
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Julho/Agosto de 2011 – Ano 11 – n.3

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

O futuro dos biocombustíveis VIII: Os contrastes das estratégias das grandes empresas de petróleo e o futuro da bioeconomia, por José Vitor Bomtempo.

Novas diretrizes para o setor elétrico: o debate europeu e a situação brasileira, por Luciano Losekann.

Dos fósseis aos renováveis: a difícil transição energética, por Ronaldo Bicalho.

Qual o alcance dos impactos sobre o mercado da atual da revolução do gás de xisto?, por Edmar de Almeida.

A questão dos royalties: justiça social ou guerra fiscal, por Marcelo Colomer.

Os combustíveis fósseis e o aquecimento global no intrincado jogo da política energética, por Renato Queiroz.

Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências I, por Thales Viegas.

Política, regulação do petróleo e rodadas de licitação, por Luis Eduardo Duque Dutra.

A energia verde como um negócio, por Jacqueline Batista Silva.

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

Conselho Editorial: Edmar de Almeida, Helder Queiroz, José Vitor Bomtempo, Luciano Losekann, Marcelo Colomer, Ronaldo Bicalho

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

Autores

Edmar de Almeida

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

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.

Luís Eduardo Duque Dutra

Chefe de Gabinete DG/ANP e Professor Adjunto EQ/UFRJ

Marcelo Colomer

Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela

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

Renato Queiroz

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

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

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

Ronaldo Bicalho

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

Thales Viegas

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

O futuro dos biocombustíveis VIII: Os contrastes das estratégias das grandes empresas de petróleo e o futuro da bioeconomia

Por José Vitor Bomtempo

O recente Ethanol Summit organizado pela UNICA, em São Paulo, nos dias 6 e 7 de junho, nos pareceu um evento interessante para a linha de raciocínio que temos desenvolvido nesta série de artigos. De certa forma, o Ethanol Summit colocou com clareza – pela primeira vez, me parece, num evento desse peso no Brasil – a questão da indústria do futuro. Claro que muitos assuntos de interesse específico da indústria brasileira de etanol foram destacados e preencheram boa parte da pauta, mas algumas plenárias e as mesas sobre Futuro e Tecnologia se dedicaram a questões não tão imediatas.

Aproveitando a deixa do Ethanol Summit, propomos uma mudança nesta série de artigos sobre biocombustíveis que nos parece coerente com o que temos desenvolvido: não falaremos mais de biocombustíveis do futuro, mas da nova indústria que inclui além de biocombustíveis, bioenergia, bioprodutos, biorrefino e outros bios que surjam. Que nome dar a essa indústria? Ficamos, como sugestão inicial, com bioeconomia, que nos parece bastante abrangente. Assim, podemos dizer que o Ethanol Summit nos proporcionou a discussão de uma série de questões ligadas ao desenvolvimento da bioeconomia no mundo e no Brasil em particular.

Vamos destacar neste artigo a plenária que teve por título *O futuro do petróleo e o papel dos biocombustíveis*. A plenária reuniu executivos das quatro empresas de petróleo mais importantes em biocombustíveis: BP, Petrobras, Shell e Total. As apresentações dos executivos foram comentadas por Vinod Khosla, grande nome do *venture capital* com grandes e importantes investimentos em projetos inovadores tais como Amyris, LS9, KiOR, Gevo, Coskata, Mascoma, LanzaTec e Range. Nos artigos anteriores discutimos as estratégias de três dessas empresas: BP, Petrobras e Shell e pouco ou nada falamos da Total.

É justamente a presença da Total nesse grupo que completa e dá um sentido interessante às visões estratégicas das grandes empresas de petróleo em biocombustíveis. Shell e BP, conforme discutido no artigo V da série (1), tendem a buscar uma conciliação entre a primeira geração – leia-se etanol – e a busca de tecnologias e produtos inovadores avançados. Ambas começaram a atuar no Brasil, com destaque para a Shell que por meio da *joint venture* Raízen, com a Cozan, tornou-se não só grande produtora de etanol de primeira geração como trouxe para o Brasil a possibilidade de desenvolver produtos inovadores por meio da Iogen (etanol celulósico), Codexis e Virent (hidrocarbonetos avançados e químicos).

Ao lado da Shell e BP, conforme discutido no artigo VI, a Petrobras adota uma postura mais conservadora, muito mais centrada na busca de uma posição competitiva na indústria de hoje do que na busca de inovações que possam construir a indústria do futuro. Assim como Shell e BP, Petrobras também tem investido na produção de etanol. Entretanto, os investimentos em novas tecnologias e produtos avançados parecem mais modestos; as alianças e associações com empresas de base tecnológica são menos numerosas e realizadas com empresas de menor destaque. Outra diferença marcante é o interesse da Petrobras pela produção de biodiesel de primeira geração (transesterificação) que não faz parte do portfólio da Shell e da BP.

A Total – em contraste com a posição das três outras – coloca-se de forma explícita (até agora) no lado da indústria do futuro. Note-se que a inserção da Total na arena dos biocombustíveis é mais recente do que as das concorrentes. Possivelmente, o total de investimentos é menor do que o das demais. Mas o foco é muito interessante pela premissa de apostar nas alternativas mais inovadoras. Nos últimos três anos, a Total identificou uma série de empresas de base tecnológica e investiu nessas empresas. Contam hoje com a participação da Total as seguintes empresas: Amyris, Gevo, Coskata e Futerro. Os estágios de desenvolvimento estão entre piloto e demonstração.

Amyris é a mais conhecida delas, tanto pela agressividade da sua proposta (hidrocarbonetos na faixa do diesel e outros produtos a partir da fermentação de açúcar por leveduras engenheiradas) quanto pela presença no Brasil. Total tomou uma participação de 17% do capital, realizada depois do IPO da Amyris, no valor de US\$ 133 milhões. Total é o único investidor de perfil industrial que participa da Amyris.

Gevo é uma empresa que pretende produzir biobutanol para uso como combustível e como plataforma para a produção de derivados químicos. Uma unidade de demonstração já se encontra em funcionamento e a empresa adquiriu em 2010 uma unidade de produção de etanol, em Luverne, Minnesota, EUA, que está sendo reconvertida para a produção de butanol. A produção comercial é esperada para 2012. Gevo também realizou o IPO recentemente, tendo captado na ocasião US\$ 107 milhões. Tanto quanto o projeto Amyris, o projeto Gevo costuma ser citado na imprensa especializada como um dos destaques entre os projetos inovadores.

Coskata é uma empresa que pretende produzir etanol a partir de materiais lignocelulósicos e de outras matérias primas de baixo valor. O processo combina uma etapa termoquímica (gaseificação da biomassa para obtenção de gás de síntese) e uma etapa fermentativa (conversão do gás de síntese em etanol). A empresa possui uma planta de demonstração em operação.

Por fim, Futerro é uma *joint venture* entre a Total e uma empresa belga de biotecnologia – Galactic – para a produção de PLA (ácido polilático), um polímero biodegradável de propriedades interessantes com potencial de aplicações em diversos mercados finais, mas necessitando ainda de desenvolvimentos de processo (para redução de custos) e de aplicações junto aos mercados utilizadores. Futerro inaugurou uma pequena unidade industrial em 2010 e encontra-se em fase inicial de produção e desenvolvimento de

mercado. O principal concorrente no PLA é a Natureworks (Cargill) que tem uma unidade comercial em operação há alguns anos (3).

Em síntese, os principais projetos da Total têm em comum o fato de serem apostas tecnológicas inovadoras, implicando naturalmente um risco expressivo, mas expressando também uma visão estratégica de participação ativa na construção da bioeconomia do século XXI. Apesar das provocações de Vinod Khosla, sublinhando no debate o conservadorismo e a aversão ao risco das empresas de petróleo em biocombustíveis, a conclusão vai na direção de um papel importante dessas empresas na construção da indústria do futuro.

Os ativos complementares de produção em escala, distribuição e comercialização serão certamente estratégicos para que os projetos inovadores deslanchem e se difundam pelo mercado. Mas, como destacado pela Shell, ainda persistem muitas alternativas sem a percepção de que rotas ou tecnologias serão as vencedoras. Algumas questões ficam no ar: a incerteza quanto as tecnologias vencedoras justifica a dispersão de estratégias entre as quatro grandes? Teremos uma convergência de estratégias nos próximos anos? Irá a Petrobras entrar de forma mais forte no campeonato mundial dos combustíveis avançados que está sendo jogado no Brasil com jogadores como Shell/Cozan/Codexis/Virent, Amyris/Total? Aguardemos e... observemos.

Referências:

- (1) Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis V: as estratégias de Shell e BP. Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 10, n. 4, 2011.
- (2) Bomtempo, J.V. O futuro dos biocombustíveis VI: a estratégia da Petrobras. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 11, n. 1, 2011.
- (3) (Informações mais detalhadas sobre os projetos citados podem ser encontradas no site especializado www.biofuelsdigest.com).

Novas diretrizes para o setor elétrico: o debate europeu e a situação brasileira

Por Luciano Losekann

Nos dias 19 a 23 de junho, foi realizada a 34^a Conferência Internacional da IAEE (Associação Internacional de Economia da Energia) em Estocolmo. Esse é o principal encontro mundial na área de Economia da Energia, com a fronteira dos debates acadêmicos presente em suas sessões.

