
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Setembro/Outubro de 2013 – Ano 13 – n.4

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

Perspectivas de suprimento de gás natural para o setor elétrico, por Marcelo Colomer.

Setor elétrico brasileiro: uma história de reformas, por Renato Queiroz.

O setor elétrico e as indefinições da política energética, por Clarice Ferraz.

A transição energética: aberta, indefinida e indeterminada, por Ronaldo Bicalho.

Oportunidades e custos na atividade petrolífera em águas profundas, por Thales Viegas.

A energia do Brasil e seus desafios, por Edmar de Almeida e Ronaldo Bicalho.

O uso de leilões de curto prazo na indústria de gás, por Miguel Vazquez.

A maldição dos recursos naturais III: A maldição do petróleo resiste ao boom do preço do petróleo nos anos 2000?, por Luciano Losekann e Thiago Periard.

A matriz energética nacional, por Ronaldo Bicalho.

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.

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.

Miguel Vazquez

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

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

Thiago Periard do Amaral

Doutorando em Economia pela Universidade Federal Fluminense.

Perspectivas de suprimento de gás natural para o setor elétrico

Por Marcelo Colomer

A análise da evolução da matriz energética do setor elétrico brasileiro evidencia que a partir de 2000 não só o consumo energético cresceu consideravelmente como também ocorreu uma grande mudança nas fontes de suprimento. Em 2000, o setor termoeletrico brasileiro gerou 25.335 GWh; sendo 30% desse valor proveniente da geração a carvão e 6% proveniente do gás natural. Em 2012, por sua vez, a geração termoeletrica atingiu 73.456 GWh; sendo que a participação do carvão reduziu-se para 10% enquanto a do gás natural aumentou para 50%. (MME, 2013)

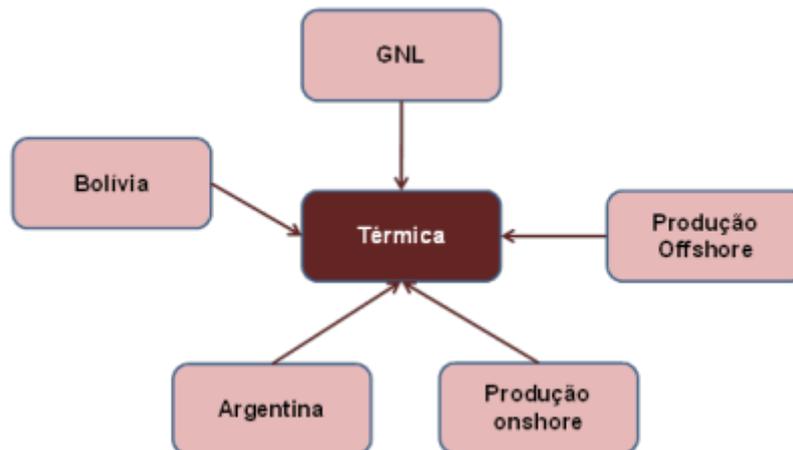
Os dados acima deixam claro o aumento da importância do gás natural no segmento de geração térmica assim como a redução da relevância das fontes tradicionalmente utilizadas no Brasil, como por exemplo, o carvão, o óleo combustível e o diesel. Nesse contexto, a análise das condições de expansão do parque térmico brasileiro exige que se faça uma reflexão sobre as perspectivas de suprimento para o setor termoeletrico, merecendo destaque o papel do gás natural.

Perspectivas de Abastecimento

Até 2013 a oferta de gás natural no Brasil dependeu tanto dos níveis de produção nacional quanto das importações de gás natural boliviano e de GNL. No primeiro trimestre de 2013, cerca de 50% da oferta doméstica de gás natural dependeram das importações o que coloca uma importante questão. É possível expandir o parque de geração termoeletrica a gás natural com base nesse perfil de suprimento?

Nesse contexto, faz-se necessário analisar as perspectivas futuras das diferentes fontes de suprimento de gás natural para o Brasil em termos de preço e segurança de fornecimento. Entre as potenciais fontes de oferta de gás para o Brasil têm-se as tradicionais importações da Bolívia, uma possível retomada das importações das Argentinas, as importações de GNL, o aumento da oferta *offshore* e as novas perspectivas de produção *onshore*.

Figura 2 – Potenciais Fontes de Suprimento de Gás Natural para o Brasil



Oferta de Gás Argentina

A privatização e liberalização da indústria Argentina de gás no início da década de 1990 atraiu muitos investimentos para o setor de *upstream*, resultando em um aumento importante da produção de gás na Argentina. No entanto, esse cenário começou a se reverter em 2001 após a crise econômica no país. O processo de abertura do mercado de gás foi revisto e o preço do gás foi congelado em patamares extremamente baixos.

A política de congelamento dos preços domésticos foi seguida durante toda a década de 2000 de tal maneira que os níveis de preço ficaram abaixo de 1 dólar por MBtu para o produtor. A partir de 2005, os preços começaram a ser flexibilizados, embora eles permaneçam até hoje muito abaixo dos praticado nos principais mercados internacionais, inclusive no Brasil.

A principal consequência deste processo de congelamento de preços foi a redução drástica dos investimentos na exploração. Esta redução dos investimentos fez com que as reservas argentinas entrassem em uma trajetória descendente a partir de 2001. Isso levou a relação R/P de gás para apenas 8 anos – uma situação crítica, dada a matriz energética argentina (o gás representa 50% da matriz).

O caráter estratégico do gás natural para a Argentina leva a crer que, no longo prazo, o governo Argentino deverá viabilizar economicamente o aproveitamento do potencial de produção de gás no país; embora uma parcela importante dos analistas argentinos argumente que mesmo que o país mude sua política de preços, as reservas de gás da Argentina não subiriam significativamente considerando o estágio atual de maturidade das principais províncias gasíferas do país.

Contudo, deve-se destacar que o cenário geológico para o gás natural argentino mudou radicalmente nos últimos dois anos. O Departamento de Energia dos

Estados Unidos (2013) coloca a Argentina como um dos países com maior potencial para seguir a trajetória americana de produção de gás não convencional.

Contudo, segundo Brandt (2013), mesmo com a tentativa do governo argentino em realinhar os preços domésticos com os preços internacionais o enfoque de curto prazo e a orientação da política energética voltada para o mercado interno, a existência de um desequilíbrio estrutural entre a oferta e a demanda, a defasagem remanescente entre os preços internos e os preços internacionais, e os problemas macroeconômicos do país impedem que a potencial expansão da produção de gás não convencional na Argentina equilibre no curto e médio prazo a demanda e a oferta de gás natural. Em função disso, espera-se que até 2025 a Argentina irá continuar dependente da importação de gás natural tanto da Bolívia quanto de GNL.

Oferta de Gás Boliviana

A nacionalização da indústria de gás e petróleo em 2004 gerou grandes incertezas para as empresas de petróleo e gás na Bolívia. Em primeiro de maio de 2006, foi emitido o Decreto Supremo nº28.701 pelo Presidente Evo Morales, pelo qual foram revertidas as privatizações ocorridas nos anos 1990 no setor de Hidrocarbonetos. Da mesma forma, foram vendidas ao governo 50% mais um das ações das empresas do downstream. O governo, ainda, ampliou de 50% para 82% os impostos sobre os grandes campos de gás natural.

A total revisão do arcabouço institucional do setor de gás natural na Bolívia, bem como a instabilidade política que se instalou no país, teve as seguintes implicações: i) criação de um ambiente instável e hostil para a viabilidade econômica dos investimentos no setor de gás natural; e ii) surgimento de incertezas quanto à capacidade da Bolívia de cumprir com seus compromissos relativos ao suprimento de gás para o Brasil e para a Argentina.

As mudanças no ambiente institucional da Bolívia reduziram drasticamente o ritmo de investimentos no país de forma que as reservas provadas caíram para 275 bmc em 2011. Embora pareça elevado, esta relação reserva produção mostra-se muito pouco confortável para fazer frente aos contratos do país com o Brasil e a Argentina diante do elevado crescimento da demanda interna.

Nesse contexto, o GEE (2012) estima 2 cenários possíveis de oferta de acordo como a possível evolução do ambiente político do país. No primeiro cenário (oferta restringida), as empresas minimizariam investimentos nos campos em produção e em desenvolvimento. Neste caso, o GEE prevê que a produção de gás boliviana atingiria um máximo de 55 MMm³/dia em 2015 a partir de quando começa uma trajetória declinante.

O segundo cenário (oferta negociada) reflete a situação em que os recursos gasíferos existentes seriam desenvolvidos (inclusive Aquío) a partir de uma negociação com o governo para viabilizar estes investimentos. Nesse caso, a produção atingiria 70 MMm³/dia até 2016, quando começaria a decair. Isto significa que, para manter o nível das suas exportações de gás para além de

2019, quando encerra o contrato com o Brasil, a Bolívia deve necessariamente reativar o esforço exploratório.

Assim, no cenário de oferta restringida não será possível cumprir com os contratos de exportação de gás para o Brasil e Argentina. Neste cenário haveria gás apenas para o mercado doméstico e para o Brasil. Ainda assim, ocorreriam problemas pontuais para atender ao contrato brasileiro em 2017, mesmo sem entregar gás para a Argentina.

No cenário de oferta negociada seria possível atender à demanda dos contratos atuais. Ou seja, para garantir a oferta de gás, o governo Boliviano precisa negociar com as empresas para viabilizar os investimentos nos campos atualmente em desenvolvimento (Marguerita e Itaú) e, principalmente, criar condições para o desenvolvimento dos campos da área de Incahuasi (Aquió e Ipatí), da Total e Tecpetrol.

GNL

No que se refere ao GNL, percebe-se a partir da análise dos principais mercados internacionais que, com exceção do mercado norte-americano, os preços do gás natural têm se situado entre 16 e 10 dólares o milhão de BTU. Nesse sentido, pode-se afirmar que, com exceção dos EUA, o preço do gás natural no mundo mantém-se em níveis elevados; o que se reflete nos preços do GNL. No primeiro semestre de 2013, por exemplo, o preço médio contratado no Brasil foi de US\$ 14/MMBTU. Esse fato nos leva a questionar a viabilidade econômica de expandir o parque termelétrico brasileiro sustentado na importação de GNL.

Apesar dos preços atuais elevados, argumenta-se que uma possível expansão da capacidade de liquefação nos EUA poderia reduzir os preços nos mercados internacionais. Contudo, partindo da projeção de preço para o Henry Hub e dos custos referentes a liquefação, transporte de GNL, regaseificação e do transporte terrestre chega-se a conclusão que o preço de internalização do GNL produzido nos EUA não deve ser inferior a US\$ 9,78/MMBTU no Brasil, criando limitações para a expansão da geração termelétrica sustentada na importação de GNL.

Produção de Gás Offshore

As descobertas recentes de petróleo e gás natural no cluster do pré-sal trazem uma visão otimista a cerca da oferta doméstica de gás natural. Em 2012, as reservas offshore totalizaram 459 bmc. Estima-se, contudo, que com a exploração da área do pré-sal essas reservas poderão atingir cerca de 1,1 tcm em 2020 (PDE, 2030).

Nesse contexto, acredita-se que a produção bruta da região do pré-sal (reservas descobertas) poderá atingir 124 MMm³/d em 2021 (EPE, 2013). Contudo, esse incremento da produção não implica necessariamente em um aumento no mesmo montante na oferta interna. Isso porque se descontarmos os valores estimados de queima, consumo próprio no E&P e reinjeção; o aumento da oferta interna proveniente do pré-sal deverá ser somente de 31 MMm³/d.

Outro obstáculo para o aproveitamento do gás natural proveniente da região do pré-sal é a necessidade de expansão da infraestrutura de escoamento. A distância da costa e a profundidade do leito marinho na região elevam os custos dos projetos de gasodutos de escoamento, o que poderá se refletir nos preços do gás natural. Atualmente existem 3 rotas de escoamento do gás do pré-sal que irão totalizar até 2020 uma capacidade de movimentação de 40 MMm³/d. Nesse sentido, mesmo que se aumentem os níveis de aproveitamento da produção de gás natural proveniente do pré-sal, haverá, no curto e médio prazo, uma dificuldade de trazer volumes superiores a 40 MMm³/d para a costa.

Outra ressalva importante é que parte dos 15 MMm³/d de capacidade de movimentação da rota 3 será destinada para atender o COMPERJ, reduzindo consideravelmente a oferta de gás natural para o segmento termoeletrico e para a indústria. Nesse sentido, embora as novas descobertas do pré-sal aumentem consideravelmente o potencial de produção nacional, existem algumas restrições em relação ao aproveitamento desse gás no segmento termoeletrico.

Produção Onshore

Se no caso da produção offshore a falta de gasodutos de escoamento funciona com uma barreira a utilização do gás natural nas térmicas brasileiras, no caso da produção onshore a falta de infraestrutura de transporte em algumas regiões potencialmente produtoras pode estimular o aproveitamento do gás natural para a geração de termoeletricidade.

Atualmente as reservas provadas em terra estão em torno de 72 bcm enquanto a produção encontra-se próxima a 16 MMm³/d. Excetuando a região de Urucu, o índice de aproveitamento do gás em terra está em torno de 86% apesar de algumas regiões se encontrarem distantes das malhas de transporte de gás natural.

