
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Março/Abril de 2015 – Ano 15 – n.1

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

Notas sobre a introdução de energias renováveis variáveis e o futuro do setor elétrico, por Ronaldo Bicalho.

Bioeconomia em construção IV – Os novos produtos-plataforma, por José Vitor Bomtempo.

Distribuição 2.0: As “utilities” do futuro, por Michelle Hallack e Miguel Vazquez.

Equívocos: a paisagem exuberante do setor elétrico, por Roberto Pereira d’ Araujo.

Setor Elétrico Brasileiro: enfim a conta chegou, por Diogo Lisbona Romeiro.

A resistência à micro e minigeração distribuída no Brasil, por Clarice Ferraz.

Integração energética na América do Sul: Uma questão geopolítica e de negócios bilaterais?, por Renato Queiroz.

Impactos potenciais da Operação Lava-Jato sobre a curva de produção da Petrobras, por Yanna Clara e Edmar de Almeida.

Mercado de gás natural na China e os desafios na regulação do transporte: alguns elementos para reflexão, por Jing Xu , Michelle Hallack e Miguel Vazquez

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.

Diogo Lisbona Romeiro

Doutorando do Instituto de Economia da UFRJ.

Edmar de Almeida

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

Jing Xu

Pesquisadora de pós-doutorado na Universidade Fudan (Shanghai), endereço de correspondência: Room 801, No. 6, 777 Meihua Rd, Shanghai. Tel: 86-21-56988890, email: jingxu526@gmail.com.

José Vitor Bomtempo

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

Luciano Losekann

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

Michelle Hallack

Pós-doutora pelo Instituto Universitário Europeu, Doutora em Economia pela Universidade de Paris XI, Mestre em Economia Industrial pela UFRJ, Mestre

em Economia Aplicada pelas universidades de Paris Sud XI, França e Universidade Pontificia Comillas, Espanha e Economista pela UNICAMP.

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

Miguel Vazquez

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

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.

Roberto Pereira d'Araujo

Mestre em engenharia de sistemas e controles pela PUC/RJ; Pós-Graduado em Power systems Operation & Planning pela Waterloo University, Canada; Graduado em Engenharia Elétrica pela PUC/RJ.

Foi chefe da assessoria de métodos e modelos, do departamento de estudos energéticos e de mercado e ocupou o cargo de conselheiro de administração de Furnas Centrais Elétricas.

Diretor do ilumina – Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico, professor do curso pós-graduação executiva em petróleo e gás – COPPE; autor e co-autor dos livros: Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil, O Brasil à Luz do Apagão, A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro; colunista do Canal Energia; consultor em energia elétrica – RCM Consultoria e Projetos Ltda, realizou consultorias para CEPEL, COPPE, COPEL, ELETROBRÁS, PETROBRAS, FGV.

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.

Yanna Clara

Pesquisadora associada do Grupo de Economia da Energia.

Notas sobre a introdução de energias renováveis variáveis e o futuro do setor elétrico

Por Ronaldo Bicalho

O que marca o atual momento do setor elétrico no mundo é o profundo e radical processo de transformação tecnológica, econômica, organizacional, institucional e política que o setor está passando.

A explosão da demanda pelos serviços elétricos e a necessidade de mitigar os efeitos da mudança climática colocam o setor no centro das discussões sobre política energética.

Atender aos ditames da segurança energética e da redução das emissões de CO₂, mediante a ampliação da participação das Energias Renováveis Variáveis (ERVs), constitui o maior desafio do setor elétrico desde o seu nascimento no final do século XIX.

Estas notas procuram avaliar o tamanho e a natureza desse desafio, identificando a evolução do setor a partir das diversas possibilidades de superá-lo.

Os atributos fundamentais do setor

O atributo que melhor define o setor elétrico é a radical complexidade presente na sua operação e expansão.

Essa complexidade nasce da dramática interdependência que existe entre as partes que compõem os sistemas elétricos.

“Essa interdependência radical nasce de dois atributos básicos da eletricidade e dos processos associados a ela:

- *Como a eletricidade não pode ser, economicamente, estocada, em grandes volumes, os processos de geração, transmissão, distribuição e utilização devem ocorrer simultaneamente.*
- *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, à 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.” (Bicalho, 2014)

Complexidade, aqui, é sinônimo de imprevisibilidade e se explicita por intermédio da dificuldade de se prever os efeitos de um evento que ocorre em uma parte do sistema sobre o sistema como um todo.

Diante disso, lidar com essa 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 teria sido possível desenvolver o setor.

Ao longo da evolução do setor, do final do século XIX aos dias de hoje, se desenvolveu um conjunto de mecanismos para:

- Aumentar a adaptabilidade do sistema à imprevisibilidade e/ou
- Reduzir essa imprevisibilidade.

O primeiro conjunto de mecanismos implica em *“ampliar a capacidade de monitoração e intervenção nos sistemas para responder prontamente a eventos inesperados, o que passa, inevitavelmente, por um árduo mapeamento do conjunto de possibilidades de eventos individuais e de seus resultados. (...) Esse é o campo, por excelência, das soluções flexíveis, portadoras da adaptabilidade necessária para fazer face à premência das respostas.”* (Bicalho, 2006).

O segundo conjunto envolve os mecanismos que *“procuram diminuir a imprevisibilidade através do estabelecimento de regras e normas que disciplinem as relações entre os processos/agentes. (...) Esse, acima de tudo, é o campo das instituições, que têm como principal função a redução da imprevisibilidade, da incerteza, do risco, mediante o recurso às regras, às normas e às organizações específicas a esse fim, que se traduz, ao fim e ao cabo, na coordenação ex-ante das ações e decisões dos agentes que compõem um sistema complexo.”* (Bicalho, 2006)

Cabe chamar a atenção de que a percepção da sociedade de que a eletricidade era essencial para o seu desenvolvimento e para o seu bem-estar fez com que a natureza pública prevalecesse sobre a natureza privada da atividade elétrica.

Em função disso, o objetivo, o espaço e os agentes da coordenação passaram a ter um caráter público, portanto, sujeitos ao interesse público; cabendo *“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.”* (Bicalho, 2014)

Flexibilidade e coordenação foram os recursos utilizados para fazer frente à crescente complexidade presente no setor elétrico ao longo de todo o século XX. Flexibilidade e coordenação que apresentam três dimensões – técnica,

econômica e política – para fazer face às três dimensões da complexidade/imprevisibilidade – técnica, econômica e política.

Nesse contexto, analisar as possibilidades de evolução futura do setor elétrico implica na análise das possibilidades de evolução do traço essencial do setor – a complexidade – e das formas de se lidar com ele – flexibilidade e coordenação.

Ao fim e ao cabo, avaliar as possibilidades de evolução do setor elétrico é avaliar as possibilidades de evolução dos atributos técnicos, econômicos e sociais do produto eletricidade e de seus processos.

Essencialidade

Para começar, devem ser analisadas as possibilidades de evolução de um atributo econômico e social chave do produto eletricidade: a essencialidade.

Pelos cenários da Agência Internacional de Energia (AIE), a eletricidade continuará sendo um insumo essencial para o desenvolvimento Econômico e o bem-estar.

“O setor elétrico está passando por uma das mais profundas transformações desde o seu nascimento no final do século XIX. Com a crescente digitalização da economia mundial e o contínuo aumento da demanda pelos serviços elétricos, a necessidade de suprimentos acessíveis e confiáveis de eletricidade nunca foi tão grande. Ao mesmo tempo, o setor elétrico – individualmente a maior fonte de emissão de gases de efeito estufa – é o principal foco dos esforços para atacar a mudança climática, demandando a redução da sua pesada dependência dos combustíveis fósseis e a adoção de novas tecnologias de baixo carbono na geração e no uso.” (IEA, 2014)

Segundo os cenários da AIE (IEA, 2014), a energia elétrica será a fonte cujo consumo crescerá mais rápido (2,1% a.a) de 2012 a 2040; implicando no aumento da sua participação na matriz energética (de 18% para 23%) em todos os setores (Ind: de 27 para 32%; Res: de 21% para 34%; Serv: de 51% para 55% e Transp: de 1% para 2,4%) e em todas as regiões (OCDE: de 22 para 27%; Não-OCDE: de 17 para 23%).

Cabe salientar que esse crescimento não será geograficamente homogêneo. Enquanto a OCDE crescerá o seu consumo elétrico 0,8% a.a, o conjunto dos países restantes crescerá a 3,0% a.a; com destaque para a China (2,8% a.a) e Índia (4,4% a.a.).

A forte expansão da demanda de energia elétrica, principalmente nos países emergentes, com destaque para China e Índia, deve-se fundamentalmente ao crescimento da atividade econômica e o aumento da renda.

A necessidade cada vez maior de energia elétrica para o desenvolvimento econômico e para o conforto e o bem-estar reforçam a essencialidade dessa fonte de energia em termos econômicos e sociais para esses países.

Esse reforço se amplia, tanto em relação aos emergentes, quando se considera as políticas sociais de inclusão energética (Ex: caso indiano), quanto em relação aos demais, quando se leva em conta as políticas industriais relacionadas à competitividade industrial e as políticas ambientais relacionadas à mitigação do processo de mudança climática.

Nesse contexto, no qual a essencialidade econômica e social da energia elétrica não só se mantém, mas como também se fortalece, o papel do Estado no setor se torna mais importante e, em consequência, a dimensão política segue sendo crucial para a evolução do setor.

Não-estocabilidade

A principal consequência da não-estocabilidade da energia elétrica é a necessidade de equilibrar instantaneamente a oferta e a demanda desse bem sem o recurso ao estoque.

Na medida em que a demanda é variável e incerta, a oferta tem que ser flexível o suficiente para acompanhar essa demanda.

Nesse sentido, a flexibilidade da oferta é justamente a capacidade de se adaptar às mudanças imprevistas na demanda; em uma escala de tempo que varia de microssegundos a anos.

Note-se que, quanto maior a imprevisibilidade dos eventos, a capacidade de se adaptar a eles tem que ser maior. Ou seja, o aumento de incerteza gera a necessidade de maior flexibilidade; ou, em termos econômicos, maior “liquidez”.

Podem-se identificar duas dimensões da flexibilidade:

- Flexibilidade unidimensional: incerteza, imprevisibilidade e variabilidade pelo lado da demanda;
- Flexibilidade bidimensional: incerteza, imprevisibilidade e variabilidade pelo lado da demanda e da oferta.

A primeira caracteriza o contexto tradicional do setor elétrico e a segunda identifica o contexto atual do setor com a introdução das fontes de Energia Renováveis Variáveis.

Assim, pode-se afirmar que a introdução das ERVs no setor elétrico implica em um aumento significativo da demanda por flexibilidade, tanto em termos quantitativos quanto qualitativos.

É também possível qualificar a flexibilidade em termos tecnológicos.

- Flexibilidade estática: alcançada usando as tecnologias disponíveis hoje;
- Flexibilidade dinâmica: alcançada introduzindo inovações tecnológicas.

Dessa maneira, pode-se afirmar que a participação das ERVs na matriz elétrica depende do nível de flexibilidade alcançado pelo sistema.

Portanto, para cada nível de participação de ERVs existe um nível de flexibilidade. Se essa participação cresce a flexibilidade tem que crescer. O teto desse crescimento e, portanto, dessa participação, é dado pelo atual estágio tecnológico (flexibilidade estática).

Assim, a elevação continuada dessa participação depende da introdução continuada de inovações que permitam a ampliação continuada da flexibilidade (flexibilidade dinâmica).

O modelo tradicional de introduzir flexibilidade no setor elétrico sempre foi a construção de sobrecapacidade. Isto implica na existência de plantas e infraestruturas que permanecem ociosas parte do tempo. Assim, no modelo tradicional tem-se uma ociosidade planejada, um sobre-investimento planejado.

Com a introdução das energias renováveis, três elementos tornam-se vitais (International Energy Agency *et al.*, 2014):

- Estocagem
- Térmicas despacháveis (flexíveis)
- Expansão e modernização das redes

Estocagem

A estocagem é a solução clássica para se lidar com a intermitência característica das fontes renováveis. Os reservatórios das hidroelétricas constituem essa solução no caso da energia hidráulica. E nos demais?

Para grandes volumes, a estocagem no âmbito da oferta pode contemplar três soluções:

- Bombeamento hidráulico – Pumped Hydroelectric Storage (PHS)
- Ar comprimido – Compressed Air Energy Storage (CAES)
- Hidrogênio

A primeira solução é bastante conhecida e constitui 99% da capacidade de estocagem existente no mundo.

A segunda representa a segunda alternativa mais importante e tem duas plantas no mundo (Alemanha e Estados Unidos).

Os dois casos dependem da existência de determinadas características geográficas para se viabilizarem técnica e economicamente: cursos de água e elevações no primeiro caso e cavernas – para estocar o gás – no segundo.

A terceira solução é aquela que apresenta a maior possibilidade de difusão de uso. Contudo, depende do avanço tecnológico para se viabilizar.

Assim sendo, pode-se afirmar que a estocagem de eletricidade em grandes volumes continua sendo uma solução que apresenta fortes restrições a sua difusão; quer por restrições geográficas, quer por restrições de custo.

Nesse caso, sem dúvida, o salto na flexibilidade é sinônimo de salto nos custos.

Para volumes menores, as possibilidades são maiores e as baterias sintetizam esse tipo de solução. Aqui não existem restrições geográficas e as limitações de custo dependem de avanços tecnológicos factíveis para serem superadas.

Essa solução pode ser aplicada tanto no âmbito da oferta quanto no da demanda.

Embora o salto na flexibilidade seja menor, os custos também são menores, constituindo o front do qual os avanços no binômio estocagem/flexibilidade serão maiores e com maior potencial de difusão.

Centrais despacháveis

Estas são centrais que apresentam uma partida rápida e uma capacidade de rápida elevação e redução da carga gerada.

No limite, diferentemente do caso anterior, representam uma flexibilidade tradicional baseada na sobre capacidade.

O fundamental aqui é preencher prontamente os buracos gerados pela intermitência das fontes renováveis com capacidade que vai operar apenas o tempo (ociosidade) que durarem esses buracos.

Constitui um caso de flexibilidade estática quando se emprega as centrais já existentes e de flexibilidade dinâmica quando envolve centrais com novas tecnologias que implicam partidas mais rápidas e elevações/reduções mais ágeis.

Expansão e modernização da rede

A questão fundamental é ir buscar a energia onde e quando ela estiver disponível.

Para isso é preciso em primeiro lugar expandir territorialmente o espaço geográfico coberto pelas redes usando não apenas a tecnologia de transporte hoje disponível, mas recorrendo a avanços tecnológicos; principalmente aqueles relacionados ao uso de tensões cada vez mais altas, tanto em corrente contínua quanto em corrente alternada.

Além disso, cabe incrementar a inteligência das redes mediante o avanço na tecnologia de monitoração e gestão dos fluxos; ou seja, redes mais inteligentes

que são construídas a partir do uso intensivo das Tecnologias de Comunicação e Informação.

No limite essa solução se baseia em um conceito tradicional do setor de exploração das diversidades temporais e espaciais da demanda e da oferta.

A questão aqui é preencher os buracos temporais e espaciais gerados pela intermitência das fontes renováveis mediante a diversidade temporal e espacial tanto dos perfis do consumo quanto dos perfis de oferta ao longo de todo o território coberto pelo sistema/rede.

Quanto maior esse território, quanto maior a inteligência da rede, maior a capacidade de fazer face à intermitência utilizando a diversidade da oferta/demanda.

Em síntese, a não-estocabilidade da energia elétrica, principalmente no que concerne aos grandes volumes, irá permanecer como um atributo crucial da eletricidade nas próximas décadas.

O nível de complexidade/imprevisibilidade, fruto da expansão das renováveis, que o sistema poderá manejar irá depender da evolução da flexibilidade do sistema.

Essa flexibilidade dependerá do avanço das tecnologias de estocagem e das tecnologias tradicionais de prover flexibilidade – centrais flexíveis e expansão e agilização das redes.

Interdependência sistêmica

A interdependência sistêmica é um atributo dos processos que compõem um sistema elétrico.

Esse atributo repousa na unicidade dos sistemas, que nasce das grandes vantagens econômicas existentes a partir exploração das economias de escala e escopo provenientes dessa unicidade.

As consequências negativas estão associadas à complexidade/imprevisibilidade nascida dessa interdependência, fruto da ampliação do número de processos/agentes interconectados e da conectividade existente entre eles.

Sob esse aspecto, a introdução das energias renováveis pode causar dois impactos distintos sobre a complexidade do sistema.