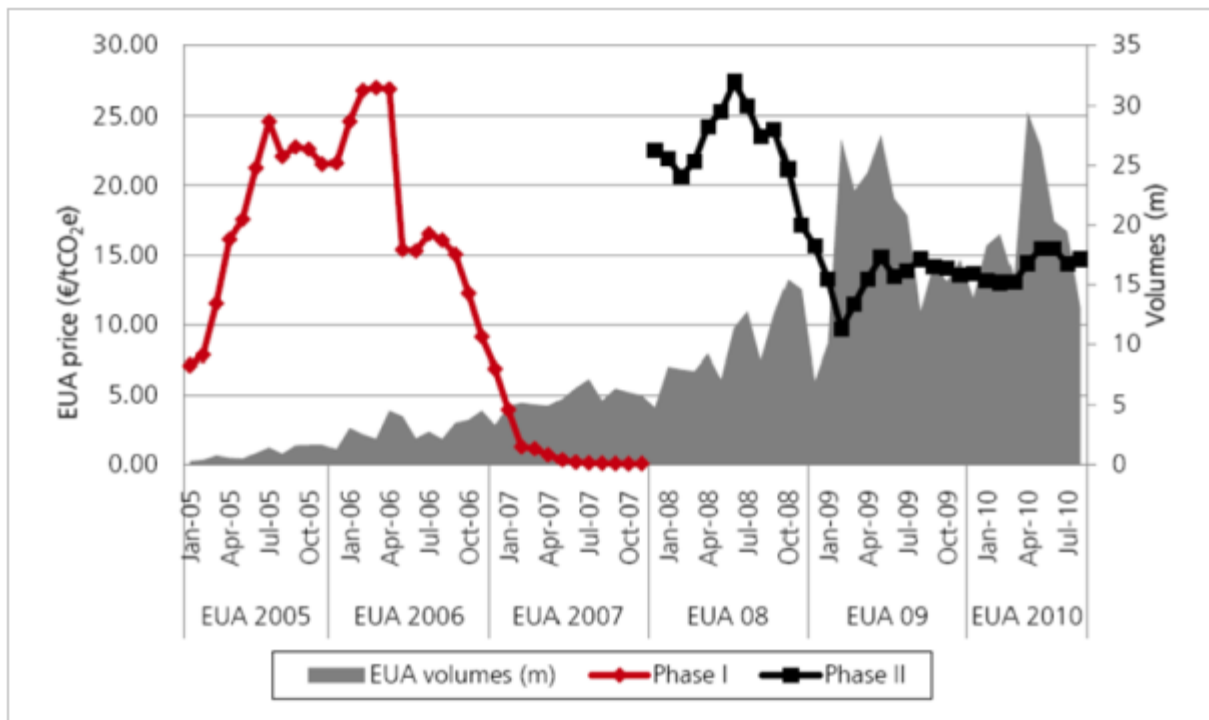
Nessa edição, o tema principal, que foi tratado nas plenárias de abertura e de encerramento da conferência, foi o desafio de promover a redução de emissões de CO₂ na geração de eletricidade na Europa. É importante notar a plena incorporação da agenda ambiental na política energética para o setor elétrico na Europa. As principais referências acadêmicas de análise do setor elétrico da Europa têm orientado pesquisa para esse tema.

A diretiva da União Europeia para fontes renováveis tem a meta ousada de atingir 20% de participação na matriz energética em 2020 (o que é parte do pacote 20 20 20[1]). O método escolhido para atingir esse objetivo foi o *cap and trade*, através do sistema ETS (Sistema de Comercialização de Emissões). O método fixa permissões de emissões negociáveis para os Estados Membros e o preço do carbono se ajusta às condições de mercado.

A apresentação de David Newbery, que abriu a conferência de Estocolmo, apontou as fragilidades do ETS para incrementar a participação de fontes renováveis na matriz de geração de eletricidade. Apesar de negociar volumes crescentes de direitos de emissão (EUA) desde 2005, quando o ETS foi criado, o preço do direito de emissão tem sido volátil e baixo (figura 1). A excessiva oferta de certificados durante a primeira fase de implementação do ETS e a crise econômica pós 2008 não permitiram que o preço sustentasse o patamar de € 30/ton. que é o limite necessário para tornar as fontes renováveis competitivas.

Em função da volatilidade de preços inerente a sistemas *cap and trade*, potenciais investidores em fontes renováveis, que estão sujeitos a riscos superiores aos das fontes tradicionais, não dispõem de sinais estáveis e previsíveis para realizarem investimentos. O efeito é mais evidente para os gastos com Pesquisa e Desenvolvimento, que experimentam tendência declinante desde a liberalização do setor elétrico. Segundo Newbery, subsídios ao P&D em fontes renováveis se justificariam pelos ganhos de aprendizagem que tendem a tornar essas fontes competitivas no futuro.

Figura 1 – Evolução do volume negociado e do preço de direitos de emissão de CO₂ na Europa



Fonte: House of Commons – UK, Standard Note SN5927 Carbon Price Support, 2011.

Segundo o autor, a iniciativa do Reino Unido de instituir um piso crescente para o preço do carbono (CPS – Carbon Price Support) através de taxaço a partir de 2013 pode significar um caminho para a União Europeia. O governo do Reino Unido decidiu liderar o processo de mitigação de emissões na Europa. É um entendimento que, para reduzir a emissão em 20%, é necessário que as fontes renováveis representem 40% da energia elétrica gerada. Hoje, esse posicionamento é motivo de debate no Reino Unido em função de seus efeitos sobre a competitividade dos produtos britânicos.

Um desafio para as autoridades europeias e, particularmente, do Reino Unido é atender ao objetivo de reduzir emissões em um contexto em que os instrumentos de coordenação setorial são limitados. No setor elétrico do Reino Unido, que foi um paradigma para as reformas dos anos 1990 e que aprofundou a liberalização no início dos 2000, o mercado de eletricidade funciona de forma descentralizada com pouca coordenação. A incompatibilidade do desenho de mercado com os ambiciosos objetivos de política energética motivou a iniciativa em andamento de rever o modelo institucional do setor no Reino Unido.

Esse foi o tema da apresentação de Richard Green na mesa que encerrou a conferência. O autor apresentou uma série de questionamentos sobre um novo desenho institucional para o setor elétrico do Reino Unido. São alternativas possíveis, a retomada de um mercado de eletricidade centralizado e compulsório como era o Pool e de um encargo de capacidade, elementos que foram eliminados com a instituição do NETA (New Electricity Trade Arrangements) no

Reino Unido. Entre os mecanismos discutidos para ampliar a participação de fontes renováveis na matriz de geração, constava a licitação competitiva para a expansão de capacidade.

É interessante verificar como o Brasil se enquadra nessa discussão. Apesar de a temática ambiental ter ganhado relevância nos últimos anos, esse ainda não é o tema dominante da política para o setor elétrico brasileiro. Mesmo que atrasado na discussão de política de redução de emissões, os mecanismos que faltam aos países de Europa para promover a difusão de fontes renováveis estão presentes no setor elétrico brasileiro. Por outros motivos (segurança do abastecimento e modicidade tarifária), o modelo brasileiro dispõe de um forte instrumento de execução de políticas para orientar a expansão da capacidade de geração. Os leilões de energia do mercado regulado permitem a promoção de fontes renováveis, com a contestação de mercado, o que evita a alocação indevida de recursos.

Ou seja, no setor elétrico do Reino Unido, as metas de mitigação de emissão são ambiciosas, mas os instrumentos, débeis. Já no Brasil, os objetivos ainda não estão delineados, mas os instrumentos são poderosos.

[1] 20% de redução de emissões de gases de efeito estufa, 20% de participação de renováveis na matriz energética e 20% de ganho de eficiência no uso de energia em 2020.

.

Dos fósseis aos renováveis: a difícil transição energética

Por Ronaldo Bicalho

A construção de uma política energética, que administre a difícil passagem de uma economia baseada nos combustíveis fósseis para uma economia de baixo carbono, não é uma tarefa fácil.

A massiva substituição dos combustíveis fósseis pelas fontes de energia renováveis envolve mudanças tecnológicas, econômicas e institucionais significativas. Essas mudanças transcendem o setor energético e abarcam temas que dizem respeito a um conjunto de valores associados ao papel crucial da energia no desenvolvimento econômico e no bem estar social e à relação com os recursos naturais e o meio ambiente derivada, justamente, dessa crucialidade.

A compatibilização entre os imperativos da segurança energética e os da mudança climática, mediante o recurso à penalização dos combustíveis fósseis e ao incentivo às renováveis, tem-se demonstrado na prática muito mais complexa do que o imaginado inicialmente.

A idéia de reunir o melhor dos dois mundos – a autossuficiência e a baixa emissão, o aumento da segurança energética e o combate aos fatores geradores da mudança climática – em torno da ampliação das fontes renováveis na matriz energética vem encontrando dificuldades tecnológicas, econômicas e político-institucionais crescentes.

A primeira dificuldade é tecnológica e diz respeito à necessidade de que haja avanços significativos nas tecnologias renováveis para que elas possam competir de fato com as tecnologias tradicionais. Esses avanços referem-se à superação dos problemas associados às baixas estocabilidade, densidade e escala, características do atual estágio de desenvolvimento das renováveis.

O problema principal aqui é que é baixa a probabilidade de que estejamos no limiar de rupturas tecnológicas radicais nessa área, que impliquem em um desenvolvimento em escala massiva de fontes de energia limpas e baratas.

Na verdade, o desenvolvimento de novas tecnologias energéticas limpas tem-se demonstrado muito difícil e caro, o que faz com que muitos especialistas considerem que sem o apoio continuado dos subsídios e incentivos governamentais, essas tecnologias terão um impacto muito pequeno no mix energético.

Dessa maneira, deve ser encarada com certo cuidado a concepção de que o avanço tecnológico esteja às portas de tornar as renováveis competitivas na geração de eletricidade, ou de produzir uma bateria que faça com que o veículo elétrico seja capaz de competir de igual para igual com o carro a gasolina tanto em termos de preço quanto de autonomia.

Não se deve esquecer que a grande vantagem das fontes fósseis é a sua flexibilidade; ou seja, a sua capacidade de fornecer a quantidade de energia desejada, no momento desejado e no local desejado. Essa “liquidez” energética, que garante a elevada certeza do acesso imediato a um “poder energético”, quer seja em termos de calor ou de trabalho, sem “restrição” temporal ou espacial, advém, justamente, da estocabilidade e densidade elevadas, intrínsecas a essas fontes.

