
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Julho/Agosto de 2016 – Ano 16 – n.3

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados seis artigos:

Impacto do regime fiscal na competitividade do setor do petróleo brasileiro no novo contexto do mercado, por Edmar de Almeida, Luciano Losekann e William Vitto.

Bioeconomia em construção IX – Os desafios da bioeconomia no Brasil: explorando algumas questões-chave, por José Vitor Bomtempo, Flavia Alves e Fábio Oroski.

O imbróglio da GásLocal (GNL Gemini) no CADE: defendendo a concorrência ou garantindo o monopólio?, por Diogo Lisbona Romeiro.

A jabuticaba elétrica, por Ronaldo Bicalho.

Aprendizado regulatório e transição energética: o caso da energia solar fotovoltaica no Brasil, por Miguel Vazquez e Michelle Hallack.

O setor elétrico brasileiro jogando xadrez, por Renato Queiroz.

Equipe:

Editor: Ronaldo Bicalho

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

Secretária executiva: Jacqueline G. Batista Silva

Contatos: economia.energia@ie.ufrj.br

Autores

Diogo Lisboa 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 Mendes-France, França; Professor Associado do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro e membro do Grupo de Economia de Energia do IE/UFRJ.

Fabio Oroski

Professor Adjunto da Escola de Química da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Flávia Alves

Engenheira Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro(1999), com doutorado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (2005) e pós-doutorado pela McGill University - Desautels Faculty of Management (2012); Professora Adjunta da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

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

Renato Queiroz

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

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

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

Ronaldo Bicalho

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

William Vitto

Doutorando da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Impacto do regime fiscal na competitividade do setor do petróleo brasileiro no novo contexto do mercado

Por Edmar de Almeida, Luciano Losekann e William Vitto

A queda abrupta dos preços do petróleo a partir da segunda metade de 2014 tem gerado um impacto econômico muito forte na indústria mundial de petróleo. O longo ciclo de preços altos experimentados entre 2011 e 2014 incentivou o aumento do nível do investimento no setor, que foi acompanhado pelo forte crescimento dos custos de produção e uma redução na produtividade. A queda dos preços do petróleo aconteceu no momento em que as muitas empresas do setor já se encontravam endividadas e expostas a riscos financeiros e contratuais. Com a reversão do ciclo de preços altos, tornou-se essencial um forte ajuste econômico no setor, com uma redução pronunciada dos investimentos nas atividades de exploração e produção (E&P) em escala mundial. O investimento global do setor caiu 20% em 2015, e segundo estimativas da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), espera-se que a queda seja ainda maior em 2016.

É importante destacar que houve grande avanço tecnológico na década de 2010, tendo como resultado a viabilização de novas fronteiras geológicas para produção, em especial dos recursos não-convencionais na América do Norte, sendo fator fundamental para explicar o cenário de sobreoferta atual. Esse contexto de aumento das oportunidades de inversões em E&P e queda do volume de capital disponível para investimento tende a gerar uma grande concorrência entre os diferentes projetos. A capacidade dos países detentores de recursos para alavancar investimentos dependerá, sobretudo, da atratividade econômica dos empreendimentos de E&P.

Um elemento determinante para a atração e a competitividade dos investimentos em E&P é o regime fiscal adotado pelos países produtores. A experiência das últimas décadas tem evidenciado movimentos pendulares nas negociações das participações governamentais influenciadas principalmente, pelo comportamento do preço do petróleo. Quando os preços do petróleo aumentam, os governos ampliam seu poder de barganha, e quando os preços caem às empresas aumentam seu poder para negociar com os governos a redução do *government take* visando melhorar a atratividade dos investimentos realizados. Assim, quando os preços do petróleo começaram a aumentar no início da década de 2000 também começou uma onda de aumentos na taxaço, renegociação de contratos e nacionalizações. Entre 1999 e 2010, mais de trinta países realizaram alterações nos contratos ou de seus regimes fiscais.

A queda dos preços do petróleo a partir de 2014 colocou muitos países produtores sob sérias dificuldades financeiras, uma vez que as participações governamentais tinham aumentando de forma expressiva entre 2010 e 2014. A queda dos investimentos setoriais e a perspectiva de queda da produção (ou redução do crescimento da produção) inaugurou uma nova onda de reformas

nos regimes fiscais visando reduzir o *government take* para viabilizar os projetos e aumentar a atratividade para o investimento estrangeiro. Neste contexto, é fundamental avaliar a competitividade do regime fiscal brasileiro.

O Brasil optou por trilhar um caminho diferente da tendência mundial de reduzir o *government take* para atrair investimentos. Não apenas não houve uma redução dos impostos setoriais como também foram criados novos impostos que ameaçam seriamente a competitividade do investimento no país. Isto acontece justamente, no momento em que a Petrobras é obrigada a cortar drasticamente seus investimentos em função da sua crise financeira. Ou seja, os investimentos setoriais estão mais dependentes do setor privado, o que coloca o Brasil em concorrência com outros países produtores.

No final de 2015, o governador Luiz Fernando Pezão sancionou duas leis com o intuito declarado de aumentar a arrecadação e equilibrar as finanças fluminenses. As leis nº 7.182/15 e 7.183/15 criam dois tributos. Esta impõe a cobrança de ICMS (alíquota de 18%) a todas as operações de transporte do combustível natural desde os poços de perfuração até os depósitos de empresas, enquanto aquela institui a cobrança de uma UFIR/RJ (R\$ 3,0023) para cada barril de petróleo extraído no Estado, a título de taxa de fiscalização ambiental (TFPG)[1].

Os dois impostos, caso implementados, representam um custo adicional para o setor de petróleo e gás que pode passar de R\$ 20 bilhões anuais e trarão efeitos sobre a viabilidade dos investimentos em projetos localizados no Estado. Essas leis tiveram sua constitucionalidade questionada e aguardam uma definição do Poder Judiciário sobre sua validade.

No plano federal uma questão fundamental para a competitividade do setor petrolífero nacional é aplicação do REPETRO. Este regime especial vem sendo ameaçado por dois problemas básicos. Por um lado, ele foi implementado através de instrumentos jurídicos frágeis, que podem ser modificados facilmente. Também preocupa a incerteza quanto a prorrogação do REPETRO, que, atualmente, possui o período de vigência limitado até 31 de dezembro de 2020. Findo esse prazo, todo e qualquer equipamento admitido sob o regime do REPETRO, necessário às atividades de E&P de petróleo, produzido no País ou fora dele, sofrerá um acréscimo expressivo correspondente aos tributos suspensos[2], atingindo tanto o investimento nos projetos atuais (englobando inclusive alguns campos em produção) e suas respectivas projeções econômicas originais efetuadas, como também projetos futuros.

Em fevereiro de 2016, o Governo Federal anunciou a intenção de renovar o REPETRO por mais 20 anos, porém esta disposição ainda não foi implementada. Por conta disso, recaem sobre a indústria de petróleo inúmeras dúvidas e incertezas a respeito da continuidade do REPETRO após 31 de dezembro de 2020, cujo resultado prático tem sido a paralisação de projetos de desenvolvimento de descobertas, os quais estão aguardando, entre outras medidas, uma definição quanto ao regime fiscal, necessária para subsidiar a tomada de decisão de investimento.

De toda forma, caso seja renovado, a fragilidade dos instrumentos jurídicos utilizados na implementação do REPETRO continuará a representar uma constante ameaça de mudanças em aspectos básicos do regime. Portanto, os investidores no setor de petróleo nacional convivem com uma incerteza importante quanto ao efetivo nível do *government take* no Brasil. O risco de elevação dos impostos tende a ser considerado nas avaliações de projeto, o que acaba reduzindo a atratividade dos mesmos.

Através do modelo *Upstream* GEE-IBP é possível avaliar o impacto do *government take* na atratividade dos investimentos em E&P offshore no Brasil em três ambientes: pré-sal, pos-sal de grande porte e pos-sal de pequeno porte. Para analisar o impacto do possível aumento do *government take* no Brasil, consideramos um campo com reserva total de 5 bilhões de barris de petróleo que opera em regime de partilha para o ambiente pré-sal. Os parâmetros da partilha são os mesmo da licitação de Libra, exceto o bônus de assinatura que foi considerado em US\$ 2 bilhões[3]. Para o pós-sal grande porte, um campo de 500 milhões de barris operando em concessão, com bônus de assinatura de US\$ 250 milhões. Para o pós-sal pequeno porte, 150 milhões de barris com bônus de assinatura de US\$ 75 milhões, também operado em regime de concessão. Os valores de CAPEX e OPEX para cada ambiente foram baseados em pesquisa da equipe de trabalho com agentes da indústria[4] e são apresentados na tabela 1

Tabela 1 – Estimativa de custos de projetos de E&P no Brasil – US\$/bl

	Pré-sal	Pós-sal500 MMbl	Pós-sal100 MMbl
Capex	8,9	13,7	22,4
Opex	10,0	8,0	15,0

Fonte: Elaboração própria com base no Modelo GEE-IBP-*Upstream*

Com base nas hipóteses acima, a avaliação econômica destes projetos mostra que a elevação do *government take* tornaria os projetos inviáveis economicamente. Caso isto aconteça, o Brasil deixaria de ter capacidade de disputar investimentos na indústria de O&G.

No caso de projetos no pré-sal, por exemplo, a taxa interna de retorno de 11,6% com o petróleo a US\$70 por barril, cairia para 9% no caso da extinção do REPETRO. É importante ressaltar que os contratos de partilha não preveem o reembolso dos gastos com ICMS e a TFPG. Assim, a rentabilidade dos projetos do pré-sal atingiria apenas 2,6% caso o ICMS e a TFPG seja adotada. No cenário será mais desfavorável combinando o fim do REPETRO e a aplicação de ICMS e TFPG, o pré-sal só seria atrativo para impensáveis preços de petróleo de US\$ 150/barril. O cenário de inviabilidade dos projetos se repete para os casos de contratos de concessão para campos grandes e pequenos.

As simulações acima mostram também que as participações governamentais quase sempre representam o principal custo dos projetos de E&P no Brasil. A única exceção seriam os projetos de pequenos campos com elevado custo e baixa atratividade. A análise da composição das participações governamentais indicou também que os impostos indiretos representam uma grande parcela da arrecadação do governo. Mesmo com a aplicação do REPETRO, há uma grande carga tributária sobre os investimentos. Ressalte-se que esta não é uma prática comum na indústria mundialmente, onde, geralmente, concentra-se a taxaço sobre a produção de O&G.

Um bom sistema fiscal deve permitir a maximização da parcela de renda a ser absorvida pela sociedade, ao mesmo tempo em que propicie rentabilidade suficiente para atrair os investimentos de forma sustentável na indústria de petróleo. A forte retração do preço do petróleo significa um desafio para regime tributário nacional referente ao setor de E&P. Neste sentido, é fundamental um debate honesto e transparente sobre a qualidade e atratividade do regime, visando garantir as condições para a retomada dos investimentos no setor de petróleo brasileiro.

É com este objetivo que o IBP organiza, em parceria com o Grupo de Economia da Energia – GEE, o workshop “Incentivos e Barreiras do Regime Tributário no Setor de Petróleo” no dia 15 de Julho de 2016. Este workshop vai debater os desafios para a competitividade brasileira com foco na estrutura tributária de projetos de petróleo no Brasil, buscando qualificar e ampliar o debate sobre o regime fiscal Brasileiro [5].

Referências

ALMEIDA, E.; ARAÚJO, L. (2007). “Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileiros”, Parte II – Petróleo. In: Ronaldo Goulart Bicalho. (Org.). *Ensaio sobre Política Energética*, Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, p. 136-143. 2007

ALMEIDA, Edmar; Losekann, L; Prade, Y.; Botelho, F. e Nunes, L. (2016). “Custos e Competitividade do E&P No Brasil”. *Texto para Discussão IBP – 1/2016*. Disponível

em: http://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/05/TD-IBP_GEE_Custos-e-Competitividade-EP-no-Brasil.pdf

COELHO, Aislan de Souza (2012). *O REPETRO e suas implicações na tributação do setor petrolífero nacional*. Disponível em: <http://www.egov.ufsc.br/portal/sites/default/files/anexos/21149-21150-1-PB.pdf>.

DELOITTE (2015). Oil Prices in Crisis: Considerations and Implications for the Oil and Gas Industry. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energyresources/us-oil-prices-in-crisis-considerations-and-implications-for-the-oiland-gas-industry-02042015.pdf>

EY (2014a). Global oil and gas tax guide 2014.

EY (2015a). Global oil and gas tax guide 2015.

JOHNSTON, D. (2007). How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts in *Escaping the Resource Curse*, Humphreys, M., Sachs, J.D., Stiglitz, J.E., eds. (New York, Columbia University Press).

JOHNSTON, D. (2008). International Petroleum Fiscal Systems. *UNDP discussion paper n. 6: Fueling poverty reduction*.

