
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Julho/Agosto de 2012 – Ano 12 – n.3

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

Perspectivas tecnológicas e emissões de CO₂, por Jacqueline Batista Silva.

A Eletrobrás e a construção de um setor elétrico nacional, por Ronaldo Bicalho.

O cenário energético atual, por Luciano Losekann.

Integração de energia solar fotovoltaica em larga escala: a experiência alemã, por Clarice Ferraz.

O futuro dos biocombustíveis XIII: a matéria-prima como fator estruturante da indústria, por José Vitor Bomtempo.

As instituições e o futuro da energia, por Ronaldo Bicalho.

Energia e desenvolvimento: em busca do elo perdido – 1, por Edmar de Almeida.

Estocagem de gás natural no Brasil como solução para o conflito entre a indústria de gás e o setor elétrico, por Marcelo Colomer.

Pré-Sal e Desenvolvimento: a contribuição do pensamento de Antônio Barros de Castro, por Helder Queiroz.

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

Clarice Ferraz

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

Edmar de Almeida

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

Helder Queiroz

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

Jacqueline Batista Silva

Bacharel em Física pela Universidade Federal Fluminense. Após lecionar por seis anos, tornou-se servidora da Universidade Federal do Rio de Janeiro, onde cursou o MBA em Economia e Gestão em Energia pelo Instituto COPPEAD de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração (2009). Em 2010 passou a integrar a equipe de pesquisadores do Grupo de Economia da Energia.

José Vitor Bomtempo

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

Luciano Losekann

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

Marcelo Colomer

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

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.

Perspectivas tecnológicas e emissões de CO₂

Por Jacqueline Batista Silva

Em junho foi lançada a edição 2012 do Energy Technology Perspectives (ETP)¹, da Agência Internacional de Energia (AIE). A publicação é apresentada como sendo a mais ambiciosa e abrangente no que diz respeito ao desenvolvimento de tecnologias em energia. Nela, é demonstrado como tecnologias – de veículos elétricos a parques eólicos – podem contribuir significativamente para o objetivo internacionalmente acordado de limitar o aumento global da temperatura em, no máximo, 2°C sobre os níveis pré-industriais. O relatório é norteado, portanto, pelo cenário de 2°C ou **2DS** (2 Degrees Scenario).

O Energy Technology Perspectives 2012 ganhou repercussão no New York Times² e no The Guardian³, numa época em que, a despeito dos resultados, vimos diversos países envolvidos em torno de questões ambientais na Rio+20.

O estudo disponibiliza no site a visualização do padrão de emissões e projeções de diferentes países (incluindo o Brasil) para os diferentes cenários de emissão. O gráfico que apresenta a condição do Brasil para o nível de emissões de CO₂ em Gt, numa projeção para 2050, é reproduzido a seguir:



Fonte: AIE

O documento é estruturado por cinco considerações fundamentais às iniciativas em prol da mitigação dos danos ambientais. Os tópicos estruturados no relatório, e de aplicabilidade global, merecem atenção.

Um sistema de energia sustentável ainda é possível de ser alcançado e pode trazer amplos benefícios.

O estudo afirma que o uso integrado das tecnologias já existentes tornaria possível diminuir a dependência em combustíveis fósseis, baixar os níveis de emissão da geração de eletricidade, aumentar a eficiência energética e reduzir as emissões na indústria, no transporte e nos setores de construção.

Economicamente, é apontado que o investimento em energia limpa faz sentido: para cada dólar adicional investido, três dólares seriam gerados em termos de economia futura de combustível até 2050. São apresentados dados concisos no documento: quanto poderia ser economizado, qual o adicional de custo por pessoa para atingir a meta e quanto isso traria de economia: a economia de combustível projetada chegaria a USD 150 trilhões.

Outro ponto destacado dentro dessa seção analisada é o de que segurança energética e mitigação da mudança climática são aliadas. Eficiência energética e utilização mais efetiva de tecnologias de baixo carbono reduziram os custos do governo bem como a dependência da importação de energia.

Apesar do potencial tecnológico, o progresso em energia limpa é muito vagaroso.

Nove em dez tecnologias que poderiam ser efetivamente melhor empregadas na redução do uso de energia e das emissões de CO₂ não são devidamente implantadas, de forma a atingir a meta de transição para um futuro de baixo carbono. Um exemplo disso seria a utilização de veículos elétricos: a meta governamental de 20 milhões de veículos nas estradas em 2020 (Estados Unidos) é mais que o dobro da capacidade planejada da indústria.

Outro ponto preocupante é a queda do investimento em pesquisa, desenvolvimento e demonstração. Desde a década de 1980 foi observada uma queda de dois terços no investimento. Tais políticas devem ser alinhadas a medidas de implementação no mercado, já que as expectativas de novos mercados desencadeariam mais investimento privado em pesquisa e inovação tecnológica.

Além da lentidão com que as tecnologias associadas às energias limpas têm sido efetivadas na economia, ainda nos vemos diante de um aumento da demanda por combustíveis fósseis.

Políticas energéticas devem abordar o sistema de energia como um todo.

As tecnologias em energia interagem e devem ser desenvolvidas e implantadas em conjunto. Mesmo os consumidores de energia poderiam ser ativos na geração distribuída de energia solar fotovoltaica, por exemplo. Outro fator de incentivo é o comportamental, em que os consumidores de energia realizem uma demanda responsável.

O investimento em infraestrutura mais robusto e inteligente também é essencial. Através de *grids* de eletricidade mais robustos e inteligentes, uma operação mais eficiente do sistema elétrico pode ser obtida com um maior grau de resposta à demanda. O sistema de eletricidade de baixo carbono é uma questão central do programa de energia sustentável.

A eficiência energética – um tema recorrente nas discussões climáticas – precisa atingir todo o seu potencial. Ela é capaz de reduzir a intensidade energética da economia global em dois terços até 2050. Informação e gestão energética são formas efetivamente provadas de encorajar a adoção de medidas de eficiência energética na indústria.

O uso da energia se torna mais equilibrado: os combustíveis fósseis não desaparecerão, mas seu papel irá mudar.

É importante repensar, num primeiro momento, a utilização do carvão. Atualmente, observa-se um aumento no uso do carvão para geração de eletricidade e este aumento tende a ser o ponto mais problemático na relação entre energia e mudança climática.

O combustível fóssil que tem um papel destacado no relatório é o gás natural. Segundo as perspectivas, ele continuará importante para o sistema de energia global por décadas, e inicialmente, numa política de transição, seu uso sofrerá considerável aumento – deslocando a utilização tanto do carvão quanto da energia nuclear, em algumas áreas. No curto-prazo, é importante a indústria investir em flexibilidade tecnológica para utilização desse combustível. O GN contribuiria para o equilíbrio da geração e das flutuações de demanda num cenário em que as renováveis também já tivessem uma participação expressiva: a projeção é que em 2050 a demanda de GN seja ainda 10% maior que a de 2009, em valores absolutos. Mas, tendo em vista cenários mais restritivos para as emissões de CO₂, o seu uso seria cada vez mais questionado ao longo de toda a transição.

No caso do petróleo, apesar da estimativa de que sua utilização sofra uma redução de mais de 50% até 2050 no cenário 2DS, ele ainda teria um importante papel como fonte energética no transporte e como matéria-prima na indústria.

A captura e estocagem de carbono (CCS – Carbon Capture and Storage) é apresentada como a única tecnologia atual que permitiria a setores industriais (tais como ferro-gusa e aço, cimento, processamento de GN) alcançar as metas de reduções propostas. Abandonar a CCS como opção de mitigação representaria um grande aumento no custo para o objetivo das metas 2DS.

O governo terá papel decisivo na transição para tecnologias mais eficientes e de baixo nível de emissão de CO₂.

As políticas governamentais podem tornar tecnologias-chave realmente competitivas e amplamente utilizadas. Segundo o relatório, a principal barreira às tecnologias limpas é a desigualdade de distribuição – no tempo, entre setores

e entre países – dos custos e benefícios associados à transformação global do sistema de utilização de energia.

Será necessário criar incentivos para consumidores, empresas e investidores. Isso teria início com a adoção de metas rigorosas e plausíveis de energia limpa. Incentivos temporários de transição podem ajudar a criar mercados, atrair investimentos e desencadear a implantação efetiva das tecnologias. Promover a aceitação social da nova estrutura de desenvolvimento também deve ser considerado uma prioridade.

Alguns exemplos recentes de políticas governamentais demonstram como o governo pode catalisar o progresso dessas tecnologias. No caso da energia solar fotovoltaica, o crescimento médio anual observado foi de 42% na última década. No caso da energia eólica *onshore*, o crescimento verificado foi de 27% em média. Isso foi resultado de uma política de apoio aos estágios iniciais de pesquisa, desenvolvimento, demonstração e implantação no mercado – o que permitiu que o setor privado passasse a ter um papel maior e fez com que os subsídios oferecidos tivessem um retorno em escala.

O quadro a seguir apresenta um sumário do progresso na redução de CO₂ para diferentes tipos de tecnologia:

CO ₂ reduction share by 2020*	On track?	Technology	Status against 2DS objectives	Key policy priorities
36%	On track	HELE coal power	Efficient coal technologies is being deployed, but almost 50% of new plants in 2010 used inefficient technology.	CO ₂ emissions, pollution, and coal efficiency policies required so that all new plants use best technology and coal demand slows.
		Nuclear power	Most countries have not changed their nuclear ambitions. However, 2025 capacity projections 15% below pre-Fukushima expectations.	Transparent safety protocols and plans; address increasing public opposition to nuclear power.
		Renewable power	More mature renewables are nearing competitiveness in a broader set of circumstances. Progress in hydropower, onshore wind, bioenergy and solar PV are broadly on track with 2DS objectives.	Continued policy support needed to bring down costs to competitive levels and deployment to more countries with high natural resource potential required.
23%	Not on track	CCS in power	No large-scale integrated projects in place against the 38 required by 2020 to achieve the 2DS.	Announced CCS demonstration funds must be allocated. CO ₂ emissions reduction policy, and long-term government frameworks that provide investment certainty will be necessary to promote investment in CCS technology.
		CCS in industry	Four large-scale integrated projects in place, against 82 required by 2020 to achieve the 2DS; 52 of which are needed in the chemicals, cement and iron and steel sectors.	
18%	Improvements but more effort needed	Industry	Improvements achieved in industry energy efficiency, but significant potential remains untapped.	New plants must use best available technologies; energy management policies required; switch to lower carbon fuels and materials, driven by incentives linked to CO ₂ emissions reduction policy.
		Buildings	Huge potential remains untapped. Few countries have policies to enhance the energy performance of buildings; some progress in deployment of efficient end-use technologies.	In OECD, retrofit policies to improve efficiency of existing building shell; Globally, comprehensive minimum energy performance codes and standards for new and existing buildings. Deployment of efficient appliance and building technologies required.
22%	Improvements but more effort needed	Fuel economy	1.7% average annual fuel economy improvement in LDV efficiency, against 2.7% required to achieve 2DS objectives.	All countries to implement stringent fuel economy standards, and policies to drive consumers towards more efficient vehicles.
		Electric vehicles	Ambitious combined national targets of 20 Million EVs on the road by 2020, but significant action required to achieve this objective.	RD&D and deployment policies to: reduce battery costs; increase consumer confidence in EVs, incentivise manufacturers to expand production and model choice; develop recharging infrastructure.
		Biofuels for transport	Total biofuel production needs to double, with advanced biofuel production expanding four-fold over currently announced capacity, to achieve 2DS objectives in 2020.	Policies to support development of advanced biofuels industry; address sustainability concerns related to production and use of biofuels.

Note: *Does not add up to 100% as 'other transformation' represents 1% of CO₂ emission reduction to 2020; Red- Not on track; Orange- Improvements but more effort needed; Green- On track but sustained support and deployment required to maintain progress.

Fonte: AIE

Algumas recomendações – aplicáveis globalmente – são feitas no relatório, e devem ser mantidas em foco pelos *policy makers*:

- Criar uma política de investimento que leve à credibilidade no potencial de longo prazo das tecnologias de energia limpa;

- Nivelar o campo de atuação das energias limpas pela taxaço das emissões de carbono e eliminaço progressiva dos subsídios aos combustíveis fósseis;
- Ampliar esforços para utilizar plenamente o potencial de eficiência energética;
- Acelerar os programas de inovaço, pesquisa pública, desenvolvimento e demonstraço em energia.

