
BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Novembro/Dezembro de 2017 – Ano 17 – n.5

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados cinco artigos:

Desafios do descomissionamento de projetos na indústria de petróleo offshore, por Marcelo Colomer e Edmar Almeida.

Política energética norte-americana: limites internos à reversão, por Yanna Clara Prade e Diogo Lisbona Romeiro.

Expansão do setor elétrico e as especificidades do subsistema norte, por Helder Queiroz e Lucas de Almeida Ribeiro.

Os preços dos combustíveis sobem como um foguete, mas caem como uma pena – analisando os fatores da assimetria na transmissão dos preços no Brasil, por Niágara Rodrigues e Luciano Losekann

Eletricidade: o motor das cidades do futuro, 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 Lisbona Romeiro

Doutorando do Instituto de Economia da UFRJ.

Edmar de Almeida

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

Helder Queiroz

Doutor em Economia Aplicada (1993) pelo Instituto de Economia e Política de Energia/Universidade de Grenoble, França. É Professor Associado no Instituto de Economia (IE) da UFRJ e é membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ

Lucas de Almeida Ribeiro

Economista e analista de Regulação da Eneva

Luciano Losekann

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

Marcelo Colomer

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

Niágara Rodrigues

Doutora em Economia pela Universidade Federal Fluminense

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

Yanna Clara Prade

Doutoranda do Instituto de Economia da UFRJ

Desafios do descomissionamento de projetos na indústria de petróleo offshore

Por Marcelo Colomer e Edmar Almeida

Até recentemente, pouca importância vinha sendo dada aos custos associados à atividade de descomissionamento na indústria de petróleo. O reduzido número de projetos offshore em águas profundas descontinuados até 2016 e o menor custo de desmobilização das infraestruturas *onshore* explicam o diminuto espaço dado ao planejamento das atividades de descomissionamento nos planos de negócios das principais empresas petrolíferas.

Essa situação, contudo, vem se alterando nos últimos anos. O crescimento do número de projetos de descomissionamento no Golfo do México e no Mar do Norte vem chamando a atenção do setor petrolífero para o impacto econômico de tais atividades. Segundo a IHS (IHS, 2016), atualmente se descomissiona no mundo cerca de 120 projetos offshore por ano. Nos próximos 5 anos, estima-se que serão desmobilizados cerca de 600 projetos. Nesse contexto, o planejamento das atividades de desmobilização das infraestruturas de produção vem se tornando cada vez mais uma prioridade comercial para os operadores *offshore*.

Segundo a ANP (ANP, 2015), define-se como descomissionamento de projetos offshore o conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um duto ou sistema submarino, visando assegurar que sua desativação ou retirada de operação atenda às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos. De forma semelhante, a IHS (IHS, 2016) entende que o descomissionamento consiste em descontinuar as operações de produção de um projeto específico ou de uma área em bases permanentes e, dependendo do caso, transferir, remover ou dispor toda e qualquer estrutura de produção, movimentação e escoamento conectada a essas operações.

Em 2015, as atividades de descomissionamento custaram para os agentes do setor petrolífero cerca de US\$ 2,4 bilhões. Em 2040, a IHS estima que estes custos devam subir para 13 bilhões por ano, o que representa um aumento de 540% em relação a 2015 (IHS, 2016). O aumento dos custos associados ao descomissionamento nos próximos anos está associado, principalmente, ao incremento da atividade de desmobilização das infraestruturas offshore de produção no Mar do Norte e à maior complexidade dos projetos a serem descomissionados. Assim, embora o Golfo do México seja a região com maior número de plataformas descomissionadas até o presente, estima-se que a Europa irá absorver, nos próximos cinco anos, 50% dos investimentos em descomissionamento [1] (IHS, 2016).