Outra importante diferença entre a produção onshore e a produção offshore está relacionada à estrutura da indústria. Se em mar a produção mostra-se centralizada na Petrobras, em terra, o número de áreas de concessão de outras empresas é bastante elevado.

A expansão da produção onshore reflete os investimentos recentes realizados por diversos agentes nas bacias do Solimões, Parnaíba e São Francisco. Somente nessa última região, agentes como Petra, Orteng, BR, Shell, IMETAME e Cisco realizaram conjuntamente em 2011 investimentos na ordem de 400 milhões de reais na exploração de gás natural convencional e não convencional.

O aumento da produção em terra reflete apenas parte do potencial geológico das bacias terrestres brasileiras. Segundos dados da EIA (2013), as bacias do Paraná, Solimões e Amazonas possuem somadas um potencial de recursos em solo na ordem de 6,93 tmc. Segundo a ANP, os recursos em solo das bacias do Parecis e do Parnaíba estão em torno de 3,51 e 1,81 tmc, respectivamente. No caso da bacia do São Francisco, as informações fornecidas pelos operadores mostram que os recursos em solo devem ser de 2,26 tmc aproximadamente.

Esse potencial produtivo das áreas em terra no Brasil se reflete na organização da 12ª rodada de licitação que deverá licitar diversos blocos de exploração de gás natural em 7 bacias terrestres.

Conclusão

A expansão da produção de gás natural em terra pode contribuir significativamente para a expansão do parque termoeletrico brasileiro a gás natural. Isso porque, na maioria dos casos, os custos de produção e de escoamento da produção em terra mostram-se inferiores aos custos em mar. Ademais, considerando a distância de algumas regiões produtoras da malha de transporte e as dificuldades enfrentadas para a expansão dos investimentos em novos gasodutos o consumo no segmento termoeletrico passa a ser a melhor se não a única alternativa de monetização do gás natural.

Mesmo no caso das regiões próximas a malha de transporte, a existência de outros agentes diferentes da Petrobras na produção de gás natural pode estimular o consumo térmico. Isso porque o controle da infraestrutura de transporte pela Petrobras e a participação desta nas empresas de distribuição criam um obstáculo para outros produtores na comercialização do seu gás, principalmente nos estados onde a figura do consumidor livre ainda não está regulamentada. Na outra ponta, os agentes do setor termoeletrico vêm enfrentando dificuldades para participar dos leilões de energia, uma vez que não conseguem a garantia contratual de fornecimento de gás natural por parte da Petrobras, o que é exigido nos leilões. Sendo assim, não somente a expansão da produção em terra tende a contribuir para uma expansão do setor termoeletrico brasileiro, como a expansão do consumo no setor termoeletrico pode viabilizar a monetização de alguns reservatórios de gás em terra.

Bibliografia

BICALHO, R. e ALMEIDA, E. (2000). “A Evolução das Tecnologias de Uso e a Reestruturação da Indústria do Gás Natural: Turbinas, Motores e Pilha a Combustível”. Relatório Projeto IE-Gaspetro, mimeo.

BNDES (1997). “Perspectivas para o Gás Natural”. *Informe Infra-Estrutura*. Dezembro.

BNDES (1997). Perspetivas para o Gás Natural. Informe Setorial N 17 Dezembro/97.

EIA (2000). “Fuel Oil Use in Manufacturing”. *Department of Energy*. <http://www.eia.doe.gov/emeu/consumptionbriefs/mecs/fueloil/>.

GAS RESEARCH INSTITUTE (1999). *Sector Summary: Industrial Sector*. GRI-99/0008.

MASTERS, Jeff (1996). “The potential Impact of technology on industrial gas utilisation”. *IEA International Conference on Natural Gas Technologies*. Berlin, Alemanha. Setembro.

OLIVEIRA, A. e LOSEKANN, L. (1999). O Novo Mercado Elétrico: Perspectivas para o Gás Natural. *Projeto Gaspetro/IE-UFRJ*, Novembro.

OLIVEIRA, A. e LOSEKANN, L. (2000). Novos Mercados Para O Gás Natural: Evolução E Perspectivas Da Cogeração No Brasil. *Relatório de Pesquisa do Projeto Gaspetro/IE-UFRJ*, Maio.

SOUZA, M.; Walter, A. e FAAIJ, A. (1999). Viabilidade do Uso do Gás Natural Como Combustível Complementar em Sistemas BIG-CC, em Usinas de Açúcar e Álcool. *Anais do VIII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro*, 1172-1180.

TOLMASQUIN, M. e SZKLO, A (2000). *A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio*. COPPE/UFRJ.

YOUNG, Carlos E. F. (2000). Meio Ambiente, Regulação e a Indústria de Gás Natural No Brasil. *Relatório de Pesquisa do Projeto Gaspetro/IE-UFRJ*, Maio.

MACULAN, B e SILVA, A, Jr Mercado Nordestino de Gás Natural: Suprimento pela Importação de Gás Natural Liquefeito (GNL).

www.mme.gov.br, Acesso em junho de 2007.

www.gasnet.com.br, Acesso em agosto de 2007.

www.anp.gov.br, Acesso em agosto de 2007.

Setor elétrico brasileiro: uma história de reformas

Por Renato Queiroz

Para uma atividade altamente institucionalizada, como é a oferta de energia elétrica, reformas são sempre recursos para os grandes freios de arrumação dos desajustes setoriais. Querendo-se ou não, todo marco institucional dura enquanto gera os resultados que se espera dele. Quando ele não entrega mais o prometido, simplesmente se troca de marco. É assim em qualquer setor elétrico do mundo. A questão toda é o tempo certo de saltar do marco ultrapassado pela evolução do setor, vencendo a inércia política e escapando dos prejuízos inexoráveis da sua manutenção.

Dessa maneira, o setor elétrico evolui de reforma em reforma, tangido pelos acordos políticos que, a cada momento, sustentam o arranjo institucional que melhor explicita os objetivos desejados e a mobilização dos recursos necessários para alcançá-los. Afinal, os negócios no mercado de energia mobilizam montantes significativos de recursos financeiros que resultam em obras de engenharia, no desenvolvimento de novas tecnologias, na expansão de unidades fabris, na criação de novas empresas, etc. A destinação desses recursos financeiros em projetos energéticos depende das decisões que ocorrem no âmbito das políticas energéticas dos governos que desenvolvem esforços para a materialização dessas decisões no período em que estão à frente de seus países.

Acontece que, muitas vezes, as decisões dessas políticas necessitam de entendimentos e negociações entre os agentes que podem ultrapassar os mandatos dos governos, antes de suas implantações. O risco de fracasso da materialização de projetos energéticos, por exemplo, pode ocorrer, se as decisões forem açodadas, baseadas em frágeis consensos, trazendo insegurança aos investidores e aos agentes como um todo.

O mercado de energia é normalmente constituído de indústrias de redes, ou seja, indústrias que dependem da implantação de malhas para alcançar o consumidor. Como tal perpassam os vários segmentos da sociedade, provocando diferentes entendimentos de cunho técnico, político, ideológico, que afetam os negócios em vigor ou planejados.

Nesse sentido, a complexidade na estruturação dos modelos de organização das indústrias que se estruturam sob uma concepção de rede exige, por parte dos governos, um cuidado especial. As mudanças na regulação vigente nessas indústrias exigem um processo de amplas negociações entre os agentes, buscando configurar estratégias de longo prazo no rumo mais acertado possível.

Quando novas regras causam insegurança entre os vários agentes e são contestadas por muitos especialistas, muitas vezes com interesses e ideologias contrárias, é um sinal de que o setor em questão pode estar em rota de desestruturação.

Um bom exemplo da indústria de rede é a elétrica. Tal indústria tem como importante característica a necessidade de manter um equilíbrio premente entre a oferta e a demanda, muitas vezes de difícil previsão e tendo, também, como outra característica, as dificuldades de estocagem. A indústria elétrica sempre teve o Estado como um ator de destaque seja como regulador, planejador ou empresário. Como tradicionalmente o serviço de energia elétrica era considerado monopolista, o Estado estava à frente por meio de concessões reguladas por ele e/ou outorgadas ao setor privado.

Nesse contexto, no caso brasileiro, os primeiros marcos regulatórios legais que regeram a indústria elétrica definiram que o fornecimento da energia elétrica era um serviço público sob regime de concessão ou permissão. Os especialistas e responsáveis pela estruturação do setor elétrico brasileiro entenderam que o país tinha singularidades como a existência de rios com grande volume de água, caudalosos e de planalto. O país de clima tropical, com condições meteorológicas particulares, com chuvas torrenciais, sazonais e com diversidades hidrológicas que possibilitavam a não coincidência desses períodos, favorecia a construção de usinas hidrelétricas. Essas particularidades levaram os técnicos a planejarem usinas com reservatórios que fossem capazes de “guardar” energia para os anos futuros. Os relatórios das consultorias técnicas também apontavam para a necessidade de uma malha de transmissão bem estruturada, pelas dimensões do país, sobretudo pelas distâncias das fontes ao consumo.

Nos anos 50, no âmbito da estruturação do setor elétrico, o entendimento foi que essa indústria com características de monopólio natural deveria ter um planejamento da expansão com forte interação com os critérios estabelecidos pela operação do sistema. Qualquer inconsistência metodológica entre planejamento e operação afetaria os objetivos do setor. Ainda as experiências internacionais, sobretudo vindas da América do Norte, apontavam que um segmento importante era o da montagem e fornecimento de equipamentos de geração, telecomando, transmissão e distribuição. Como tal, a manutenção industrial de qualidade era considerada como uma prática obrigatória para as empresas buscarem os padrões de excelência mundiais. Os manuais das empresas estatais traziam ensinamentos das tradicionais empresas de eletricidade americanas. Continham indicações que os instrumentos, equipamentos e máquinas de processos em geral deveriam ser planejados e operados com competência, pois trariam resultados econômicos vantajosos para as empresas.

Em decorrência disso, a cultura do setor elétrico foi de preparar equipes de engenheiros e técnicos, bem treinados ao longo dos anos, e comprometidos com a segurança do sistema. Os processos de formação das equipes eram estabelecidos dentro de uma estratégia de permanência do funcionário na empresa por muito tempo, exigindo um treinamento contínuo de suas equipes no país e no exterior. O entendimento foi que a capacitação técnica seria um fator preponderante para a segurança do sistema elétrico.

Outro componente importante na estruturação dessa indústria foi à necessidade de promover o desenvolvimento e fortalecimento de empresas privadas de consultorias e projetos, construtoras de grandes obras civis, empresas de

montagem de equipamentos elétricos. Para gerenciar e organizar esse complexo leque de agentes, o Estado era considerado como o mais indicado pelo sentido estratégico que essa indústria de rede significaria para o país. Mas os entendimentos e interesses eram diversos e foi assim que a decisão da criação de uma empresa estatal, que fizesse o papel de coordenadora desse processo, levou um período longo que vai desde a Era Vargas até 1962. A decisão do papel do Estado à frente do setor elétrico brasileiro ultrapassou vários governos, pois uma reforma duradoura desse setor exigiu amplas negociações e acordos entre os diversos interesses da sociedade brasileira.

Assim, a decisão de organização da ELETROBRAS foi acordada sob moldes empresariais, após discussões em grupos de trabalho e em debates públicos. O país estava diante de uma realidade difícil e buscava uma solução para proporcionar a expansão do suprimento de energia elétrica e necessitava de uma regulação discutida e acordada entre as várias correntes ideológicas da sociedade. Os tomadores de decisão sabiam que as soluções deveriam ser estruturais e de longo prazo. Apenas pequenos ajustes no quadro institucional existente não conseguiriam vencer os desafios à frente. A nova estruturação da indústria elétrica desse período pode ser chamada de um novo modelo setorial. Afinal nesse período houve um novo papel do Estado que teve a atribuição, através das suas empresas estatais, de planejar a oferta de energia, de coordenar e administrar a construção dos novos projetos e operar as novas plantas de geração e transmissão. Atuou também no segmento de distribuição. Mas, em paralelo, foi propiciado o desenvolvimento de empresas privadas nacionais e a atração de multinacionais fornecedoras de equipamentos para a indústria.

Até o final dos anos 80, o quadro institucional do setor elétrico brasileiro foi estável. Com o desmantelamento da ordem econômica mundial, esse quadro desorganizou-se, provocando, entre importantes estados da federação, uma situação de inadimplência. A base financeira da indústria elétrica se enfraqueceu, sob um pano de fundo de crise econômica mundial, que repercutiu no planejamento nos investimentos públicos dos países emergentes, com novas orientações, inclusive, preconizadas pelas agências multilaterais.

Nesse contexto, o país decidiu implantar algumas ações de política econômica de curto prazo que afetaram o setor elétrico. Destacam-se o uso das empresas do setor para o fechamento do balanço de pagamentos e a contenção das tarifas para conter a inflação. As consequências por tais ações deixaram claro que o uso de uma indústria de rede de tal magnitude como instrumento de política econômica afetou a expansão da oferta de energia elétrica. Configurou-se, assim, uma crise na indústria elétrica brasileira.

