmo programado dos investimentos.

O objetivo desta mesa é identificar e debater os principais obstáculos para o crescimento da produção nacional de petróleo de acordo com o ritmo esperado pelo governo e pelas empresas.

Em particular se debaterá os impactos que as políticas setoriais sobre a dinâmica de investimento do setor. Dentre os principais temas a serem debatidos estão: i) políticas de conteúdo local; ii) disputa pelos royalties; iii) regime fiscal brasileiro; iv) capacidade financeira da Petrobras no contexto econômico atual.

Mercado De Combustíveis: A Reforma Necessária

O quinto tema é o mercado de combustível no Brasil.

Os últimos anos foram marcados por mudanças significativas no mercado brasileiro de combustíveis automotivos. A consolidação do automóvel flexível, que já representa metade da frota brasileira, implicou maior volatilidade da demanda. Em um contexto de restrição da oferta de etanol e de expansão continuada da frota, o consumo de gasolina cresceu aproximadamente 15% ao ano desde 2010.

Esse comportamento da demanda de gasolina não estava contemplado no planejamento do governo e da Petrobras, que não orientaram seus esforços para ampliar a oferta doméstica de gasolina, trazendo consequências drásticas. As importações de gasolina alcançaram volumes que não eram observados desde a década de 1970, quando o país dependia fortemente de fornecimento externo para atender suas necessidades energéticas. Além do impacto significativo na balança comercial, as importações de gasolina acarretam prejuízos para a Petrobras, já que o preço da gasolina praticado no Brasil é inferior ao preço internacional.

Adicionalmente, a expansão da capacidade de refino nacional não foi capaz de acompanhar o ritmo de crescimento da demanda de combustíveis, apesar dos esforços da Petrobras. A empresa aumentou seus investimentos na área de abastecimento de US\$ 1,3 para US\$ 16 bilhões, entre 2005 e 2011. Entretanto, a expansão do parque de refino depende exclusivamente de investimentos da Petrobras, num contexto de forte necessidade de investimento no upstream.

Os investimentos da Petrobras no parque de refino acontecem num contexto de intensificação da interferência do governo na formação de preços dos derivados que compromete a atratividade do segmento de refino.

O objetivo desta mesa é discutir caminhos para a redução da dependência externa no mercado de combustíveis, ao mesmo tempo em que se garanta um contexto de sustentabilidade econômica e ambiental.

Dilemas Da Oferta De Bicombustíveis E O Futuro Da Indústria Baseada Em Biomassa

O sexto grande tema do seminário é o futuro dos biocombustíveis.

A oferta de biocombustíveis tem passado por problemas de oscilação e adequação à demanda (principalmente no caso do etanol) e de capacidade instalada de produção muito acima da demanda prevista (biodiesel). Esses problemas têm se mantido no centro das discussões e debates sobre a indústria de biocombustíveis no Brasil.

A indústria de biocombustíveis brasileira experimenta um duplo desafio: i) reencontrar uma trajetória de sustentabilidade econômica em curto e médio prazo; ii) traçar estratégias de longo prazo para se posicionar na indústria baseada em biomassa (biobased industry) do futuro. Esta mesa buscará não apenas debater os desafios que a indústria enfrenta atualmente, mas também discutir a agenda que a indústria de biocombustíveis não pode deixar de considerar para o longo prazo. Neste sentido, o objetivo principal da mesa é estabelecer um diálogo entre os desafios do presente e a agenda do futuro da indústria.

O ponto central da agenda de longo-prazo é a inovação e a capacitação para a construção da indústria do futuro, sob pena de colocar em risco a posição competitiva do país na bioeconomia.

Que pontos devem estruturar essa agenda mais ampla?

Que temas devem ser discutidos e tratados para preparar o futuro da indústria da biomassa no Brasil?

Qual a importância da construção de uma base tecnológica capaz de dar ao país uma posição competitiva na bioeconomia?

Além das mesas temáticas, o seminário terá duas grandes mesas de debate em torno de duas grandes questões chave para o desenvolvimento energético do país.

Os Desafios da Matriz Energética Brasileira

A primeira delas, ao final do primeiro dia de seminário, abordará a questão fundamental da matriz energética brasileira.

O desenvolvimento da matriz energética nacional se caracterizou por uma elevada participação das fontes renováveis de energia (hidroeletricidade e biomassa) num contexto de competitividade. A trajetória desta matriz nos últimos anos coloca em questão estes atributos. O contexto do setor energético recente demonstra uma maior dificuldade para conciliar os atributos de energia limpa e competitiva e com a segurança do abastecimento.

O objetivo deste debate é identificar os dilemas a serem conciliados para garantir um desenvolvimento sustentável da matriz energética nacional. Alguns

desafios deverão ser abordados pelos debatedores: i) como não retroceder na diversificação da matriz energética dentro do novo contexto de abundância de petróleo trazido pelo Pré-Sal; ii) como viabilizar o aproveitamento do restante do potencial hidráulico nacional; iii) como se tornar um protagonista no esforço de inovação tecnológica nas energias do futuro; iv) Como retomar a competitividade do suprimento de energia no Brasil num contexto de restrições colocadas pelas mudanças climáticas; v) como garantir a segurança de abastecimento da oferta de energia no Brasil.

Os Desafios da Petrobras no Cenário Econômico e Energético Nacional

A segunda mesa de debates, que se dará ao final do segundo dia de seminário, traz como tema a Petrobrás.

A Petrobras não é apenas a empresa líder do setor de petróleo brasileiro. A importância que a empresa tem para o setor energético nacional dá a mesma a capacidade de ditar a dinâmica de investimentos no setor. Entender os desafios técnicos, econômicos e políticos a serem enfrentados pela empresa é condição necessária para se vislumbrar a evolução do setor energético nacional.

O objetivo deste debate é identificar os principais dilemas a serem enfrentados pela empresa no curto e médio prazo para atingir os objetivos traçados no seu planejamento estratégico.

O Seminário GEE 2013: Desafios da Energia no Brasil se dará nos dias 7 e 8 de outubro de 2013, no Centro de Convenções Bolsa de Valores no Centro do Rio de Janeiro.

Acreditamos que o seminário é uma oportunidade daqueles profissionais envolvidos com o tema energia discutirem com especialistas do setor, do governo e da universidade as questões relevantes e atuais que envolvem o futuro do setor energético brasileiro.

Desafios do setor de petróleo brasileiro

Por Edmar Almeida

A expansão da produção de petróleo no Brasil constitui atualmente o principal desafio estratégico para o Brasil. Para viabilizar esta expansão, o país deverá trilhar caminhos perigosos e arriscados. A velocidade que se pretende impor à caminhada não deixa margem para erros. Qualquer pequena barbearagem pode levar a um acidente grave, dado o risco de se passar direto pelas curvas sinuosas que deverão ser trilhadas.

