
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Maio/Junho de 2014 – Ano 14 – n.2

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados oito artigos:

Segurança energética e mudanças climáticas: o caso russo, por Felipe Imperiano.

A micro e minigeração solar distribuída e a crise do setor elétrico, por Clarice Ferraz.

A crise do setor elétrico: a necessidade de decisões colegiadas, por Renato Queiroz.

O carro do futuro II: reflexões sobre os resultados do último relatório do IPCC, por Michelle Hallack.

A crise elétrica e a falta de coordenação, por Ronaldo Bicalho.

Impactos da crise elétrica e as próximas páginas do setor elétrico brasileiro, por Luciano Losekann.

O setor elétrico e as indefinições da política de gás natural no Brasil, por Marcelo Colomer.

Bioeconomia em construção II – Os grants e subvenções às empresas: comparando o Biomass Program do DOE e o PAISS do BNDES/FINEP, por José Vitor Bomtempo.

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

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

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

Autores

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.

Felipe Imperiano

Graduando do Instituto de Economia da UFRJ.

José Vitor Bomtempo

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

Luciano Losekann

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

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.

Michelle Hallack

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

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

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.

Segurança energética e mudanças climáticas: o caso russo

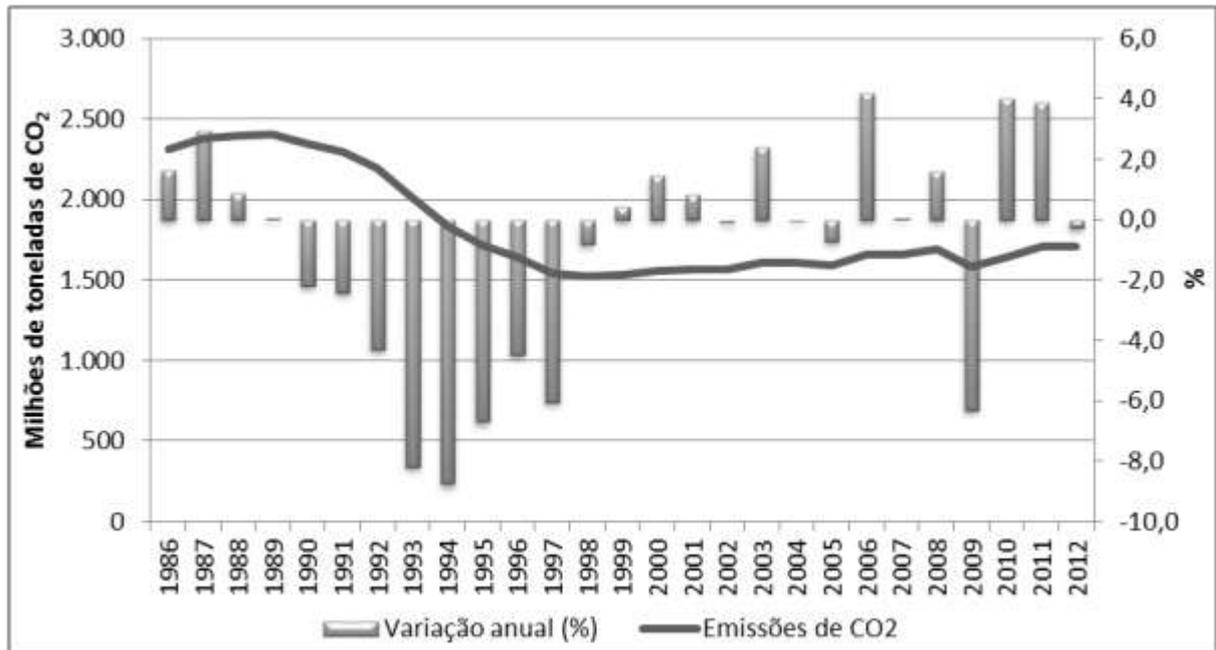
Por Felipe Imperiano

Além de ocupar uma posição relevante no que tange o fornecimento energético, a Rússia é um dos maiores consumidores mundiais de energia de origem fóssil, portanto as suas decisões de política energética têm implicações para a segurança energética e a sustentabilidade do meio ambiente, em uma dimensão global (IEA, 2011, p. 245). O que faz com que o seu posicionamento, dada a perspectiva de elevação de temperatura mundial, em função da liberação de carbono na atmosfera pelo consumo de energia, seja de amplo interesse.

A Rússia foi o terceiro maior produtor de energia do mundo, em 2011. A sua produção total foi de 1.314,88 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), isto é, aproximadamente 10% da produção mundial (IEA, 2013a, p. 54). A demanda interna bruta[i] total, nesse mesmo ano, foi de 730,97 Mtep (IEA, 2013, p. 240). Isso representou um crescimento de 4,1%, em relação ao ano anterior (IEA, 2012, p. 13). Ainda assim, o seu percentual no total do consumo mundial diminuiu ligeiramente de 6% para 5,6% e ela passou a ser o quarto maior demandante de energia, sendo ultrapassada pela Índia (IEA, 2013, p. 13; IEA, 2012, p. 13).

Em 2011, a Rússia emitiu 1.653,23 Mt de dióxido de carbono, isto é, 5,3% das emissões mundiais, o que faz dela a quarta maior emissora de CO₂ (IEA, 2013a, p. 54). Estima-se que entorno de 82% das emissões de gases de efeito estufa russas sejam provenientes do setor energético (IFC, 2011, p. 11). O pico das emissões de CO₂ ocorreu em 1989 e, a partir de então, caíram continuamente até 1998, com ilustra o Gráfico 1 (BP, 2013). No ano seguinte, concomitantemente à mudança de governo e ao início de sua recuperação econômica, essa tendência se inverteu. Entre 1999 e 2011, as emissões russas cresceram em média 0,9% ao ano, porém ainda são, aproximadamente, 30% menores do que em 1989.

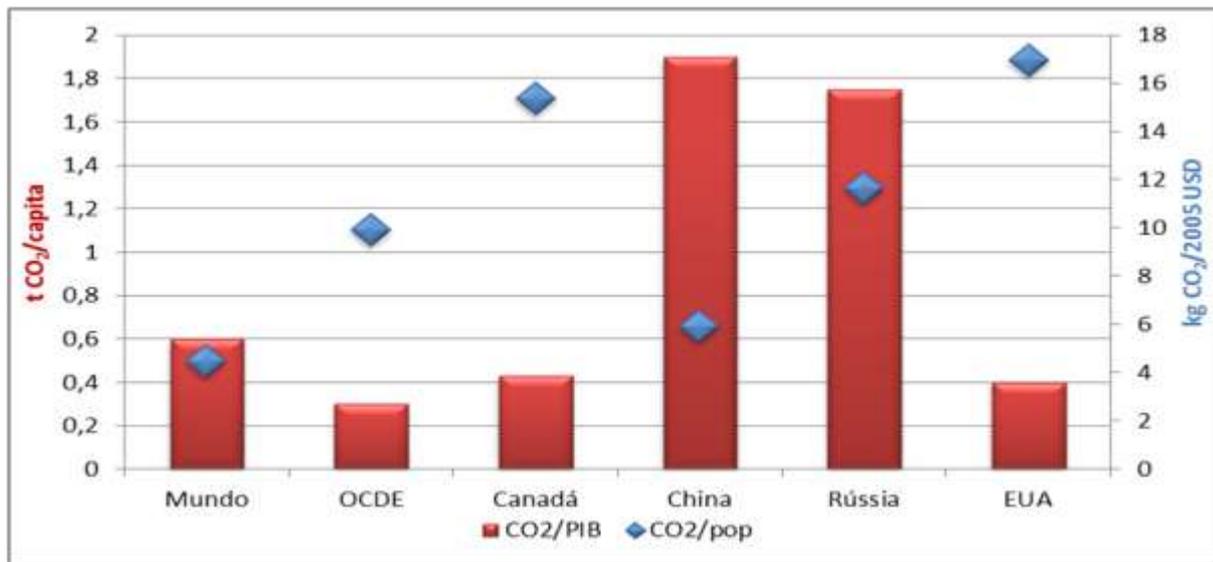
Gráfico 1: Variação anual das emissões russas de CO₂, entre 1986 e 2012.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da BP (2013)

Quando comparada às médias das emissões mundiais e dos países da OCDE, em termos *per capita* e por unidade do PIB, revela-se mais uma dimensão da baixa eficiência energética do país. Em 2011, a Rússia emitiu mais dióxido de carbono *per capita*[ii] do que a média mundial (159%), da OCDE (17%) e da China (96%), (IEA, 2013a, p. 48). As discrepâncias são ainda maiores com relação ao PIB. O Canadá, país da OCDE com clima e participação da indústria pesada no PIB mais semelhantes aos da Rússia (IEA, 2011, p. 258), emite 75% menos CO₂ por unidade do PIB produzida[iii], enquanto os países da OCDE e os EUA, nessa ordem, emitem 83% e 77% menos (IEA, 2013a, p. 48). Como mostra o Gráfico 2 a seguir.

Gráfico 2: Emissões de CO₂ per capita e por unidade do PIB, em 2011.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da IEA (2013a, p.49-58).

A possibilidade de aumento da eficiência energética, na Rússia, é maior do que em quase todos os outros países (IEA, 2011, p. 257). Segundo estimativas da IEA (ibid., p. 258), haveria potencial para economizar 180 bcm de gás natural, 600 kb/d de petróleo, mais de 50 Mtce de carvão, que juntos representariam um gasto de US\$ 70 bilhões, ou 46% dos gastos do país com energia, em 2008. Além disso, o consumo final de energia elétrica poderia ser 170 TWh abaixo dos níveis atuais. Por exemplo, a IEA (ibid., p. 272) calcula que 11% da que energia elétrica gerada seja perdida somente nos sistemas de transmissão e distribuição.

A exploração de todo potencial do incremento da eficiência energética e da economia de energia tem como benefício a liberação de parte da produção de hidrocarbonetos, que hoje atende ao mercado interno, para a exportação e pode gerar uma receita adicional de US\$ 84 – 112 bilhões (TYNKKYNNEN; AALTO, 2012, p. 104). Com efeito, a atual oferta de energia russa seria capaz de suportar um nível maior de produção, isto é, crescimento econômico sem a necessidade de aumento do consumo de energia e dos investimentos para ampliação da oferta (IEA, 2011, p. 258). Por exemplo, se a eficiência energética do país fosse a mesma dos países da OCDE, isso significaria uma redução de mais de 200 Mtep da sua demanda de energia primária, ou seja, quase a totalidade da energia primária consumida pelo Reino Unido (ibid., p. 257).

Um dos desafios da política energética russa é conseguir estimular os investimentos em eficiência energética. Boa parte da capacidade industrial do país foi instalada há décadas, desse modo opera com equipamentos obsoletos e altamente ineficientes (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 140). O preço da eletricidade e do gás natural é artificialmente baixo, conseqüentemente, os estímulos tanto para os consumidores residenciais quanto para os industriais para conservar energia são reduzidos, além de tornar a taxa de retorno dos investimentos em eficiência energética incerta e de longa maturação (ibid., p.

137; IEA, 2011, p. 259). A IEA (2010, p. 601) estimou que, em 2009, os subsídios ao consumo de gás natural e eletricidade na Rússia somaram quase US\$ 34 bilhões, isto é, 2,7% do PIB. A taxa de subsídio – ou seja, a parte do custo econômico total que o consumidor deixa pagar – do setor elétrico foi de 27%, para o gás natural o descontou chegou a 50% (ibid., p. 601).

A baixa eficiência energética também está relacionada com a ausência de um ambiente institucional capaz de promover investimentos em novas tecnologias e na renovação do parque industrial. Atualmente, a eficiência energética da economia é uma das principais diretrizes da política energética russa de longo prazo (GOVERNO DA RÚSSIA, 2010, p. 24) e, mesmo tendo se tornado uma prioridade nacional nos últimos anos, as políticas têm mudado vagarosamente (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 137). Somente com a Lei de Eficiência Energética de 2009 e com o State Programme for Energy Saving to 2020, adotado em 2010, é que se estabeleceu uma política, em escala nacional, voltada para a eficiência energética (IEA, 2011, p. 260).

O país não só é importante para a solução do problema das mudanças climáticas, como também é especialmente vulnerável aos seus efeitos, apesar de ser bastante difundida na sociedade russa a crença que o aquecimento global poderia beneficiar o país, dada as suas baixas temperaturas (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 127). Para o Banco Mundial o aquecimento global é uma ameaça importante para a Rússia não só na esfera ambiental, como social e econômica (ibid., p. 127). Dada as suas características naturais, o país pode sofrer amplamente com os efeitos resultantes das alterações do seu clima. Um estudo do próprio Serviço Federal para Hidrometeorologia e Monitoramento Ambiental (Roshydromet) mostra que houve um aquecimento de 1,29° C no período de 1907 a 2006, enquanto o aquecimento global, para os mesmos 100 anos, foi 0,74° C (ROSHYDROMET, 2008, p. 8). Já se observa, no país, um aumento das inundações, ondas de calor, incêndios florestais e derretimento do permafrost[iv](CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 127).

Nesse último, os problemas envolvendo os impactos da elevação das temperaturas são particularmente complexos. O permafrost está presente em mais de 60% do território russo (ROSHYDROMET, 2008, p. 17) e a sua degradação não só tem impactos importantes sobre o ecossistema, como implica em custos sociais e econômicos. As edificações construídas sobre terrenos com uma camada de permafrost dependem do seu não derretimento para a manutenção da estabilidade.

Em 2007, ocorreram mais de 7.400 acidentes relacionados ao derretimento do permafrost (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 129). Espera-se também que as mudanças no solo em decorrência das alterações do permafrost possam causar o aumento da ocorrência de acidentes relacionados a derramamentos de petróleo e vazamentos de gás (KOKORIN; GRITSEVICH, 2007, p. 3), 95% da produção de gás natural e 75% da de petróleo ocorrem em zonas de permafrost e, atualmente, já tem sido gastos cerca de US\$ 1,8 bilhões anualmente em virtude de acidentes e necessidade de manutenção da rede de dutos (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 129), por exemplo[v].

Por ora, o ecossistema russo ainda tem uma notável contribuição para a estabilidade ambiental do planeta, os seus benefícios são inclusive bastantes superiores aos impactos negativos gerados pela economia do país, entretanto o crescimento dos malefícios gerados pelo setor energético pode inverter essa posição (UNDP, 2010, p. 11).

Em 2009, foi assinado a Doutrina do Clima da Rússia. Essa doutrina marca a primeira tentativa de institucionalização de uma política para as mudanças climáticas (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 134). O debate em torno da sua elaboração foi baseado, em grande parte, na publicação da Roshydromet, que admite o aquecimento global como um fenômeno induzido pela ação antrópica (KORPPOO, e 2009, p.3). A doutrina oferece um quadro inapropriado para a elaboração de políticas públicas, uma vez que não estabelece metas concretas para a adaptação e mitigação, mecanismos para tais atividades, ou um arcabouço para a cooperação internacional (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 134). Além disso, o documento dá maior ênfase à adaptação do que a mitigação (ibid., p. 135).

Dada a sua extensão geográfica e, conseqüentemente, a variação climática e topográfica, a Rússia tem potencial para se transformar em uma superpotência de energias renováveis (TYNKKYNEN; AALTO, 2012, p. 98). O potencial técnico dessas fontes é estimado em 4,6 bilhões de toneladas equivalentes de carvão por ano, excedendo o atual consumo energético em mais de quatro vezes (ibid.). Alguns especialistas acreditam que o potencial econômico seja superior a 270 Mtce por ano, o que equivale a 25% do consumo corrente (IEA, 2003, p. 29). A participação das fontes renováveis na matriz energética russa é bastante inexpressiva. Em 2011, responderam por apenas 1% (7,54 Mtep) da oferta primária de energia e 0,31% (3304 GWh) da geração elétrica (IEA, 2013, p. 240).