- A desconcentração fragmentada: Nesse caso, o uso das energias renováveis gera uma maior autossuficiência do usuário final, implicando o seu desligamento da rede e, portanto, causando uma redução do número de processos/agentes interconectados, e, por conseguinte, uma queda da complexidade do sistema.
- A desconcentração integrada: Nesse caso, o uso das renováveis não viabiliza a autossuficiência do usuário final, que não se desliga da rede,

causando uma ampliação do número de processos/agentes interconectados – o consumidor agora é um produtor que também adiciona carga ao sistema – e, portanto, um aumento da complexidade do sistema.

No entanto, a questão em tela não se limita ao número de processos interconectados. A natureza da conectividade entre eles também é importante:

- **Conectividade unidirecional:** Nesse caso, a troca de energia se dá em uma única direção – o fluxo de energia é unidirecional – da concessionária para o consumidor.
- **Conectividade bidirecional:** Nesse caso, a troca de energia se dá em duas direções – o fluxo de energia é bidirecional – da concessionária para o consumidor e do consumidor para a concessionária.

A questão fundamental aqui é que a conectividade bidirecional implica um aumento significativo da complexidade do sistema.

Dessa maneira, ampliação de participação de energias renováveis na matriz elétrica que envolva desconcentração integrada e conectividade bidirecional implica aumento explosivo da complexidade do sistema, fruto da intensificação da interdependência, gerada a partir do aumento do número de processos e da conectividade entre eles.

Cenários

O primeiro cenário contempla a forte ampliação da geração com energias renováveis acompanhada de um avanço tecnológico significativo nas baterias que permite a autossuficiência dos consumidores finais.

Uma trajetória desse tipo gera uma (des) conectividade sistêmica, com os consumidores abandonando a rede e causando uma redução significativa da demanda centralizada e, portanto, um impacto negativo sobre a rentabilidade dos ativos de geração, implodindo o modelo tradicional.

Nesse cenário de implosão do sistema, a interdependência se reduz acentuadamente e, por conseguinte, a complexidade alcança níveis comuns às atividades econômicas ordinárias.

O segundo cenário contempla uma evolução mais tradicional do setor na qual a redução das emissões de gases de efeito estufa é alcançada via a utilização de nuclear, de carvão com mecanismo de captura e estocagem de carbono, de bombeamento hidráulico, gás comprimido e transporte em corrente contínua e alta tensão. Em outras palavras, uma trajetória baseada em escala, concentração, intensidade de capital, conectividade unidirecional, sistemas maiores e complexidades maiores.

Nesse cenário, a complexidade cresce de forma tradicional, associada à expansão clássica do sistema: mais escala – custos menores – complexidades maiores.

No terceiro cenário, a introdução de renováveis se dá com o usuário final comprando e vendendo para a concessionária.

A trajetória aqui se baseia na conectividade bidirecional, na desconcentração integrada e, portanto, no aumento da interdependência e da complexidade.

Nesse cenário, a trajetória da complexidade é explosiva.

A evolução real do setor provavelmente apresentará elementos dos três cenários. Cabe observar que apenas o primeiro apresenta uma redução da complexidade.

Assim, pode-se afirmar que a tendência é que ocorra um aumento líquido na complexidade do setor; tanto em termos tradicionais (cenário 2) quanto nos novos termos (cenário 3). O cenário 1 seria justamente aquele em que o setor deixaria de, no limite, existir. Assim, supondo que o setor elétrico subsista como atividade econômica – mesmo que seja em outros termos – a sua complexidade irá aumentar.

Resumindo a discussão sobre os atributos da energia elétrica pode-se afirmar que a essencialidade econômica e social do insumo energia elétrica permanecerá; a não-estocabilidade do produto e a interdependência sistêmica dos seus processos também permanecerão.

Nesse quadro, a introdução de energias renováveis variáveis aumentará a complexidade e a imprevisibilidade presentes no sistema.

Flexibilidade e coordenação

Em função do aumento da complexidade/imprevisibilidade, a demanda por flexibilidade e coordenação naturalmente também aumentará. A primeira para incrementar a capacidade de adaptação do sistema a esse novo patamar de imprevisibilidade e a segunda para tentar reduzir institucionalmente esse patamar.

Assim, para o novo nível de imprevisibilidade é necessário um novo nível da combinação flexibilidade + coordenação.

Dessa maneira, de forma esquemática, se a participação das Energias Renováveis Variáveis aumenta na matriz elétrica, a complexidade do setor elétrico também cresce. Para enfrentar esse aumento de complexidade é preciso incrementar o conjunto flexibilidade + coordenação.

Assim, de fato, não é apenas a flexibilidade que define o teto de participação das renováveis na matriz elétrica, mas o conjunto flexibilidade + coordenação.

Nesse sentido, a elevação continuada desse teto depende, no limite, da inovação tecnológica – flexibilidade dinâmica – e da inovação institucional – coordenação dinâmica.

Assim, como para se alcançar a flexibilidade necessária em determinadas situações é preciso introduzir inovações tecnológicas (flexibilidade dinâmica), porque as tecnologias disponíveis (flexibilidade estática) não dão conta, para se chegar a determinados níveis de coordenação é preciso introduzir inovações institucionais (coordenação dinâmica), já que a institucionalidade disponível (coordenação estática) não basta para enfrentar a nova complexidade presente no sistema.

Na evolução tradicional do setor elétrico, marcada pela exploração de escala e geração centralizada, a verticalização e o monopólio regulado sintetizam um tipo de coordenação (estática) caracterizada pela rigidez e reduzida autonomia dos agentes.

Na nova trajetória evolutiva do setor que se desenha, marcada pela descentralização, instabilidade tecnológica e econômica, variedade de estruturas de mercado, os novos mecanismos de coordenação terão de ser capazes de dotar o sistema de maior flexibilidade, fluidez e maior autonomia dos agentes.

Nesse sentido, se os desafios tecnológicos para viabilizar a ampliação das fontes renováveis na matriz elétrica são significativos, os desafios institucionais para realizar essa ampliação também são de monta.

Em síntese, é correto afirmar que a introdução das Energias Renováveis Variáveis na geração de eletricidade é o maior desafio enfrentado pelo setor elétrico desde o seu nascimento no final do século XIX.

O setor que irá resultar desse processo de transformação provavelmente será bastante distinto daquele que conhecemos. É possível que a evolução final surpreenda gerando um setor que mantenha os traços fundamentais de hoje; porém não seria nada de mais se ao final o setor elétrico simplesmente deixasse de existir como um espaço econômico relevante. Contudo, é provável que o resultado final vá se situar entre esses dois extremos. Um pouco do mesmo, um pouco do novo. Qual proporção? O tempo dirá.

Referências:

BICALHO, R. A Complexidade das Relações no Setor Elétrico. **Boletim Infopetro**, v. 7, n. 6, p. 13–22, dez. 2006.

_____. A Crise Elétrica e a Falta de Coordenação. **Boletim Infopetro**, v. 14, n. 2, jun. 2014.

IEA. **World Energy Outlook 2014**. Paris: OECD/IEA, 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *et al.* **Energy technology perspectives 2014: harnessing electricity's potential**. Paris, France: OECD/IEA, 2014.

Bioeconomia em construção IV – Os novos produtos-plataforma

Por José Vitor Bomtempo

Desde que a indústria baseada em biomassa começou a identificar que as oportunidades mais interessantes e promissoras não se encontravam necessariamente ou exclusivamente nos biocombustíveis, mas em bioprodutos e biomateriais, surgiu uma pergunta chave: quais os “melhores” produtos que deveriam ser explorados a partir da biomassa ou dos açúcares? Num primeiro momento, algumas propostas adotaram a ideia de que produtos *drop in* deveriam ser o alvo da indústria. A receptividade que o PE verde da Braskem teve ao ser lançado, há cerca de quatro anos, é o fato marcante dessa estratégia de inovação. O dilema *drop in* ou não *drop in* vem sendo uma das incertezas na construção da bioeconomia. Algumas dimensões desse dilema estão discutidas no artigo *Bioplastics tipping point: drop in or non drop in?* (OROSKI, BOMTEMPO, ALVES, 2014).

Mas nos últimos anos começou a ganhar espaço uma visão de que os produtos derivados da biomassa deveriam, para serem viáveis, tanto do ponto de vista econômico quanto ambiental, aproveitar a característica inerente da biomassa – moléculas oxigenadas e funcionalizadas – e não “imitar” a petroquímica. Partir dos açúcares e, com grande perda de massa, chegar às mesmas moléculas que a petroquímica deriva de forma muito fácil do petróleo ou do gás natural, não parece ser o caminho mais produtivo para a bioeconomia. Quais seriam então os produtos mais promissores? Alguns estudos que tentam identificar esses produtos são bastante conhecidos.

Uma referência inicial costuma ser o estudo realizado pelo US Department of Energy (DOE): *Top-value chemicals from biomass- vol I*. (WERPY & PETERSEN, 2004) Essa lista foi atualizada e rediscutida no artigo *Technology development for the production of biobased products from biorefinery carbohydrates—the US Department of Energy’s “Top 10” revisited*. (BOZELL & PETERSEN 2010)

No recente estudo sobre as oportunidades de diversificação da indústria química brasileira, realizado pela Bain Consulting/Gas Energy para o BNDES (BAIN & COMPANY & GAS ENERGY, 2014), houve também um esforço de identificação dos produtos mais promissores, nesse caso considerando as condições brasileiras.

Alguns desses produtos costumam ser considerados atrativos porque poderiam constituir novas plataformas a partir das quais seriam derivados diversos produtos finais construindo uma árvore de aplicações para diferentes mercados finais. Esses produtos têm sido chamados de plataformas químicas ou químicos-plataforma ou moléculas-plataforma. A ideia de construção de estratégias de inovação e produção baseadas em plataformas tecnológicas está hoje presente nas tecnologias de informação e em outras indústrias. Android é, por exemplo, uma plataforma a partir da qual se desenvolvem inúmeros apps, gerando um

processo dinâmico de inovações e criação de valor. A indústria automobilística se estrutura há algum tempo a partir de plataformas internas que permitem gerar uma crescente variedade de modelos.

Mas o que seria uma plataforma química a partir de um produto químico ou intermediário? Em outras palavras, como, a partir de uma molécula como o ácido succínico, para citar o exemplo que tem atraído a atenção de um grupo importante de empresas, pode ser construída uma cadeia que permita desenvolver os diferentes derivados químicos finais e suas aplicações em diferentes mercados? O ácido succínico, assim como outros produtos derivados da biomassa já identificados, pode ser produzido com vantagens em relação à rota petroquímica. Pela rota petroquímica, o ácido succínico é quase uma “curiosidade” com um mercado mundial de cerca de 40.000 toneladas/ano.

Mas o produto de base renovável parece ter condições de desempenho e custo para construir uma plataforma de aplicações e atingir um mercado da ordem de 500 a 700.000 toneladas/ano em 2020. Por isso, tem despertado o interesse de empresas estabelecidas, como BASF, Purac, DSM e Roquette, e de *startups* como Bioamber e Myriant. Essas empresas estão estruturadas em torno de quatro projetos diferentes – Succinity (BASF/Purac), Reverdia (DSM/Roquette), Bioamber e Myriant – que estão no momento passando à produção em escala comercial. Resta, entretanto, uma questão chave: como desenvolver a complexa rede de cadeias produtivas que levariam à introdução dos derivados do ácido succínico em mercados tão diversos quanto cosméticos, alimentos, farmacêuticos, automobilísticos, embalagens e outros?

O problema central seria então como desenvolver uma plataforma química, o que pode ser uma questão crucial para o sucesso de diversos produtos básicos e intermediários que podem ser produzidos com vantagens a partir das matérias-primas renováveis, mas que são “novos” em relação aos petroquímicos. Numa dissertação de mestrado, ***Desenvolvimento de Novas Plataformas Químicas: o caso do bio-ácido succínico***, defendida recentemente na Escola de Química, Manuela Rocha de Araújo, orientada por Flávia Alves e por mim, fez, que eu tenha conhecimento, a primeira abordagem do problema de desenvolvimento de novas plataformas químicas.

Nesse trabalho, buscou-se definir as plataformas químicas e, a partir da literatura existente sobre as estratégias e o processo de desenvolvimento de plataformas tecnológicas em outras indústrias, propor um quadro analítico adequado para o estudo dessa plataforma particular.

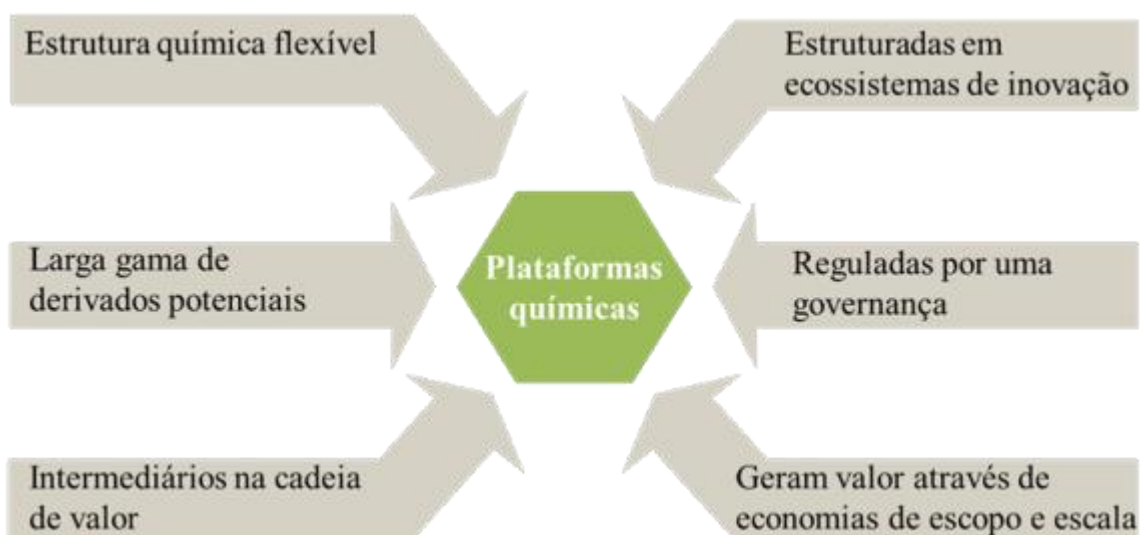
O primeiro ponto é definir as condições que um dado produto químico deve preencher para se tornar potencialmente uma plataforma. Na síntese proposta na dissertação de Manuela Araújo, seis pontos devem ser considerados em conjunto:

1. Ser estruturado na forma de uma arquitetura modular flexível chamada de estrutura química formada por átomos conectados por ligações químicas;
2. Possuir interfaces, com variados graus de abertura, que permitam a sua transformação, a custos competitivos, em uma larga gama de derivados.







Essas interfaces podem ser vistas como os processos de transformação que tanto podem ser integrados pela empresa focal que produz a molécula-plataforma quanto direcionados a agentes externos.

3. Ser caracterizado por múltipla integração/ encadeamento entre os elos da(s) sua(s) cadeia(s) produtiva(s) e múltiplas etapas até o(s) produto(s) final(ais), fruto da sua posição na cadeia como intermediários;
4. Relacionar-se com agentes de inovação de variado nível de competência e interesses diversos situados em diferentes posições da cadeia produtiva e na direção de diferentes produtos finais, de forma que o ecossistema de inovação em que são desenvolvidos é o próprio conjunto de cadeias produtivas;
5. Ser regulado por um mecanismo de controle e comando (governança) que varia conforme o contexto organizacional e permite a competitividade do líder da plataforma;
6. Permitir a geração de valor a partir da criação e aproveitamento de economias de escala e escopo.

A figura abaixo, extraída da dissertação, apresenta de forma resumida esses seis fatores característicos:



O bio-ácido succínico preenche totalmente essas condições para o desenvolvimento de uma plataforma tecnológica? Ou melhor, qual o estágio atual de desenvolvimento desses fatores? O quadro a seguir resume os resultados da pesquisa:

Plataformas químicas	Bio-ácido succínico	Aderência ao conceito
Estrutura química flexível	Ácido orgânico dicarboxílico de cadeia linear e saturada.	
Larga gama de derivados potenciais	Vantagens de custo somadas à flexibilidade estrutural característica conferem potencial como substituto <i>drop in</i> ao produto fóssil em mercados já existentes e não <i>drop in</i> a petroquímicos convencionais em novos mercados. As árvores de aplicações potenciais ainda não foram, porém, completamente desenvolvidas.	
Intermediários na cadeia de valor	Não possui valor comercial de forma que precisa ser transformado em um produto de uso final ao mercado.	
Estruturadas em ecossistemas de inovação	Identificação de parcerias com empresas dos mais variados setores e elos da cadeia produtiva. Porém, a estruturação da cadeia ainda não foi concluída, está em fase de grande esforço em inovação e variedade de alternativas. O ecossistema de inovação, visto como o conjunto de cadeias produtivas, ainda está em construção.	
Reguladas por uma governança	Governança ainda desconhecida frente à maturidade do processo. Ainda não foi definido um produtor dominante no mercado nem um agente com maior poder de barganha.	
Geram valor através de economias de escopo e escala	Frente à vasta aplicabilidade do produto, o desenvolvimento do seu mercado propicia um grande aumento na demanda permitindo a criação conjunta de economias de escala e escopo. Porém, apesar dos anúncios de extensão da capacidade produtiva, o nível de maturidade do processo de desenvolvimento deste produto identificado não permite ainda o aproveitamento dessas economias.	