A descoberta do Pré-sal trouxe o petróleo para o centro da cena política nacional. A expectativa criada na sociedade com o “bilhete premiado” canalizou todos os esforços políticos para a discussão sobre a apropriação e divisão da renda petrolífera. Entretanto, pouca atenção política tem sido dada ao fato de que o projeto de expansão da produção nacional de petróleo dos atuais 2 milhões de barris para mais de 4 milhões em 2020 (que denominaremos neste artigo Projeto Pré-sal) constitui empreitada épica para nosso país; comparada a um esforço de guerra. Isto porque requer uma mobilização de recursos humanos, financeiros, tecnológicos e também políticos numa escala sem precedentes.

Pouca atenção está sendo dada ao fato de que antes de se alcançar o “bilhete premiado” existe um importante período de sacrifícios para a sociedade. A duração deste período dependerá das escolhas e dos acertos da política setorial. O grande risco para o país é o atraso nas metas de crescimento da produção, com a inviabilização do projeto tal como está colocado atualmente.

Analisando-se a questão do ponto de vista macroeconômico, a elevação da produção de petróleo implica num aumento significativo dos investimentos. Estão previstos investimentos de mais de 300 bilhões de dólares no setor de petróleo até 2020. Estes investimentos, por sua vez, contribuirão para a elevação das importações, o que afetará negativamente a balança comercial. Mesmo considerando a manutenção dos atuais níveis de conteúdo local (o que também será um enorme desafio, como veremos adiante), cerca da metade do valor dos investimentos tendem a ser tornarem importações.

No atual contexto de baixa competitividade da economia nacional, crescentes déficits na balança comercial podem contribuir para um processo de desvalorização cambial. Esta desvalorização teria um enorme impacto financeiro sobre a Petrobras e outras empresas atuando no Brasil, dificultando o financiamento dos enormes investimentos das mesmas. Portanto, é fundamental que a produção e as exportações de petróleo aconteçam conforme planejado, para contribuir para o equilíbrio macroeconômico do país. Ou seja, no ambiente macroeconômico em que estamos, um atraso na elevação da produção pode criar dificuldades muito sérias para todo o Projeto Pré-sal.

Olhando a questão pelo ângulo microeconômico, o sucesso do Projeto Pré-sal depende da capacidade de financiamento das empresas. No caso da Petrobras,

esta capacidade está diretamente associada ao equilíbrio do seu fluxo de caixa. A Petrobras já atingiu o limite de endividamento para manutenção da sua nota de *investment grade* pelas agências de avaliação internacionais. Ao depender do autofinanciamento, o ritmo de investimento da Petrobras está sujeito basicamente à sua capacidade de gerar receitas próprias. Esta capacidade dependerá basicamente de três fatores: i) da política de preços dos combustíveis no Brasil; ii) da capacidade da empresa de vender ativos; iii) e do próprio ritmo de elevação da produção. Portanto, um eventual atraso na elevação da produção de petróleo traz consigo uma elevação do risco de desequilíbrio financeiro da Petrobras. Este desequilíbrio financeiro, sem dúvida, colocaria em cheque o Projeto Pré-sal, alongando de forma importante o período de sacrifícios da sociedade Brasileira.

A Petrobras é a empresa líder do Projeto Pré-sal. Na atual estrutura da indústria de petróleo nacional, as empresas parceiras não podem substituir a Petrobras, e deverão caminhar no ritmo da Petrobras. Não existe espaço político para que as empresas substituam a Petrobras neste processo de liderança. Provavelmente, tal substituição não seria possível nem mesmo se fosse viável politicamente, tendo em vista as capacitações necessárias e o tamanho da empreitada. Conclui-se assim que a Petrobras é a variável chave da equação de viabilidade do Projeto Pré-sal.

Tendo em vista o colocado em acima, é absolutamente fundamental definir como prioridade da política energética e econômica nacional a elevação da produção nacional do petróleo, conforme previsto no Projeto Pré-sal. Sem estabelecer adequadamente esta questão como prioridade nacional, não será possível enfrentar corretamente os desafios que tal projeto coloca para a sociedade. Sem querer esgotar os desafios, a elevação da produção de petróleo dependerá do sucesso do enfrentamento de duas questões principais: i) capacidade de financiamento dos investimentos por parte da Petrobras; ii) as metas de conteúdo local;

Voltando à questão do financiamento dos investimentos, vale ressaltar que esta questão não depende apenas da habilidade empresarial da Petrobras para definir estratégias de negócios financeiramente sustentáveis. A questão do financiamento passa por decisões de política econômica e energética, já que a Petrobras é hoje a única empresa responsável pela segurança do suprimento de combustíveis no país. A decisão do governo de segurar o alinhamento dos preços dos combustíveis doméstico com o mercado internacional afeta diretamente o fluxo de caixa da Petrobras. Atualmente, o caixa da empresa é o amortecedor das flutuações e, principalmente das elevações, do preço dos combustíveis no mercado internacional. Esta política, eventualmente pode contribuir para reduzir os impactos econômicos da elevação do preço dos combustíveis, mas certamente está desalinhada com o objetivo de priorizar o Projeto Pré-sal.

Além de interferir na precificação dos combustíveis no Brasil, o governo frequentemente vem utilizando a Petrobras como ferramenta importante na implementação de outros objetivos de política energética, tais como: i) a redução do déficit nacional na produção de derivados do petróleo; ii) a reativação da produção nacional de Etanol; iii) o suprimento de gás natural para

o setor elétrico em condições favoráveis (mas com prejuízos para a Petrobras); iv) o fortalecimento do programa nacional de biodiesel; v) a redução do déficit nacional na importação de fertilizantes; entre outros.

A incorporação destes outros objetivos setoriais na agenda da Petrobras tem duas implicações para o financiamento da empresa. Por um lado, agrega uma agenda de investimento que drena recursos do Projeto Pré-sal. Por outro lado, não deixa margem para a empresa vender ativos destas áreas para alavancar recursos para investir na produção de petróleo. Concluímos assim que a sustentabilidade financeira da Petrobras e a viabilidade do Projeto Pré-sal dependem de escolhas e decisões de política energética. Desta forma, é importante que o governo defina claramente para a Petrobras qual é a prioridade nos diversos objetivos colocados para a empresa. Ao estabelecer a prioridade, caberá a empresa estabelecer sua estratégia de modo a minimizar os riscos de uma crise financeira.

A questão das metas de conteúdo local não é menos importante entre os desafios do projeto Pré-sal. A política de conteúdo local representa atualmente um instrumento central da Política Industrial Brasileira. Não cabe questionar o mérito e a importância da promoção do conteúdo local na indústria de bens e serviços para o setor de petróleo. Cabe, isto sim, definir qual é o limite aceitável para eventuais impactos negativos desta política na dinâmica de investimentos setorial.