As tecnologias a serem colocadas em utilizaço em 2050 no programa de metas 2DS podem ser insuficientes para atingir o nível de emissão zero. O relatório ETP2012, no entanto, provê a primeira análise quantitativa da AIE de como as emissões relacionadas à energia poderiam ser eliminadas completamente de acordo com as estimativas da ciência climática.

¹ International Energy Agency. Energy Technology Perspectives. 2012,. Paris: OECD/IEA, 2012.

² Wald, M. L. On Not Reaching Carbon Goals. New York Times, 11 jun. 2012

³ Hoeven, m. Van der. We can have safe, sustainable energy. The Guardian, 24 abr. 2012.

A Eletrobrás e a construção de um setor elétrico nacional

Por Ronaldo Bicalho

Há cinquenta anos era criada a Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras). Proposta inicialmente pelo presidente Getulio Vargas em 1954, a empresa só seria instalada em 1962, pelo então presidente João Goulart.

Dado o contexto em que se deu – grande heterogeneidade de agentes e interesses já consolidados -, a configuração de uma empresa elétrica federal de âmbito nacional apresentou um elevado grau de complexidade político-institucional.

Levada a cabo a partir do reconhecimento de que era preciso garantir a expansão acelerada da oferta de energia elétrica no país e que a intervenção do Estado era imprescindível para se alcançar esse objetivo, todo o processo de centralização dos recursos na esfera do Governo federal demandou um longo, árduo e penoso processo de negociação entre distintos agentes, interesses e regiões, que definiu, ao fim e ao cabo, o ritmo e a extensão dessa centralização.

Formado a partir de uma base territorial inicialmente circunscrita, que incorpora suas características econômicas e políticas específicas, a indústria elétrica apresenta um forte caráter local. Nesse sentido, a construção de uma indústria nacional envolve sempre a superação desse localismo intrínseco à fase inicial de formação dos mercados elétricos. Considerando a forte dimensão institucional da construção dessa indústria, o processo de negociação política, em seus vários níveis, torna-se uma ferramenta fundamental nessa superação. Nesse processo vão surgindo possibilidades concretas de conflitos e cooperações. Assim, a gestão dessa dualidade é que vai ampliando, ou restringindo, o horizonte de construção do caráter nacional da indústria elétrica.

Em outras palavras, a integração dos diferentes espaços locais, necessária à configuração de uma indústria elétrica verdadeiramente nacional, envolve uma integração de políticas e interesses locais, muitas vezes contraditórios e divergentes. Essa integração institucional demanda uma forte negociação, cujos resultados dependerão dos recursos de poder das diferentes partes envolvidas.

Nesse contexto, cabe chamar a atenção para o fato de que a constituição de empresas públicas, federais e estaduais, com o objetivo de levar a cabo os seus respectivos empreendimentos em suas respectivas áreas geográficas de atuação, articulou diferentes núcleos de burocracia estatal, em torno dos quais se estruturavam os específicos interesses regionais. O conflito de interesses, assim como as alianças, entre esses núcleos é uma das características da evolução da indústria elétrica brasileira, que deve ser compreendida como um desenvolvimento marcado pela heterogeneidade dos interesses que compõem essa indústria, e não como um desenvolvimento marcado pela unicidade e continuidade de projetos. De fato, a evolução se dá por idas e vindas, conflito e

cooperação, continuidade e descontinuidade. Enfim, dentro de um quadro extremamente complexo.

A centralização, no governo federal, do controle do desenvolvimento da indústria elétrica brasileira se deve à reunião, ao longo do tempo, de recursos de poder nesse âmbito de governança. Essa centralização – que se inicia em trinta, se acelera a partir de cinquenta, e se consolida depois de sessenta -, no entanto, não prescinde do recurso da negociação. Na verdade, o que acontece é uma combinação de recursos – financeiros, econômicos e institucionais – e capacidade de negociação que irá fundar uma dada intervenção do Estado brasileiro nos anos cinquenta e sessenta. Será sobre essa fundação que será construída uma indústria elétrica de âmbito nacional.

Nesse contexto, o importante a ressaltar é que a criação da ELETROBRAS, mais do que um ponto de partida, é fruto de um longo processo de negociação, que ocorre em paralelo ao fortalecimento do poder central. Graças aos recursos amealhados nesse fortalecimento é que é possível administrar os conflitos de base regional. Essa administração será marcada, cada vez mais, pela administração do acesso aos recursos financeiros para os estados realizarem seus projetos. Na verdade, é a posse desses recursos que dá ao governo central, de fato, o seu poder de coordenação, que é traduzido através da estrutura jurídica – institucional.

Não é gratuito que a mobilização e utilização dos recursos – técnicos, econômicos e políticos – observada no setor elétrico brasileiro sempre apresentou uma natureza totalmente distinta daquela identificada no setor de petróleo.

Se à Petrobras coube construir de fato a indústria brasileira de petróleo, a Eletrobrás já nasceu no interior de uma indústria que já existia há sessenta anos. Se a Petrobrás já nasceu como empresa que haveria de estruturar a nossa indústria de petróleo, a Eletrobrás nasceu em uma indústria já estruturada, assumindo, desde o início, uma função de coordenação da operação e expansão de um espaço econômico já existente.

Assim, em contrapartida à burocracia estatal petroleira que assumia o papel de desbravadores, para lembrar minha velha amiga Carmen Alveal, a burocracia estatal elétrica assumia as funções de coordenadores; traduzidas de forma pedagógica no Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) e no Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Que na verdade operavam como espaços de coordenação da operação e expansão, respectivamente, do setor elétrico, e não como instâncias decisórias empresariais da Eletrobrás.

É também sob a égide da coordenação que se insere a relação entre a Eletrobras e as suas subsidiárias regionais: CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE. Uma relação marcada muito mais pela autonomia conquistada a partir do forte caráter regional e local da experiência de construção da indústria elétrica brasileira – inclusive a das estatais federais – do que pelas estritas relações hierárquicas corporativas.

Nesse sentido, a coordenação da Eletrobras abarcou não apenas a dimensão institucional clássica da construção da convergência dos planos e ações do conjunto de todos agentes do setor, como também a dimensão empresarial da convergência dos planos e ações do conjunto de empresas públicas federais regionais, responsáveis, de fato, pela expansão pesada da geração e da transmissão.

Nesse sentido, a experiência do setor elétrico é *sui generis* no campo do planejamento brasileiro. Nesse setor o planejamento centralizado surgiu a partir das experiências regionais; diferentemente da maioria dos outros setores, em que ele já nasceu centralizado. Mais do que isso, manteve os conflitos regionais no coração desse planejamento, tendo que gerenciá-los na base na distribuição dos recursos; principalmente aqueles associados à expansão do sistema.

A Eletrobras sintetiza a complexidade e a sofisticação presente na construção do setor elétrico brasileiro, que envolveu não só o desenvolvimento de toda uma elevada capacitação de operá-lo em termos da otimização do uso dos grandes recursos hídricos disponíveis no país, síntese da nossa qualificação técnica na gestão de grandes sistemas, mas a criação de espaços de coordenação e gestão de conflitos empresariais, políticos e regionais no interior do Estado, que sustentaram os consensos necessários à expansão do setor elétrico brasileiro.

A história da Eletrobras ao longo dos seus cinquenta anos de existência é a história dos avanços e dos recuos nesse processo de construção institucional da convergência necessária à mobilização dos recursos para a expansão da indústria elétrica brasileira. O seu nascimento nos anos sessenta representou um dos momentos máximos dessa mobilização, que foi a construção da usina de Furnas, em contrapartida, a sua crise nos anos noventa implicou na desmobilização desses recursos, a partir da tentativa de esvaziamento da coordenação institucional em favor da coordenação de mercado. Se o primeiro representou um marco da estruturação do setor elétrico brasileiro, a segunda marcou a gênese da desestruturação desse setor que culminou no maior racionamento da nossa história.

Hoje, a coordenação da operação e expansão do setor elétrico brasileiro saiu da Eletrobras e encontra-se basicamente na EPE e no ONS.

Contudo, a coordenação da ação empresarial do Governo Federal no campo da eletricidade permanece na Eletrobras.

Essa coordenação da intervenção do Estado brasileiro, diretamente na produção de energia, continua sendo crucial na sustentação dos grandes projetos estruturantes de geração e transmissão que transcendem os horizontes da iniciativa privada e as aspirações meramente regionais; assim como, para a articulação da nossa inserção continental através de projetos energéticos compartilhados com nossos vizinhos latino-americanos.

Continua sendo importante para o Brasil ter uma holding nacional que coordene a intervenção estatal no campo da eletricidade, mobilizando de forma articulada um conjunto de ativos e capacitações técnicas, gerenciais e financeiras, em uma perspectiva que ultrapasse as limitações regionais

históricas das grandes empresas estatais federais e que lhes dê um horizonte de atuação ampliado e fortalecido pela articulação consistente de suas competências.

O cenário energético atual

Por Luciano Losekann

Nos dias 24 a 27 de junho, a 35ª edição da conferência internacional da Associação Internacional de Economia da Energia (IAEE) foi sediada em Perth na Austrália. Essa conferência é a mais importante da área de economia de energia. Os principais temas discutidos foram: as perspectivas para o gás natural resultantes da oferta não convencional, o panorama da energia nuclear no Japão pós-Fukushima e a mitigação de emissão de CO₂ no setor elétrico.

A relação entre as indústrias de petróleo e gás natural foi discutida, principalmente quanto a formação de seus preços. A apresentação de Fereidun Fesaraki abordou o tema, recorrendo a seguinte ilustração: “se o petróleo é um namoro, o gás natural é um casamento”. Apesar da introdução de flexibilidade a partir da difusão do GNL e da maior importância de mercados spot, a infraestrutura de gás exige maior comprometimento entre os envolvidos. Assim, os contratos de longo prazo ainda tendem a ser dominantes. Usualmente, contratos de GNL têm duração de quatro a dezessete anos. São os contratos longos que permitem o financiamento dos projetos, já que bancos só aceitam participar quando os contratos de compra de longo prazo são apresentados.

Os debatedores apontaram que o diferencial de preços entre os mercados norte-americano, europeu e asiático deve diminuir, mas não desaparecer. Nos Estados Unidos, o preço do gás se descolou do preço do petróleo em função da produção não convencional (*shale gas* principalmente). Mesmo com preços baixos do gás no Henry Hub, a produção de shale gas segue atrativa, pois a extração de líquidos viabiliza o negócio. Nesse sentido, há uma força de divergência entre os preços dos combustíveis. O preço elevado do petróleo estimula a continuidade da exploração de shale gas, que amplia a oferta de gás nos EUA e ajuda a derrubar mais seu preço.

Os preços do gás natural na Ásia e Europa são próximos à paridade com o petróleo. As importações japonesas de GNL resultantes do desligamento das centrais nucleares e do maior uso de termelétricas a gás inflaram os preços na Ásia e tiveram efeito sobre a Europa, que também importa GNL. Como a oferta de GNL tende a se elevar nos próximos anos, o diferencial em relação aos Estados Unidos tende a diminuir, mas a opinião é que o diferencial não deve desaparecer.

Quanto à oferta de GNL, a Austrália deve representar um papel muito relevante. Nos últimos 18 meses, seis novos projetos de GNL tiveram início no país. Entre esses, está o projeto pioneiro da Shell de uma planta flutuante para produzir GNL em offshore. A meta da Austrália é se tornar o maior exportador de GNL do mundo, ultrapassando o Qatar em 2017. O país experimentou um boom de projetos recentemente. No entanto, esses experimentaram problemas de atraso e estouro de orçamento. Um caso marcante é o projeto de Gorgon da Chevron, que terá capacidade de produção de 15 milhões de toneladas de GNL por ano e que deve custar 50 bilhões de dólares (como referência foi citado o projeto da

Cheniere de 9 milhões de toneladas de GNL de capacidade que custou US\$ 6,5 Bilhões).