Legenda:

 Condição desenvolvida  Condição parcialmente desenvolvida

 Condição ainda por desenvolver

Note-se que o ácido succínico pode se tornar uma plataforma química mas algumas condições, principalmente as ligadas à organização dos processos de inovação que envolvem outros atores com interesses e competências diversas das dos produtores do produto-plataforma, ainda estão por desenvolver. Esses atores incluem outras empresas químicas, complementadores diversos – produtores de máquinas, aditivos, transformadores, e outros – e *end users* que finalmente irão adotar e incorporar em seus produtos de consumo o ácido succínico.

Um desafio no desenvolvimento desses processos de inovação é a existência de alguns dilemas importantes para os quais o líder da plataforma tem que buscar uma gestão equilibrada. Três dilemas podem ser destacados como desafios às ambições de uma empresa envolvida no desenvolvimento de uma plataforma química:

1. Grau de abertura *versus* apropriação de valor: o líder da plataforma deve ser capaz de gerenciar suas interfaces como forma de permitir a geração de valor com obtenção de colaboração externa, mas impedir que esse valor seja capturado por esses agentes desenvolvedores;
2. Inovação/ colaboração *versus* competição: o líder da plataforma deve criar relações de colaboração para a introdução de inovações no mercado, mas deve atentar-se a comportamentos oportunistas por parte desses atores;
3. Desenvolvimento do mercado *versus* exploração de economias de escala e escopo *versus* atração dos colaboradores: esse é um problema do tipo ovo-galinha em que efeitos de rede definem uma interdependência entre os fatores. Para o desenvolvimento de economias de escala e escopo é necessária a garantia de demanda, o que se concretiza com vantagens de custo fruto desses mecanismos produtivos e com a colaboração de agentes externos. Mas esses só entram no negócio com a garantia de avanço na oferta a qual depende do aumento de escala.

A partir de um quadro analítico envolvendo cinco dimensões – *background* tecnológico, design tecnológico, escopo interno da empresa, estratégia de valor e dinâmica dos relacionamentos externos – foi desenvolvida uma análise comparativa dos quatro projetos que buscam o desenvolvimento da plataforma química do bio-ácido succínico. São diversos os recursos e competências de que dispõem e as estratégias que parecem utilizar os produtores para lidar com os dilemas que o desenvolvimento de uma plataforma coloca.

É possível identificar, para as quatro empresas estudadas, esforços para atender os requisitos necessários ao desenvolvimento da plataforma do bio-ácido succínico, tanto na dimensão tecnológica quanto estratégica. Mas constata-se que ainda existem desafios importantes a serem vencidos, principalmente para avançar na estruturação do ecossistema de inovação. Por fim, se existem diversos bioprodutos promissores como novas plataformas químicas, a dinâmica de desenvolvimento dessas plataformas sugere um processo complexo de estruturação de cadeias e estratégias de inovação. A capacidade de demonstrar a produção, com qualidade e custo, é apenas o ponto de partida.

Referências:

BAIN & COMPANY, GAS ENERGY. Estudo Do Potencial De Diversificação Da Indústria Química Brasileira: Relatório Final. BNDES, 2014

BOMTEMPO, J. V.; ALVES, F. C.; OROSKI, F. A.. Bioplastics: Drop-in or non-drop-in?. *Journal of Business Chemistry (Print)* , v. 02, p. 43-50, 2014.

BOZELL, J.J., PETERSEN, G.R.. “Technology development for the production of biobased products from biorefinery carbohydrates – the US Department of Energy “Top 10” revisited.” *Green Chemistry* 4(1), 2010.

WERPY, T., PETERSEN, G. *Top Value Added Chemicals From Biomass, Volume 1—Results of Screening for Potential Candidates from Sugars and Synthesis Gas* (U.S. Department of Energy, Oak Ridge, TN, August 2004; available at www.eere.energy.gov/biomass/pdfs/35523.pdf).

Distribuição 2.0: As “utilities” do futuro

Por Michelle Hallack e Miguel Vazquez

A discussão sobre o novo papel das empresas de utilidade pública de energia (utilities) vem ganhando espaço e preocupação no meio acadêmico, das políticas públicas e das empresas. As transformações tecnológicas recentes e potenciais, como o crescimento da geração distribuída e o desenvolvimento de baterias (seja anexada aos veículos elétricos ou não) vão transformar características básicas da indústria elétrica.

Os livros textos sobre indústria elétrica geralmente caracterizam a energia como um bem não estocável cuja geração possui economias de escala relevantes e os agentes são inelásticos à variação de preço (ao menos no curto prazo). A queda dos custos das baterias, o desenvolvimento de redes e aparelhos inteligentes (capazes de responder automaticamente a preços) e a geração elétrica descentralizada (solar, cogeração a gás, etc.) transformarão a indústria elétrica. A rapidez com que este processo ocorrerá ainda é incerta e em alguns países e regiões observamos transformações maiores do que em outros.

Exemplos de projetos na Austrália, Alemanha, Califórnia, Japão (dentre outros) apontam para uma transformação em breve da indústria. Neste contexto será necessária uma transformação profunda no comportamento dos agentes e nas regras que regem estes comportamentos. A regulação tende a ser conservadora, no sentido que tende a ser reativa e assim a sua transformação responde a questões/problemas levantados na indústria. Ademais, os processos de mudanças regulatórias relevantes para que sejam legítimos e não causem incertezas devem ser cautelosos e negociados entre os diversos agentes interessados. Portanto, acreditamos que o processo de reflexão estrutural sobre os impactos e as potenciais soluções para a transformação da indústria se torna cada vez mais urgentes.

No âmbito da regulação, admite-se sempre certo grau de simplificação da realidade a fim de aumentar a generalização, facilitar a aplicação e diminuir custos. As regras, se consideradas todas as especificidades, seriam definidas *caso-a-caso* e perderiam parte do seu objetivo de coordenar os agentes. Mas quando há mudanças relevantes na indústria, simplificações (hipóteses-base) utilizadas nos modelos de regulação (que até então não impactavam de maneira significativa o resultado) podem deixar de ser negligenciáveis e, se mantidas, podem causar distorções acentuadas nos incentivos da indústria. Uma das principais estruturas regulatórias que precisará ser revista são as tarifas de remuneração do sistema de distribuição de eletricidade.

A remuneração das distribuidoras representa cerca de 20% das receitas tarifárias (variando de acordo com país e região). As tarifas de uso do sistema de distribuição podem ser pensadas como a interação do regulador com os dois lados do negócio: usuário e distribuidor (como representamos na figura 1). Por um lado, as tarifas fazem a interface do regulador com o proprietário da rede. Os proprietários da rede devem ser remunerados pelo seu negócio de maneira que tenham incentivos a investir de maneira eficiente; i.e. que não tenham

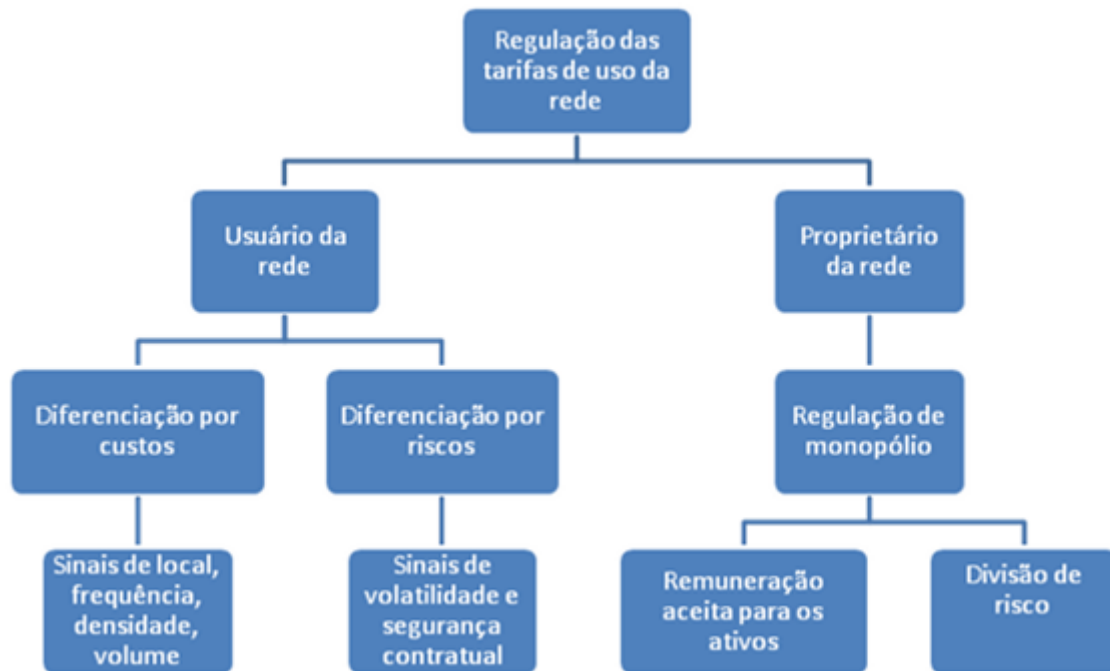
incentivos para *subinvestir* estrategicamente (menor capacidade, maior preço), nem que sejam desincentivados ao investimento por medo de comportamentos oportunistas (após o investimento não rentabilizar o capital afundado).

Esta remuneração dos ativos se compõe de: (a) a remuneração que se considera justa e (b) a divisão entre o risco que a empresa deve gerir e o risco que fica com o regulador. Note que frequentemente se interrelacionam, visto que o valor da remuneração eficiente depende do risco que a empresa corre. Por exemplo, em uma regulação do tipo “preço teto” o empresário incorre em risco maior do que em uma regulação do tipo “custo de serviço”. Ademais, o grau e o tipo de risco que se assume que a empresa é capaz de gerir impactam não só a quantidade de investimento, mas também o tipo de investimento e o tipo de empresa que se interessa pelo negócio.

Por exemplo, a regulação em que se assumem riscos muito baixos atrai frequentemente empresas que objetivam remunerações estáveis de longo prazo como alguns fundos de pensões. A regulação que permite e remunera altos riscos atrai empresas com perfil distinto, por exemplo, empresas com negócios complementares. A regulação que permite e remunera os riscos gerenciáveis interessam mais as empresas especializadas no setor (as *utilities*). Devido a que a situação, os *trade-offs* e as regulações estão mudando, um dos cenários é o que se chama de “fim das *utilities*”: o negócio da distribuição fica na mão de empresas de perfil financeiro.

Com as potenciais mudanças tecnológicas e necessidades da rede de distribuição, a definição da gestão de risco deve entrar em pauta. A esperada mudança de fluxos na rede demandará um novo conjunto de ativos, por um lado para balancear e gerir estas modificações, por outro para permitir que sejam medidos e passíveis de serem contratualizados. Quem fará estes investimentos, quem correrá os riscos e como serão remunerados ainda são questões relevantes e não respondidas. Tais respostas impactarão no potencial e rapidez de transformação do setor, na definição do papel da distribuidora no novo cenário e nas características dos ativos que serão adicionados a rede.

Figura 1: Regulação das tarifas de uso das redes – módulos para análise



Fonte: Elaboração própria

Ademais, como descrito na figura 1, a definição da repartição dos custos da rede (que será paga para empresa que oferece o serviço) entre os usuários é outro pé importante da regulação das tarifas. As tarifas são sinais econômicos para os usuários, tais sinais podem levar ao uso eficiente das redes (e investimentos eficientes em estruturas alternativas) ou gerar distorções importantes.

A localização, a quantidade e a frequência em que um agente usa a rede impactam diferentemente nas necessidades de investimento em infraestrutura. Por exemplo, a garantia da distribuição em locais diferentes implica custos diferentes. Quando decidimos investir (ex ante), locais com maior densidade populacional gera menor custo por unidade. O aumento do volume de consumo aumenta o custo, menos que proporcionalmente pela quantidade de serviço oferecida. No momento em que a rede já foi construída e o uso está próximo do limite (dada a infraestrutura) o aumento de densidade ou de volume de consumo aumenta mais que proporcional o custo do serviço.

A visão do desenho de tarifas de distribuição tradicional se pode resumir mediante a frase (caricatural): “A influência dos custos da rede é irrelevante perante as decisões do consumidor, portanto não existe lugar para a coordenação entre sinais de rede e de consumo”. Este raciocínio leva a propor soluções como as tarifas de “selo postal” ou soluções derivadas de modelos de precificação de monopólios (e.g. tarifas de Ramsey).

Com este novo cenário, as simplificações se tornaram mais custosas visto que haverá um aumento da heterogeneidade dos agentes (os usuários impactarão a rede de diferentes formas). Modelos mais próximos do postal deverão causar

muitas mais distorções do que no atual modelo. Por outro lado, a diferenciação deverá ser pensada com cuidado, uma vez que ela deverá considerar o atual custo do sistema (mesmo que o agente use pouco o sistema, se ele precisa da segurança do mesmo este incorre nos custos fixos do mesmo), mas se os incentivos forem distorcidos pode gerar efeitos bola neve que podem ser economicamente ineficientes [1].

Existem hipóteses básicas do desenho de tarifas de distribuição tradicional que estão sob questão. Antes o uso do sistema de distribuição para consumir energia não era uma opção. As novas tecnologias inteligentes e de autoprodução objetivam aumentar as opções dos agentes. A consequência é que precisamos de uma nova regulação da distribuição, que parta de novas hipóteses e inclua novas questões.

Três modelos básicos estão à disposição, e no futuro próximo um deles (ou uma combinação deles) deverá ser escolhido: ou (i) os sinais associados às novas redes de distribuição são dados nas tarifas (com a consequente dificuldade no desenho e uso das tarifas); ou (ii) o regulador fica com a maior parte do risco (fazendo de muitas atividades de distribuição um negócio de pouco risco e custo de capital não tão elevado, pouco adequado para *utilities*); ou (iii) parte do novo risco da distribuição fica com as distribuidoras. Uma grande parte da distribuição 2.0 se decidirá nesta escolha. Esperemos que as discussões sejam tão intensas quanto a mudança que representam.

[1] Pode-se imaginar um efeito de economia de densidade inverso, a saída dos agentes da rede de distribuição pode encarecer a rede para os remanescentes gerando incentivos que estes saiam sucessivamente.

Equívocos: a paisagem exuberante do setor elétrico

Por Roberto Pereira d'Araujo

É claro que a exuberância da paisagem atrapalha. Veja o problema amazônico: a paisagem no Brasil sai pelo ladrão. Isso se reflete na literatura brasileira. É uma literatura muito paisagística, muito cosmética. – Ledo Ivo – Poeta Brasileiro.

Muito embora a frase do poeta Ledo Ivo se refira à literatura, sua reflexão tem muito a ver com a disposição da nossa sociedade brasileira meditar sobre si mesma e reagir às questões que afetam profundamente seu destino. É como se estivéssemos sempre “embriagados” pelo cenário.

A crise do setor elétrico tem características preocupantes que vão muito além dos aumentos exorbitantes de tarifas. Discorrer sobre os prejuízos para o consumidor e para a economia brasileira pode apenas repetir os inacreditáveis números já cobertos quase diariamente pela imprensa.