O simples fato de se ter que criar regras para compras locais significa que a oferta local encontra-se em desvantagem com as importações para o suprimento da indústria de petróleo. A reserva de parte do mercado doméstico para empresas locais implica necessariamente em algum sobrecusto para os investimentos. Este sobrecusto – caso seja um fenômeno temporário, que não inviabiliza economicamente os projetos petrolíferos – pode ser considerado um preço aceitável da política de conteúdo local.

Entretanto, vale ressaltar as seguintes questões: i) o Projeto Pré-sal inclui também bens e serviços da fronteira tecnológica do setor de petróleo; ii) a escala dos investimentos do Projeto Pré-sal requer um grande investimento na cadeia de fornecedores para desenvolver uma capacidade de oferta adequada. As questões acima podem implicar em gargalos da indústria nacional de bens e serviços, em particular no horizonte até 2020. As consequências destes gargalos seriam não apenas o sobrepreço, mas também atrasos na entrega dos bens e serviços, principalmente das plataformas e sondas de perfuração.

Atrasos na entrega dos bens e serviços significam retardar a produção, com os riscos acima mencionados. Portanto, para realmente se priorizar o Projeto Pré-sal, é necessário avaliar e reconhecer os limites da política de conteúdo local. É importante que o governo e as empresas busquem o “plano B” quando ficar claro a inviabilidade de alguma meta da política de conteúdo local.

Por fim, cabe ressaltar que o sucesso do Projeto Pré-sal dependerá basicamente da capacidade política e institucional do Estado. Será necessário que o governo utilize seu capital político para defender o Projeto Pré-sal como uma prioridade nacional. O Projeto Pré-sal é apenas mais uma questão a pressionar o governo

na complexa teia de interesses vinculados ao setor energético. Defender este projeto como prioritário vai requerer não apenas lucidez, mas a utilização de capital político para enfrentar os interesses associados às outras questões que perdem prioridade. Da mesma forma, o desafio requer o fortalecimento institucional de atores chave como a ANP, a Petrobras, e o MME; bem como a criação de novas instituições como a PPSA.

Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios

Por Luciano Losekann

A eletricidade é um bem não estocável. Assim, sua operação requer que o equilíbrio entre oferta e demanda ocorra em tempo real[1]. Essa característica torna mais complexa a coordenação de sistemas elétricos, envolvendo a necessidade de capacidade de reserva que implica em maiores custos de suprimento (Stoft, 2002). Globalmente, a difusão das fontes renováveis, particularmente eólica e solar, e da geração distribuída tornou mais crítico o gerenciamento do equilíbrio em tempo real e a busca por alternativas de estocagem de eletricidade. O desenvolvimento de baterias de maior capacidade com menores custos é dos principais drives tecnológicos atuais do setor elétrico, o que também está sendo impulsionado pela difusão de carros elétricos.

O caso da Alemanha é ilustrativo. O objetivo da política energética alemã é a transição energética dos fósseis para as renováveis (a *Energiewende*). A meta é alcançar 35% de participação de fontes renováveis na geração de eletricidade em 2020 e 80% em 2050. O desenvolvimento de capacidade de estocagem é considerado crucial para cumprir as metas. Atualmente, o país conta com participação de 22% de geração renovável e com 40 GWh de capacidade de estocagem em reservatórios de bombeamento. A intermitência das renováveis é administrada através de centrais termelétricas. A percepção dos especialistas é que essa forma de operação é muito custosa e não pode perdurar com a ampliação da participação renovável.

O esquema de complementação com fontes renováveis tem implicado em sub-remuneração de centrais termelétricas. As centrais que usualmente operavam na base, passaram a ser despachadas nos momentos de menor produção renovável e maior demanda. Por essa razão, a E.On, uma das maiores empresas de geração do mundo, anunciou em janeiro de 2013 a intenção de retirar de operação várias centrais a gás natural. Para evitar a saída de operação de centrais termelétricas convencionais, o governo alemão introduziu na legislação restrições ao desligamento de centrais de grande porte (Lang e Mutschler, 2013).

Uma das apostas da Alemanha é a estocagem através de hidrogênio. Bullis (2012) aponta que nenhuma outra forma de estocar eletricidade é capaz de alcançar a escala requerida pela difusão eólica e solar. No projeto piloto P2G (power to gas) a eletricidade excedente proveniente de fontes renováveis é utilizada para produzir hidrogênio que é transformado em metano e utilizado para gerar eletricidade nos momentos de queda da produção de eletricidade renovável. O plano *Energiewende* prevê gastos em pesquisas relacionadas à geração de eletricidade de 3,5 bilhões de euros até 2014, sendo 200 milhões de euros orientados a pesquisas de estocagem de eletricidade (Schiermeier, 2013). A Siemens estima que para alcançar uma participação de renováveis de 85% seria necessário uma capacidade de estocagem de 30 TWh (Bullis, 2012).

A principal particularidade do setor elétrico brasileiro é a presença de reservatórios hidrelétricos de grande porte. Atualmente, o potencial de armazenamento de energia nos reservatórios de eletricidade do Sistema Interligado Nacional é de 208 TWh. Esse potencial equivale a 40% do consumo de eletricidade em 2012 ou, aproximadamente, cinco meses do consumo de eletricidade.

Ainda que a razão potencial dos reservatórios e demanda venha caindo nos últimos anos, com a entrada em operação de centrais com pouca ou nenhuma capacidade de acumulação, a marca é bastante significativa quando comparada a capacidade de estocagem de outros países e com demais produtos (qual outro bem da economia que dispõe de estoques tão representativos?).

A capacidade de estocagem brasileira é bem superior ao que se estima suficiente na Alemanha para suportar 85% de geração renovável. No entanto, no Brasil os reservatórios não cumprem o papel de administrar a intermitência das fontes eólica e solar. Historicamente, os reservatórios brasileiros foram usados para a complementação entre bacias e para reduzir o custo de operação.

Uma vez que parte dos reservatórios brasileiros é reservada a administrar a intermitência eólica e solar, essas fontes podem experimentar maior difusão no país. Hoje, a experiência internacional indica que a participação de 20% a 30% seria um limite de participação para essas fontes sem implicar em custos de backup proibitivos e sem fragilizar demasiadamente a operação do sistema. Por contar com reservatórios, o Brasil poderia considerar metas mais ambiciosas para a difusão de geração eólica e solar.

É claro que dedicar reservatórios para esse fim tem implicações significativas operacionais e financeiras no funcionamento do sistema elétrico brasileiro. Primeiramente, por ter mais utilidade, a água represada nos reservatórios se torna mais valiosa. Assim, o regime de operação deve implicar em despacho menos frequente de centrais hidrelétricas e mais frequente de centrais das demais fontes. Os reservatórios tendem a operar com maior nível de acumulação, o que contribui para uma maior segurança do abastecimento.

Tal regime de operação, a princípio, implicaria em menores receitas para as centrais hidrelétricas, tendo impacto na definição de energia assegurada. Esse é um tema bastante sensível, pois a geração hídrica já perdeu parcela significativa de sua receita com a lei 12.783/2012.