A complexidade do ambiente exploratório e a diversidade regulatória fazem da atividade de descomissionamento no Mar do Norte um grande desafio para as

empresas que operam na região e uma importante fonte de aprendizado para os operadores brasileiros. O BCG (BCG, 2017) estima que existam 500 estruturas fixas, 500 unidades submarinas de produção e 10.000 poços para serem descontinuados no Mar do Norte. O custo de descomissionamento de toda essa infraestrutura é calculado em 100 bilhões de dólares. Só no Reino Unido, estima-se que até 2050 sejam gastos com a atividade de descomissionamento cerca de 59 Bn de dólares (BCG, 2017).

Segundo a Oil&Gas UK (Oil&Gas UK, 2017), estima-se que entre 2016 e 2025 serão descomissionados no Reino Unido e na Noruega 186 projetos. Isso representa o abandono de 1.832 poços, a remoção de 109 plataformas, o deslocamento de 652 mil toneladas de equipamentos topside, a remoção de 316 mil toneladas de subestruturas, o descomissionamento de 64 mil toneladas de equipamentos submarinos e a desmobilização de 7,5 mil quilômetros de dutos.

O aumento do número e da complexidade dos projetos de descomissionamento traz consigo um elevado desafio para os órgãos de regulação. Tradicionalmente, a regulação da atividade de descomissionamento exigia a retirada completa das infraestruturas de produção e transporte de petróleo e gás natural, dando-lhes destinação adequada e recuperando ambientalmente as áreas onde estas estruturas estavam localizadas. No entanto, o desenvolvimento tecnológico recente vem trazendo novas alternativas à remoção completa das infraestruturas de produção e transporte.

Estudos recentes mostram que as estruturas offshore das plataformas de produção funcionam como recifes artificiais contribuindo para o aumento da diversidade biológica e da biomassa marinha nas regiões no seu entorno. Nesse sentido, argumenta-se hoje em dia que a retirada completa dessas estruturas, ao invés de trazer benefícios ambientais para região tem um impacto negativo sobre a biodiversidade e sobre outras atividades comerciais como a pesca e o turismo, por exemplo. Dentro desse contexto, os agentes de regulação têm, gradativamente, revisado sua visão sobre as melhores práticas de descomissionamento a serem aplicadas.

Claisse et al. (2015) reconhece que o processo de descomissionamento de plataformas de petróleo e gás natural em ambientes marinhos é complexo e deve levar em conta diversos critérios relacionados aos interesses de diversos agentes. Nesse sentido, a análise comparativa dos efeitos da remoção parcial sobre a biodiversidade marinha deve contribuir para a tomada de decisão do órgão regulador como mais uma variável a ser considerada no cálculo dos efeitos socioambientais líquidos das diferentes alternativas de descomissionamento.

Em outros termos, as atividades de descomissionamento offshore afetam e envolvem diversos agentes sendo politicamente muito sensível. Ademais, o elevado número de órgãos governamentais envolvidos no processo regulatório do descomissionamento (regulador setorial, órgãos ambientais, marinha, autoridade tributária entre outros) coloca como desafio o estabelecimento de um arcabouço regulatório convergente e que permita ao mesmo tempo reduzir os diversos riscos e custos associados as atividades de descomissionamento.

O descomissionamento no Brasil representa um desafio tecnológico e econômico particular uma vez que os custos aumentam em função da profundidade dos projetos (Martins, 2015). O perfil brasileiro de plataformas é caracterizado por estruturas complexas, com maior participação de projetos em águas profundas e ultraprofundas. Atualmente, existem 160 instalações de produção *offshore* no país, além de 27 sondas de perfuração marítima e 20 novas unidades de produção programadas para entrar em operação até 2020. Desse total, 45% das unidades de produção tem mais de 25 anos de operação e outro 19% das instalações tem entre 15 e 25 anos de operação o que equivale a 64% de todas as instalações existentes no país (Petrobras, 2016; ANP, 2017). Desta forma, existe a expectativa do descomissionamento de vários projetos de E&P nos próximos anos, principalmente, nas bacias de Campos e Potiguar (Souza e Caprasse, 2017).