Estudos preliminares sugerem que os benefícios totais gerados pelas renováveis superam o custo da implementação. De acordo com a companhia de energia russa RusHydro, um investimento de 90,19 bilhões de rublos até 2015 resultaria em benefícios econômicos superiores a 112, 36 bilhões de rublos (IFC, 2011, p. 5). Segundo o IFC (2011, p.24) uma das principais barreiras ao desenvolvimento das energias renováveis, na Rússia, são as condições desiguais de concorrência. A disponibilidade de grandes reservas de combustíveis fósseis, bem como a importância da indústria energética tradicional para o país representam um empecilho para as renováveis. Com a atual estrutura de mercado e política de preços, as tecnologias renováveis são mais caras do que as tradicionais. Desse modo, as perspectivas para as renováveis irão depender, em grande medida, do ritmo em que os subsídios aos hidrocarbonetos serão eliminados. Nos últimos anos, a energia renovável tem recebido atenção significativa na agenda política nacional, resultando, inclusive, em alguns documentos oficiais de política pública (IFC, 2011, p. 5), todavia o governo tem falhado em cumprir suas próprias metas de expansão das renováveis e reconhece que o país carece de um quadro legal e regulatório adequado para estimular o uso de fontes limpas no setor elétrico.

Segundo Oldfield (2005, p. 72 apud TYNKKYNEN; AALTO, 2012, p. 95), o entendimento russo de desenvolvimento sustentável[vi] acentua como aspecto-

chave a importância do país para a estabilidade do meio ambiente mundial. Para Tynkkynem e Aalto (2012, p. 95), nesse contexto, pode-se identificar um enquadramento da Rússia como superpotência ecológica, incorporando a ideia de que seu *status* de superpotência pode ser baseado nos recursos naturais e nas reservas ecológicas. Com efeito, a magnitude russa no ecossistema global é associada ao argumento de que ela deveria perseguir mais ativamente o estabelecimento de um sistema de compensação global pelos serviços ecológicos prestados (KONTRATEV et al., 2003, p. 12-13 apud TYNKKYNEN; AALTO, 2012, p. 95). A posição de negociação russa no sistema de política climática global advém desse argumento (TYNKKYNEN, 2010 apud TYNKKYNEN; AALTO, 2012, p. 95).

Apesar da expressividade da Rússia tanto no que diz respeito às emissões de gases do efeito estufa, como para a preservação do meio ambiente global, o Kremlin assume uma postura passiva na construção de um regime internacional de combate ao aquecimento global e, sistematicamente, evita comprometer-se com a redução das emissões (CHARAP; SAFONOV, 2010, p. 130). A posição russa tem sido de evitar se comprometer com reduções significativas das emissões de CO₂. Esta estratégia está calcada na visão de que o crescimento econômico do país irá implicar no aumento das emissões de gases do efeito estufa, o que, na realidade, já ocorre, e a limitação das emissões seria um entrave ao desenvolvimento do país.

A partir da constatação das dificuldades de se lidar com o *trade-off* entre redução das emissões de gases do efeito estufa e a segurança do suprimento, a transição energética para uma economia de baixo carbono pode dar-se de forma mais suave, com menos sacrifícios, através da promoção do consumo de gás natural e da energia nuclear (BICALHO; QUEIROZ, 2012, p. 28).

No caso russo, já há uma participação significativa do gás natural na matriz energética. O tamanho das reservas russas e as possibilidades de exploração da eficiência energética favorecem a uma política em prol do gás natural, entretanto, em que pese a sua relevância na pauta de exportação, soluções que incluam a maior participação da geração nuclear podem ser favorecidas. Na Rússia, ao contrário do que ocorre em alguns países, a energia nuclear é vista como renovável e ambientalmente favorável (TYNKKYNEN; AALTO, 2012, p. 110). A indústria nuclear possui ainda uma bem estabelecida rede de relacionamentos com os atores do setor energético e, conseqüentemente, um forte *lobby*, o que pode beneficiá-la pela dimensão institucional (ibid., p. 109). Em âmbito internacional, a escolha dessa via pode fortalecer a posição russa como grande exportador de insumos energéticos, tanto pelo gás natural como através de combustível e tecnologia nuclear.

No que se refere à eficiência energética, há dois importantes questionamentos relacionados ao uso de tecnologias mais avançadas como meio de mitigar o *trade-off*, a saber, a extensão necessária da sua aplicação para fazer frente ao aquecimento global e o custo da introdução de tecnologias mais eficientes (BICALHO; QUEIROZ, 2012, p. 25-26). Essas indagações, nas principais economias industrializadas do mundo, têm mais a ver com a expansão da fronteira tecnológica. Em um país como a Rússia, com elevados níveis de consumo e perda, uma política para eficiência energética está mais associada

com a adequação da sua produção às melhores práticas existentes. Nesse sentido, no atual estágio tecnológico russo, a modernização da sua indústria significa um uso mais racional da energia e tende a promover o aumento da sua competitividade, aliado a um grande impacto na redução das emissões de gases do efeito estufa. Os recursos energéticos liberados com o fomento da eficiência energética não são desprezíveis. Desse modo, o financiamento da modernização da economia russa pode ser feito a partir do aumento das exportações, o que pode implicar em um retorno mais rápido dos investimentos, afinal desperdício de recursos, principalmente para um país exportador, implica em altos custos de oportunidade.

Como mostram Bicalho e Queiroz (2012, p. 28), “a questão fundamental relativa à substituição dos combustíveis fósseis pelas fontes renováveis, como recurso para reduzir *trade-off* segurança energética *versus* mudanças climáticas, diz respeito exatamente ao grau dessa substitutibilidade hoje”. Segundo os autores, há duas respostas para essa interrogação: a primeira é a solução institucional, de curto e médio prazo, que penaliza os hidrocarbonetos e/ou incentiva as renováveis; a segunda é a solução tecnológica, de longo prazo, que amplia a substitutibilidade através da inovação tecnológica. Na Rússia, nenhuma dessas duas vias tem sido apropriadamente perseguidas. A participação das renováveis ainda é bastante modesta na matriz energética russa. A ausência de uma base legal bem definida e de um ambiente institucional adequado contribui para desenvolvimento tacaño das renováveis, apesar do potencial energético dessas fontes que o país dispõe e dos benefícios que elas podem oferecer ao sistema elétrico e ao uso mais racional dos recursos naturais que elas propiciam. O que sugere que mesmo com as recentes propostas políticas de fortalecer as energias renováveis, ainda não há um comprometimento firme do governo russo.

O debate interno acerca do dilema energético tem sido estimulado, basicamente, por preocupações com o desempenho da economia doméstica e pela atenção internacional dada ao aquecimento global, principalmente em fóruns globais. A baixa percepção da sociedade sobre os riscos relacionados às mudanças climáticas contribui para que as discussões sobre o tema no país sejam menos intensas *vis-à-vis* às principais economias ocidentais. Por ora, a transição energética russa tem se desenvolvido de maneira bastante vagarosa e ainda é incerto se o país será capaz de cumprir as metas estabelecidas pelo próprio governo.

Em suma, a participação russa é crucial para o enfrentamento do aquecimento global, dada a sua enorme exportação de combustíveis fósseis, altas emissões de gases do efeito estufa e intensidade energética da economia. Paradoxalmente, a Rússia permanece em uma situação em que o país deve continuar a ter interesse na comercialização de combustíveis fósseis, para gerar a renda necessária ao financiamento de programas que restrinjam a sua dependência do setor energético e o torne mais resistente à volatilidade dos preços e da redução da demanda (BRADSHAW, 2012, p. 229). Se por um lado, novas elevações do preço do petróleo originariam mais uma vez uma conjuntura adequada para implementar as reformas necessárias, a fim de promover um modelo econômico mais diversificado, eficiente e sustentável. Por outro, o retorno de uma relativa abundância pode significar outra vez uma oportunidade perdida (ibid.).

REFERÊNCIAS

BICALHO, R.; QUEIROZ, R. **Segurança energética e mudança climática: estruturando o debate energético.** Centro de Excelência em Economia da Energia: Rio de Janeiro, 2012. 34 p.

BP. **BP statistical review of world energy June 2013.** London, UK, 2013. In: AALTO, P. (Org.). *Russia's energy policy: national, interregional and global levels.* Cheltenham: Edward Elgar, 2012. 272 p.

BRADSHAW, M. **Russian energy dilemmas: energy security, globalization and climate change.**

CHARAP, S.; SAFONOV, G. **Climate change and role of energy efficiency.** In: ASLUND, A.; GURIEV, S.; KUCHINS, A. (Org.). *Russia after the global economic crisis.* Washington: Peterson Institute for International Economics, 2010. 287 p.

FEDERAL SERVICE FOR HYDROMETEOROLOGY AND ENVIRONMENTAL MONITORING. **Assessment report on climate change and its consequences in Russian Federation.** Moscow: Roshydromet, 2008. 24 p. Entidade conhecida pela sigla ROSHYDROMET.

GOVERNO DA RÚSSIA. **Energy strategy of Russia for the period up to 2030.** Moscow, 2010. 173 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World energy outlook 2011.** Paris: OECD/IEA, 2011. 666 p.

_____. **Energy balances of non-OECD countries.** Paris: OECD/IEA, 2012. 554 p.

_____. **Energy balances of non-OECD countries.** Paris: OECD/IEA, 2013. 554 p.

_____. **Key world energy statistics.** Paris: OECD/IEA, 2013a. 82 p.

INTERNATIONAL FINANCIAL CORPORATION. **Renewable energy policy in Russia: waking the green giant.** Washington: International Financial Corporation, 2011. 74 p. Entidade conhecida pela sigla IFC.

KOKORIN, A. O.; GRITSEVICH, I. G. **The danger of climate change for Russia.** In: RUSSIAN ANALYTICAL DIGEST. *Russia and global warming.* Forschungstelle Osteuropa e Center for Security Studies, n. 23, 2007. 14 p.

KONTRATEV, K. et al. **Tsena ekologicheskikh uslug Rossii., Vestnik.** Rossiiskoi Adademii Nauk, 73, 2003.

KORPPOO, A. **The Russian debate on climate doctrine: emerging issues on the road to Copenhagen.** Helsinki: The Finnish Institute of International Affairs, Briefing Paper 33, 2009. 7 p.

TYNKKYNEN, N.; AALTO, P. **Environmental sustainability of Russia's energy policy.** In: AALTO, P. (Org.). *Russia's energy policy: national, interregional and global levels.* Cheltenham: Edward Elgar, 2012. 272 p.

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. **Policy implications of warming permafrost.** UNEP, 2012. 38 p. Entidade conhecida pela sigla UNEP.

OLDFIELD, J. **Russian nature: exploring the environmental consequences of society-nature interactions.** Farnham: Ashgate, 2005.

Notas:

[i] A demanda interna bruta é aqui definida como a energia total colocada à disposição para consumo da sociedade, ou seja, sem o desconto de perdas com transformações, transporte, distribuição e estocagem e contabilizando a energia armazenada.

[ii] $\text{CO}_2/\text{pop} = \text{t CO}_2/\text{capita}$

[iii] $\text{CO}_2/\text{PIB} = \text{kg CO}_2/2005 \text{ USD}$

[iv] “Permafrost é a camada do solo perenemente congelado ocorrendo em cerca de 24% da superfície terrestre exposta no Hemisfério Norte. A distribuição do permafrost é controlada pela temperatura do ar e, em menor medida, pela profundidade da neve, a vegetação, a orientação para as propriedades do sol e do solo. Qualquer local com temperaturas do ar média anual abaixo de zero podem, potencialmente, formar permafrost. Neve é um isolador eficaz e modula o efeito da temperatura do ar, o que resulta em temperaturas de terra congelada até 6 ° C mais altas do que a temperatura do ar anual média local, na maior parte do permafrost atual, formado durante ou desde a última idade de gelo, e pode estender-se a profundidades de mais de 700 metros, em partes do norte da Sibéria e do Canadá”. (UNEP, 2012, p. 4)

[v] Para um estudo mais detalhado sobre os possíveis impactos do aquecimento global na Rússia, ver (ROSHYDROMET, 2008).

[vi] De acordo com Tynkkynen e Aalto (2012, p. 95), alguns autores sugerem que devido às dificuldades de tradução, o conceito de “segurança ecológica” (ekologicheskaja bezopasnost), amplamente usado em russo, seria a melhor interpretação de “desenvolvimento sustentável”.

A micro e minigeração solar distribuída e a crise do setor elétrico

Por Clarice Ferraz

O setor elétrico brasileiro passa por uma crise severa. Do lado da oferta, a geração distribuída pode dar importante contribuição para mitigar os problemas ligados ao forte crescimento do custo marginal de longo-prazo da geração de eletricidade no País[1] e aos riscos de desabastecimento tão discutidos ultimamente.

Associado aos problemas de oferta soma-se o aumento da demanda. A tendência de crescimento da intensidade elétrica dos setores residencial e comercial se confirma. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o consumo cresceu 4,9% em janeiro e 8,6% em fevereiro com relação ao consumo registrado no mesmo período de 2013. Ao olharmos para os setores residencial e comercial observa-se, em fevereiro, avanço do consumo de 13,3% e 16,6%, respectivamente, o que configura a maior expansão nos últimos dez anos (Brasil Energia, 24.04.2014). Tal crescimento provocou o deslocamento do horário pico de consumo que deixou de situar no período entre 18 e 20 horas para o período da tarde, de 14 às 16 horas, horário de calor intenso. É preciso dar atenção especial a esses setores de consumo.

A micro e miniGD no Brasil

A micro e minigeração se adequam a unidades consumidoras de pequeno porte como residências e unidades comerciais. A Aneel considera que a “micro e minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras”.

O Brasil somente regulou a micro e minigeração distribuída conectadas à rede de distribuição há dois anos, a partir da edição da Resolução 482 (abril/2012) da Aneel. Entretanto, pouco foi visto em termos de difusão desses sistemas. Nesse artigo damos importância especial à tecnologia de energia solar fotovoltaica (solar FV), já discutida em uma série de artigos anteriores.

À época da edição da Resolução 482, a tecnologia solar FV, ainda longe de ser competitiva com outras fontes de geração centralizada, já havia alcançado a paridade tarifária com relação às distribuidoras, e diversos agentes clamavam por sua regularização. Acreditava-se que graças às suas vantagens (complementaridade com geração hidrelétrica, inserção urbana, rapidez de instalação, etc.) e, em face dos problemas do setor elétrico, a fonte fosse conhecer um rápido crescimento, ainda não observado.

Após um ano em que conheceu pequeno avanço, a fonte perdeu a paridade tarifária conquistada devido à redução de preços provocada pela MP 579. Contudo, há alguns meses a geração solar fotovoltaica (FV) reconquistou sua

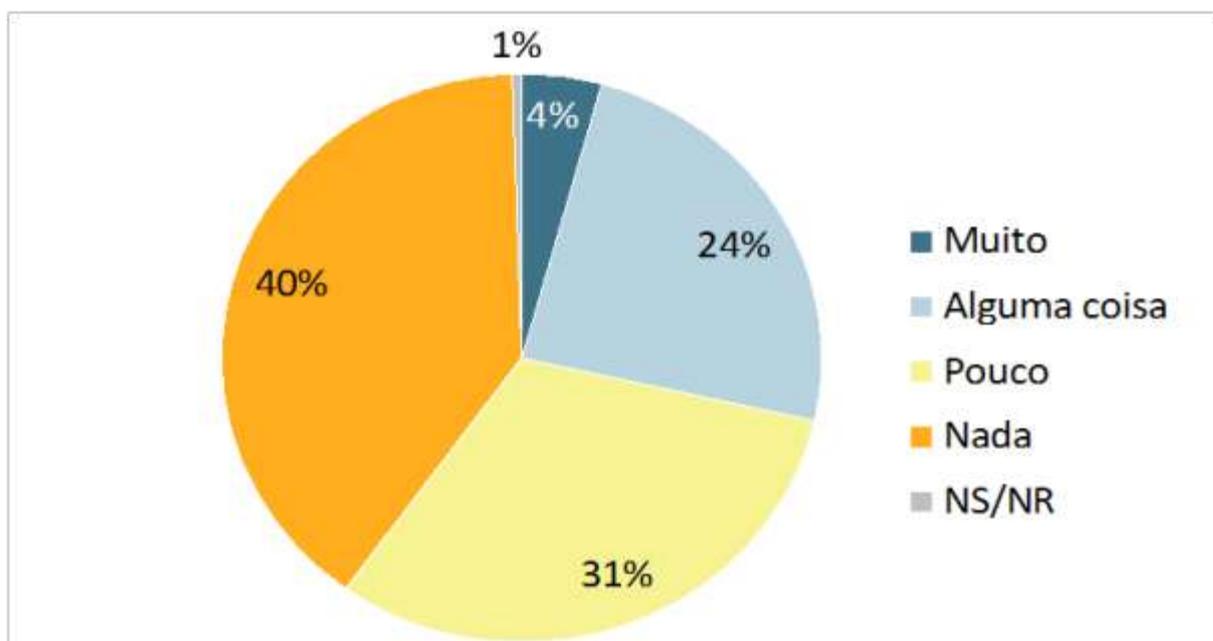
competitividade graças à disparada dos preços da eletricidade vendida pelas distribuidoras, assim como à contínua redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos. Dessa vez, os ganhos de competitividade deverão ser duradouros.