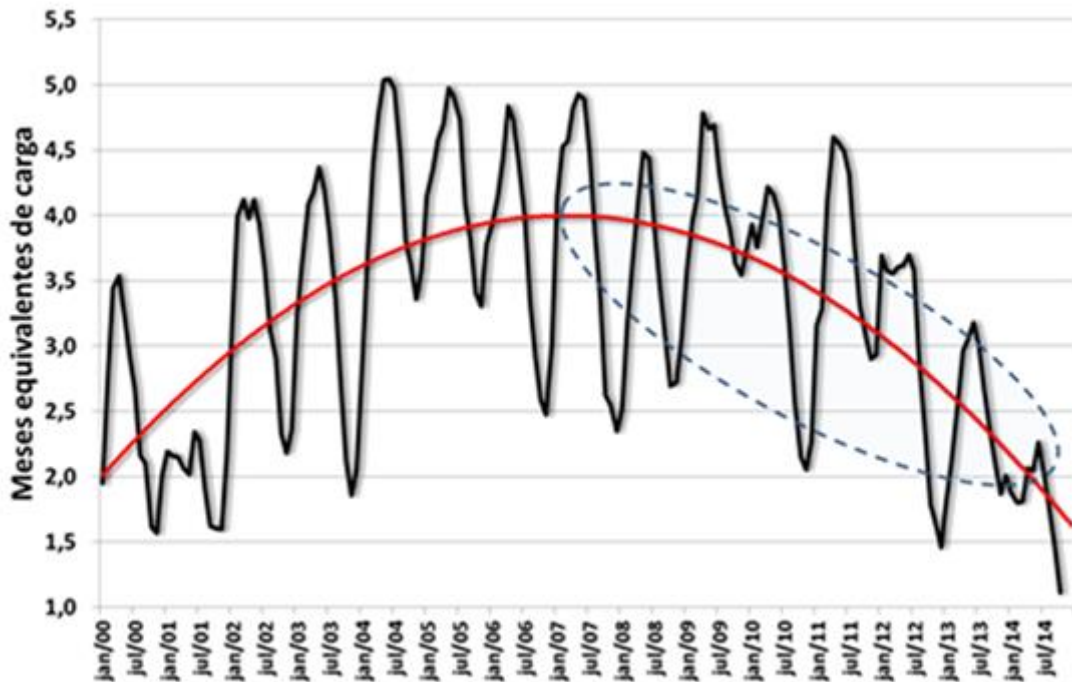
O foco desse artigo é, a exemplo da crítica de Ledo Ivo, muito mais uma reflexão sobre o que nos faz assistir uma série de absurdos como se fosse “parte da paisagem”. Talvez seja esse o centro das questões brasileiras, sempre desfocado pela “exuberância” de problemas.

Não há a intenção de estender o pensamento sociológico, mas sim examinar peculiaridades institucionais que emergem sem perder essa ótica.

Aqui está uma pequena lista de panoramas da exuberante paisagem:

1. ***O não reconhecimento pelas autoridades do governo de que a atual crise foi anunciada com anos de antecedência.***

Essa negativa, que pode estar ligada a um instinto de sobrevivência política, é desmentida quando se observam dados simples do nosso sistema.



O gráfico acima é o resultado da divisão da reserva total dos nossos diversos reservatórios dividida pela carga do sistema mês a mês desde o ano 2000. Considerando que 70% da nossa matriz é hidrelétrica, a curva é uma espécie de retrato da nossa “poupança energética”. A curva vermelha é apenas a linha de tendência. A nossa primeira sugestão é tornar essa curva uma “prestação de contas” obrigatória em todas as instituições do setor.

Qual seria a lógica de negar a previsibilidade da difícil situação na qual nos encontramos apenas apreciando o gráfico? Ou realmente se desconhece o significado e consequências desse indicador, o que denotaria incompetência, ou, conhecendo, evita-se admiti-lo em nome de outra razão não explícita.

Para afastar a velha desculpa, acrescente-se que não houve uma “maldade” hidrológica de São Pedro. Muito ao contrário. Há mais anos chuvosos do que secos no período do declínio 2009 – 2014.

Essas evidências, que em países com instituições mais fortes, provocariam questionamentos, aqui, integram-se à “paisagem exuberante” de problemas.

2. *O otimismo não questionado.*

A situação acima poderia ser apenas uma questão de opinião se não houvesse relação com as políticas adotadas. Em 2012 terminavam os contratos firmados em 2004 que fixaram preços de energia de usinas existentes em contratos de 8 anos.

Esse evento, por si só, já é parte da “paisagem”, uma vez que esses contratos foram assinados sob um mercado reprimido pela experiência do racionamento. Na prática, manteve-se parte da energia das estatais descontratadas liquidando

sua geração a um irrisório preço de liquidação de diferenças. Entretanto, essa estranha escolha já faz parte do “panorama” de mais de 10 anos.

Em 2013, avaliando erradamente a crise evidente no gráfico, o governo decide não substituir os contratos que venciam. Segundo declarações de diversas autoridades do setor, o sistema estava “robusto”. Além do injustificado “otimismo”, havia percepção equivocada de que concessões que venciam em 2015 poderiam ser “cotizadas” entre as distribuidoras e que o “hiato” de contratos seria sanado.

Evidentemente, o “mercado” tinha outra avaliação, e, dadas as condições madrastas da proposta renovação, as empresas não dependentes de controle acionário do governo federal recusaram a proposta. O resultado foi a exposição involuntária das empresas distribuidoras que passaram a “adquirir” MWh a preços quase 10 vezes superiores aos contratos terminados em 2012.

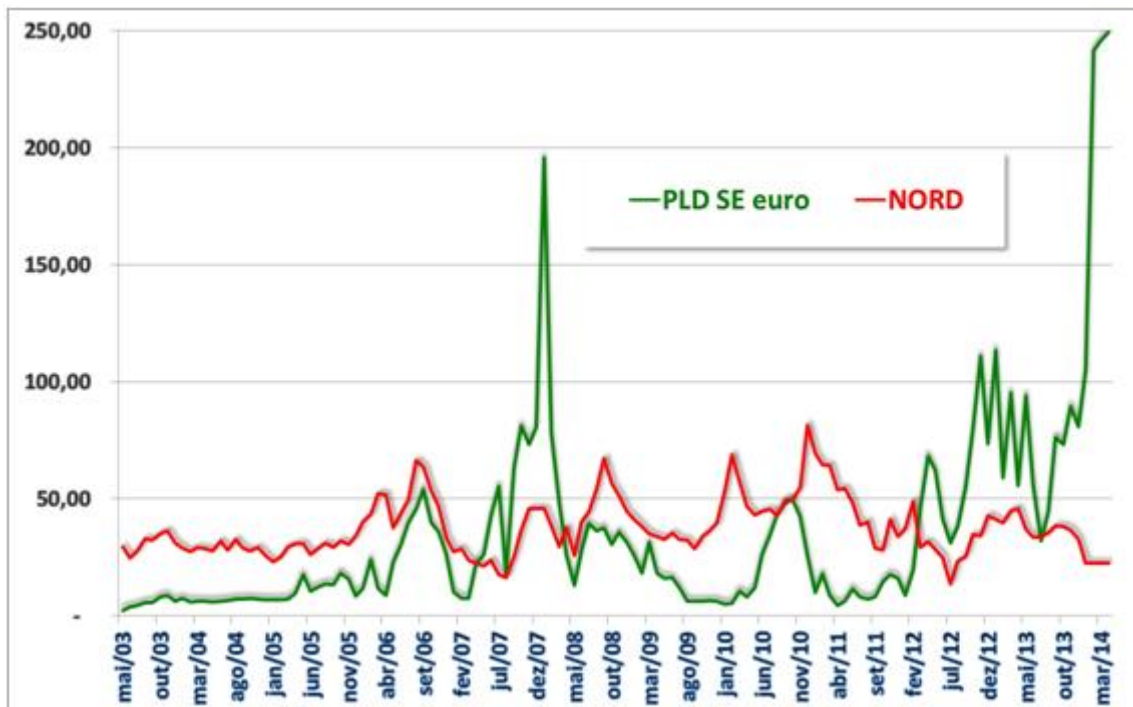
Sem a compreensão óbvia de que reservatórios também se esvaziam se usados além da conta, um novo pacote de problemas foi admitido. O risco hidrológico (déficit de geração) das usinas cotizadas foi transferido para as distribuidoras (leia-se consumidores), justamente o ente que nada pode fazer para minimizá-lo, uma vez que o inalcançado parâmetro “garantia física” não é da sua alçada.

Depois da “casa arrombada” leilões extraordinários tentaram consertar o problema. Resultou na ridícula situação de usinas antigas que escaparam por um detalhe da tesoura da Lei 12.783 vendendo energia a R\$ 280/MWh até 2019. Mais caro que algumas térmicas.

Todos esses problemas, decisões equivocadas tomadas por alguém, integraram-se confortavelmente à paisagem exuberante como se fossem fatalidades.

3. Um mercado livre bizarro que sequer provoca curiosidade.

Bastaria coletar alguns dados de preços em mercados de energia elétrica no mundo e compará-los ao mercado livre brasileiro para perceber que há algo profundamente errado. Abaixo, apenas um exemplo dessa estranheza comparando os dados do Nordpool (Suécia, Noruega, Finlândia e Dinamarca) com os números do nosso mercado.



Pode-se perceber uma instabilidade de preços difícil de encontrar em qualquer outra mercadoria. Os dados mostram diferenças de 7.000% registrados em datas afastadas de poucos meses.

Com discrepâncias como essa, a óbvia curiosidade seria saber quem comprou ou vendeu ou até o que foi comercializado que justifique tais diferenças. Como o sistema administra um estoque, uma sociedade não inebriada questionaria como o mesmo sistema pode vender o mesmo produto com preços tão distintos.

Mesmo com o exemplo de um mercado de energia real, também de base hidráulica, absolutamente nenhuma curiosidade investigava foi sequer encetada.

4. A crença de que hidroelétricas em fim de concessão são capazes de compensar a escalada de preços ocorridos desde 1995.

Nada contra a fé, mas é preciso desvendar esse “milagre” com um simples exercício matemático. Que tarifa as usinas amortizadas teriam que cobrar para compensar os altos preços advindos da atual situação?

Temos aproximadamente 125 GW instalados: 70% em hidráulicas (88 GW), 24% em térmicas (29.000 MW, Nuclear, Gás, Biomassa, Carvão, Óleo) e 6% em outras fontes (8.000 MW PCH e Eólicas).

A composição aproximada das hidroelétricas em 2015 é a seguinte: 16% em Hidráulicas “amortizadas” – 54% em hidráulicas não amortizadas. Repare que parte das usinas amortizadas já está com preços rebaixados.

Como os reservatórios estão vazios, vamos supor que se use 18% dos 24% térmicos e que o preço médio se aproxime de R\$ 400/MWh, bem abaixo dos R\$ 822 que temos assistido. Vamos supor que o preço médio das hidráulicas não amortizadas atinja R\$ 140/MWh, valor que é até baixo, dado os preços do último leilão, que chegaram a R\$ 270/MWh. Imagine também que o preço médio das outras fontes seja R\$ 130/MWh. Vamos supor que o valor final tenha que atingir R\$ 150/MWh, que era o nível cobrado em 2011, antes da intervenção tarifária de 2012.

Nesse caso, só se as amortizadas pagassem R\$ 70/MWh! Você leu certo! Não há erro de digitação! Ao invés de cobrar, as usinas antigas teriam que pagar R\$ 70 por cada MWh gerado. Quem achar que há exagero nesses números pode tentar outros valores. A conclusão será praticamente a mesma.

Mais um absurdo que tranquilamente foi pousar na paisagem de Ledo Ivo.

5. *Declarações “heroicas” que pioram a situação.*

Recentemente uma alta autoridade do setor afirmou em nota oficial do Ministério que, “*caso as medidas da MP 579 não fossem adotadas, a tarifa seria 90% mais alta*”[1]!

Tomando ao pé da letra a espantosa afirmação, teríamos uma tarifa residencial no entorno de R\$ 890/MWh, já com os impostos. Mesmo com o dólar a R\$ 3, isso colocaria o Brasil como um dos três mais caros países do planeta!

A “paisagem” absorveu o aviso sem perguntar: Como explicar que, no Brasil, ao contrário de todos os exemplos mundiais, se consegue reduzir tarifa entregando MWh das usinas antigas quase de graça? Como explicar que a política tarifária brasileira exige o tombo financeiro de uma empresa como a Eletrobrás, que agora depende de recursos do tesouro?

Declarações sem contestações, tarifas nas nuvens, regulamentação instável, piora da qualidade de fornecimento, inútil sacrifício da Eletrobrás, juros para pagar contas de kWh, tarifas de serviço público que deveriam variar anualmente mudando com “bandeiras tarifárias” e prejuízos bilionários para os contribuintes e consumidores.

Mesmo Ledo Ivo não poderia imaginar tamanha exuberância.

[1] <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/09/conta-de-luz-estaria-ate-90-mais-cara-sem-mp-579-diz-ministerio>

Setor Elétrico Brasileiro: enfim a conta chegou

Por Diogo Lisbona Romeiro

O início do ano de 2015 foi marcado pela retomada do “realismo tarifário” no setor elétrico brasileiro. Os desavisados consumidores cativos surpreenderam-se com o novo valor da conta de luz e estão espantados com o custo efetivo da geração elétrica.

A política de realismo tarifário do segundo Governo Dilma contrasta-se com as medidas adotadas no primeiro mandato, que buscavam reduzir e postergar ao máximo o repasse aos consumidores cativos das elevadas despesas incorridas pelas distribuidoras – decorrentes da custosa geração térmica em operação e da liquidação no curto prazo dos montantes involuntariamente descontratados. [1]

O Governo optou por não repassar o custo efetivo da energia em véspera eleitoral, cobrindo o fluxo de caixa deficitário das distribuidoras com recursos do Tesouro (R\$ 20,3 bilhões), via aportes na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e com empréstimos tomados pela CCEE (R\$ 17,8 bilhões), contabilizados na Conta ACR. Ainda é esperado mais um empréstimo de R\$ 3,1 bilhões para cobrir as despesas de novembro e dezembro de 2014 das distribuidoras. [2] Os aportes do Tesouro não serão reembolsados, mas os empréstimos serão pagos pelos consumidores cativos entre novembro de 2015 e abril de 2020. Em estimativa conservadora, a desestruturação financeira de todo o setor já ultrapassa R\$ 60 bilhões. [3]

O ajuste fiscal em curso, comandado pelo Ministério da Fazenda, vetou qualquer possibilidade de novos aportes do Tesouro ao setor elétrico, reorientando-o rumo a sua desejável sustentabilidade econômico-financeira. Se no curto prazo o realismo implicará em elevação tarifária exorbitante, no médio e longo prazo induzirá importantes ajustes no setor.

A Conta Chegou

A tarifa média de fornecimento para o segmento residencial, sem tributos, alcançou R\$ 335/MWh em dezembro de 2014, o mesmo patamar de 2012, anulando em pouco tempo a redução tarifária média de 20% promovida a duras penas pela MP 579. É sobre este patamar que a ANEEL aprovou a revisão tarifária extraordinária em março, com efeito médio de 23,4%, para recompor a CDE, não mais coberta por recursos do Tesouro, e para repassar o aumento da energia de Itaipu. Ainda são esperadas elevadas revisões tarifárias ordinárias em 2015, com reajustes que podem superar 20%. As revisões já realizadas em fevereiro, em cinco distribuidoras que atendem a um total 612 mil consumidores, registraram reajuste médio de 33%. Em março, a AMPLA (RJ), que não foi contemplada no reajuste extraordinário, obteve reajuste médio de 42,19%

Soma-se a estes significativos reajustes em curso, o sistema de bandeiras tarifárias que entrou em vigência no início do ano. Com o intuito de sinalizar a todos consumidores o custo efetivo da geração elétrica, as bandeiras representam um adicional tarifário que varia de acordo com a situação hidrológica vigente em cada subsistema. Quando o custo marginal de operação (CMO) mais o Encargo de Serviço de Sistema por Segurança Energética (ESSSE), que contabiliza os custos do despacho fora da ordem de mérito, for inferior a R\$ 200/MWh, vigora a bandeira verde, que não implica em gastos adicionais. Quando o “CMO + ESSSE” estiver entre R\$ 200 e R\$ 350/MWh, vigora a bandeira amarela, implicando em acréscimo de R\$ 25/MWh. Quando o “CMO + ESSSE” for igual ou superior a R\$ 350/MWh, vigora a bandeira vermelha, acrescentando R\$ 55/MWh. O adicional das bandeiras amarela e vermelha já sofreu reajuste em menos de dois meses de vigência – até fevereiro oneravam as tarifas em R\$ 15/MWh e R\$ 30/MWh, respectivamente. O atual patamar da bandeira vermelha onera a tarifa média de fornecimento, sem tributos, em 16,5%.

Antes da vigência das bandeiras, os gastos com o custo variável do despacho das termelétricas apenas eram repassados aos consumidores na revisão tarifária seguinte. Com as bandeiras, parte da receita é antecipada, mitigando o descompasso do fluxo de caixa das distribuidoras. Ainda que o sistema alerte aos consumidores o custo efetivo da geração elétrica, este é socializado igualmente por todos. Como já criticado por D’Araujo (2014), perdeu-se uma grande oportunidade para incentivar a eficiência, premiando os consumidores que reduzissem o consumo em momento desejável.

Outra medida adotada para reequilibrar os fluxos financeiros do setor foi a redução do limite máximo do preço de liquidação de diferenças (PLD). O PLD, preço do mercado *spot*, é determinado semanalmente pelo CMO de cada subsistema, limitado a um piso e teto estabelecido anualmente pela ANEEL. Até 2014, o teto do PLD correspondia ao custo variável unitário (CVU) atualizado anualmente pelo IGP-DI da térmica de referência adotada em 2003, UTE Alegrete. Ao invés de atualizar o valor teto de R\$ 822/MWh em 2014 pelo IGP-DI, resultando em valor superior a R\$ 860/MWh, a ANEEL alterou a térmica de referência em 2015, passando a considerar o CVU da UTE Mario Lago, de R\$ 388/MWh. Desta forma, o teto do PLD ficou mais próximo ao custo variável médio do que ao custo marginal do parque térmico. Esta medida alivia significativamente o custo de exposição dos agentes descontratados, mas reduz o importante sinal de preço para os consumidores livres, potencialmente mais expostos ao PLD. A Tabela 1 apresenta o custo marginal de operação das semanas operativas de 2015, revelando a discrepância entre o teto atual do PLD e o CMO vigente, que já superou 450%.