A Petrobras é operadora a maioria das plataformas a serem descomissionadas em um horizonte próximo. Em 2016, a empresa tinha os seguintes projetos em fase de planejamento e autorizações junto ao IBAMA e ANP: Campo de Cação com plataformas fixas (PCA-1, PCA-2, PCA-3); P-07 – Semisubmersível; P-12 – Semisubmersível; P-15 – Semisubmersível; e P-33 -FPSO.

Em setembro de 2017, em evento realizado pelo Instituto Brasileiro do Petróleo, verificou-se que, no Brasil, assim como no resto do mundo, existem ainda elevadas incertezas regulatórias sobre o descomissionamento (IBP, 2017). A atividade de descomissionamento de plataformas *offshore* é algo recente na indústria brasileira de petróleo. A regulação dessa atividade ainda se encontra em processo de desenvolvimento e atualização. Este fato traz uma grande incerteza econômica para os custos de descomissionamento no Brasil.

A regulação dessa atividade envolve a ANP, os órgãos ambientais (IBAMA no caso de estrutura *offshore*), a Marinha do Brasil e a Receita Federal [2]. Existem resoluções da ANP que apontam as obrigações das operadoras no processo de descomissionamento de projetos *offshore*. Estas remetem vários aspectos importantes do descomissionamento, à regulação do IBAMA e da Marinha, que ainda não possuem regulamentos técnicos suficientemente abrangentes e detalhados para o assunto. Desse modo, a regulação brasileira aponta claramente o que deve ser feito para se descomissionar um projeto *offshore*, mas deixa muitas lacunas sobre quais são as melhores práticas e como este descomissionamento pode ser feito.

É fundamental a redução dos riscos regulatórios concernente ao descomissionamento no Brasil. Estes riscos resultam em boa medida da falta de experiência do segmento *offshore* no país com a atividade de descomissionamento. Neste sentido, é necessária uma mobilização das empresas e das autoridades energéticas e ambientais para, de forma colaborativa, avaliar e identificar as principais questões que geram incerteza no processo, visando um aprimoramento do arcabouço regulatório setorial, bem como das estratégias de descomissionamento, de acordo com as melhores práticas internacionais.

A análise da experiência internacional mostra que o arcabouço regulatório e as práticas de descomissionamento vêm evoluindo nos últimos anos, à medida que

projetos de maior complexidade tecnológica vêm sendo descomissionados. Neste sentido, o esforço de aprimoramento da regulação e práticas de descomissionamento no Brasil não trata de apenas transladar a experiência internacional. Como esta se encontra em processo de evolução, é necessário que o Brasil busque incorporar os avanços da experiência internacional, mas também crie sua própria dinâmica de aprendizado buscando um aprimoramento contínuo das normas e práticas de descomissionamento.

Neste sentido, as mudanças regulatórias devem avançar em três frentes, a saber: i) maior flexibilidade, ii) abordagem holística da avaliação de impactos; iii) e adoção de um planejamento integrado das atividades de descomissionamento.

A flexibilização das abordagens técnicas e ambientais do descomissionamento é fundamental para permitir a avaliação de todas as alternativas de descomissionamento. Cada opção apresenta custos e benefícios. Somente uma análise criteriosa de cada opção pode determinar aquela mais adequada para o contexto de cada projeto. Ressalte-se que esta flexibilização não representa uma redução de exigências ambientais. Caberá à operadora, estudar e avaliar as diferentes opções de descomissionamento para demonstrar que a opção escolhida também minimiza os impactos ambientais e sociais.

A flexibilização de prazos pode ser um instrumento importante do planejamento das atividades de descomissionamento e organização do mercado de bens e serviços. Como mencionado anteriormente, é necessário organizar este mercado, sinalizando claramente a demanda futura para viabilizar o investimento numa capacidade nacional de suprimento de bens e serviços para o descomissionamento.