Diante disso, muitos agentes do setor se interrogam sobre a lentidão da adoção dos sistemas FV. Em dezembro de 2013, o País contava com apenas 131 sistemas de mini e microgeração FV. Para alguns há um problema de insegurança regulatória e, para outros, o intervalo de tempo é considerado normal, pois processos de difusão tecnológica, segundo Rogers (2003), são caracterizados por trajetórias em forma de “S”, largo, começam lentamente e em seguida passam a crescer de maneira exponencial até saturação e estabilização de seu avanço. Nessa dinâmica, o processo de difusão deve passar pelas etapas de conhecimento, persuasão e decisão. Dada a timidez do avanço da inserção da tecnologia no Brasil, podemos assumir que o País se encontra ainda na fase do “conhecimento”.

Pesquisa de opinião realizada pelo Greenpeace e Market Analysis (2013), avaliando o nível de conhecimento da população brasileira sobre micro e minigeração distribuída, traz informações extremamente relevantes que comprovam que o Brasil ainda precisa avançar na disseminação do conhecimento para atingir as etapas seguintes de desenvolvimento e, possivelmente, alcançar a difusão dos sistemas FV. Entre os 806 entrevistados que responderam ao questionário (durante o período de 30/08/2013 a 07/10/2013), apenas 3 em cada 10 afirmam conhecer muito ou alguma coisa sobre o tema, como mostra a figura abaixo.

Figura 1: Resultado de pesquisa de opinião:

O quanto leu ou ouviu falar sobre essa proposta do governo de microgeração de energia?



Fonte: Greenpeace e Market Analysis, 2013

Apesar da falta de informação sobre o marco legal em que se insere, em outra pergunta, cerca de 9 em cada 10 entrevistados consideram o tema relevante e gostariam de saber mais sobre ele. A pesquisa revela ainda que do ponto de vista do consumidor, “existem dúvidas sobre a vantagem econômica desse modelo e a adoção do sistema está condicionada aos custos de instalação”. Com efeito, 7 em cada 10 questionam as vantagens financeiras de adoção da microgeração de energia. A difusão da micro e minigeração distribuída conta com simpatia dos entrevistados, pois 87 % afirmam que adotariam o sistema se existissem linhas de financiamento com taxas de juros favoráveis. Com base nessa pesquisa constata-se que é preciso avançar na disseminação do conhecimento e que os consumidores veem os custos do sistema como importante barreira à sua adoção.

Nesse contexto, nos dias 8 e 9 de abril desse ano, a própria Aneel, organizou um seminário para discutir a micro e minigeração distribuída de modo a avaliar as barreiras à sua difusão, com destaque a energia solar FV, que responde por 79% dos sistemas de micro e minigeração instalados. A iniciativa da Agência é louvável, pois incluiu na discussão todos os agentes interessados no setor de maneira democrática e transparente. Quando lançada, a Resolução 482 já previa uma reavaliação de seu teor nos cinco anos seguintes oferecendo credibilidade e flexibilidade para o marco regulatório implantado.

Principais barreiras financeiras à difusão da micro e minigeração solar FV distribuída

Parte dos elevados custos dos sistemas fotovoltaicos se encontra no regime tarifário a que estão submetidos. Além dos equipamentos, também é tributada a operação dos sistemas, o que equivale a taxar a eletricidade gerada pelo próprio consumidor. As atividades de micro e minigeração são submetidas a impostos estaduais e federais. Os principais são o Imposto sobre Circulação Mercadorias e Serviços (ICMS), de âmbito estadual; e os federais, Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento de Seguridade Social (COFINS).

O PIS, cuja alíquota é de 1,65%, e o COFINS, cuja alíquota é de 7,6%, são submetidos ao “regime de tributação não cumulativo em que cada etapa da cadeia produtiva se apropria dos créditos decorrentes das etapas anteriores” (Aneel 2014:15). Os seus custos são calculados mensalmente e as distribuidoras utilizam métodos distintos para calculá-los. Algumas aplicam a tarifa final com impostos (PIS/COFINS e ICMS) sobre toda eletricidade consumida e, em seguida, deduzem os créditos relativos à injeção da eletricidade pelo consumidor. Outras calculam os impostos somente sobre o balanço final entre o que foi consumido via distribuidora e o que foi injetado na rede. Como o ICMS possui alíquota que varia entre 17 e 30%, o peso entre os dois modos de tributação afeta de maneira significativa o *payback* do investidor, desencorajando o investimento no setor.

Figura 2: Distorções geradas pela tributação da microgeração de eletricidade

DESCRÇÃO	CFOP	UNIDADE	QUANT.	PREÇO UNIT R\$	VALOR R\$
CONSUMO	5.258	kWh	410	0,47535	194,88
CRÉDITO GERAÇÃO	0000	kWh	24	0,33038	-7,91
CONTRIBUIÇÃO DE EUMIN PÚBLICA	0000		0		15,25
COMPENSAÇÃO FIC Mensal 06/2013	0000		0		-0,52
COMPENSAÇÃO FIC 2º Trím./2013	0000		0		-0,42

Fonte: Solarize, <http://www.solarize.com.br>

Caso o entendimento da Resolução 482 venha a ser respeitado e se comparem efetivamente as quantidades consumidas e as exportadas (créditos físicos), a micro e minigeração atingem, ou mesmo superam, a paridade tarifária em diversos estados. Assim, a tributação de toda a eletricidade consumida da rede, sem levar em conta o volume que foi injetado, representa uma das maiores barreiras à difusão da micro e minigeração.

Outro ponto fortemente questionado é a possibilidade de comercialização para a rede de excedentes de geração. Investidores argumentam que se pudessem vender seu excedente, no lugar de ganhar somente créditos físicos como atualmente, já teriam realizado novos investimentos. Assim como nos demais países analisados, o micro e minigerador deveriam ser considerados produtores independentes de energia, permitindo-se, assim, a venda de seus excedentes líquidos de produção. Nesse sentido, é necessário desenvolver mecanismos específicos de comercialização do excedente, e oferecer incentivos à difusão que estimulem a compra de equipamentos que até então possuem pequena escala de produção e baixa viabilidade[2] econômica.

Em momentos de crise de oferta como o que vivemos atualmente, esse excedente poderia aliviar de maneira sustentável a pressão sobre o setor elétrico e ajudaria a manter a modicidade tarifária, desde que a eletricidade seja exportada a preços inferiores ao PLD em vigor.

Esperemos que o choque de realidade provocado pela explosão dos preços e ameaça de racionamento faça com que decisores políticos e consumidores percebam que já não vivemos mais em um país de abundância e que é preciso

gerir de maneira eficiente os recursos dos quais dispomos. A difusão da micro e minigeração, que possui potencial de contribuir para o desenvolvimento sustentável do setor, depende da eliminação de diversos entraves ao seu desenvolvimento, a começar pelas distorções provocadas pelo regime tributário em vigor. Se quisermos possuir um setor elétrico que nos ofereça energia limpa e segurança de abastecimento há muito a ser feito, a começar pela inserção de mais geração descentralizada.

Bibliografia

- ANEEL, 2012, Resolução Normativa nº482, 17 de abril de 2012, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>
- ANEEL, 2014, “Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica”, *Cadernos Temáticos ANEEL*, disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>
- Aneel, Despacho nº 720, de 25/03/2014, disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Retifica%C3%A7%C3%A3o_1_da_Revis%C3%A3o_3.pdf
- Edvaldo Santana, 2014, *Brasil Energia*, disponível em: <http://brasilenergia.editorabrasilenergia.com/news/secoes/entrevistas/2014/04/solucao-esta-no-mercado-449639.html>
- Greenpeace – Market analysis, “Os brasileiros diante da microgeração de energia renovável” disponível em: <http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/documentos/2013/Os%20brasileiros%20diante%20da%20microgera%C3%A7%C3%A3o.pdf>
- Rogers, E., 2003, *The Diffusion of Innovations*, The Free Press, New York, USA.
- Simas, M. S., 2012, i “Energia Eólica e Desenvolvimento Sustentável no Brasil: Estimativa da Geração de Empregos por Meio de uma Matriz Insumo-Produto Ampliada”. Dissertação de Mestrado, IEE-USP, 2012.
- Solarize, <http://www.solarize.com.br>

[1] Entre diversos fatores causais podemos citar a grande distância entre centrais hidrelétricas dos centros de carga; a ausência de reservatórios nas novas hidrelétricas; a rápida penetração de fontes renováveis intermitentes (eólica, bioenergia e solar) assim como o uso mais intensivo da geração termelétrica.

[2] A criação de leilão para solar fotovoltaica, ao criar escala de mercado, ajuda na superação desse problema. O tema será discutido em artigo futuro.

A crise do setor elétrico: a necessidade de decisões colegiadas

Por Renato Queiroz

O setor elétrico brasileiro passa por uma forte crise reconhecida inclusive por técnicos do setor. Assim não há mais justificativas para se acreditar em qualquer argumento que afirme que tal situação seja somente conjuntural em função de uma hidrologia desfavorável. Não se pode ignorar que o país passa por um risco de racionamento de energia elétrica. Todos que estão acompanhando ou estão envolvidos com a situação atual do setor elétrico já entenderam que o fator político tem tido uma forte influência nas ações para enfrentar tal crise, dificultando a tomada de algumas decisões que, certamente, poderiam diminuir o estresse do sistema elétrico.

O que preocupa é o não reconhecimento de que a complexidade técnica do setor elétrico não permite decisões que não sejam amplamente discutidas e negociadas com os agentes. O histórico de reformas e decisões mal sucedidas neste setor deveria ter criado um entendimento em todos os níveis decisórios de que há uma demarcação nas decisões de cunho político e técnico em indústrias de redes. Enfim, implantar novas regras no setor elétrico exige um processo amplo de auscultação *a priori* entre os atores.

São várias as análises sobre as origens desta crise. Há avaliações que afirmam que o regime de operação, ou seja, a gestão na forma de operar o sistema elétrico deve ser repensada, sobretudo o critério de despacho das usinas hidroelétricas e térmicas. Como a participação das hidroelétricas com reservatórios no parque brasileiro veio diminuindo, o que significa menos estoque de água, operar sempre com maior geração hidroelétrica, buscando menores custos pode ser um “tiro no pé”. E o pé acaba sempre sendo o do consumidor.

Além disso, o modelo dissocia a realidade do sistema físico do processo comercial destacam alguns pesquisadores. Quem vende a energia não é quem a gera. Tal regra traz instabilidade ao funcionamento do setor. Outras análises apontam para a necessidade de uma nova discussão técnica sobre o modelo setorial, seus mecanismos e critérios para a expansão. Apontam que um dos seus pilares, a modicidade tarifária, sustentada pelas Leis nº 10.847 e 10.848, e pelo Decreto nº 5.163, de 2004, está sob críticas há tempos. Não por acaso a tarifa de energia elétrica foi forçada a uma redução pela polêmica Medida Provisória 579 de 11 de setembro de 2012; posteriormente convertida na Lei 12.783/2013 que tratou da renovação das concessões de energia elétrica.

Ainda pesquisando sobre as várias avaliações sobre a atual crise do setor elétrico, duas outras questões são apresentadas nas discussões. A primeira é que o atual volume útil dos reservatórios pode não ser o mesmo quando da construção das barragens em decorrência de processos de assoreamentos. Ou seja, projeções oficiais de armazenamento dos reservatórios das hidroelétricas podem estar desatualizadas e não condizerem com a realidade. É uma discussão

técnica que tem que ser bem avaliada por especialistas, mas que acende uma luz amarela neste ambiente de incertezas. A segunda questão diz respeito aos atrasos em obras de geração e transmissão que se estivessem dentro de seus cronogramas, aliviariam o estresse do sistema.

Além disso, há de se destacar a sangria financeira que o setor foi submetido. São tantos números que vêm sendo somados às parcelas do déficit do setor (aportes à conta de desenvolvimento energético – CDE e montantes para cobrir as exposições das distribuidoras ao mercado) que até aqueles que têm mais intimidade com o setor elétrico se perdem no emaranhado de valores. Já em 2013 o Tesouro aportou recursos na ordem de R\$ 10 bilhões às empresas de Distribuição de energia elétrica pela compra de energia no curto prazo e para cobrir as despesas relativas à geração termelétrica no país; ainda aportou R\$ 8 bilhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em função da estratégia governamental para a redução da conta de luz.

Em 2014 estas mesmas parcelas continuaram se somando e gerou o discutido empréstimo de R\$ 11,2 bilhões para socorrer as Distribuidoras, intermediado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) que assinou o empréstimo com dez bancos. Tal empréstimo começará a ser pago em novembro de 2015 em parcelas mensais, sendo que o repasse para a conta de luz dos consumidores começará em fevereiro do ano que vem, de acordo com o calendário de reajustes tarifários estabelecido pela ANEEL. O Tesouro já participou com R\$ 1,2 bilhão para cobrir os gastos de janeiro, totalizando R\$ 12,4 bilhões.

Mas o que parece é que essa sangria não vai parar nesses valores. A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee) já sinaliza com nova solicitação ao governo de R\$ 7,2 bilhões para que as Distribuidoras consigam arcar com seus compromissos entre maio e dezembro de 2014. Caso aprovado esse pedido, o socorro total chegaria a R\$ 18,4 bilhões este ano. Em adição as geradoras de energia elétrica também batem na porta do governo e solicitam ajuda financeira do governo, pois estão tendo, também, rombos financeiros, comprando energia a R\$ 822,00.

O governo preocupado com a exposição das Distribuidoras, que na média estava em 3.300 MW, criou a modalidade de Leilão emergencial, permitindo que estas empresas pudessem contratar energia para fornecimento imediato, com resultado positivo.

Há, também, uma situação adversa climática que acarreta um regime de afluências baixas dos rios. O preocupante é a possibilidade de continuidade deste cenário. E, se assim for, o estresse do sistema elétrico vai continuar. Afinal chegamos ao fim do período úmido em abril com um nível baixo dos reservatórios. Em maio a quantidade de chuvas não traz entusiasmo. Neste cenário a perspectiva é de permanência da geração térmica até o final do ano quando o período chuvoso chega.

O quadro acima resume a situação de desequilíbrio em que se encontra o setor elétrico e três fatos despertam uma reflexão. Primeiramente foi a auditoria do Tribunal de Contas da União (TCU) que aponta que a atual capacidade de

geração de energia elétrica no país pode ser insuficiente para a sua segurança energética. O relatório do órgão de controle apresentou questionamentos sobre a sustentabilidade do setor e mostra-se preocupado com a magnitude da conta financeira.

Nessa mesma direção se posicionaram as associações representativas dos agentes do setor, tanto pelo lado da oferta quanto pelo lado da demanda. A ABRAGE (grandes geradores), ABRAGET (geradores termelétricos), ABEEÓLICA (geradores eólicos), APINE (produtores independentes), ABIAPE (autoprodutores), ABRACELL (comercializadores), entre outras associações, formaram um fórum (Fórum das Associações do Setor Elétrico Brasileiro - FASE) e entregaram um documento ao governo com análises e propostas voltadas ao setor elétrico, buscando estabelecer um canal de comunicação com o governo. No mesmo sentido, a Confederação Nacional da Indústria – CNI elaborou cinco propostas que a indústria entende que deveriam ser tomadas pelo governo para aumentar a competitividade das empresas.

Por que são fatos significativos? Primeiramente porque ocorreram após a divulgação de diversas análises realizadas por instituições acadêmicas, associações de indústrias, ONG, empresas de consultorias, entre outras, que apontaram os vários problemas conjunturais e estruturais que afetam o setor elétrico. Ou seja, as incertezas entre os agentes sobre o suprimento de energia levaram o tribunal, que fiscaliza a gestão dos recursos públicos, a realizar auditoria e dar um prazo de 90 dias ao MME, MMA e ao IBAMA, para que seja apresentado um plano de trabalho que identifique os custos e benefícios para a utilização de tecnologias de geração; ainda determinou ao MME um plano de ações para modernização de hidrelétricas.