KPMG (2011). *A guide to Brazilian oil and gas taxation. Brasil. 2011*. Disponível em: http://www.kpmg.com/BR/PT/Estudos_Analises/artigosepublicacoes/Documents/ENR/Oil-Gas-out11-ing.pdf>; . Acesso em 13 de junho de 2012.

MARTEN I. WHITTAKER P. e DE BOUNO A. (2015). *Government take In Upstream Oil and Gas: framing a more balanced dialogue*. BCG Perspectives. Disponível em: <https://www.bcgperspectives.com/content/articles/energy-environment-government-take-upstream-oil-gas/>.

NYSVEEN, Magnus e WEI, Leslie, (2015). *Offshore vs. Shale. Which will Prevail in the Long Term*. Oil and Gas Journal. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-12/issue-4/features/offshore-vs-shale.html>

OPEP (2016). World Oil Outlook – WOO. Disponível em http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202015.pdf

WEIJERMARS, Ruud , CLINT, Oswald e PYLE, Lain (2014). “Competing and partnering for resources and profits: Strategic shifts of oil Majors during the past quarter of a century”. *Energy Strategy Reviews*, n.3, 72-87.

WOOD MACKENZIE (2015). Back To the Future as oil prices move, will fiscal terms follow: a perspective form Wood MacKenzie Consulting

Notas

[1] Taxa de Controle, Monitoramento e Fiscalização Ambiental das Atividades de Pesquisa, Lavra, Exploração e Produção de Petróleo e Gás (TFPG).

[2] A título de exemplo, para as sondas de perfuração o acréscimo chega à ordem de 47%

[3] No leilão de Libra, o bônus de assinatura foi de R\$ 15 bilhões, cerca de US\$ 7,5 bilhões no câmbio atual.

[4] Esses valores não incorporam a trajetória recente de redução de custos. Estimativas da IHS para o caso Norte-americano apontam em reduções de 25% no Capex e de 13,5% no Opex desde 2014. No entanto, a complexidade de projetos brasileiros dificulta que projetos domésticos experimentem a mesma trajetória (Almeida *et. al.*, 2016).

[5] Para mais informações ver: <http://www.ibp.org.br/eventos/incentivos-e-barreiras-do-regime-tributario-no-setor-de-petroleo/>

Bioeconomia em construção IX – Os desafios da bioeconomia no Brasil: explorando algumas questões-chave

Por José Vitor Bomtempo, Flavia Alves e Fábio Oroski

Matérias-primas no Brasil: foco nas culturas tradicionais ou diversificação de fontes? Como montar um portfólio de bioprodutos? Qual o papel dos produtores de biocombustíveis no desenvolvimento da bioeconomia? E o papel das *startups* e empresas estabelecidas? As políticas de demanda de biocombustíveis podem e devem ser estendidas para bioprodutos e bioplásticos? O Brasil precisa de uma estratégia estruturada em bioeconomia? São muitas e complexas questões que exigiriam mais do que um artigo para discuti-las com alguma profundidade. Mas achamos que vale colocá-las como pontos de reflexão.

Nas últimas semanas, o nosso Grupo de Estudos em Bioeconomia realizou a primeira edição de um programa de capacitação em [Bioeconomia e Inovação](#). O programa teve 40 horas de duração e foi desenvolvido com o objetivo de apresentar e discutir, na perspectiva da bioeconomia, a dinâmica tecnológica e de inovação que envolve a formação da indústria baseada em matérias-primas renováveis. Procuramos identificar os atores-chave envolvidos na bioeconomia e discutir suas estratégias e políticas. A perspectiva adotada nas sessões foi de buscar sempre uma visão global da bioeconomia. Ao final, foi feito um exercício de trazer algumas questões para o âmbito brasileiro e colocá-las em discussão com os participantes. Essa discussão ilustra de certa forma os desafios que se colocam para o desenvolvimento da bioeconomia no país.

Participaram 15 profissionais de formações variadas (economistas, engenheiros, administradores, biólogos) e de diversas organizações (BNDES, FINEP, INPI, SEBRAE, ABIQUIM, ChemVision e UFRJ).

Na linha das discussões que têm sido conduzidas neste boletim, as apresentações e as atividades (exercícios, *cases*, vídeos), partindo da premissa de que a indústria *biobased* é uma indústria emergente, exploraram sempre o processo de estruturação da indústria. Esse processo, na nossa visão, se articula em torno de quatro dimensões: matérias-primas, tecnologias, produtos e modelos de negócios. Essas dimensões co-evoluem dentro de um macroambiente – a paisagem sócio-técnica – que envolve as políticas, regulações e tendências da sociedade.

Trazendo a perspectiva para o caso brasileiro, submetemos aos participantes seis questões para discussão. Vejam como foram debatidas as questões sobre matérias-primas, produtos, estratégias empresariais e políticas. Importante destacar que são discussões de não especialistas nos temas que servem muito mais para dar uma visão dos problemas do que para encaminhar soluções efetivas.

Matérias-primas: Na indústria *biobased*, a disponibilidade de matérias-primas é estratégica. Além disso, a matéria-prima influencia de forma decisiva a própria estrutura da indústria *biobased*. Por isso, muitos esforços têm sido feitos nesse tema. No caso brasileiro, esses esforços devem ter como objetivo a diversificação ou o foco nas matérias-primas já bem desenvolvidas, como cana e recursos florestais? Quais os desafios envolvidos em cada caso?

Uma resposta inicial a essa questão tendeu a ser claramente voltada para o foco nas culturas já desenvolvidas. O desafio seria então prover as condições para que o desenvolvimento tecnológico seja assegurado e essas culturas mantenham um ganho de produtividade em longo prazo. Destaquem-se aqui os grandes desafios que envolvem a cana de açúcar: biotecnologia avançada, inovações na mecanização e manejo, desenvolvimento da cana energia. Foi destacado que esses desafios são expressivos e que só podem ser atacados com sucesso se houver um esforço brasileiro consequente já que a cana de açúcar não é uma cultura global como milho, soja e trigo por exemplo.

Mas o potencial brasileiro para a produção de recursos renováveis, segundo outra perspectiva, não poderia ser desprezado. Culturas com potencial, como o dendê, mamona e outras, não poderiam ser esquecidas. Se o conhecimento tecnológico pudesse ser desenvolvido e a perspectiva de oferta competitiva fosse avaliada criteriosamente, novas matérias-primas deveriam ser incorporadas.

Mas existe outro polo que explora a biodiversidade brasileira para produções em menor escala como as matérias-primas para cosméticos. Esse segmento é muito importante tanto pela própria riqueza da biodiversidade quanto pelo potencial de desenvolvimento desse segmento industrial no Brasil que tem relevância mundial. Essas matérias-primas, entretanto, têm um desafio de outra natureza. Não são esforços tecnológicos de ponta, mas o relacionamento com as comunidades, a estruturação de esquemas familiares de produção. Situa-se, portanto, no campo do desenvolvimento de arranjos produtivos com desafios mais de gestão do que de esforços tecnológicos de ponta.

Resíduos como matérias-primas: Com a importância crescente do conceito de economia circular, os resíduos são vistos como fonte de recursos a serem aproveitados. Quais os desafios para estruturação dos negócios em bioeconomia baseados em resíduos? Que políticas seriam necessárias para estimular esse desenvolvimento?

As discussões a respeito dos desafios para estruturação dos negócios utilizando resíduos foram unânimes em relação à necessidade de estruturar a cadeia de forma a garantir o suprimento desses com qualidade, quantidade e preço necessários. Considerando que em geral estes resíduos estariam geograficamente dispersos, a logística aparece como o ponto mais crítico. Neste caso, a integração entre atores distintos se torna um desafio adicional, possibilitando, por exemplo, o surgimento de empresas que ofereçam soluções relacionadas à logística e que possam resolver questões como caracterização dos resíduos para vencer os obstáculos de sazonalidade e alta variabilidade desses materiais. Nas palavras de um dos participantes: "Resíduo barato não é garantia de negócio bem sucedido". A maior interdependência entre atores também se coloca como desafio adicional, visto que altera a dinâmica ao longo da cadeia

produtiva. Gargalos tecnológicos e metodologias de separação de resíduos, elaboração de formas adequadas de captura de valor também foram citados como desafios importantes.

Identificou-se ainda o desafio de valorização dos resíduos no longo prazo. À medida que estes forem encarados não mais como rejeitos, mas como matérias-primas, os preços tenderão a subir, o que poderia inviabilizar negócios que foram criados a partir da premissa de custos baixos ou até mesmo negativos da matéria-prima.

A natureza das políticas de estímulo ao desenvolvimento de negócios baseados em resíduos pode variar, o que exige que os agentes governamentais proponham os incentivos e articulações adequadas. Essas diferenças surgem ao se considerar os resíduos urbanos e os resíduos agroindustriais, por exemplo.

Em resumo, identificaram-se muitos desafios, enfatizando a logística, e uma forte necessidade de ações do governo no sentido de auxiliar a estruturação destes negócios, com mecanismos diversos e ações tanto focadas nas empresas quanto na sociedade.

Produtos: Os desenvolvimentos tecnológicos em biotecnologia e outras áreas abrem a possibilidade de desenvolvimento de uma vasta gama de produtos: *drop in* e não *drop in*, novas moléculas e plataformas, uso mais ou menos eficiente da biomassa. Quais os critérios mais importantes que devem ser levados em consideração para a definição de uma agenda de produtos a serem desenvolvidos pela indústria no Brasil? Quais os desafios envolvidos?

A definição de uma agenda de produtos a serem desenvolvidos revelou-se um tema difícil com visões polarizadas que sugerem provavelmente a necessidade de um aprofundamento na compreensão das oportunidades e desafios envolvidos.

Evidenciou-se certa nebulosidade quanto aos critérios para a formação de uma agenda de produtos. Enquanto alguns participantes se colocaram em uma posição bastante conservadora quanto aos riscos, dando preferência aos produtos *drop in*, outros se mostraram preocupados com uma agenda que não contemple os não *drop in*, vendo nestes uma oportunidade de geração de valor importante para a Bioeconomia no Brasil. Conclui-se que para os participantes, além dos critérios tradicionalmente considerados nos estudos, como as oportunidades de demanda, o maior aproveitamento da biomassa, uma questão crítica deve ser considerada: temos competências para desenvolver os bioprodutos? Como desenvolver tais competências? A agenda de produtos tem a sua importância para que possa desencadear um mapeamento de competências requeridas a serem desenvolvidas no caso brasileiro.

Papel dos produtores de biocombustíveis, startups e estabelecidas: O sucesso brasileiro no desenvolvimento de uma forte indústria de biocombustíveis criou um conjunto de empresas envolvidas com o uso industrial da biomassa. Essas empresas enfrentam desafios para se inserirem numa perspectiva de biorrefinaria com a produção de biocombustíveis e bioprodutos. Qual o papel das empresas da indústria brasileira de

biocombustíveis no desenvolvimento da bioeconomia? Qual a importância da inserção de startups e da participação de empresas estabelecidas em outras indústrias?

Houve consenso dos grupos de que os atores atuais (produtores de etanol) não seriam os protagonistas de uma transição para a Bioeconomia, entretanto, sua participação é relevante. Afinal, a cadeia estruturada de biocombustíveis constitui um passo importante na direção de um contexto mais amplo da Bioeconomia por causa da matéria-prima e do potencial aproveitamento dos resíduos da cana. Entretanto, a maioria dos produtores de biocombustíveis não detém competências para lidar com a produção e a comercialização de bioprodutos. Deve ser ressaltado, porém, que o perfil dos chamados usineiros vem se transformando com a entrada de capitais de diversas origens, nacional e internacional, com visão estratégica industrial. Seria o caso, por exemplo, do surgimento da Granbio que tem o propósito de avançar em bioprodutos.

Dessa forma, o desenvolvimento da Bioeconomia passará pela participação de outros atores, como as *startups*, que trazem competências tecnológicas indispensáveis para as inovações em produtos, e as empresas estabelecidas de diversos setores, como química e petroquímica, que trazem competências complementares como as relacionadas ao desenvolvimento de aplicações e mercados para os bioprodutos inovadores.

Políticas para biocombustíveis e bioprodutos: Existe uma discussão hoje no mundo sobre a necessidade de existirem políticas de demanda para bioprodutos e biomateriais, a exemplo das que existem para os biocombustíveis. As políticas existentes no Brasil para biocombustíveis de primeira geração podem ser adaptadas para o desenvolvimento dos biocombustíveis avançados, bioprodutos, biomateriais e biorrefinarias? Ou seriam necessários mecanismos específicos? Quais, por exemplo?

A discussão neste caso foi interessante, visto que a percepção dos grupos foi bastante divergente no que se refere às políticas de demanda para biocombustíveis de segunda geração. Enquanto um grupo rapidamente chegou ao consenso que seria lógica uma adaptação do mandato de mistura de etanol em gasolina para englobar o etanol 2G, por exemplo, com uma exigência de 0,5% deste na mistura e o restante de 1G, outro grupo apresentou posição totalmente contrária à adaptação do arcabouço existente hoje para etanol 1G para o etanol 2G. Na visão do grupo, as políticas deveriam ser no sentido de estimular a oferta, através de incentivos fiscais e subsídios visando redução de custos. No entanto, tais medidas teriam que ser transitórias, de forma que não criem uma “acomodação” por parte dos produtores ao diminuir a necessidade de aprimoramento tecnológico para redução dos custos. Além disso, o grupo levantou um ponto interessante: por que estimular etanol 2G? Não seria mais interessante utilizar a biomassa para produção de outros produtos de maior valor agregado?