Tabela 1 – Custo Marginal de Operação Médio (R\$/MWh)

Semana Operativa	SE/CO	S	NE	N
27/12 - 02/01/2015	529,36	529,36	529,36	529,36
03/01 - 09/01/2015	494,40	494,40	494,40	494,40
10/01 - 16/01/2015	917,57	917,57	917,57	917,57
17/01 - 23/01/2015	1.402,96	1.402,96	823,65	823,65
24/01 - 30/01/2015	1.445,61	1.445,61	1.420,66	1.420,66
31/01 - 06/02/2015	1.916,92	1.916,92	848,08	843,80
07/02 - 13/02/2015	2.158,57	2.158,57	1.527,88	1.527,88
14/02 - 20/02/2015	1.314,92	1.314,92	889,45	889,45
21/02 - 27/02/2015	1.606,42	1.606,42	1.057,33	1.057,33
28/02 - 06/03/2015	1.331,34	1.331,34	700,85	462,98
07/03 - 13/03/2015	1.256,26	1.256,26	639,56	345,50

Fonte: ONS (2015)

Considerando o adicional da bandeira vermelha de 16,5%, o reajuste extraordinário médio de 23,4% e a possibilidade de reajustes ordinários superiores a 20%, o salto no preço da energia para o segmento residencial em 2015 poderá alcançar 60%. Como a redução média de 20% promovida pela MP 579 já foi anulada com as revisões tarifárias realizadas até 2014, os reajustes em 2015 poderão representar um incrível salto de 80% em relação ao patamar anunciado pelo Governo em setembro de 2012.

Em paralelo à guinada dos preços da eletricidade, a possibilidade do país enfrentar novamente um racionamento de energia torna-se a cada dia mais inevitável. Os reservatórios do sudeste/centro-oeste, que representam 70% da reserva hídrica do país, encerraram fevereiro com apenas 20% de armazenamento. Em 2001, ano do racionamento, o nível neste período era superior a 30%, o que sinaliza a gravidade da situação.

Diante de tão assombroso quadro, o Governo alega caráter temporário aos aumentos tarifários, justificando-os pela ocorrência de uma “crise hídrica sem precedentes”, enquanto que, devoto de São Pedro, reza para que as águas de março sejam abundantes e caiam sobre os reservatórios. Embora janeiro de 2015 seja o pior registro hidrológico da região sudeste, o triênio 2012-2014 foi apenas o 16º pior já registrado no Sistema Interligado Nacional (SIN). Ou seja, a hidrologia não é favorável, mas por si só não explica a crise, já que o sistema deveria estar preparado para situações piores.

A reestruturação do setor elétrico promovida no primeiro Governo Lula tinha por objetivos garantir a segurança de suprimento e a modicidade tarifária, recuperando, para tanto, o planejamento setorial e a coordenação centralizada da expansão do sistema. O novo modelo foi exitoso em promover leilões de compra de energia nova, permitindo a expansão da oferta *pari passu* ao acelerado crescimento da demanda de 4% em média ao ano. A lógica exitosa da expansão baseou-se no financiamento hoje da capacidade instalada de amanhã.

Porém, nos últimos anos, o setor passou a pagar amanhã a operação da capacidade instalada de hoje. Esta inconcebível inversão de fluxos flagra a situação insustentável de desequilíbrio de curto e longo prazo do setor. Enfrentam-se riscos crescentes de impossibilidade de suprimento, enquanto que a modicidade tarifária vai literalmente por água abaixo. Embora várias razões concorram para a justificativa de tamanha desestruturação, subsiste uma causa maior no cerne de todo o desequilíbrio: o sistema encontra-se em meio a uma mudança de paradigma operativo que ainda não foi apreendida pelo planejamento da expansão. [4]

Mudança do Paradigma Operativo do Sistema Elétrico Brasileiro

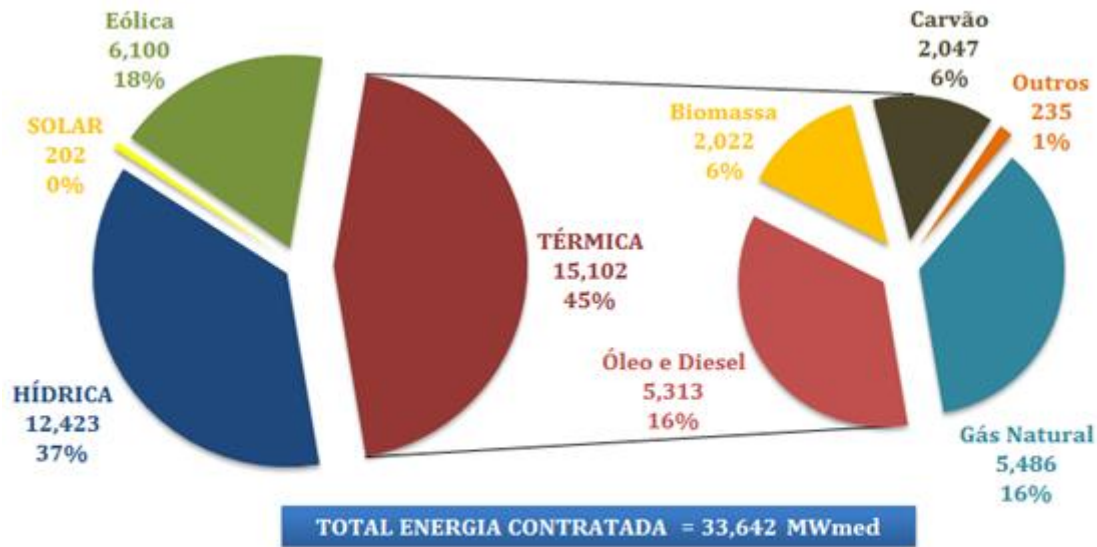
O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, como discute Bicalho (2014), baseou-se no aproveitamento de seu privilegiado potencial hídrico, com a construção de grandes reservatórios de armazenagem capazes de regularizar a variabilidade das afluições tropicais. Neste contexto, a complementação térmica foi concebida para ser totalmente flexível, de modo a operar esporádica e pontualmente em situações hidrológicas adversas, traduzindo-se em uma disponibilidade térmica latente preferencialmente evitada.

O planejamento da expansão foi articulado de acordo com este histórico paradigma operativo, aproveitando os potenciais hídricos remanescentes e contratando uma disponibilidade térmica como backup da reserva hídrica. Embora, em geral, as fontes concorram entre si em leilões genéricos de energia nova pela demanda futura das distribuidoras, o planejamento prioriza a participação das fontes renováveis (hídrica, eólica, solar e biomassa). Por um lado, ainda se dispõe de mecanismos determinativos capazes de promover fontes específicas (leilões de fontes alternativas, de reserva e estruturantes), orientando a rota de expansão do sistema. Por outro, a metodologia de cálculo do Índice Custo Benefício (ICB), utilizado para comparar as alternativas complementares à expansão hídrica, como amplamente discutido por Losekann, Almeida e Romeiro (2014), eleva a competitividade de térmicas flexíveis e de fontes que apresentam oferta esperada maior no período seco (eólica e bagaço de cana).

Decorridos dez anos desde a reestruturação do setor, foram contratados 33,6 GW médios de energia em 29 leilões para expansão já realizados: 18 leilões de energia nova (23,3 GWmed); 3 leilões estruturantes – Santo Antônio, Jirau e Belo Monte (6,1 GWmed); 6 leilões de energia de reserva (3,2 GWmed); e 2 leilões de fontes alternativas (0,9 GWmed).

Como revela a Figura 1, as fontes renováveis lideraram a expansão da matriz: hídrica (12,4 GWmed), eólica (6,1 GWmed), biomassa (2 GWmed) e a iniciante solar (0,2 GWmed) responderam por 62% de toda a energia contratada nos leilões. Conjuntamente, a energia das fontes térmicas (15,1 GWmed) foi superior à hídrica (12,4 GWmed).

Figura 1 – Energia contratada (MWmed) em todos os leilões realizados para expansão da matriz



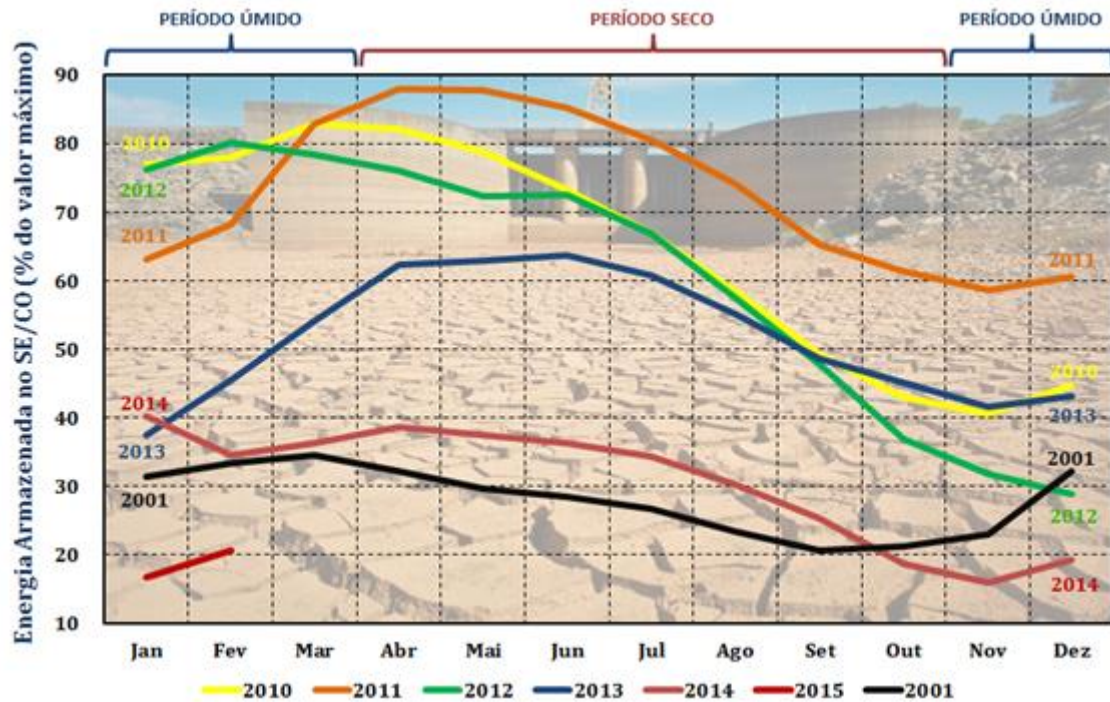
Fonte: CCEE (2015)

O ICB privilegiou a contratação de térmicas flexíveis, voltadas para backup, em consonância com o paradigma operativo histórico do sistema. Com a perspectiva de despacho esporádico, foram contratadas térmicas com baixo custo fixo, mas admitiu-se elevados custos variáveis. As térmicas a óleo e diesel apresentam os custos de operação mais elevados, alcançando R\$ 1.160/MWh, seguidas das térmicas a gás natural e a carvão (ONS, 2015).[5]

A maior contratação de energia térmica expõe as dificuldades enfrentadas pela expansão hídrica, que teria sido 50% inferior à realizada sem os três projetos estruturantes. A maior parte do aproveitamento hídrico remanescente concentra-se na Amazônia, cuja viabilização enfrenta inúmeras resistências socioambientais. Esta região é caracterizada por potenciais de baixa queda e altas vazões no período chuvoso, o que dificulta a construção de grandes reservatórios. De fato, desde fins da década de 1990, não se introduz hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual. O potencial hídrico remanescente será aproveitado por usinas a fio d'água, agregando ainda mais energia intermitente à matriz.

Face às dificuldades da expansão hídrica, à elevação da intermitência na matriz (hidrelétricas a fio d'água, eólica e solar) e ao aumento contínuo da demanda, o sistema assiste a uma perda gradativa na capacidade de regularização dos reservatórios. Enquanto que em 2002 o sistema contava com mais de 6 meses de estoque de energia, em 2013 já havia reduzido para 5,4 e deve chegar a 2017 com reserva equivalente a 4,7 meses (ONS, 2013).

Figura 2 – Deplecionamento Anual Acentuado dos Reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste

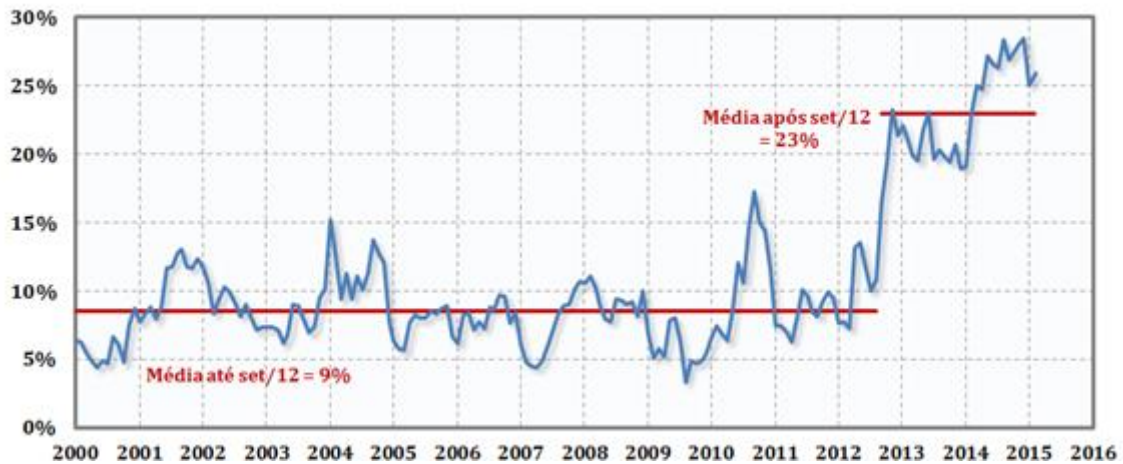


Fonte: ONS

O resultado é o deplecionamento cada vez mais acentuado dos reservatórios, como se observa na Figura 2. Além de condicionar a garantia de suprimento à ocorrência de hidrologias favoráveis, o deplecionamento compromete a modicidade tarifária, já que o CMO responde bruscamente à escassez de água. O ano de 2012 é emblemático, quando os reservatórios do SE/CO caíram de 80% do volume armazenável em fevereiro para menos de 30% em dezembro.

Para fazer frente à perda de regularização dos reservatórios, o operador despacha continuamente, desde fins de 2012, todo o parque térmico flexível concebido para atuar esporadicamente, o que implica em custos insustentáveis para todo o setor. A Figura 3 revela o aumento da participação da geração térmica no atendimento da carga do SIN, que saltou em 2012 de menos de 10% para 25%, atingindo cerca de 30% da carga atualmente.

Figura 3 – Participação da Geração Térmica no Total da Carga (%) – Jan/2000 – Fev/2015



Fonte: ONS

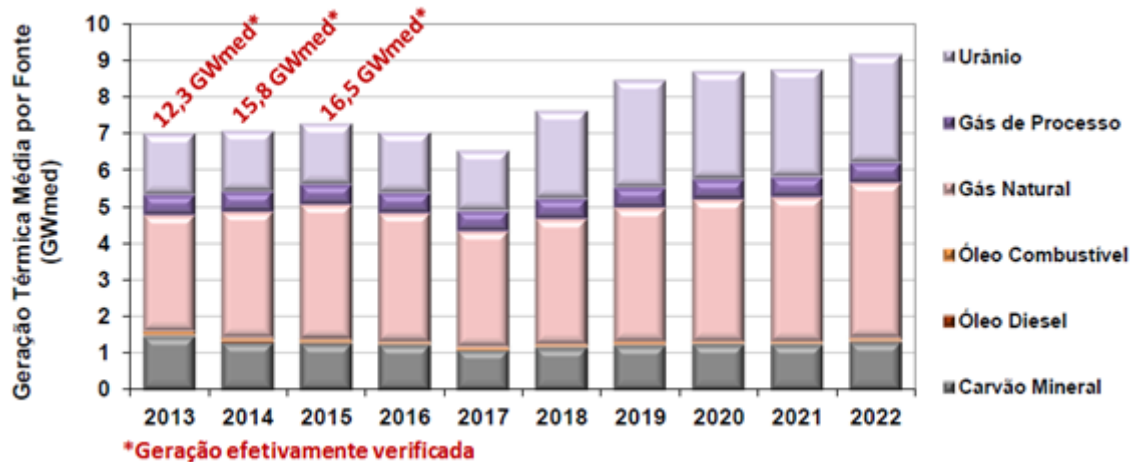
Embora as fontes térmicas tenham liderado a expansão do parque gerador nos últimos anos, até fins de 2012 a geração hidráulica permaneceu respondendo por mais de 90% da carga, isto é, a nova energia térmica não aliviou a geração hidráulica. Este paradoxo é resultado do viés pró-flexibilidade do planejamento da expansão do sistema, que concebeu um parque térmico para operar esporadicamente como backup da reserva hídrica, mas contabilizou a sua “energia assegurada” na expansão aparente da oferta. Confrontando “garantias físicas” atribuídas às potências instaladas com a carga do sistema, o planejamento vislumbra um equilíbrio estrutural entre oferta e demanda. Porém, D’Araujo (2012) observa que *“com esse tipo de complementação térmica, além de não aumentarmos a relação reserva/carga, ainda estamos sujeitos a mais oscilações da energia reservada”*. E alerta, com lucidez, que *“ao contrário do que se poderia esperar, pesa sobre o bloco hidráulico uma ainda maior responsabilidade sobre a garantia da que existia na década de 80”*.