Como tal, houve a necessidade de uma reorganização industrial que exigiria um processo de discussão. As soluções padronizadas provenientes de um movimento de liberalização econômica mundial encontravam resistências de alguns grupos de políticos, de especialistas e de representantes da Academia. Assim, uma ampla negociação para uma reestruturação institucional que alcançasse todos os interesses teve percalços, a despeito de esforços de grupos de trabalhos no âmbito do governo, buscando uma revisão institucional. A estratégia dos poderes executivo e legislativo da época foi introduzir novas legislações, modificando a regulação do setor elétrico. Citam-se, como exemplo,

o fim do serviço pelo custo e remuneração garantida, a forma de financiamento dos investimentos, as mudanças no regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos com novas regras para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. E, ainda, um processo de privatização foi implantado a partir da década de 90, tendo como prioridade inicial no setor elétrico, o segmento de distribuição. Constituiu-se, assim, uma reforma na indústria elétrica no Brasil que durou cerca de 12 anos, pois pode-se considerar seu início no ano de 1990 e a manutenção de seu desenho até o final de 2002.

Vale ressaltar que alguns pesquisadores advertiram que uma reestruturação à base de adaptações de modelos de outros países em indústrias de redes com particularidades e características, diferentes daqueles modelos externos poderia afetar o suprimento futuro de energia elétrica. Afinal o setor elétrico brasileiro tinha um parque hídrico atuando na base na curva de carga do sistema, com acumulação de energia futura nos reservatórios, além de possuir uma malha de transmissão responsável por uma parte da oferta de energia. O setor estatal foi esvaziado porque, na reforma, iniciou-se o processo de incentivo à demissão dos seus técnicos, deixando o governo enfraquecido para traçar estratégias e parcerias com o setor privado na velocidade necessária para a expansão da oferta de energia. E o resultado mais significativo foi a crise de oferta em 2001, levando a sociedade a enfrentar sacrifícios com medidas de racionamento de energia.

Nesse contexto, em dezembro de 2003, o Ministério de Minas e Energia apresentou um documento intitulado “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, definindo o que seria a nova reforma no setor elétrico sobre a que ocorrera a partir da década de 90. A reforma da reforma foi sustentada pelas Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. O principal objetivo apresentado, se é que se pode simplificar dessa forma, foi estabelecer um marco regulatório estável para garantir investimentos para a expansão do sistema elétrico e garantir tarifas baixas para o consumidor. A reforma proposta teve também contestações de especialistas do próprio setor.

Hoje, após 10 anos, o setor elétrico volta a ter questionamentos de toda ordem.

Primeiro a premissa da modicidade tarifária não estava sendo alcançada, o que levou o governo, através da MP 579 de 2012, a antecipar a renovação das concessões de energia elétrica, buscando a redução das tarifas de energia no país. A MP foi convertida na Lei 12.783/2013. O tema trouxe muita polêmica entre especialistas e agentes do mercado que reclamaram da necessidade de mais debates e negociações entre os agentes antes da edição da MP. Atualmente as grandes indústrias que consomem muita energia elétrica em seus processos reclamam que a redução dos preços de energia atingiu, em média, somente cerca de 7%. As reduções previstas para os demais segmentos como residencial, comercial e uma parte da indústria tiveram os resultados previstos. Mas para tal está sendo necessário o financiamento através da emissão de títulos públicos, o que também vem gerando críticas entre os economistas.

Outro questionamento trata do enfraquecimento do grupo ELETROBRAS. Suas empresas, no bojo da MP 579, tiveram um baque financeiro que inviabiliza as suas parcerias com empresas privadas na participação dos Leilões de Oferta. Para solucionar serão necessários aportes do Governo via BNDES, por exemplo. A antecipação da renovação das Concessões levou as usinas antigas das geradoras, que aderiram à renovação antecipada das concessões, a operarem com custos muito baixos. Essas empresas foram indenizadas com montantes que geraram muitos questionamentos, apontando que tais avaliações foram mal calculadas. Em adição, a Receita Federal decidiu tributar as indenizações pagas a essas empresas. O percentual beira a 35 %, considerando o Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) sobre os pagamentos. E, ainda, a exemplo do ocorrido em governos anteriores, as empresas do Grupo ELETROBRAS vêm incentivando seus profissionais a se aposentarem, o que certamente vai enfraquecer ainda mais a capacidade técnica, pois, nesses processos de demissão incentivada, os profissionais mais experientes são os que mais aderem, por já terem as condições exigidas para a aposentadoria oficial.

Para complicar mais o debate, há questões no âmbito técnico. A demanda de energia elétrica cresce, os níveis dos reservatórios caem e as usinas térmicas são chamadas a operarem para resolver o desequilíbrio de oferta e demanda. Nesse contexto está a discussão das hidrelétricas com reservatório na Amazônia com seus entraves técnicos e ambientais. Afinal mais de 50% do potencial hidrelétrico na Amazônia já foi explorado e não há um “clima” político para defender mais reservatórios plurianuais. Para manter a segurança energética, mais térmicas necessitam entrar no cardápio de opções do Operador Nacional do Sistema. O combustível para alimentar essas usinas térmicas, que naturalmente deveria ser o gás natural, enquanto novas hidroelétricas e outras renováveis não aumentem a sua participação na matriz, não é competitivo. Pelo menos no momento. Para gerar, então, na base, sem intermitência, o planejamento terá que voltar para as opções existentes dentro das tecnologias disponíveis: carvão e energia nuclear. O mercado das tecnologias “verdes” já levanta suas críticas.

Eis que o setor encontra-se em uma encruzilhada. Gerar com térmicas é mais caro do que gerar com hidrelétricas. Atendendo à regulação vigente, as Concessionárias de distribuição têm que arcar com esses custos que serão repassados, quando das revisões tarifárias a cada 12 meses, ou seja, as empresas distribuidoras têm que despende esses montantes, antes de repassarem aos consumidores. Vale lembrar que a situação do sistema ficou tão crítica que todas as usinas térmicas chegaram a ser despachadas, gerando um custo para as distribuidoras de muitos bilhões de reais. No presente mês de setembro, o ONS já indicou que o nível dos reservatórios na região nordeste está baixo e que o sistema deve poupar a água dos reservatórios, aumentando a geração com Térmicas.

Nesse contexto foram definidas novas regras que virão em 2014, as chamadas bandeiras tarifárias. Quando os reservatórios estiverem com poucas reservas, a partir de determinados níveis, a fatura de energia elétrica indicará, com uma bandeira de determinada cor, o aumento da conta que vai variar, a cada 100 kWh consumidos, de cerca de R\$ 1,5 a R\$ 3 adicionais. Mais críticas já ocorrem sobre esses novos ajustes pontuais na regulação do setor.

Por fim, nesse exercício de flunar pelas idiossincrasias do setor elétrico vale chamar a atenção de que a ANEEL, através de seu diretor-ouvidor, afirmou pela imprensa que o modelo de leilões atual está “próximo do estado de saturação”. Segundo o diretor, “o formato de concorrência nos últimos 10 anos viciou o processo”.

Pode estar se avizinhandando a Reforma da Reforma da Reforma do setor elétrico brasileiro.

Queira ou não este ou qualquer outro governo. No setor elétrico, as reformas são como o pulo do sapo. Não são feitas por gosto, mas por necessidade.

Bibliografia

LOUREIRO , Paulo Cayres – CUSTO MARGINAL DO DÉFICIT DE ENERGIA ELÉTRICA: HISTÓRICO, AVALIAÇÃO E PROPOSTA DE UMA NOVA METODOLOGIA- Dissertação de Mestrado- COPPE/PPE/UFRJ -2009

SOUZA, Paulo Roberto. EVOLUÇÃO DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA SOB MUDANÇAS NO AMBIENTE DE NEGÓCIOS: UM ENFOQUE INSTITUCIONALISTA – Tese doutorado -Universidade Federal de Santa Catarina -2002

VALOR ECONÔMICO – Diretor da ANEEL quer mudar modelo de leilão (on line) disponível em <http://www.valor.com.br/brasil> – acessado em 07 de setembro de 2013

O setor elétrico e as indefinições da política energética

Por Clarice Ferraz

As indefinições do setor elétrico brasileiro têm se ampliado desde a edição da medida provisória 579. Em quatro artigos recentes, que iremos citar ao longo deste artigo, o Boletim Infopetro vem discutindo os problemas do setor elétrico brasileiro e a necessidade de uma reavaliação do seu marco regulatório.

Sabemos que os marcos regulatórios, com seus respectivos desenhos de mercado, são construídos em função das dotações físicas, institucionais e da disponibilidade orçamentária existentes. Assim, quando essas variáveis mudam é possível que o modelo do setor não se adéque à nova realidade e se torne obsoleto, demandando um arranjo regulatório distinto do atual.

Entretanto, antes de se definir qual o modelo institucional que deve ser adotado para o setor, é preciso estabelecer qual é a política energética do País. Focalizando a análise no setor elétrico, é necessário determinar como será realizada a expansão de nossa oferta de eletricidade para atender à demanda, sempre crescente. Investimentos precisam ser realizados e a indústria de equipamentos ligada às cadeias produtivas das fontes escolhidas precisa se preparar.

Escolhas em indústrias energéticas implicam decisões de longo prazo. Investimentos em infraestrutura energética são capital intensivo e se caracterizam por altos custos afundados. Decisões tomadas hoje irão determinar o perfil de geração e conseqüentemente os combustíveis que serão utilizados pelos 20 anos seguintes, no mínimo. Em presença de elevado grau de incerteza há duas possibilidades, o investidor mais avesso ao risco se retira do mercado e os dispostos a permanecer exigem retribuição mais alta pelos seus investimentos para que o risco seja remunerado. Quando se busca modicidade tarifária e segurança de abastecimento, nenhuma das duas soluções é ótima.

A fuga de capital privado representa uma ameaça ao ritmo de expansão do parque gerador e à segurança de abastecimento do Brasil. Restrições energéticas provocam conseqüências desastrosas para a atividade econômica para o país. Momentos como esse nos lembram (isso nunca deveria ser esquecido) que decisões sobre a política energética ultrapassam as questões do setor. Energia é vetor de desenvolvimento econômico e social de qualquer país[1].

Em um setor caracterizado por capital intensivo e no qual operam investidores privados e governo é preciso que o governo se comprometa a respeitar as regras do jogo e se mova com transparência. É preciso que se coloquem à mesa quais as opções existentes, com seus respectivos custos de viabilidade, para que a política energética seja formulada com seriedade. Não é factível apostar na geração termelétrica à gás natural quando o País não tem gasodutos suficientes nem mecanismos de preço para compra de gás de longo prazo, como mostraram Hallack e Vasquez[2], em seu último artigo no Boletim Infopetro.

Colomer [3], por sua vez, nos revela que no contexto atual, os preços de gás são altos e deverão permanecer assim, ao menos em um futuro próximo. Desse modo, uma maior participação das termelétricas à gás pode implicar em expressivo aumento das tarifas de eletricidade. Assim, se se optar por essa modalidade de geração, serão necessários vultuosos investimentos em infraestrutura, além dos investimentos necessários à expansão da rede elétrica, caso as centrais sejam instaladas “na boca do poço”. Não se trata de diabolizar a fonte, a geração de eletricidade à gás natural apresenta diversas qualidades, é uma escolha possível mas é preciso que se conheçam os custos de cada uma das alternativas das quais dispomos.

Do mesmo modo, se a opção for pela preservação de uma matriz mais limpa, em presença da restrição de reservatórios, será necessário integrar grande quantidade de novas energias renováveis e se dotar de mecanismos que permitam administrar a intermitência de sua geração. A mudança no uso dos reservatórios é essencial, como mostra Losekann[4], e investimentos na rede se fazem necessários.

A definição da política energética do País precede a escolha do modelo industrial e de comercialização que será adotado. O modelo a ser adotado deve ser elaborado de forma a facilitar o alcance dos objetivos definidos pela política energética, minimizando os custos de transação e criando um ambiente favorável ao investimento.

Tal trajetória é exemplo do que vem sendo realizado na Alemanha. Após ter optado por uma transição energética acelerada, o país se dotou de mecanismos de incitação ambiciosos para atingi-los. Os custos dessa transição são extremamente elevados, mas havia transparência quanto aos mecanismos utilizados, alta aceitação social e forte apoio do governo. Face aos custos muito elevados que ultrapassaram as expectativas iniciais, o governo tomou medidas de contenção aos estímulos e busca agora alterar o modelo de organização do setor elétrico, investindo fortemente na integração de seu sistema. Em nenhum momento houve quebra de marco regulatório ou escamoteamento dos custos envolvidos.

Com eleições se aproximando, todos os partidos têm posições claras sobre como irão tratar a questão. É possível acompanhar a discussão através de sites especializados, acompanhando a comunicação dos partidos e em blogs especializados[5]. Em resposta aos que argumentam que o Brasil não possui necessário grau de maturidade democrática para tal debate é preciso saber que nem mesmo os agentes do setor sabem por qual caminho iremos avançar. O que queremos mostrar nesse post é que apesar das particularidades de cada sistema elétrico, há regras básicas a serem seguidas e a definição da política energética do país é essencial para nortear as demais.

Assim, é preciso que se defina quais serão as fontes que irão sustentar a expansão da capacidade de geração, se elas receberão incentivos e quais serão esses. Com maior transparência se reduz os riscos e seus custos associados. Não se pode ter uma mudança de trajetória a cada leilão através da manipulação de suas premissas para privilegiar determinada fonte em detrimento das demais, não contempladas naquele momento. É preciso coordenar expectativas de longo

prazo. A discussão ultrapassa o setor elétrico. Estão em jogo a estabilidade macroeconômica do País, a política industrial para o setor e para as atividades econômicas energo-intensivas, assim como as políticas ambientais e o respeito aos acordos internacionais do qual o Brasil é signatário.