A visão do terceiro grupo foi mais ponderada, considerando tanto uma possível adaptação quanto à criação de novos mecanismos de estímulo a demanda de etanol 2G. Um dos participantes frisou: “As políticas de demanda do etanol 1G devem ser analisadas para não se cometer os mesmos erros”. Soluções mais

flexíveis, não mandatárias pareceram mais adequadas. Por exemplo, um participante sugeriu uma regulação que introduzisse metas de substituição no longo prazo, mas que fosse flexível e fortemente associada às políticas de oferta, sem cotas pré-fixadas.

Por outro lado, ao abordar o caso dos bioprodutos, biomateriais e biorrefinarias, houve um consenso maior. De forma geral, os participantes tiveram a percepção que seria difícil criar políticas de demanda dada as especificidades dos produtos. Mais do que isso, enfatizaram que para estes casos deveria prevalecer a lógica econômica de livre mercado, ou seja, as políticas de demanda, se existissem, deveriam buscar corrigir outras falhas de mercado existentes no Brasil, as quais não são exclusivas para bioprodutos e biomateriais. Novamente, as políticas de oferta pareceram mais adequadas.

Alguns participantes argumentaram que o uso do poder de compra do governo poderia ser um mecanismo interessante, mas com uma abordagem na qual “ser de base renovável” fosse um critério considerado, mas não a única característica a ser considerada. Esta proposta novamente reforçou a percepção da dificuldade na criação de mecanismos de estímulo a demanda de bioprodutos e biomateriais, apontando para a necessidade de uma reflexão ampla sobre o tema e criatividade na elaboração das políticas de forma que possam ser eficientes.

Política e estratégia brasileira em bioeconomia: O Brasil tem iniciativas importantes relacionadas à bioeconomia, mas não tem uma estratégia nacional definida com objetivos e metas a serem alcançadas. Em que medida essa ausência limita o papel que o país pode ter na bioeconomia no mundo? Quais os papéis possíveis que o Brasil pode exercer na bioeconomia, dada essa ausência? Considere na discussão o papel das 4 dimensões de estruturação da economia *biobased* – matérias-primas, tecnologias, produtos e modelos de negócio/estratégias empresariais.

Os participantes foram enfáticos e claros no entendimento de que a inexistência de uma estratégia brasileira definida em bioeconomia é um limitante de grande importância no papel que o país pode vir a ter na bioeconomia no mundo. Entende-se que essa limitação tende a deixar o país limitado à condição de produtor eficiente de matéria-prima, perdendo a oportunidade de ser um ator importante nos novos setores industriais em desenvolvimento.

Uma das dificuldades que ficam à mostra com a ausência de uma política nacional explícita é a falta de coordenação entre os agentes governamentais envolvidos com as diversas etapas da cadeia da bioeconomia. Nesse ponto a menção ao recente relatório americano [Federal Activities Report on the Bioeconomy](#) foi destacada como exemplo, a ser perseguido, de alinhamento de iniciativas e coordenação entre os diversos agentes governamentais envolvidos na bioeconomia. A valorização da posição do país como produtor privilegiado de recursos biológicos renováveis exige uma estratégia nacional bem elaborada e sofisticada que permita aproveitar essa vantagem inicial para criar uma capacitação tecnológica efetiva e competitiva na bioeconomia como um todo.

As discussões deixam claro duas perspectivas importantes em relação às questões debatidas. A primeira é que existe uma complexidade em diversas dimensões da bioeconomia que exige um esforço de aprofundamento para que as iniciativas no Brasil, tanto das empresas quanto das agências de governo, sejam fundamentadas e promissoras. Esse é o caso, por exemplo, dos esforços em matérias-primas, da definição das linhas de produtos –alvo e das políticas de apoio aos biocombustíveis avançados e bioprodutos.

A segunda é a importância, vista como absolutamente crítica, da existência de uma política brasileira que englobe as diversas dimensões da estruturação da bioeconomia, facilitando a articulação entre os atores e dando coerência às iniciativas. Além disso, a política brasileira em bioeconomia é indispensável como forma de estabelecer uma coordenação entre agentes-chave do processo, hoje pouco integrados no desenvolvimento da bioeconomia.

Por fim, cabe deixar claro que as discussões não têm validade como levantamento sistemático da visão dos *stakeholders*. Trata-se de um exercício em torno das questões-chave da bioeconomia no Brasil com o objetivo de provocar a reflexão sobre o tema. É dessa forma que esse artigo deve ser lido.

O imbróglio da GásLocal (GNL Gemini) no CADE: defendendo a concorrência ou garantindo o monopólio?

Por Diogo Lisbona Romeiro

Há dez anos, a GásLocal, *joint venture* entre Petrobras e White Martins, comercializa gás natural distribuído sob a forma liquefeita para consumidores localizados em um raio de até mil quilômetros da planta de liquefação instalada em Paulínia (São Paulo), a única em operação no país. Concebido em 2004, com investimento total de US\$ 51 milhões, o empreendimento tinha por finalidade suprir consumidores localizados em áreas ainda não atendidas pelas distribuidoras estaduais de gás canalizado. Com capacidade de liquefação de 440 mil m³/dia de gás natural, a Petrobras buscava alavancar o mercado consumidor doméstico, procurando alternativas para destinar a oferta de gás natural contratada com a Bolívia, tendo em vista o aumento gradual da capacidade contratada e a elevada cláusula firmada de *take-or-pay* (80%).

A GásLocal, nome fantasia da GNL Gemini, tem 40% de capital da Petrobras (através da Gaspetro) e 60% da White Martins. As três empresas formaram um consórcio (Consórcio Gemini), no qual a Petrobras participa como fornecedora do gás, a White Martins como proprietária e operadora da planta de liquefação, inaugurada em 2006, e a GásLocal como distribuidora e comercializadora do gás natural liquefeito (GNL). O gás natural é fornecido à planta de liquefação por ramal direto de transporte do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL), onde é liquefeito para ser transportado por caminhões com tanques criogênicos. Atualmente, a GásLocal dispõe de uma carteira de ao menos trinta clientes, dispersos em sua área de atuação (São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás e Distrito Federal).

A comercialização e distribuição de gás natural por dutos no Brasil, por força constitucional, é serviço público de responsabilidade e prerrogativa dos estados. As concessionárias estaduais detém, assim, monopólio legal em suas áreas de concessão. Como a distribuição de gás por dutos para uma dada área geográfica constitui um monopólio natural, em que a escala mínima de eficiência é alcançada apenas com a provisão por uma única empresa, o monopólio legal se justifica. Porém, este não se confunde com o direito de comercialização de gás natural, que pode ser distribuído a granel, liquefeito (GNL) ou comprimido (GNC), por outras empresas.

A participação da Petrobras no Consórcio, sintomática de sua posição dominante em toda a cadeia do gás, viabilizou o projeto, mas suscitou, desde os seus primórdios, um imbróglio de caráter regulatório-administrativo-judicial, que se arrasta e se avoluma ao longo do tempo.

Imbróglio administrativo-regulatório-judicial

Enquanto que para a White Martins, a liquefação e comercialização de gás natural é uma diversificação horizontal de suas atividades, para a Petrobras

representa uma integração vertical adicional, acendendo um alerta para o órgão de defesa da concorrência. O fornecimento de gás para a planta de liquefação, que constitui a contrapartida da Petrobras no Consórcio, é um dos pontos mais sensíveis do projeto, provocando controvérsias regulatórias e temores anticoncorrenciais.

Como a legislação brasileira não distingue os serviços de transporte e distribuição por características técnicas, como diâmetro e pressão dos dutos, abre-se espaço para divergências quanto à esfera de competência regulatória acerca do fornecimento de gás para a planta. A ANP aprovou o projeto e autorizou o fornecimento via ramal de transporte direto. Entretanto, a Comissão de Serviços Públicos de Energia do Estado de São Paulo (CSPE), agência estadual da época (atual ARSESP), contestou que o fornecimento de gás em área de concessão estadual caracteriza atividade de serviço público de distribuição, passível de regulação tarifária pela agência estadual e de margem de distribuição da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás). Por se tratar de conflito federativo, a matéria foi remetida ao Supremo Tribunal Federal (STF), que ainda não se pronunciou definitivamente sobre o tema. Porém, em 2006, a ministra Carmem Lúcia proferiu decisão cautelar garantindo a prerrogativa estadual, até que se obtenha julgamento final pela Corte. Entretanto, a decisão liminar do STF ainda não foi executada, tendo em vista a impossibilidade regulatória de a Comgás operar dutos de transporte e da alegação da Petrobras de que a distribuidora não estaria disposta a construir duto de distribuição para abastecer a planta (CADE, 2016).

Embora o marco legal – desde a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) até a Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), passando pelas resoluções da ANP – aponte para a liberalização do setor, à exceção da distribuição por dutos, na prática a Petrobras desfruta de posição monopolista em praticamente todos os elos da cadeia do gás natural. Ao longo dos anos 2000, a Petrobras atravessou franco movimento de integração vertical para frente na cadeia, adquirindo participação em distribuidoras e termelétricas. Na época da constituição da *joint venture*, a Petrobras (Gaspetro)[1] apenas não detinha participação acionária em cinco distribuidoras – Cigás (AM), CEG (RJ) e as três concessionárias de São Paulo (Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural SPS).[2]

Figura 1 – Área de atuação da GásLocal (Locus de concorrência na época da sua constituição)



Fonte: Adaptado da GásLocal

Neste contexto, o projeto foi submetido em 2004 ao Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE), que tem por objetivo preservar ambientes competitivos e desencorajar condutas anticoncorrenciais dos agentes. Em 2006, o CADE autorizou o Ato de Concentração,[3] impondo algumas restrições (remédios) a serem seguidas.[4] A Petrobras contestou judicialmente os remédios prescritos e obteve a suspensão judicial das restrições impostas pelo CADE. No mesmo ano, em 2007, a Comgás solicitou que fosse investigada prática de subsídios cruzados e discriminação de preços no fornecimento de gás para o Consórcio, instaurando-se, assim, Averiguação Preliminar no CADE.[5] Em 2014, o Tribunal do CADE decidiu pela abertura de Processo Administrativo para apuração de infrações à ordem econômica e pela própria revisão do Ato de Concentração anteriormente autorizado.

Em 2015, a Superintendência-Geral do CADE, no âmbito do processo em andamento, emitiu Medida Preventiva determinando o Consórcio a cessar conduta discriminatória, firmando contrato isonômico de fornecimento de gás para a planta. Neste ínterim, tramita ação movida pela White Martins no Superior Tribunal de Justiça para impugnar o Processo Administrativo e a revisão do Ato de Concentração em andamento. O CADE obteve liminar favorável a sua atuação, mantendo a vigência da Medida Preventiva, mas ainda

não foi dada decisão cautelar final pelo STJ e o Consórcio ainda não atendeu a determinação, alegando desentendimento entre as sócias. Em meio a processos e reviravoltas administrativas, incertezas e embates regulatórios e judicialização crescente, o caso permanece aberto à discussão no CADE.

Figura 2 – Imbróglio administrativo-regulatório-judicial



Fonte: Elaboração própria.

A análise do Ato de Concentração

As principais discussões travadas no âmbito da análise do Ato de Concentração giraram em torno (i) da adequada delimitação do mercado relevante em questão; (ii) dos possíveis prejuízos decorrentes da captura de clientes-âncoras das distribuidoras, comprometendo a expansão da malha de gasodutos; e (iii) da possibilidade de prática de subsídios cruzados e tratamento discriminatório a rivais não integradas, com fornecimento de gás natural a custos predatórios (ou mesmo nulo) ao Consórcio.

A delimitação do mercado relevante é essencial para a análise preventiva e prospectiva da defesa da concorrência, uma vez que as dimensões “produto” e “geográfica” delimitam o *locus* de concorrência, isto é, os produtos substitutos e os agentes existentes e potenciais. Em geral, os requerentes, que pleiteiam o ato de concentração, procuram induzir o órgão de defesa da concorrência à definição mais favorável possível do mercado relevante, por mais infactível que se apresente, mascarando os possíveis danos ao ambiente concorrencial.