O segundo fato relevante é a busca dos agentes que atuam no setor de um canal de comunicação com a área energética do governo, entregando propostas que busquem minimizar perdas nos negócios de seus associados, em função das regras e ações que emergem do setor elétrico. A FASE e a CNI, associações bem estruturadas, já apresentaram seus posicionamentos. Outras instituições devem ter avaliações e propostas e, se resolverem seguir o mesmo caminho, uma série de documentos com várias opções de soluções estarão nos gabinetes governamentais.

O que está sendo sinalizado, então, é que falta um Fórum colegiado onde haja assento para os inúmeros agentes ou seus representantes, membros da Academia e outras Instituições que atuam no setor. Seria um espaço onde as soluções pudessem ser estudadas, discutidas e negociadas. Um espaço com representação reconhecida onde a inteligência do setor possa discutir os problemas, dirimindo os conflitos. Ou seja, o que se propõe é um Grupo de Coordenação do Setor Elétrico, podendo ter vários comitês a exemplo do antigo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), certamente com as particularidades atuais do setor, cuja coordenação geral poderia ser do MME ou da EPE. Neste contexto as avaliações dos mecanismos e critérios para a expansão da oferta de energia teriam mais consensos, visto que os agentes estariam participando das discussões em todas as suas fases e se considerando representados nos resultados finais. O objetivo de uma

coordenação colegiada é mobilizar agentes, recursos para a expansão da oferta de energia, dentro das estratégias de políticas públicas dos governos.

O setor elétrico tem uma longa tradição de decisões via colegiado com a participação de representantes da geração, transmissão, distribuição e outros segmentos. A discussão em colegiado explicita os vários interesses, sobretudo agora com um número grande de agentes. Caso houvesse um Fórum de coordenação colegiada, o conjunto de regras para o setor elétrico contido na MP 597, que gerou tanta polêmica e trouxe incômodos e cicatrizes ao setor, não teria sido adotado daquela forma.

A complexidade do planejamento energético brasileiro é crescente. As ações de curto e médio prazos são determinantes para a estruturação da matriz energética no longo prazo. Ações e decisões com o mínimo de conflitos criam condições favoráveis para que os planos se concretizem. É importante ressaltar, ainda que pareça óbvio, que se não houver um amplo consenso nas decisões para a expansão do suprimento de energia o cumprimento dos cronogramas fica comprometido. A sociedade, hoje, quer participar nas decisões e não aceita somente programas indicativos discutidos apenas no âmbito governamental.

Um exemplo são as hidroelétricas previstas na região amazônica pelo planejamento. Há várias ações que já foram ajuizadas contra aquelas consideradas no plano decenal de expansão como Belo Monte (PA), Tapajós (PA), Teles Pires (PA/MT) e São Manoel (PA). Atualmente há mais de 10 GW de projetos hidrelétricos sem previsão de entrada em operação e cerca de 15 GW previstos para operarem até 2022. No entanto há muitas incertezas sobre a operação nos prazos previstos. E ainda já há ações judiciais que criarão esqueletos (jargão usado para as dívidas) para seus proprietários. Neste ambiente a insegurança do investidor privado em participar em futuros empreendimentos nesta região torna-se crescente. Afinal o pior para o investidor e para o país é ter uma obra de infraestrutura iniciada e não concluída. Não teria faltado nestes casos uma ampla negociação com mais atores envolvidos nos projetos?

A matriz energética nacional terá seguramente, no longo prazo, alterações significativas, sejam para manter a segurança energética sejam para atender às exigências do clima e um forte processo de negociação será impositivo. A sociedade brasileira passa por uma transformação muito grande e não há mais espaço para decisões que afetem os vários segmentos econômicos sem uma ampla discussão

Os debates sobre a crise no setor elétrico sinalizam que uma nova forma de gestão do setor deve ser avaliada. Uma coordenação colegiada será necessária para a viabilização da oferta de energia para atender a uma demanda crescente de uma sociedade que aumenta rapidamente suas exigências em seus padrões de consumo. O planejamento energético terá grandes desafios e responsabilidades para dar sustentabilidade a esse desenvolvimento.

O carro do futuro II: reflexões sobre os resultados do último relatório do IPCC

Por Michelle Hallack

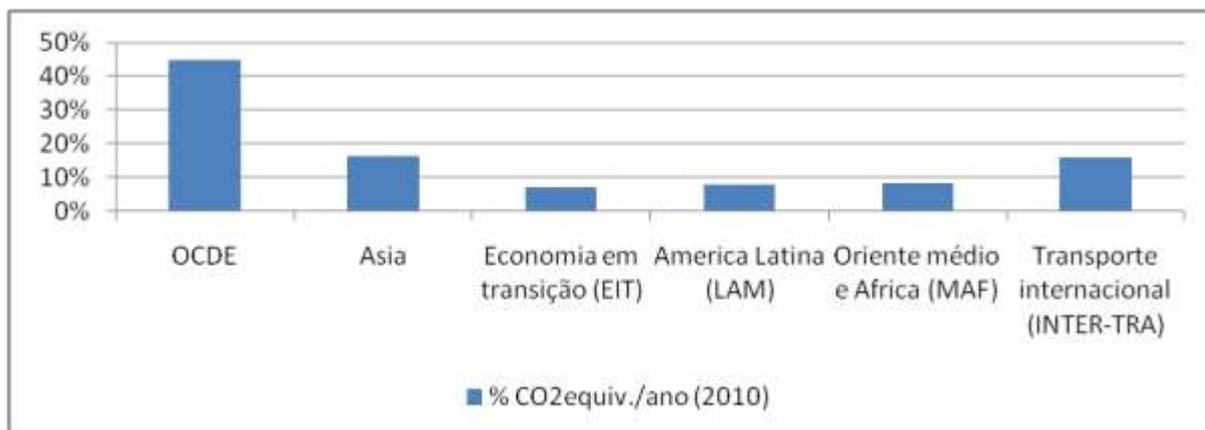
Um dos principais impulsos para o desenvolvimento de tecnologias alternativas para o transporte é a preocupação com as emissões de gases de efeito estufa. Os fundamentos desta preocupação são reforçados pelos resultados do relatório do IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Exchange) que foi aceito em meados de abril 2014, IPCC (2014). O relatório chama atenção para diversos aspectos do crescimento das emissões de CO₂ no transporte e nos desafios que o crescimento da mobilidade, principalmente nos países subdesenvolvidos, colocará caso não haja uma mudança radical nas formas de transporte de pessoas e de mercadorias.

Segundo o relatório, o setor de transporte produziu em 2010 6,7 GtCO₂[1], sendo assim responsável por 23% da emissão de CO₂ relacionadas as atividades energéticas. Este valor vem crescendo significativamente e de maneira sustentada, mesmo com avanço da eficiência dos veículos e das políticas adotadas. Em relação a 1970, a emissão de gases de efeito estufa no setor de transporte mais que dobrou, crescendo com taxas superiores aos outros setores usuários de energia. Note que 80% deste crescimento são gerados por veículos rodoviários.

O relatório chama atenção para a diferença de distribuição do transporte, em torno de 10% da população global representa 80% do total de passageiros (passageiros-kilometros). Isto significa que uma grande parte da população mundial viaja pouco ou nada. Neste sentido, pode-se pensar nos resultados de emissão de CO₂ em transporte como uma forma de indicador de acesso aos serviços de transporte[2]. Como já apontado por Shafer e Victor (2000), o crescimento da renda tende a gerar aumento da mobilidade[3].

Neste sentido, se podia esperar uma grande participação dos países da OCDE nas emissões, que apesar de representarem apenas cerca de 18% da população[4] emitem 45% de CO₂ no setor de transporte (Figura 1). Se acrescentarmos aos países da OCDE o transporte internacional, chegamos a mais de 60% das emissões.

Figura 1: Porcentagem da emissão de CO₂ no setor de transporte por grupo de países (2010)

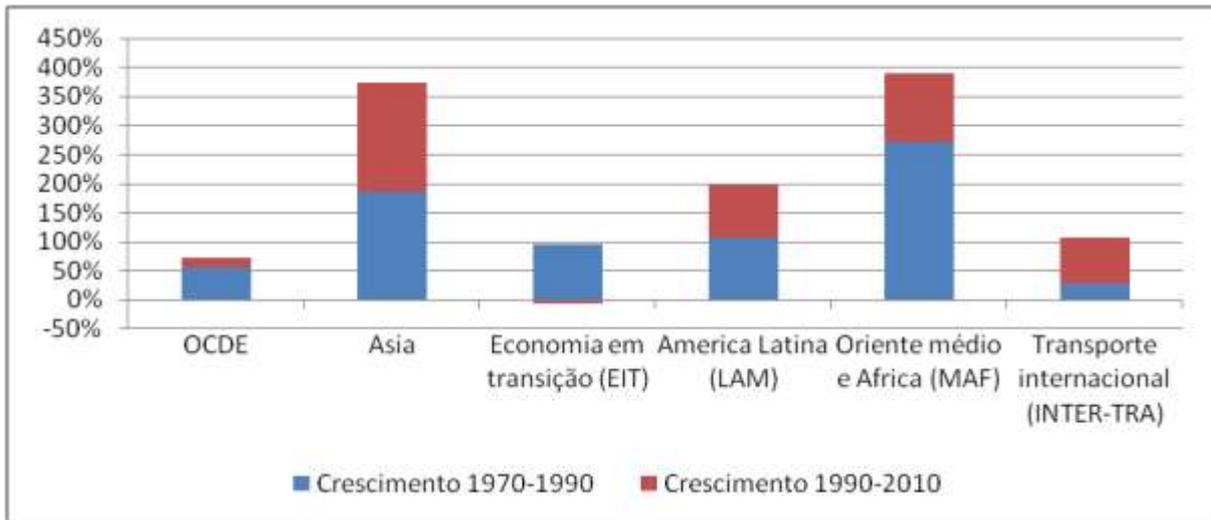


Fonte: Elaboração própria, dados IPCC, 2014 (Capítulo 8)

Os dados apresentados na figura acima nos permitem refletir não só sobre o caráter concentrado das emissões, mas também sobre o que ocorreria caso houvesse um desenvolvimento econômico (nos mesmos moldes dos países da OCDE) em outras regiões do mundo. Com a finalidade meramente ilustrativa para promover a reflexão, calculamos o nível de emissão dos países das OCDE em 2010 per capita e multiplicamos pela população mundial, neste cenário a emissão de CO₂ equivalente por a mais de 17 GtCO₂/ano[5].

No que tange ao crescimento do montante das emissões nas últimas décadas, assim como era esperado, despontam os países com menor nível de emissão (Figura 2). Em especial a Ásia, observa-se um crescimento sustentado nos últimos 40 anos, seguindo pelo Oriente Médio e África e América Latina. Vale ressaltar, ainda de acordo com a figura 2, a diminuição da emissão de CO₂ nas últimas duas décadas dos países com economias em transição.

Figura 2: Crescimento da emissão de CO₂ no setor de transporte por grupo de países (1970-1990 e 1990-2010)



Fonte: Elaboração própria, dados IPCC, 2014 (Capítulo 8)

O crescimento do produto destes países, associado a uma relativamente baixa rede de infraestrutura que permite serviços de transporte energeticamente eficientes (como transporte público se comparado com transporte do mesmo modo privado, transporte ferroviário se comparado com rodoviário)[6], pode ser apontado como uma das causas da crescente emissão do setor de transporte em países em desenvolvimento[7].

Deve-se, contudo, ressaltar que o crescimento da mobilidade nos países menos desenvolvidos gera aumento de bem estar social: aumentando ao acesso a educação, saúde, mercados e etc.. Neste sentido, a estagnação, ou políticas que levem a estagnação do aumento da mobilidade, não pode ser uma opção. Neste contexto, a necessidade de uma nova tecnologia de transporte (e também de um “carro do futuro”) se mostra necessária e urgente a fim de evitar o crescimento das emissões de CO₂ no setor.

Entre as tecnologias de veículos leves (carros) discutidas no relatório faremos uma pequena reflexão sobre algumas oportunidades e desafios dos carros elétricos à bateria. A poluição emitida pela energia usada nos carros elétricos à bateria depende do parque de produção elétrica que abastecerá a bateria. Por um lado, a recente retomada do carvão como fonte de produção elétrica em alguns países (como Alemanha e Inglaterra) coloca em questão a importância desta tecnologia na redução da emissão de CO₂[8]. Por outro lado, a bateria destes carros poderia se tornar complementar a volatilidade da produção de energias renováveis como, por exemplo, eólica, solar e hidrelétrica fio d’água.

As tecnologias de produção elétricas renováveis ainda enfrentam custos consideráveis se considerado todos os custos associados ao back-up e a volatilidade destas fontes. As baterias dos carros elétricos, por outro lado, poderiam diminuir os custos do sistema associados à variabilidade das renováveis e funcionar como uma espécie de back-up no curto prazo. Esta

parceria poderia aumentar a presença de renováveis no parque elétrico garantindo assim não só a diminuição de CO₂ do setor de transporte, mas também do setor energético (Kempton e Tomić, 2005 e Perez e Petit, 2013).

A solução carro elétrico/renováveis, no entanto, ainda enfrentam diversos obstáculos que podem ser divididos em pelo menos três dimensões: consumidor final (características/preços do carro), acesso à rede e compatibilidade entre veículo e rede. No que se refere ao consumidor, a limitada autonomia (permitindo viagens entre 100 e 160 km), longo tempo de recarga e o preço parecem ser obstáculos importantes a superar para incrementar a difusão desta tecnologia. No que tange ao acesso à rede, a difusão do carro elétrico precisa de investimento nas redes para recarregar as baterias em espaços públicos e privados. As economias de rede associadas a este tipo de investimento tendem a dificultar os investimentos dos agentes privados nestas infraestruturas, intervenções públicas e/ou arranjos institucionais adequados devem ser utilizados para fazer face a este desafio (Perez et al, 2014)[9].

A compatibilidade do veículo com a operacionalidade da rede, por sua vez, possui desafios técnicos e econômicos. No que se refere ao desafio técnico, Perez e Petit (2013) ressaltam os problemas associados à degradação da bateria devido ao número de ciclos (recarga/descarga) e à profundidade da descarga. Como consequência, o uso destas baterias como complementares ao sistema elétrico ainda é limitado. Estas características dificultam a integração econômica das baterias no sistema elétrico. Os desafios da integração econômica estão associados às perguntas: como contratar o serviço que a bateria presta ao sistema elétrico? Quais tipos de serviços podem ser atendidos pela bateria?

Devido à complexidade de gestão e operacionalização do sistema elétrico, a criação de um arcabouço institucional que permita a integração econômica das baterias dos carros elétricos no sistema elétrico também é um desafio e deve ser pensada e coordenada com os processos de contratação dos demais serviços que garantem a coordenação física e econômica do sistema elétrico.

Portanto, o carro do futuro não está desligado dos problemas climáticos. Como mostra o relatório do IPCC, o desenvolvimento de um carro com baixas emissões teria um impacto relevante no processo de redução. Para o carro elétrico se candidatar, é preciso que a eletricidade que consome não seja (majoritariamente) produzida por tecnologias emissoras. Mas ao mesmo tempo, o carro elétrico pode ajudar ao desenvolvimento de tecnologias de produção não emissoras. Para assegurar que não ficamos presos em um problema de ovo e galinha, precisamos desenvolver o arcabouço institucional que permita a coordenação necessária.

Bibliografia

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). (2014). Working Group III – Mitigation of Climate Change. Chapter 8: Transport. Acessado em 05/05/2014:http://report.mitigation2014.org/drafts/final-draft-postplenary/ipcc_wg3_ar5_final-draft_postplenary_chapter8.pdf

Kempton, W. e Tomić J. (2005). "Vehicle to Grid Power Implementation: from stabilizing the grid to supporting large – scale renewable energy". Journal of Power Sources , Volume 144, Issue 1, 1 June 2005, p280 – 294.

Newman P., e J. Kenworthy. (2011). Peak car use – understanding the demise of automobile dependence, World Transport Policy and Practice 17 31–42 pp.