Outra implicação seria sobre a operação das centrais termelétricas. No caso Alemão, a difusão das renováveis acarretou em uma inadequação das centrais termelétricas a um papel de complementação. As centrais passaram a ser sub-remuneradas com o despacho pouco frequente. No Brasil, se o papel de complementação (backup) de eólicas passa a ser exercido pelos reservatórios, as térmicas devem operar de forma mais contínua. O que poderia resolver o problema de sub-remuneração, principalmente da infraestrutura de fornecimento de gás natural, conforme apresentado no artigo “A integração truncada das Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil”.

Estimar potenciais benefícios e custos dessa proposição é uma tarefa complexa, mas é de extrema relevância para avaliar uma alternativa que contribuiria para o país manter uma matriz de geração de eletricidade de baixo carbono.

Bullis, K. (2012), “Hydrogen Storage Could Be Key to Germany’s Energy Plans”. MIT Technology Review. Disponível em: <http://www.technologyreview.com/news/427360/hydrogen-storage-could-be-key-to-germanys-energy-plans/>. Acessado em 08/08/2013

Lang, M. e Mutschler, U. (2013), “Süddeutsche Zeitung: Utilities Plan to Shut Down Many Unprofitable Conventional Power Plants”. German Energy Blog. Disponível em: <http://www.germanenergyblog.de/?p=13691>. Acessado em 08/08/2013

Losekann, L. (2010) A integração truncada das Indústrias de Gás Natural e Eletricidade no Brasil. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10, n. 4, 2010.

Schiermeier, Q. (2013) “Renewable power: Germany’s energy gamble”. Nature. Disponível em: <http://www.nature.com/news/renewable-power-germany-s-energy-gamble-1.12755>. Acessado em 08/08/2013

Stoft, Steven (2002). “Power system economics: Designing Markets for Electricity.” Piscataway NJ: IEEE.

[1] Tecnicamente, é possível estocar eletricidade na forma de pilhas e baterias. No entanto, a estocagem de eletricidade em grandes volumes não é economicamente viável.

O problema da interação energia eólica, hidráulica e gás natural

Por Michelle Hallack e Miguel Vazquez

Ainda no início deste ano, estávamos envolvidos em pesquisas europeias sobre a integração das indústrias de eletricidade e gás natural, onde um dos problemas mais discutidos é a necessidade de construir estocagem elétrica. Nos últimos dez anos, com a introdução de energia eólica, as térmicas a gás se tornaram o mecanismo preferencial de “backup” do sistema (o uso das térmicas passou a responder de maneira complementar a geração eólica).

No entanto, a introdução massiva de produção eólica, e as grandes necessidades de resposta muito rápida associadas a esta, gerou a necessidade de dispor, em alguma medida, de estocagem elétrica para complementar o sistema de forma mais segura e econômica. No momento, a maneira mais econômica de estocar algo de eletricidade (energia, não potência) é a através da energia hidráulica. Por exemplo, é cada vez mais frequente na Europa a proposta de usar usinas fio d’água combinadas com usinas de bombeio puro.

Na maior parte destas discussões europeias, o mundo ideal seria um sistema com reservatórios de grande porte. O artigo de Losekann neste boletim (“Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios”), chamou a atenção sobre os complexos problemas do “mundo ideal” europeu (que pode ser observado no Brasil), nos permitindo observar que a definição do papel dos reservatórios no mercado elétrico nacional se tornou um tema central, e provavelmente retornará toda vez que a decisão sobre a quantidade das reservas hidráulicas for colocada em questão.

Um dos motivos para se pensar no papel da estocagem no sistema elétrico é a interação que esta terá com a energia eólica. A energia eólica vai jogar um papel relevante no futuro do sistema elétrico brasileiro. Os projetos de novos parques eólicos apresentados para o próximo leilão somam uma capacidade de 8.999 (MW) e segundo as projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Expansão de Energia, a capacidade instalada deve crescer de 1.403 MW (2011) para 15.563 MW (2021), o que faria da energia eólica a segunda fonte de energia elétrica no país (com 8,5% da capacidade instalada de geração nacional). Nesse contexto, o sistema brasileiro enfrenta um conjunto de decisões particulares de um sistema com reservatórios, que em grande medida não são tão relevantes em outros sistemas mais térmicos.

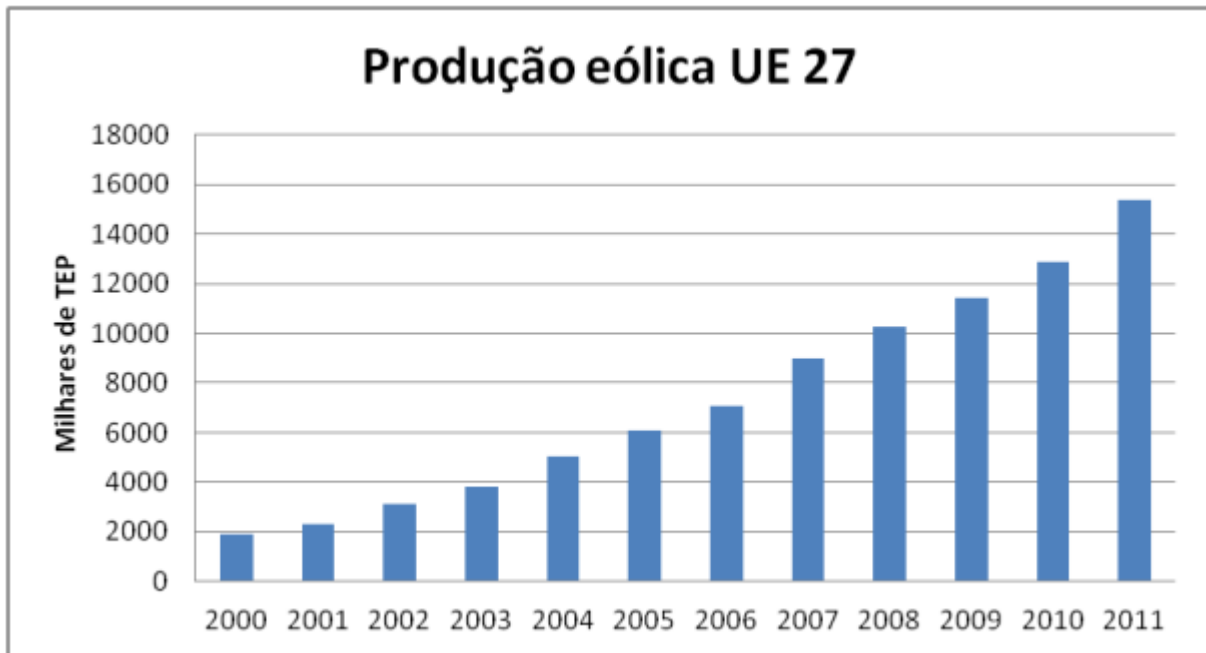
O problema da definição da geração de backup pode se relacionar também com o velho problema “potência firme ou energia firme”. Num sistema térmico, supondo um fluxo de combustível mais ou menos fiável, a limitação é a capacidade (“potência”) das usinas. Num sistema hidrelétrico com estocagem, a limitação é o reservatório (“energia”). Tradicionalmente, os sistemas elétricos mais térmicos, quando a limitação é de potência, precisam de uma coordenação de curto prazo muito precisa (porque não há estocagem). Nos sistemas elétricos

mais hidráulicos, as necessidades principais são de coordenação intertemporal, i.e. quando gastar a água. Dessas características técnicas são derivados sistemas de coordenação muito diferentes. Na Europa e USA (sistemas tipicamente térmicos), é preciso escolher entre um número grande de usinas com diferentes custos aproximadamente no mesmo período. No Brasil, a escolha se dá entre usinas com aproximadamente o mesmo custo, mas em diferentes períodos.