O grande desafio das fontes renováveis é exatamente a construção dessa flexibilidade, dessa liquidez, de tal forma a permitir a substituição em grande escala dos combustíveis fósseis sem a alteração do padrão de consumo de energia tradicional.

Na medida em que essa substituição hoje não se sustenta tecnologicamente, via uma radical redução dos seus custos, a expansão das renováveis passa a depender de mecanismos que as tornem competitivas frente às fontes fósseis.

Esses mecanismos acabam passando, de uma forma ou de outra, pela penalização do uso dos combustíveis fósseis e pelos incentivos ao uso das fontes renováveis.

Dessa forma, o estabelecimento de um preço/custo para as emissões de CO₂, na forma de uma taxa ou de um sistema tipo cap-and-trade, surge como uma forma de penalizar o uso dos fósseis.

Essa é uma maneira de elevar o custo da energia derivada dos combustíveis fósseis, de tal forma que as tecnologias mais limpas possam enfrentá-la no mercado em melhores condições do que as atuais.

Por outro lado, pode-se tentar despejar pesados incentivos à expansão dos renováveis mediante o recurso a mecanismos fiscais e financeiros que por outras vias acabam construindo a competitividade que se deseja para essas fontes.

Contudo, tanto em um caso quanto no outro, trata-se de uma competitividade construída institucionalmente pelo Estado. O que coloca a política energética no centro da dinâmica de evolução do setor energético no início deste milênio.

Essa evolução passa a depender das escolhas sobre quais serão as fontes, os setores, os agentes econômicos e os atores políticos que serão penalizados e quais serão aqueles que serão incentivados por essas mesmas escolhas.

Note-se que a questão fundamental não é a substituição das fontes fósseis pelas renováveis, mas a transição entre elas, tanto no que concerne à sua duração quanto ao seu conteúdo.

A duração e o conteúdo da transição são essenciais porque eles definem a quantidade de recursos que será desembolsada pelo consumidor e/ou pelo contribuinte durante esse processo.

É evidente que quanto maior for essa quantidade, maiores serão os impactos tanto sobre a competitividade e o acesso à energia quanto sobre as contas dos governos.

Nesse caso, a busca de uma fonte de energia, que possa desempenhar o papel de ponte entre a situação atual e o futuro desejado, surge como uma maneira de administrar os custos da transição.

A escolha alemã pela energia nuclear, antes de Fukushima, e a aparente inclinação atual dos americanos pelo gás natural não convencional vão nessa direção da busca pela fonte de transição. Que pode ser uma fonte de emissão zero, como é o caso do nuclear, ou uma fonte com uma taxa de emissão mais baixa do que aquelas apresentadas pelo carvão e pelos derivados de petróleo, como é o caso do gás natural.

O recente recuo alemão, com o descarte do nuclear, pode apontar na direção da transição direta, com a radicalização do processo de mudança, que se, por um lado, reduz a duração desse processo, por outro, aumenta os seus custos e a sua incerteza. Esse aumento tem colocado dúvidas sobre as reais intenções e sustentabilidade econômica e política da proposta alemã. Principalmente, quando se contempla a crise europeia.

Nesse sentido, o atual quadro de crise econômica e fiscal dos países desenvolvidos deve se tornar o maior obstáculo a implementação de uma agressiva política energética de ampliação massiva das fontes renováveis na matriz energética; principalmente, devido aos elevados custos associados a essa implementação.

No entanto, não existe uma forma única de se encarar esse quadro. Se um observador mirar a posição europeia a partir de Bruxelas poderá chegar a conclusão de que os europeus estão dispostos a pagar todos os custos, quaisquer que eles sejam, relacionados ao câmbio para uma economia de baixo carbono. De outra feita, se esse mesmo observador olhar para a posição da maioria republicana na Câmara dos Deputados chegará a conclusão de que os americanos não estão dispostos a pagar nenhum dos custos desse câmbio.

É evidente que tanto Bruxelas quanto os republicanos não podem ser considerados como sínteses das posições europeias e americanas. Até porque é muito difícil falar em termos de posições sínteses que representem algum tipo de convergência atual em torno desses temas. Contudo, essas posições sintetizam as fortes dificuldades encontradas quando se busca construir uma convergência entre as políticas energéticas e ambientais no âmbito mundial. Convergência esta imprescindível para enfrentar a natureza global dos problemas relacionados à mudança climática.

Dessa maneira, considerar que no contexto atual não existem restrições tecnológicas e econômicas à passada dos fósseis para os renováveis, bastando simplesmente a vontade política de fazê-la, é a maneira mais certa de inviabilizar qualquer política que pretenda justamente fazer essa passada de forma consistente econômica, tecnológica e institucionalmente.

Deve-se ter claro que as restrições tecnológicas e econômicas tornam a ampliação significativa da participação das fontes renováveis na matriz energética um objetivo que só pode ser alcançado hoje mediante a forte intervenção do Estado, utilizando-se de mecanismos de penalizações e incentivos que rebatem fortemente em custos e subsídios, que geram constrangimentos à competitividade e ao equilíbrio fiscal.

Abstrair essas restrições e esses constrangimentos é falsear o debate e se afastar de uma solução que seja, de fato, politicamente sustentável.

Não é apenas a ignorância dos efeitos da mudança climática que torna difícil a transição para uma economia de baixo carbono, a ignorância dos custos reais dessa transição também torna difícil a definição de uma política consistente que administre esse processo difícil e extremamente complexo em termos tecnológico, econômico e político.

Qual o alcance dos impactos sobre o mercado da atual da revolução do gás de xisto?

Por Edmar de Almeida

O desenvolvimento das tecnologias de produção do gás de xisto vem sendo apontado como uma revolução para o negócio e a economia do gás natural. Muitos agentes e o próprio governo americano acreditam que o descolamento do preço do gás natural do preço do petróleo nos Estados Unidos é um fenômeno estrutural que reflete o novo contexto tecnológico e geológico da indústria do gás natural. Existe uma percepção de que a revolução tecnológica do gás de xisto afetará não apenas a indústria do gás americana, mas também o comércio mundial de gás de forma permanente. Os que acreditam nesta mudança estrutural apontam os seguintes argumentos para sustentar esta visão:

- Os recursos existentes nos Estados Unidos de gás de xisto equivalem a 3,5 vezes o volume de todas as reservas provadas atualmente nos EUA. Além disto, a disponibilidade de recursos de gás de xisto não se restringe aos EUA. Um recente levantamento realizado pelo Departamento de Energia (DOE) apontou a existência de grandes volumes de recursos de gás de xisto em 48 bacias sedimentares em 32 países, incluindo Brasil, Argentina, Bolívia, Uruguai e Paraguai.
- O processo de aprendizado tecnológico dos últimos 10 anos permitiu reduzir de forma radical o custo de produção de gás de xisto. As principais inovações foram: i) redução do tempo de perfuração dos poços; ii) aprimoramento das técnicas de perfuração horizontal; iii) melhoria do conhecimento geológico de áreas produtoras; iv) desenvolvimento de tecnologias de fraturamento hidráulico e padronização de equipamentos. Estas inovações teriam reduzido os custos de produção para menos de 3 dólares por MMbtu, nas melhores áreas produtoras.
- Além da redução do custo de produção, muitos autores apontam o menor risco geológico e de mercado como um indutor dos investimentos nas áreas de gás de xisto. De fato, além do risco geológico ser menor que os do gás convencional, os projetos de gás de xisto têm como característica um curto período de investimento e produção. Grande parte da produção do gás está concentrada nos primeiros períodos de 3 anos. Neste horizonte de tempo é possível garantir preços do gás no mercado americano através de contratos no mercado futuro. Este menor risco tem facilitado a atração de capital com baixo custo para o setor.

Pelas razões acima mencionadas, muitos agentes vêm sustentando que as mudanças ocorridas no mercado de gás americano, em particular sobre o nível de preços, são estruturais. O Departamento de Energia dos EUA, por exemplo, reviu para baixo suas previsões de preços futuros para o gás natural. Essas

previsões apontam para um preço de gás entre 3 e 3,5 vezes menor do que o preço do petróleo no mercado americano durante todo o período entre 2011 e 2035, no cenário de referência. Ou seja, o preço do gás subiria lentamente de 4 para cerca de 7 dólares por MMBtu no período, enquanto o petróleo sairia de 13 para 22 dólares por MMBtu no mesmo período. Neste período, a produção de gás não convencional (Areias compactas, Gás de Xisto e Gás de Carvão) passaria de 50% para 74% do volume total de gás produzido nos EUA.

Esta visão do Governo Americano é compartilhada pela maioria dos agentes privados do mercado. O DOE já recebeu pedido de cerca de 10 empresas para autorização de projetos de liquefação de gás visando a exportação de GNL. A empresa de gás americana Cheniere recebeu a autorização do DOE e pretende investir bilhões de dólares numa planta de liquefação no mesmo sítio onde hoje já opera uma planta de regaseificação de gás. O projeto da planta de liquefação se sustenta na previsão de que os preços do gás nos EUA ficarão pelo menos 5 dólares por MMbtu mais barato que o preço do gás na Europa. Mais uma vez, o diferencial de preços entre os EUA e a Europa estaria baseado na hipótese do descolamento do preço do gás do preço do petróleo nos EUA, enquanto o preço do gás na Europa tenderia a permanecer vinculado ao preço do Petróleo.