Perez Y. , Petit M. e Kempton W. (2014) Public Policy Strategies for Electrical Vehicles and for Vehicle to Grid Power. Working Paper, U-psud. Acessado no dia 05/05/2014 no link: <http://www.ritm.u-psud.fr/wp-content/uploads/2014/03/Pr%C3%A9sentation-du-13-mars-14.pdf>

Petit M. e Perez Y. (2013) Plug-in vehicles for primary frequency regulation: what technical implementation?. PowerTech Conference. Grenoble.

Puentes, R e Romer , A. (2009). The Road Less Travelled: An Analysis of Vehicle Miles Traveled Trends in the U.S. Metropolitan Infrastructure Initiatives Series, Brookings Institution, Washington DC

Schafer A., e D.G Victor. (2000). The future mobility of the world population, Transportation Research Part A: Policy and Practice 34 171–205 pp.

[1] Gigatone de CO₂.

[2] Note que neste sentido o relatório IPCC (2014) mostra uma correlação significativa e positiva entre a participação do setor de transporte na missão de CO₂ e o PIB per capita.

[3] Esta relação entre desenvolvimento e emissão de CO₂ por transporte deve ser, no entanto, vista com cuidado. Alguns autores como Puentes e Tomer (2009) e Newman e Keenworthy (2011) mostram que a correlação entre desenvolvimento e aumento do uso de transporte (principalmente por carro) vem mostrando recentemente uma mudança de comportamento em grandes cidades de países desenvolvidos (estudos realizados em países/ cidades desenvolvidos e com alta renda per-capita).

[4] Dado calculado para 2010, com base nos dados da OCDE. Link acessado em 05/05/2014: http://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=POP_FIVE_HIST

[5] Este valor representa em torno de 35% do total de emissão anual (dados 2000-2010) dados IPCC (2014).

[6] Os dados relativos da emissão do transporte de mercadorias do Reino Unido é ilustrativo (dados de 2008): 66% do transporte de mercadorias é feito por rodovias e isto significa 92% das emissões de CO₂ equivalente em transporte; 10% do transporte é realizado por ferrovia o que significa 2% das emissões de CO₂. (Dados retirados do Departamento de Transporte do Reino Unido, link acessado 05/05/2014: <http://assets.dft.gov.uk/statistics/series/energy-and-environment/climatechangefactsheets.pdf>

[7] Elementos relativas as demandas individuais são explicadas com mais detalhe no relatório do IPCC e nos estudos bases, citados no mesmo.

[8] Sobre a retomada do carvão no cenário da produção elétrica mundial, o texto na revista The Economist de 19 de abril de 2014 chama atenção para alguns pontos.

[9] No que concerne ao investimento na rede para recarregamento de bateria de carro elétrico vale notar a adoção pelo Parlamento Europeu no dia 15/04/2014 uma resolução legislativa sobre a proposição de uma diretiva focada no desenvolvimento de infraestrutura de abastecimento dos carros elétricos. Para ver na íntegra a proposta da diretiva:

http://ec.europa.eu/prelex/detail_dossier_real.cfm?CL=en&DosId=202337

A crise elétrica e a falta de coordenação

Por Ronaldo Bicalho

Em artigo neste número do Boletim Infopetro, Renato Queiroz chamou a atenção para a necessidade de decisões colegiadas no setor elétrico. Esse fato está relacionado a um traço essencial da operação e expansão desse setor que é a necessidade de coordenação: coordenação técnica, coordenação econômica e coordenação política.

Complexidade e Coordenação no setor elétrico

Em termos físicos, a característica fundamental de um sistema elétrico é a dramática interdependência que existe entre as partes que o compõem. Essa interdependência radical nasce de dois atributos básicos da eletricidade e dos processos associados a ela.

- 1) Como a eletricidade não pode ser, economicamente, estocada, os processos de geração, transmissão/distribuição e utilização devem ocorrer simultaneamente.
- 2) Como todos esses processos, no limite, estão no mesmo campo elétrico, o que acontece em qualquer um deles tem impacto instantâneo sobre os outros, e vice-versa.

Assim, em função da não-estocabilidade do seu produto e do caráter sistêmico dos seus processos, o setor elétrico apresenta uma interdependência entre os seus processos – geração, transmissão, distribuição e utilização -, que não será encontrada em outros setores da economia.

Essa interdependência física entre os processos se estende aos agentes econômicos que detêm o controle sobre eles – geradores, transportadores, distribuidores e consumidores. Dessa forma, a interdependência física entre os processos corresponde uma interdependência econômica entre os agentes.

Sistemas que apresentam graus de interdependência como os encontrados no setor elétrico adquirem um atributo crucial: a complexidade.

Complexidade, nesse caso, implica na dificuldade de se prever os efeitos de um evento que ocorre em uma parte do sistema sobre o sistema como um todo. Na medida em que o resultado final desse evento vai ser fruto da sua interação com todos os outros eventos que estão ocorrendo no sistema, qualquer previsão baseada na simples linearidade dos efeitos perde a serventia.

Desse modo, a previsibilidade sobre os resultados de uma ação física ou econômica, resultante de uma decisão técnica ou econômica, torna-se tão difícil que acaba impedindo a própria ação ou decisão.

Diante disso, a redução da imprevisibilidade se colocou desde os primórdios como uma questão-chave para o desenvolvimento do setor elétrico. Sem trazer

essa imprevisibilidade/complexidade para níveis manejáveis pelos agentes, não seria possível desenvolver esse setor.

A solução encontrada foi a coordenação. A compatibilização prévia das ações e decisões dos agentes foi o mecanismo utilizado para viabilizar, historicamente, a operação e a expansão do setor elétrico. Compatibilizar ações e decisões significa acertar antes o que pode e o que não pode ser feito, quem pode e quem não pode fazê-lo, quais são as penalidades para quem descumprir o trato e quem as aplica.

Dessa maneira, o setor elétrico é uma atividade econômica em que um gerador não produz eletricidade exclusivamente a partir da sua decisão individual, mas depende da decisão de um agente especial, que representa os interesses acordados entre todos os elementos que compõem o sistema, de colocá-lo para gerar no sistema; ou seja, de despachá-lo. Graças a isto, a entrada desse gerador é compatível com o conjunto de ações/decisões dos outros agentes que estão presentes no sistema – outros geradores, transmissores, distribuidores e usuários -, e, portanto, não coloca em risco a integridade desse imenso condomínio que é o setor elétrico.

Note que essa coordenação já é necessária para as decisões de curto prazo – as decisões de produzir. Quando as decisões envolvem o longo prazo – decisões de investir –, a demanda por coordenação aumenta significativamente.

Dessa forma, não há operação e expansão de setor elétrico sem coordenação. E não é apenas coordenação técnica; é coordenação técnica e econômica. No contexto do setor elétrico, elas são indissociáveis.

A partir da percepção da sociedade de que a eletricidade era essencial para o seu desenvolvimento e para o seu bem-estar, a natureza pública prevaleceu sobre a natureza privada da atividade elétrica, e o objetivo, o espaço e os agentes da coordenação passaram a ter um caráter público, portanto, sujeitos ao interesse público.

Nesse sentido, coube, e ainda cabe, ao Estado o papel de definidor em última instância da coordenação técnica e econômica que vai prevalecer no setor elétrico, incorporando, de forma inescapável, a dimensão política à atividade elétrica.

Essa incorporação significa que a complexidade adquire uma face política, representada pela dificuldade de prever os resultados da interação entre os agentes políticos, na defesa dos interesses dos atores presentes no mercado elétrico.

Nesse contexto, a coordenação política desses interesses surge em resposta à necessidade de reduzir essa imprevisibilidade, de tal forma a reduzir as incertezas associadas à evolução no tempo da intervenção do Estado no mercado elétrico; tanto no seu âmbito micro, representado pelo marco regulatório, quanto no seu âmbito macro, representado pelo conjunto de políticas públicas que envolvem esse mercado.

Assim, se a complexidade é o atributo essencial do setor elétrico, a coordenação é a estratégia crucial para reduzir essa complexidade a níveis manejáveis pelos agentes econômicos e sociais, viabilizando a sua operação e expansão.

Cabe observar que das três, a coordenação política é a que joga o papel decisivo, na medida em que é ela que sustenta o marco institucional de regras, normas e organizações que constituem as coordenações técnica e econômica.

Ou seja, o marco institucional não é auto-sustentável. Ele se apoia em um determinado arranjo resultante da gestão política dos interesses em conflito dos agentes do setor.

Complexidade e Coordenação no setor elétrico brasileiro

A trajetória do setor elétrico brasileiro, do final do século XIX até os dias de hoje, apresenta um crescimento constante e significativo da complexidade. De Marmelos, com os seus modestos 250 kW, a Itaipu, com os seus impressionantes 14.000.000 kW, da bucólica Juiz de Fora até a reunião de vastas áreas de vários estados da federação, o sistema elétrico brasileiro ampliou, de forma continuada e vigorosa, o número de processos, de agentes e de espaços geográficos por ele integrados.

Esse aumento explosivo da complexidade – técnica, econômica e política – só foi possível graças a um aumento impressionante da Coordenação – técnica, econômica e política. Na verdade, foi esse aumento continuado da capacidade de coordenação das instituições ligadas ao setor elétrico brasileiro é que viabilizou a operação e a expansão do setor elétrico no país, com índices de complexidade surpreendentemente elevados.

Nessa trajetória, a coordenação política jogou um papel crucial; dando a sustentação político-institucional às coordenações técnica e econômica. A questão fundamental colocada para o setor elétrico brasileiro hoje diz respeito, justamente, a essa dotação: o país dispõe de uma dotação institucional que seja capaz de gerar uma capacidade de coordenação para fazer face à grande e crescente complexidade que caracteriza as relações no interior do setor elétrico brasileiro atual?

Quando se olha a questão a partir das últimas três décadas, pode-se afirmar que a trajetória do setor elétrico brasileiro tem se caracterizado por idas e vindas, avanços e recuos, crises e recuperações. Em outras palavras, a nossa dotação institucional não tem sido capaz de prover, de forma sustentada e estável, uma coordenação adequada à crescente complexidade do sistema. Ou seja, há um constante déficit institucional que cresce até gerar uma crise, decresce no momento seguinte de recuperação, para tornar a crescer em seguida e produzir uma nova crise. O velho e conhecido *stop and go*.

Assim, embora a dotação institucional seja capaz de mobilizar os recursos necessários para superar as crises, não é capaz de mobilizá-los quando a questão é justamente antecipá-las e, em última instância, evitá-las.

No setor elétrico brasileiro, o sapo só pula por necessidade.

Se ao final da década de 1970 o país alcançou um equilíbrio entre uma complexidade elevada nas relações técnicas, econômicas e políticas no interior de seu setor elétrico e uma também elevada capacidade de coordenação – técnica, econômica e política –, a década seguinte assistiu uma explosão dessa complexidade e a deterioração dessa capacidade de coordenação que implodiu o modelo setorial vigente até então.

A década de 1990 viu uma tentativa frustrada de reverter esse quadro que gerou um dos maiores desastres setorial que foi o racionamento de energia elétrica no ano de 2001 e início de 2002.

As reformas noventistas ampliaram, por um lado, a complexidade da indústria elétrica brasileira – através da privatização e da tentativa de introduzir a competição – e aprofundaram, por outro, a crise de coordenação setorial – resultante da fragilidade concreta do aparato institucional que se buscou construir.

Dessa maneira, a explosão da complexidade técnica, econômica e política advinda da própria reforma não encontrou um aumento correspondente na capacidade de coordenação técnica, econômica e política das instituições criadas por ela. O déficit institucional foi às alturas, implodindo o novo modelo em implantação.

A crise atual

O modelo institucional nascido em 2004 procurou enfrentar o problema da coordenação, mediante a criação um conjunto de regras – garantia do suprimento –, mecanismos – leilões – e organizações – EPE, CMSE.

E, em certa medida, essa estratégia foi bem-sucedida durante a década de 2000.

Contudo, mais uma vez a complexidade entrou em uma nova espiral de crescimento e uma sequência de eventos, já sobejamente conhecida pelo próprio setor, começou a ser engendrada.

Nesse quadro, a forte e continuada perda de capacidade de regularização dos nossos reservatórios estressou a agenda do setor e deu a hidráulidade um explosivo potencial de geração de desequilíbrios técnicos, econômicos e políticos.

No que diz respeito à cadeia produtiva e às empresas, o processo iniciado nos anos noventa de desverticalização e fragmentação do controle econômico seguiu aumentando o número de distintos agentes econômicos na atividade elétrica, tornando mais difícil a coordenação econômica.

O mesmo fenômeno aconteceu com os agentes sociais e políticos, desenhando uma fragmentação de interesses que torna a gestão dos conflitos mais dura e custosa; abrindo espaço para uma judicialização que só aumenta a incerteza e os custos do setor, tendo impactos desastrosos sobre o investimento e a expansão.

Nesse quadro de capacidade de regularização limitada e crescente complexidade, um regime hidráulico extremamente desfavorável produziu efeitos econômicos e sociais negativos que se propagaram de forma imprevisível e incontrolável pelo sistema.

A agenda mínima comum, construída pela coordenação gerada pelo modelo institucional vigente, implodiu em várias agendas individuais e a estratégia dos agentes passou a ser simplesmente fugir do prejuízo. Ou seja; repassar o mico.

Estratégia compreensível em termos de racionalidade individual, a passagem do mico quando vista através da lógica coletiva de um sistema marcado pela radical interdependência é um desastre; já que na medida em que o mico permanece no sistema, seguindo no jogo, cedo ou tarde, voltará para o colo daqueles que o descartaram. Em sistemas marcados pela interdependência radical entre processos, agentes econômicos e atores sociais, o importante é sacar o mico do sistema, fazê-lo rodar entre os elementos não adianta nada, só amplia o desastre e os custos, que vão aumentando a cada rodada desse jogo no qual todos perdem ao final.

Nesse contexto de tensões crescentes, a equivocada estratégia do governo de intervenção unilateral no sistema estreitou os espaços de discussão, reduzindo concretamente a possibilidade de coordenação efetiva dos interesses dos agentes do setor. Essa redução implica na desmobilização efetiva dos recursos desses agentes para a saída da crise, fazendo com que os únicos recursos disponíveis passem a ser os do próprio Estado. No entanto, se esses recursos são suficientes para, em um primeiro momento, bancar uma brutal transferência de rendas do setor público para o setor privado, via MP 579, que praticamente quebrou as estatais federais, eles não bastam para socorrer as distribuidoras, obrigando o governo a recorrer a um pouco ortodoxo empréstimo bancário via a CCEE para tentar resolver o problema mediante uma solução “privada”.

Em outras palavras, os recursos do Estado são limitados e não bastam para alavancar a saída da crise. Usar esses recursos para garantir o enforcement estatal no processo de coordenação é um indício de fragilidade institucional, não o contrário. Principalmente, quando essa limitação é tão evidente que o próprio Governo, emparedado pela restrição fiscal, é apanhado passando o mico do socorro às distribuidoras a uma entidade privada, no caso a CCEE.

Dessa maneira, mais uma vez nossas instituições não foram capazes de fornecer a coordenação necessária para lidar com a crescente complexidade do setor elétrico brasileiro.

Provavelmente seguiremos o circuito tradicional de desestruturação do setor, comandada por um modelo que já se exauriu, até o momento em que resolveremos mobilizar os recursos necessários à saída da crise por intermédio da configuração de um novo modelo que deverá gerir essa mobilização.

E não estamos falando simplesmente das limitações do atual governo, ou dos anteriores, mas das recorrentes limitações do Estado brasileiro e, mais do que isso, da sociedade brasileira, na construção de instituições que garantam a sustentabilidade econômica, social e ambiental do seu setor elétrico.

Considerando o papel desse setor no desenvolvimento econômico e no bem-estar social do país, caberia olhar essa questão com uma visão que fosse mais além dos embates partidários dos períodos eleitorais.

Referências:

BICALHO, R. G.. A transição elétrica: muito além da falta de chuvas. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 14, n.1, 2014

BICALHO, R. G.. O Déficit Institucional do Setor Elétrico Brasileiro: Um Breve Exercício. Boletim Infopetro, Ano. 8, n. 6, 2007

BICALHO, R. G.. A complexidade das relações no setor elétrico brasileiro. Boletim Infopetro, Ano. 8, n. 2, 2007

BICALHO, R. G.. A complexidade das relações no setor elétrico. Boletim Infopetro, Ano. 7, n. 6, 2006.