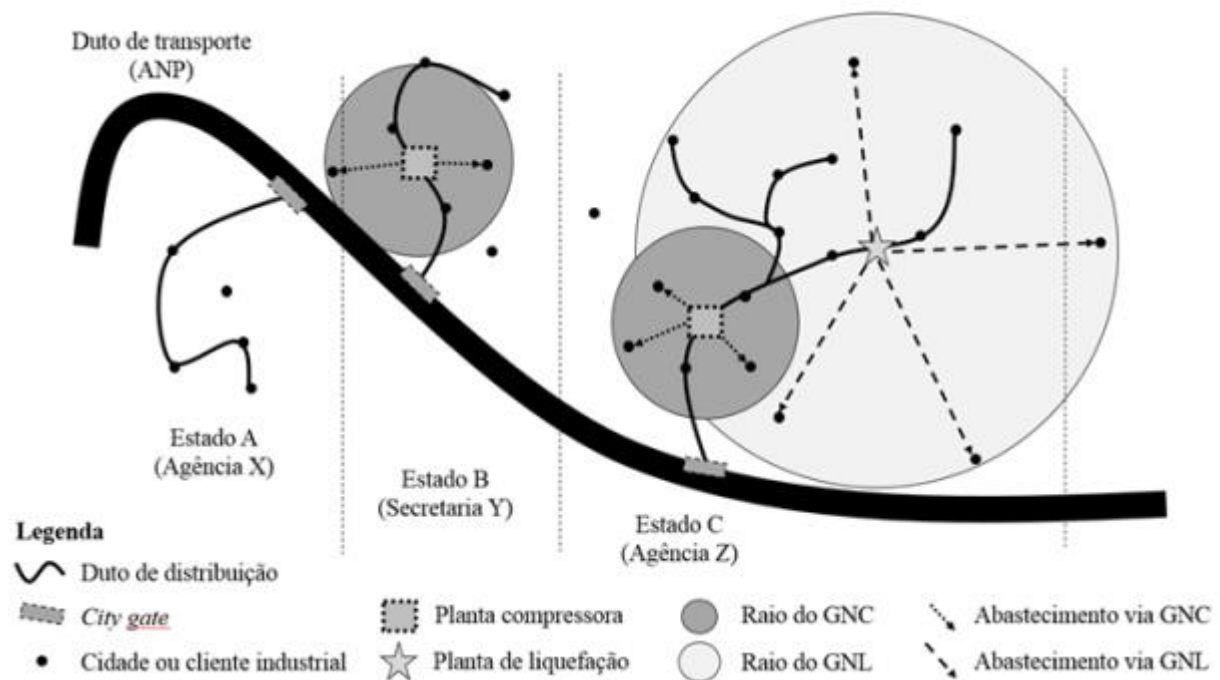
Nesta direção, o Consórcio defendeu que o GNL é o produto relevante e que o raio de mil quilômetros da planta de liquefação em Paulínia determina a área geográfica. Segundo parecer da Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE), do Ministério da Fazenda, o Consórcio alegou que: “o GNL possui um custo elevado de produção e distribuição, de modo que não compete diretamente com o gás natural distribuído por meio de dutos”, porém, “mesmo considerando esse custo adicional, permanece competitivo diante de outras fontes energéticas, como a gasolina, o diesel ou Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)”. Diante desta estratégia, a própria SEAE observou que “ainda que o GNL e o gás natural entregue por dutos apresentem custos de operação diversos, ambos se apresentam como o mesmo produto final, o próprio gás natural, sendo, portanto, concorrentes no logo prazo”. Em resposta, o Consórcio

ponderou que se o mercado relevante fosse estendido para o gás natural, os seus substitutos também deveriam ser abrangidos. (SEAE, 2005)

Por um lado, o gás natural tem como peculiaridade a inexistência de mercado cativo, já que em todas as suas utilizações pode ser substituído por outro energético. Deste modo, a definição da dimensão produto deveria abarcar, em tese, os seus substitutos. Por outro, os diversos modais de transporte do gás natural não constituem propriamente uma competição intraenergética, mas refletem possibilidades distintas de monetização dos recursos.

Em geral, como discutem Almeida e Colomer (2013), para que a comercialização de GNL seja rentável, é necessário que o volume comercializado e a distância percorrida sejam significativos, tendo em vista o elevado CAPEX incorrido e as significativas perdas envolvidas no processo (10% a 15%). Em circunstâncias opostas, com distância e volume reduzidos, a monetização do gás pode ser obtida através do transporte de gás natural comprimido (GNC). Em situações intermediárias, a distribuição por dutos se constitui como o modal mais adequado e eficiente, gerando externalidades positivas ao permitir maior acesso de consumidores à infraestrutura de rede, que não seriam contemplados por outros modais. Portanto, na presença de malha de gasoduto, não é esperado, em circunstâncias usuais de mercado, que o GNL ou GNC compitam com a distribuição canalizada. De mesmo modo, dentro do raio usual de atuação do GNC, em geral de 200 km, a competição via GNL só se justificaria pela maior quantidade transportada.

Figura 3 – Modais de Transporte de Gás Natural: Rivalidade ou Complementariedade?



Fonte: CADE (2016)

Verifica-se, assim, no curto prazo, mais complementariedade entre os diversos modais de transporte do que propriamente competição *no mercado*. A distribuição a granel em locais ainda não atendidos pela malha de gasodutos pode ser benéfica para a sua expansão, ao propiciar um consumo incipiente do gás, deslocando energéticos substitutos. Assim, no longo prazo, a chegada dos dutos já contaria com algum mercado consolidado. De fato, os projetos estruturantes de “gasodutos virtuais”, empreendidos pelas próprias distribuidoras, se apoiam nessa lógica de prospecção.

Entretanto, dependendo das condições de fornecimento, como cláusulas contratuais e preços praticados, esta abertura de mercado pelo gás distribuído a granel pode-se reverter em fechamento de mercado aos concorrentes atuais (*foreclosure*). Por esta perspectiva, no longo prazo, a competição entre os modais ocorreria *pelo mercado*. Se por um lado o gás canalizado desloca o gás transportado a granel, em princípio mais custoso, por outro este pode impedir a expansão da rede de gasodutos ao capturar clientes-âncoras – grandes consumidores capazes de ancorar elevados investimentos em infraestrutura, imprescindíveis para a expansão.

Na análise original do Ato de Concentração, em 2006, a interação com o GNC não foi contemplada. O Relator do Processo definiu o mercado relevante como o de gás natural dentro do raio de mil quilômetros da planta, ponderando que a inclusão do GLP, tal como pleiteado pelo Consórcio, não alteraria o resultado da análise, dada a posição dominante da Petrobras também neste mercado.

Quanto a possível captura de clientes-âncoras, prevaleceu o entendimento do Relator de que a questão era pertinente à esfera regulatória e à política energética, dada a transferência de bem-estar implícita entre agentes. Assim, não caberia à autoridade antitruste impedir o acesso de cliente-âncora a outro modal energético pela justificativa de inviabilizar o financiamento da expansão futura da rede.[6]

Vislumbrou-se, entretanto, a possibilidade concreta da Petrobras praticar preços predatórios (abaixo do custo médio) ao gás natural fornecido ao Consórcio, proveniente do contrato com a Bolívia (GASBOL). A essência da operação residiria no aproveitamento do gás natural contratado, pago e não consumido pela Petrobras na época. Como grande parte da disponibilidade de gás contratada destinava-se ao lastro da geração termelétrica, previstas para operarem esporadicamente em momentos hidrológicos adversos, a Petrobras poderia monetizar parte do gás não consumido via “venda” ao Consórcio Gemini. Deste modo, a Petrobras teria incentivos a repassar as “sobras” de gás não consumido para o Consórcio a preços irrisórios, ou mesmo nulo, refletindo o custo de oportunidade nulo do gás vinculado ao *take or pay* não consumido. Em contraste, as rivais distribuidoras estaduais não-integradas arcariam com preços elevados de gás e pesadas cláusulas de *take-or-pay*. [7] Deste modo, a possibilidade de subsídios cruzados (*price squeeze*) entre os segmentos não-competitivo (distribuição por dutos) e competitivo (distribuição de GNL) penalizaria não apenas o mercado das distribuidoras, como os potenciais entrantes (não-integrados) ao mercado de GNL.

As próprias requerentes informaram inicialmente que o gás natural fornecido pela Petrobras não seria objeto de precificação ou contrato, pois se configurava como contrapartida da Petrobras no Consórcio. Posteriormente, face às críticas da ANP e do CADE, foi estabelecida a remuneração do gás no “Anexo 6” ao Acordo Operativo do Consórcio Gemini.

Estruturado de modo a tornar possível o não pagamento efetivo do gás consumido, o “Anexo 6” foi objeto de muitas críticas e preocupações, na medida em que: (i) não prevê cláusulas de *take or pay* e *ship or pay*; (ii) considera descontos de perdas e consumo interno da planta de liquefação no custo do gás – vantagem significativa tendo em vista as elevadas perdas no processo de liquefação em contraposição às pequenas no transporte por dutos; (iii) estabelece reajuste de preço pelo IGP-M, e não por cesta de óleo, como usualmente utilizado com as distribuidoras; e (iv) institui pagamento de contas por escala de prioridade e uma conta gráfica do gás, para permitir compensação de prejuízos.

O “Anexo 6” indica que a participação da Petrobras no Consórcio foi estabelecida de forma a repassar o gás sem custo para a planta. Esta estratégia é vital para a viabilidade do projeto, tendo em vista os elevados custos incorridos para liquefação e transporte do GNL. Assim, o que provavelmente tornava o projeto minimamente viável era a possibilidade de liquefazer um gás a custo de oportunidade próximo de zero e comercializá-lo em regiões não atendidas pelas distribuidoras. Se este custo deixa de ser desprezível, o projeto torna-se insustentável.

A Procuradoria do CADE (ProCADE) reconheceu que a operação proporcionava a entrada de um novo player, estimulando a competição setorial, mas ponderou que *“a operação pode resultar um potencial prejuízo à expansão da rede de gasodutos pelas concessionárias estaduais que participarem do mesmo mercado, eis que submetidas a regras regulatórias diferenciadas, o que poderia prejudicar a natureza pró-competitiva da operação, o que sugere a adoção de restrições”*.

A Comgás, como terceira interessada, solicitou que os contratos de venda de GNL da GásLocal tivessem obrigatoriamente prazo indeterminado e ausências de cláusulas de *take-or-pay* e de multa por rescisão contratual. Entretanto, o Relator não acolheu estas solicitações. Por um lado, considerou razoável a necessidade de contratos de longo prazo com cláusulas de *take-or-pay*, tendo em vista os vultosos investimentos incorridos pelo Consórcio. Por outro, já havia firmado entendimento de que a questão da captura de clientes-âncoras pertencia à esfera regulatória ativa e não à reativa (defesa da concorrência), não devendo interferir em condições contratuais de fidelização.

Entretanto, seguindo recomendação da ProCADE, o Relator indicou aprovação do Ato de Concentração com restrições, o que foi acatado pelo Conselho do CADE. Em linhas gerais, em formulação de restrições inéditas, determinou-se a publicidade do controverso “Anexo 6”, das demonstrações contábeis da GásLocal e dos preços, prazos e volumes dos contratos com seus clientes. O Consórcio recorreu da decisão alegando confusão entre transparência e publicidade, condenando a divulgação de dados estratégicos e privados. No

âmbito administrativo do CADE, acolheu-se a crítica em parte, restando estabelecido que o órgão só divulgaria os dados agregados por cidade. Já no âmbito judicial, o Consórcio saiu vitorioso. A Justiça, sem adentrar no mérito da decisão do CADE, deferiu liminar, que transitou em julgado sem recursos do CADE, suspendendo os remédios propostos por falta de razoabilidade.

O processo administrativo e a revisão do Ato de Concentração

Em 2007, a Comgás entrou com representação na Secretaria de Direito Econômico (SDE), do Ministério da Justiça, para que fosse investigada prática de subsídios cruzados e discriminação de preços no fornecimento de gás para o Consórcio, instaurando-se Averiguação Preliminar no CADE. Os pareceres da SDE, do ProCADE e do Ministério Público Federal (MPF) recomendaram o arquivamento do processo, pois identificaram que o saldo da Conta Gráfica do Gás (“Anexo 6”) havia sido integralmente zerado, caracterizando a remuneração do gás pelo Consórcio. Entretanto, em 2013, a relatora do caso votou pela abertura de Processo Administrativo para apuração de infrações à ordem econômica e pela própria revisão do Ato de Concentração, justificando que a análise isolada da conta gráfica por si só não afastava a existência de indícios concretos de condutas anticompetitivas.

A discriminação de preços ou de condições contratuais não constitui necessariamente prática anticompetitiva, uma vez que é legítimo o tratamento desigual frente a agentes ou circunstanciais desiguais. Como observa o CADE (2016), para que “*se configure ilícito antitruste, é necessário que: (i) o agente econômico discriminador possua posição dominante no mercado relevante de origem; (ii) haja prejuízo, ainda que potencial, à livre concorrência; e (iii) não existam justificativas objetivas para a prática que demonstrem racionalidade econômica legítima na conduta*”. Sob esta perspectiva, no processo em andamento, a Superintendência-Geral do CADE (SG) conclui pela configuração da infração de tratamento discriminatório antinconcurrenial, recomendando o julgamento do caso pelo Tribunal.