A perda de regularização dos reservatórios em curso aponta para uma mudança no paradigma operativo do sistema elétrico brasileiro. Se antes a operação e a expansão eram guiadas pela minimização de vertimentos de aflúências e gastos com combustíveis fósseis, o que exigia fontes complementares à hidroeletricidade, agora parte significativa da geração hídrica deve ser evitada por fontes substitutas de modo a mitigar o deplecionamento acentuado dos reservatórios.[6] Como o próprio ONS (2014, p. 14) reconhece: *“a necessidade de mudança de paradigma no planejamento e na programação da operação do SIN permanece como ponto de destaque com relação à expansão da oferta programada até 2018. Esta expansão está calcada em usinas hidroelétricas com baixa ou nenhuma regularização plurianual e usinas termoelétricas com Custos Variáveis Unitários – CVUs elevados, o que leva a um aumento nos custos finais de operação”*.

O planejamento, entretanto, permanece interpretando as mudanças estruturais do sistema como restrições meramente conjunturais. No PDE 2022, em 2013, a EPE previu que a geração térmica total seria da ordem de 7 GWmed no decorrer

dos anos subsequentes. No entanto, já era notório o salto da geração térmica. Como a Figura 4 contrasta, o despacho efetivamente registrado no período foi da ordem de 15 GWmed – mais do que o dobro do previsto!

Figura 4 – Geração térmica anual prevista (média dos 2000 cenários simulados)



Fonte: EPE (2013) e ONS

Outro indício de que o planejamento está descolado da realidade é o resultado do último leilão de energia nova. Realizado em novembro de 2014, para entrega a partir de 2019, foram contratados 2,7 GWmed de energia. As fontes térmicas responderam por 85% deste montante, com destaque para a contratação de 1,7 GWmed de três plantas movidas a gás natural. Dois projetos são de térmicas movidas a GNL, que serão instaladas ao lado dos terminais de regaseificação, com 1,2 GW de potência instalada cada, totalmente flexíveis, com receita fixa de R\$ 117/MWh e com CVU de R\$ 250/MWh. O resultado alerta que o ICB permanece privilegiando plantas flexíveis, com operação variável mais custosa.

A operação, por seu turno, otimiza o despacho hidrotérmico do sistema para um horizonte de 60 meses, contando com a entrada em operação das novas plantas contratadas. Com atrasos sistemáticos das obras em andamento, a operação acaba por gerar mais energia com água presente do que deveria, deplecionando ainda mais os reservatórios.

Conclusões

Após correr atrás da demanda sem se preocupar com o perfil da matriz em expansão e operar o sistema sem contar com prováveis atrasos na ampliação da capacidade instalada, paga-se hoje um preço alto por escolhas equivocadas. Como de costume, a conta recai sob o bolso do desavisado consumidor cativo, que já pagou parte como contribuinte e ainda teve empréstimos tomados em seu nome à revelia.

Diante dos riscos à garantia de suprimento, o Governo ainda aguarda o fim do período chuvoso para anunciar possíveis medidas de contenção de consumo,

embora a contração econômica e os exorbitantes aumentos tarifários em curso já induzam a redução necessária da carga. Dados preliminares do ONS indicam decréscimo de 2,8% da carga do SIN em fevereiro, em comparação com o mesmo período de 2014, impulsionado principalmente pela queda de 4,4% na região sudeste/centro-oeste.

Grande parte da conta que enfim chega aos consumidores cativos poderia ter sido evitada se o perfil da expansão realizada nos últimos anos tivesse acompanhado a evolução estrutural do sistema. O realismo tarifário penaliza indevidamente o indefeso consumidor cativo, mas traz a transparência necessária para a reestruturação do setor. É imprescindível ajustar a rota de expansão em plena turbulência, estendendo o realismo ao planejamento e à operação do sistema, para que se vislumbrem bandeiras brancas no setor elétrico brasileiro.

Referências:

ALMEIDA, E.; LOSEKANN, L. (2014). Setor de energia no Brasil: o balanço de 2014. Boletim Infopetro, Novembro/Dezembro, Ano 14, n. 5.

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

CCEE (2015). Resultado Consolidado dos Leilões – Janeiro/2015.

D'ARAUJO, R. P. (2012). Setor elétrico brasileiro: mais reservatórios ou critérios mais coerentes? Boletim Infopetro, Maio/Junho, Ano 14, n. 2.

D'ARAUJO, R. P. (2014). Bandeiras tarifárias: você assume parte do risco. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 14, n. 3.

EPE (2013). Plano Decenal de Expansão de Energia 2022.

LOSEKANN, L. (2013). Desafio do setor elétrico brasileiro: novo papel dos reservatórios. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 13, n. 3.

LOSEKANN, L. (2014a). 10 anos do “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”: Sem motivos para comemorar. Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 14, n. 1.

LOSEKANN, L. (2014b). Impactos da crise elétrica e as próximas páginas do setor elétrico brasileiro. Boletim Infopetro, Maio/Junho, Ano 14, n. 2.

LOSEKANN, L.; ALMEIDA, E.; ROMEIRO, D. L. (2014). Escolha tecnológica na expansão do parque gerador brasileiro: as implicações da utilização do Índice Custo Benefício (ICB). Boletim Infopetro, Setembro/Outubro, Ano 14, n. 4.

ONS (2013). Plano da Operação Energética 2013/2017 – PEN 2013 – Vol. I – Relatório Executivo.

ONS (2014). Plano da Operação Energética 2014/2018 – PEN 2014. Sumário Executivo.

ONS (2015). Programa Mensal de Operação – Sumário Executivo – Semana Operativa de 17/01 a 23/01/2015.

ROMEIRO, D. L. (2014). Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: o Índice Custo Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia da UFRJ.

[1] Para maiores detalhes da desestruturação financeira do setor, conferir LOSEKANN (2014b).

[2] Rodrigo Polito e Rafael Bitencourt, “Ministro prevê queda de até 5% no consumo de energia no país em 2015”, Valor Econômico, 04/03/2015.

[3] Esta estimativa inclui os prejuízos das geradoras hidrelétricas com o regime hidrológico desfavorável, que são obrigadas a liquidarem no curto prazo as diferenças entre o montante efetivamente gerado e a energia assegurada por suas garantias físicas (ALMEIDA e LOSEKANN, 2014).

[4] Para uma reflexão mais profunda sobre os 10 anos do Novo Modelo, conferir Losekann (2014a).

[5] Para maiores detalhes, conferir Romeiro (2014) e Losekann, Almeida e Romeiro (2014).

[6] Losekann (2013) discute o novo papel dos reservatórios brasileiro.

A resistência à micro e minigeração distribuída no Brasil

Por Clarice Ferraz

As importantes chuvas do mês de março e, sobretudo, a redução do consumo provocada pela crise econômica que o País atravessa, afastaram o risco iminente de racionamento que ameaçava o País. Apesar do alívio momentâneo, a segurança de abastecimento elétrico do País continua frágil devido à fraca oferta de eletricidade e dos baixos níveis de estocagem de água dos reservatórios das barragens hidrelétricas.

Para mitigar o problema, o governo federal e a Aneel tem estimulado a geração distribuída (GD) de eletricidade para que o despacho centralizado da eletricidade das hidrelétricas seja preservado.

Em 10 de fevereiro, o Diretor-geral da Agência, Romeu Rufino, afirmou que o governo federal estava estudando uma série de medidas nesse sentido, como a criação de uma linha de crédito para a aquisição de sistemas fotovoltaicos (FV) para microgeradores de modo a incentivar a geração residencial *in situ* de eletricidade. Outras medidas seriam a elevação do teto de aquisição de 10% de eletricidade oriunda de GD pelas distribuidoras, assim como a alteração do modo de remuneração dessa eletricidade, atualmente baseada no preço médio da geração centralizada; e, ainda a criação de um mecanismo de incentivo destinado aos consumidores comerciais e indústrias, que possuam geradores próprios de eletricidade, para que estes acionem seus equipamentos durante os horários de pico de consumo (atualmente defasados do horário de ponta considerado para a tarifação da eletricidade consumida). Por último, o Diretor mencionou o pedido feito junto ao Ministério de Minas e Energia (MME), para a extensão do horário de verão.

Como sabemos, não houve prolongação do horário de verão; não foi expandido o teto para aquisição de eletricidade oriunda de GD pelas distribuidoras e tampouco foi criada a linha de crédito para a aquisição de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte para uso residencial. A única medida aprovada foi o incentivo à geração própria por parte de unidades consumidoras de grande porte (Grupo A) que possuam unidades geradoras registradas ou outorgadas. A medida foi implantada através da edição da Portaria nº44 do MME, publicada no Diário Oficial da União no último dia 11 de março. Para estimular adesão dos grandes consumidores que possuem geradores de eletricidade, a Portaria estabelece que os custos referentes às adaptações necessárias para que os consumidores contemplados possam injetar essa geração incentivada na rede de distribuição sejam assumidos pela distribuidora que também deverá ser responsável pela medição e pagamento da eletricidade adquirida. Além disso, fica estabelecido que “a despesa incorrida com o pagamento da geração será reembolsada por meio do Encargo de Serviço do Sistema”, elevando os custos do setor elétrico brasileiro (SEB).

Após a publicação da Portaria, a Aneel publicou minuta de Resolução Normativa que irá regular a matéria e definiu o preço de remuneração diferenciado para cada fonte de geração em questão. Dessa forma, a energia gerada à diesel foi valorada em R\$ 1.420,34/MWh; a de gás natural à R\$ 792,49/MWh e para as demais fontes energéticas o preço estabelecido foi R\$ 388,48, atual preço teto do Preço e Liquidação de Diferenças (PLD). Fica, portanto, estabelecida uma nova categoria de remuneração, distinta da atualmente adotada para os dois ambientes de comercialização de eletricidade, acima do PLD, para duas fontes de geração poluentes e caras.

A biomassa, que poderia contribuir de maneira mais sustentável para o objetivo do governo – e trazer alívio para os agentes do setor sucroenergético que se encontra em crise – é remunerada pelo PLD, tornando-se muito menos atrativa do que as duas outras fontes mencionadas.

A capacidade instalada estimada desses agentes com geradores a diesel e gás natural é de 3.500 MW. A consultoria PSR estima que se 2.000 MW médios forem contratados, a conta será de R\$ 12 bilhões em seis meses. Assim, se for intensamente explorada em resposta ao novo estímulo dado pelo governo, representará nova fonte de grave desequilíbrio financeiro para o setor (à origem da recente redução em do PLD em quase 53%). Podemos, portanto, já esperar por novos acréscimos nas contas luz além dos aumentos extremamente elevados na última revisão tarifária.

Com relação ao incentivo para o desenvolvimento da fonte de geração fotovoltaica (FV) no Brasil, o governo realizou leilão dedicado exclusivamente à fonte e, como parte de um projeto piloto, está promovendo a instalação de painéis FV flutuantes nas superfícies de reservatórios, a começar pelo de Balbina, na Amazônia. Ambas medidas revelam o reconhecimento por parte do governo da contribuição que a fonte solar pode dar ao sistema em busca de novas fontes de geração e maior eficiência energética. Entretanto, como discutido em Ferraz (Ferraz, 2014), mesmo sendo positivas, as medidas desprezam as melhores qualidades da fonte. Essas se expressam na geração de eletricidade em seu local de consumo onde se evitam os custos de transporte e distribuição e se promove maior consciência da utilização de eletricidade.

Além de não ser estimulada, a micro e minigeração FV passou a encontrar novas barreiras à sua difusão. Em fevereiro de 2015, entrou em vigor a obrigatoriedade de certificação de inversores dos sistemas FV por parte de laboratórios brasileiros creditados pelo Inmetro[1]. À época, apenas o Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (LSF-IEE/USP) estava apto a aferir os equipamentos. No final de março passado, o Inmetro afirmou que mais dois laboratórios (Universidade Federal do Ceará e Unesp de Ilha Solteira (SP)) estariam aptos para certificar os aparelhos mas, ainda assim, tal sistema representa importante gargalo para fonte. Na ausência dessa certificação, empresas de distribuição tem rejeitado a emissão de parecer de acesso a sistemas fotovoltaicos de micro e minigeração.

Além do novo entrave à micro e mini GD, tal decisão revela contradições no planejamento do SEB, pois vai de encontro ao anúncio do governo que afirma apoiar o desenvolvimento do estabelecimento da indústria fotovoltaica no País.

Se este é verdadeiramente um objetivo do governo, é importante que ele crie ambiente de negócios favoráveis ao seu desenvolvimento e difusão, contrariamente ao que vem ocorrendo atualmente.

As determinações da Portaria nº 44 somadas à falta de incentivos e aos entraves à micro e minigeração GD, chocam em diversos aspectos e colocam as decisões brasileiras referentes ao setor elétrico novamente na contramão das reorganizações e surgimento de novos modelos de negócios nos setores elétricos que diversos países vêm realizando para incorporar as mudanças tecnológicas que vêm transformando as indústrias de eletricidade, discutidas em postagens anteriores.

No Brasil, os sinais econômicos e regulatórios transmitidos aos agentes do setor, atualmente, são:

- O SEB continuará baseado em fontes de geração de grande porte – a GD encorajada é a de grande porte.
- Fontes de geração mais poluentes não são penalizadas, ao contrário, são favorecidas.
- As empresas de distribuição deverão arcar com a gestão dos novos geradores no quadro da Portaria nº44 e também com os custos. É de se esperar que elas continuem sendo socorridas e preservadas financeiramente pelo governo em contrapartida.
- A modicidade tarifária não é mais prioridade.
- O marco institucional e suas “regras do jogo” continuarão sendo alterados sem que haja ampla discussão com a sociedade e nem mesmo com os agentes do setor.

Tais sinais econômicos são perversos, geram distorções importantes e ineficiência econômica e energética, além de retardar o ritmo de adoção das transformações necessárias ao setor.

O SEB tem características únicas, como enorme capacidade de estocagem e vasta de rede de transporte integrada, que lhe permitiriam avançar com segurança na introdução em larga escala de novas fontes renováveis de energia. Todavia, lhe falta liderança que introduza as mudanças em sua organização industrial e institucional necessárias à inclusão bem sucedida das novas tecnologias no setor. Ao se manter na contramão das escolhas que vem sendo realizadas por diversos países no intuito de incorporar de maneira positiva as transformações tecnológicas que vêm ocorrendo e que alteram as estruturas da indústria de eletricidade, iremos apenas adiar o inevitável e a conta sairá mais cara.

Ferraz, C. (2014). A evolução conservadora da energia solar no Brasil. Boletim Infopetro, Julho/Agosto, Ano 14, n. 3.

[1] Inmetro, Portaria 357/2014 de 1º de agosto de 2014.

Integração energética na América do Sul: Uma questão geopolítica e de negócios bilaterais?

Por Renato Queiroz

O tema da integração energética na América do Sul é sempre colocado em destaque em fóruns e congressos sobre economia e energia no continente. No 5º Congresso da Associação Latino Americana de Energia, ALADEE, realizado na cidade de Medellín, Colômbia, no mês de março passado, ocorreram debates sobre o assunto nas sessões plenárias e na concorrencial. O Grupo de Economia da Energia-GEE esteve presente em ambas as sessões.

Nesses debates sempre são levantadas algumas questões tais como: por que a integração energética no continente não deslança apesar das grandes riquezas minerais e energéticas? Há perspectivas diferentes entre os países sobre a geopolítica da região que inviabilizam o processo de integração? Os vários acordos de cooperação entre os países não favorecem o processo de integração? Com tantos organismos regionais por que há dificuldades para tal? A integração será um resultado de projetos bilaterais?