Neste artigo, discutiremos se a energia eólica implica mudanças conceituais na análise tradicional, ou somente mudam os parâmetros do problema. Observamos que, se as características de “sistema térmico” se mantiverem, a reação da Europa ante a introdução de energia eólica responde à lógica tradicional. O vento introduz variabilidade, e portanto, os prazos que se consideram “aproximadamente o mesmo período” tornam-se mais curtos. O Brasil possui estocagem. Sua participação é menor do que observada a alguns anos atrás, mas comparativamente muito maior que a estocagem na Europa. Nessa perspectiva, o problema no Brasil se refere às reservas de longo prazo e como será impactada pelo aumento das incertezas relativas a produção eólica. Certamente, não são as mesmas questões, mas até onde são diferentes ainda esta em aberto. O “backup” necessário no Brasil se refere às incertezas de médio prazo característico da geração hidráulica. Isso pode significar maior presença de tecnologias a gás, o que faz que os períodos com “aproximadamente o mesmo custo” sejam menores. Nesse caso, é preciso contar com mecanismos de coordenação adequados que considerem a alocação intertemporal de custos.

O problema nos sistemas “térmicos”: Europa

A importância da energia eólica nos países Europeus vem transformando o parque gerador. Nos últimos 10 anos a geração eólica nos países da União Europeia cresceu de 1.913 Milhares de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) para 15.930 Milhares de TEP, como observado na figura abaixo, sendo a Alemanha, a Espanha e a Inglaterra os países com maior produção eólica (em 2011).



Fonte: Eurostat

A principal característica da geração eólica do ponto de vista operacional do sistema é a incapacidade de gerenciar a produção: as máquinas produzem quando há vento e os agentes são incapazes de influir nesta dinâmica (quando, quanto, onde). Como consequência a relação quantidade produzida/capacidade no ano tende a ser baixa (na Alemanha entre 2002 e 2009 esta relação variou anualmente entre 17% e 21%^{[1],[2]}). Ademais com as técnicas atuais tão pouco é fácil prever a produção de forma razoavelmente precisa para horizontes maiores que umas poucas horas. Em um horizonte de 48 horas os erros de previsão variam na média entre 10% e 20% da capacidade instalada. Os erros diminuem com a aproximação do tempo real, com uma hora de antecedência os erros de previsão caem para 4% a 5%^[3].

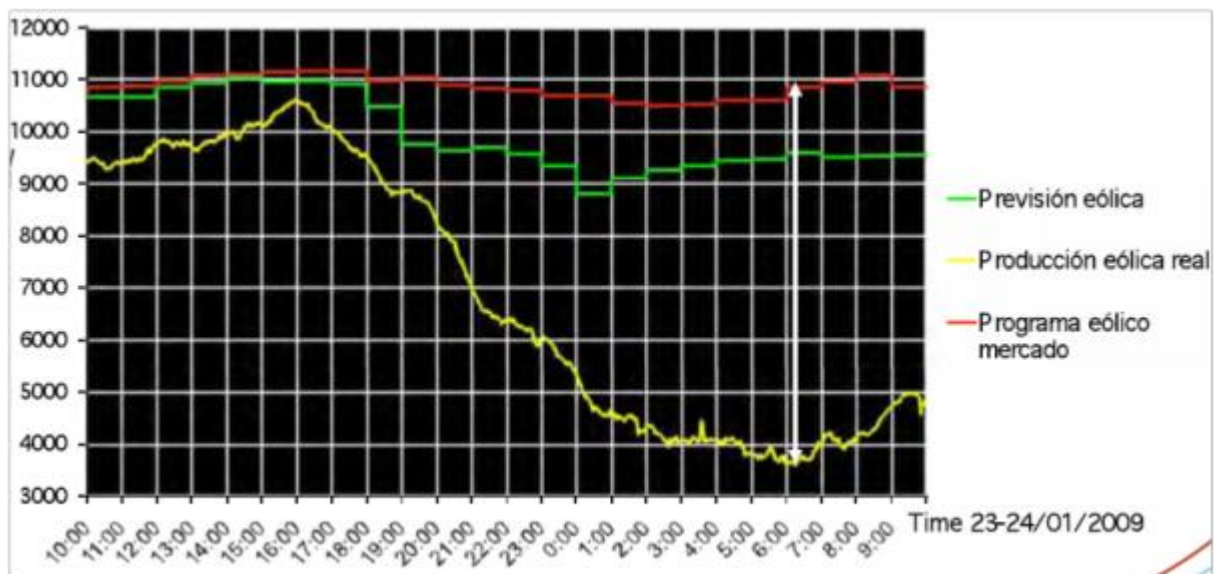
Deste modo, os mercados elétricos europeus, que tipicamente fechavam a grande maioria das suas operações no chamado mercado diário (às 24 horas de um determinado dia são definidas na manhã do dia anterior) começou a se encontrar com uma grande quantidade de plantas de geração que não são mais capazes de realizar uma oferta precisa em este horizonte temporal. Devido a grande margem de erro das previsões meteorológicas chaves para a oferta das plantas eólicas, os agentes acabam se limitando a realizar uma oferta aproximada e corrigir os erros nos horizontes de mais curto prazo. Os mercados mais próximos do tempo real, que eram tipicamente dedicados a ajustes da demanda ou situações excepcionais (problemas técnicos, por exemplo), se converteram em mercados onde se realizam uma parte relevante da cassação da energia total do sistema. Com a introdução massiva de eólicas no mercado elétrico há um deslocamento importante do mercado elétrico para prazos cada vez mais curtos.

O problema gerado por este deslocamento do mercado está nas implicações técnicas. Grande parte dos geradores de eletricidade podem organizar a sua

produção para responder as necessidades detectadas no mercado diário. Isto é, os grupos possuem suficiente flexibilidade para negociar sua energia no mercado diário e ajustar sua produção aos resultados destes, de modo que o produto coincide (em grande parte) com os contratos. Contudo, nem todos geradores possuem flexibilidade para seguir as decisões de mais curto prazo. Por exemplo, a geração a carvão é uma tecnologia que não consegue entrar em operação (de forma economicamente eficiente) com decisões geradas com poucas horas de antecedência. Neste sentido o encurtamento dos horizontes de negociações diminui as possibilidades de escolha da tecnologia que será despachada e frequentemente possuem implicações sobre os custos do sistema.