A história já nos mostrou diversas vezes, como explicitado no artigo de Renato Queiroz[6], que utilizar o setor como vetor de controle de inflação e outros indicadores macroeconômicos, ignorando suas reais necessidades, gera consequências desastrosas, cuja reparação exige um custo extremamente elevado. Podemos nos lembrar dos 23 bilhões de dólares gastos pelo Tesouro Nacional no saneamento do setor no início da década de noventa. Tesouro este que, recentemente, contribuiu com mais 9 bilhões para cobrir, mais uma vez, buracos em fundos setoriais que se encontram descapitalizados; repetindo práticas que a longa experiência de um setor elétrico de mais de um século ensina que nunca terminam bem. Pequenos desequilíbrios em sistemas complexos como é o caso do setor elétrico podem gerar grandes desastres.

Desse modo, em tempos de discussão sobre a reforma de nosso modelo do setor elétrico é preciso, em primeiro lugar, que se discuta a política energética do País. O investidor precisa saber quais fontes serão priorizadas e qual será a participação do governo no setor. O horizonte temporal para o investidor do setor elétrico definitivamente não pode ser o intervalo entre dois leilões.

[1] Para ver mais sobre o tema: Ayres, R. U. *et al.*, 2013, “The Underestimated Contribution of Energy to Economic Growth”, *Structural Change and Economic Dynamics*, Agosto, 2013.

[2] Hallack, M. e Vasquez, M., “O problema da interação energia eólica, hidráulica e gás natural”, *Boletim Infopetro*, Julho/Agosto, Ano 13, n. 3, 2013

[3] Colomer, M., “Perspectivas de suprimento de gás natural para o setor elétrico”, *Boletim Infopetro*, Setembro/Outubro, Ano 13, n. 4, 2013

[4] Losekann, L., 2013, *Infopetro*, “Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios”, *Boletim Infopetro*, Julho/Agosto, Ano 13, n. 3, 2013

[5] O blog *German Energy Policy*, por exemplo, realizou uma série de 5 postagens sobre o tema. Disponível em: <http://www.germanenergyblog.de>

[6] Queiroz, R., 2013, *Infopetro*, “Setor elétrico brasileiro: uma história de reformas”, *Boletim Infopetro*, Setembro/Outubro, Ano 13, n. 4, 2013

A transição energética: aberta, indefinida e indeterminada

Por Ronaldo Bicalho

Duas questões fundamentais caracterizam o atual contexto energético e sua evolução futura: a segurança energética e a mudança climática.

A garantia do suprimento de energia necessário ao crescimento econômico e ao bem-estar da sociedade e a mitigação do processo de mudança climática mediante o controle do aquecimento global via a redução das emissões de gases de efeito estufa são objetivos drasticamente interdependentes e contraditórios.

Interdependência e contradição essas que nascem do papel crucial desempenhado pelos combustíveis fósseis tanto na segurança energética quanto na mudança climática.

Esses combustíveis representam, por um lado, 80% do consumo mundial de energia e, por outro, 80% das emissões de CO₂ de origem humana.

Dessa forma, reduzir as emissões de CO₂ tem um custo energético, representado pela indisponibilidade de um recurso chave para o atendimento das necessidades energéticas. Em contrapartida, atender essas necessidades mediante o uso intenso desse recurso tem um custo ambiental, representado pela explosão das emissões, intensificação do aquecimento global e aceleração da mudança climática.

Esse trade-off estrutura o processo de transição energética. Essa transição de uma economia baseada no uso intensivo dos combustíveis fósseis para uma economia sustentada por combustíveis limpos encontra-se no coração da dinâmica energética que definirá a evolução do contexto energético neste século.

A maneira como se percebe, se administra e se reduz esse trade-off é fundamental na definição da necessidade, do conteúdo, do ritmo e da duração da transição energética.

Dada a grande complexidade envolvida no enfrentamento conjunto das questões energética e ambiental, a existência de distintas percepções do problema é natural. Isto implica no surgimento de visões distintas acerca da necessidade da transição em cada país e entre os países.

Essas visões distintas geram disposições diferentes para assumir os custos da transição e para mobilizar os recursos necessários para a sua sustentação.

Esse processo de heterogeneização de visões e disposições se acentua a partir da própria diversidade desses custos e da disponibilidade de recursos existente no interior das sociedades e entre países.

Dessa maneira, a percepção do problema é diferente entre os agentes e entre os países não apenas em termos da dificuldade cognitiva que lhe é intrínseca, mas também em função das situações objetivamente distintas no que concerne aos custos a serem incorridos e aos recursos a serem mobilizados na transição.

Assim, não existe uma transição única, mas várias transições possíveis.

A diferenciá-las, dois fatores cruciais: tecnologia e instituições.

No que diz respeito à tecnologia, o seu grande desafio é reduzir o trade-off; ou seja, o custo energético e ambiental da transição.

O esforço tecnológico envolve uma ampla gama de avanços necessários nas tecnologias de produção, transformação e uso da energia.

No campo da criação das condições para a manutenção do uso intensivo dos fósseis sem impactos ambientais encontra-se a captura e a estocagem de carbono (CCS). Essa seria a tecnologia que fundaria a não transição e permitiria a manutenção dos fósseis, principalmente o carvão, no centro da matriz energética mundial; em particular da matriz elétrica.

Outro esforço tecnológico associado à manutenção dos combustíveis fósseis com redução do seu impacto em termos de emissões seria o avanço na melhoria da eficiência das tecnologias de produção, transformação e utilização de energia. Enfim, lâmpadas, motores, caldeiras, fornos e centrais elétricas mais eficientes consomem e emitem menos e, em consequência, reduzem o custo ambiental da satisfação das necessidades energéticas a partir dos recursos fósseis.

Na substituição dos combustíveis fósseis pelos renováveis encontra-se o grande desafio tecnológico. Aqui, concentram-se os esforços tecnológicos da transição. Dotar os combustíveis renováveis dos atributos presentes nos fósseis, de tal maneira a garantir a ampla substitutibilidade entre eles, é fundamental para reduzir os custos energéticos da transição. E, dessa forma, viabilizá-la econômica e politicamente.

Nesse caso, trata-se de dar às renováveis o mesmo grau de disponibilidade e controle apresentado pelos fósseis; que em termos de fontes marcadas pela intermitência, implica em alterar duas das suas características essenciais: não-estocabilidade e baixa densidade.

Aqui, os esforços podem ser divididos em três áreas correlacionadas:

Estocagem – Envolve o avanço no campo das baterias, do armazenamento via bombeamento, ar comprimido, hidrogênio, etc.

Flexibilidade, abrangência e gestão da rede – Smart grid, Transmissão em alta tensão em corrente contínua (HVDC), etc.

Previsibilidade – avanços na medição e modelagem dos fluxos dos ventos, do sol, das chuvas, etc.

Em síntese, se a questão chave é que não venta, não faz sol e não chove quando se precisa de energia, mas quando a natureza quer, o fundamental é aumentar grandemente a nossa capacidade de prever quando essas coisas vão acontecer, de armazenar essa energia gerada para usá-la quando se precisar, e de ir buscar essa energia onde ela estiver, independentemente de distância e escala – leia-se tanto as grandes quanto as pequenas –, mantendo a confiabilidade do sistema.

Na medida em que o avanço tecnológico hoje não garante a substitutibilidade entre as fósseis e renováveis, a redução do trade-off coloca-se nesse momento como um processo em progresso e, acima de tudo, de médio e longo prazos.

Isto implica que mais do que a redução do trade-off, as questões fundamentais hoje dizem respeito a sua percepção e gestão.

É aqui que entram fortemente as instituições. Dessa maneira, mais do que uma transição sustentada pelas transformações tecnológicas, as transições nesse momento se sustentam em um forte ativismo institucional.

Aqui se trata de construir uma substitutibilidade institucional baseada na penalidade do uso dos fósseis e do incentivo ao uso das renováveis.

Penalidades sintetizadas na taxação das emissões e incentivos baseados em mecanismos tarifários (feed-in), fiscais, creditícios, financeiros, etc.

Cabendo lembrar que além de gerir o trade-off, arbitrando penalidades e incentivos entre agentes econômicos e sociais, às instituições cabe mobilizar e direcionar os recursos necessários ao avanço tecnológico, crucial para o avanço efetivo da transição energética.

Com o protagonismo das instituições, a dimensão local adquire relevância essencial no desenvolvimento da transição, passando a interferir na definição da sua necessidade, do seu conteúdo e do seu ritmo.

O forte localismo presente nas configurações institucionais introduz um “paradoxo” no qual para um problema global (mudança climática) as soluções são concebidas a partir de uma visão fortemente local.

Em função disso, não surpreende a existência de várias transições. Variedade baseada essencialmente na diversidade das instituições e da dotação de recursos – sejam eles naturais, tecnológicos, econômicos ou institucionais.

Dessa maneira tem-se uma transição energética americana fortemente marcada por uma situação em termos de segurança energética extremamente confortável. Conforto advindo da espetacular expansão da produção interna de petróleo e gás natural não convencionais.

O gás natural, em particular, introduz na transição americana a figura da fonte de transição. Esse elemento é fundamental para retirar a tensão do processo, na medida em que permite uma redução das emissões – representada pela substituição do carvão pelo gás na geração de energia elétrica -, enquanto as renováveis não adquirem a substitutibilidade real.

No que diz respeito ao jogo das penalidades e incentivos, a transição americana é marcada pela forte disputa legislativa na qual as primeiras são interditas e os segundos duramente negociados.

A transição chinesa se dá em um contexto de segurança energética pressionada pelo aumento crescente da sua dependência energética.

Nesse sentido, a balança da segurança energética é a que prevalece, de uma forma ou de outra, na transição energética chinesa.

A forte ampliação da nuclear vai nessa direção; assim como a própria introdução dos renováveis. Sendo que esta última procura atingir três objetivos ao mesmo tempo: reduzir os impactos ambientais locais da produção de energia; implantar uma forte indústria de bens de capital de energias limpas; e aumentar a segurança energética através da produção interna de energia.

Sem contar um quarto objetivo que é dar uma satisfação internacional através da sinalização de que a China – maior emissor de CO₂ do mundo – está disposta a fazer alguma coisa em relação a este tema.

Já a transição energética da vizinha Índia é marcada pela mesma pressão sobre a segurança energética; contudo, sem os recursos chineses para fazer face à transição. E, mais do que isso, a Índia enfrenta um problema de pobreza energética dramática: 289 milhões de indianos não têm acesso à eletricidade; 836 milhões de indianos usam lenha para cozinhar.

A necessidade de fazer a transição ao mesmo tempo em que incorpora parcelas significativas da sua população ao mercado das fontes de energia modernas torna a transição indiana extremamente difícil.

Já no caso alemão, o que torna sua transição singular é sua radicalidade. A *Energiewende* propõe superar o trade-off no curto prazo. Para isso o Estado alemão propõe mobilizar todos os recursos necessários para efetivar essa transição direta dos fósseis para os renováveis – já que em função do desastre de Fukushima a Alemanha teve que abrir mão da sua fonte de transição que era o nuclear. Mobilização que envolve não só um forte apoio ao desenvolvimento tecnológico, mas uma forte arbitragem institucional através da generosa distribuição de incentivos.

Para sustentar uma transição como a Alemã, os recursos-chave são os institucionais; em particular, o forte apoio político da sociedade alemã.

Pode-se falar de outras transições como a russa – na verdade, uma não transição – ou a japonesa – na verdade, uma transição alemã que não estava preparada para perder a nuclear -, contudo o que cabe ressaltar aqui é a heterogeneidade que marca o processo de transição energética.

Desse modo, o resultado mais importante de uma análise sobre o contexto energético mundial atual e sua evolução futura é justamente a inexistência de referências consolidadas que possam ser consideradas, de forma indiscutível, bem-sucedidas e passíveis de ser replicadas.

Na medida em que o que caracteriza o atual contexto e as perspectivas de sua evolução é justamente um processo de transição energética em aberto, indefinido e indeterminado, a utilização das experiências internacionais para servir de base para a construção de políticas energéticas nacionais se apresenta como um recurso limitado.

Esse quadro de incertezas coloca dois grandes desafios para os países:

Como se situar em um jogo indefinido?

Como definir estratégias na ausência de tendências estabelecidas?

A resposta vai depender do poder que o país tem para definir jogos e estabelecer tendências. Quanto maior for esse poder maior a preocupação com o seu próprio jogo. Quanto menor for esse poder maior a preocupação com o jogo dos outros. Que outros? Dos que definem.

Oportunidades e custos na atividade petrolífera em águas profundas

Por Thales Viegas

O objetivo deste artigo é apontar o porquê da fronteira petrolífera de águas profundas continuar atrativa para as petroleiras, a despeito dos riscos, dos níveis de participações governamentais, da concorrência com outras fontes de recursos e, em especial, dos custos técnicos dos projetos de E&P.