Impactos da crise elétrica e as próximas páginas do setor elétrico brasileiro

Por Luciano Losekann

A crise do setor elétrico brasileiro já dura alguns meses e não deve se esgotar tão cedo. Durante quatro meses, desde de 1º de fevereiro, o preço de liquidação de diferenças (PLD) se situou próximo a seu teto (R\$ 822/MWh). Em junho, o PLD se reduziu significativamente, correspondendo a R\$ 352/MWh atualmente. Mas, os efeitos da crise devem permanecer por um longo período. Ainda assim, podemos tirar algumas conclusões e considerações.

A primeira é que o maior temor inicial, a repetição de um racionamento de eletricidade como o de 2001/2002, não se confirmou. Os reservatórios ainda estão bastante vazios, mas, contrariando as previsões pessimistas dos últimos meses[1], acabaremos 2014 sem a necessidade de reduzir compulsoriamente a demanda. Ainda que a situação hidrológica permaneça ruim, o comportamento da demanda permitiu aliviar o risco. A carga do sistema interconectado nacional, que vinha crescendo a um ritmo próximo a 10% ao ano nos primeiros meses de 2014, passou a crescer em ritmo inferior, de 3%. No Sudeste/centro-oeste, a carga apresentou crescimento de 1% entre maio de 2013 e maio de 2014. A carga média de maio foi 15% inferior a de fevereiro nesse subsistema. A temperatura mais branda fez com que o consumo residencial se reduzisse e os consumidores do mercado livre responderam ao aumento de preço contraindo a demanda. O consumo total no mercado livre caiu 4,2% em abril quando comparado ao mesmo mês em 2013. Segundo a CCEE[2], a queda de consumo no mercado livre foi determinante para a redução do preço de curto prazo (PLD) em junho.

A segunda conclusão é que o impacto mais relevante e mais duradouro da crise é a desestruturação dos fluxos econômicos do setor. Apesar de uma premissa do modelo setorial ser a contratação de longo prazo, parte das transações de eletricidade é determinada e influenciada pelo preço de curto prazo, o PLD. Isso ocorre por diversos motivos, voluntários e involuntários. A permanência de preços oito vezes superiores ao custo marginal de longo prazo durante quatro meses causou perdas significativas para esses atores expostos ao preço de curto prazo.

O desequilíbrio econômico ficou evidente inicialmente com a situação das distribuidoras de eletricidade. Os gastos com a operação de termelétricas somaram R\$ 7,5 bilhões em 2013 e podem alcançar o dobro desse valor em 2014. Já os gastos decorrentes da descontração e exposição involuntária ao PLD totalizaram R\$ 5,6 bilhões em 2013 e, mesmo com o leilão do final de abril, a conta deve ultrapassar R\$ 12 bilhões em 2014. Ainda que esses gastos tenham a reposição garantida nos reajustes tarifários, as finanças das concessionárias não suportariam seu elevado volume até chegar o próximo reajuste. O Tesouro arcou com essa conta inicialmente, fazendo aportes na conta CDE, e, posteriormente, o empréstimo contraído pela CCEE serviu para equilibrar as

contas das distribuidoras, contabilizados na conta ACR. A Aneel já apontou que o empréstimo inicial da CCEE, de R\$ 11,2 bilhões, não será suficiente para equilibrar as contas das distribuidoras, que englobam outros componentes, a partir de junho e especialistas estimam que outros R\$ 7 bilhões sejam necessários[3].

As geradoras hidráulicas também acumulam déficits, já que tiveram de recorrer ao mercado de curto prazo em função da geração inferior à garantia física, considerando as regras do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Estima-se que a exposição fique por volta de 5% da energia contratada das geradoras, dependendo da política de contratação de cada empresa, e implique em gastos de até R\$ 20 bilhões[4]. Para as geradoras que tiveram suas concessões renovadas pela lei 12.783/2013, esses gastos são repassados aos consumidores finais no momento dos reajustes anuais das distribuidoras, fazendo parte da conta ACR. As demais usinas devem arcar com esses gastos. Segundo a interpretação das autoridades setoriais, esse é um risco inerente da geração hidrelétrica, já que na maior parte do tempo as hidrelétricas obtêm receita no mercado de curto prazo decorrente da geração superior a garantia física.

Além dessas razões sistêmicas para recorrer ao mercado livre, geradores podem ter exposições relacionadas ao atraso de obras ou indisponibilidade operacionais. Atrasos na entrada em operação em momentos que o PLD é muito elevado podem inviabilizar definitivamente o fluxo de caixa de um projeto de geração de eletricidade. O caso da termelétrica de Parnaíba II, da Eneva (ex-MPX), é emblemático. A usina detém contrato de venda de energia de 400 MW médios negociado no leilão de A-3 de 2011 ao preço de R\$101,90/MWh com início de suprimento em março de 2014. No entanto, a entrada em operação da usina atrasou. O diferencial entre PLD e preço de contrata implica em um gasto mensal de R\$ 207 milhões. Considerando que o investimento em uma planta a gás natural de 518 MW, que é a capacidade instalada de Parnaíba II, é de cerca de R\$ 1,2 bilhões, o gasto que usina teria em três meses de exposição corresponde à metade do valor investido na construção da planta. Ou seja, se a empresa tiver de arcar com esses custos, o fluxo de caixa de um investimento de longo prazo é totalmente comprometido.

Recentemente, estudo divulgado pelo GESEL/UFRJ apresentou que a impossibilidade de operar em tempo integral das termelétricas flexíveis implica em necessidade de adquirir energia no mercado de curto prazo e pode causar perdas significativas.

Apesar de não ser tão noticiada, o mercado livre foi drasticamente impactado pela crise setorial. Ao contrário do que ocorre no mercado regulado, onde os consumidores estão relativamente protegidos das flutuações de preço de curto prazo, o PLD orienta grande parte das transações no mercado livre. Segundo os dados do Infomercado da CCEE, um quarto dos contratos do mercado livre tem duração inferior a um ano. Nos contratos com prazos superiores, parte vencerá nos próximos doze meses (os dados do Infomercado apontam a duração dos contratos mas não informam quando os contratos serão encerrados). Os consumidores que tiveram de negociar energia no mercado livre nos últimos meses ou que terão de negociar nos próximos[5] enfrentam uma situação muito

difícil. O preço da eletricidade é negociado próximo ao PLD e os contratos tendem a ser curtos. Como é necessário notificar com cinco anos de antecedência, a migração para o ambiente regulado não é uma opção para esses consumidores.

A redução de consumo no mercado livre é uma evidência da exposição de seus consumidores ao PLD. Os consumidores eletrointensivos, que representam metade do consumo no mercado livre, são particularmente sensíveis aos preços elevados, já que a eletricidade cara inviabiliza a competitividade de seus produtos[6]. Alguns produtores limitaram sua produção ao montante correspondente aos contratos de aquisição de eletricidade de longo prazo ou à auto-produção para evitar compras no curto prazo. Produtores de alumínio e ferro-ligas optaram por interromper a produção para vender a eletricidade contratada para outros consumidores[7].

As perspectivas para o mercado livre não são favoráveis. A lei 12.783/2013 destinou as cotas energia provenientes da renovação das concessões para o ambiente regulado. Como a energia de novas centrais também é prioritariamente orientada para o mercado regulado, a tendência assim é a diminuição progressiva da liquidez no mercado. Recentemente, na tramitação da Medida Provisória 641 foi incluída a possibilidade de que parcela da energia das cotas seja orientada para o mercado livre. A MP será votada brevemente no Congresso.

Ou seja, tanto o mercado regulado quanto o livre devem experimentar preços elevados nos próximos anos.

Explorados os impactos da crise elétrica, cumpre discutir os próximos passos do setor elétrico brasileiro. Apesar da situação crítica, é preciso identificar os pontos do modelo atual que devem ser preservados e os que merecem ser alterados.

Em primeiro lugar, a negociação de eletricidade no longo prazo através de leilões centralizados foi uma ferramenta importante para garantir a expansão sustentada do parque de geração brasileiro. Esses contratos combinados à disponibilidade de financiamento criaram um ambiente seguro para a realização de investimentos em bases competitivas. Propostas de instituir um regime regulado para a geração, como ocorre com a energia proveniente de usinas que tiveram a concessão renovada, e de eliminar a indexação dos contratos, em um contexto em que a inflação é elevada, podem minar a atratividade de projetos de geração de eletricidade.

Também parece inadequado orientar transações no mercado de curto prazo pelo custo médio e não pelo custo marginal. Como indica a teoria microeconômica, a precificação ao custo marginal dá os sinais adequados para as decisões de consumo e de produção. Passar os sinais de escassez ao produtor e consumidor determina a eficiência dos mercados. Na crise atual, o comportamento dos consumidores que pagam o preço correspondente ao custo marginal contribuiu para evitar o racionamento.

Como esse artigo aponta, os custos de operar com um preço de curto prazo tão elevado por um período longo de tempo são desestruturantes para o setor. Mas, ao invés de mudar a regra de determinação do PLD, é mais interessante enfrentar as razões que causaram o esvaziamento excessivo dos reservatórios hidrelétricos e que resultaram nos preços elevados.

Um ponto que parece formar um consenso no setor é a inadequação do índice de custo benefício (ICB) para orientar a seleção de usinas nos leilões. O ICB foi criado pela necessidade de comparar usinas hidrelétricas, remuneradas pela energia, e termelétricas, remuneradas pela capacidade. No entanto, essa solução foi enviesada, priorizando a flexibilidade de centrais termelétricas. O parque termelétrico selecionado por esse critério não é adequado ao problema de suprimento brasileiro. As termelétricas com elevado custo operacional pouco contribuem para manter os reservatórios cheios. Por outro lado, seu despacho nos momentos em que os reservatórios estão vazios implica em custos que não são suportáveis pela sociedade brasileira.

O desafio da próxima página do setor elétrico, uma vez definido um novo método para selecionar as centrais, é viabilizar uma fonte termelétrica para operar na base. Se pensarmos que o gás natural deve cumprir esse papel, o que parece mais adequado[8], não será através de suprimento de GNL importado. Os custos elevados dessa importação não são adequados para a operação mais frequente dessas centrais.

Nesse sentido, é fundamental dar as condições para que a oferta doméstica de gás natural seja ampliada. As perspectivas de disponibilidade de recursos são favoráveis no longo prazo, mas é necessário conferir estímulos para que a oferta se concretize. Os campos do pré-sal contêm participação elevada de gás. No entanto, como desenvolver a infraestrutura de escoamento desse gás é extremamente custoso, a estratégia comercial das operadoras é reinjetar o máximo do gás produzido e priorizar a produção de petróleo. Ou seja, as entregas de gás são as mínimas que possibilitem a continuidade da produção de petróleo, já que impossível reinjetar todo gás produzido. No entanto, essa decisão não é a mais adequada para o suprimento energético do país. Nesse sentido, as políticas que impliquem em maior oferta de gás a partir de campos do pré-sal são essenciais.

O mesmo ocorre com a produção em terra. A possibilidade de ampliar a oferta de gás não convencional esbarra na atratividade desses projetos no Brasil. O quadro regulatório desenvolvido a partir da 12ª rodada impôs mais restrições que incentivos para a produção não convencional. Aplicar as mesmas condições que são válidas para a exploração e produção de petróleo em off-shore, que é a principal vocação brasileira, não confere rentabilidade a esses projetos. Assim, é necessário criar um quadro de maiores estímulos através de regras fiscais e comerciais específicas.

Assim, ainda que as decisões atuais do setor elétrico sejam dominadas pela necessidade de superar a crise, é fundamental começar a preparar o futuro do setor elétrico. Entre as várias mudanças estão sendo propostas, parece-me fundamental que a gestão da operação preserve os reservatórios. Para que isso ocorra, o despacho térmico deve ocorrer com maior frequência, na base. A

política energética deve identificar a fonte que pode desempenhar esse papel e delinear o conjunto de estímulos para transformar os recursos disponíveis em oferta em bases competitivas.

[1] Reuters Brasil, “Citi eleva risco de déficit de energia no Brasil em 2014 para 94%”. Reuters Brasil 31/03/2014.

[2] Apresentação do InfoPLD. Disponível em <http://www.ccee.org.br/>.

[3] Agência Estado, “Abradee: distribuidoras de energia precisam de R\$ 7,2 bi” (11/05/2014).

[4] Facchini, Ribeiro e Polito, “Déficit das geradoras pode alcançar até R\$ 20 bilhões”. Valor Econômico 07/05/2014.

[5] Estimamos que quase metade da energia contratada no mercado livre será renegociada nos próximos 12 meses.

[6] Para produtores de ferro-ligas, a eletricidade representa 40% dos custos e preços superiores a R\$ 180/MWh já implicam em prejuízos.

[7] Alonso, “Fabricante reduz produção e vende energia”. Valor Econômico. 06/06/2014.

[8] Outras fontes termelétricas podem ter esse papel como carvão, biomassa e nuclear.

O setor elétrico e as indefinições da política de gás natural no Brasil

Por Marcelo Colomer

A mais recente crise do setor elétrico brasileiro vem chamando a atenção para a importância da termoeletricidade como fonte complementar de geração, principalmente da geração térmica a gás natural. Sendo assim, entusiasmados com a “revolução do *shale gas* norte-americana” e com o potencial de produção nacional (tanto das áreas do cluster do pré-sal quanto das formações convencionais e não convencionais em terra), muitos analistas vêm exaltando a importância do gás natural no futuro da matriz elétrica nacional.

É fato que as mudanças ocorridas no perfil de demanda e oferta de eletricidade exigem um novo modelo para o setor onde a termoeletricidade irá desempenhar um papel cada vez mais importante na geração de base. Contudo, qual o tipo de térmica que melhor se adequa ao novo perfil do setor elétrico brasileiro ainda não é uma questão respondida.

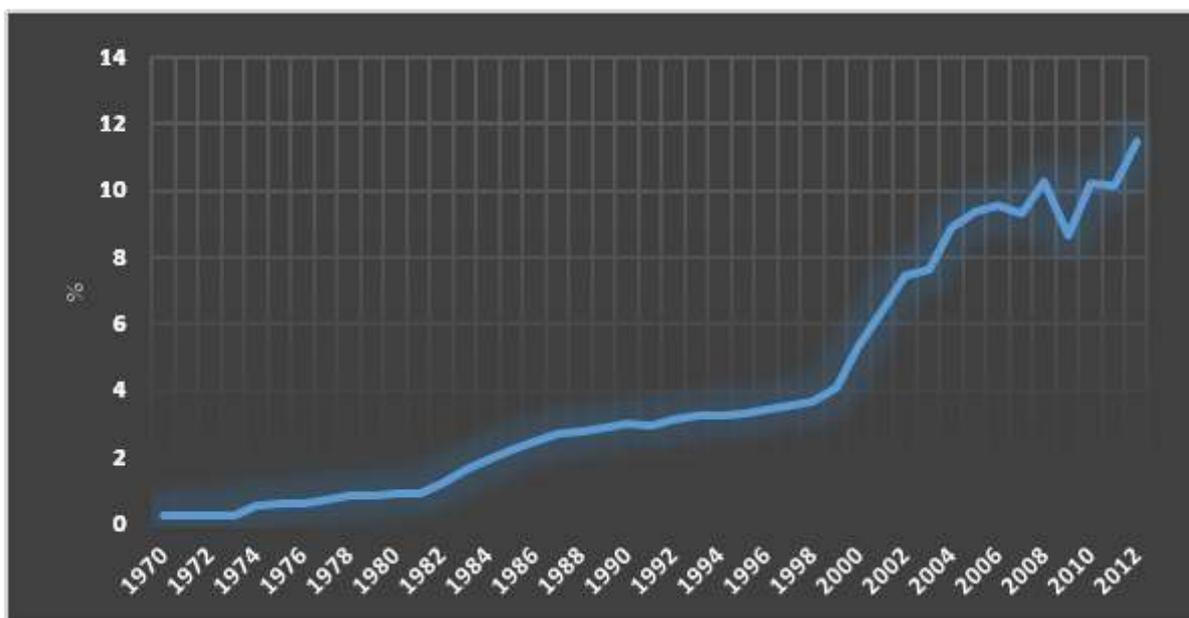
Nos EUA, a recente conversão do parque térmico para gás natural dependeu da disponibilidade de gás abundante e competitivo (preço do Henry Hub em junho de 2014 foi de US\$4/MMbtu). No Japão, por outro lado, os elevados preços de importação de GNL (US\$16/MMbtu) não só acarretaram em um aumento do déficit comercial de 65% entre 2012 e 2013 (de US\$70 para US\$112 bilhões) como também aumentaram o custo da geração elétrica em 56% no mesmo período.