No entanto, nem tudo é céu de brigadeiro na revolução do gás de xisto:

- Os custos de produção não são exatamente os anunciados pelas empresas. Apesar da formação de um consenso entre os analistas de que o custo atual de produção do gás de xisto encontra-se entre 3 a 4 dólares por MMbtu e a taxa média de retorno dos projetos em torno de 30%, estudos mais focados no tema mostram uma realidade diferente. Os custos de produção de gás de xisto podem variar muito de acordo com os projetos, o custo marginal de produção atual situa-se entre 6 e 7 dólares por MMbtu e a rentabilidade dos projetos têm sido abaixo dos 10% ao ano. Os especialistas que advogam esta visão explicam o crescente investimento em gás de xisto pelas seguintes razões: i) muitas empresas investidoras conseguiram se proteger da queda do preço do gás em 2009 através do mercado futuro; ii) com o excesso de liquidez atual do mercado financeiro, as empresas conseguem atrair capital mesmo para projetos de baixa rentabilidade; iii) com a queda do preço do gás novos investimentos têm se orientado para áreas produtoras de gás com líquidos associados; iii) na recente “corrida” ao gás de xisto, as grandes empresas de petróleo adquiriram concessões em áreas produtoras na fase em que o preço do gás já havia caído. Estas empresas agora têm obrigações legais de investir, mesmo no cenário de baixos preços.
- Os custos que estão elevados em relação ao preço atual do mercado (cerca de 4,4 dólares por MMbtu) podem elevar-se significativamente com a evolução da regulação ambiental. A legislação ambiental americana está desatualizada frente às novas tecnologias de perfuração e fraturamento hidráulico. Atualmente, existe uma crescente mobilização da comunidade ambiental para que os estados adotem uma legislação ambiental específica para o gás de xisto. O Texas já fez isto e se tornou o primeiro Estado americano a aprovar uma legislação específica para o gás de xisto. A partir de agora as produtoras de gás de xisto no Texas

serão obrigadas a divulgar os componentes químicos utilizados para o fraturamento hidráulico bem como todas as características técnicas do poço a ser perfurado.

Pelas razões acima mencionadas, começam a surgir visões que destoam do consenso em torno da ideia da revolução do gás de xisto. Estas visões destoantes esperam uma recuperação mais firme do preço do gás nos Estados Unidos a partir de uma recuperação da economia americana. Por um lado, esta recuperação poderia acelerar o crescimento da demanda de gás, principalmente a partir de uma maior demanda de eletricidade. Por outro lado, a recuperação da demanda implicaria numa elevação da taxa de juros, reduzindo a disponibilidade de capital para projetos de baixa rentabilidade.

Todo bom economista da energia deveria desconfiar dos consensos que se formam nos mercados energéticos. O setor energético é por demais complexo para justificar consensos duradouros. A própria revolução do gás de xisto esteve fora do radar dos especialistas até a consumação dos fatos. É hora de prestarmos mais atenção sobre a economia do gás de xisto antes de afirmar com tanta certeza que o preço do gás ficará tão baixo em relação ao preço do petróleo nos próximos 25 anos.

A questão dos royalties: justiça social ou guerra fiscal

Por Marcelo Colomer

O apelo do presidente do senado José Sarney para que os governadores dos estados produtores e não produtores de petróleo cheguem a um acordo sobre a nova política de distribuição dos royalties mostra que após mais de um ano da publicação do artigo intitulado *O Debate Sobre os Royalties Petrolíferos*, pelo professor Helder Queiroz (1), a definição de uma nova política de distribuição das participações governamentais do setor de petróleo e gás natural entre os estados brasileiros ainda mostra-se rodeada por inúmeras incertezas.

Segundo o presidente do Senado, os governadores dos estados produtores, dos estados não-produtores e a União têm até o dia 15 de agosto de 2011 para chegar a um consenso sobre a partilha dos royalties do petróleo. Caso não haja um acordo que permita a votação da proposta que tramita no Congresso até a data estipulada, será colocado em votação o veto presidencial ao artigo que condiciona a distribuição dos royalties às regras do Fundo de Participação dos Estados (FPE) e dos Municípios (FPM).

A possível revogação do veto presidencial à emenda que privilegia os estados não produtores em detrimento dos estados produtores, principalmente Rio de Janeiro e Espírito Santo, levará provavelmente a uma disputa judiciária indesejada por ambas as partes. É por este motivo que os líderes dos estados produtores e não produtores no Congresso buscam incessantemente um acordo que beneficie ambas as partes. A questão que se coloca é quais são os princípios que vão nortear esse acordo.

A redação original do projeto de lei 5.938 de 2009 que regulamenta as atividades de exploração da região do pré-sal definiu em seu artigo 50 que, até que seja publicada uma legislação específica para o regime de partilha de produção, o pagamento dos royalties devidos pelo contratado sob o regime de partilha de produção observará o disposto nas Leis 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e 9.478, de 1997.

Contudo, em dezembro de 2010, foi aprovada pela Câmara dos Deputados a emenda Ibsen Pinheiro que redefine a distribuição dos royalties não somente da região do pré-sal como também das áreas já licitadas do pós-sal. Segundo a emenda, retirada a parcela dos royalties que cabe a União o restante dos recursos deverão ser igualmente distribuídos entre todos os estados e municípios da federação de acordo com o Fundo de Participação dos Estados e o Fundo de Participação dos Municípios. A justificativa dos governadores dos estados não produtores para se estender o novo modelo de distribuição dos royalties às áreas já licitadas é que a produção comercial do pré-sal só deve começar a ocorrer a partir de 2013. Isto penalizaria os estados não-produtores que só passariam a receber suas parcelas das participações governamentais a partir daquele ano.

A emenda Ibsen Pinheiro cria uma situação absurda tanto em termos jurídicos quanto em termos fiscais. A proposta do deputado do PMDB do Rio Grande do Sul altera as regras estabelecidas nos contratos de concessão já firmados e compromete o equilíbrio fiscal e os programas de investimento em curso dos municípios e dos estados produtores. Isto porque muitos dos investimentos planejados por estes estados tiveram como base orçamentária os recursos provenientes dos royalties das áreas já licitadas.

No caso do estado do Rio de Janeiro, por exemplo, as receitas provenientes dos royalties da produção de petróleo e gás natural (destinadas ao estado e aos municípios) correspondem a cerca de 10% das receitas estimadas no orçamento de 2011 (R\$ 51 bilhões). Uma redução não planejada do montante de royalties arrecadados pelo estado e pelos municípios da região levará a uma grave crise fiscal com consequência para o ritmo de investimento da região.

Uma análise do impacto do novo sistema de repartição dos royalties do petróleo sobre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo mostra que, com base na produção de petróleo e gás natural do mês de maio de 2011, o impacto na arrecadação dos municípios e do estado do Rio de Janeiro atinge um valor de 420 milhões de reais. No caso do Espírito Santo esse valor pode atingir 89 milhões de reais. Em outros termos, seria preciso que a produção de petróleo atingisse a marca de 60 milhões de barris dia para que não houvesse diferença no valor absoluto dos royalties arrecadado pelo Estado do Rio de Janeiro.

Uma alternativa sugerida pelo senador Pedro Simon para compensar a perda das receitas dos estados produtores era a transferência dos recursos da parcela da União sobre os royalties para os estados e municípios produtores. Nesse sentido, partindo da análise acima seriam necessários 510 milhões de reais ou 72% da receita total da união com royalties (de acordo com a regra de distribuição proposta por Ibsen Pinheiro) para compensar as perdas dos estados produtores.

Os dados acima mostram que a proposta de deputado Ibsen Pinheiro apresenta-se de difícil implementação. Acredita-se que os governadores dos estados produtores e não produtores deverão chegar a um acordo onde os estados que não produzem petróleo deverão receber uma parcela dos royalties e participações especiais desde já, e não só quando as áreas ainda não concedidas do pré-sal começarem a produzir. Por outro lado, os estados produtores deverão ficar com uma fatia maior dos ganhos com a exploração do pré-sal.

Outro princípio que deve ser acordado entre os governadores é de que a riqueza gerada pela produção de petróleo deve ser “blindada” para evitar desperdício. Em outros termos, deseja-se vincular os recursos financeiros provenientes da produção de petróleo e gás natural a gastos específicos como saúde, educação e infraestrutura.

A proximidade de um possível acordo entre os estados produtores e não-produtores, contudo, coloca em pauta o teor do debate sobre a redistribuição dos frutos das riquezas naturais do país. A emenda Ibsen, a emenda Simon e a própria relutância dos estados produtores em renegociar uma distribuição menos concentrada das participações governamentais mostram que os

interesses políticos e orçamentários de curto prazo vêm se sobrepondo aos objetivos de justiça social e redistribuição intergeração das riquezas naturais.

De fato, a elevada arrecadação de royalties do petróleo por alguns estados e municípios vem permitindo que estes entes da federação adotem uma política de renúncia fiscal. Os subsídios fiscais praticados por estados e municípios produtores de fato acabam por aumentar a atratividade dessas regiões para o investimento produtivo. Sendo assim, mais do que promover uma redistribuição social e intertemporal das riquezas minerais, os recursos do petróleo têm sido utilizados como instrumentos de competição fiscal entre os estados e municípios.

É importante, nesse sentido, que a sociedade brasileira perceba que o debate sobre a distribuição das riquezas naturais não pode se perder no meio das disputas partidárias e da guerra fiscal existente entre os estados da federação.

Referências:

Pinto Junior, H.Q. O debate sobre os royalties petrolíferos. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 10, n. 1, 2010.

Os combustíveis fósseis e o aquecimento global no intrincado jogo da política energética

Por Renato Queiroz

Ao formularem e reavaliarem as políticas energéticas, os países enfrentam uma questão: as futuras matrizes energéticas devem refletir as ações que diminuam em ritmo crescente a queima do petróleo, gás natural e carvão, na busca de frear o aumento da concentração de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera. Essa questão vem acompanhada de relatórios de organizações respeitadas, como aqueles do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), advertindo que se tais ações não se concretizarem haverá elevação dos oceanos, secas em determinadas regiões, alterações no clima, etc.

Outro exemplo é o documento publicado pelo Banco Asiático de Desenvolvimento, em 2 de agosto de 2011, “A Ásia 2050”, e cujas conclusões foram divulgadas recentemente pela mídia. Essa instituição, fundada em 1966 e cujo objetivo é promover o crescimento econômico para países em desenvolvimento na Ásia, alerta, nesse documento, que o impacto das mudanças climáticas está entre os principais entraves, para que a região recupere a posição econômica dominante que tinha antes da Revolução Industrial.