A Agência Internacional de Energia apresentou dois relatórios sobre gás natural na conferência. O primeiro, *midterm Gas Report 2017*, aponta para um crescimento da demanda de gás de 2,7% ao ano até 2017, com a China representando um quarto da expansão. A Europa diminuiria o consumo de Gás. Os Estados Unidos representariam 20% do crescimento da demanda global. A geração termelétrica a gás natural alcançaria a mesma participação do carvão no país. O estudo “Golden Rules for a Golden Age of Gas” define os princípios para mitigar os impactos ambientais e sociais da exploração de gás natural não convencional, que são mais significativos que a produção convencional. Nos Estados Unidos o número de poços não convencionais atingirá a marca de 1 milhão, o que causa impacto ambiental e de uso da terra. Segundo a agência, esses impactos podem ameaçar a chamada “Golden Age of Gas”. Assim, é necessário tratar os problemas relacionados à exploração de shale gas, Tigh gas e Coalbed methane com transparência, medindo e monitorando continuamente os impactos.

No cenário em que essas regras são respeitadas, a produção de gás cresceria 55% até 2035, com não convencionais representando 2/3 do aumento. Os Estados Unidos se tornariam o maior produtor de gás natural do mundo e passariam a exportar o combustível. O gás natural deslocaria o carvão da segunda posição de fonte primária mais utilizada no mundo. A geração de eletricidade representaria 40% do crescimento da demanda.

O cenário alternativo, com menor produção não convencional, prevê que os Estados Unidos continuarão como importador de gás. As importações chinesas também serão relevantes. O gás natural aumentará sua participação na matriz energética mundial em apenas 1%, que não permitirá alcançar o carvão. Os países se tornarão mais dependentes das exportações de gás da Rússia e do Oriente Médio. Em função da maior utilização de carvão as emissões de CO₂ aumentam.

O futuro da energia nuclear no Japão após o acidente de Fukushima foi outro tema abordado na conferência. Logo após o acidente, todas as usinas nucleares do Japão saíram da operação. O primeiro ministro japonês permitiu a retomada de dois reatores. A decisão foi motivada pela segurança do abastecimento e as usinas estão localizadas nas regiões de abastecimento mais crítico (Kansai e Kyushu). A retomada da produção nuclear recebeu forte oposição da sociedade japonesa, apesar das restrições ao uso de eletricidade que ocorrem em função da retirada da produção nuclear.

O custo de combustíveis que substituem a geração nuclear alcançou US\$ 30 bilhões em 2011. O programa de restrição ao uso de eletricidade tem a meta de reduzir em 15% a demanda de pico e atingiu 18%. No entanto, os consumidores residenciais reduziram apenas 6%, enquanto de grandes consumidores diminuíram o consumo de eletricidade em 29%.

A grande questão abordada por Yukari Yamashita do Instituto de Economia da Energia foi a possibilidade de cumprir objetivos ambientais e de segurança

energética sem contar com energia nuclear. A meta 2030, referente ao plano básico de 2010, prevê a redução de emissões de CO₂ de 25% e alcançar um índice de autossuficiência de 40%. Essa meta foi mantida, mesmo após o acidente. O plano original previa a construção de 14 novas centrais nucleares. A energia nuclear alcançaria 30% da matriz de geração, equivalente à capacidade de 70 GW. O Instituto de Economia da Energia considera três opções para a participação nuclear na geração de eletricidade, 0%, 15% e 20 a 25%. Apesar de considerar que atualmente a sociedade japonesa é favorável a manter a totalidade das usinas nucleares desligadas, o Instituto apoia um cenário de participação de 25% das nucleares. Nesse cenário, as fontes renováveis teriam participação de 25%, termelétricas 35% e cogeração 15%. Assim, a meta de reduzir emissões seria alcançada com menores custos para a sociedade.

A mesa sobre setor elétrico abordou os casos do Reino Unido e da Austrália, que buscam tornar a matriz de geração mais limpa. Richard Green afirmou que há duas abordagens para a organização do mercado de eletricidade. A abordagem fora da Europa busca a estruturação de mercados mais sofisticados, com modificações mais significativas em relação aos modelos anteriores. A abordagem europeia é gradual e prioriza arranjos mais simplificados. O modelo é modificado a partir das necessidades.

No caso do Reino Unido, um novo arranjo institucional está sendo implementado a partir da constatação o regime atual não concede mecanismos para enfrentar o desafio atual de incrementar investimentos e estimular fontes renováveis. O plano de desligamento de centrais antigas a carvão e nucleares implica uma necessidade de investimentos da ordem de 110 bilhões de libras. Por outro lado, a meta da Comunidade Europeia de diminuir emissões em 80% em 2050 e ter uma participação de renováveis de 20% em 2020 implica em modificar a matriz de geração de eletricidade. Segundo David Newbery, o ETS (Emissions Trading System) não dá sinais suficientes para estimular investimentos renováveis e incrementar gastos em pesquisa e desenvolvimento (P&D). O autor aponta que recuperar os gastos com P&D é fundamental para limpar a matriz de geração. A liberalização do setor de eletricidade implicou em redução significativa desses gastos em empresas do setor. Em função da crise econômica, o consumo de eletricidade se reduziu e o preço atual do carbono na Europa é cerca de um quarto do que seria apropriado segundo o autor (13 euros/tonelada).

O novo desenho para o mercado de eletricidade do Reino Unido instaura um piso para o preço do carbono de 13 euros/tonelada, que aumentaria progressivamente. Esse preço seria suficiente para estimular investimentos em centrais nucleares, mas ainda é insuficiente para viabilizar fontes renováveis. A contratação de longo prazo é também um ponto da reforma. O desafio é desenhar condições que sejam adequadas às diferentes características das fontes de geração mais limpas, como a energia nuclear que opera continuamente e eólica que é intermitente.

Na Austrália, o preço da eletricidade experimentou forte elevação, cerca de 70%, nos últimos cinco anos. O debate em curso no país é o impacto da precificação do carbono na geração de eletricidade. Em 1º de julho, iniciou a cobrança de taxa de carbono no país (a meta é que o preço do carbono seja definido por

mecanismos de mercado no futuro). A tendência é de elevação de custos e de maior participação do gás natural na geração de eletricidade.

Esses foram os principais debates da conferência da IAEE em Perth. Certamente, são temas que terão forte impacto sobre a evolução dos mercados de energia nos próximos anos. As apresentações apontam que essas questões ainda não estão concluídas. Dependendo dos cenários apresentados, diferentes trajetórias da matriz energética e de preços são possíveis.

Integração de energia solar fotovoltaica em larga escala: a experiência alemã

Por Clarice Ferraz

Há mais de 10 anos, a Alemanha lançou um audacioso plano de apoio à expansão da produção e integração das energias renováveis em sua matriz energética, no qual a eletricidade de origem solar fotovoltaica recebeu atenção especial. Recentemente, “vítima de seu sucesso” – bastante oneroso, e sofrendo os impactos da crise econômica mundial e europeia, o país está revendo sua política energética.

No momento em que o Brasil aguarda a definição dos critérios para a conexão da micro e minigeração distribuída às redes de distribuição, o caso alemão de integração de larga escala de energias renováveis merece ser analisado com atenção sobretudo por duas razões: o êxito da rápida expansão e integração das fontes renováveis e os problemas que decorreram da falta de limites do programa. É importante lembrar que a Alemanha possui importante nível de atividade industrial forte consumidora de eletricidade, e que é o país que melhor tem enfrentado a crise europeia, apesar de ter os preços de sua eletricidade elevados.

Em 2000, Alemanha implementou o *German Renewable Energy Sources Act*, conhecido como EEG. O plano se baseia na remuneração da eletricidade gerada a partir de fontes renováveis através do sistema *feed-in tariff*¹ com venda garantida durante vinte anos. O nível das tarifas é ajustado para baixo anualmente e revisto a cada três ou quatro anos para incentivar a competitividade com outras fontes de geração a longo termo.

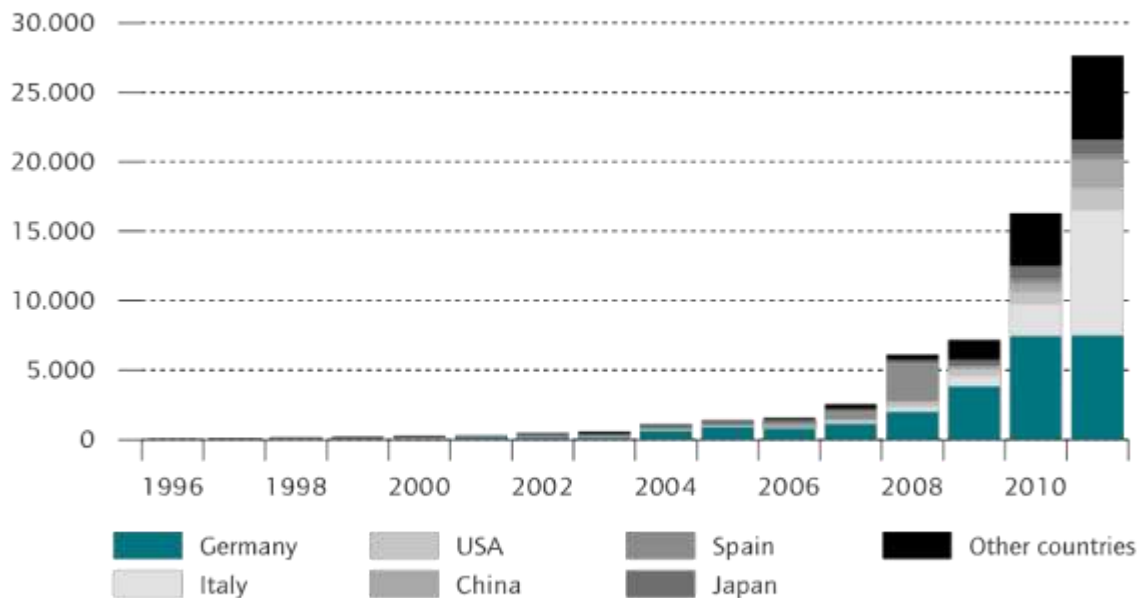
Na época em que foi lançado, os custos dos sistemas fotovoltaicos eram extremamente elevados e por isso o apoio do programa foi fundamental para viabilizar o desenvolvimento da indústria e a integração da fonte. Ao mesmo tempo, os custos elevados do apoio ao solar fotovoltaico já representavam um peso importante para o programa. Os custos do EEG são financiados por uma taxa cobrada nas tarifas de todos os consumidores de eletricidade, com exceção de algumas categorias, como os grandes consumidores industriais.

Nos últimos anos, o programa de compra garantida passou a representar custos mais elevados do que o previsto e a sobretaxa cobrada para seu financiamento teve que ser aumentada. Em realidade, a Alemanha não esperava que fosse haver uma adesão tão expressiva da população. O país ultrapassou constantemente suas metas de expansão da capacidade instalada de geração solar fotovoltaica. Diante das altas tarifas remunerando essa fonte de geração, e face a uma redução radical dos custos dos sistemas fotovoltaicos, milhares de cidadãos resolveram se tornar produtores de eletricidade e assim aumentar sua renda, afinal o EEG garantia por lei que a eletricidade seria comprada. O sucesso foi tamanho que em 2010, o país respondia por 44% da capacidade instalada global (Grau, 2012). O gráfico abaixo ilustra o rápido avanço do solar

fotovoltaico no mundo e a liderança alemã, superada somente em 2011 pela China.

Annual Installed Capacity of PV Systems

In megawatts per annum



Source: calculations by DIW Berlin on the basis of various sources.

© DIW Berlin 2012

Fonte: Diekmann, Kemfert e Neuhoff, 2012.

A fim de reduzir o impacto financeiro sobre o EEG, o governo começou a prever uma série de ajustes a partir de 2009. Houve redução do nível da tarifa e aumento do grau de reajuste negativo do preço da tarifa. Os esforços entretanto não foram suficientes pois a velocidade da queda dos custos dos sistemas fotovoltaicos foi ainda mais expressiva. Nos últimos cinco anos a queda foi de 57% (Grau, 2012), como mostra o gráfico abaixo. O número de microgeradores continuou a aumentar.

Average Retail Price (System Price) for Fully Installed Rooftop Systems up to 100 Kilowatts
In euros per kilowatt, excluding VAT



Source: German Solar Industry Association, *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*. 2012. www.solarwirtschaft.de/preisindex.

© DIW Berlin 2012

Prices for PV systems have fallen dramatically since 2009.

Fonte: Diekmann, Kemfert e Neuhoff, 2012.