Nesse contexto, em junho de 2014, três dos maiores lobbies japoneses (Federação de Negócio Japonesa -Keidanren, a Câmara de Comércio e Indústria e a Associação Japonesa de Executivos – Keizai Doyukai) submeteram uma proposta ao Ministério da Indústria para antecipação da reativação dos reatores nucleares no Japão (World Nuclear Association, 2014). Na China, apesar de todas as pressões ambientais, a falta de um suprimento seguro e barato de gás natural vem forçando o governo a manter seus projetos de expansão do parque térmico a carvão.

Os exemplos acima evidenciam que a inserção da geração termoelétrica a gás natural na base do sistema exige fontes de oferta seguras e competitivas. O caso japonês demonstra que os contratos de GNL de longo prazo com elevadas cláusulas de *take-or-pay* não são suficientes para garantir a competitividade do gás natural na geração elétrica de base. No caso brasileiro, a competitividade do gás no setor elétrico mostra-se ainda mais sensível aos preços do energético em função do maior número de alternativas de geração e das regras de compra de capacidade definidas nos leilões de energia. Nesse contexto, a revisão do perfil de despachos das térmicas a gás natural exige um aumento do esforço exploratório e da capacidade de produção nacional o que mostra-se inconsistente com as constantes mudanças de direção da política setorial.

O desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil é um evento relativamente recente embora suficientemente longo para percebermos a falta de linearidade das políticas públicas direcionadas ao setor. Durante toda a década de 90, o consumo de gás natural nunca representou mais do que 4% da oferta interna de energia. Contudo, a partir de 1999, com o início das operações do gasoduto Bolívia-Brasil, o consumo de gás natural no Brasil cresceu a uma taxa média de 15% ao ano acompanhado pelo crescimento tanto das importações quanto da produção nacional de forma que, em 2014, o gás natural já representava cerca de 12% da matriz energética brasileira (MME, 2014).

Figura 1- Evolução da Participação do Gás Natural na Oferta Interna de Energia



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME, 2014

O rápido crescimento da indústria de gás natural vivido nos últimos 15 anos esconde, contudo, a falta de um planejamento de longo prazo para o setor. É incontestável que as políticas públicas e a atuação da Petrobras desempenharam papel de destaque no desenvolvimento recente da indústria de gás brasileira. Entretanto, quando se analisa a condução das ações governamentais, percebe-se nitidamente que os interesses da indústria de gás natural encontram-se constantemente subordinados às diferentes necessidades do setor elétrico brasileiro.

Em 1999, os interesses do governo brasileiro e do Banco Mundial no desenvolvimento econômico da Bolívia levaram a construção de um gasoduto ligando a região produtora de Santa Cruz de La Sierra, no lado boliviano, aos centros consumidores das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. O objetivo inicial do projeto era aproveitar o reduzido preço do gás boliviano para o desenvolvimento do setor industrial, principalmente da região Sul. Essa estratégia inicial da política de gás natural se reflete na elevada participação do

setor industrial no consumo final de gás em 2000 (74% do consumo final energético).

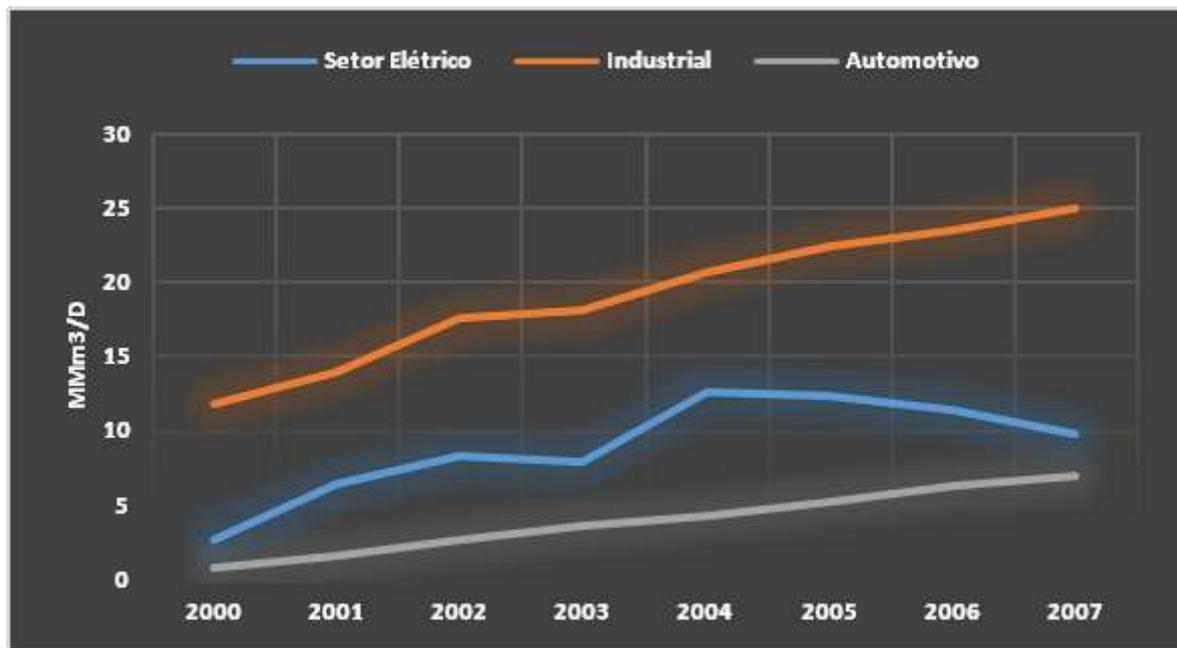
A ociosidade inicial do GASBOL e a importância dos recursos públicos no financiamento do projeto mostram a importância da ação de planejamento do Estado, através da figura da Petrobras, na expansão da oferta de gás natural para o mercado brasileiro. Deve-se reconhecer que o início das operações do gasoduto Bolívia-Brasil trouxe uma nova dimensão para a indústria de gás natural brasileira.

Em 2000, no esforço de reduzir o risco hidráulico do setor elétrico, que viria a suscitar um severo racionamento de energia, foi desenvolvido o Programa Prioritário das Térmicas (PPT). Nesse momento, a orientação da política de gás natural, que até então era voltada para o desenvolvimento do mercado industrial e para a interiorização do consumo de gás natural, desviou-se para o atendimento das necessidades conjunturais do setor elétrico. Dentro do contexto do PPT, a Petrobras se comprometeu a garantir o suprimento de gás natural a preços subsidiados para as térmicas pertencentes ao programa durante 20 anos.

No esforço de expandir a oferta de gás natural para as térmicas da região Sudeste e Nordeste inseridas no PPT, foi desenvolvido em 2003 por iniciativa própria da Petrobras o Projeto Malhas. Diferente do GASBOL, os investimentos associados ao Projeto Malhas concentraram-se na faixa litorânea das regiões Sudeste e Nordeste o que mostra mais uma evidência de reorientação da política de gás natural naquele momento.

A importância do gás natural na geração elétrica manteve sua trajetória ascendente até 2004 quando atingiu 4,2% do total de geração das centrais elétricas de serviços públicos (MME, 2014). A partir de 2005, como resultado das melhores condições hidrológicas e da política de racionamento, a participação do gás natural na geração elétrica começa a se reduzir até atingir 2,6% em 2007 (MME, 2014). Sendo assim, muitos dos projetos térmicos planejados dentro do escopo do Programa Prioritário das Térmicas não saíram da prancheta. Nesse momento, definiu-se que o papel das térmicas a gás natural seria complementar atuando como *back-up* das centrais hidroelétricas.

Dentro desse contexto de mudanças no setor elétrico, a Petrobras viu-se obrigada a desenvolver o consumo não térmico de gás natural a fim de rentabilizar todos os investimentos feitos a partir do final da década de 90. Assim, já em meados de 2004, com a perspectiva de redução do consumo térmico, foi lançado pela Petrobras o Programa de Massificação do Uso de Gás Natural. O principal objetivo da empresa nesse momento passou a ser a monetização das reservas de gás natural a partir da expansão do consumo industrial, residencial e automotivo. Os próprios gasodutos do Projeto Malhas, cujo o objetivo inicial era de atender as térmicas das regiões Sudeste e Nordeste, passaram a ser utilizados para atender a demanda não térmica das distribuidoras locais de gás natural.

Figura 2 – Evolução do Consumo de Gás Natural entre 2000 e 2007

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME, 2014

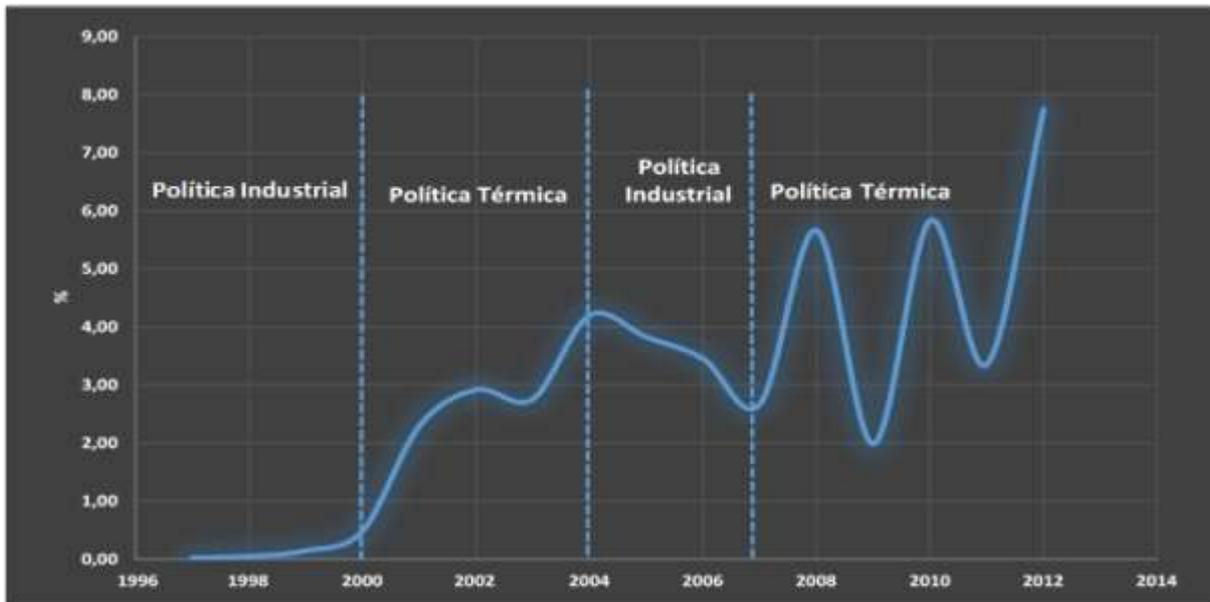
O Programa de Massificação do Uso de Gás Natural representou uma nova orientação da política de gás natural definida pela Petrobras. Um exemplo emblemático dessa mudança de direção pode ser verificado no setor automotivo. Em 2006, as conversões anuais de veículos para o gás natural atingiram 271 mil unidades e, em dezembro de 2007, o consumo de gás natural no setor veicular atingiu o valor de 7 MMm³/d (COLOMER, 2012). No setor industrial, verificou-se um grande estímulo para conversão de equipamentos assim como para a expansão da co-geração e da geração distribuída.

A partir de 2007, a retomada do consumo termoelétrico de gás natural associado com a forte expansão dos demais segmentos de consumo nos anos anteriores levou a um desequilíbrio nas condições de oferta e demanda que somado às mudanças políticas ocorridas na Bolívia levou o governo brasileiro a buscar alternativas de suprimento de gás natural. Nesse contexto, ao lado do Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural (Plangás), cujo o objetivo era ampliar a produção de gás na região Sudeste, a Petrobras deu início as importações de gás natural liquefeito através de dois terminais de regaseificação (Pecém e Bahia de Guanabara).

Os reajustes de preço do gás boliviano e o elevado custo das importações de GNL se refletiram no preço do gás natural praticado pela Petrobras. No caso do gás importado da Bolívia, o preço do energético passou de US\$ 4,89/MMbtu em 2006 para US\$ 10,02/MMbtu em 2013 (preço *city-gate*). No caso do preço do gás nacional, que reflete em parte os custos do GNL, houve um aumento de US\$ 4,53/MMbtu em 2006 para US\$ 8,34/MMbtu em 2013. Nesse sentido, verifica-se que o desequilíbrio nas condições de oferta e demanda causado pelo aumento do consumo de gás natural no segmento termoelétrico a partir de 2008 exigiu mecanismos de ajustes que se refletiram diretamente no preço do gás natural.

Esse crescimento dos preços, por sua vez, comprometeu a competitividade do energético nos setores industriais e automotivo com consequências negativas para as indústrias que haviam convertido seus equipamentos para o gás natural durante os estímulos do Programa de Massificação do Uso de Gás Natural. No caso do setor automotivo, as taxas de conversão de veículos caíram para 50 mil conversões anuais enquanto o consumo de gás reduziu-se para 5 MMm³/d (COLOMER, 2012).

Figura 3 – Participação do Gás na Matriz Elétrica e Fases da Política de Gás no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME, 2014

As constantes mudanças de direção da política de gás natural e o consequente aumento dos preços criam um ambiente de elevada incerteza tanto para os consumidores finais quanto para os agentes envolvidos nas etapas de comercialização e produção. Esse fato pode ser verificado no resultado da 12^a rodada de licitação (composta basicamente de campos de gás natural em terra). Dos 240 blocos ofertados, apenas 72 foram arrematados sendo que, destes, 60% tiveram a participação da Petrobras (COLOMER, 2013).

Em certa medida, reconhece-se que a falta de uma política de longo prazo para o gás natural tem trazido consequências negativas para a indústria. O Plano de Expansão da Malha de Transporte (PEMAT) é uma evidência da tentativa do governo em fornecer uma visão de mais longo prazo para o setor direcionando os investimentos em dutos de transporte e, consequentemente, dando um sinal positivo para novos agentes produtores. Contudo, a metodologia utilizada na elaboração do PEMAT impede a antecipação das necessidades futuras de capacidade de forma que os operadores de áreas não servidas por gasodutos podem esperar muito tempo até que um projeto de gasoduto seja viabilizado. Nesse sentido, a divulgação do PEMAT no início de 2014 não conseguiu amenizar o ambiente de incerteza que envolve a indústria de gás natural.

O aumento dos riscos associados ao mercado de gás natural se reflete na elevada concentração vertical da cadeia produtiva na figura da Petrobras que, frente aos desafios enfrentados pela empresa na produção de petróleo e no abastecimento do mercado doméstico de combustíveis líquidos, pode comprometer a expansão da oferta nacional de gás natural.

Segundo o Plano Estratégico 2030 e o Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 da Petrobras, a infraestrutura de importação e transporte de gás já instalada é suficiente para atender a demanda da companhia até 2030. Nesse sentido, a empresa provisiona apenas 5% do total de investimento planejado para o período 2014-2018 para a área de Gás e Energia. Ademais, as dificuldades e os custos relacionados ao escoamento do gás natural associado proveniente do pré-sal levam a adoção de uma estratégia de produção mínima de gás natural. Isto é, irar-se-á produzir o mínimo necessário para otimizar a produção de óleo dos campos do Pré-Sal.

Diante desse cenário, o futuro das térmicas a gás natural ainda não está garantido. É de extrema importância que se desenvolva uma política de longo prazo para o setor de gás natural aderente e consistente com as políticas do setor elétrico e de petróleo. Nesse contexto, como colocado por Almeida (2014), o desenvolvimento de uma agenda de políticas positiva para a indústria de gás natural no Brasil depende de um grande esforço de coordenação institucional para buscar uma convergência de visões entre os diferentes órgãos do governo envolvidos no processo de planejamento do setor de gás natural (EPE, ANEEL, MME, Petrobras e ANP).