Mas o que parece é que tais advertências não estão encontrando ecos. Mesmo em nossas casas, verificamos que os utensílios plásticos e as fibras sintéticas (ex. poliéster, acrílico e náilon), cujas matérias-primas vêm do petróleo, convivem intimamente conosco, tendo inclusive preços acessíveis. Vale lembrar que as resinas termoplásticas originam peças para computadores, eletroeletrônicos, brinquedos de nossos filhos, embalagens para alimentos, produtos de higiene e por aí vai.

Ficam as perguntas: as políticas energéticas são irracionais por não terem soluções e ações efetivas para substituir esses “combustíveis fósseis”?

Ouve-se que decisões irracionais têm uma forte relação com a racionalidade do poder. E isso explicaria a questão para muitos e o assunto estaria encerrado. Mas cabe lançar algumas reflexões.

Há afirmações e/ou previsões sobre a aproximação do fim da era de um dos “vilões mor” da poluição do mundo: o petróleo. Há expectativas e avaliações de que se aproxima uma era sem petróleo nos próximos 40 ou 50 anos, dependendo da velocidade do consumo. E o carvão e o gás natural desempenham também papéis negativos nessa possível “conspiração” contra o clima.

Focando inicialmente no petróleo, surge a indagação se esse combustível é realmente considerado pelas sociedades como um vilão. Não custa lembrar que

a origem do termo vilão vem da Idade Média, referindo-se a indivíduos que não pertenciam à nobreza. Assim, considerá-lo como um ator, fora de um mundo nobre, quando sabemos que o petróleo é um dos maiores “business” do mundo, não é um autoengano? Afinal, o petróleo enriquece muitos países, traz desenvolvimento e conforto a muitos indivíduos e isso sem entrar nos meandros da geopolítica e nos conflitos de dominação. Não é à toa que ele é chamado de “ouro negro”. Além disso, a união “estável” entre as indústrias do petróleo e de transporte, formando um poder econômico fortíssimo, enriquece ainda mais essas considerações. Tudo isso já é suficiente para mostrar a complexidade da substituição do petróleo.

Quanto ao gás natural a situação é semelhante. O GN já é considerado como o energético da atualidade e não mais do futuro. Segundo a agência americana EIA- Energy Information Agency -, o consumo do GN no mundo deve crescer quase 2 % a.a. até 2030, com uma participação nos setores industriais e de geração de energia elétrica de 75 % em 2030. Outro fato relevante é a atual capacidade de produção do gás de xisto nos Estados Unidos que leva a novos paradigmas para indústria dos combustíveis fósseis. E essa nova realidade veio com novas tecnologias (“horizontal drilling” e “hydraulic fracturing”) que oferecem ao mundo a oportunidade de consumir mais combustível fóssil. Além disso, há outras indicações de que esse combustível movimentará o mercado energético, por exemplo: os novos projetos de terminais de GN liquefeito em vários países, o oleoduto Nabucco, que vai interligar a Áustria a grandes reservas de gás no Azerbaijão, as descobertas de enormes depósitos de gás na África e no Irã, etc. Ainda, por fim, os exemplos das descobertas e exploração de petróleo e gás na camada pré-sal no Golfo do México, na costa brasileira e no oeste da África também movimentam e fortalecem as indústrias de combustíveis fósseis, parecendo longe o término dessas indústrias.

O outro combustível fóssil aqui citado, o carvão, tem perspectivas de aumentar seu consumo também. O International Energy Outlook 2010 (IEO 2010) da EIA em seu cenário de referência aponta que consumo mundial de carvão pode aumentar em mais de 50% de 2007-2035, não considerando os potenciais de redução de gases de efeito estufa. País que consome energia vorazmente, os Estados Unidos têm mais reservas de carvão do que qualquer outro país no mundo. E é de amplo conhecimento que a China usa em grande quantidade o carvão mineral, principalmente na geração elétrica e na indústria. A geração termelétrica a carvão mineral representa hoje quase 40 % da geração do mundo.

Nesse contexto como descarbonizar as futuras matrizes energéticas no médio prazo?

Certamente somente outro padrão de desenvolvimento das sociedades, com rupturas tecnológicas e preços aceitáveis pelos agentes envolvidos e consumidores.

Mas um fato a ser complementado nessas reflexões é que soluções energéticas devem ter interface com o indivíduo. O consumidor acostumou-se a usar a energia que lhe dê suporte em seu uso diário sob certo grau de simplicidade. Novas tecnologias que alteram o padrão de utilização da energia é um processo longo e os especialistas em clima sabem disso.

Os formuladores de política energética que têm a responsabilidade de prover energia para as gerações atual e futura estão diante de inúmeras dificuldades para conjugar suas proposições com a mitigação das mudanças climáticas. As principais barreiras, a meu ver, seriam: a disseminação de novas tecnologias que atendam perfeitamente às necessidades executadas pelas atuais e a preços aceitáveis pela sociedade. Um dos entraves mais delicados é a aceitação pelos indivíduos de mudanças em seus padrões no uso de novos equipamentos, utensílios, enfim das novas tecnologias dentro do contexto trazido pelas mudanças climáticas.

A proteção do clima demanda uma nova forma de pensar e isso exige processos que têm um tempo de amadurecimento. Mudanças revolucionárias em um sistema que permeia toda a sociedade, como o energético, não emplacam sem atender às condições de viabilidade técnica-econômica, padronização, aceitabilidade e interatividade com os indivíduos.

Assim, soluções tecnológicas energéticas que evitem ou diminuam o impacto causado pelas atividades humanas ao meio ambiente devem ser introduzidas em períodos, etapas em transição, mesmo que não haja a diminuição desejada das emissões de CO₂. As metas nessa transição devem buscar uma diminuição gradual ou um aumento mais lento da taxa de aquecimento global. O processo de apropriação e aceitação (o fator preço tem um peso significativo) dessas novas tecnologias, por parte do indivíduo, dentro de sua cultura é um fator preponderante.

Um exemplo evidente de uma estratégia que, aliás, já vem ocorrendo, é a substituição de combustíveis que emitem mais, por outros combustíveis sustentáveis no setor de transporte. O diesel, com menor teor de enxofre, e o etanol têm aceitação pelos consumidores, pois seus hábitos de uso de veículo estarão mantidos, porém se seus preços forem competitivos. E no contexto de não alterar significativamente a interface do cidadão com a tecnologia, pode-se listar: as tecnologias de sequestro de carbono, equipamentos industriais e utensílios domésticos mais eficientes, novas construções com aquecimento solar, geração de energia à base de tecnologias limpas de carvão (Clean Coal Technologie), termelétricas à base de biomassa, usinas eólicas e projetos de arquitetura de novas edificações sustentáveis etc.

Em outra fase de maior ruptura, entrariam tecnologias como energia das ondas e marés, fusão nuclear, energia solar espacial, etc., buscando um mundo futuro com menos efeitos nocivos sobre a saúde humana, economia e meio ambiente.

Mas essas etapas ou fases exigem o suporte de verbas públicas, subsídios para empresas desenvolverem pesquisas na introdução de novas tecnologias. O Estado, certamente, terá um papel mais ou menos ativo, dependendo da sociedade. Esse fato deve ficar bem explícito e sem ilusões. Em situações de crise, no entanto, com decisões de cortes de gastos públicos, as fases serão postergadas. E não é sem motivos que ala conservadora da sociedade americana rejeita subsídios dessa natureza. Vale lembrar que o presidente Obama já abandonou a ideia de uma política mais agressiva em relação à mudança climática e a redução das emissões.

Sabe-se que a tecnologia inovadora tem uma linha de chegada que pode ainda não ser vista. O horizonte fica, ainda, longe da viabilidade técnica e econômica. Mas esse processo exige, por parte dos governos, planos de metas para a redução de emissões detalhados, inseridos em uma realidade com monitoramentos e atualizações periódicas para um acompanhamento pela sociedade. E as expectativas das demandas “verdes” poderão ser austeras, mas dentro também de uma realidade, para que o processo caminhe. Afinal todas as particularidades que o tema exige e que se tentou apontar neste artigo têm que ser reconhecidas pelos atores.

Trata-se de um contexto extraordinariamente complexo com dezenas de variáveis em que muitas são dependentes umas das outras. É um campeonato com jogos decisivos em que “players” atuam sob pressões competitivas e cujos resultados parciais já afetam a todos os indivíduos do planeta. Quando e como será o resultado final é difícil de se prever.

Exploração e produção de petróleo e gás em águas profundas: evolução e tendências I

Por Thales Viegas

A exploração e produção offshore (no mar) de hidrocarbonetos não é recente. As primeiras atividades teriam ocorrido ainda no início do século passado, no Golfo do México, Estados Unidos. Elas eram realizadas a partir da adaptação de equipamentos e técnicas da exploração em terra. Desde então, até os dias atuais, ocorreram muitas transformações tecnológicas e operacionais nesse segmento do upstream da produção de petróleo e gás. A partir delas, muitos recursos antes considerados inacessíveis, ou inviáveis economicamente, passaram a ser objeto de maior interesse e se tornaram reservas economicamente recuperáveis.

Neste artigo inicial serão abordados o potencial de descoberta de recursos e o nível de reservas em águas profundas.