Em dezembro de 2011, foi registrado um novo recorde de instalações de sistemas solares fotovoltaicos totalizando um acréscimo de 7,5 GW somente em 2011 – a EPE (2012) estima que o Brasil possui 20 MW. Em janeiro deste ano, o governo adotou medidas mais radicais para frear a expansão da geração de eletricidade de origem solar fotovoltaica: uma redução da tarifa oferecida, reduções mensais progressivas a uma taxa fixa e um modelo de integração de mercado. O modelo proposto ainda se encontra em discussão no parlamento.

Diekmann, Kemfert e Neuhoff (2012), assim como Grau (2012), se preocupam com a severidade das medidas que o governo pretende adotar. Em 2010, o governo previa uma expansão da capacidade de geração fotovoltaica de 52 GW para 2020²[2]. Se a revisão pretendida for adotada com sucesso, a meta prevista cai para 33 GW, um terço a menos do que o esperado há menos de 2 anos.

Os autores acreditam que o corte na tarifa é muito elevado e acrescentam que adotar um sistema de redução da remuneração a taxas fixas é contra a dinâmica do mercado. Afinal, não se pode saber de antemão a que ritmo a tecnologia continuará a ter seus custos reduzidos ou se tornar efetivamente competitiva com outras fontes de geração. Ora, os problemas que o governo enfrenta atualmente são justamente dessa natureza, afinal ele não foi capaz de prever o ritmo de redução dos custos e ajustar de forma adequada a remuneração ofertada. As reduções devem portanto seguir a dinâmica de preços do mercado.

Dessa forma, o desafio do governo é encontrar um sistema em que haja uma penetração de solar fotovoltaico a um ritmo mais lento, que limite os custos do programa e conseqüentemente o impacto sobre a tarifa de eletricidade (Diekmann, Kemfert e Neuhoff, 2012).

Se a preocupação em limitar os custos do EEG é legítima, o governo deve tomar cuidado para não provocar um brusco desinteresse pela fonte e afetar negativamente toda a cadeia de produção e implementação que existe atualmente. Além do reajuste dinâmico de preços, seguindo a queda dos preços da instalação dos sistemas fotovoltaicos, há outros instrumentos de incentivos desenvolvidos para que as pessoas não busquem produzir eletricidade além de suas necessidades de consumo. Uma delas é justamente o sistema de *net metering* onde o microgerador que produz eletricidade excedente é remunerado “fisicamente”, em KWh, e não financeiramente. Não há interesse em se produzir além do que se pode consumir. Esse é o modelo previsto pela Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL que rege o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

É interessante notar que apesar de todo esse esforço e do avanço da indústria solar fotovoltaica na Alemanha, o país ainda não atingiu a paridade tarifária (discutida no artigo anterior³ sobre o solar fotovoltaico no Brasil). A Alemanha ainda precisa de subsídios que viabilizem a integração da fonte na sua matriz.

No caso brasileiro a micro e a minigeração solar fotovoltaica distribuída já são competitivas em diversas regiões e nesse momento o mais importante em termos de regulamentação é evitar barreiras artificiais que impeçam as pessoas de gerarem sua própria eletricidade e se integrem à rede distribuição.

Bibliografia:

Diekmann, J., Kemfert, C. and Neuhoff, K., “The proposed adjustment of Germany’s Renewable Energy Law – a critical assessment”, DIW Berlin, Volume 2, No 6, 1º Junho 2012.

EPE, Nota Técnica EPE, “Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira”, Rio de Janeiro, Maio 2012.

Grau, T., “Targetted Support for New Photovoltaic Installations Requires Flexible and regular Adjustments”, DIW Berlin, Volume 2, No 6, 1º Junho 2012.

Morris, C., “German solar bubble? Look again!”, European Energy Review, 5 de julho de 2012.

¹ No sistema de feed-in tariff a eletricidade gerada é remunerada a um preço prêmio (acima do cobrado pelas distribuidoras) durante um longo período de tempo afim que o investidor tenha um fluxo de caixa contínuo que remunere seu investimento sem nenhum risco

² Federal Republic of Germany's 2010 Action Plan.

³ Ferraz, C. 2012 será o ano da energia solar fotovoltaica no Brasil?. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 12, n. 1, 2012.

O futuro dos biocombustíveis XIII: a matéria-prima como fator estruturante da indústria

Por José Vitor Bomtempo

Na formação da bioindústria do futuro, os problemas, desafios e oportunidades situam-se em quatro dimensões-chave: matérias-primas, processos ou tecnologias de conversão, produtos e estratégias/modelos de negócio. No artigo X¹ tínhamos discutido um importante ponto das matérias-primas: a busca de açúcares ou substratos fermentáveis, essenciais para os processos biotecnológicos e alguns processos químicos.

Neste artigo, discutimos a questão das matérias-primas de uma perspectiva mais geral: que efeitos a adoção de uma nova matéria-prima poderia ter sobre a estrutura da indústria? Que lições poderíamos tirar dos processos de adoção de novas matérias-primas, como o do carvão no final do século XIX, e de processos de transição, como o da passagem para petróleo e gás natural no século XX? Que desafios têm que ser vencidos para que uma indústria baseada em biomassa possa amadurecer?

A adoção de um tipo de matéria-prima deve ser vista como um elemento que exerce uma influência importante na estrutura da indústria. Por isso, a transição de um tipo de matéria para outro é um tema central na história da indústria química orgânica. Spitz, no seu livro *Petrochemicals: the rise of an industry*, defende a tese de que a disponibilidade de matéria-prima, e não tecnologia ou mercado, tem sido o direcionador chave da indústria.

Assim, a disponibilidade de grandes quantidades de derivados do carvão na segunda metade do século XIX permitiu a produção de corantes, produtos farmacêuticos. Da mesma forma, a disponibilidade de grandes quantidades de hidrocarbonetos reativos gerados pelo refino de petróleo levou à criação dos petroquímicos nos anos 1930. A disponibilidade seria então, na perspectiva histórica, a condição de base para a adoção de uma matéria-prima industrial.

A transição do carvão para o petróleo e gás natural na indústria química

O surgimento da petroquímica que representou a substituição do carvão pelo petróleo e gás natural pode nos trazer alguns elementos para refletir sobre o processo de transição de uma matéria-prima para outra. A consolidação da petroquímica se dá inicialmente por uma definição da natureza das matérias-primas. A produção de químicos a partir de petróleo inicia-se nos EUA nos anos 1920. Exxon (Standard Oil), Shell, Union Carbide e Dow identificaram oportunidades na exploração do eteno. Até então os *offgases* do refino eram usados apenas como combustíveis. Mas a sua disponibilidade crescente e o potencial reativo das moléculas motivaram algumas empresas a trabalharem no desenvolvimento de novos usos.

Entre 1921 e 1939, a produção de químicos orgânicos *não derivados do carvão* passou de 21 milhões de libras (US\$ 9,3 milhões) para 3 bilhões de libras (US\$ 394 milhões): a base de matérias-primas da indústria química se transformava rapidamente.

Mas a indústria química na época via com desconfiança a perspectiva de se tornar dependente do petróleo e de suas poderosas empresas. Nos anos 1930, ao anunciar o nylon como uma grande inovação, Du Pont sublinhava, ao lado das extraordinárias propriedades do novo material, o fato de que poderia ser obtido a partir de carvão, ar e água. Lembre-se que a produção industrial de nylon inicia-se em 1937 quando a produção de químicos derivados do petróleo crescia rapidamente.

Na Europa, onde o desenvolvimento da carboquímica era mais forte, a adesão à petroquímica é um pouco mais lenta. ICI, o grande conglomerado inglês da indústria química, apresentava, ainda em 1944, carvão, petróleo e biomassa como matérias-primas alternativas a serem combinadas de forma complementar nas suas linhas de produtos. Por sinal, o polietileno, uma inovação lançada pela ICI em 1941, foi produzido inicialmente a partir de etanol obtido por fermentação e não de fonte fóssil.

Na Alemanha, terra da carboquímica, a transição se dá nos anos 1950 durante o processo de reconstrução industrial do pós-guerra. Em 1953, BASF se associa à Shell e forma a ROW (Rheinische Olefinwerke), dedicada à produção de petroquímicos básicos. Na mesma época, as duas outras grandes empresas químicas alemãs – Bayer e Hoechst – também aderem ao petróleo. Esse processo de transição é contado por Stokes no seu livro *Opting for oil*. Embora a transição fosse clara, o carvão foi sendo deslocado lentamente na Alemanha. Em 1960, apenas 40% da química orgânica alemã derivava do petróleo ou do gás natural contra 80% nos EUA.

A mudança de matéria-prima trouxe desafios para os competidores estabelecidos e oportunidades para novos entrantes. O advento da petroquímica estabeleceu, por influência do refino do petróleo, novos patamares de economia de escala, o que levou a uma redefinição das características estruturais da indústria. Ocorreu ainda uma redefinição geográfica com deslocamento do polo dinâmico da indústria – antes Europa, na carboquímica – para os EUA com o advento do petróleo e gás natural como matérias-primas predominantes. Assim, a competição na indústria se redefine com o surgimento de novos líderes (países e empresas) e perdas de posição.

O desafio das matérias-primas renováveis

Se estivermos de acordo com a perspectiva de que a utilização de matérias-primas renováveis deverá ter peso importante na indústria do século XXI, que desafios e perspectivas de transformação estão colocados à frente?

O primeiro ponto, que representa uma grande diferença com os processos de desenvolvimento das matérias-primas anteriores, é que a disponibilidade não é um dado que facilita e até induz a transição. No caso da biomassa, a disponibilidade deve ser construída. A natureza e composição causam

dificuldades para a indústria que se desenvolveu processando fluidos (líquidos e gases) e deve rever seus processos para lidar também com sólidos de processamento mais difícil. A forma de produção dispersa em grandes áreas desafia as cadeias de suprimento e a logística. A competição com outros usos de algumas das matérias-primas renováveis cria dificuldades adicionais tanto econômicas quanto éticas no caso dos alimentos. A escala de produção, a sazonalidade e a influência dos ciclos climáticos geram incertezas para os operadores industriais que podem ser levados a rever seus conceitos de escala e de eficiência operacional. A interrupção da atividade industrial por conta da entressafra é uma restrição importante para a concepção atual de indústria intensiva em capital.

Uma ilustração interessante para o caso do biodiesel no Brasil, foi dada por Décio Gazzoni, pesquisador da EMBRAPA, na Conferência BiodieselBr, 2011, ao introduzir uma mesa sobre matérias-primas. Num único slide, Gazzoni retrata de forma muito feliz o pesado “caderno de encargos” que uma matéria-prima, no caso para biodiesel, deve preencher:

Uma matéria-prima deve ter:

- Balanço energético positivo;
- Carbono neutro ou positivo;
- Custo;
- Disponibilidade;
- Estocagem, portabilidade, segurança;
- Aproveitamento integral;
- Sistemas de produção consolidados;
- Rentabilidade superior ao paradigma;
- Cadeia produtiva organizada ou organizável.

Com tantos e difíceis desafios, entende-se porque, apesar da diversidade de matérias-primas aparentemente disponíveis, a produção de biodiesel no Brasil tem, até hoje, o domínio quase total da soja. Na explicação de Manoel de Souza, diretor da EMBRAPA Agroenergia, na mesma Conferência BiodieselBr, 2011, uma matéria-prima deve atender os requisitos de tecnologia e logística. Pinhão-manso e macaúba não atenderiam nenhum dos dois requisitos. Palma de óleo (dendê), girassol, canola, amendoim e algodão possuem pacote tecnológico desenvolvido mas faltam-lhes logística desenvolvida. Apenas a soja teria já um estágio de desenvolvimento tecnológico e logístico para ser utilizada em escala como matéria-prima para a produção de biodiesel.

Por isso, a busca da matéria-prima “ideal” é foco estratégico das empresas envolvidas na bioindústria. Em todas as apresentações, as *start ups* de base tecnológica sublinham sempre, ao lado dos seus parceiros estratégicos, a posição e visão em relação às matérias-primas utilizadas. Existe sempre um esforço de mostrar flexibilidade em relação às matérias-primas potenciais. Ao mesmo tempo, grandes empresas com interesse na bioindústria – como BP, Shell, Dow, Petrobras, Bunge, ADM e outras, têm realizado movimentos estratégicos de posicionamento na competição pelas fontes mais promissoras de matérias-primas.