Como responder a essas questões?

Um ponto que deve ser ressaltado é a falta de um entendimento comum entre alguns estudiosos sobre o papel da energia na economia dos países. Afinal a economia da energia influencia, praticamente, todas as decisões de política econômica. Nesse sentido análises que focam apenas as possibilidades técnicas trazem resultados insuficientes para a visão de um processo de integração regional. É necessário considerar outros componentes: políticos, sociais, culturais, geopolíticos, comerciais e institucionais.

A América do Sul é uma região que tem um histórico de concentração de renda, índices sociais que retratam a pobreza, o analfabetismo, o subemprego, a alta mortalidade infantil, etc. Os países não têm domínio tecnológico, capacitação técnica, o que faz a região ser caracterizada como dependente de tecnologias e exportadora de produtos primários. Talvez haja situações específicas como a do Brasil e a da Argentina, que têm grandes parques industriais. Ainda há um histórico entre os países de diversidade de ideologias, isso sem falar nas diferenças geográficas.

Em consequência, avançar no processo de integração traz sempre dois pontos, que, embora não sejam explicitados, estão certamente nas mentes dos dirigentes quando sentam nas reuniões regionais: o medo da perda de soberania e o sentimento de desconfiança devido a antigos ressentimentos. Não nos esqueçamos de que há uma longa história de disputas entre Espanha e Portugal nos tempos coloniais e as sequelas permanecem no inconsciente coletivo dos países até hoje. Ainda falta também o pensamento hegemônico das questões geopolíticas mundiais, o que dificulta os entendimentos. Assim, a defesa dos

estudiosos de uma urgência da região em estabelecer marcos regulatórios ou instituições de caráter regional comuns fica sem eco, devido aos fatores apontados. Afinal, há diferentes perspectivas sobre as principais questões que possam atender às necessidades de cada país; se não houver um alinhamento de entendimentos, a integração não vai se concretizar tão cedo.

Um novo lapso de entendimento é colocar a cooperação e a integração como ações de mesmo resultado. Isso é um engano. Observam-se vários acordos de cooperação, memorandos de intenções e/ou de entendimentos, assinados nos diversos encontros entre presidentes dos países da região, mas o processo, muitas vezes, não vai além do ato formal das assinaturas. Esses instrumentos podem fazer parte do ritual diplomático, no entanto não significam integração. Caso não haja uma vontade política de continuidade do que foi assinado, o processo é estancado.

Então a saída que se observa é realizar projetos bilaterais que atendam aos interesses do planejamento energético entre dois países, como usinas binacionais, gasodutos, linhas de transmissão etc. Esses projetos servem a interesses legítimos entre países, mas não atendem aos interesses regionais. Muitos os classificam como negócios comerciais entre países.

Nos encontros sobre o tema, outro questionamento corrente é por que a integração energética não se impõe, mesmo com a profusão de organismos regionais dentro da América do Sul, América Central e países do Caribe? Realmente são várias instituições e muitas delas, mesmo não tendo como objetivo principal, quando da sua criação, a integração energética, observa-se constantemente em suas reuniões que o tema é colocado [1]. E a explicação está nas abordagens já assinaladas.

Por exemplo, na semana que passou, foi aberta a VII Cúpula das Américas na Cidade do Panamá. Trata-se de um encontro entre os chefes de Estado do continente americano com o objetivo de buscar um nível maior de cooperação entre os países da zona econômica americana. A primeira reunião ocorreu em 1994, em Miami, quando foi apresentada uma proposta pelos Estados Unidos de uma Área de Livre Comércio entre todos os países americanos, com exceção de Cuba. Estamos no sétimo encontro e ainda (quando da elaboração do presente artigo) não há divulgação dos resultados.

Mas a agenda da reunião incluía grandes temas como democracia, direitos humanos, competitividade global, desenvolvimento social. A pauta incluía também energia e mudanças climáticas. Vale destacar que, em paralelo à plenária principal, haveria fóruns paralelos como a Cúpula dos CEOs, ou seja, dos presidentes de empresas. Segundo a mídia, já havia a confirmação de mais de 700 executivos, empresários, inclusive com a presença dos presidentes do Brasil e dos Estados Unidos. A agenda desse fórum de CEO's inclui, entre outros, o tema energia. Certamente pelo perfil da plateia e o objetivo do encontro o interesse principal é o aumento do comércio e dos negócios e não a busca pela integração entre os países. Mas é importante, para quem acompanha esse assunto, avaliar o que foi discutido, acertado, sobretudo quando muitos especialistas entendem que somente no campo dos negócios pode-se concretizar a integração energética na região.

A Cúpula não se restringe à América do Sul. Há países da América Central e do Caribe que buscam apoio dos americanos para obterem ações que os levem a uma independência energética. Antes de chegar ao Panamá, o presidente Obama foi à Jamaica para se reunir com os 15 membros da Comunidade Caribenha (Caricom) com o objetivo de propor uma alternativa ao petróleo venezuelano. Cumpre lembrar que há na região do Caribe um programa (Petrocaribe) que é uma aliança de fornecimento de petróleo entre alguns países do Caribe com a Venezuela. Com o preço do petróleo baixo e a Venezuela em crise econômica, a estratégia americana pode enfraquecer essa aliança.

Esse é um exemplo que nos mostra que avaliar as perspectivas de integração energética de uma região exige entender as estratégias geopolíticas regionais e globais, sobretudo das nações com maior poder político e econômico. É preciso não esquecer também a estratégia chinesa, aportando vultosos investimentos na exploração de recursos energéticos e na compra de empresas de energia, principalmente de eletricidade, em países da América do Sul.

Assim, integrar a região é uma longa caminhada, ainda com muitas barreiras e dificuldades de consenso. E se a atual crise econômica na região se aprofundar, o caminho torna-se ainda mais difícil porque cada país vai buscar a sua solução.

Referências:

A.PEREIRA, R.QUEIROZ AND T. SANTOS- “BEYOND THE DECONSTRUCTION OF MYTHS AND MISUNDERSTANDS ABOUT ENERGY INTEGRATION IN SOUTH AMERICA“- 5º CONGRESO DE LA ASOCIACIÓN LATIIONAMERICANA DE ECONOMÍA DE LA ENERGÍA – ALADEE, MEDELLIN, COLÔMBIA, 2015.

R. QUEIROZ, F. B. TAVARES AND T. VILELA. “O PAPEL DO BRASIL COMO ATOR REGIONAL ENERGÉTICO: OBSTÁCULOS E DESAFIOS INSTITUCIONAIS”, 4º CONGRESO DE LA ASOCIACIÓN LATIIONAMERICANA DE ECONOMÍA DE LA ENERGÍA – ALADEE, MONTEVIDEO/URUGUAI, 2013.

R. QUEIROZ AND T. VILELA. “INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA NA AMÉRICA DO SUL: MOTIVAÇÕES, PERCALÇOS E REALIZAÇÕES”. BOLETIM INFOPETRO, Maio/Junho, Ano 10, n. 2.,2010.

[1] Exemplos de organismos: Mercado Comum do Sul – Mercosul , criado em 1991 com a assinatura do Tratado de Assunção no Paraguai. A Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL) criada em 1948, pelo Conselho Econômico e Social das Nações Unidas (ECOSOC), com sede em Santiago, Chile. A União de Nações Sul-Americanas- Unasul bloco integrado doze nações sul-americanas criada em 2008, no Brasil. A Comunidade de Estados Latino-Americanos e Caribenhos- CELAC criada na em 2010 em seção da Cúpula da Unidade da América Latina e Caribe. A Organização Latino-americana de Desenvolvimento de Energia-OLADE criada em 1973 para incentivar o melhor uso dos recursos energéticos dos países da América Latina. A Comunidade Andina –CAN ,bloco econômico sul-americano que surgiu em

1969 com sede em Lima, no Peru. A Aliança do Pacífico, bloco comercial latino-americano criado formalmente em junho de 2012 .

Impactos potenciais da Operação Lava-Jato sobre a curva de produção da Petrobras

Por Yanna Clara e Edmar de Almeida

A Operação Lava-Jato teve consequências importantes para a evolução da produção de petróleo da Petrobras. O último Plano de Negócios da empresa apontava para um rápido crescimento da produção de petróleo que atingiria 4,2 milhões de barris em 2020. Ou seja, a Petrobras pretendia dobrar sua capacidade de produção de petróleo num horizonte de cinco anos. Entretanto, os impactos da Operação Lava-Jato foram muito importantes e comprometeram este cenário. A empresa sofreu grande perda de credibilidade nos mercados financeiros e, por consequência, o crédito – tão necessário para os vultosos investimentos projetados – ficou muito mais difícil.

O Plano da Petrobras para os próximos anos já era bastante ousado para a exploração e desenvolvimento do Pré-sal. Mesmo em um cenário em que não houvesse a investigação da Operação Lava-Jato, a empresa já estaria com grandes dificuldades em alcançar suas metas: o sobreinvestimento e a alta alavancagem já vinham sendo apontados como grandes questões da estatal. Com o elevado grau de endividamento e a queda brusca do preço do petróleo no final de 2014, a empresa teria inevitavelmente que repensar projetos e prioridades, a fim de viabilizar não só o pré-sal como os demais projetos estratégicos.

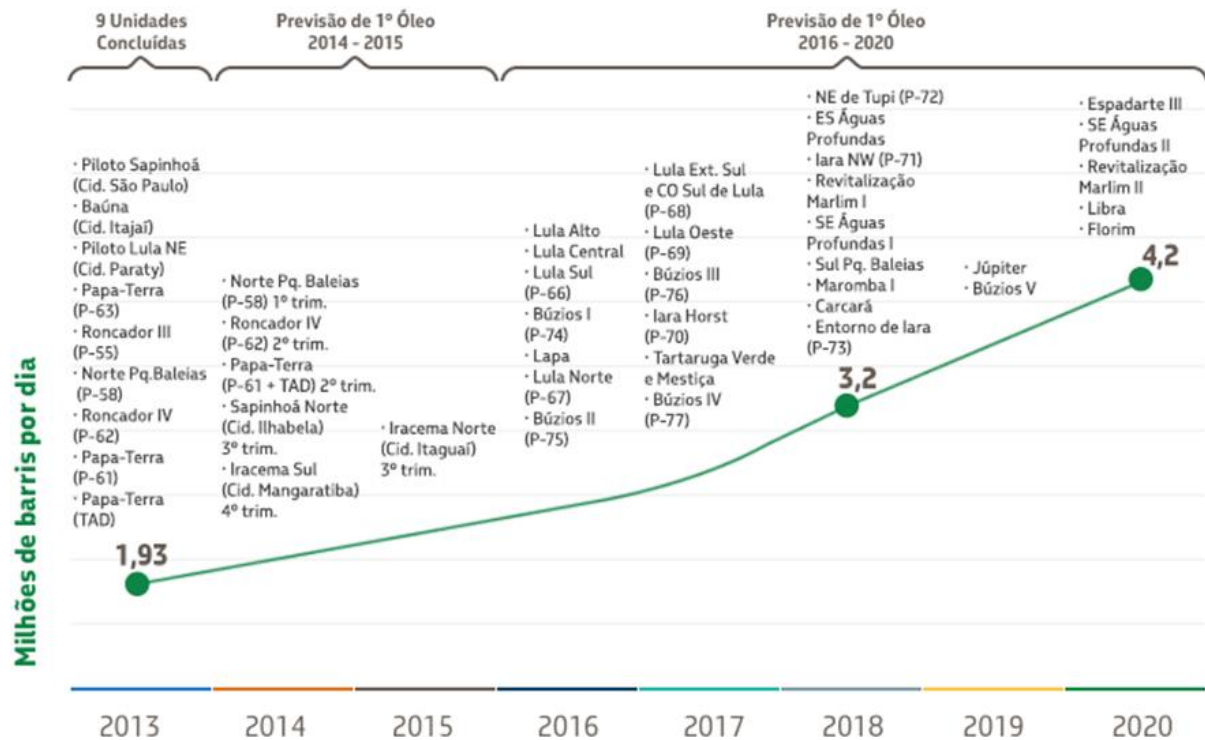
O plano e os atrasos

O Plano de Negócios da Petrobras prevê 28 novas plataformas para entrarem em operação entre 2015-2020, de um total de 38 previstas para o horizonte 2013-2020. Dessas, 8 são as FPSOs Replicantes (chamadas assim por utilizarem o mesmo projeto várias vezes) e 4 as da Cessão Onerosa, unidades próprias da Petrobras a serem construídas no Brasil e utilizadas no pré-sal da Bacia de Santos. Além disso, a Petrobras tem em seu portfólio o contrato de 28 sondas da Sete Brasil, empresa criada pela estatal e diversos sócios para a construção de sondas de perfuração no país. Na Figura abaixo temos detalhadas as plataformas que entrariam em operação nos próximos anos e a curva de produção esperada para a empresa; que mais que dobra de tamanho até 2020.

Novas unidades de exploração e produção

PNG 2014 - 2018: Curva de Óleo e LGN da Petrobras no Brasil

— Produção de Óleo e LGN (milhões bpd)



Fonte: Plano de Negócios e Gestão 2014-2018.

É importante ter em mente que as fontes de atrasos na construção dessas FPSOs são diversas, uma vez que são muitas etapas envolvidas no processo. Em geral, existe uma empresa responsável pela construção ou conversão do casco da plataforma; outras companhias são responsáveis pela construção dos módulos; e uma terceira responsável pela integração do casco e dos módulos, concluindo a construção da FPSO. Qualquer atraso numa das etapas leva a um atraso na entrega final da plataforma, retardando, portanto, o início da produção do campo de destino.

Para a construção ou conversão dos cascos das 12 FPSOS em questão, foram contratadas apenas dois estaleiros, o Ecovix e o Enseada. O primeiro ficou responsável pelos cascos das 8 FPSOs Replicantes e o segundo pelos 4 cascos da Cessão Onerosa. Assumiu-se um risco elevado com essa estratégia, pois a concentração da construção em poucos estaleiros não tem se mostrado eficiente: qualquer atraso gera um efeito cascata sobre a entrega dos demais, uma vez que o estaleiro, em geral, não constrói duas unidades simultaneamente. Além disso, a situação dos dois estaleiros mencionados é delicada. Ambos foram denunciados na Operação Lava-Jato e vêm enfrentando dificuldades financeiras advindas principalmente devido à restrição de crédito, o que traz mais incerteza à capacidade de conclusão dos projetos.

Dos cascos a cargo da Ecovix, apenas o referente à P-66 está concluído e o da P-67 está com a construção bastante adiantada. O casco da P-68 foi enviado à China para ser finalizado – uma forma de não atrasar mais ainda o andamento

das construções. A P-69 também está em construção, enquanto as quatro restantes ainda não foram iniciadas. O Enseada ainda não finalizou nenhum dos cascos sob sua responsabilidade, a previsão é que até junho deste ano o casco da P-74 esteja pronto. Os cascos da P-75 e P-77 estão sendo convertidos na China e devem chegar ao Brasil no fim de 2014.

Os módulos estão sob responsabilidade de dez empresas/consórcios, seis das quais também irão fazer a integração das plataformas. Dentre estas empresas, cinco estão envolvidas nas investigações do Lava-Jato e sofrem dificuldades financeiras por restrição ao crédito. Algumas dessas empresas, como a OSX (em consórcio com a Mendes Jr na Integra) e a TKK Engenharia (em consórcio com a DM Construtora na MGT), estão em processo de recuperação judicial. Outro caso grave é o da Tomé (em consórcio com a alemã Ferrostaal) que vem anunciando o encerramento de suas atividades devido problemas de caixa e escassez de crédito. Um caso especial é o da IESA, que anulou o contrato para construir os módulos de compressão para seis FPSOs Replicantes. A Petrobras está organizando uma nova licitação para esses módulos, que deve ser finalizada ainda nesse semestre. As demais empresas construtoras de módulos mantêm o contrato, mas algumas estão com atrasos expressivos.

A integração das 12 plataformas será realizada por seis estaleiros de construtoras distintas. Dentre estas, três estão envolvidas nas investigações da Operação Lava-Jato. A QGI é uma dessas empresas, um consórcio entre Queiroz Galvão e Iesa, que está responsável pela integração e construção de módulos da P-75 e P-77. A empresa paralisou a construção para reivindicar mudanças contratuais com a Petrobras. O Jurong, responsável pelas P-68 e P-71, também vem pressionando a Petrobras. Em ambos os casos, mesmo com limite de finalização da negociação até maio, os atrasos serão expressivos.

As demais plataformas previstas para o período 2015-2020 ou já estão sendo construídas sem atrasos registrados, ou ainda nem foram licitadas. Dentre as previstas para estarem operando a partir de 2018, cinco ainda não foram licitadas e duas delas (P-72 e P-73) ainda não tiveram o serviço de integração contratados. As FPSOs de 2019 e 2020 também não passaram pelo processo de licitação.