Outra direção importante para aprimoramentos da regulação e prática de descomissionamento é a adoção de uma metodologia de avaliação das opções de descomissionamento que permita uma análise abrangente dos impactos de cada opção de descomissionamento. A avaliação dos impactos ambientais deve ser integrada, considerar os diversos ambientes afetados, bem como os resultados ambientais de todo o ciclo de vida do descomissionamento (retirada dos equipamentos, lavagem, picotamento, transporte até o destino final para reciclagem), inclusive os efeitos sobre emissões de gases de efeito estufa de cada opção, além do consumo de água, de forma a determinar o impacto ambiental líquido. Estes impactos devem ser cotejados com os custos econômicos e sociais para cada opção. Existem metodologias de análise multicritério consolidadas que podem ser adotadas para este fim.

A abordagem metodológica representa uma linguagem comum que deve ser aceita e reconhecida pelos stakeholders. A construção de uma convergência de visões sobre o que é aceitável ou não na atividade de descomissionamento requer necessariamente que a metodologia de comparação das opções de descomissionamento tenha reconhecimento e legitimidade entre os participantes do debate.

Por fim, vale ressaltar ainda que a redução dos riscos do descomissionamento não depende apenas das autoridades regulatórias. As próprias empresas operadoras podem ter papel importante neste processo. Como um dos fatores

importantes por detrás do atual nível de incerteza é o desconhecimento dos impactos ambientais das alternativas de desconhecimento, as empresas podem contribuir para a redução do risco através de investimentos em estudos de avaliação do risco. Inclusive é possível utilizar recursos da cláusula de P&D realização destes estudos em colaboração com universidades e centros de pesquisa.

Outra forma estratégica para a redução das incertezas regulatórias é a elaboração de guias com melhores práticas de descomissionamento e monitoramento, através da colaboração entre indústria e órgãos reguladores, à luz do que já foi feito para o caso do abandono de poços. Ressalte-se que muitos operadores presentes no Brasil estão envolvidos em atividades de descomissionamento em outros países e podem contribuir para a definição de melhores práticas nas atividades de descomissionamento. A troca de experiências pode ser um instrumento poderoso para se atingir uma convergência das abordagens sobre descomissionamento entre as diferentes instituições e empresas envolvidas.

Bibliografia:

ALMEIDA, E. et al. 2017. *Regulação do Descomissionamento e seus impactos para a competitividade do upstream no Brasil*. Fonte: IBP: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/regulacao-do-descomissionamento-e-seus-impactos-para-a-competitividade-do-upstream-no-brasil/>

BRASIL ENERGIA (2017). “60 Plataformas para Descomissionar”. *Brasil Energia Petróleo e Gás*. Editora Brasil Energia, Disponível em https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/07/TD_Atratividade-e-do-Upstream-Brasileiro-para-Al%C3%A9m-do-Pr%C3%A9-Sal-SITE.pdf;

BRESLER, A.; BERNSTEIN, B. (2015). “A Costing Model for Offshore Decommissioning in California”. *Integrated Environmental Assessment and Management – Volume 11, Number 4*—pp. 554–563;

BSEE – BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL ENFORCEMENT (2015). “Presentation of the 2015 Decommissioning Cost Estimates for POCSR Platforms”. Disponível em: <http://www.bsee.gov/Technology-and-Research/Technology-AssessmentPrograms/Categories/Decommissioning/>;

CLAISSE, T.; PONDELLA, D.; LOVE, M.; ZAHN, L.; WILLIAMS, C.; BULL, A. (2015). “Impacts From Partial Removal of Decommissioned Oil and Gas Platforms on Fish Biomass and Production on the Remaining Platform Structure and Surrounding Shell Mounds”. *PLOS/ONE 10(9):e0135812*.doi:10.1371/journal.pone.0135812;

GOMES Eduardo (2017). *Decommissioning of Offshore Production Systems*. Apresentação PPT. Seminário IBP – “Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil”. Rio de Janeiro.