A cana de açúcar é matéria-prima de referência hoje para a bioindústria. No já citado artigo X relatamos a corrida por outras fontes de açúcares: *os açúcares de segunda geração* que são os açúcares derivados dos materiais lignocelulósicos. Ao mesmo tempo, diversas fontes de matérias-primas se apresentam com algum potencial, mas com dificuldades que desafiam os esforços inovadores de pesquisadores e empresas: resíduos florestais e agrícolas, resíduos urbanos, florestas energéticas, algas, novas culturas energéticas, etc.

Múltiplas oportunidades existem em matérias-primas renováveis. Mas a estruturação de uma oferta articulada às correspondentes tecnologias de conversão, aos produtos e aos modelos de negócio é uma construção que desafia a capacidade inovadora da indústria. Destaque-se que, ao contrário de transições anteriores, a utilização de matérias-primas renováveis não é movida pela disponibilidade abundante de moléculas reativas. A estruturação da disponibilidade faz parte do processo de inovação que busca construir a bioindústria do futuro.

Referências:

SPITZ P., (1988), *Petrochemicals: the rise of an industry*, John Wiley

STOKES R. G., (1994), *Opting for oil: The Political Economy of Technological Change in the West German Industry, 1945-1961*, Cambridge University Press.

¹ Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis X: as duas corridas do açúcar Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro, Ano 11, n. 5, 2011.

As instituições e o futuro da energia

Por Ronaldo Bicalho

As instituições têm um papel decisivo na configuração do futuro da energia. Este texto discute o papel das políticas energéticas dos diversos Estados nacionais na evolução do cenário energético no médio (2030) e no longo (2050) prazos.

O peso das instituições

Dois fatores determinam a evolução estrutural do cenário energético: tecnologia e instituições.

Se, por um lado, as tecnologias vão definindo o horizonte de possibilidades de mediação entre as necessidades energéticas e os recursos naturais, por outro, as instituições vão enquadrando essas possibilidades; incentivando ou penalizando, sancionando ou vetando tecnologias, estratégias, empresas e países.

A evolução energética no médio e no longo prazo, vista sob a perspectiva de hoje, depende do posicionamento das instituições que regulam, em sentido amplo, o mercado energético frente a dois temas cruciais: segurança energética e mudança climática.

Esse posicionamento, na medida em que se traduza em políticas públicas, definidoras das ações dos diversos Estados Nacionais no enfrentamento desses dois problemas, irá se constituir em um dos elementos chave para a definição dos futuros possíveis da energia.

O trade off segurança energética versus mudança climática

A grande peculiaridade da atual configuração dos problemas energéticos é a forte interdependência existente entre segurança energética e mudança climática, que ao fim transforma esses dois problemas em um único problema: como garantir o suprimento de energia necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar da sociedade e, ao mesmo tempo, mitigar o processo de mudança climática?

Nesse contexto, mitigar o processo de mudança climática significa reduzir a emissão dos chamados gases de efeito estufa. Reduzir essa emissão implica na redução da queima dos combustíveis fósseis, que constituem a grande fonte geradora desses gases.

Como os combustíveis fósseis são o principal recurso para garantir o suprimento de energia, o conflito entre a solução dos dois problemas se estabelece. Lidar com esse trade-off é o maior desafio das políticas energética e ambiental. Vistas agora não mais de forma estanque, mas necessariamente de forma interligadas. Sem o quê, não há possibilidade de formular o problema e encontrar a sua solução.

O reconhecimento da radicalidade desse trade-off e dos seus desdobramentos sobre o futuro transcende uma visão simplista de uma otimização sob restrição; de garantir a segurança energética diante de um constrangimento ambiental. Considerando que a redução das emissões de CO₂ implica na indisponibilidade de um recurso chave para a segurança energética, não basta reconhecer que usar combustível fóssil tem um custo elevadíssimo para a segurança climática, é preciso reconhecer que não usar esses combustíveis, em contrapartida, tem um custo elevadíssimo para a segurança energética.

A resposta dos Estados Nacionais a esse trade-off tem três momentos: o primeiro momento diz respeito ao seu reconhecimento; o segundo momento diz respeito à sua gestão; e o terceiro momento diz respeito à sua redução.

Reconhecendo, gerindo e reduzindo o trade off

O primeiro momento implica não só o reconhecimento do problema, mas principalmente o reconhecimento da sua gravidade e da urgência da sua solução.

É evidente que dada a complexidade do problema, o seu reconhecimento não é o mesmo tanto no interior das sociedades quanto entre os países.

Considerando que as percepções são distintas é de se esperar que as políticas delas derivadas também sejam distintas.

O segundo momento implica na hierarquização e na subordinação dos objetivos ou, dito de outra forma, na escolha do que é prioritário, do que deve ser preservado e do que deve ser sacrificado, do que deve ser incentivado e do que deve ser penalizado.

Dadas as especificidades locais das instituições, tanto no que concerne às prioridades quanto no que diz respeito aos mecanismos de se chegar a elas, os processos de hierarquização são diferentes, assim como as políticas deles resultantes.

A redução do trade-off, presente no terceiro momento, implica na mobilização dos recursos necessários para alcançá-la. Recursos esses que vão desde os naturais até os institucionais, passando pelos tecnológicos, organizacionais, econômicos e financeiros. A dificuldade dessa mobilização é diretamente proporcional ao grau de redução desejada e inversamente proporcional à disponibilidade desses recursos e da capacidade de reuni-los e administrá-los.

Considerando que tanto o grau de redução quanto, principalmente, a dotação dos recursos é bastante desigual entre os diversos países, supõe-se que as políticas para atingi-la serão diferentes de país para país.

Desse modo, percepções diferentes, hierarquizações distintas e recursos desiguais geram uma multiplicidade de políticas que torna a convergência no interior de cada sociedade e entre os diversos países um processo extremamente difícil e gerador de incertezas significativas.

São essas incertezas que estão presentes na elaboração dos cenários sobre a energia no futuro. O que é importante ressaltar é que essas incertezas atualmente perpassam as instituições; dificultando o exercício do seu papel decisivo que é estabilizar as expectativas e reduzir as inquietudes dos agentes econômicos e dos atores sociais em relação ao futuro.

O médio prazo (2030)

Considerando o horizonte de 2030, pode-se vislumbrar as instituições energéticas evoluindo em torno dos dois primeiros momentos abordados anteriormente. Ou seja, o reconhecimento e a gestão do trade-off.

Neste caso, considera-se que hoje a redução do trade-off, propriamente dita, representa mobilizar recursos para viabilizá-la no futuro.

Em outras palavras, a redução do trade-off e, portanto, a convergência das soluções para os problemas de segurança energética e mudança climática não estão naturalmente disponíveis. Na verdade, necessitam ser construídas e, para isso, é preciso mobilizar recursos tecnológicos, organizacionais e institucionais significativos para alcançá-las em um horizonte de tempo de longo prazo.

Dessa forma, o que se desenha no médio prazo é todo o processo de reconhecimento do trade-off e de sua gestão.

Dessa maneira, essa etapa da evolução do contexto institucional energético é marcada pela distribuição de penalidades e incentivos. Penalidades ao uso dos combustíveis fósseis e incentivos à eficiência energética e ao uso dos renováveis.

A amplitude desses incentivos e dessas penalidades está intimamente ligada às características das instituições e dos seus contextos locais.

Nesse caso, sobressaem as diferentes percepções do problema e da sua gravidade, assim como a distribuição dos sacrifícios e dos incentivos entre os agentes econômicos e sociais e entre os países.

Nesse contexto, o embate em torno do reconhecimento do problema e de sua gravidade adquire uma natureza política que pode ser sintetizada pelas duas extremidades do espectro de negação do problema: os conservadores americanos que negam qualquer correlação entre consumo de combustível fóssil, aquecimento global e mudança climática e os ambientalistas radicais que negam qualquer relação entre consumo de combustível fóssil, desenvolvimento econômico e bem-estar. Tanto para um quanto para outro, usar ou não o combustível fóssil não faz diferença e, portanto, não pode ser traduzido em termos de insegurança climática ou energética; o que torna a discussão sobre o sacrifício desnecessária e sem sentido e faz com que o problema simplesmente desapareça.

As políticas energéticas que irão desenhar o contexto energético até 2030 vão depender essencialmente das posições hegemônicas que brotarem desse embate e que vão configurar uma dada estrutura de penalidades (aos fósseis) e benefícios (às renováveis) específica a essas posições. Estrutura essa que define

não apenas a extensão desses benefícios e penalidades, mas quais serão as fontes, as tecnologias, os agentes econômicos, os atores sociais e os países que serão beneficiados e quais aqueles que serão penalizados.

Em suma, quanto será a conta, quanto será o bônus; quem pagará a conta, quem ficará com o bônus.

É evidente que quanto maior o reconhecimento da gravidade da situação maior será a conta e, em consequência, mais dura será a discussão em torno da sua distribuição.

A fonte de transição

Nesse quadro de disputa acirrada e tensa, ganha importância os recursos que possam amenizar a transição e reduzir, de alguma forma, o acirramento e a tensão e, desta forma, abrir a possibilidade de se construir algum tipo de consenso.

Esse amenizante das dores e dos sacrifícios da transição – verdadeiro analgésico energético-climático – pode adquirir vários aspectos; contudo, as soluções para a transição que apresentaram maior proeminência até agora foram a nuclear e o gás natural.

A primeira tem a vantagem de não ser um combustível fóssil e, por conseguinte, de não gerar gases de efeito estufa na sua utilização. Porém, apresenta problemas clássicos de segurança que geram grandes desconfiças da sociedade em relação ao seu uso.

Dado os elevados riscos envolvidos na sua utilização, a implementação do nuclear como solução envolve a mobilização de recursos tecnológicos, organizacionais, institucionais, econômicos e financeiros de monta. Isso leva o nuclear para o campo daquelas soluções que necessitam de incentivos para se estabelecerem; como é o caso das renováveis. Se, por um lado, em termos de estocabilidade e densidade o nuclear se fortalece como substituto dos fósseis, por outro, os seus riscos o tornam mais vulnerável a proibições e sanções, o que o enfraquece como solução de consenso.

Contudo, não se deve descartar a participação dessa fonte no quadro energético que vai até 2030; principalmente em um cenário no qual ocorram restrições maiores ao uso do combustível fóssil que ponham em risco a segurança energética.

Face às dificuldades do nuclear, restou em cena o gás natural, turbinado pela shale gas.

Com o gás abre-se a possibilidade de uma transição menos dolorosa e, portanto, passível de ser negociada.

Visto por esse ângulo, essa seria uma fonte que aumentaria a sua importância no cenário energético até 2030, baseada no fato de ser a energia fóssil que emite menos CO₂.

Dessa forma, até 2030 haverá muita tensão em torno da definição de uma política energética de combate à insegurança energética e ambiental, fazendo com que ocorra uma diversificação controlada da matriz energética na direção de alternativas aos combustíveis fósseis.

Essa diversificação provavelmente irá na direção dos renováveis disponíveis hoje, com as tecnologias de hoje e com os custos de hoje. O que passa incontornavelmente por recorrer ao binômio incentivo/penalidade de forma a tornar os renováveis mais competitivos e os fósseis menos competitivos. Binômio esse que também tem um papel importante na implantação dos programas de eficiência energética incentivando as tecnologias mais eficientes e penalizando o desperdício.

Assim o coquetel energético até 2030 segue tendo como principal ingrediente os combustíveis fósseis tradicionais, com um aumento da participação do gás natural. O nuclear segue à mão para o caso da pressão por segurança energética aumentar. E os renováveis crescerão a sua participação em um ritmo constante, porém não explosivo.

No campo institucional, enquanto não se vislumbrarem possibilidades concretas de redução do trade off segurança energética versus mudança climática, o conflito seguirá acirrado tanto entre os diversos agentes econômicos e sociais quanto entre os países.

Convergência e consenso aqui, só sob a ameaça de uma catástrofe ambiental irrefutável.

O longo prazo (2050)

No horizonte de 2050 é possível contemplar a redução do trade off e a redução das tensões em torno da difícil administração dos sacrifícios da transição.

Aqui a redução pode ser alcançada não só mediante uma nova mediação tecnológica entre necessidades e recursos, caracterizada por uma baixa intensidade de carbono, como mediante a alteração das próprias necessidades. Ou seja, não só é possível imaginar uma configuração de recursos distinta da atual, mas uma configuração de necessidades também diferente da atual.