Em linhas gerais, para fundamentar o seu entendimento, a SG (i) refina a definição do mercado relevante em análise; (ii) consolida os indícios do tratamento discriminatório; (iii) associa a discriminação ao exercício abusivo de posição dominante no mercado; (iv) caracteriza os danos decorrentes à concorrência; e (v) afasta qualquer justificativa legítima para a prática.

Na presente revisão, adota-se definição distinta para o mercado relevante. Compreendendo que a competição ocorre *pelo mercado*, embora a área de atuação relevante seja delimitada pelo raio de mil quilômetros da planta de liquefação, a área de atuação crítica seria dada pelos locais potenciais de expansão da malha de gasodutos que são supridos pelo GNL. Assim, embora o *market share* da GásLocal possa ser irrisório frente ao gás comercializado pelas distribuidoras locais (principalmente face à impugnante Comgás), o poder de mercado é muito mais significativo, posto que a competição dá-se *pelo mercado* e que a captura de clientes-âncoras impediria a expansão desejável da rede, fechando o mercado das distribuidoras.

A análise reitera o entendimento que o Consórcio foi estruturado de modo a garantir um custo de gás favorável pela Petrobras, o que é respaldado inclusive por nota técnica recente da ANP (2015). A discriminação de preço permitiria, inclusive, que a GásLocal competisse com a tarifa regulada de gás canalizado para determinadas faixas de consumo, o que não seria esperado em condições usuais de mercado.

A SG conclui que, a partir do custo subsidiado de gás, o Consórcio seria capaz de oferecer preço final em troca de cláusulas de fidelização mais severas, capturando clientes-âncoras. A fidelização perderia a sua função de compensação de custos afundados e serviria, em última instância, “*como mecanismo de fechamento de mercado despido de eficiência econômica e concorrencial*”.

Adota-se, portanto, entendimento diverso ao qualificar a questão do cliente-âncora como pertinente a esfera da defesa da concorrência. O dano se estabelece essencialmente pela captura de clientes-âncoras e pelo conseqüentemente fechamento de mercado, fruto de competição espúria por discriminação anticompetitiva sem justificava econômica legítima.

Para fundamentar a Medida Preventiva, que determinou o fim da discriminação de preço de gás ao Consórcio, a SG acatou pedido da Comgás que apontou que quatro clientes-âncoras, localizados em quatro diferentes cidades paulistas, foram capturados pela GásLocal com preços próximos à tarifa regulada, inviabilizando a expansão da malha para as regiões.

Neste ínterim, a White Martins impugna judicialmente o Processo Administrativo e a revisão do Ato de Concentração em andamento, sob a justificativa que se trata de matéria já julgada e aprovada pelo órgão. A Petrobras, no entanto, não respalda a ação judicial, indicando que a exigência de rever o custo de fornecimento do gás é bem-vinda na atual conjuntura.[8]

Comentários finais: defendendo a concorrência ou garantindo o monopólio?

De início, deve-se ponderar que embora a Lei permita o reexame do Ato de Concentração e que os remédios prescritos sequer foram aplicados, é inusitada, se não inoportuna, a revisão de matéria julgada com motivação preventiva para empreendimento que já opera há dez anos.

A explanação do caso evidencia que se trata de matéria nebulosa e complexa, apoiada em linha tênue entre regulação ativa e reativa (defesa da concorrência), suscitando contestações judiciais recorrentes. Esta ambivalência é típica em indústrias de infraestrutura parcialmente liberalizadas, que ficam sujeitas à regulação ativa em elos de monopólio (em geral, distribuição) e à regulação reativa em elos liberalizados. A interação entre essas duas dimensões é essencial para que os benefícios da competição não sejam contrabalançados por exercícios de poder de mercado nos elos de monopólio; e para impedir que empresas integradas abusem de suas posições dominantes, restringindo a competição e ampliando o seu poder de mercado (POSSAS et al., 1998b).

As delimitações regulatórias são fundamentais para incutir a competição desejada na cadeia, reduzindo barreiras à entrada e permitindo acesso a terceiros à infraestrutura consolidada. Neste aspecto, como observa a ANP (2015), a Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) permitiu um retrocesso ao não garantir acesso a terceiros interessados aos terminais de GNL, preservando barreiras à entrada no mercado doméstico de gás.

A abertura de segmentos potencialmente competitivos é condição necessária, mas não suficiente para introduzir a competição nos setores de infraestrutura, dada a presença de custos afundados em ativos específicos (*sunk cost*) e a possibilidade de comportamentos oportunistas das firmas estabelecidas, que podem impor barreiras à entrada intransponíveis.

A abertura incompleta destituída de desverticalização *de fato*, como a brasileira, que não estabeleceu limites à participação acionária nos diferentes segmentos, reforçam barreiras estruturais e dificultam a competição. Neste contexto, a atuação do órgão de defesa da concorrência torna-se crucial para coibir práticas discriminatórias anticompetitivas, que aumentem custos ou restrinjam a entrada de rivais não integradas.

Entretanto, como observam Possas et al. (1998b), o possível ganho competitivo de prevenir eventual abuso de poder de mercado da empresa integrada dominante em segmentos desregulados, seja por preços predatórios, subsídios cruzados ou *foreclosure*, deve ser contrastado com a desvantagem de excluir do mercado um importante competidor potencial.

Na análise da revisão do caso em tela, a SG observa que o subsídio cruzado é a tese defendida para justificar o financiamento da conduta de discriminação, mas com ela não se confunde, concluindo que se a prática for financiada por qualquer outro meio (inclusive via prejuízo da Petrobras), permanecem os danos causados e a sua caracterização anticoncorrencial. Deste modo, o ponto crucial para a análise antitruste – tanto para a revisão *a posteriori* de medidas preventivas, quanto para o Processo Administrativo de caráter punitivo – reside na captura de clientes-âncoras e de suas consequências concorrenciais.[9]

A captura de clientes-âncoras refere-se ao fenômeno reconhecido pela literatura como *creamskimming competition* (VISCUSI et al., 2005), em que a empresa entrante absorve os segmentos mais lucrativos (creme), deixando para a empresa regulada os segmentos menos atrativos (leite), comprometendo a eficiência produtiva e a possibilidade de financiar objetivos não econômicos, como a universalização de acesso ao serviço. Assim, ao capturar grandes consumidores em novas localidades, a GásLocal comprometeria a expansão da rede, deixando apenas os segmentos menos lucrativos às concessionárias.

Na análise original do Ato de Concentração, o CADE considerou ser esta uma questão pertinente à esfera regulatória ativa, já em sua revisão, vislumbrou-se danos anticoncorrenciais, reconhecendo a competência antitruste. É provável, no entanto, que diga respeito a ambas as esferas regulatórias, ativa e reativa.

Se por um lado, a participação da Petrobras no Consórcio pode resultar em discriminação anticompetitiva, aumentando o seu poder de mercado, por outro,

não se deve negligenciar a contestação do monopólio legal das distribuidoras estaduais de gás canalizado pelo GNL. Neste sentido, deve-se investigar a plausibilidade da captura de clientes *de fato* âncoras à luz da tentativa de estender o monopólio legal em área de concessão ao direito exclusivo indevido de comercialização do energético, restringindo oferta a consumidores que ainda não dispõem de opções. No caso em tela, foi alegado um cliente-âncora para cada cidade, o que suscita a questão se não há outros clientes e segmentos que não possam ser efetivamente prospectados, capazes de diluir o custo fixo da chegada de dutos à região. Assim, temendo prejuízos à concorrência, pode-se estar reduzindo a contestabilidade de monopólios e, na prática, aumentando a sua área de atuação para além das prerrogativas legais.

Como indicam Possas et al. (1998a), “*a opção pela competição nos setores de infraestrutura pode se revelar o melhor meio de promover os objetivos de eficiência econômica, contanto que as condutas das empresas estabelecidas sejam monitoradas pelas agências reguladoras e de defesa da concorrência. Trata-se de usar a concorrência como mecanismo de identificação dos limites do monopólio natural*”.

A perspectiva de “sobra” de gás natural no mercado doméstico, o que provavelmente motivou o empreendimento da GásLocal, transformou-se em contexto de escassez de gás com baixo custo de oportunidade. Os prováveis prejuízos da Petrobras no Consórcio e a ambivalência de sua consequência para o ambiente competitivo apontam que a questão deveria ser equacionada, em grande parte, em esfera privada societária. A intervenção regulatória (ativa ou reativa), decorrido tanto tempo de operação, poderia se restringir à proibição de condições contratuais de fidelização que subvertem a lógica econômica, garantindo a migração à rede.

A nova conjuntura da indústria do gás natural e da Petrobras, como analisado por [Almeida e Colomer \(2016\)](#), demandam resposta regulatória mais ampla, profunda e conjunta da regulação ativa do setor e da atuação reativa e preventiva da defesa da concorrência.

Referências:

Almeida, E.; Colomer, M. (2013). “Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos.” Synergia.

Almeida, E.; Colomer, M. (2016). “Indústria do gás natural no Brasil: a reforma necessária para a saída da Petrobras”. <https://infopetro.wordpress.com/2016/06/29/industria-do-gas-natural-no-brasil-a-reforma-necessaria-para-a-saida-da-petrobras/>

ANP (2015). Nota Técnica nº 26/2015/CDC.

CADE (2016). Nota Técnica nº 12/2016/CGAA4/SGA1/SG/CADE.

POSSAS, M.; FAGUNDES, J.; PONDÉ, J. (1998a). Defesa da Concorrência e Regulação. Revista de Direito Econômico, janeiro/julho, número 27.

POSSAS, M.; FAGUNDES, J.; PONDÉ, J. (1998b). Defesa da Concorrência e Regulação de Setores de Infraestrutura em Transição. ANPEC.

SEAE (2005). Parecer nº 06202/2005/DF.

VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. (2005). Economics of regulation and Antitrust. The MIT Press; 4th edition.

Notas:

(*) Doutorando Do IE/UFRJ

[1] Em dezembro de 2015, a Petrobras vendeu 49% da Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil, por R\$ 1,9 bilhões, no âmbito de seu atual plano de desinvestimento.

[2] Atualmente, das 27 distribuidoras de gás existentes no país, a Petrobras não detém participação em 7: Cigás (AM), Gás do Pará (PA), Gasmig (MG), CEG (RJ), Gás Natural Fenosa (SP), antiga Gás Natural SPS, Comgás (SP) e MTGás (MT).

[3] Ato de Concentração nº 08012.001015/2004-8.

[4] O órgão de defesa da concorrência atua *ex ante*, em caráter preventivo, em fusões, aquisições e *joint ventures* que possam resultar em poder de mercado prejudicial ao ambiente competitivo; e *ex post*, em caráter punitivo, em circunstâncias de infrações cometidas à ordem econômica. Deve-se observar que com a alteração do marco legal da defesa da concorrência, em 2011, com a substituição da Lei nº 8.884/1994 pela Lei nº 12.529/2011, a atuação preventiva do CADE tornou-se mais efetiva e célere, ao condicionar a consumação da operação à aprovação do órgão.

[5] Averiguação Preliminar nº 08012.011881/2007-41, posteriormente convertida em Processo Administrativo.

[6] A questão do cliente-âncora foi levantada pela Comgás durante a análise original do Ato de Concentração, impugnando a operação como terceira interessada: “A oferta de descontos para alguns poucos clientes-âncoras, agindo como *free-riders*, já seria suficiente para erigir a barreira à entrada pretendida (...) é razoável supor que os objetivos de expansão e consolidação monopolista vertical e horizontal no país para distribuição de gás no longo prazo tende a ser mais importante do que o objetivo de manter bons negócios com a Comgás”.

[7] Nota-se que as distribuidoras se constituem como rivais pela delimitação do mercado relevante, ao definir a dimensão do produto pelo gás natural. Foi com intuito de afastar preocupações concorrenciais dessa natureza, que as requerentes argumentaram no sentido de enquadrar o GNL como mercado relevante distinto do gás natural.

[8] Segundo reportagem “Petrobrás entra em conflito com sócia” (Estado de São Paulo, 3/5/2016), o fornecimento de gás subsidiado já teria causado prejuízos de R\$ 400 milhões à Petrobras. <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,petrobras-entra-em-conflito-com-socia,10000048963>

[9] Deve-se notar que se o Consórcio atendesse apenas a clientes localizados em regiões não contempladas pela expansão da malha, o dano à concorrência com gás canalizado não seria materializado.

A jabuticaba elétrica

Por Ronaldo Bicalho

Se só existe no Brasil e não é jabuticaba, não é coisa boa. Essa frase é bastante conhecida e sempre utilizada quando se deseja desqualificar algo que só existe no Brasil. Apresentada de diferentes maneiras e em distintas ocasiões, a teoria da jabuticaba sintetiza as dificuldades de alguns analistas na hora de tratar especificidades que não se encaixam nas explicações de cunho geral disponíveis na praça. Algumas são boas, outras são más, porém, ao fim e ao cabo, jabuticabas são apenas jabuticabas.