As características da geração eólica permitem variações de produção que podem chegar a 100% da sua geração programada. Ademais estas variações ocorrem em intervalos muito curtos de tempo – uma hora ou poucas horas. Por exemplo, o sistema espanhol experimentou em 2009 flutuações eólicas da ordem de 7000 MW. Por comparar, os desvios da demanda em relação ao programado raramente passam os 100 MW. Estas variações tendem a crescer com aumento do uso de eólicas no sistema.

Diferença da produção eólica (em MW) real e programada: Espanha



Fonte: Red Eléctrica de España

Quando a geração eólica aumenta rapidamente, outros geradores têm de ser capazes de baixar a produção para compensar. Quando a geração eólica cai deve haver outras tecnologias capazes de aumentar a sua produção para substituir a queda da eólica. Caso esta substituição não ocorra o sistema se torna instável e pode gerar mesmo a queda do sistema. Como somente parte dos geradores de eletricidade é capaz de responder em prazos tão curtos, este nível de flexibilidade requer uma energia mais rápida que só uma parte das tecnologias é capaz de prover. Estas tecnologias possuem custos mais elevados, o que implica custos adicionais se comparado com cenário com desvios conhecidos no mercado diário.

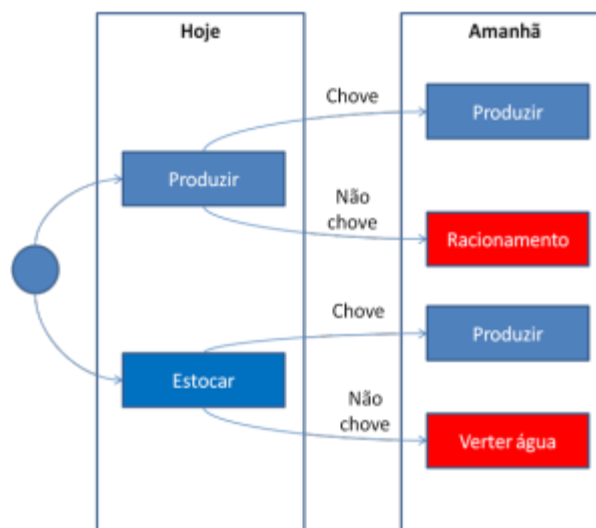
Em resumo, o problema da energia eólica na Europa não é somente a grande variabilidade da produção e a pouca antecedência com que as variações são conhecidas. O outro fator central é a falta de potência instalada com capacidade de resposta. A falta de estocagem elétrica (principalmente hidrelétricas) faz com que se precise geração termelétrica. Nesse caso, se precisa de geração rápida. É um “problema de potência”.

O problema “hidráulico”: Qual é o backup que o Brasil precisa?

A peça chave da lógica anterior (análise dos sistemas térmicos com penetração de energia eólica) é que o sistema tem um “problema de potencia”: a limitação de combustível para gerar eletricidade é relativamente pouco importante, dado que o problema central é a limitação de capacidade (neste caso, a capacidade de resposta rápida). Porém, tradicionalmente o Brasil enfrentava um “problema de energia”. Os reservatórios de grande porte faziam que a limitação de capacidade fosse relativamente pouco importante. O problema central era a limitação de disponibilidade de combustível, particularmente de água.

Nesse contexto, a decisão central na operação de um sistema baseado em energia hidrelétrica é a escolha entre gastar a água hoje ou estocá-la para produzir amanhã. Na maioria dos sistemas com mais penetração de tecnologias térmicas, essa escolha está na mão das empresas proprietárias das usinas. No Brasil, a escolha está na mão do Operador Nacional no Sistema (ONS). O problema pode ser esquematizado como na figura embaixo:

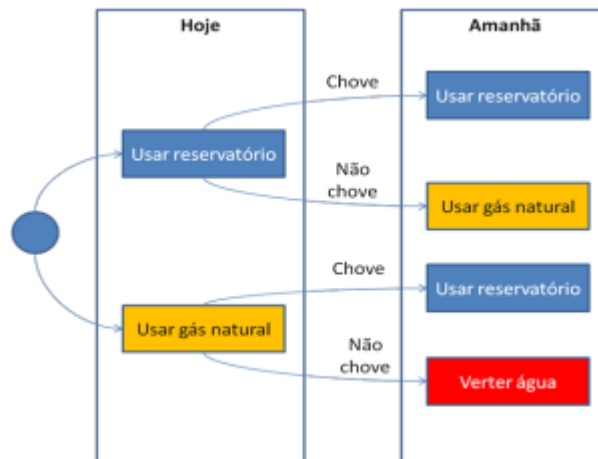
Figura 1: Esquema das escolhas do uso da estocagem das hidroelétricas



Fonte: Elaboração dos autores.

Nesse contexto, o valor da água era definido principalmente pela relação de estimativas em cada período entre o risco de verter a água e o risco de racionamento. As usinas termelétricas foram introduzidas como medida de segurança adicional para evitar o racionamento. A escolha então ficava como em a figura embaixo:

Figura 2: Esquema das escolhas do uso de tecnologias.



Fonte: Elaboração dos autores.

A nova situação no Brasil, onde uma grande parte da produção de eletricidade usa tecnologias com grande volatilidade, faz com que o sistema elétrico possa apresentar maiores “pontas de carga”. A aparição de pontas de carga, parecido com o observado nos sistemas europeus, parece crescer. Neste sentido o problema parece não apresentar mudanças estruturais, mas sim na sua dimensão.

Se os recursos hidrelétricos são destinados a cobrir as pontas (as variações de curto prazo), o nível dos reservatórios decresce. Então, o sistema fica numa posição de risco de que no futuro as chuvas sejam escassas. Para evitá-lo, a solução é a introdução de geração alternativa disponível (como as térmicas) quando as chuvas são escassas. Sendo assim, o raciocínio é formalmente o mesmo que o anterior à introdução de energia eólica. A única mudança é que os níveis de backup devem agora considerar também as variações da geração eólica, e como consequência temos o aumento da dimensão do problema. De outra maneira, pode-se considerar que o problema europeu é geração de “backup” para energia eólica. No Brasil, o problema é a geração de “backup” para a energia hidráulica. Os problemas são diferentes, contudo em ambos os casos as térmicas a gás tiveram um papel importante. No apartado embaixo analisamos alguns dos elementos centrais do problema.

Uso de usina de gás natural: como obter a informação?