Bibliografia

ALMEIDA, E. e COLOMER, M. Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Editora Synergia, Rio de Janeiro, 2013.

ALMEIDA, E. Uma Visão para o Gás Natural no Brasil. Em <http://visoesdogas.com.br/uma-visao-para-o-gas-natural-no-brasil-por-edmar-de-almeida/>

COLOMER, M., Falta de diretrizes e incertezas ameaçam a entrada de novos agentes no setor de gás. Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro, Ano 13, n.5.

COLOMER, M. A retomada do Mercado de GNV no Brasil. Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro, Ano 12, n.5, 2012.

MME, 2014. Balanço Energético Nacional.

PETROBRAS, Plano de Negócio e Gestão 2014-2018

PETROBRAS, Plano Estratégico 2030.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION, Nuclear Power in Japan, Junho de 2014. Em <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Japan/>

Bioeconomia em construção II – Os grants e subvenções às empresas: comparando o Biomass Program do DOE e o PAISS do BNDES/FINEP

Por José Vitor Bomtempo

O título desta série destaca uma dimensão central da indústria baseada em biomassa que não podemos perder de vista em nossas análises: é uma indústria em construção, ainda sem definição clara das dimensões estruturais que caracterizam setores mais maduros. As entradas (e saídas) de novos competidores são numerosas e frequentes e os perfis desses competidores são também variados, de *startups* de base tecnológica a empresas estabelecidas de diversas origens e indústrias. Novas bases de conhecimento, com destaque para a biologia sintética, desafiam esses competidores que, configurando um cenário de corrida tecnológica, são com frequência apoiados por políticas de inovação.

A estruturação dessas políticas é particularmente notável no caso americano através do *Department of Energy* (DOE) e do *Department of Agriculture* (USDA) e no caso europeu através de diversas iniciativas da Comissão Europeia. No Brasil, a iniciativa conjunta BNDES/FINEP, conhecida como PAISS, deslançada a partir de 2010, pode ser vista como a versão brasileira melhor estruturada, até agora, em políticas de inovação para a bioeconomia. Há estudos em andamento sobre a diversificação da indústria química (BNDES) e sobre as tecnologias prioritárias em química renovável (ABDI/CGEE, dentro do Programa Brasil Maior), mas não resultaram ainda em iniciativas concretas de políticas de inovação.

Um dos mecanismos de apoio às empresas envolvidas no desenvolvimento da bioeconomia tem sido a concessão de *grants* ou subvenções para as etapas de P&D, da bancada a plantas de demonstração, passando pelas plantas-piloto. Esse mecanismo é recente no Brasil e vem sendo utilizado pela FINEP para apoio a diversos setores. As empresas brasileiras entretanto manifestam com frequência queixas quanto à relativa modéstia dos recursos destinados e à forma de concessão da subvenção econômica.

Como o mecanismo é recente no Brasil, e sua importância deve crescer para o apoio de setores dinâmicos como a bioeconomia, seria interessante analisar a natureza e o funcionamento da concessão de *grants* em outros países onde essa forma de apoio está mais desenvolvida e implantada. Numa dissertação de mestrado, **Comparação Internacional de Programas de Subvenção à Atividades de PD&I em Biocombustíveis**, defendida recentemente na Escola de Química da UFRJ, por Felipe Pereira e orientada por Flavia Alves e por mim, foi feita uma comparação das políticas de subvenção econômica às empresas no Brasil (PAISS), EUA (*Biomass Program*) e Europa (NER300).

Neste artigo, vamos discutir os resultados encontrados na comparação dos casos brasileiro e americano.

Em sua dissertação, Felipe Pereira construiu um quadro analítico que permite uma comparação entre os diversos programas de *grants*. O ponto central dos critérios desenvolvidos foi tratar dos processos praticados pelas agências e não apenas as entradas (recursos aplicados) e saídas (resultados obtidos). Muitos estudos em inovação e políticas públicas colocam o foco nessas dimensões e abordam mais raramente os processos envolvidos na formulação, seleção e acompanhamento dos projetos.

O quadro proposto compara a estrutura geral dos programas e os processos de formulação, seleção e acompanhamento. Na estrutura dos programas foram pesquisadas e comparadas 7 variáveis: orçamento do programa, intensidade do apoio por projeto, tipologia de apoio: *cost-sharing* x *reward for performance*, subordinação hierárquica ao governo central, fases de P&D passíveis de apoio, objetivos (explícitos e implícitos) e integração com outros instrumentos de apoio financeiro. No estudo dos processos de formulação, seleção e acompanhamento, 5 variáveis foram pesquisadas e comparadas: nível de aprofundamento tecnológico e nível de envolvimento da comunidade científica (fase de formulação), quesitos classificatórios aplicados e nível de profundidade da avaliação tecnológica (fase de seleção) e foco das rotinas de acompanhamento e avaliação.

Os principais resultados da comparação entre os programas de subvenção americanos e brasileiros para a bioeconomia estão resumidos no quadro a seguir.

		Biomass Program	PAISS
Estrutura geral dos programas	1 – Orçamento	Total: US\$ 3,3 bi (2008 /2013) Anual: US\$ 200 milhões	R\$ 0,2 bi R\$ 50 milhões (estimado)
	2 – Apoio por projeto	P&D Básico: até 100% do investimento Unidades Demo: até 50% do investimento Máximo por projeto: US\$ 88 milhões	Microempresa: 95% das despesas de custeio Grande empresa: 50% das despesas de custeio R\$ 10 milhões
	3 - Tipo de apoio: cost-sharing x reward for performance	Cost sharing + Reward for performance	Cost sharing
	4 - Subordinação hierárquica ao governo central	Descentralizado, subordinado à instância com interesse finalístico	Centralizado, subordinado à instância com missão horizontal de promoção à P&D
	5 - Fases de P&D apoiadas	Bancada, piloto e demo	Bancada ou piloto
	6 - Objetivos (explícitos e implícitos)	Disparar uma corrida tecnológica necessária para alcançar as metas do RFS	Aprimoramento institucional (coordenação) e fomento a oportunidades
	7 - Integração com outros instrumentos de apoio financeiro	Não integrados: Garantia de empréstimos (loan guarantee), rotulagem (Certified Biobased Products) e compras governamentais (Biopreferred)	Formalmente integrado: linhas de crédito, participação acionária e recursos não-reembolsáveis para projetos em parceria com Instituições de Ciência e Tecnologia
Processos de formulação, seleção e acompanhamento	8 - Nível de aprofundamento tecnológico na formulação	Alto: projeto e modelagem de processos, definição de <i>design cases</i> e identificação de gargalos tecnológicos a serem superados nos processos/operações unitárias	Baixo: formulação priorizou as lacunas institucionais
	9 - Nível de envolvimento da comunidade científica na formulação	Alto: dedicação da equipe técnica do NREL para construção dos <i>design cases</i> ; processos de Request of Information (RI)	Baixo: consulta informal através de entrevistas a especialistas externos, incluindo representantes da academia
	10 – Critérios de classificação para seleção	Objetivos: a partir do <i>design case</i> e do pacote tecnológico (<i>topic area</i>) objeto de apoio	Subjetivos: Grau de inovação e risco tecnológico; externalidades da tecnologia; grau de nacionalização da tecnologia
	11 - Profundidade da avaliação tecnológica na seleção	Médio: apreciação por técnicos do BETO	Baixo
	12 - Foco das rotinas de acompanhamento e avaliação	Cogestor do projeto: participa da condução do projeto e das decisões mais relevantes. Decisão de continuidade do apoio. Monitoramento do alcance das metas autoimpostas pelo BETO.	Voltado para monitoramento do plano de trabalho, porém sem interferência nas decisões técnicas do projeto. Avaliação do programa focada no efeito de fomento, até o momento.

Fonte: Quadro adaptado de Pereira, 2013. Comparação internacional de programas de subvenção a atividades de P&D&I em biocombustíveis, dissertação de mestrado, Escola de Química, UFRJ, 2013.

Que diferenças podem ser destacadas entre o *Biomass Program* (DOE) e o PAISS (subvenção econômica FINEP)? Que lições podem ser tiradas para o aprimoramento dos programas brasileiros de apoio à inovação?

A própria natureza dos programas é distinta. O *Biomass Program* tem duração indeterminada e tem sido mantido desde a década de 1970. Já a iniciativa do PAISS está ligada à abertura de uma janela de oportunidade, bem delimitada no tempo. Trata-se, portanto, de um programa com duração determinada.

No que se refere ao orçamento dos programas, a discrepância de montantes é considerável. O orçamento anual do *Biomass Program* tem sido de cerca de US\$200 milhões. O PAISS alocou um montante de R\$ 200 milhões para as operações de subvenção. O orçamento total do programa PAISS é, entretanto, mais expressivo, se considerarmos os montantes dos demais instrumentos de crédito e de participação acionária.

Uma diferença marcante na estrutura dos programas é a extensão dos apoios oferecidos por projeto. No caso americano, o P&D básico pode ser 100% financiado e as unidades de demonstração podem ser financiadas em até 50% do investimento. O limite de financiamento é de US\$ 88 milhões/projeto. No caso do PAISS, as subvenções cobrem apenas despesas de custeio para as etapas de bancada e piloto, podendo atingir 95% para microempresas e 50% para grandes empresas, com o limite de R\$ 10 milhões/projeto. Se considerarmos a natureza dos esforços tecnológicos que exige a bioeconomia e o perfil de empresas que têm participado desse desenvolvimento, nota-se que a intensidade do apoio do programa brasileiro pode estar inadequada à natureza da demanda.

Existe uma distinção importante quanto ao tipo de apoio. No caso americano, o apoio envolve o *cost sharing* (cobertura dos custos do projeto) inicial, mas a continuidade do apoio é condicionada ao desempenho planejado (*Reward for performance*). No caso brasileiro, o único mecanismo adotado é o de *cost sharing*.

Do ponto de vista de subordinação à estrutura hierárquica de governo, o *Biomass Program* é descentralizado e o PAISS/FINEP é centralizado, estando subordinado à instância com missão de promoção à P&D em geral. Os objetivos do programa americano podem ser identificados como explicitamente voltados para disparar uma corrida tecnológica para alcançar as metas do RFS (*Renewable Fuel Standard*) e estabelecer uma base de inovação americana em bioeconomia. Os objetivos do programa brasileiro são menos explícitos e voltados para a coordenação dos esforços de desenvolvimento já em curso e fomento a oportunidades.

Ao lado dessas diferenças estruturais entre os programas, destacam-se as diferenças nos processos de formulação, seleção e acompanhamento. Podem ser identificadas cinco variáveis relacionadas a esses processos – duas na fase de

formulação, duas na fase de seleção e uma na fase de acompanhamento – que trazem diferenças importantes.

A primeira está relacionada ao nível de aprofundamento tecnológico da fase de formulação do programa. No caso brasileiro, o nível deve ser considerado baixo já que foi voltado para o preenchimento de lacunas. No caso americano, os processos implementados levam a um grau elevado de aprofundamento tecnológico ainda na fase de formulação. Exploram-se recursos de modelagem de processos e definição de *design cases* de modo a identificar gargalos tecnológicos a serem superados no nível básico das tecnologias a serem desenvolvidas.

Ainda na fase de formulação, o nível de envolvimento da comunidade científica é nitidamente distinto. No caso americano há a mobilização da equipe técnica do NREL para a construção dos *design cases* e participação nas RI (*request of information*). O envolvimento da academia no caso brasileiro é baixo e quase sempre realizado na forma de consultas informais.

Na fase de seleção das propostas, o *Biomass Program* utiliza critérios que podem ser classificados de objetivos. São critérios quantitativos e orientados pelos *design cases* e pelo pacote tecnológico a ser desenvolvido. Os critérios utilizados no caso brasileiro são, de certa forma, subjetivos e, em geral, qualitativos. São orientados pelo grau de inovação e risco tecnológico, pelas externalidades e grau de nacionalização da tecnologia.

Ainda na fase de seleção, uma variável de grande importância é a relacionada ao nível de profundidade da avaliação tecnológica. O *Biomass Program* apresenta um nível que pode ser classificado de médio nesse quesito. A equipe é composta por especialistas, muitos dos quais egressos de empresas de engenharia, mas não pode contar com suporte do NREL, impedido de participar da avaliação já que potencialmente é solicitante de pedidos de apoio. Não há a condução de investigações de *due diligence* tecnológica, mesmo em projetos de maior porte. Uma vantagem organizacional do *Biomass Program* é a dedicação integral de seus técnicos aos desafios tecnológicos ligados ao seu setor fim – bioenergia – não compartilhando esforços com demandas de outros setores, como acontece no caso brasileiro.

No caso do PAISS, pode-se dizer que a auditoria tecnológica é virtualmente inexistente. A apreciação dos projetos considera de forma geral as capacitações gerenciais, financeiras e o histórico de atividades de pesquisa e desenvolvimento do postulante. A ênfase foi mais na estratégia do negócio do que no conteúdo de engenharia dos projetos apresentados. Isso de certa forma é um reflexo natural dos objetivos do programa, que não pretendia disparar uma corrida tecnológica.

Por fim, os programas apresentam diferenças no foco das rotinas de acompanhamento e avaliação. No caso americano, a equipe do *Biomass Program* atua como cogestora do projeto apoiado, participando da sua condução e das decisões mais importantes. Além disso, deve se preparar para tomar a decisão de continuidade ou não do apoio, o que é facilitado pelas metas claras de desempenho que são definidas para cada projeto. No caso brasileiro, o

acompanhamento é voltado para o monitoramento do plano de trabalho. Não há interferência nas decisões técnicas do projeto.

Sem dúvida, o PAISS representou um avanço na forma de condução do incentivo público a atividades de P&D em biocombustíveis avançados e, por extensão, na bioeconomia no Brasil. A coordenação entre as duas principais agências federais de fomento – FINEP e BNDES, a integração de diversos instrumentos financeiros em um único programa e a mobilização orçamentária com foco temático permitiram alavancar investimento privado em P&D no setor. Mas, como a análise comparativa dos programas americanos e brasileiros sugere, existem elementos na experiência internacional capazes de conferir maior efetividade aos apoios à inovação, mas que ainda são pouco exploradas pela política pública brasileira.

Três lições podem ser destacadas como análise e sugestão para o aprimoramento dos programas brasileiros de incentivo ao P&D privado em bioeconomia. O primeiro deles é a incorporação de maior conteúdo de engenharia e conhecimento do desafio tecnológico a ser atacado na formulação dos programas. A atual estruturação das equipes responsáveis pela formulação não facilita essa incorporação. A experiência internacional sugere uma cooperação sistemática e formal com a comunidade de consultores externos e institutos de pesquisa, o que fica distante do que é praticado no Brasil. Nos EUA, o NREL participa ativamente do processo de formulação do *Biomass Program*. No Brasil, uma aproximação institucional entre os agentes de fomento e institutos nacionais de pesquisa, como a Embrapa e o Centro de Tecnologia do Bioetanol (CTBE), poderia ser explorada.

O segundo ponto seria considerar o uso de mecanismos de recompensa, de forma complementar ao mecanismo de *cost sharing* atualmente o único utilizado no Brasil. Entretanto, para condicionar a continuidade do apoio ao desempenho será necessário um mapeamento tecnológico rigoroso para a pré-definição de indicadores de desempenho e metas. Voltamos ao primeiro ponto: torna-se necessário qualificar os programas públicos com disciplinas de engenharia e conhecimento tecnológico específico.

Por fim, a terceira lição refere-se à origem dos programas. Enquanto os programas americanos e europeus respondem a um planejamento estratégico definido por políticas públicas previamente formuladas e em execução, no caso brasileiro, não se identifica um plano estratégico nacional de médio prazo que tenha orientado ou mesmo motivado a formulação do PAISS. Talvez não seja possível esperar uma melhor formulação dos programas, uma melhor seleção e um melhor acompanhamento dos projetos, sem que um plano estruturado em torno da bioeconomia, e de outras agendas de inovação, seja claramente formulado. Enquanto isso, iniciativas como o PAISS, não derivadas de planos estratégicos de longo prazo, são certamente bem vindas. O aperfeiçoamento do instrumento de subvenção à luz das melhores práticas internacionais poderia ficar como um objetivo permanente nas próximas iniciativas de apoio ao P&D privado.