O setor elétrico brasileiro pode ser visto como uma grande jabuticaba; pode ser encarado como algo que existe só no Brasil e, em consequência, segundo a teoria da jabuticaba, não é uma coisa boa. No entanto, essa opinião pode ser simplesmente fruto da incapacidade de compreender a real natureza desse setor e, portanto, de identificar as qualidades da fruta.

A análise da transição elétrica brasileira no contexto da transição do setor elétrico no mundo oferece uma boa oportunidade de qualificar as potencialidades da nossa jabuticaba elétrica. Nesse caso, é necessário, inicialmente, identificar qual é, de fato, a singularidade do setor elétrico brasileiro, para então qualificar essa singularidade no quadro da transição mundial.

Considerando a transição elétrica mundial como sendo a substituição dos combustíveis fósseis pelos combustíveis renováveis da matriz elétrica, a transição elétrica brasileira representaria o movimento inverso. Se no caso mundial a mudança se daria a favor dos renováveis, resultando na ampliação significativa da participação desses na matriz, no caso brasileiro, os favorecidos seriam os combustíveis fósseis, que aumentariam a sua participação na matriz brasileira.

Assim, premido pela mudança climática, o setor elétrico no mundo marcharia em direção aos renováveis. Restringido pelo esgotamento do processo de exploração do seu potencial hidráulico, o Brasil caminharia para uma participação maior das térmicas no parque de geração e, portanto, dos combustíveis fósseis na sua matriz de geração (considerando as fortes dificuldades enfrentadas pelo nuclear no país). Assim, enquanto a mudança climática empurraria o setor elétrico no mundo na direção dos renováveis, a exaustão do seu modelo hidráulico empurraria o setor elétrico brasileiro na direção dos fósseis.

Nessa visão, o setor elétrico brasileiro estaria fadado a ir perdendo a sua singularidade, com as centrais hidráulicas perdendo o seu protagonismo em prol das centrais térmicas. Assim, o modelo brasileiro estaria deixando de ser específico para adquirir um caráter mais universal. Nesse caso, nossas especificidades estariam perdendo força na definição do modelo técnico-econômico-institucional que estrutura a operação e a expansão do setor.

A descaracterização estrutural do setor, fruto da mudança radical na matriz de recursos naturais, abriria espaço para um maior protagonismo das térmicas, e com isso para a estruturação de um modelo institucional mais próximo do padrão internacional, com prevalência dos mecanismos de mercado na coordenação do setor.

Nesse contexto, o processo em curso poderia ser definido como uma descaracterização irreversível do setor elétrico brasileiro no qual iriam desaparecendo as nossas jabuticabas elétricas.

No entanto, é necessário definir melhor a singularidade do setor elétrico brasileiro na contextualização da transição elétrica brasileira face à transição mundial.

A análise apresentada anteriormente carrega uma visão da singularidade do setor elétrico brasileiro como sendo a participação elevada das energias renováveis – leia-se hidráulica – na matriz elétrica. Por conseguinte, na medida em que essa participação vai se reduzindo, a singularidade do setor vai se esmaecendo.

Contudo, o que torna o setor elétrico brasileiro singular é a elevada significância dos reservatórios em relação à carga no sistema elétrico brasileiro. A capacidade máxima de estocagem dos reservatórios das usinas brasileiras ultrapassa 40% da carga demandada por esse sistema.

Se colocarmos essa grande capacidade de estocagem no centro da singularidade brasileira, a contextualização adquire nuances bastante interessantes.

A transição elétrica mundial é um processo indefinido, existindo muitas incertezas técnicas e econômicas sobre o seu desenrolar. Portanto, estamos falando sobre um processo em aberto.

Nesse processo, a evolução da participação das renováveis na matriz elétrica depende do avanço da capacidade do setor elétrico de injetar flexibilidade para fazer frente à intermitência dessas fontes. Para isso, é fundamental desenvolver: capacidade de estocagem, flexibilidade das centrais e cobertura e inteligência de rede.

Nesse sentido, a elevada capacidade de estocagem e a alta flexibilidade das centrais hidrelétricas características do sistema elétrico brasileiro constituem recursos extremamente favoráveis à expansão das renováveis.

Vista por esse ângulo, a singularidade brasileira residiria na sua capacidade de encaixar uma expansão significativa de energias renováveis variáveis. De tal forma que não estaríamos na contramão da transição elétrica mundial, mas consoantes com ela.

Face a isto, não há uma redução do papel das hidrelétricas (com seus reservatórios), mas uma mudança desse papel. Esse conjunto – hidrelétrica + reservatório – era protagonista no paradigma brasileiro anterior e tem

condições de continuar sendo protagonista do novo paradigma; só que desta vez muito mais alinhado com o global do que antes.

Em suma, a transição elétrica brasileira não se contrapõe, necessariamente, à transição elétrica mundial; pelo contrário, ela tem condições de não só convergir com essa transição, mas de ir mais longe nessa transição, graças aos recursos que dispõe o país.

A questão-chave em relação a isto é como se monta um modelo que permita explorar esse potencial de avanço na transição elétrica, transformando esses recursos em vantagens competitivas para o país.

Nesse sentido, a jabuticaba elétrica brasileira é uma coisa boa e o grande desafio é como tirar partido dessa vantagem em benefício do desenvolvimento do País. Portanto, besteira e idiotice é a teoria, não a fruta.

Nota: Esse texto em muito se beneficia do debate interno sobre o setor elétrico em curso no Grupo de Economia da Energia. A responsabilidade do conteúdo é do autor, porém a inspiração é fruto desse trabalho coletivo. Portanto meus agradecimentos aos colegas: Edmar de Almeida, Helder Queiroz, Luciano Losekann, Miguel Vazquez, Roberto d'Araújo, Renato Queiroz, Clarice Ferraz e Diogo Lisboa.

Aprendizado regulatório e transição energética: o caso da energia solar fotovoltaica no Brasil

Por Miguel Vazquez e Michelle Hallack

Em um [artigo anterior](#), comentávamos as potenciais aplicações da economia da complexidade no contexto da economia da energia. Neste artigo pretendemos aprofundar a ideia e aplicar alguns conceitos desenvolvidos pela economia da complexidade para entender as profundas mudanças que os sistemas elétricos do mundo todo estão experimentando. Os argumentos evolucionários têm sido reconhecidos como elementos relevantes da análise de políticas energéticas. Ademais, a importância de considerar a coevolução entre instituições e tecnologia nesse processo é cada vez mais estudada na literatura (Foxon, 2011), (Unruh, 2000) ou. (Nill and Kemp, 2009).

Por outro lado, o nível de detalhe com que as instituições são estudadas é ainda moderado. Nesse sentido, este artigo está preocupado em começar a análise da evolução das regras. Olhando desde um ponto de vista geral, é possível usar a definição de regras desenvolvida em (Crawford and Ostrom, 1995): as regras são prescrições do que os jogadores envolvidos “devem” fazer, “não podem” fazer, e “podem” fazer, além das penalidades associadas com os casos em que não se seguem as regras. Um caso particular de regras é o arcabouço regulatório. Ou seja, vamos nos interessar pela análise dos elementos fundamentais do processo dinâmico que define as mudanças regulatórias no setor elétrico.

Nesse sentido, consideramos que as regras não são, no geral, o resultado de um processo de tomada de decisão estático e racional. As regras são propriedades emergentes da interação complexa entre a indústria e os agentes que definem a regulação. Como mostra (Arthur, 2014), as propriedades emergentes são características dos sistemas complexos.

Do ponto de vista da análise que desenvolvemos neste texto, um ponto central da nossa representação é considerar que o processo de definição das regras está caracterizado por racionalidade limitada. Na nossa análise, os agentes que definem as regras não decidem usando um raciocínio racional e dedutivo (no sentido da teoria da escolha racional). O raciocínio dos nossos agentes será indutivo, no sentido mostrado por (Arthur, 1994a). Mais especificamente, representamos que os definidores de regras, em um contexto de grande complexidade, compreendem a realidade através de modelos simplificados, os quais são usados para desenvolver deduções ad hoc. Essas deduções podem ser interpretadas como crenças dos definidores de regras.

Os agentes que desenham as regras, no entanto, obtêm informações e feedback do ambiente, o qual permite que atualizem as deduções obtidas dos modelos simplificados pelos quais processam a informação que recebem (as suas crenças). A representação pode ser entendida no contexto de (Simon, 1959): os definidores de regras seguem rotinas para satisfazer os seus critérios. Ou seja,

eles só vão mudar as regras no caso em que os resultados observados não sejam mais satisfatórios.

Com o intuito de entender os elementos fundamentais do processo anterior, usamos o contexto do “Institutional Analysis and Development (IAD)”, (Ostrom, 2009). No IAD, os principais vetores da mudança de regras (no nosso caso, as instituições regulatórias) são os critérios de avaliação (evaluative criteria). Assim, a nossa estratégia é conectar a ideia de critérios de avaliação com a de crenças dos definidores de regras, com o intuito de analisar a mudança das regras. De outra forma, o principal vetor de mudança regulatória serão os critérios de avaliação. Isto é, usando os mesmos critérios de avaliação os agentes podem fazer mudanças marginais nas regras para se adaptar a novos contextos, gerando como consequência uma coevolução das regras e da tecnologia.

Além disso, levaremos em consideração a importância da coerência entre instituições e prática tecnológica, no contexto da transição energética. Nesse sentido, o problema estará perto do problema estudado em (Künneke, 2008), onde se argumentava que o processo de reestruturação das indústrias elétricas, baseada na implantação de mercados, criou uma situação incoerente: mecanismos descentralizados foram implantados visando a coordenação das atividades de uma indústria baseada em uma tecnologia fortemente centralizada. Embora essa visão possa ser aplicada a várias indústrias elétricas na União Europeia e nos Estados Unidos, não parece ser o caso em vários outros sistemas. Em particular, muitos países na América Latina são exemplos significativos de desenhos de arranjos de mercado centralizados. De fato, a tendência observada atualmente na Europa e, em algum grau, nos Estados Unidos, é a implantação de soluções mais centralizadas.

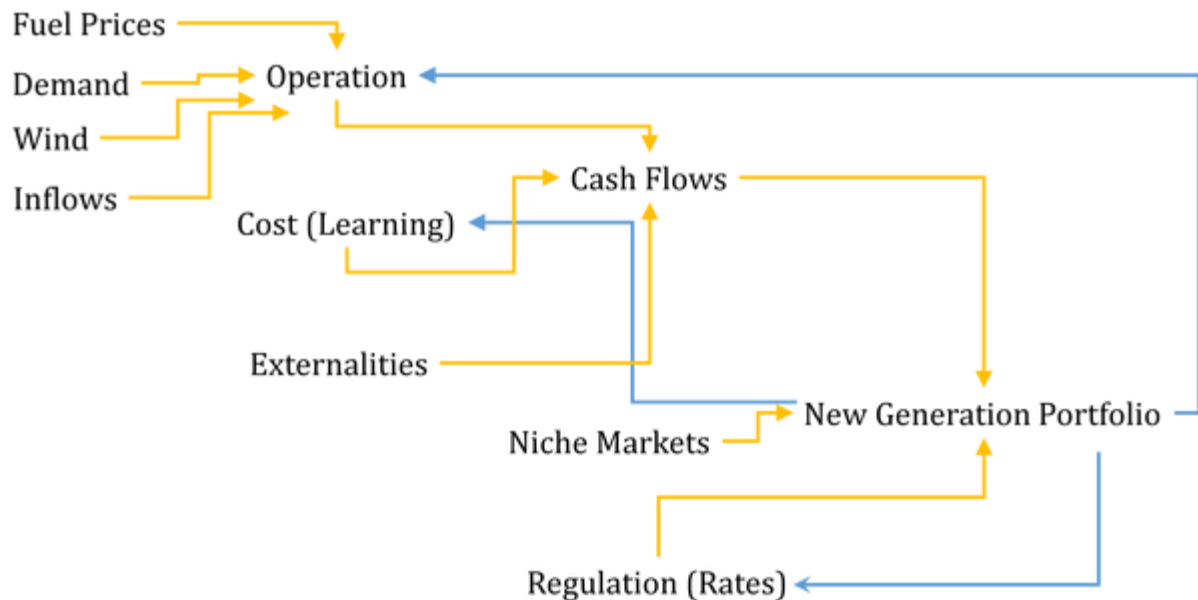
Ao mesmo tempo, durante os últimos anos, as soluções para produzir eletricidade de forma descentralizada têm se tornado mais atrativas. Então, a pergunta que surge pode ser apresentada como: é factível que essa tecnologia descentralizada entre em arranjos institucionais fortemente centralizados? A resposta poderia depender das regras particulares que governem cada indústria. Por tanto, estudamos o caso particular da solar FV no Brasil, em que os arranjos institucionais para a produção de eletricidade (baseada em um desenho de mercado centralizado) contêm barreiras à entrada de geração distribuída, (Mello, 2014). Se os definidores de regras não se adaptam às novas tecnologias, a geração solar FV poderia estar artificialmente enviesada para a solar concentrada (ou seja, um lock-in tecnológico). Os critérios de avaliação (ex. segurança energética, preço, investimento em conteúdo local, atratividade de financiamento internacional...) se tornam elementos centrais para entender os caminhos da coevolução entre tecnologia e regras no sistema.