O problema de como definir o “backup” da energia eólica é complexo. Mas permitam-nos fazer a suposição de que as usinas a gás natural jogarão um papel relevante no backup dos reservatórios. Mesmo assim, não é simples desenhar o mecanismo pelo qual o ONS pode fazer a otimização (escolha) de quando consumir os recursos de gás e água. Num sistema de grande presença de usinas hidrelétricas, as usinas a gás natural não podem ser consideradas mais só como centrais “limitadas por potência”. Os preços do combustível vão influir na definição do “valor da água”. Na figura 2, a decisão entre produzir com água hoje ou amanhã depende muito do preço do gás natural.

Na escolha representada na figura 2, a produção com as usinas hidrelétricas está substituindo a produção das usinas a gás em um dos dois períodos. Usando um argumento de arbitragem, o valor da água em um determinado período vai ser o seu custo de oportunidade: o custo que o sistema teria se não produzisse com água, mas com termelétricas a gás. Isto é, o preço do gás natural usado para produzir eletricidade nesse período. O problema para o ONS é que o cálculo desse preço do gás é extremamente difícil. Teria que ser feita a comparação entre o preço de gás natural spot e de longo prazo, incluindo produção nacional, possíveis contratos take-or-pay, diferentes cláusulas dos contratos, diferentes possibilidades de arbitragem, preços de transporte de gás nacional, de estocagem de gás, etc.

Os mecanismos de coordenação entre os sistemas de gás e elétrico tornam-se mais relevantes na nova situação. Quando os volumes de gás eram relativamente reduzidos, as necessidades de otimização intertemporal do gás eram menores também. Mas quando o gás tem uma presença relevante no sistema elétrico, a coordenação é central. E uma das necessidades da nova situação é que o ONS tenha as informações completas dos preços do gás natural nos diferentes períodos. Neste sentido, mesmo que os períodos de decisões sejam distintos, o problema da interação gás e eletricidade e a necessidade de coordenação entre as indústrias não se torna tão distante dos problemas observados na Europa.

Nesse contexto parece importante desenhar um mecanismo que permita aos agentes do sistema de gás natural enviar, com um horizonte longo suficiente (de forma que seja possível a coordenação da logística envolvida, e.g. um ano, ou menos inclusive), uma curva definindo o preço do gás para geração elétrica. Estes preços devem ser capazes de realmente refletir as condições da indústria de gás natural. Desta forma, o ONS seria capaz de incluir os preços futuros do gás (incluindo o risco e a logística estimada pelos agentes do sistema de gás) na decisão entre consumo de água ou de gás natural. Um mecanismo frequente usado para facilitar o intercâmbio de informações entre diversos agentes é o leilão. O uso de leilões para revelar preços de gás e eletricidade no médio prazo não é uma novidade (Europa e EUA possuem vários exemplos interessantes). O uso deste mecanismo no Brasil deveria ser melhor analisado, podendo potencialmente contribuir para a coordenação entre a indústria de gás e eletricidade

[1] IEA, 2012. The Impact of Wind Power on European Natural Gas Markets. International Energy Agency. Working Paper. Paris.

[2] Note que esta relação depende da situação geográfica e não pode ser considerada padrão.

[3] Ibid.

O futuro dos biocombustíveis XVIII: Os dilemas dos produtos na bioeconomia

Por José Vitor Bomtempo

Nesta série de artigos, temos traçado uma visão da indústria baseada em matérias-primas renováveis (*biobased industry*) como um setor em estruturação, isto é, ainda sem estrutura industrial definida. Podemos dizer que o setor apresenta características de uma indústria emergente.

É importante então tentarmos entender o processo de estruturação da indústria. Que variáveis seriam críticas na definição estrutural da nova indústria? Na nossa série de artigos, diversos aspectos desse processo foram discutidos. Podemos identificar quatro variáveis chave cuja evolução, ou se preferirem co-evolução, está na base desse processo: matérias-primas, tecnologias de conversão, produtos e modelos de negócios. Nessa perspectiva, entender o processo de estruturação da indústria é entender a evolução de cada uma dessas variáveis e de suas inter-relações.

Discutimos hoje a dimensão “*produtos*”. Num artigo anterior já tínhamos discutido que o etanol tendia a deixar de ser o produto dominante e que uma variedade de novos produtos estava em busca de espaço no mercado. Diversos dilemas cercam o desenvolvimento desses produtos, não só em biocombustíveis como, talvez em maior grau ainda, no caso dos bioprodutos químicos e bioplásticos.

A dimensão produtos é um espaço de importância crescente na estruturação do setor. A dinâmica inicial voltada para biocombustíveis orientou-se num primeiro momento para a produção de etanol e biodiesel. O problema era mais de desenvolver melhores tecnologias, isto é, melhores processos, para a produção de etanol e biodiesel. Esses dois produtos podem ser vistos como substitutos relativamente imperfeitos dos combustíveis de base fóssil. O etanol tem densidade energética inferior à gasolina em 30%; exige adaptação dos motores e estrutura dedicada de distribuição. O biodiesel em função das matérias-primas utilizadas pode ter comportamentos variados conforme as condições de temperatura ambiente. O aumento do teor de biodiesel na mistura depende de testes e avaliações para que os fabricantes de equipamento assegurem as garantias de seus produtos.

Por conta das limitações dos biocombustíveis de primeira geração e principalmente em razão dos desenvolvimentos tecnológicos dos últimos anos e da existência de oportunidades como as dos combustíveis de aviação, surgiram nos últimos anos os combustíveis ditos *drop in*. Esses biocombustíveis são hidrocarbonetos e podem ser utilizados sem necessidade de adaptação, aproveitando dessa forma os ativos complementares já existentes e utilizados pelos derivados de petróleo. O espaço efetivo que vão ocupar entre os combustíveis líquidos ainda está para ser definido. Mas representam uma inovação de produto importante para o futuro da indústria.

Na dinâmica dos bioprodutos, outras variáveis que poderiam ter influência na estruturação da indústria podem ser identificadas. Dezenas de bioprodutos encontram-se em desenvolvimento ou em início de comercialização. Ver, por exemplo, para uma lista dos mais importantes, a publicação IEA Bioenergy Task 42 Biorefinery.

Algumas distinções importantes devem ser feitas para a compreensão dos produtos como espaço de estruturação. Os bioprodutos podem ser finais ou intermediários; *drop in* ou não *drop in*.

Produtos finais: é o caso dos bioplásticos e biopolímeros principalmente e de produtos que vão entrar em formulações em indústrias clientes da indústria química. São comercializados atualmente PE verde (Braskem), PET verde (30% renovável; diversos produtores), PLA (Nature Works), PHA (pequenos produtores). Entre esses produtos a primeira grande distinção é entre os *drop ins* e os não *drop ins*.