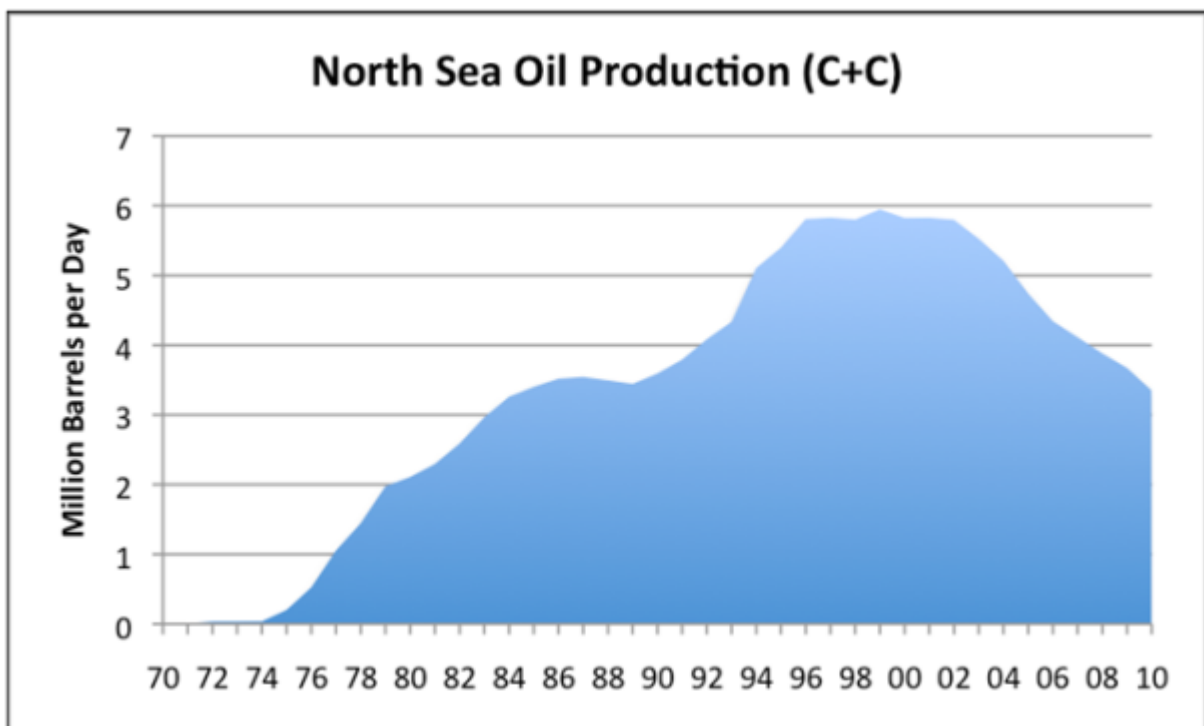
Inicialmente é importante registrar que o intenso desenvolvimento tecnológico associado ao segmento offshore resulta de pesquisas, inovações tecnológicas e operacionais que vêm permitindo uma constante redução de custos na exploração e produção. Cumpre notar, inclusive, que foi a partir da exploração offshore que se intensificaram as relações entre as petroleiras, as parapetroleiras e as instituições de pesquisa. Isso teria resultado no aumento das atividades de P&D e em um grande avanço tecnológico desde a década de 1960 até a presente década.

Com base nessas competências tecnológicas desenvolvidas, o offshore vem contribuindo crescentemente para a renovação das reservas de petróleo. Nesse contexto, a despeito de diversas previsões de redução na oferta das últimas três décadas, as reservas de petróleo teriam ficado mais abundantes ao longo desse período. De acordo com BP (2010) a taxa de reservas provadas por produção R/P (reservas/produção) mundial cresceu de 31 anos em 1973 para 42 anos em 2008. Desde então, novos horizontes de descoberta e exploração vêm emergindo continuamente. Depois do primeiro choque do petróleo as reservas cresceram cerca de 80%, mesmo com o contínuo aumento da produção.

Adicionalmente, na última década, a indústria do petróleo e gás vem experimentando um período de intensa volatilidade nos preços. Entretanto, as oscilações de preço ocorridas ao longo dos anos 2000 seguiram uma linha tendencial ascendente, o que teria aumentado a quantidade de projetos viáveis. Mesmo diante de ciclos econômicos e da intensa volatilidade de preços dos últimos anos, a maior parte dos planos de investimento neste segmento do upstream vem sendo mantida. Por um lado, isso reflete as expectativas de que os preços não irão se reduzir drasticamente e nem se manterão baixos por muito tempo. Por outro lado, expressa a necessidade das empresas de renovar as suas reservas ou aproveitar as oportunidades emergentes, ainda que essas estejam em áreas de difícil acesso e custo relativamente alto.

A necessidade de acessar outras bacias sedimentares está associada ao esgotamento de oportunidades em ambientes tradicionais. O Mar do Norte é um exemplo, por ser referência na exploração e produção offshore. A região teria atingido a sua maturidade, como se pode ver na figura 1. A produção teria atingido o seu pico em 1999, no entanto, teria se mantido em uma espécie de platô entre os anos de 1995 e o ano de 2002. Desde então a produção é decrescente e vem se aproximando de um patamar que corresponde à metade daquele pico histórico. As reservas do Mar do Norte vêm se esgotando. Resultado: as empresas que ali operam ou atuavam estão tendo de buscar novas fronteiras exploratórias.

Gráfico 1: Produção de Petróleo no Mar do Norte, em milhões de barris de óleo equivalente



Fonte: US Energy Information Agency

Assim, as novas iniciativas de projetos offshore envolvem exploração em maiores profundidades e atividades na África e nas Américas do sul e do Norte, principalmente. Constata-se que o potencial de exploração ainda é grande. Os recursos localizados na camada pré-sal podem ampliar mais esse potencial no mundo.

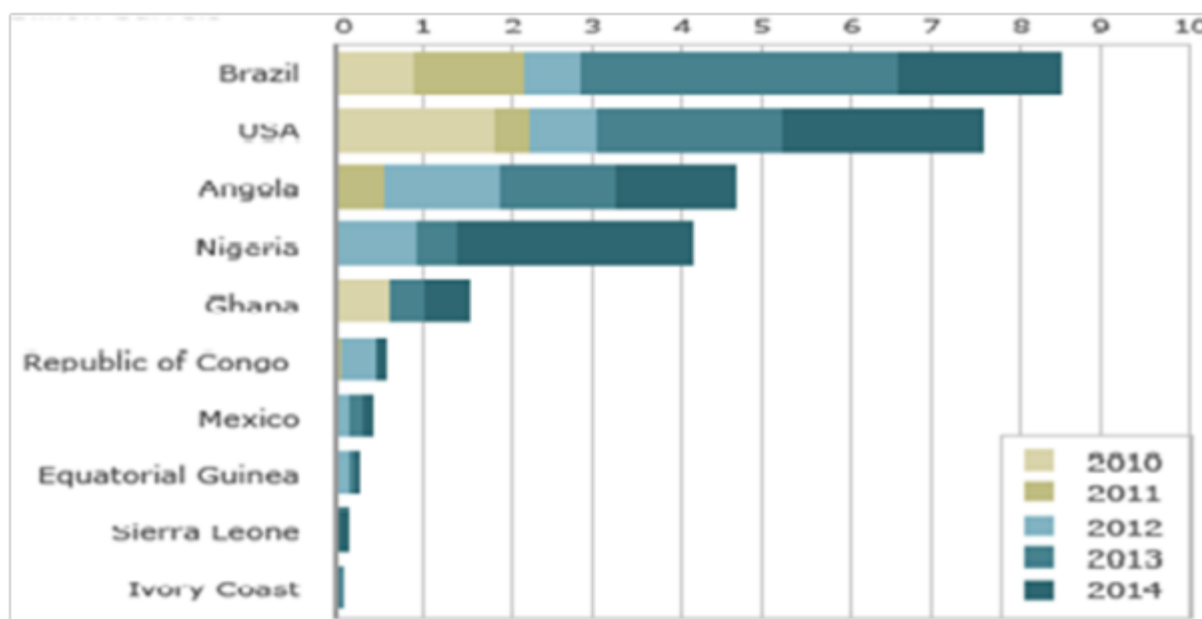
Tabela 1: Potencial de Descoberta de Reservas em Águas Profundas no Mundo, em bilhões de barris de óleo equivalente (mmbbl)

Recursos	G. do México	México	Brasil	Nigéria	Angola	Egito	Austrália	Noruega
A Descobrir	50000	45000	35000	37000	20000	18000	17000	8000
Reservas	10000	0	15000	8000	12000	3000	8000	4000

Fonte: StatoilHydro (2010)

Diante dos robustos investimentos nas Américas do Sul e do Norte, a expectativa é que o Brasil coloque em produção entre 2010 e 2014, campos que possuem, ao total, volume de aproximadamente 8,5 bilhões de reservas provadas. Os Estados Unidos (no Golfo do México ou GOM) deve colocar em marcha a produção em campos que detêm reservas de cerca de 7,5 bilhões de reservas, segundo dados do Infield Systems, como estão expressos no gráfico 2.

Gráfico 2: Total de Reservas dos Campos que devem ser colocadas em produção até 2014, em bilhões de barris de óleo equivalente



*Reservas em profundidade superior à 500 metros da superfície.

Fonte: Infield Systems Ltd.

O mesmo entusiasmo que se percebe nos investimentos em tecnologia e nas próprias atividades de E&P de petróleo em águas profundas, não se verifica nas inversões, no desenvolvimento tecnológico e na produção de diversas modalidades de energias alternativas, que em muitos casos dependem de apoio governamental para se viabilizarem. Nem o aumento dos custos associados ao

segmento offshore do upstream foram capazes de frear os investimentos. Os investimentos em offshore profundo permanecem elevados, de modo que a oferta de sondas e de plataformas nos anos 2000 têm tido dificuldades para acompanhar a evolução da demanda por esses equipamentos.

O resultado é que foram realizadas descobertas de elevada magnitude nos últimos anos. Um exemplo relevante consiste na recente descoberta realizada pela Petrobras e Exxon anunciada em junho de 2011. Foi a maior dos últimos dez anos no Golfo do México. Estima-se que o volume de recursos encontrado seria da ordem de 700 milhões de barris, situado a mais de dois mil metros de profundidade. O que se pode depreender desse contexto é que as iniciativas de E&P em águas profundas e ultraprofundas continuam crescendo em importância e em quantidade.