Para analisar o problema, propomos o uso de um modelo de dinâmica de sistemas, na linha proposta por (Forrester, 1968) para modelar o setor elétrico brasileiro. O intuito é mostrar qual o papel que jogam os critérios de avaliação na evolução das regras. Vamos considerar que os reguladores consideram três tipos de critérios de avaliação: i) estão preocupados unicamente por comprovar que a eletricidade seja produzida pela tecnologia mais barata disponível hoje; ii) se preocupam por comprovar que as novas tecnologias são introduzidas em mercados nicho, sem mais adaptação institucional; iii) observam se a adaptação

institucional é necessária para evitar lock-in tecnológico. Nesse contexto, mostraremos que a definição do contexto institucional, em um quadro de estresse no sistema de inovação, é crucial para desenvolver novas tecnologias. Por outro lado, entender os caminhos potenciais de desenvolvimento da tecnologia é central para poder definir critérios de avaliação adequados que permitam a adaptação regulatória associada com mudanças na prática tecnológica. Desenvolvemos um modelo (representado na Figura 1) para descrever os processos de decisão de forma estilizada:

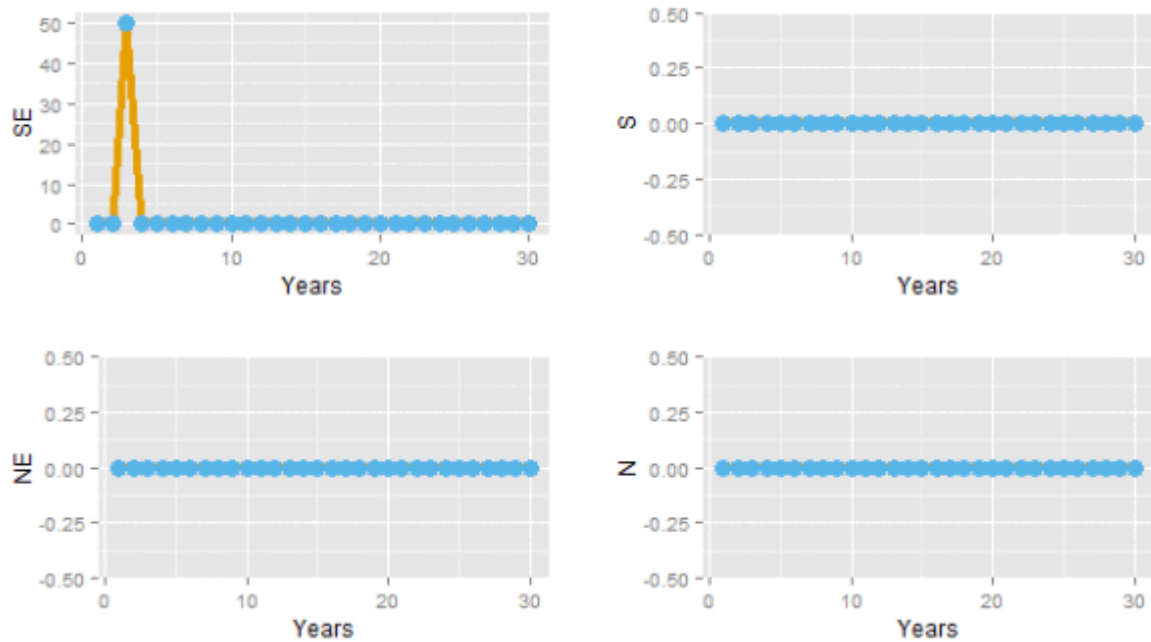
- Com as expectativas de geração futura os agentes calculam a receita esperada;
- Com as curvas de aprendizado os agentes calculam os custos tecnológicos;
- Com a regulação os agentes calculam a taxa de desconto sobre o investimento.

Figura 1. Esquema do modelo



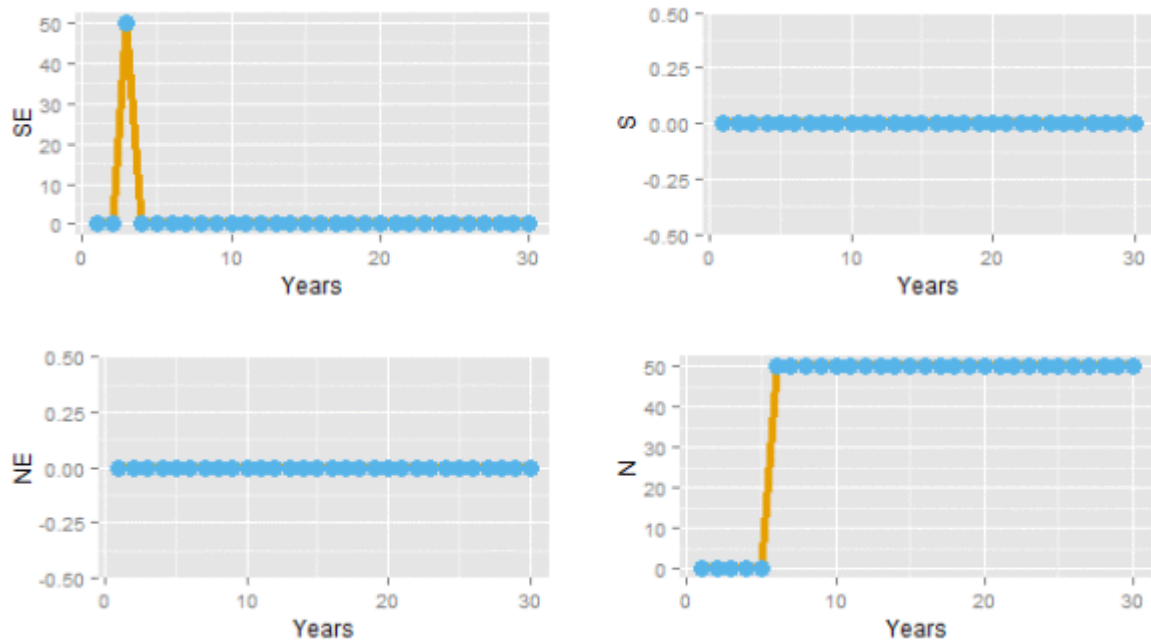
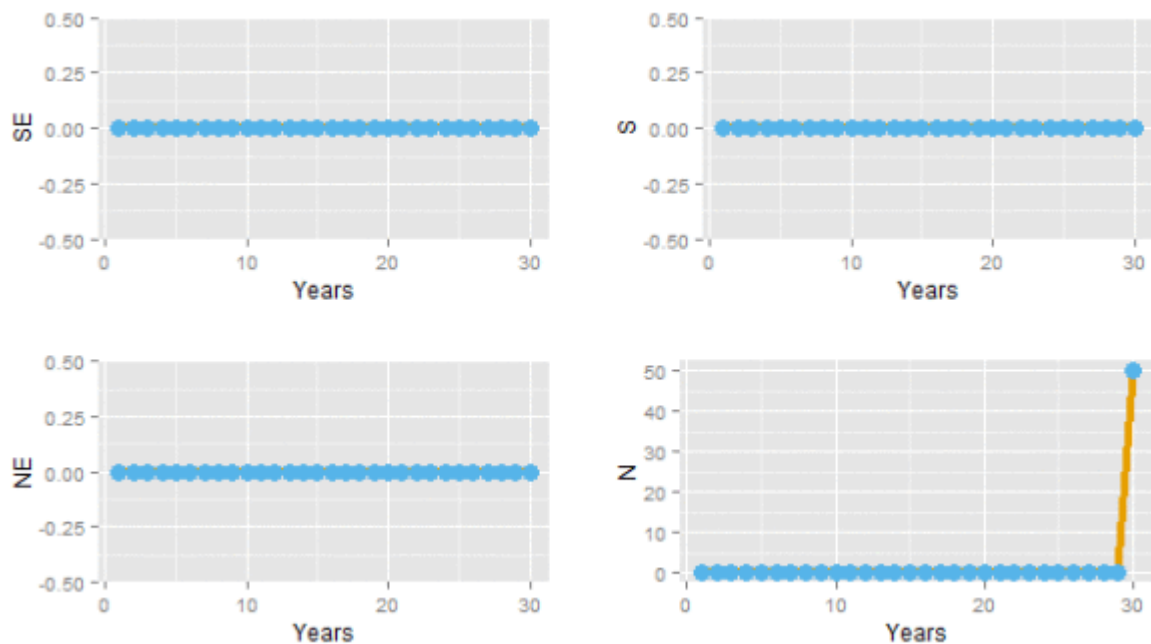
Os reguladores irão alterar os incentivos dados a partir do critério de avaliação, e esta mudança impactará a taxa de desconto com a qual se calcula o retorno do investimento. Os investidores podem decidir investir em três negócios distintos: solar centralizada, solar descentralizada ou outras tecnologias tradicionais (como térmicas a gás).

Caso 1 – Não existe nenhum tipo de política tecnológica. Ou seja, neste caso supomos que os reguladores e policy-makers consideram como único critério de avaliação dos resultados da indústria (e, portanto, único vetor para mudar as regras) o preço de mercado. Na Figura 2 observamos que neste caso não ocorre a entrada de solar (nem concentrada nem distribuída) em nenhuma das regiões do país, exceto por um investimento isolado no primeiro ano na região sudeste

Figura 2. Resultados do caso 1: sem entrada de solar distribuída

Caso 2 – No segundo caso consideramos a introdução de uma política orientada à energia solar fotovoltaica. Concretamente, consideramos o uso de mercados nicho (no Brasil, seriam os leilões dedicados). Assumimos assim que a taxa de desconto é melhor para fotovoltaica centralizada, com o objetivo de haver uma diminuição de custos de ambas as tecnologias. Contudo, a política não é tecnologicamente neutra, visto que só favorece a solar FV concentrada. Caso não haja uma evolução da regulação a tecnologia se manterá em mercados nichos em especial na região norte.

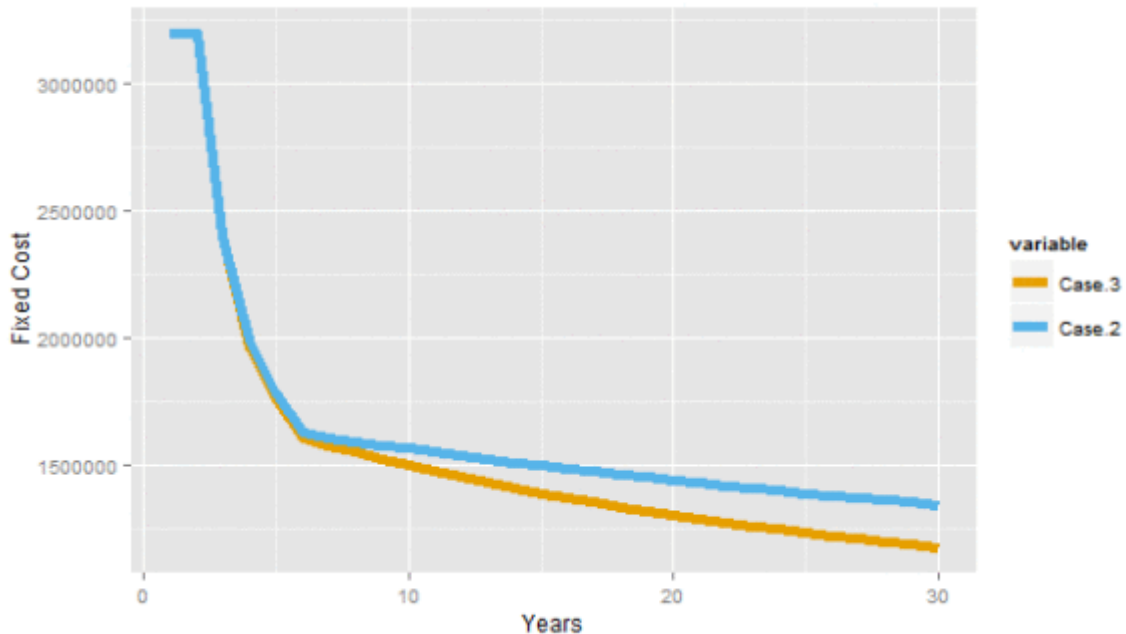
Observamos na Figura 3 e na Figura 4 que só entra solar FV concentrada.

Figura 3. Introdução de solar FV concentrada com mercados nicho**Figura 4. Não introdução de solar FV distribuída no caso 2**

Caso 3 – Neste caso a regulação se adapta e consegue eliminar barreiras à entrada de solar FV distribuída. A mudança regulatória (por exemplo, fontes de financiamento comparáveis) permite que ambas as taxas de desconto sejam equivalentes. Este é o único caso da simulação que entra solar distribuída de forma consistente. Como consequência além do volume da política de nicho há entrada de forma sustentada de solar na região norte do país. Como

consequência do aumento do volume há uma mudança na curva de aprendizado e queda do custo tecnológico.