Pretende-se demonstrar que o desenvolvimento de capacitações dinâmicas por parte das petroleiras potencializou as transformações tecnológicas e organizacionais na indústria e favoreceu a evolução dos indicadores de desempenho desse segmento do setor de petróleo e gás. Não obstante a inflação de custos e os desafios envolvidos terem crescido, os resultados do E&P desse segmento da indústria são promissores, tanto no âmbito técnico quanto do ponto de vista econômico.

Algumas evidências sugerem que as oportunidades em águas profundas deverão permanecer no *rol* das prioridades das empresas petrolíferas líderes desse segmento: i) a magnitude das acumulações recém-descobertas; ii) o potencial remanescente de recursos de petróleo e gás por descobrir; iii) o acúmulo de competências e conhecimentos críticos; iv) o bom desempenho operacional e econômico de muitos dos projetos recentes.

Os dois primeiros aspectos foram abordados em alguns dos meus artigos anteriores, mas vale mencionar as descobertas que a Petrobras poderá anunciar em águas profundas da costa de Sergipe. É possível que o potencial de descoberta do Brasil, de Angola e de outros países da costa oeste africana seja superior ao estimado, mas que o seu aproveitamento requiera elevado grau de competência e experiência operacional, em particular, nos casos em que os recursos estiverem acumulados na camada pré-sal.

Já os últimos aspectos serão mais bem abordados a partir da análise de elementos organizacionais correlatos às firmas petrolíferas. Destaque para o desenvolvimento de capacitações dinâmicas que permitem que as petroleiras se adaptem e respondam, adequadamente, às transformações dos ambientes em que elas operam. Estas capacitações podem ajudar a aumentar, consideravelmente, a eficiência em custos das companhias. Petroleiras com capacitações dinâmicas mais bem desenvolvidas tendem a apresentar melhor desempenho, em diferentes métricas, em relação às demais.

Diante da complexidade das áreas exploradas, dos sistemas e dos serviços empregados no segmento de águas profundas da indústria, as petroleiras foram obrigadas a desenvolver competências e acumular conhecimentos idiossincráticos. Tiveram de lidar com desafios específicos conforme as condições ambientais, institucionais e de mercado: enfrentamentos no desenvolvimento e na operação de seus projetos.

Cumpra notar que diferentes arranjos regulatório-contratuais podem influenciar as decisões de investimento e afetar o nível dos custos de modo distinto. Regimes em que há mecanismos de controle sob os custos podem estimular a eficiência em custos, por um lado, ou conduzir a decisões abaixo do nível ótimo, ineficiente, a depender das regras e limites impostos. Ademais, quanto maior o nível das participações governamentais, maior a importância da eficiência em custos na administração da atividade petrolífera.

Quanto maior a capacidade das petroleiras de cooperar com fornecedores no desenvolvimento de inovações para sistemas e serviços, bem como de absorver tecnologias geradas externamente, maior será o potencial de ganho de eficiência em custos a despeito da tendência marcante de inflação de custos. Neste contexto, ao longo das últimas décadas, as transformações das tecnologias empregadas no *upstream* de águas profundas ajudaram a mitigar os efeitos da inflação. No mesmo sentido caminharam os esforços de mudanças na gestão das firmas, que aproveitaram, adequadamente, as oportunidades de aprendizado organizacional.

As petroleiras de vanguarda tiveram de se adaptar às oportunidades e desafios que surgiram, muitos deles de natureza tecnológica. Elas reconfiguraram os seus recursos e as suas competências e aceleraram as suas curvas de aprendizagem. As operadoras líderes se destacaram por alcançar um grau mais elevado de domínio tecnológico, de conhecimento crítico, de capacidade de planejamento e execução de grandes projetos.

As líderes também se diferenciaram, nestes aspectos, de seus pares, em especial, daquelas petroleiras com menos bagagem neste negócio, especificamente. As firmas que acumularam mais experiência na condição de operadoras, assim como aquelas que formaram consórcios com estas experientes, tenderam a experimentar melhoria do desempenho (em custos/lucros, por exemplo) em projetos de águas profundas.

Diante dos distintos desafios ligados ao E&P de águas profundas e da rápida evolução das atividades nesse ambiente, o setor parapetrolífero também teve um importante papel na geração de conhecimento e soluções para potencializar as descobertas e a produção de hidrocarbonetos em ambientes hostis e pouco conhecidos. A atividade inovativa da indústria de fornecedores e prestadores de serviços foi favorecida pela crescente especialização das empresas, bem como pela oportunidade de vender para petroleiras que executariam projetos *offshore* cada vez maiores e mais complexos.

A disponibilidade de competências e recursos críticos, mesmo que escassos e caros, permitiu que as atividades petrolíferas e gasíferas de águas profundas evoluíssem e correspondessem a uma das mais importantes fronteiras exploratórias do mundo. As descobertas de reservatórios com elevada produtividade, com grandes acumulações de hidrocarbonetos de boa qualidade foram funcionais. Ajudaram a compensar, em alguma medida, ambientes de custos e riscos mais elevados, assim como a tendência de aumento do controle e das participações governamentais dos países hospedeiros.

Diante de grandes oportunidades e desafios, as firmas petrolíferas que aprimoraram as suas competências e estoques de conhecimento tenderam a se destacar das demais em termos de desempenho em projetos de águas profundas. Avanços na capacidade de acessar recursos, planejar e executar projetos, bem como nas estratégias de contratação e relacionamento com fornecedores favoreceram a *performance* delas.

As petroleiras que empreenderam projetos de águas profundas também tiveram que lidar com mudanças frequentes em variáveis não-controláveis tais como: i) a taxa de câmbio do dólar; ii) a escassez relativa de bens e serviços; iii) salários dos trabalhadores e; iv) os preços do petróleo. Esses aspectos afetam, significativamente, os custos, mas possuem comportamento exógeno e, portanto, não controlável pelas empresas petrolíferas. São determinados, essencialmente, pelas relações econômicas de mercado. Embora as organizações se deparem com patamares semelhantes dessas variáveis, a capacidade delas de lidar com eventuais mudanças de mercado se difere.

Em verdade, as empresas petrolíferas podem se diferenciar não apenas em termos da orientação de suas decisões estratégicas, como também no que se refere à forma de aplicar determinados procedimentos ou “melhores práticas” da indústria. Embora não sejam muito amplas as opções de diferentes sistemas (máquinas e equipamentos), o que não permite grande diferenciação técnica, as diferenças entre as firmas, do ponto de vista gerencial, podem ser significativas. Elas decorrem das idiossincrasias em termos de competências e, em especial, quanto ao modo de empregar equipamentos e processos certificados e devidamente qualificados para o E&P de águas profundas.

Concluindo, o acúmulo de conhecimento e competências relacionadas aos projetos de petróleo e gás de águas profundas tem permitido a evolução das descobertas e da produção, a despeito dos elevados investimentos requeridos para acessar e desenvolver reservas em águas profundas. Grandes oportunidades ainda continuam a surgir em âmbito mundial, em geral, e no Brasil, em particular, para além do pré-sal. Por fim, resta dizer que quanto maior a capacidade das petroleiras líderes de planejar os projetos, coordenar os fornecedores e as suas competências, mais elevado tenderá a ser o interesse da firma petrolífera de empreender em projetos de águas profundas ao redor do mundo, caso ela possua, efetivamente, vantagens competitivas nesse ambiente operacional, necessite de reservas e tenha os recursos financeiros para investir.

A energia do Brasil e seus desafios

Por Edmar de Almeida e Ronaldo Bicalho

No livro *a Energia do Brasil* o professor Antonio Dias Leite descreve e analisa a saga brasileira na construção do seu setor energético. Nessa obra clássica, o professor emérito do Instituto de Economia da UFRJ dissecou a maneira como o país soube encontrar a energia necessária para a sustentação do seu desenvolvimento econômico. Desenvolvimento econômico baseado em uma forte industrialização voraz no consumo de energia.

Nessa trajetória, o país construiu um setor energético moderno, vigoroso e sofisticado. Das águas profundas à gestão dos grandes sistemas elétricos continentais, passando pelo enriquecimento de urânio e pelos biocombustíveis, o país conseguiu a energia necessária ao seu crescimento econômico e ao bem estar da sua população.

O novo milênio traz desafios maiores e mais complexos para o setor energético. Mais uma vez é necessário ir em busca da energia do Brasil. Não mais aquela que nos sustentou no século passado; mas aquela que poderá nos sustentar neste século que se inicia.

Os desafios para o setor de energia brasileiro neste século que se inicia são consideravelmente distintos dos já enfrentados até o momento. No século passado a questão central foi a segurança energética e a redução da dependência externa. O Brasil busca agora se tornar um grande exportador de energia, em particular de petróleo. Este objetivo muda de patamar as complexidades e desafios para o setor de energia nacional. A dinâmica do setor energético nacional passa a ter uma dimensão internacional. Ou seja, as relações econômicas e políticas que o país desenvolverá no plano internacional terão implicações para o setor energético nacional.

Outro desafio novo importante para o século que se inicia é a manutenção de uma matriz limpa através da agregação de novas fontes energéticas renováveis (eólica, solar, e os biocombustíveis avançados). A agregação destas novas fontes energéticas vai exigir políticas e recursos adequados, tendo em vista o diferencial de competitividade entre estas e as fontes tradicionais de energia (petróleo, gás e carvão).

Para ir além da autossuficiência e agregar novas fontes de energia à nossa matriz será necessário mobilizar mais recursos (financeiros, humanos, institucionais). Ou seja, os novos objetivos na agenda de política energética vão competir pelos recursos para se atingir antigos objetivos: segurança energética, modicidade tarifária e diversificação da matriz.

A agregação das novas agendas irá requerer mudanças importantes na regulação e política energética. Existem muitos *trade-offs* a serem compatibilizados: i) necessidade de ter energia competitiva e a promoção de novas fontes de energia de custos mais elevados; ii) necessidade de promover

fontes de energia intermitentes e também melhorar a garantia do suprimento; iii) necessidade de garantir os recursos para os investimentos da Petrobras e ao mesmo tempo reduzir a volatilidade e carestia dos derivados vendidos pela empresa; o objetivo de promover o conteúdo local nos investimentos do setor de energia e garantir a competitividade do Brasil em termos da atração de investimentos e dos baixos custos energéticos; entre outros.

O avanço da política energética nacional depende do reconhecimento dos *trade-offs* existentes. Somente a partir de um debate transparente sobre os dilemas e as escolhas a serem feitas que a sociedade brasileira poderá identificar os caminhos para uma nova política energética compatível com os desafios atuais.

Inventar esse novo setor energético brasileiro, capaz de enfrentar as novas questões energéticas colocadas pelo novo contexto energético mundial, usando toda a gama de recursos naturais, tecnológicos e institucionais que desenvolvemos, e que ainda podemos desenvolver, para conceber uma nova energia para o Brasil é, em síntese, o grande desafio da política energética nacional. Com uma diversificada e generosa dotação de recursos energéticos, o grande desafio da energia no Brasil é transformar esta dotação em uma alavanca para o desenvolvimento econômico e social do país.

Desafio este que passa inexoravelmente pela definição de uma política energética inserida em uma estratégia nacional de desenvolvimento que não apenas contemple a questão do atendimento da energia necessária a esse desenvolvimento; mas que, acima de tudo, induza a esse desenvolvimento, mediante a exploração das possibilidades de articulações sinérgicas entre o forte crescimento do setor de energia e os demais setores da economia.

Uma política energética que enfrente a difícil compatibilização entre as diferentes fontes, cadeias e interesses, advinda, justamente, da amplitude da matriz de recursos naturais, que torna, por um lado, as escolhas mais ricas, porém, por outro, muito mais complexas.

Uma política energética que não se perca na tentação fácil das soluções confortáveis do curto prazo, de níveis de preços e competitividades artificiais, que propiciam ganhos políticos imediatos, mas que colocam em xeque a sustentabilidade do processo de desenvolvimento de longo prazo pela fragilização do seu pilar energético.

Uma política energética que mantenha a matriz energética brasileira limpa, incorporando as novas fontes de energia renováveis (solar e eólica) e mantendo as tradicionais (principalmente a hidráulica) mediante uma nova concepção do seu papel no setor elétrico que não só consolide a sua participação de forma sustentável como também alavanque a participação das outras renováveis.

Se por ventura o desafio hoje parece maior, cabe lembrar que os recursos disponíveis hoje também são maiores. Mais uma vez trata-se de encontrar a energia do Brasil – lembrando o livro clássico do professor Dias Leite -. Trata-se de encontrar aquele fator que mais uma vez possa nos dar uma vantagem competitiva decisiva no contexto internacional cada vez mais competitivo. Esse fator pode ser a energia. Mas para que isso aconteça é preciso ir muito além dos

esboços que nos são apresentados, transvestidos de fundamentos de uma política energética nacional.

O Grupo de Economia da Energia se propõe a discutir os principais dilemas da política energética nacional no seminário “Desafios da Energia no Brasil”. Este seminário de dois dias se propõe a abordar os principais dilemas da política energética nacional, levando em conta a dinâmica dos diferentes setores da indústria energética nacional. Serão oito mesas de debates, sendo cinco mesas dedicadas a diferentes setores energéticos (eletricidade, petróleo, gás natural, derivados e biocombustíveis). No entanto, o que se buscará é identificar desafios transversais. É ter uma visão de conjunto sobre a política energética nacional.