Os *drop ins* são idênticos aos de base fóssil. Como substitutos perfeitos do ponto de vista de toda a cadeia a jusante, têm sua adoção facilitada. Essa adoção passa a depender dos custos compatíveis com os critérios dos *end users* (indústrias utilizadoras dos plásticos na comercialização de seus produtos como alimentos, cosméticos e materiais de higiene e limpeza). Cabe ao produtor de um *drop in* ser capaz de produzir em condições que atendam a esse requisito. No caso, os fatores chave para competitividade seriam a disponibilidade de matéria-prima a preços competitivos e a capacidade de desenvolvimento da tecnologia para produção dos monômeros.

Os não *drop ins* são produtos novos que entram em substituição a outros plásticos de origem fóssil. São em geral biodegradáveis. O mais conhecido deles é o PLA cuja produção comercial foi iniciada por uma joint venture Cargill-Dow no final dos anos 1990. Esses produtos exigem para sua difusão que novas aplicações sejam desenvolvidas. Essas aplicações envolvem complementadores a jusante na cadeia produtiva: produtores de aditivos, transformadores, além de esforços de desenvolvimento de aplicações para adoção pelos *end users*. Nesse caso, os ativos complementares existentes devem ser adaptados ou em alguns casos construídos para alcançar a utilização final do produto.

A trajetória do PLA em quase 15 anos de história atesta as dificuldades de difusão de um novo plástico. Em 1997, Cargill e Dow formam uma *joint-venture* para a produção de PLA. Estimam na época que em dez anos o PLA chegaria a 450.000 t/a. A biodegradabilidade era a proposição de valor que deveria atrair os utilizadores finais, principalmente no segmento de embalagens. Entretanto, as expectativas dos produtores não se confirmaram. Dow abandonou o negócio alguns anos depois. A demanda atual ainda está na faixa de 150.000 t/a. Cargill continuou no negócio. A empresa passou a ser denominada Nature works e é atualmente uma *joint-venture* Cargill/PTT Chemicals. Recentemente, Purac, o mais importante produtor de ácido láctico – bloco de construção para o PLA – se interessou pelo bioplástico e começou a desenvolver um novo modelo de negócio. Esse modelo de negócio facilita a entrada de novos produtores em nichos de aplicação voltados para usos técnicos do PLA nos quais a biodegradabilidade não é a propriedade de interesse.

Os fatores chave de competitividade no caso dos novos bioplásticos, além dos mencionados para os *drop ins*, incluem também o esforço de difusão do produto. Esse esforço inclui desenvolvimento de aplicações e estruturação das relações a jusante da cadeia, de modo a adquirir sólidas competências na compreensão da utilização final. Esse é o dilema *drop in* ou não *drop in* (Essa discussão está mais desenvolvida em Oroski, Bomtempo e Alves, 2014).

O dilema *drop in* ou não *drop in* é hoje muito presente na indústria *biobased* e representa uma escolha estratégica importante para as empresas envolvidas. O caso das alternativas em desenvolvimento com o apoio da Coca-cola para a produção de um substituto renovável para o PET ilustra bem esse dilema. Uma retrospectiva da história da busca de uma garrafa sustentável pela Coca-cola pode ser encontrada em diversos artigos do blog Green Chemicals.

Coca-cola apóia o desenvolvimento de um novo plástico, PEF, polietileno-furanoato, que teria propriedades até superiores ao PET e seria biodegradável. O projeto é desenvolvido pela empresa holandesa Avantium. Como novo produto, o PEF exigiria adaptações ou novos desenvolvimentos nas etapas de transformação da resina e fabricação das garrafas. Seria portanto uma solução não *drop in*.

Mas Coca-cola, reconhecendo que não resolveu o dilema, apóia igualmente uma solução *drop in*. Trata-se de produzir um PET 100% renovável. Para este desafio é necessário produzir um intermediário – o p-xileno – por rota renovável, o que é um processo bastante desafiador. Nessa linha, Coca-cola tem apoiado duas empresas que seguem duas rotas diferentes: Gevo que parte do butanol, obtido por fermentação, e Virent que segue uma rota por catálise química (*bioforming*) a partir de açúcar. A solução *drop in* preservaria não só os ativos complementares de transformação e utilização do PET como também os esquemas de reciclagem já montados.

No caso de bioprodutos intermediários ou plataformas, além da questão *drop in* ou não *drop in*, pode ser necessário em alguns casos o desenvolvimento de novos mercados de utilização dentro da indústria química. Entre os produtos citados como mais promissores, incluem-se diversos blocos de construção que somente serão difundidos se for possível desenvolver novas árvores de aplicações. A perspectiva de desenvolver uma produção expressiva de ácido succínico, na qual apostam hoje diversas empresas, pressupõe o desenvolvimento de um conjunto de novas utilizações do produto, hoje não desenvolvidas nas cadeias químicas. O processo de substituição deve ser promovido ao longo das cadeias químicas, o que pode ser um desafio para o produtor, principalmente se ele não se integra para frente e se torna apenas um fornecedor de produtos básicos ou intermediários.

No caso de produtos finais destinados a formulações em outras indústrias (higiene e limpeza e cosméticos, por exemplo), o processo de adoção de um produto não *drop in* exige o desenvolvimento de formulações nas quais cabe em geral ao produtor químico demonstrar e desenvolver a nova aplicação para convencer o *end user*. Por isso, o desenvolvimento de relações de cooperação com *end users* estratégicos como Procter & Gamble ou Unilever pode ser indispensável para a introdução de inovações.

Assim, nesse ambiente ainda pouco estruturado da bioeconomia, a escolha dos produtos é para um inovador enfrentar diversos dilemas.

Convém apostar em produtos *drop-in* ou em produtos não *drop-in*? Finais ou intermediários? Os produtos *drop in* simplificam a adoção mas podem ser vistos como inovações apenas de sustentação da indústria em seu modelo atual. Por outro lado, apostar em produtos não *drop in* exige esforços significativos e arriscados para o desenvolvimento da rede de complementadores para a difusão de novos bioplásticos ou biopolímeros ou, no caso de produtos para formulações por outras indústrias, o desenvolvimento de *know how* de aplicação específico da indústria final (por exemplo: cosméticos ou alimentos).

Convém apostar em produtos intermediários? Integrados com a produção final ou ser um fornecedor de outras empresas químicas?

Ainda um ponto de dúvida: como a introdução do bioproduto é quase sempre em nicho, que pode ou não crescer, isso pode favorecer produtos com vocação de especialidades em detrimento de produtos com vocação de commodities, como plásticos para embalagens.

A evolução dos dilemas dos produtos está relacionada à evolução dos dilemas em matérias-primas, tecnologias e modelos de negócios na estruturação da indústria *biobased*. A tentativa de entender esse processo passa pelo entendimento da dinâmica dessas quatro variáveis.

Referência:

Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis XI: 2011 – ano 1 da era pós-etanol? Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 11, n. 1, 2012.

Oroski, F., Bomtempo, J.V., Alves F., 2014, *Bioplastics tip point: drop in or non drop in?*, aprovado para publicação na revista *Journal of Business Chemistry*, previsto para fevereiro de 2014.