Embora o horizonte de tempo seja distante, dada a gravidade do problema energético/ambiental, a urgência de se tomar medidas no curto e médio prazo pode encurtar os prazos da decisão. Em outras palavras, se houver uma percepção de que a sensibilidade climática é muito grande, as pressões para a redução das emissões irão aumentar muito, sob a ameaça de que não haja o longo prazo.

Assim, se a sensibilidade é baixa, o desenrolar do processo de mudança climática irá transcorrer em um timing no qual haverá tempo para uma transição indolor dividida nas duas fases apresentadas acima. Nessa transição, a chegada ao paraíso das renováveis se dará em 2050, com as novas tecnologias e os novos hábitos, amadurecidos através de um longo processo sustentado de transformação tecnológica e institucional.

No entanto, se a sensibilidade for alta, o desenrolar do processo de mudança climática será acelerado, sem tempo para uma transição indolor. Na verdade, a própria ideia de uma transição desaparece e a passagem de uma economia de alto carbono para uma economia de baixo carbono terá que ser feita diretamente. Nesse caso, os custos serão altíssimos e as pressões sobre as instituições terríveis.

Em suma, em termos de longo prazo, a questão importante para as instituições é a seguinte: o processo de mudança climática se desenvolverá em um ritmo que o horizonte de 2050 permanecerá sendo apenas uma referência no futuro, ou a aceleração do processo fará com que esse futuro bata na porta das instituições agora?

Energia e desenvolvimento: em busca do elo perdido – 1

Por Edmar de Almeida

Qual deve ser o objetivo da intervenção do Estado no setor de energia do Brasil? É interessante notar que atualmente esta pergunta pode suscitar um grande número de respostas divergentes.

Para uns, o objetivo principal é garantir a sustentabilidade ambiental e uma transição para uma matriz descarbonizada. Para outros, o papel do Estado é velar pelo bom funcionamento do mercado energético de forma a atrair investimentos privados e garantir a segurança do abastecimento. Outros ainda poderiam apontar o objetivo de viabilizar a expansão do setor energético através da exportação de energia, criando renda e empregos no país.

Esta gama de possibilidades representa objetivos que se sobrepõem/coabitam na política energética nacional. Entretanto, a diversidade de objetivos tem contribuído para o enfraquecimento do tradicional elo existente entre o setor energético e o desenvolvimento econômico nacional.

Energia deixou de ser uma vantagem comparativa do Brasil. Os preços da energia no Brasil são comparáveis e muitas vezes mais elevados do que os dos países sem dotação de recursos energéticos. A incontrolável elevação dos custos energéticos no país é o sintoma de que a política energética nacional perdeu sua capacidade de elaborar e implementar uma visão estratégica, em que o setor energético representa uma infraestrutura para a promoção do crescimento e desenvolvimento econômico nacional.

O que seria este elo perdido? Para entender o problema do enfraquecimento do elo entre energia e desenvolvimento é necessário ter uma visão histórica desta relação no Brasil. O setor energético foi historicamente um dos principais pilares do desenvolvimento econômico e do processo de industrialização nacional. Foi o reconhecimento de que este pilar não era capaz de sustentar o nosso desenvolvimento que levou o Estado brasileiro a interferir no setor de energia visando criar as condições para a estruturação e o crescimento deste setor.

Basta lembrar que até a década de 1930, o Brasil era um país totalmente dependente da importação de energia moderna (carvão e derivados de petróleo). A única fonte de energia doméstica consumida em larga escala era a lenha nativa. As poucas ilhas de modernidade do país dependiam do carvão inglês e dos derivados do petróleo importado, principalmente dos Estados Unidos. Nas primeiras décadas do século passado, as principais empresas energéticas internacionais viam o Brasil apenas como um promissor mercado importador do abundante petróleo e carvão produzido e controlado por poucas empresas multinacionais. Por esta razão, não foi possível atrair o investimento privado nacional e estrangeiro na exploração do petróleo e do carvão nacional.

Foi a constatação deste fato, e o reconhecimento de que sem energia moderna não é possível o desenvolvimento industrial, que levou o Estado Nacional a criar empresas estatais e um arranjo institucional favorável ao financiamento e crescimento deste setor.

A primeira grande fonte de energia moderna doméstica a ser aproveitada em larga escala foi a energia hidroelétrica. Não seria exagero dizer que foi a capacidade nacional de construir uma dotação institucional, tecnológica e financeira para desenvolver este recurso doméstico abundante que permitiu criar a infraestrutura energética necessária ao nosso processo de industrialização. A hidroeletricidade permitiu a diminuição da nossa desvantagem econômica em função da escassez de petróleo e carvão de qualidade. Os avanços obtidos pela Petrobras na progressiva redução da dependência do petróleo não podem ser colocados em segundo plano. Entretanto, nossa competitividade histórica derivou da nossa grande dotação de recursos hidroelétricos.

Esta infraestrutura energética rendeu bons frutos até a década de 1980. Mas o setor energético nacional não passaria incólume pela década perdida. A década foi perdida em função da crise inicialmente financeira, e depois política do Estado Brasileiro. A indústria energética, como parte do Estado Nacional, também experimentou a crise, financeira e institucional. Nossa indústria energética superou a crise e se reinventou na década de 1990 e, principalmente, na década de 2000. Entretanto, o processo de reforma que mudou a cara do setor energético nacional teve uma característica principal: aumentou incrivelmente a complexidade desta indústria e tornou muito mais difícil a relação entre o Estado e o setor energético.

Em primeiro lugar, com a entrada do capital privado aumentou muito o número de agentes atuando no setor energético. O setor que era formado por algumas dezenas de empresas estatais na década de 1980, passou a ser formado por milhares de empresas atuando nos diferentes setores energéticos (biocombustíveis, petróleo e gás natural, eletricidade). Antes, a elaboração de uma estratégia energética nacional dependia da visão do governo sobre os caminhos do desenvolvimento, e a industrialização era o caminho óbvio. Agora, não apenas o caminho deixou de ser óbvio, mas o governo é objeto de pressões das empresas e atores de cada segmento energético em busca de um “lugar ao sol” na política energética nacional. O resultado não podia ser outro: ao tentar um compromisso entre as mais diferentes visões e (legítimos) interesses do setor energético, nossa política energética perdeu sua capacidade de fazer escolhas e implementar orientações estratégicas.

Não é por outra razão que a política energética nacional apresenta planos e programas para todos os gostos e interesses: planos para expansão do setor elétrico que abrangem todas as fontes; metas para desenvolvimento dos biocombustíveis; metas para triplicar o tamanho do setor petrolífero; desenvolvimento da energia nuclear; plano para promoção da eficiência energética; metas de universalização do acesso; entre outros planos que poderiam ser citados. Estes planos, muitas vezes elaborados com participação de atores estatais diferentes não conseguiram evitar uma falha que perpassa

todos os segmentos energéticos. Ou seja, nossa abundância de recursos energéticos não se traduz em vantagens competitivas para quem usa a energia.

Aos poucos, vamos nos transformando num país onde a política energética considera o crescimento do setor energético um fim em si mesmo. Ou seja, o objetivo da política energética é promover o investimento (de preferência privado) e o crescimento do setor energético. Até recentemente a visão estratégica do governo para o setor de biocombustíveis era transformar o Brasil num grande exportador de etanol. Atualmente, os olhos do governo se voltam para o potencial exportador do petróleo com as descobertas do Pré-sal. Esta visão relega a um segundo plano o papel da energia como infraestrutura. A grande atenção está voltada para os impactos econômicos potenciais dos investimentos na expansão do setor energético e, em particular, petrolífero. Enquanto isto, as indústrias não energéticas, em particular as energointensivas, vêm amargando uma acelerada perda de competitividade em função da elevação dos custos energéticos no país.

Se por um lado é evidente que o Brasil tem potencial para se tornar exportador de energia, é importante reconhecer que não somos um pequeno país capaz de viver destas exportações. É importante buscar caminhos para que o crescimento do setor energético não seja um objetivo intrínseco e sem conexão com o resto dos setores industriais. Para isto, a sociedade nacional e o Estado devem refletir sobre como resgatar o elo perdido entre energia e desenvolvimento na política energética nacional.

Estocagem de gás natural no Brasil como solução para o conflito entre a indústria de gás e o setor elétrico

Por Marcelo Colomer

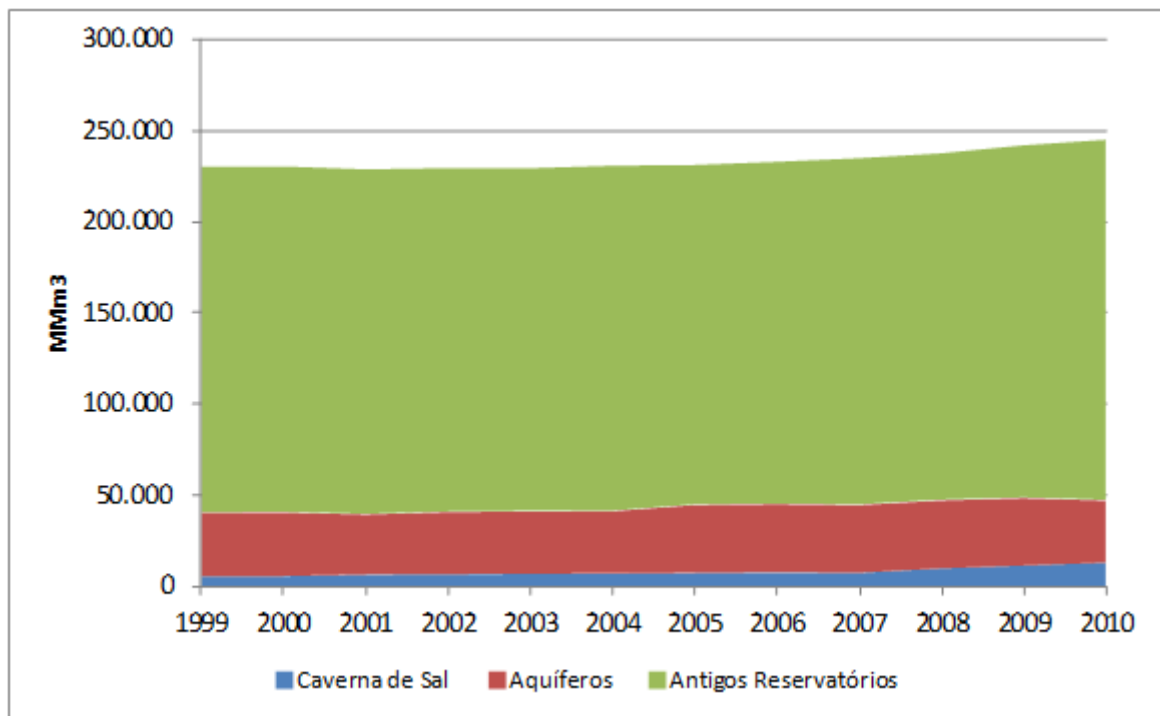
O aumento da produção de gás de folhelho (shale gas) nos EUA, o acidente nuclear de Fukushima e o acirramento das pressões ambientais vêm contribuindo para o redirecionamento das atenções mundiais para a indústria de gás natural. Esse otimismo, recentemente despertado sobre o gás natural, não é um episódio recente. De fato, desde a década de 70 o gás vem captando os olhares, não só dos Estados Nacionais, mas também das principais empresas petrolíferas como uma alternativa aos hidrocarbonetos líquidos.

A partir da década de 80, e no Brasil a partir da década de 90, o processo de abertura e liberalização da indústria de gás natural vem exigindo mecanismos operacionais e contratuais cada vez mais flexíveis. Em outros termos, nesse novo ambiente competitivo, as especificidades associadas aos investimentos na malha de transporte e distribuição, assim como a complexa interação existente com o setor elétrico, aumentam a importância de modelos de negócio mais flexíveis. É nesse contexto que se destaca a importância crescente da atividade de estocagem em formações geológicas.

Os estudos sobre estocagem de gás natural em formações geológicas datam do início do século XX sendo que foi somente a partir de meados da década de 70 que a atividade de estocagem passou a assumir um papel mais relevante dentro da cadeia do gás natural, principalmente nos EUA.