A partir do debate sobre os principais desafios da energia no Brasil, pretende-se vislumbrar caminhos para construção de uma política energética coerente e sustentável.

O uso de leilões de curto prazo na indústria de gás

Por Miguel Vazquez

A passagem de uma indústria controlada por um monopólio a uma indústria competitiva (ou organizada com maior número de agentes) é sempre difícil. Nas indústrias de gás, a experiência internacional mostra que o caminho institucional percorrido depende em grande medida da importância relativa dada aos diferentes elementos da indústria.

Os EUA desenvolveram um sistema em que o investimento em capacidade de transporte era simples e descentralizado. Eles possuíam uma grande quantidade de produtores que precisavam dar saída para seu gás. E desde esse ponto de vista, se pode considerar que a principal contribuição do modelo regulatório para organização do setor de gás foi a estrita separação entre transportadores e produtores de gás (*unbundling*). Logicamente, o esquema requeria um regulador com um papel central: a definição das tarifas de transporte (para evitar abusos na tarifa e subsídios cruzados entre usuários).

Na Europa, o foco foi facilitar a entrada nos mercados. A Europa, sem produção significativa de gás, se organizava mediante grandes monopólios nacionais encarregados de trazer gás desde os pontos de produção até o consumidor final. A estratégia de liberalização, então, esteve baseada no estímulo à concorrência entre os monopólios nacionais. Por exemplo, era difícil esperar que um pequeno *maverick* fosse competir com a GdF (monopólio francês) pelo mercado francês, mas se a ENI (monopólio italiano) tivesse acesso ao mercado francês, a concorrência (real e/ou potencial) poderia aumentar consideravelmente.

As duas estratégias, quase contrárias, deram lugar a dois modelos regulatórios diferentes. Estas diferenças podem ser relacionadas ao fato de que na Europa a coordenação do transporte está baseada na existência de um operador central regulado. A partir deste fato é possível observar uma das diferenças mais marcantes: os leilões têm uma presença muito maior no sistema Europeu do que no sistema americano. Por quê? Porque os mecanismos de leilões são mecanismos adequados para a coordenação de agentes regulados e agentes privados.

E o Brasil? A Lei do Gás (2009) se focou na eliminação, ou pelo menos na redução, das barreiras de entrada no setor. Um dos instrumentos introduzidos foi a definição de mecanismos para o acesso de terceiros à rede, e.g. a troca operacional de gás. Desde essa perspectiva, pode ser entendido que o Brasil está apostando em um sistema organizado que se aproximaria a de um operador da rede de transporte do estilo Europeu e os gasodutos estariam sujeito a regras específicas para facilitar o acesso de terceiros. É nesse contexto que se enquadra o uso de leilões de curto prazo (usamos o termo curto prazo para sublinhar que o horizonte dos leilões é menor do que o necessário para coordenar investimentos na rede de transporte).

Quando se discute a implantação de leilões, o primeiro passo é, na maior parte dos casos, decidir que tipo de leilão vai ser utilizado: leilões ingleses, holandeses, japoneses; leilões iterativos, sequenciais, combinatórios... Mas há outra discussão não menos importante: como enquadrar o leilão no conjunto de mecanismos de coordenação dos agentes da indústria.

O caso da Grã-Bretanha representa um exemplo interessante. No *Network Code* de 1996, a capacidade de rede se alocava mediante um mecanismo de curto prazo (isto é, horizonte menor do que o necessário para investir). Desde outro ponto de vista, o esquema da GB tinha como finalidade a coordenação entre a rede e a *commodity*, mediante a revelação das informações dos diversos agentes, e não a decisão e viabilização de investimentos.

A ideia era que qualquer agente precisava comprar capacidade de entrada na GB somente (por exemplo, St. Fergus, o ponto vermelho representado na figura do sistema), sem que fosse preciso comprar capacidade de cada gasoduto envolvido na operação comercial. Assim, as operações eram mais simples e por tanto as barreiras de entrada muito menores.



O esquema do *Network Code* de 1996 estava baseado em uma primeira etapa em que os agentes reservavam tanta capacidade quanto eles queriam. Após, o operador do sistema usava o mercado de gás (*commodity*) para equilibrar os fluxos. Por exemplo, se o fluxo de St. Fergus para o sul era maior que a capacidade do sistema, o operador comprava gás (do mercado) para vender em St. Fergus e aliviar a congestão. O sistema ficava assim simplificado e as barreiras de entrada reduzidas.

Depois da implantação (no meio do ano de 1998) do mecanismo, os resultados observados eram que a capacidade casada no mercado era bem maior que a capacidade existente. Rapidamente, o problema foi identificado com a falta de investimento em infraestruturas e como prova do fracasso do novo sistema. Embora seja possível que novos investimentos fossem precisos, não é menos verdade que os agentes tinham incentivos para a manipulação do mercado. Os agentes podiam comprar excessivamente no leilão (contribuindo para criar a congestão) e ajudar a reduzir a congestão no mecanismo do operador do sistema (recebendo por ele). Depois disso, as regras foram mudadas com o objetivo de evitar o comportamento estratégico dos agentes. Ainda hoje esse tipo de regras representa uma porção relevante das discussões para o desenho do futuro mercado único Europeu.

Feita a observação sobre a necessidade de um desenho cuidadoso dos mecanismos, é interessante observar, sem objetivo de ser exaustivo, como o uso de leilões de curto prazo está estendido nos sistemas europeus (baseados na regulação do acesso ao sistema de gás). Encontramos o caso da Espanha, onde (além das capacidades de rede) a demanda de gás das chamadas “*Comercializadoras de Último Recurso*” (as que representam os clientes com tarifa regulada) é leiloada com um ano de antecedência. O preço resultante do leilão é utilizado para determinar a tarifa regulada. Isto é, não só a capacidade de rede é leiloada, como também o gás dos clientes regulados. Nesse mesmo contexto, na Espanha, com períodos também de um ano, o operador do sistema leiloa capacidade de estocagem subterrânea. Novamente, se observa que o objetivo deste leilão não é a construção da infraestrutura se não a revelação do valor da mesma. Leilões de estocagem muito similares podem ser encontrados também na Itália, por exemplo.

Observamos, portanto, um grande número de aplicações dos leilões que não estão diretamente relacionadas à viabilização de investimentos (embora uma das suas vantagens principais seja o estabelecimento de um preço confiável que facilite o processo de investimento). Essas aplicações de curto prazo podem ser vistas como uma das características que mais diferenciam o esquema dos EUA do esquema Europeu. Mas essas aplicações devem ser desenhadas de acordo com o esquema completo de coordenação. Se não, o risco de ineficiências pode ser elevado.

Resumindo, a chave dos mecanismos de coordenação na Europa é o acesso à capacidade de transporte. O Brasil, após a Lei do Gás, caminha cada vez mais longe do esquema norte-americano e, como a Europa, confia cada vez mais na regulação do acesso para reduzir as barreiras de entrada. Nesse contexto relativamente novo, uma experiência relevante é, entre outras, os leilões de gás dos comercializadores de último recurso na Espanha. Embora não é um

substituto dos mecanismos de longo prazo, o papel de mecanismo de revelação de informações não deve ser desconsiderado. Além disso, o mecanismo não deve ser desenhado de maneira isolada, para evitar o risco de criação de incentivos perversos. O exemplo da GB mostra que, além do desenho de produtos e regras para o leilão, é necessário prestar atenção aos mecanismos de coordenação complementares.

A maldição dos recursos naturais III: A maldição do petróleo resiste ao boom do preço do petróleo nos anos 2000?

Por Luciano Losekann e Thiago Periard

Em dois artigos anteriores (*), abordamos a validade da tese de maldição de recursos naturais quando considerados os países ricos em petróleo. Neste artigo, utilizamos instrumental econométrico mais robusto para identificar a validade da tese para a década de 2000.

A hipótese teórica da chamada maldição dos recursos naturais (MRN) diz que quanto maior a abundância de recursos naturais em determinado país, menor tende a ser o ritmo de desenvolvimento econômico. De maneira mais específica este argumento é utilizado para relacionar o baixo desempenho econômico dos países ricos em petróleo com a existência de uma maldição do petróleo.

Existem dezenas de modelos dedicados a explorar as diversas facetas da MRN. No entanto, poucos modelos se dedicam a tratar do tema em períodos de análise mais recentes. Este artigo busca investigar a situação desta “maldição do petróleo” ao longo dos anos 2000. Essa década foi marcada pela situação peculiar de uma valorização dos termos de troca dos produtos básicos, que pode ser verificada pela explosão do preço de diversas *commodities*, dentre as quais se destaca o *boom* no preço do petróleo.

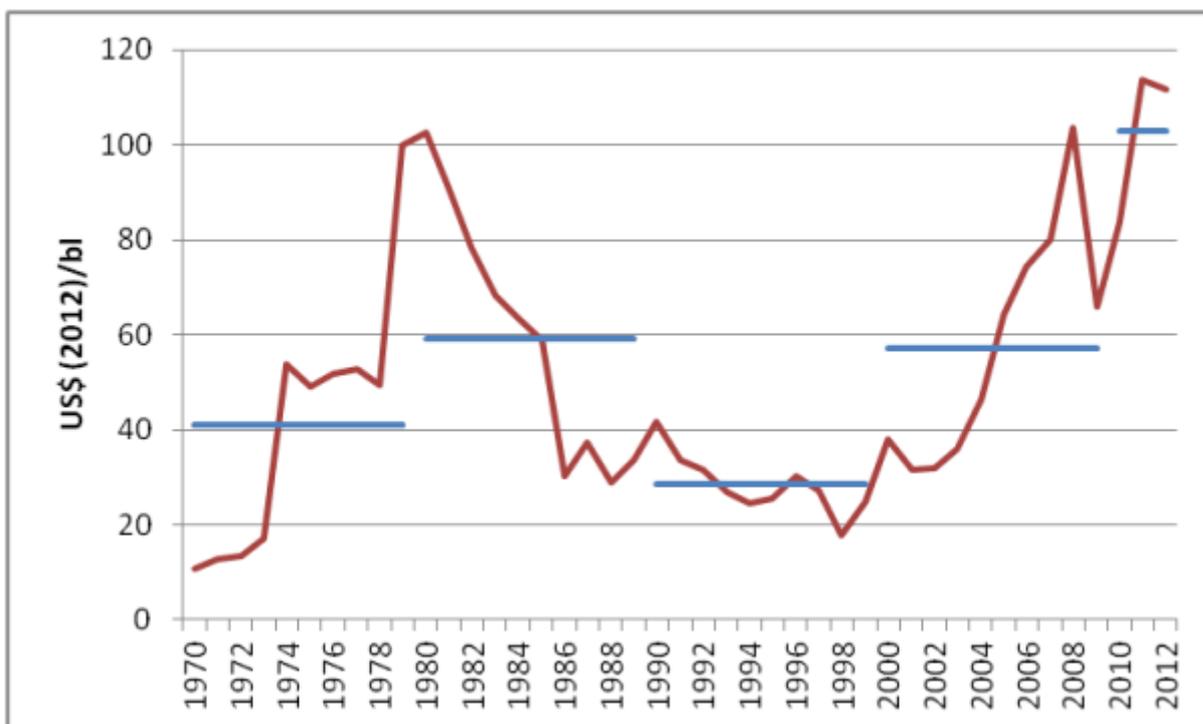
MRN ou ciclo de preços?

O período de tempo usualmente considerado para estudar a MRN, décadas de 1980 e 1990, se caracteriza por preços deprimidos das *commodities*, o que, certamente, impacta negativamente o desempenho econômico dos países intensivos em recursos naturais. Nas, os países ditos emergentes estavam sofrendo a reversão dos ciclos de investimento iniciados nas décadas de 60 e 70. Os anos 80 ficaram conhecidos em diversos países do mundo como a década perdida, e mesmo as economias centrais tiveram que fazer ajustes para romper a estagflação que caracterizou este período.

No caso do petróleo, os efeitos são ainda mais intensos devido aos eventos que marcaram o mercado de petróleo nas décadas de 1970, 80 e 90. Enquanto a década de 1970 foi marcada por dois grandes choques de preço que fizeram o preço nominal do petróleo saltar de 3 para cerca de 40 dólares por barril entre 1973 e 1979, as décadas de 1980 e 1990 são caracterizadas pela grande retração no preço e a seguida estagnação a preços baixíssimos durante todo o período que vai de 1980 a 1999, conforme se pode observar no gráfico 1. Neste período se pode perceber que a curva dos preços internacionais do petróleo fica por quase duas décadas inteiras num aspecto de “L”. Este período ficou conhecido na indústria como o contrachoque do petróleo, e é caracterizado pelo excesso de oferta que levou os preços a atingirem níveis reais não muito superiores aos da década de 1960.

Durante a década de 1980, os preços do petróleo no mercado internacional (Brent) caíram quase 60%. Na década seguinte, a queda acumulada foi de 9% (tabela 1).

Gráfico 1 – Evolução dos preços reais do petróleo e médias decenais (US\$ 2012/bbl) – 1970 -2012



Nota: 1970 – 1983: Arabian Light. 1984 – 2012: Brent

Fonte: BP – BP Statistical Review of World Energy 2013

Tabela 1 – Variação dos preços do petróleo acumulada nas décadas 1980, 1990 e 2000.