O Brasil segue na vanguarda dessas atividades em função do pioneirismo e da liderança da Petrobras nesse segmento do upstream. A empresa enfrenta um problema distinto de grande parte de suas concorrentes. Enquanto grande parte das petroleiras tem dificuldades para realizar um crescimento orgânico, com a renovação de suas reservas e aumento da capacidade produtiva, a Petrobras enfrenta um problema oposto. Ela possui diversas oportunidades lucrativas de investimento, incremento de reservas e de produção. Mesmo possuindo um fluxo de caixa robusto, tendo reforçado o seu capital social e realizado captações financeiras significativas, a empresa ainda não consegue reunir capital para realizar todos os projetos que ela considera estratégicos. Vale ressaltar que a empresa possui um dos maiores orçamentos de capital do mundo. Em 2011 ela deverá investir U\$ 28 bilhões, perto dos \$30 bilhões da Exxon, a maior empresa do mundo.

De fato, o ritmo dos investimentos offshore em grandes profundidades vem se mantendo mais intenso do que os demais segmentos do upstream. Os principais elementos que contribuem para isso são: i) a existência de oportunidades de investimento nesse ambiente; ii) o acúmulo de conhecimento e avanço tecnológico que mitigam custos; iii) a competição das empresas no sentido de renovar reservas e crescer; iv) a manutenção dos preços de petróleo em patamares favoráveis e; v) a disponibilidade de caixa das petroleiras, derivada de lucros acumulados.

Assim, ainda que as atividades em águas profundas sejam mais intensivas em capital, ainda existem players capazes de assumirem os riscos e com capacidade de fazer frente aos grandes requerimentos de capital dessa atividade. São as grandes petroleiras que têm as melhores condições para atuar nesse negócio, pois são elas as que mais investem em capacitação tecnológica para adquirir as competências necessárias.

Em suma, o ritmo de descobertas, renovação de reservas e produção em águas profundas é crescente, apesar das incertezas regulatórias ainda presentes, dos maiores custos e riscos envolvidos nessa atividade. A tendência é que o offshore profundo se mantenha como a principal fronteira, mais imediata, da exploração de petróleo no mundo. Uma das principais fontes de novas reservas para as empresas internacionais de petróleo. Um dos sustentáculos da oferta de

petróleo em um mundo com uma demanda crescente e com dificuldades de promover um processo de transição dos combustíveis fósseis para os renováveis.

Política, regulação do petróleo e rodadas de licitação

Por Luis Eduardo Duque Dutra

É o bom momento para uma rodada de licitação de blocos. Assim que a decisão for tomada, tudo está pronto para que seja imediatamente iniciado o rito administrativo e legal para fazermos a 11ª rodada até o final do corrente ano. Já existe a aprovação do CNPE das áreas localizadas em novas fronteiras e bacias terrestres nas regiões do Nordeste e do Norte do País. A exploração leva investimento a áreas rurais sem vocação agrícola. Para realizá-la, falta a promulgação pela Presidência da República da Resolução do CNPE. Por isso, vale a pena insistir na oportunidade política, interna e externamente e na oportunidade econômica, tanto em termos de planejamento, quanto em termos de regulação, da realização de um certame licitatório de dimensão não somente nacional, mas também internacional.

O petróleo tem um simbolismo histórico inegável. No Brasil, em meados do século passado, ajudou a forjar o Estado e a vertente do desenvolvimento nacionalista e soberano, ainda que longe de ser equitativo à época. Mais de meio século depois, já no século XXI, novamente sobre um governo de orientação nacionalista, o Brasil atingiu a autossuficiência e, logo depois, a Petrobrás descobriu as reservas do pré-sal. Foram décadas para chegar à autossuficiência e serão apenas alguns anos para mudar o paradigma energético que ancorou o crescimento do País até agora.

Com reservas internacionais superiores a US\$ 300 bilhões, não existem restrições externas, embora a conjuntura dos países mais ricos seja extremamente desfavorável para o final do ano, assim como para o ano que vem. Não existem igualmente limites de natureza energética para o crescimento, como ocorreu nas décadas de 1970 e 1980 com as crises do petróleo e mais recentemente, em 2001, com o “apagão”. Nas atuais condições, as promessas de crescimento mais equitativo e de superação definitiva do subdesenvolvimento têm todas as chances de serem cumpridas.

Além disso, em contraste com a apatia das economias centrais, a realização da 11ª rodada seria uma demonstração de confiança no futuro, ao abrir uma oportunidade exploratória num mundo carente de novas regiões que sejam, ao mesmo tempo, próximas e seguras. Seria também um exercício do papel que caberá ao País no cenário internacional nesta primeira metade de século XXI. Neste sentido, dois fatores justificam a realização da rodada ainda este ano. O primeiro é a existência de uma “janela de oportunidade” na conjuntura da indústria de O & G. O segundo é o benefício interno que trará a retomada das licitações.

Faltam boas áreas no mundo, para buscar petróleo e não se trata de um problema relacionado ao risco geológico e, sim, ao risco político; o que, aliás, não é novidade na indústria. No Norte da África e no Oriente Médio, a partir de dezembro de 2010, a instabilidade política foi agravada por movimentos populares e a queda em sequência de ditaduras, além da eclosão da guerra civil na Líbia ainda sem solução. As consequentes ameaças de ruptura no abastecimento em gás natural e derivados de petróleo elevaram os preços no início do ano e colocaram em alerta a União Europeia e as grandes petroleiras.

Em outros países com tradição em produção e exportação de O & G, para as “majors”, as oportunidades não têm sido positivas. Na América do Sul, elas se retiraram da Venezuela, do Equador, da Bolívia e da Argentina por questões principalmente políticas. Mas, elas também perderam espaço em países como a Colômbia, o Brasil e o Peru por motivos outros. Na África, o pouco sucesso, ou o adiamento das rodadas, na Nigéria e no Gabão, assim como a separação do Sudão, também sinalizam as reticências dos investidores e a permanente instabilidade política em certos países. A fraqueza das instituições e os constantes levantes no Tchad, na Guiné Bissau e na Costa do Marfim fazem pouco atraente algumas regiões recentemente abertas à produção.

Dentro deste quadro, não deveria surpreender o interesse na licitação feita pelo Iraque. Após terem sido suspensas as sanções norte-americanas no ano passado e após três rodadas de licitações desde 2008, o Ministério do Petróleo assinou doze contratos de serviço. O país pretende multiplicar por 6 sua produção atual de 2 milhões de barris por dia até 2017. Nos contratos recentemente fechados, estão presentes as “majors”, como a BP e a Shell, as estatais de países exportadores, como a Sonangol e a Petronas e empresas chinesas e russas, como a CNPC e a Gazprom. A quarta rodada acontecerá no corrente ano e serão oferecidas doze áreas. O grau de risco que cerca o aumento das atividades exploratórias e de produção nos próximos dois anos pode ser presumido a partir das apostas hoje feitas no Iraque.

Muitos países exportadores de O & G não vendem as licenças exploratórias em concursos abertos. Os direitos são negociados caso a caso entre as partes e de forma sigilosa, até se chegar aos termos do contrato entre a petroleira e o Estado. Não é a toa que é na “boca do poço” que ocorrem os acertos ilegais que fizeram parte da história do petróleo. A transparência das rodadas brasileiras (até as urnas, aonde são colocadas as propostas, são transparentes), o ritual público de competição aberta e direta entre os interessados e os resultados obtidos, ao longo dos últimos anos, fizeram das rodadas brasileiras uma referência para indústria mundial. É uma prática bem diferente das barganhas escusas que, até hoje, são corriqueiras em alguns países exportadores.

As grandes petroleiras também estão com dificuldades para repor suas reservas nas províncias próximas aos países industrializados. É o caso do Alaska, do Atlântico Norte e do Golfo do México. Nas duas primeiras regiões, a exploração caminha para geologias e condições meteorológicas cada vez mais críticas. São exemplos as rodadas de licitação previstas para este ano pela Irlanda, a Groelândia e o Canadá, na Nova Escócia. Quando não é este o caso, os objetivos

das rodadas em andamento são modestos, como a busca de novas jazidas de gás natural e a adição de reservas menores de petróleo perto de onde já existam infraestruturas; é o caso no Mar do Norte, tanto do lado inglês, quanto do lado norueguês.

No Golfo do México, a moratória, que se seguiu ao acidente da BP e, depois, a retomada das atividades com novas regras e novos reguladores reduziu o ritmo exploratório em pelo menos dois terços. Um relatório do IHS-Cera (Daniel Yergin) recente estima que a retomada exploratória no ritmo anterior proporcionaria mais emprego e mais petróleo, algo que falta aos EEUU hoje: no final de 2012, seriam mais 240.000 vagas e mais 400.000 boe p/d. Em parte como resposta a estas críticas sobre a demora na aprovação de planos de exploração e na concessão de novas licenças, o novo ente regulador, Bureau of Ocean Energy Management – BOEMRE, anunciou que fará uma licitação em dezembro de 2011 e outra no decorrer do primeiro semestre de 2012.

Fato é que o Golfo do México, em virtude do acidente, ainda deve permanecer relativamente fechado. As licitações programadas para 2011 em regiões próximas dos centros de consumo ocorrerão na Rússia, na Austrália, na Indonésia, nas Filipinas e na China. Estão também programadas licitações em países não produtores como o Uruguai, São Tomé e Príncipe e Maynamar. Assim, no momento, fora as licitações anteriores, não existem rodadas concorrentes que disponham da mesma atratividade que a oferecida pelos blocos brasileiros e pelo atual estágio da indústria de O & G no país. Existe, sim, uma carência relativa de boas e novas oportunidades exploratórias que pode ser bem aproveitada pelo Brasil.