IHS Markit. (29 de Novembro de 2016). *Decommissioning of Aging Offshore Oil and Gas Facilities Increasing Significantly, with Annual Spending Rising to \$13 Billion by 2040, IHS Markit Says*. Fonte: IHS: <http://news.ihsmarkit.com/press-release/energy-power-media/decommissioning-aging-offshore-oil-and-gas-facilities-increasing-si>;

OIL & GAS UK (2016). *Decommissioning Insight Report 2016*. Disponível em: <http://oilandgasuk.co.uk/decommissioninginsight.cfm>;

OLIVEIRA, Bruno (2017). *Desfazendo Mitos Sobre a Atuação do Órgão Ambiental. Apresentação PPT. Seminário IBP – “Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil”*. Rio de Janeiro

OUDENOT, E.; WHITTAKER, P. e VASQUEZ, M. (2017). *The North Sea \$100 billion Decommissioning Challenge*. Disponível em <https://www.bcg.com/publications/2017/energy-environment-north-sea-decommissioning-challenge.aspx>;

PETROBRAS (2016). *“Descomissionamento de Sistemas Offshore de Produção de Óleo e Gás: Critérios de Decisão para a Permanência/Remoção de Instalações”*. Apresentação PPT disponível em:;

PETROBRAS (2017). *Descomissionamento de Sistemas de Produção Offshore. Workshop Sobre Descomissionamento de Plataformas e Desmontes de Navios. Apresentação de PPT; Apresentação PPT. Seminário IBP – “Regulação do Descomissionamento e seus Impactos para a Competitividade do Upstream no Brasil”*. Rio de Janeiro.

PRADO, D. (2015). *Desmobilização De Dutos Em Sistemas Marítimos De Produção De Petróleo – Uma Proposta De Método De Suporte Ao Planejamento*. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro;

PROSERV OFFSHORE (2009). *Review of the State of the Art for Removal of GOM US OCS Oil & Gas Facilities in Greater than 400’ Water Depth M09PC00004*. Houston, Texas;

SHELL (2016). *Decommissioning Tax Aspects in Light of the Domestic Legislation and the Foreign Experience What are the expectations on how decommissioning will evolve in Brazil*. XIV SEMINÁRIO INTERNACIONAL BRITCHAM DE ENERGIA. Apresentação de PPT por Fabio Gaspar;

SOCIEDADE BRASILEIRA E ENGENHARIA NAVAL (SOBENA) (2017). *Complexidade do descomissionamento de plataformas no Brasil*. Apresentação de PPT;

SOUZA M. e CAPRACE J. (2017). *Panorama de Descomissionamento de Estruturas Offshore: Análise da Demanda + Estudos de Caso*. Apresentação de PPT;

TSB OFFSHORE (2016). Decommissioning Cost Update for Pacific OCS Region Facilities. Estudo para o Bureau of Safety and Environmental Enforcement – BSEE. Disponível em: <https://www.bsee.gov/research-record/tap-735-decommissioning-cost-update-pacific-ocs-region-facilities>;

Notas:

[1] Vale ressaltar as diferenças no perfil dos projetos no Mar do Norte e a região do Golfo do México. Esta última é caracterizada por um grande número de estruturas de produção em águas rasas enquanto na região do Mar do Norte há o predomínio das estruturas de em águas profundas e ultraprofundas.

[2] Estes são os principais órgãos governamentais envolvidos. Mas existem outras instituições que também têm um papel na atividade de descomissionamento, tais como o TCU, o Ministério do Trabalho, os órgãos ambientais estaduais e a Comissão Nacional de Energia Nuclear – CNEN.