	1980-1990	1990-2000	2000-2010
Variação dos preços	-59,4%	-8,8%	120,3%

Fonte: BP – BP Statistical Review of World Energy 2013

Na década de 2000, os países exportadores de *commodities* se beneficiaram sobremaneira dos recursos conseguidos com o aumento dos preços que o mercado paga pelos seus produtos. Entre 2000 e 2010 os preços do petróleo mais que dobraram no mercado internacional (tabela 1)[1]. O que procuramos testar nesse estudo é se a maldição do petróleo, que é evidenciado no período de queda do preço, resiste em um período em que os preços experimentam um *boom*.

Os Modelos

A forma mais comum dos modelos que estimam a MRN é a que trata das conseqüências econômicas da maior abundância em petróleo. Estes modelos tentam relacionar a maior abundância, em geral definida como o total das exportações de produtos primários sobre o PIB, com um pior desempenho econômico, na maioria das vezes definido como a taxa média de crescimento do PIB per capita.

A maioria dos modelos utiliza uma metodologia de estimação por OLS, e envolve a adoção de variáveis de controle, altamente correlacionadas com a variável dependente, de forma a “destacar” o papel relativo da abundância em petróleo. Os modelos trazem formas funcionais genéricas como a apresentada abaixo:

$$y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_n x_n + \varepsilon$$

onde:

y é uma medida do desempenho econômico,

x_1 é uma variável escolhida para representar a abundância em recursos naturais,

x_2 a x_n pode assumir o valor de diversas variáveis de controle,

β_0 é o intercepto, β_n são os coeficientes estimados para as n variáveis, e ε o erro amostral.

Neste trabalho, utilizamos modelos com algumas modificações em relação à forma usual que permitem observar os impactos da MRN sobre o desempenho econômico. A primeira consideração a ser feita envolve o uso da variável explicativa de abundância em petróleo. Nos modelos será usada como *proxy* para esta mensuração o Índice de Abundância em Petróleo, como proposto em Periard (2013). Espera-se que este índice represente de maneira mais fiel o grau de abundância que o uso de qualquer outra variável isoladamente, e também que este índice seja uma aproximação mais fiel do conceito de abundância do que o uso da variável de exportações de produtos primários sobre o PIB, que como é destacado na literatura, apresenta um alto grau de endogeneidade por tratar mais da concentração e dependência do que propriamente do grau de abundância relativa de um recurso natural.

Algumas modificações também foram feitas no tocante às variáveis de controle, sem, no entanto, se afastar das intenções predominantes nos modelos já consagrados pela teoria. Por isso se controla o modelo por oito regiões (América do Norte – NAM, América do Sul e Central – CSAM, Europa – EUR, Antiga União Soviética e Ásia Central – FSUCA, Oriente Médio e Norte da África – MENA, Sul e Sudeste Asiático – SSEA, Oceania – OC, e África Sub-sahariana – SSA) e também pelo acesso do país ao mar (LL). Neste modelo que visa relacionar os aspectos econômicos, se escolheram algumas variáveis como maneira de representar as relações que explicam o crescimento do PIB per

capita. Com este objetivo se usaram como variáveis de controle para o desempenho econômico a taxa de formação bruta de capital fixo na economia (FBKF), a participação da indústria no PIB (PMAN) e o percentual das exportações de bens e serviços do país sobre o total mundial (INCOM). Com isso, se buscaram *proxies* que representem a taxa de investimento, o nível de industrialização e o grau de integração comercial do país, todas variáveis que aparecem diversas vezes nos modelos estudados como representativas dos níveis de crescimento do PIB per capita de um país. Com isso se têm as variáveis explicativas, que buscarão explicar qual o papel do grau de abundância em petróleo para a taxa de crescimento do PIB nos anos entre 2000 e 2010. Desta forma se usou a seguinte fórmula funcional para estimar o modelo OLS que busca mostrar os impactos da abundância em petróleo (IAP) sobre a taxa de crescimento do PIB per capita (DPPC):

$$Y_{DPPC} = \beta_0 + \beta_1 x_{IAP} + \beta_2 x_{FBKF} + \beta_3 x_{PMAN} + \beta_4 x_{INCOM} + \beta_5 x_{LL} + \beta_6 x_{NAM} + \beta_7 x_{CSAM} + \beta_8 x_{EUR} + \beta_9 x_{FSUCA} + \beta_{10} x_{MENA} + \beta_{11} x_{SSEA} + \beta_{12} x_{OC} + \beta_{13} x_{SSA} + \varepsilon$$

Aqui apresentamos os resultados de quatro formas de modelar essa relação (modelos 1, 2, 3 e 4).

Pela teoria da MRN, a relação entre as variáveis IAP e DPPC é inversa. No entanto, nosso primeiro modelo não apresenta resultados condizentes com a teoria, pois o Índice de Abundância em Petróleo nos anos 2000 tem uma correlação positiva com o crescimento do PIB per capita PPP. Se pode perceber também que a variável IAP apresenta uma boa robustez estatística. Isso indica que durante os anos 2000, a taxa de crescimento do PIB foi impactada pela abundância em petróleo e, na média, este impacto foi positivo.

O modelo 2 utiliza como variável que reflete a abundância de petróleo a razão de exportações de petróleo sobre as exportações totais (XPT), variável muito próxima à variável proposta por Sachs e Warner (1995), que é a referência mais utilizada na análise da MRN. O sinal da relação se mantém, confirmando uma menor intensidade da MRN nos anos 2000, e, portanto, mostrando uma relação positiva entre as exportações de petróleo e o crescimento do PIB. Nos anos 2000, período de grande aumento de preços do petróleo e de constante pressão de demanda pelo produto, ser um país exportador do produto criou oportunidades que os países tenderam a transformar em maiores níveis de renda per capita para seus cidadãos.

Por outro lado, quando utilizamos a variável de reservas per capita (RPC) como proxy da abundância de petróleo no modelo 3, o sinal é negativo, indicando a presença de efeitos da MRN em países com maiores níveis de reservas. Nos anos 2000, o que os modelos 2 e 3 mostram é que a maior intensidade nas exportações trazem resultados mais positivos do que a riqueza no subsolo. Ou seja, a riqueza debaixo do solo tem menos impacto sobre o crescimento econômico de curto prazo, sendo um melhor estimador para questões relacionadas à preservação dos recursos no longo prazo.

Tabela 2 – Resultados das regressões dos modelos 1, 2 e 3.

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Variável dependente	Crescimento PIB per capita	Crescimento PIB per capita	Crescimento PIB per capita
Observações	180	180	180
F-statistic	9,714	9,998	8,728
Variáveis independentes			
IAP	0,023 (1,820)**		
XPT		0,018 (2,117)*	
RPC			-2,750 (-2,096)*
FBKF	0,064 (2,424)*	0,066 (2,474)*	0,069 (2,304)*
PMAN	0,022 (0,797)	0,028 (0,999)	0,017 (0,589)
INCOM	-0,184 (-1,575)	-0,173 (-1,485)	-0,161 (-1,396)
LL	-0,001 (-0,455)	-0,001 (-0,36)	-0,003 (-0,799)
NAM	-0,02 (-1,660)**	-0,016 (-1,447)	-0,017 (-1,408)
CSAM	-0,016 (-1,688)	-0,017 (-1,804)	0,018 (-1,618)
EUR	-0,011 (-1,214)	-0,011 (-1,347)**	-0,012 (-1,246)
FSUCA	0,025 (6,588)*	0,024 (6,281)*	0,026 (5,936)*
MENA	-0,021 (-1,885)**	-0,024 (-2,014)*	0,007 (0,665)
SSEA	0,01 (0,963)	0,008 (0,876)	-0,018 (-1,492)
OC	-0,019 (-1,595)	-0,018 (-1,591)	-0,018 (-1,492)
SSA	-0,012 (-1,213)	-0,013 (-1,455)	-0,013 (-1,199)
c	0,015 (1,284)	0,015 (1,348)	0,018 (1,410)
R-quadrado	0,43	0,43	0,40

estatística t mostrada nos parênteses
* significante at 5%
** significante at 10%

Fonte: Elaboração própria utilizando o software estatístico EViews.

Outra forma de se testar a hipótese teórica da MRN é verificar se os países mais intensivos em petróleo tendem a ter piores indicadores de desenvolvimento socioeconômico. Os modelos teóricos que justificam essa relação têm suporte em idéias que apresentam os incentivos a comportamentos *rent-seeking* dentro dos países mais intensivos em petróleo. Devido às elevadas rendas petrolíferas, grupos econômicos tendem a se estabelecer em torno deste setor para se aproveitarem das benesses que esta proximidade com o centro do poder econômico do país pode trazer. Mesmo de forma menos intensa, grupos de interesse organizados como os sindicatos do setor, os governantes das regiões produtoras, as comunidades locais, exercem efeito de pressão pelo privilégio no recebimento das rendas petrolíferas. Estas “distorções” da disputa de poder em qualquer ambiente político, somadas aos altos incentivos envolvidos quando se trata de países intensivos em petróleo, levam o país a uma trajetória inferior de

desenvolvimento quando comparado aos seus pares onde estes efeitos não ocorrem.

De acordo com esta visão teórica, os países mais intensos em petróleo devem ter um IDH mais baixo que os países menos intensos em petróleo, devido aos diversos canais de transmissão da MRN que são relacionados a impactos sociais que a abundância em recursos naturais acarreta. De forma análoga àquela como se procedeu na seção anterior, aqui irá se buscar apresentar um modelo econométrico, estimado pela metodologia OLS, que capte o impacto da abundância em petróleo, medido pelo IAP, sobre o grau de desenvolvimento humano, medido pelo IDH.

O modelo 4 foi montado utilizando as médias para as variáveis durante os anos 2000. A variável dependente é o IDH médio do país entre os anos 2000 e 2010. As variáveis explicativas se compõem da variável de abundância em petróleo, IAP médio nos anos 2000, e de outras variáveis de controle. Espera-se que o IDH seja correlacionado com o nível de investimento em educação e saúde (GED e GSD, respectivamente) e ainda com o grau de industrialização do país (PMAN). Outras variáveis geográficas foram incluídas como o acesso do país ao mar (LL) e a região à qual o país pertence. Os resultados obtidos podem ser vistos na tabela 3.

Segundo os resultados do modelo 4, a MRN não se confirma novamente, já que existe a tendência de que maiores níveis de IDH estejam relacionados a maiores níveis de abundância em petróleo.

Tabela 3 – Resultados das regressões do modelo 4.

Modelo 4	
Variável dependente	IDH
Observações	180
F-statistic	27,900
Variáveis independentes	
IAP	0,139 (2,978)*
GED	0,567 (1,368)
GSD	1,217 (1,652)**
PMAN	0,292 (2,217)*
LL	-0,066 (-3,739)*
NAM	0,048 (0,898)
CSAM	-0,036 (-0,877)
EUR	0,074 (1,839)*
FSUCA	-0,076 (-2,824)*
MENA	-0,072 (-1,495)
SSEA	-0,087 (-1,709)*
OC	-0,092 (-1,569)
SSA	-0,267 (-6,201)*
c	0,609 (11,530)*
R-quadrado	0,68
estatísticas t mostradas nos parênteses	
* significante a 5%	
** significante a 10%	

Fonte: Elaboração própria utilizando o software estatístico EViews.

Os resultados aqui observados contradizem o que se espera comprovar com a hipótese da MRN. Esses mostram que foi possível aos países com maior abundância em petróleo desempenhar uma melhor trajetória econômica devido ao ambiente externo favorável que incentivou suas exportações dando um maior ritmo de crescimento aos países emergentes, inclusive os mais intensivos em petróleo. Ou seja, os países intensivos em petróleo também se beneficiaram do ambiente externo favorável da década de 2000 e puderam, dadas suas riquezas minerais, potencializar este ritmo de crescimento e desenvolvimento sócio-econômico.

Os dados sugerem que os modelos usuais de análise do MRN captaram mais o momento ruim da economia dos países durante o ciclo de baixa das *commodities* do que fatores estruturais que realmente influenciam as tendências de desenvolvimento de longo prazo.

Considerações finais

As evidências empíricas encontradas neste trabalho são muito interessantes por mostrarem que a MRN não teve grande impacto econômico negativo sobre os países abundantes em petróleo ao longo dos anos 2000. Para se chegar a esta conclusão se percorreu um caminho que se iniciou com uma revisão de literatura dos principais modelos encontrados nos principais livros e periódicos que tratam sobre o tema. Pôde-se perceber que a grande maioria dos modelos trata do problema da MRN sob o aspecto econômico e, por isso, recorrem a uma modelagem muito parecida com a utilizada no artigo clássico de Sachs e Warner (1995). Outros modelos também exploram a MRN do ponto de vista dos impactos sociais e institucionais, sendo que este último grupo é o que traz observações sobre períodos mais recentes.

As evidências encontradas reforçam a visão de que não existe de fato uma maldição. Desta forma, se existiu um ambiente negativo durante boa parte do século XX, com termos de trocas deteriorados para os países exportadores de petróleo, o início do século XXI foi marcado por uma conjuntura particular que propiciou um forte crescimento destes países, puxados por um mundo crescentemente sedento por óleo.