A oportunidade é externa e é também interna. As rodadas permitem manter uma área mínima em exploração ao longo do tempo para viabilizar a descoberta de novas reservas. A única certeza é o longo prazo entre a assinatura do contrato e a descoberta de hidrocarboneto, sendo que a descoberta não é certa: entre dez abertos, somente três, ou quatro, na melhor hipótese, são poços descobridores. A licitação de blocos tem o objetivo de ditar a produção de um recurso natural não renovável. A “regra da captura” foi responsável por enorme desperdício de gás natural e pela exaustão prematura de reservas de petróleo até a década de 1930, quando o regulador norte-americano, FERC, passou a impedir a corrida pela mais rápida produção. Foi uma vitória decisiva do interesse público sob o poder das petroleiras, que marca uma nova época em termos de planejamento e regulação da atividade.

As rodadas são um instrumento de regulação bastante preciso e eficaz para definir o ritmo da atividade petroleira, uma vez que o Estado atua em seu nascedouro. Há três anos, no Brasil, elas estão interrompidas. Enquanto revia a legislação para se adequar à descoberta do pré-sal e, portanto, provisoriamente, a paralisação foi completamente justificada. No máximo, seu efeito será postergar investimentos e descobertas. No entanto, a situação a se perdurar de forma indefinida compromete a expansão dos negócios em um ponto estratégico da cadeia de produção de O & G, logo em seu início.

Sem rodada em 2011, ao final de 2012, o país terá a menor área exploratória já concedida pela ANP. Será um recorde histórico pouco positivo. Se uma interrupção parcial apenas posterga descobertas e projetos de desenvolvimento, a paralisação por três anos, ou mais, desfaz expectativas e reduz o espaço de atuação das empresas que cresceram apostando na continuidade do movimento de abertura da economia brasileira e do setor de O & G no Brasil. Mais de sessenta concessionárias surgiram depois da criação da ANP e o adensamento e diversificação do tecido industrial criado depende de novas áreas exploratórias. Sem oportunidades, ou elas desaparecem, ou simplesmente deixam o País, ao comprar blocos em licitações em outros países; um movimento já perceptível entre as concessionárias controladas pelo capital nacional que mais cresceram nos últimos cinco anos.

A estrutura de mercado criada no país é bastante original e dinâmica: uma grande estatal líder e uma franja de empresas competindo entre elas. O setor hoje está longe do antigo monopólio e é também aberto ao capital exterior. Além disso, os mais de sessenta concessionários não estão em competição direta com a Petrobrás. A estatal brasileira ganhou parceiros, respondeu de maneira positiva ao surgimento de uma franja competitiva em seus mercados, cresceu em direção ao exterior e, hoje, dispõe das reservas para desenvolver seu futuro nos próximos dez a quinze anos. As licitações em áreas fora do pré-sal podem ser a forma pela qual a estatal brasileira continue a participar da exploração das mais de vinte bacias sedimentares em terra, consorciada com outras empresas e, principalmente, sem perder seu foco – a Bacia de Santos e Campos.

A decisão de realizar a rodada até o final do ano é política e econômica. Ao exterior, sinaliza o pleno exercício do novo papel do País como produtor de energia mundial, ao criar oportunidades em uma conjuntura internacional de crise ainda longe de estar solucionada. Internamente, sinaliza a retomada da normalidade nos negócios de O & G, após as profundas mudanças regulatórias feitas nos últimos três anos.

A energia verde como um negócio

Por Jacqueline Batista Silva

A maioria das considerações sobre a energia verde apresenta como motivador para a sua utilização a questão ambiental. Essa abordagem começa a ser substituída. Ao avaliar as possibilidades da economia verde na economia mundial em crise é possível encontrar resultados interessantes.

Por muito tempo, temas como “economia verde” ou “utilização de fontes renováveis de energia em processos produtivos” fizeram parte de uma abordagem sobre mudança climática ou manutenção da qualidade da vida humana no futuro. Dizia respeito a alguma utilização consciente de recursos energéticos, mas sem a devida análise do fator econômico.

Para preencher essa lacuna a *The Brookings Institution* lançou em Julho deste ano um relatório intitulado *Sizing The Clean Economy* (1), em que avalia do ponto de vista econômico – tomando como eixo a geração de empregos – o papel da economia verde nas regiões metropolitanas dos Estados Unidos.

O relatório – um dos mais claros e atualizados desse setor econômico – menciona uma grande dificuldade em mensurar todo o alcance dos empregos gerados pela economia verde, mas ainda assim, nenhum setor da economia americana tem sido mais celebrado como fonte de renovação econômica e geração de empregos.

O estudo abrange o período de 2003 a 2010 em todo o país, e seu detalhamento e categorização teriam como objetivo prover de informação econômica relevante as lideranças nacional, regional e estadual, a fim de que fatores que ainda retardam esse setor econômico possam ser mitigados ou eliminados.

Nosso objetivo aqui é transcrever os principais pontos do relatório e atentar para as recomendações que servem a todos os países dispostos a reconhecer o potencial da economia verde. As principais considerações sobre as regiões metropolitanas nos EUA são as seguintes:

- A economia limpa, nos EUA, emprega 2,7 milhões de trabalhadores.

O número parece pequeno, mas ele ganha maior proporção se considerarmos que isso é mais do que o número de empregos gerado pela energia fóssil e que consegue abarcar trabalhadores em todos os níveis de escolaridade/produção.

- Apesar de um crescimento comparativo menor no período do estudo (2003 – 2010), o setor teve um crescimento maior que o da economia em geral durante a recessão.
- A economia limpa é intensiva em produtos fabricados e exportação.

Avalia-se que 26% de toda a economia limpa gera empregos em manufatura, enquanto a economia como um todo geraria apenas 9% de empregos nessa área. Isso representa um potencial de utilização de mão-de-obra importante para abarcar uma camada específica da população. Outro ponto relevante apresentado é o de que os empregos relacionados à energia limpa exportam o dobro dos empregos tradicionais nos EUA.

- A economia limpa oferece mais oportunidades e melhor pagamento para trabalhadores com baixa e média educação formal do que a economia como um todo.

Os salários nos empregos de economia limpa são 13% maiores que os demais, quando observados os mesmos níveis de escolaridade.

- A economia limpa permeia todas as regiões metropolitanas, mas se manifesta em configurações variadas.

A economia limpa molda-se às características de cada região, de maneira que se apresenta mais desenvolvida ora no setor de serviços, ou industrial, no setor público ou de maneira mista. Assim, pode fazer parte de todos os planejamentos regionais, sem ter que descaracterizar a vocação econômica local.

- Fortes clusters industriais contribuem para um maior desenvolvimento da economia limpa

No período observado, estabelecimentos integrantes de clusters industriais cresceram mais que os isolados: em média, 1,4 ponto percentual mais rapidamente.

Apesar dos dados positivos, as opiniões não são unânimes. O principal entrave à energia verde está no valor a ser dedicado à pesquisa e aos subsídios necessários ao desenvolvimento e implantação das novas tecnologias limpas para obtenção de energia num Estado em crise. Esses receios não estão presentes apenas na economia americana. Investir em momentos de crise sempre dividiu opiniões. Essa é mais uma contribuição do estudo. A adequada avaliação de um setor específico pode permitir ver um investimento como propulsor do desenvolvimento e, portanto, indispensável. O estudo apresenta uma análise do retorno que esse investimento tem trazido. Mostra a economia limpa como um negócio plausível dentro de uma ótica desenvolvimentista, e não apenas dentro de um aspecto ideológico-ambiental, alcançando também aqueles que consideram este um fator menos relevante.

Não podemos deixar de pensar em qual seria a condição brasileira da economia verde, e seu potencial nos planos de desenvolvimento apresentados por nossas lideranças nacionais e regionais. Um relatório similar que nos possibilitasse mensurar o alcance do setor no Brasil, dentro da posição de destaque mundial que passamos a ter, pode ser de extrema relevância para que a economia verde ganhe maior fatia de projetos e para que os investimentos na área ganhem maior prioridade.

O relatório apresenta também algumas recomendações, e elas não são prerrogativas do estado Americano.

A primeira recomendação é a de fazer com que o Estado e as lideranças regionais promovam o uso de bens e serviços classificados como de baixo nível de emissão de carbono e ambientalmente orientados. Falamos aqui da taxaço das emissões de carbono, da certificação de produtos ambientalmente responsáveis, e outras medidas que exigem uma atuação – e na verdade, intervenção – do Estado.

Outra recomendação é a criação de garantias de financiamento à ampliação dos segmentos industriais da economia limpa. A ampliação do capital voltado para o financiamento e conseqüente diminuição do risco para o investidor são fundamentais.

Um setor relevante a considerar é o de pesquisa e desenvolvimento – a ser valorizado nos níveis nacional e regional. Inovação é matéria-prima da economia verde: abrange não apenas a criação de novas tecnologias, mas também o aprimoramento daquelas que utilizarão algo que já é considerado, por si só, um novo recurso: a eficiência energética.

As recomendações e desafios apresentados no estudo podem ser vistos em nível global. Não são características tipicamente americanas. É bastante razoável que, diante de dificuldades orçamentárias, o setor de investimentos não receba a devida atenção. Talvez seja essa a maior importância de uma avaliação séria das implicações do crescimento da economia verde. Podemos, assim como os EUA, estar perdendo uma fatia importante do mercado global. Podemos, também, estar refreando o nosso próprio crescimento por considerar um gasto postergável o que seria um investimento de alto retorno.

Enfrentamos duas grandes necessidades: a de valorar de maneira séria o alcance da economia verde, e a de mudar a concepção de que essa seria apenas uma fonte periférica de desenvolvimento. Um passo importante foi dado e ele reverbera globalmente. Cabe a nós atentar para a necessidade de não ficar para trás nessa caminhada e definir, desde agora, o papel que iremos desempenhar.

Referências:

(1) The Brookings Institution, Sizing The Clean Economy: A National And Regional Green Jobs Assessment, Washington D.C, 2011.