Destacam-se como estruturas geológicas propícias a armazenagem de gás natural antigos reservatórios de hidrocarbonetos, cavernas de sal e aquíferos. Nos EUA, por exemplo, em 2010, havia cerca de 410 sítios de estocagem sendo 37 cavernas de sal, 43 aquíferos e 330 antigos reservatórios, como pode ser visto no gráfico 1.

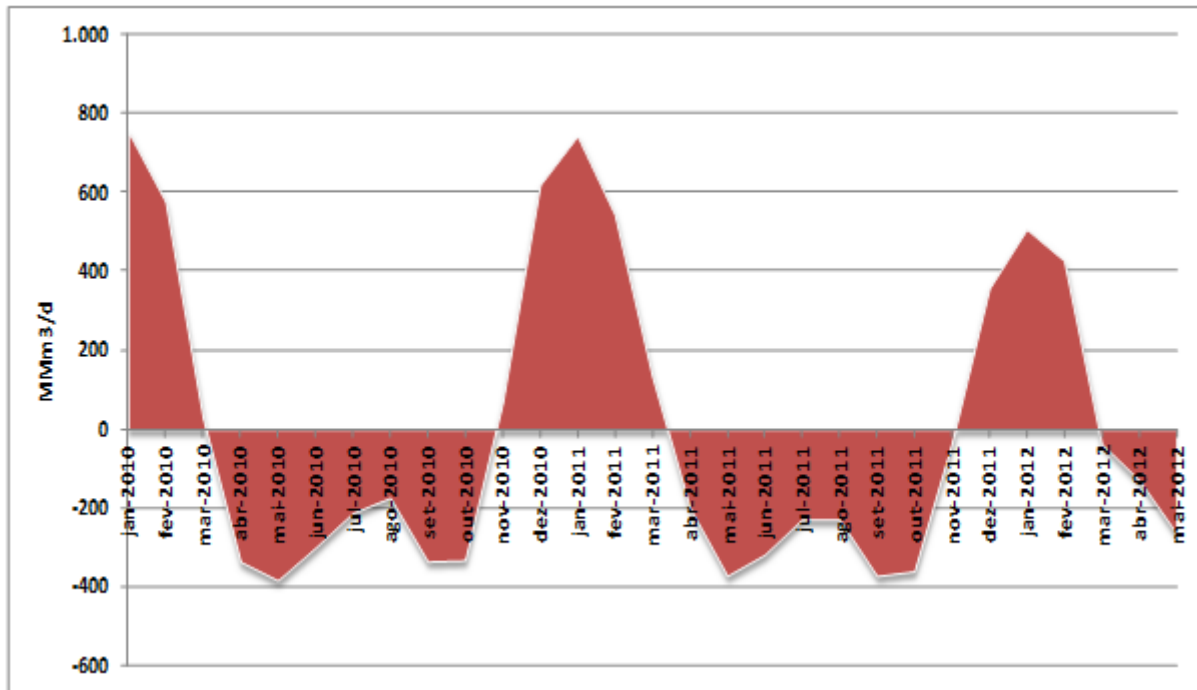
Figura 1 – EUA: Capacidade de Estocagem por Tipo



Fonte: Elaboração Própria a partir de EIA, 2012

Em 2011, a retirada líquida de gás natural dos sítios de estocagem nos EUA (diferença entre volume injetado e volume retirado) atingiu seu máximo em Janeiro com uma média de 745 MMm³/d ou 42% da produção líquida norte-americana. Nesse mesmo mês em 2012, a retirada líquida foi de 508 MMm³/d ou 27% da produção líquida dos EUA. A diferença entre estes dois períodos deve-se as temperaturas mais amenas verificadas nos primeiros meses de 2012. O gráfico 2 mostra as retiradas líquidas verificadas nos EUA entre janeiro de 2010 e maio de 2012.

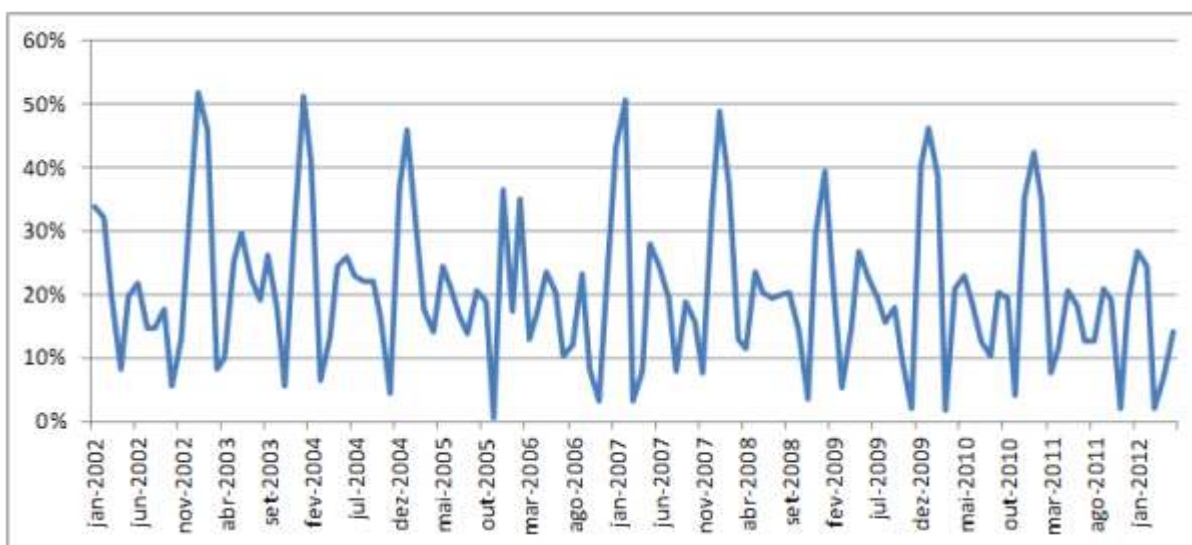
Figura 2 – EUA: Retirada Líquida de Gás Natural dos Sítios de Estocagem



Fonte: Elaboração Própria a partir de EIA, 2012

A importância da estocagem para a indústria de gás natural nos EUA pode ser verificada pela elevada participação das retiradas líquidas sobre a produção líquida de gás natural. O gráfico 3 mostra que entre 2002 e 2012 por várias vezes as retiradas líquidas de gás natural dos sítios de estocagem estiveram em torno de 50% da produção líquida do energético nos EUA. Não por coincidência, esses momentos ocorreram, quase que exclusivamente, nos meses de inverno no hemisfério norte (Dezembro, Janeiro e Fevereiro).

Figura 3 – EUA: Porcentagem das Retiradas Líquidas sobre a Produção Líquida de Gás Natural



Fonte: Elaboração Própria a partir de EIA, 2012

Segundo Goraieb e Iyomasa (2005), a atividade de estocagem de gás natural apresenta algumas importantes funções econômicas e operacionais dependendo do seu uso e propósito. No hemisfério norte, por exemplo, as características climatológicas impõem um perfil sazonal ao consumo de gás natural. No inverno, em função das baixas temperaturas, verifica-se um elevado consumo de gás enquanto que no verão, a demanda pelo energético mostra-se diminuída. Nesse sentido, a estocagem de gás natural permite que os compradores se defendam dos elevados preços praticados nos meses de inverno comprando e estocando gás nos meses de verão, quando o preço e as condições de oferta são mais favoráveis.

Ao lado da sazonalidade, outra importante utilidade da estocagem diz respeito às situações de contingência. Em outros termos, os efeitos negativos de picos inesperados de consumo ou de cortes súbitos na produção podem ser mitigados através da estocagem de gás natural. No Brasil, por exemplo, em 2008, um desmoronamento de terra causado por intensas chuvas na região de Santa Catarina danificou parte do trecho sul do GASBOL deixando parte dos estados da região sul do país sem fornecimento de gás natural por semanas.

A terceira função da estocagem está associada à formação de reservas estratégicas. A geopolítica da indústria do petróleo e gás natural é permeada de instabilidades e incertezas. Um exemplo claro dessa conturbada relação pôde ser visto em 2009 quando o fornecimento de gás da Rússia para Europa foi interrompido em função dos embates comerciais entre a Ucrânia e Moscou. Nesse contexto, a formação de estoques estratégicos mostra-se uma importante defesa contra problemas políticos circunstanciais.

Outra utilidade da estocagem é o armazenamento da produção, principalmente de campos com gás associado. Nesses casos, onde a produção de óleo depende da extração de gás natural, a estocagem permite que os produtores se defendam

das sazonalidades da demanda de gás reduzindo as necessidades de queima e reinjeção.

Por fim, a estocagem se mostra muito importante na logística de otimização e confiabilidade da malha de transporte. A armazenagem subterrânea de gás natural permite otimizar os projetos de gasodutos uma vez que atenua os efeitos de picos e vales de produção e demanda, fazendo com que os volumes transportados pela malha de gasoduto seja mais homogêneo. Nesse sentido, se reduz a capacidade ociosa da infraestrutura de transporte reduzindo também as perdas impostas aos carregadores pelos contratos com cláusulas de *ship-or-pay*.

Além das funções acima mencionadas, o armazenamento de gás natural em mercados maduros e liberalizados tem cruciais funções econômicas. Este se mostra essencial na garantia da liquidez do mercado e na mitigação da volatilidade dos preços – uma das principais razões de novos projetos de armazenamento.

Em suma, o armazenamento tem um papel fundamental de arbitragem: (i) de consumo, transferindo o consumo presente para o futuro, aumentando assim a confiabilidade do fornecimento no sistema; e (ii) de preços, retardando as provisões para períodos de pico de demanda suavizando, assim, os picos de preços.

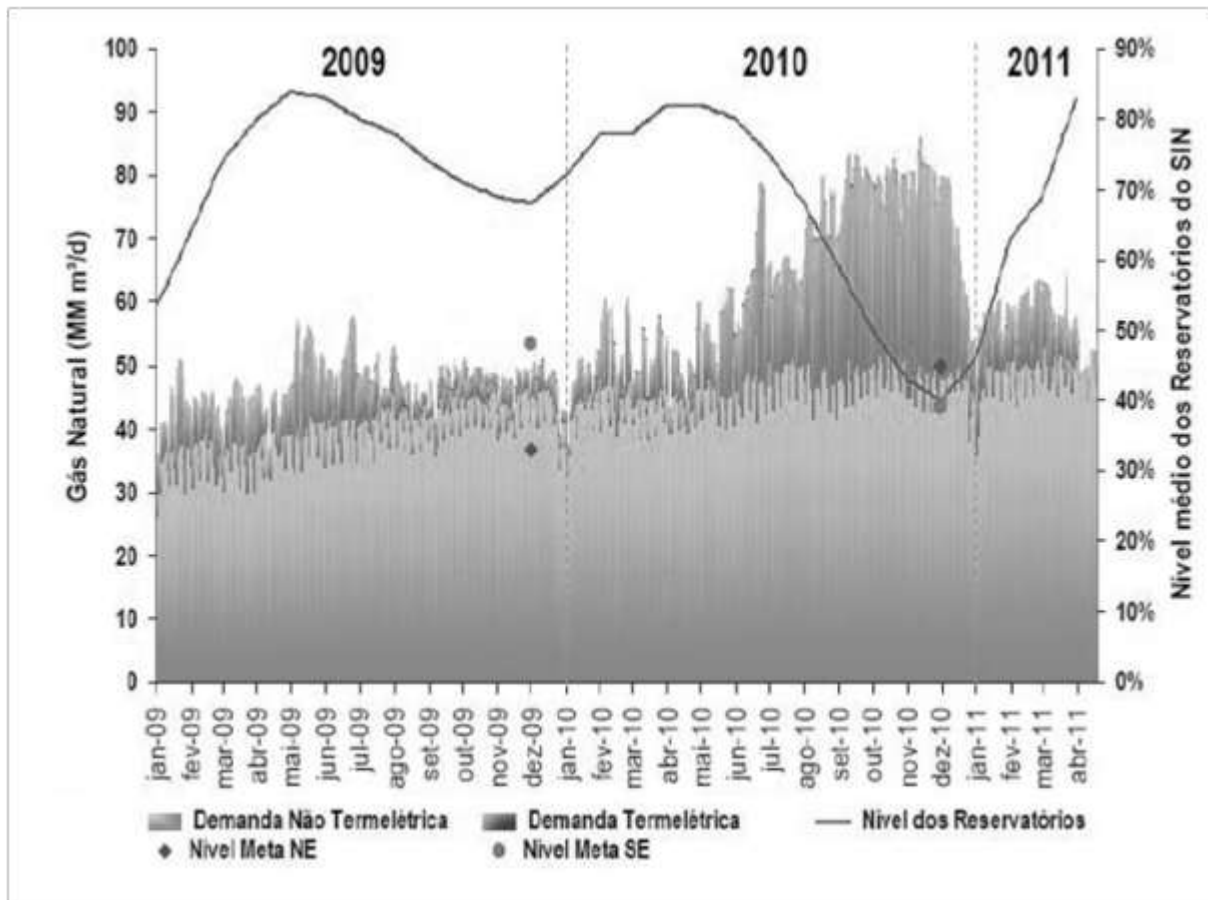
O Brasil, por sua vez, ainda não possui qualquer investimento em estocagem comercial de forma que seus benefícios são ainda desconhecidos, devido ao número reduzido de estudos nesta área. Ademais, o reduzido grau de desenvolvimento do mercado de gás no país e o perfil singular do setor elétrico brasileiro dão origem a uma complexa interrelação entre estas duas indústrias, o que confere a estocagem um importante e complicado papel.