Referências Bibliográficas

PERIARD, Thiago (2013), **Dependência em petróleo e desenvolvimento econômico: Comparação internacional, evidências empíricas e cenários para o Brasil**. Tese de Doutorado. Programa de Pós-Graduação em Economia. Universidade Federal Fluminense.

SACHS, Jeffrey D; WARNER, Andrew M. (1995) **Natural resource abundance and economic growth**. National Bureau of Economic Research, Working Paper 5398. Cambridge.

[1] Entre 2000 e 2012, o preço do petróleo triplicou..

(*)

Losekann, L., Periard, T., Maldição dos recursos naturais II: o erro de comparar alhos com bugalhos. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 12, n. 1, 2012.

Losekann, L., Amaral, T.P., A maldição dos recursos naturais. Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro, Ano 11, n. 5, 2011.

A matriz energética nacional

Por Ronaldo Bicalho

Para acompanhar a discussão sobre a evolução da matriz energética brasileira é imprescindível conhecer uma publicação editada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Ministério de Minas e Energia (MME): O Balanço Energético Nacional (BEN).

O relatório consolidado do Balanço Energético Nacional apresenta, anualmente, a contabilidade relativa à oferta e o consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de extração de recursos energéticos primários, sua transformação em formas secundárias, a importação e exportação, a distribuição e o uso final da energia.

O documento final do BEN é disponibilizado no segundo semestre do ano posterior ao ano base. Dessa forma, os dados consolidados para o ano passado (2012) ficaram disponíveis no segundo semestre de 2013. Contudo, como forma de disponibilizar estatísticas energéticas ainda no primeiro semestre, a EPE elabora o documento intitulado “Resultados Preliminares do BEN”, cuja edição de 2013 – ano base 2012 – ficou disponível no seu site, até a publicação no segundo semestre dos atuais dados consolidados.

Além de trazer os resultados do ano anterior, o BEN traz uma série de balanços consolidados que cobre o período que vai de 1970 até o último ano disponível, que, no momento, é 2012. Portanto, são mais de quarenta anos de dados sobre a maneira como a energia vem sendo produzida, transformada e utilizada no Brasil.

Nesse sentido, o BEN constitui uma base de dados muito interessante para quem acompanha as discussões sobre energia. Para que se possa aproveitá-la plenamente, é necessário conhecer alguns conceitos-chave na sua construção, que facilitam a compreensão do alcance desse instrumento.

Utilização, transformação e produção de energia

Em primeiro lugar, cabe lembrar que a energia não é usada diretamente. É preciso que haja sempre algum dispositivo que converta a energia contida nas diversas fontes na forma de energia que se necessita. Assim, é necessário o aquecedor para converter a energia contida no gás no calor necessário para aquecer água para se tomar o banho quente. Aqui surgem dois conceitos importantes: energia final e energia útil. A primeira é a energia que colocamos à disposição do usuário e a segunda é a energia que esse usuário efetivamente aproveita; ou seja, a primeira é a energia contida no gás que ele consumiu, a segunda é a energia que ele realmente aproveitou na forma de calor.

A partir desses dois conceitos define-se um outro conceito chave: o rendimento na utilização. Esse rendimento pode variar com o uso, com a fonte e com a tecnologia presentes nessa utilização de energia.

Em termos dessa utilização, a energia contabilizada pelo BEN é a energia final; ou seja, a energia que é colocada à disposição do consumidor. Como esse consumidor vai usá-la, para que uso e com que eficiência, é um tipo de informação que não está disponível no balanço; já que o quadro contábil descreve o fluxo de energia até a “porta” do consumidor. Por isso, o BEN é um tipo de balanço chamado balanço de energia final. Para descrever o que acontece depois, é necessário um outro tipo de balanço: o balanço de energia útil. Porém, cabe salientar que pode-se encontrar essas informações não nos quadros contábeis, mas em uma seção à parte, na própria publicação, que cuida exatamente dessas informações.

No BEN, o consumo final energético é aberto para os seguintes setores: setor energético, residencial, comercial, público, agropecuário, transporte (rodoviário, ferroviário, hidroviário e aeroviário) e industrial (cimento, ferro-gusa e aço, Ferroligas, mineração e pelotização, não-ferrosos e outros da metalurgia, química, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica e outros).

Em segundo lugar, é importante lembrar que para que as fontes de energia sejam utilizadas nos equipamentos hoje disponíveis é preciso adequá-las ao uso nestes equipamentos. Assim, não dá para pegar o petróleo e jogá-lo diretamente no motor. É necessário transformar esse petróleo em gasolina para que ele possa ser utilizado nos carros. Essa transformação define dois outros conceitos: energia primária e energia secundária. A primeira é a energia como ela é extraída da natureza e a segunda é aquela que sofreu algum tipo de transformação nos chamados centros de transformação: refinarias, centrais elétricas, destilarias de álcool, etc., para adequá-la ao uso.

A partir desses conceitos é possível definir mais um conceito: o rendimento na transformação. Rendimento esse que varia em função do tipo de transformação, das fontes transformadas e da tecnologia empregada. Diferentemente do rendimento de utilização, o rendimento de transformação é explicitado pelo BEN.

No BEN, as fontes primárias são as seguintes: Petróleo, Gás Natural, Carvão Vapor, Carvão Metalúrgico, Urânio (U3o8), Energia Hidráulica, Lenha e Produtos da Cana (Melaço, Caldo-de-Cana e Bagaço) e outras fontes primárias (Resíduos Vegetais e Industriais para Geração de Vapor, Calor, energia solar, eólica e Outros).

Já as fontes secundárias são as seguintes: Óleo Diesel, Óleo Combustível, Gasolina (Automotiva e de Aviação), GLP, Nafta, Querosene (Iluminante e de Aviação), Gás (de Cidade e de Coqueria), Coque de Carvão Mineral, Urânio Contido no UO₂ dos Elementos Combustíveis, Eletricidade, Carvão Vegetal, Álcool Etilico, (Anidro e Hidratado) e Outras Secundárias de Petróleo (Gás de Refinaria, Coque e Outros). Além disso, são consideradas como fontes secundárias os Derivados de Petróleo que, mesmo tendo significativo conteúdo energético, são utilizados para outros fins (Graxas, Lubrificantes, Parafinas, Asfaltos, Solventes e Outros) e o Alcatrão obtido na transformação do Carvão Metalúrgico em Coque.

No que diz respeito aos centros de transformação, o BEN considera os seguintes: Refinarias de Petróleo, Plantas de Gás Natural, Usinas de Gaseificação, Coquearias, Ciclo do Combustível Nuclear, Centrais Elétricas de Serviço Público e Autoprodutoras, Carvoarias e Destilarias. Além desses centros são consideradas outras transformações que incluem os efluentes (produtos energéticos) produzidos pela indústria química, quando do processamento da Nafta e outros produtos Não-Energéticos de Petróleo.

Em terceiro lugar, cabe lembrar que para que as energias primárias possam ser utilizadas diretamente ou transformadas, é preciso extrair o petróleo, o gás, o carvão e o urânio do subsolo, armazenar a água em grandes reservatórios, plantar e abater as árvores e a cana, enfim dar as condições mínimas para que a energia contida nos recursos energéticos – renováveis e não renováveis – seja direcionada para a transformação ou, em alguns casos, para a utilização final. Essas atividades constituem a produção de energia primária e são explicitadas pelo BEN.

Em função disso, quando se fala em produção de energia no Balanço Energético, está se falando nessa produção de energia primária. A “produção” de energia secundária (por exemplo, produção de gasolina na refinaria) não é considerada como sendo produção de energia, mas como uma saída do processo de transformação; portanto, encontra-se em outro ponto do fluxo de energia – transformação – que não é a produção de energia. Nesta última são contabilizadas apenas a produção de energia primária.

Na produção tem-se, de um lado, os recursos naturais, de outro, a energia primária. Nesse nível da cadeia energética é possível identificar mais um rendimento: o rendimento na produção. Rendimento esse que varia com o tipo de extração, com a fonte e com as tecnologias empregadas. Esse rendimento não é explicitado pelo BEN. Para uma descrição mais detalhada dos recursos, das reservas e dos potenciais energéticos é preciso um balanço chamado de balanço de recursos e reservas. O BEN começa a descrição dos fluxos energéticos na produção, portanto não incorpora no quadro contábil os recursos e os potenciais energéticos do país. Contudo, assim como as informações sobre o uso da energia, esses dados se encontram em uma seção à parte, na própria publicação, que disponibiliza exatamente essas informações.

A descrição dos fluxos

A matriz consolidada do BEN apresenta as diferentes operações sofridas pelo fluxo de energia nas suas linhas; já as colunas representam as fontes e os agregados.

Nesse balanço temos como operações: a produção (+), a importação (+), a variação de estoque (+/-), exportação(-), não-aproveitada (-), reinjeção (-). A linha que sintetiza o conjunto dessas operações é a Oferta Interna Bruta de energia. Aqui você encontra a quantidade de energia que está disponível para o país consumir diretamente (como é o caso da lenha) ou transformar (como é o caso do petróleo). Essa linha é que define a participação das diferentes fontes de energia na matriz energética. Na verdade, ela é uma das linhas mais importantes do balanço, junto com o total de transformação e o consumo total.

Um pequeno comentário sobre o balanço de oferta. Por definição, não existe produção de energia secundária. Por isso, a linha de produção de energia secundária no balanço apresenta todos os valores iguais a zero. Toda a produção de energia secundária aparece no balanço de transformação como saídas (com sinal positivo) dos centros de transformação. Enfim, lembrando mais uma vez, produção no balanço energético é só a produção de energia primária.

Em termos das colunas, o balanço de oferta é feito para todas as fontes, primárias e secundárias, e apresenta três grandes agregados: o total de energia primária; o total de energia secundária e a energia total. Dessa forma, pode-se dizer que nós temos um balanço de oferta de energia primária, um balanço de oferta de energia secundária e um balanço de oferta de energia total.

O balanço de transformação descreve as operações nos centros de transformações. Nesse balanço nós temos quanto de energia é processada em cada centro (sinal negativo) e quanto de energia é produzida em cada um deles (sinal positivo). Além disso, esse balanço traz uma informação chave: a perda na transformação. Esta informação aparece na última coluna no balanço (Total), com um sinal negativo.

Cabe lembrar que nos centros de transformação podem entrar tanto energia primária (petróleo na refinaria) quanto energia secundária (óleo combustível em uma central termelétrica). No caso específico das hidrelétricas, o BEN considera que a perda na conversão da energia hidráulica para a energia elétrica é zero. Assim, a quantidade de energia hidráulica processada em uma central desse tipo (sinal negativo) é sempre igual a energia elétrica produzida por ela (sinal positivo).

A linha síntese desse balanço é o Total de transformação e em termos de coluna, como no caso do balanço anterior, temos um total de energia primária transformada, um total de energia secundária transformada e um total de energia transformada. Esse último total representa justamente as perdas; ao passo que, em linhas gerais, o primeiro representa a quantidade líquida de energia que entrou nos centros de transformação e o segundo a que saiu. Logo, a diferença é o que se perdeu na transformação e aparece na última coluna.

O balanço de consumo sintetiza as operações de consumo de energia que é desagregado em consumo final não energético e consumo final energético. Assim, a nafta, que é um energético, quando é consumida como insumo petroquímico, aparece como consumo final não-energético.

O consumo final energético é desagregado por setores (linhas) e fontes (colunas) e também apresenta um balanço de consumo de energia primária, um balanço de consumo de energia secundária e um balanço de consumo de energia, que, na verdade, agrega os outros dois.

Cabe chamar a atenção que entre o balanço de transformação e o balanço de consumo há uma linha: Perdas na distribuição e armazenagem. Note que as perdas de transformação aparecem em uma coluna (a última do balanço de transformação) e as perdas da distribuição em uma linha. Independentemente de onde elas aparecem, o que importa é que elas aparecem sempre com sinal negativo e correspondem àquela parcela da energia que fica no meio do caminho e não chega ao consumidor final.

A equivalência entre as fontes

O critério utilizado para agregar as diferentes fontes em uma única unidade é a equivalência em energia térmica. Isto significa que a quantidade de energia medida em todas as fontes e em todos os pontos da cadeia energética é o potencial dessa energia de gerar calor.

Para o caso dos combustíveis, o BEN utiliza o Poder Calorífero Inferior (PCI), expresso em kcal/kg, de cada um deles para determinar o seu conteúdo calórico.

No caso da energia elétrica usa-se uma relação definida a partir do efeito Joule que diz que 1 kWh gera 860 kcal de calor. Portanto, 860 kcal é a energia térmica contida em 1 kWh.

A unidade de medida do BEN é a tonelada equivalente de petróleo (tep). Esse petróleo tem um conteúdo calórico de 10.000 kcal/kg. Logo 1 tep tem 10.000.000 de kcal.

Enfim, de posse desses conceitos básicos, é possível aproveitar essa fonte de informações sobre energia muito rica que é o Balanço Energético Nacional. A leitura do BEN é bastante simples e as informações metodológicas mais detalhadas podem ser encontradas na própria publicação.

Além de ser uma boa fonte de informação, o BEN se caracteriza como uma das poucas oportunidades de se ter uma visão integrada de todas as fontes e setores energéticos. Se o que se quer é uma visão global que transcenda as especificidades de cada um dos setores de energia (gás, petróleo, eletricidade, biocombustíveis, etc.), o BEN é um bom começo.