O atraso das plataformas é bastante grave e compromete o desenvolvimento da exploração da Petrobras. No entanto não é o único fator: as sondas também podem criar um gargalo para a produção da estatal. Uma plataforma é interligada a diversos poços, se um dos poços não é perfurado, a curva de produção do campo não atinge seu pico no período esperado, mas posteriormente. Ou seja, se não tiver a disposição sondas de perfuração suficientes, a curva de produção final da Petrobras está comprometida.

As 28 sondas de perfuração são responsabilidade da Sete Brasil, empresa privada criada para contratar as construtoras das sondas. O investimento total esperado era de US\$ 25,7 bi, dividido em três etapas no período de 2015-2020.

A empresa vem sofrendo grandes problemas financeiros devido ao atraso (e possível cancelamento) da liberação do crédito de longo prazo concedido pelo BNDES – um montante de R\$ 10 bi aprovado em 2010. No primeiro momento,

o atraso se deu por questões burocráticas do banco e, posteriormente, devido ao envolvimento da Sete Brasil na Operação Lava-Jato, que aumentou a exigência de garantias por parte do BNDES. Ademais, a empresa buscou empréstimos-ponte com diversos bancos e adquiriu dívida de R\$ 12 bi, a qual já venceu e foi prorrogada por mais 90 dias em inícios de abril.

A primeira etapa prevista para o biênio 2015/2016 prevê a entrega de oito sondas. Desse grupo, pelo menos as duas que seriam construídas pelo Estaleiro Atlântico Sul (EAS) podem não ficar prontas, dado que o estaleiro declarou intenção de romper o contrato com a Sete Brasil por falta de pagamento. As demais, já estão com construção adiantada e podem vir a ser entregues no prazo, se não ocorrer outro caso como o da EAS.

Com a escassez de recursos, a Sete Brasil vem atrasando o pagamento dos estaleiros. Com a falta de pagamentos, os estaleiros tendem a desacelerar a construção das sondas, já que não é possível pagar os fornecedores. Dessa forma, as demais 20 sondas (do 2º e 3º etapas), que têm previsão de entrega entre 2017 e 2020, se encontram em uma posição de maior incerteza, por estarem em fase inicial do projeto e/ou construção.

Resumindo: de 28 sondas para serem entregues entre 2015 e 2020, somente seis têm alta probabilidade de estarem operando no prazo. A Sete Brasil já é pressionada pelos sócios e credores a repensar o projeto em prol da diminuição do portfólio de sondas e, portanto, da necessidade de financiamento. É esperado que o corte seja entre 12 a 16 sondas de perfuração.

E a produção?

O resultado dos atrasos das plataformas e sondas é inevitável. A esta altura os 4,2 milhões de barris diários (mbpd) previstos pela Petrobras para 2020 são inalcançáveis. Por mais que a estatal se esforce para manter os prazos, a situação das empresas envolvidas no processo Lava-Jato é muito complexa e o desfecho da crise deve levar bastante tempo. Se por um lado é claro que a produção de 2020 será menor que 4,2 mbpd, a queda dependerá da capacidade e agilidade da Petrobras para buscar alternativas e mitigar os atrasos na entrega das plataformas e sondas.

Este mês a Agência Internacional da Energia (AIE) fez uma revisão radical na previsão de produção do Brasil. No seu relatório Medium Term Oil Market Report publicado este mês previu uma produção de 3,2 mbpd para o Brasil. Em 2014 a AIE apontava uma produção de cerca de 4 mbpd em 2020. Ou seja, a AIE está prevendo um impacto muito elevado da crise da Petrobras e das empresas fornecedoras sobre a curva de produção da Petrobras.

Na nossa opinião, a previsão da AIE não deve ser vista como um veredicto. A avaliação do impacto da crise atual sobre a curva de produção deve ser feita com cuidado. Este impacto vai depender essencialmente da capacidade operacional e financeira da Petrobras para minimizar os atrasos nos projetos em andamento. É importante não subestimar a capacidade operacional da Petrobras. A empresa é a maior operadora *offshore* do mundo e tem uma enorme experiência em lidar com atrasos de seus fornecedores. Ademais, a Petrobras vem buscando

alternativas para o financiamento dos seus investimentos. Os recentes anúncios da Petrobras sobre o acesso a crédito com bancos Chineses e nacionais, mesmo antes de publicar o balanço, demonstra que a empresa não está parada.

De fato, a Petrobras está ciente da necessidade de rever seu planejamento e lançou em março o comunicado de que está elaborando um grande plano de desinvestimentos, que daria fôlego a empresa para focar nos projetos mais rentáveis e estratégicos. O valor total do plano é de US\$ 13,7 bilhões, divididos entre as áreas de E&P no Brasil e no exterior (30%), Abastecimento (30%) e Gás & Energia (40%).

A situação em que a Petrobras se encontra não deixa de ser preocupante e complexa. No entanto, após a mudança da diretoria, os ânimos estão renovados. O balanço auditado deverá sair em breve e um novo plano de negócios está sendo elaborado. Para aumentar a credibilidade afetada pelo escândalo de corrupção, medidas estão sendo tomadas internamente com o objetivo de aprimorar a gestão da empresa, trazendo melhor gestão financeira e governança corporativa. Como era de se esperar, uma empresa do porte da Petrobras tem todas as condições para reverter o quadro desfavorável gerado pelo difícil contexto atual.

Dessa forma, apostar contra a grande petroleira brasileira pode não ser ao final das contas um bom negócio.

Referências:

Revista Brasil Energia Petróleo e Gás – Abril 2015, “O Plano C para o Pré-sal de Santos”.

Agência Internacional da Energia, “Medium Term Oil Market Report 2015”.

Mercado de gás natural na China e os desafios na regulação do transporte: alguns elementos para reflexão

Por Jing Xu , Michelle Hallack e Miguel Vazquez

O crescimento sustentando do uso do gás natural na China durante última década chama atenção de muitos especialistas. Entre 2002 e 2012 o uso do gás natural no país cresceu 17,3% por ano. Mesmo assim, o gás ainda representa uma pequena porcentagem 5,2 % (dados de 2012) da demanda de energia chinesa. A expectativa, no entanto, é que esta participação cresça; segundo os planejamentos do governo, em 2015 o gás deverá representar 8% da demanda de energia. Como a produção excede a demanda desde 2007, gás natural tem sido importado através de gasodutos ou de gás natural liquefeito (GNL).

A demanda chinesa é principalmente industrial, contudo a participação residencial de transporte e de geração elétrica cresceu na última década, (Sheehan et al., 2014). De acordo com Plano Quinquenal para o Desenvolvimento do Gás Natural (entre 2012 e 2017) o crescimento da demanda deverá ser de 14,7% ao ano. A prioridade de crescimento da demanda, segundo este plano, deve ser a geração elétrica. Esta expectativa de crescimento da indústria de gás em proporções chinesas vem gerando movimentos para a modificação dos mecanismos de precificação do gás e gerando desafios para o atual modelo de transporte de gás.

Estes desafios apontam para um movimento da China numa reformulação da organização da indústria de gás natural, buscando introduzir novos agentes na produção e principalmente buscando conseguir as vantagens do acesso de terceiros aos gasodutos de transporte. Um estudo realizado pelos autores desta postagem simula os fluxos de gás no contexto de acesso de terceiros e mostra vantagens potenciais relevantes em um novo modelo de acesso [1].

O mercado de gás natural chinês é caracterizado por poucas empresas integradas que incluem oferta e transporte de gás (oferta inclui importação ou produção de gás). Há três empresas de propriedade estatal, *China National Petroleum Company (CNPC)*, *China Petrochemical Corporation (Sinopec Group)* e *China National Offshore Oil Cooperation (CNOOC)* que produzem gás e transportam gás através seus respectivos gasodutos. Para impedir que estas empresas coloquem tarifas abusivas (visto o poder de mercado que possuem) o governo regula o preço através de um mecanismo, próximo a um tipo de custo de serviço.

Para cada gasoduto, o preço na boca de poço e a tarifa de transmissão são determinados e publicados pela Comissão Nacional do Desenvolvimento e Reforma (*National Development and Reform Commission – NDRC*). Neste contexto, o preço de atacado *city-gate* das províncias é consequência das tarifas acima mencionadas, sendo assim, indiretamente fixado pelo governo. Contudo, esta organização traz problemas frequentes. Uma vez que um *city-gate* de uma província pode receber gás de diferentes fontes e gasodutos com

diferentes estruturas de custos. Como consequência, gás de mesma qualidade chega no *city-gate* e ao consumidor final com preços diferentes. Ademais, a crescente importação de GNL está também sujeita a uma regulação de preço assim que o gás é regasificado e injetado na rede de transporte. Contudo, o preço regulado é inferior ao preço de importação. Este é o caso principalmente em duas províncias Guangdong e Guangxi, sudeste da China. Isto motivou a escolha destas províncias para um projeto de piloto de uma reforma do mecanismo de preço em dezembro de 2011 que descreveremos a seguir, (Xu, 2014).

A nova política de precificação lançada adota um mecanismo que tem elementos *denetback pricing*. O preço de atacado do *city-gate* das províncias deve ser determinado finalmente pela competição das diferentes fontes de gás (nacional, importado por gasoduto ou GNL). O governo estabelece, no entanto, um preço teto, máximo valor que o preço de atacado pode atingir. Este preço teto é definido baseado nos combustíveis substitutos de acordo com as características da demanda da província em questão. Cada província possui seu preço teto. O objetivo do preço teto é evitar picos que comprometam a demanda. Neste novo modelo o preço do gás na boca de poço é estabelecido diminuindo a tarifa de transporte regulada do preço negociado no *city-gate*. A vantagem procurada por este mecanismo é permitir que o preço de atacado no *city-gate* seja formado pela interação entre as diversas fontes de oferta e a demanda ao invés de valores regulados distintos. Este mecanismo permite a formação de um preço do gás por província, mesmo que os ofertantes recebam diferentes valores pelo gás produzido, (Xu et al 2012).

Outra vantagem deste mecanismo é evitar a necessidade de se regular o preço do gás na boca de poço de acordo com o custo de serviço. Como já se observou em diversos contextos, a regulação do tipo custo de serviço para produção de hidrocarbonetos é muito complexa. Diferentemente da regulação de infraestruturas, a regulação de produção de hidrocarbonetos necessita incluir no custo a incerteza (muitas vezes grande) relacionadas à exploração e descobrimento de jazidas. O processo de modelar e encontrar um preço (um custo) é complexo e envolve grandes margens de erro. Este tipo de erro pode fazer que o preço regulado seja maior ou menor que o verdadeiro custo de serviço da produção de hidrocarbonetos e, como consequência, desequilíbrios nos incentivos à produção destes bens podem ocorrer.

Encorajar competição no *city-gate* das províncias permite os ofertantes alocar a produção de acordo com a demanda e as diferentes estratégias dos ofertantes. Contudo, para que este mecanismo verdadeiramente funcione é necessário que o acesso aos *city-gates* por diferentes fontes de gás ocorra. Caso contrário, os ofertantes com acesso exclusivo aos gasodutos de transporte irão utilizar o poder de mercado e colocar o preço o mais alto possível (provavelmente próximo do teto estabelecido). Assim, para efetivamente se colocar em prática o mecanismo de preço proposto pelo novo modelo de precificação chinês a real possibilidade de acesso aos gasodutos é um elemento essencial.

Atualmente o sistema de transporte de gás na China está composto por regiões onde há apenas um gasoduto (e uma empresa ofertante) e regiões onde há competição de gasodutos (mais de um ofertante). As três empresas estatais

chinesas monopolizam geograficamente algumas regiões (alguns city-gates das províncias) enquanto em outras regiões há city-gates com gasodutos competindo para suprir a demanda (como, por exemplo, Shanghai). No que se refere à importância das empresas no serviço de transporte, a CNPC é que tem maior extensão de gasodutos, atingido entre 70 e 75 % da rede.

A organização da indústria na China é muito diferente de outras regiões do mundo como Estados Unidos, Europa e Austrália onde há um mercado liberalizado de gás e que há um esforço regulatório para criação de mercados de gás e preços baseados na competição. Contudo, a presença de diversas empresas e fontes de gás vem levantando questões apontando a necessidade de mudanças no mecanismo para a construção de mecanismo de preço que seja capaz de considerar as variações de demanda e as diferentes estratégias dos ofertantes. Um dos elementos centrais para que isto seja possível atualmente na China é o acesso de terceiros a gasodutos. O acesso de terceiro a gasodutos, mesmo que possa ter diferentes sentidos e formatos, deve ser capaz de fazer com que o gás flua entre *city-gates* de acordo com os diferenciais de preços entre as províncias.

A atual ausência de acesso no sistema de transporte na China vem levantando consideráveis questões e alguma discussão sobre possíveis mudanças pode ser especulada. A primeira questão diz respeito ao atual modelo de acesso (ou ausência do mesmo), considerado uma barreira à entrada para o capital privado internacional. Em 2012, o governo Chinês introduziu mecanismo do tipo leilão para a exploração de gás não convencional, o que sinalizaria um movimento na direção de um aumento potencial de competidores na produção de gás.

A segunda questão que está sendo levantada é a eficiência do atual planejamento de rede no qual cada empresa constrói seu próprio gasoduto. Por exemplo, visto o declínio da produção dos campos do sudoeste da CNPC, em 2006 a empresa começou a transportar gás na direção leste-oeste (gasoduto de Zhong-Wu). Por outro lado, o grupo Sinopec construiu recentemente o gasoduto Chuan-East para transportar gás do campo Puguang no sentido oposto em áreas próximas. Se ambas as fontes pudessem ser mutualmente acessadas pelas duas empresas, o fluxo de gás poderia ter sido otimizado e potencialmente evitado a sobrecapacidade de transporte.

A terceira questão se refere ao preço, se o objetivo é conseguir gás com preços mais baixos para garantir a inserção do combustível. O uso das redes pelas fontes mais baratas deveria ser uma das prioridades, neste sentido, o poder de mercado gerado pela barreira física do acesso ao gás é um problema.

Algumas políticas começam a serem propostas em áreas piloto para promover acesso de terceiros na China. Em fevereiro de 2014 a Administração Nacional de Energia (National Energy Administration) publicou um documento (*The Notice for the Supervision of Opening up Oil and Gas Pipeline Facilities in a Fair Manner*). Este documento fez um requerimento que haja acesso não discriminatório a terceiros em caso de capacidade extra de transporte, armazenagem e regasificação de GNL. Um pouco depois, ainda em 2014, a CNPC anunciou uma contribuição de capital para fundar uma subsidiária usando a propriedade de alguns de seus gasodutos (West-East I&II pipelines). A ideia seria abrir no mercado de capital as ações da subsidiária. Ainda em 2014,

foram removidas restrições de preços regulados às importações de GNL, (Xu, 2014).

O caminho entre este esforço inicial de modificações em projetos pilotos e um verdadeiro mecanismo de acesso de terceiros não é simples, principalmente na presença de estatais verticalizadas. A presença de vários agentes e fontes de gás que possuem interesses distintos, mesmo sendo estatais, é um motor importante no processo.

Não será (ou poderia ser) a nova estatal brasileira (a PPSA) um novo agente importante no processo de mudança do mecanismo de formação de preço do gás no Brasil? E provavelmente, assim como na China, o movimento em direção a uma alocação mais eficiente dos recursos e a uma formação de preços mais transparente não deve passar por uma regulação que realmente permita o acesso de terceiros a rede? Mesmo que o contexto brasileiro seja muito diferente em diversos aspectos, o caso chinês nos traz elementos de reflexão.

Referencias

Sheehan P., English A., Fanghong S., Cheng E. (2014). The National and Regional Development of China's Gas Market: Beyond Evolutionary Change? Report to Australia China Gas Technology Partnership Fund. Centre for Strategic Economic Studies. Victoria University.

Xu J. (2014) Vertical Unbundling and Restructuring of Natural Monopoly – Numerical Modeling on China's Natural gas Industry. 自然垄断产业市场结构分拆重构演进研究——基于天然气产业的数量模拟分析。). Tese defendida Fudan University, Shanghai, China.

Xu J, Hallack M, Vazquez M. (2012). Adoption of netback pricing regime in Chinese gas industry is a step towards a single price market? YEEES Berlin, 12 April.

[*] XU Jing é pesquisadora de pós-doutorado na Universidade Fudan (Shanghai), endereço de correspondência: Room 801, No. 6, 777 Meihua Rd, Shanghai. Tel: 86-21-56988890, email: jingxu526@gmail.com.

[1] O estudo realizado ainda em progresso se enquadra em uma colaboração com um projeto associado ao Governo Municipal de Shanghai. Design of the Market Oriented Reform in China's Natural Gas Industry. (中国天然气产业市场化演进及设计).