No Brasil, desde 1999, o gás natural vem apresentando um aumento acentuado de sua participação na oferta interna de energia (10% em 2010)¹. Percebe-se, contudo, que o recente crescimento verificado na demanda de gás natural concentrou-se nos setores industrial e termoeletrico. A concentração de mercado e a predominância de contratos de longo prazo com cláusulas de *take-or-pay* limitam, dessa forma, a demanda pelo serviço de estocagem como mecanismo de defesa contra a volatilidade de preço de mercado.

Sendo assim, em termos práticos, a estocagem, no caso brasileiro, teria alguns potenciais usos que não o de proteção contra as flutuações de preço. Primeiramente, esta permitiria a otimização da malha de transporte frente ao perfil de demanda do setor termoeletrico.

O Brasil tem uma grande intermitência na geração de energia térmica devido à ordem de mérito de despacho que desestabiliza a curva de demanda de gás. Como se pode ver na figura 4, a procura térmica é a principal fonte de instabilidade para o fornecimento de gás natural. Ademais, os futuros projetos hidroelétricos serão desprovidos de um programa plurianual de reserva de capacidade devido a fatores geográficos e de política ambiental, o que piora a instabilidade do sistema.

Figura 4 – Brasil: Consumo de Gás Natural e Estocagem no Brasil



Fonte: Adaptado de *Perspectivas para o setor de gás natural no Brasil*. Petrobras, Abril 2011

Neste sentido, o armazenamento de gás natural faria sentido em um contexto de estabilidade operacional, evitando uma pressão elevada no sistema de transporte nos momentos de necessidade de despacho das térmicas. É importante ressaltar que a prioridade de fornecimento de gás para as usinas termelétricas, compromete o abastecimento dos consumidores industriais que possuem um perfil de consumo muito mais estável. Sendo assim, diferente de países com mercado maduros, no Brasil, os contratos interruptíveis e não-firmes não são apresentados como uma opção de custo reduzido, mas sim com única alternativa de suprimento para certos segmentos industriais.

Outra utilidade da estocagem no Brasil seria a formação de reservas estratégicas. Atualmente, cerca de 50% do consumo brasileiro de gás natural depende da importação da Bolívia. Após 2006, as incertezas sobre a capacidade de fornecimento do país vizinho vêm aumentando principalmente devido ao clima de instabilidade política e institucional que predomina no país. Sendo assim, a formação de estoques estratégicos de gás natural pode proteger o país de uma possível interrupção no fornecimento boliviano.

Por fim, a característica dos reservatórios brasileiros, onde predomina o gás associado, e a severa política de controle e fiscalização das queimas e reinjeções

faz da estocagem de gás natural uma alternativa para a produção de petróleo, principalmente, na área do pré-sal. Em outros termos, frente ao mercado pouco desenvolvido e ao perfil sazonal da demanda termelétrica, a estocagem pode ser um meio importante de viabilizar a produção de óleo dos campos com gás associado.

Concluindo, a estocagem de gás natural em mercados desenvolvidos mostra-se amplamente utilizada. No Brasil, contudo, o armazenamento de gás natural em formações geológicas ainda não se apresenta como uma realidade embora seja uma alternativa interessante para lidar com os riscos de abastecimento e como apoio ao sistema de transporte. Ademais, verifica-se que a estocagem no Brasil pode ser extremamente importante na viabilização da produção de certos campos petrolíferos.

Apesar da potencial importância da estocagem no país, verifica-se que os estudos sobre áreas de armazenamento no Brasil ainda são muito escassos, necessitando de incentivos públicos. Nesse contexto, o papel do Ministério de Minas e Energia e da ANP é crucial tanto na elaboração de pesquisas técnicas e operacionais quanto no estabelecimento de um ambiente regulatório propício aos investimentos em armazenamento geológico.

Nesse caso, outro problema que merece destaque no caso brasileiro é a falta de um arcabouço regulatório bem definido. A lei 11.909, embora tenha regulamentado a atividade de estocagem, deixou vários aspectos regulatórios em aberto, como por exemplo, a questão do livre acesso, a chamada pública para a alocação da capacidade, as regras de concessão da atividade de estocagem e a definição da política tarifária. Nesse sentido, mesmo que estudos geológicos evidenciem potenciais áreas propícias a estocagem de gás natural, os vazios “regulatórios” podem restringir os incentivos ao desenvolvimento da estocagem no Brasil.

Referências Bibliográficas

BEN, 2012

EIA 2012 U.S. Underground Natural Gas Storage Capacity em http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_stor_cap_dc_u_nus_a.htm

GORAIEB, C.; IYOMASA, W.; APPI, C.. Estocagem subterrânea de gás natural: tecnologia para suporte ao crescimento do setor de gás natural no Brasil. São Paulo: IPT – Institute of Technological Research of São Paulo, 2005

¹ BEN, 2011

Pré-Sal e Desenvolvimento: a contribuição do pensamento de Antonio Barros de Castro

Por Helder Queiroz

Há exatamente um ano, em agosto de 2011, o Brasil perdeu um de seus mais brilhantes economistas. Antonio Barros de Castro foi um dos principais pensadores do desenvolvimento econômico. Desde então, muitos colegas já prestaram o justo reconhecimento da importância de suas reflexões, abordagens e dos textos mais significativos de sua obra.

Castro foi sempre um dos maiores incentivadores dos trabalhos do Grupo de Economia de Energia. Em particular, sempre nos chamou atenção a sua incrível capacidade de manejar os fundamentos macroeconômicos e microeconômicos das questões de desenvolvimento econômico. Era igualmente notável sua capacidade de identificar e integrar novas abordagens teóricas, como os trabalhos neoschumpeterianos e institucionalistas, aos seus esquemas de análise. Além disso, entendia como poucos o processo de evolução das estruturas industriais. Para tal, ia sempre “a campo”, realizando entrevistas frequentes com atores do meio empresarial, formuladores de política e seus pares acadêmicos.

Castro estava sempre presente em nossos seminários e, nos últimos, nos tornamos privilegiados interlocutores com relação à importância do Pré-Sal para o desenvolvimento econômico e social brasileiro. A troca de ideias com ele e suas indagações foram de suma importância para o amadurecimento do tema no GEE.

As recentes descobertas em águas ultra-profundas, na área geológica do Pré-Sal, constituem um fator de dinamismo setorial, mas igualmente de indução de desenvolvimento industrial.

O caráter inovador da descoberta numa área que é considerada de fronteira petrolífera exigirá um imenso esforço de inovações tecnológicas e produtivas, visando o aproveitamento econômico do petróleo e do gás natural. A produção na área do Pré-Sal já está em curso, em particular no campo de Lula, atingindo cerca de 150 mil barris/dia. Em 2011, as exportações líquidas de petróleo bruto ultrapassaram os 272 mil barris/dia e a tendência é que o Brasil se torne um exportador líquido relevante ao longo da próxima década.

Durante o período de troca de ideias sobre o pré-sal não ultrapassamos a etapa de um projeto de artigo conjunto. A preocupação central de Castro estava na relação entre a expansão da produção petrolífera e o desenvolvimento industrial.

O tema permanece cada vez mais importante na agenda de longo prazo. Por isso, cabe sintetizar aqui os principais elementos da visão de Castro sobre o

problema. Não obstante a condição de exportador líquido de petróleo bruto já ser uma realidade, a grande questão que norteava nosso debate versava sobre o ritmo de ampliação da produção.

Em 2010, a Agência Internacional de Energia e o Departamento de Energia dos EUA sinalizaram, em suas respectivas projeções de longo prazo, o papel de novo protagonista do Brasil no que concerne ao incremento da oferta de petróleo mundial. Logo, segundo Castro, existe uma pressão de demanda do petróleo brasileiro a ser produzido num ritmo acelerado.

Tal aspecto torna ainda mais relevante as decisões referentes ao ritmo de desenvolvimento e de produção das novas jazidas. Essa questão se desdobra em três aspectos que merecem atenção destacados por Castro numa entrevista à Folha de São Paulo, em 24 de maio de 2009.

O primeiro é de natureza macroeconômica, em particular no que tange às políticas cambial e fiscal. No que toca ao primeiro aspecto, os riscos de sobrevalorização da moeda são por demais conhecidos e o papel do fundos soberanos pode atenuar alguns dos principais efeitos, mas não eliminá-los totalmente, o que constitui um risco potencial para a competitividade da economia brasileira. Já no que afeta o plano fiscal, para Castro, o incremento em prazos curtos da arrecadação (royalties e demais participações governamentais) suscita uma desorganização “aos trambolhões” dos padrões de receita e de despesa fiscal. Neste sentido, Castro percebia que o Norte Fluminense como uma espécie de microcosmos, ainda que não numa fase aguda, desse problema, devido aos incrementos da arrecadação de royalties e participações governamentais.

O segundo ponto a ressaltar e igualmente relacionado com o ritmo de desenvolvimento das novas reservas, diz respeito à formulação da política industrial. Castro assinalava que “*na flexibilidade tecnológica atual, é absolutamente impossível explorar todas as possibilidades – a seletividade é o xis da questão. Tudo isso requer muito mais inteligência e cooperação, e não mera proteção*”.

Na referida entrevista à Folha de São Paulo, ele mencionou as múltiplas oportunidades geradas pelo Pré-Sal e seus efeitos sobre a atividade industrial: “*É preciso buscar os avanços que geram mais futuro, mais conectividade, no sentido de que vão espalhar efeitos positivos. Como, por exemplo, um programa de novos materiais, incluindo aços especiais, de que vamos necessitar enormemente no pré-sal, que pode servir para a indústria de armas, a aeronáutica, etc. E há várias outras áreas desse tipo, como automação, software, motores, helicópteros, projetos de engenharia. Mas tudo isso tem aprendizado, toma tempo. Então, uma coisa é produzir 70 bilhões de barris suavemente distribuídos ao longo de 30 anos, outra coisa é ter um pico, uma explosão aí por 2020, e depois um abrupto declínio a partir de 2025. O ritmo tem de ser encontrado em função de todas as oportunidades, acertando-se o passo com o conjunto de outras transformações simultâneas da economia*”.

Um *terceiro* ponto, não explorado na entrevista, mas que pautava nossas discussões dizia respeito aos efeitos do ritmo de desenvolvimento da produção vis-à-vis as estruturas de custo e de financiamento da atividade petrolífera. Dada a complexidade e pioneirismo da exploração do Pré-Sal, é de se esperar que os ganhos de aprendizagem e a redução de custos a ela associados venham a ser incorporados, a médio e longo prazos, fazendo com que os novos campos no Pré-Sal possam ter custos inferiores aos primeiros. Ademais, com a entrada efetiva em produção, uma parcela da renda petrolífera pode contribuir para o financiamento de futuras unidades de produção.

Porém, como ele mesmo mencionava, tal desafio é o tipo do “problema bom”, pois abre uma oportunidade singular de olharmos o futuro. Dado o tamanho do desafio que o aproveitamento econômico do Pré-Sal traz para o país, é inegável que as ponderações de Castro merecem atenção. Essa era, sem dúvida, uma de suas maiores qualidades: produzir um olhar estruturado, original e, por vezes, até mesmo ousado sobre as questões-chave da economia brasileira.