Figura 5. Comparando o processo de aprendizado no caso 2 e 3



Com este modelo estilizado, usando os mesmos parâmetros simplificados e apenas alterando o critério de avaliação do regulador (que impacta na taxa de desconto do investimento), mostramos o papel fundamental que estes critérios podem jogar na evolução tecnológica. Visto que os agentes que definem as regras interagem no contexto de um sistema complexo, as regras emergem das crenças que os reguladores têm sobre o funcionamento da indústria. Os processos de adaptação, portanto, serão centrais no desenvolvimento de tecnologia.

Se a transição energética realmente gerar uma onda de inovações como se espera, o problema acima será apenas uma pequena ilustração dos desafios que teremos que enfrentar. Atualmente, a forma que se pensa a regulação (seja a teoria, seja a prática de criação de regras) possui uma lógica estruturalmente estática. A inovação é sempre pensada através de cenários tecnológicos que nada mais são que mecanismos de estática comparativa.

Pensar uma regulação que coevolui com a tecnologia passa por pensar a regulação como um conjunto de critérios de avaliação que precisam ser continuamente testados para permitir que as regras mudem (que sejam dinâmicas) sem que isto signifique instabilidade regulatória.

O desafio de regular uma indústria que inova continuamente chegará na energia elétrica em um futuro breve (não sabemos o quão breve, mas muito provavelmente chegará). Simplesmente adaptar os arranjos institucionais já existentes para incorporar nichos para novas tecnologias, são soluções de curto

prazo que não arranham a superfície da discussão metodológica que devemos submeter a regulação para lidar com a transição energética.

Referências:

- Arthur, W. Brian. *Complexity and the Economy*. Oxford University Press, 2014.
- . “Inductive Reasoning and Bounded Rationality.” *The American Economic Review* 84, no. 2 (1994): 406–411.
- Crawford, Sue ES, and Elinor Ostrom. “A Grammar of Institutions.” *American Political Science Review* 89, no. 3 (1995): 582–600.
- Forrester, Jay W. “Industrial Dynamics-after the First Decade.” *Management Science* 14, no. 7 (1968): 398–415.
- Foxon, Timothy J. “A Coevolutionary Framework for Analysing a Transition to a Sustainable Low Carbon Economy.” *Ecological Economics* 70, no. 12 (2011): 2258–2267.
- Künneke, Rolf W. “Institutional Reform and Technological Practice: The Case of Electricity.” *Industrial and Corporate Change* 17, no. 2 (2008): 233–265.
- Mello, João. “Inserção Da Geração Distribuída Fotovoltaica No Sistema Eléctrico Brasileiro: Política Energética E Mecanismos de Incentivo.” Master Thesis, Universidade Federal Fluminense, 2014.
- Nil, Jan, and René Kemp. “Evolutionary Approaches for Sustainable Innovation Policies: From Niche to Paradigm?” *Research Policy* 38, no. 4 (2009): 668–680.
- Ostrom, Elinor. *Understanding Institutional Diversity*. Princeton university press, 2009.
- Simon, Herbert A. “Theories of Decision-Making in Economics and Behavioral Science.” *The American Economic Review* 49, no. 3 (1959): 253–283.
- Unruh, Gregory C. “Understanding Carbon Lock-In.” *Energy Policy* 28, no. 12 (2000): 817–830.

O setor elétrico brasileiro jogando xadrez

Por Renato Queiroz

O setor elétrico brasileiro nos últimos anos vem driblando o fantasma do apagão. A crise econômica evitou tal situação, pois o consumo de energia elétrica arrefeceu. Mas quando a economia brasileira se recuperar, o sistema elétrico será novamente bem solicitado.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico, ONS, revisa periodicamente as previsões da carga do SIN – Sistema Interligado Nacional -, que é o montante de energia requisitado pelo sistema elétrico em um determinado período de tempo, medido em megawatt médio. Juntamente com a Empresa de Pesquisa Energética – EPE – de 4 em 4 meses é divulgado um Boletim de acompanhamento e de previsão para os próximos 4 anos.

O último Boletim é de início do mês de agosto corrente. O documento indica que a carga de energia de janeiro a julho de 2016, comparativamente ao mesmo período de 2015, aumentou em 0,6%. Ou seja, embora não tenha crescido como era previsto anteriormente, não houve a queda como muitos imaginavam. E a recuperação do consumo certamente ocorrerá e pode até ser mais rápida do que os mais conservadores imaginam.

As temperaturas elevadas nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul e as baixas temperaturas na região sul, em junho, fizeram a carga crescer. O uso de aquecedor e de ar-condicionado pelas residências já levou a uma solicitação maior de eletricidade pela população, mesmo com o crescimento negativo do segmento industrial e do comercial. Se esses segmentos retomarem fortemente as suas atividades, terá que haver oferta de energia. No que se refere às previsões para os próximos 4 anos, considerando o ano de 2016, o crescimento médio anual previsto da carga de energia é de 3,7% (ONS/EPE 2016).

A pergunta que se coloca é: o setor está preparado para enfrentar os desafios que vêm pela frente sob uma perspectiva de retomada do consumo de energia?

O sistema elétrico vem perdendo a confiabilidade ao longo dos anos. O então ministro interino de Minas e Energia, Márcio Zimmermann, em outubro de 2012, declarou na mídia, após o segundo apagão em menos de um mês e um quarto apagão no mesmo ano: “a sequência de apagões não é normal e o sistema elétrico brasileiro vem perdendo a confiabilidade” (Veja eletrônica, 2012). O próprio governo admitia publicamente essa condição. É interessante destacar que um mês antes da declaração do ministro foi editada a MP 579/2012, definindo os critérios e condições para a prorrogação das concessões de geração hidrelétrica. Essa medida trouxe perda de autossuficiência das concessionárias e mais incertezas e prejuízos para o setor elétrico.

Quando chega uma crise mais aguda, decide-se por um grande ajuste na regulação setorial. Parece que há uma dificuldade dos governos em reformularem o marco regulatório sob a vigência do próprio governo que implantou as regras. Então somente em uma nova administração política é que são promovidas mudanças. Em passado recente, 2001/2002, vimos essa situação após o racionamento de energia elétrica. Atualmente com novos atores no setor com certeza os ajustes na regulação devem ocorrer.

Importante ressaltar que fazendo uma lista das causas que, desde a década de 90, os especialistas apontam como responsáveis pelas crises do setor ou por blecautes de caráter nacional encontram-se pontos comuns: esvaziamento progressivo dos reservatórios das hidrelétricas que comprometem a segurança do abastecimento; necessidades de ajustes no modelo setorial; investimentos insuficientes em manutenção de instalações em operação; desmantelamento de equipes em empresas estatais; erros em medidas implantadas na regulação (exemplo MP 579/12 transformada em Lei 12.783/2013); falta de incentivos regulatórios e financeiros para novos investimentos em plantas termoeletricas, considerando, sobretudo, as incertezas quanto à construção de novos projetos hidrelétricos; indefinições em relação ao aumento da geração nuclear na matriz elétrica; atrasos de obras de geração e transmissão; necessidade de reavaliação nos critérios de despacho, considerando uma gestão mais eficiente no uso dos reservatórios das hidrelétricas e de maior intermitência na geração; busca de soluções regionais para suprimento de energia elétrica.

Um exercício interessante seria dissecar cada item listado acima, e avaliar se realmente é um problema estrutural ou conjuntural. E ainda avaliar se há outras causas estruturais não listadas. Elaborar, assim, uma priorização de que item de maior risco deveria encabeçar a lista para solução.

Uma grande incerteza, por exemplo, é a oferta de energia através de plantas hidrelétricas. Atualmente há dificuldades crescentes para a construção de novas hidrelétricas. O arquivamento do processo de licenciamento da usina São Luiz do Tapajós, no Pará, neste ano, pelo IBAMA é um sinal dessas dificuldades. Os estudos de planejamento consideram esse projeto no cenário de expansão do PDE 2024 com 8.040 MW de potência total para a entrada em operação em 2021. Outra usina no rio Tapajós considerada no PDE para operar em 2023 é Jatobá com potência de 2238 MW.

A Resolução CNPE Nº3 de maio de 2011 considerou as usinas hidrelétricas São Luiz do Tapajós e Jatobá como estratégicas para o interesse público, estruturantes e prioritárias para efeito de implantação. Mas é necessário que o planejamento tenha opções na hipótese da postergação da operação ou mesmo da não realização dessas usinas.

O governo aponta o rio Tapajós como a nova fronteira de usinas hidrelétricas na Amazônia. A previsão é de 40 usinas, sendo cinco no rio Tapajós que nasce no estado do Mato Grosso, banha parte do estado do Pará e deságua no rio Amazonas, ainda no estado do Pará.

Qual será o plano B se essas plantas não vingarem?

Observando os níveis de água dos reservatórios e a respectiva participação das térmicas em julho deste ano, 3 meses após o final do período úmido, o armazenamento dos reservatórios dos subsistemas – com exceção do sul – tiveram redução, o que levou a contribuição de cerca de 8400 MW médios de geração térmica, segundo o Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro do MME de julho de 2016. Esse mesmo documento aponta que as hidrelétricas representaram 64,5 % da matriz de geração elétrica, as térmicas 18,2 % sendo a biomassa 9,3 % e as térmicas a gás natural 8,9%. As hidrelétricas encabeçam o cardápio de opções para ofertar energia elétrica. A aposta na opção hidrelétrica é preocupante.

As perspectivas futuras da matriz elétrica trazem mudanças que vão alterar a sua estrutura em um verdadeiro jogo de xadrez elétrico para os planejadores:

- O potencial hidrelétrico disponível, ainda que considerável, se localiza na região norte do País que é sensível a demandas ambientais e sociais, trazendo incertezas para a viabilização de novas hidrelétricas. Uma das saídas no curto prazo é a geração térmica a gás natural. Assim, a integração das indústrias de gás natural e energia elétrica é uma prioridade.
- A cogeração de energia elétrica a partir da queima do bagaço da cana-de-açúcar é uma alternativa importante e deve ser mais incentivada. O Brasil tem vários tipos de biomassa residual em grandes quantidades e é uma opção importante para disponibilizar energia elétrica a custos mais reduzidos.
- As fontes eólicas e solares terão uma participação crescente na matriz nacional, pois são reais as perspectivas de queda dos seus custos nivelados [1]. Vão conferir, no entanto, forte volatilidade ao sistema interligado, o que vai tornar mais complexa a operação do sistema.
- A Geração Distribuída (GD) inexoravelmente vai ter uma forte difusão no curto prazo, sobretudo dentro do ambiente energético mundial de maior sustentabilidade e geração limpa. A concepção do sistema elétrico, porém, é alterada e traz impacto em todo o sistema de transmissão e distribuição de energia.
- Novas usinas nucleares fazem parte do cardápio de opções de fontes de geração de energia elétrica. O Plano Nacional de Energia 2030, divulgado em 2007, já sinalizava tal fato. O fato do país ter capacitação no enriquecimento isotópico do urânio oferece aos planejadores mais uma tendência para essa opção de geração. O alto custo da geração nuclear e a incerteza quanto à segurança no tratamento dos resíduos produzidos trazem, porém, desafios políticos para a introdução de novas plantas no Brasil, diferentemente de outros países.
- A difusão dos carros elétricos tem também uma forte perspectiva no médio prazo, mas aumentará o consumo de eletricidade. Importante destacar que será uma mudança estrutural na sociedade e trará desenvolvimento tecnológico em novas baterias, o que beneficiará também o uso de energia solar, pois haverá diminuição de custos.

Assim, opções às hidrelétricas no Brasil, como, por exemplo, as térmicas a gás natural para gerarem na base do sistema elétrico, na transição para uma matriz totalmente renovável, podem esbarrar nas metas de emissões.

Essa é uma preocupação que deve ser amplamente debatida com a sociedade, a mídia e especialmente com os órgãos ambientais. As possibilidades técnicas atuais impedem antecipar as realidades, desejos individuais ou de grupos. Daí o debate aberto ser importante para explicitar à maioria da população as dificuldades e percalços para chegarmos a uma matriz energética totalmente renovável.

Outra questão não menos importante é o planejamento enfrentar logo os problemas existentes no modelo setorial. Há questões que são conhecidas pelos próprios técnicos do governo e tantas vezes discutidas em seminários. Os ajustes necessários devem ser buscados como prioridade. Experientes jogadores de xadrez dizem que quem joga primeiro ou faz o primeiro movimento possui o ataque e, assim, leva vantagens.

Referências:

Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro (julho de 2016). Ministério de Minas e Energia – MME.

ONS, EPE (2016, julho). Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2016-2010.

Veja eletrônica (2012). Sistema elétrico está perdendo confiabilidade, diz ministro disponível em <http://veja.abril.com.br/politica/sistema-eletrico-esta-perdendo-confiabilidade-diz-ministro/>

[1] Custo nivelado: custo estimado por MWh gerado, sem subsídios, da construção e do funcionamento de uma usina numa determinada região e ao longo do seu período calculado de vida.