Política energética norte-americana: limites internos à reversão

Por Yanna Clara Prade e Diogo Lisbona Romeiro

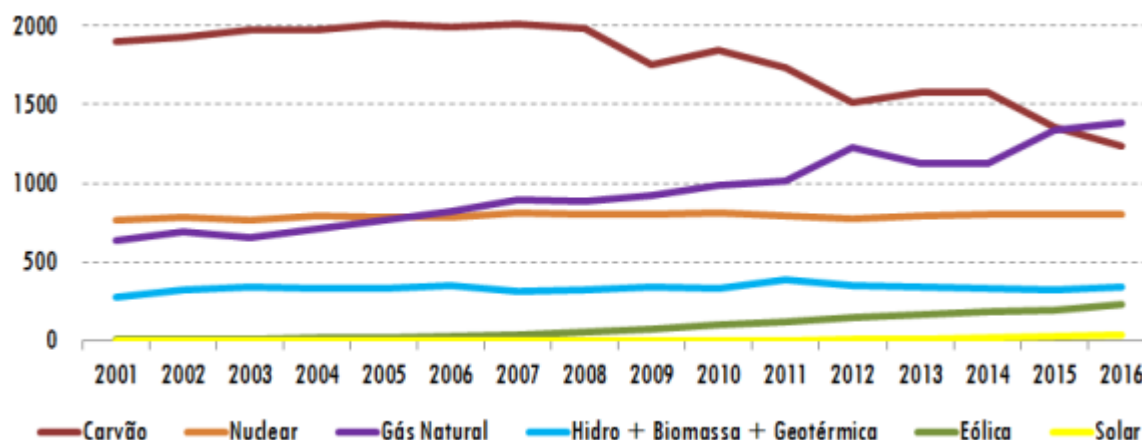
A política energética nos Estados Unidos está passando por um momento de inflexão delicado. Os anúncios do Governo Trump vão em direção contrária às políticas estabelecidas no Governo Obama, como discutido por Queiroz & Febraro (2017). Além do anúncio de retirada dos Estados Unidos do Acordo de Paris, que só pode ser efetivada em 2020, e da revogação do *Clean Power Plan*, o Governo americano agora busca criar mecanismos para subsidiar o carvão.

O compromisso firmado na COP21 pelos Estados Unidos previa redução, até 2025, de 26% a 28% do nível de emissão registrado em 2005. O *Clean Power Plan* sinalizava os esforços norte-americanos nesta direção, ao estabelecer limites de emissões para as centrais elétricas e definir metas específicas para os estados, com liberdade para elaborar seus planos de ação, prevendo aumento de 30% da geração de fontes renováveis até 2030. As políticas estabelecidas impactavam principalmente a utilização de carvão para geração elétrica, penalizando a sua contribuição para emissão de gases de efeito estufa. O deslocamento do carvão na matriz norte-americana, no entanto, já está em curso com a revolução do *shale gas* e com a redução significativa dos custos da eólica e solar.

Neste contexto, o Departamento de Energia enviou à Agência Federal de Energia (Federal Energy Regulatory Commission – FERC) proposta para compensar as centrais elétricas que sejam capazes de estocar o combustível necessário para seu despacho em suas dependências por ao menos noventa dias, alegando serem “indispensáveis para a economia e segurança nacional”. O plano pretende aumentar a resiliência dos sistemas elétricos, premiando a disponibilidade de combustível “firme”. Na prática, trata-se de subsidiar as centrais a carvão e nuclear que estejam submetidas a mercados liberalizados, assegurando a lucratividade dessas fontes “por fora” do mercado (de energia ou de capacidade) através de remuneração especial.

Nos últimos anos, a oferta de gás natural competitivo deslocou o carvão na disputa direta entre as fontes nos mercados de energia, reduzindo significativamente o nível de emissões do país, ultrapassando a geração a carvão e tornando-se, assim, a principal fonte na composição da matriz (gráfico 1).

Gráfico 1 – Composição da geração elétrica por fontes nos Estados Unidos (TWh)



Fonte: IEA (2017)

A proposta de subsidiar o carvão com o propósito de ampliar a resiliência dos sistemas não encontra respaldo no novo contexto de penetração crescente das energias renováveis variáveis (ERV), como eólica e solar. A maior variabilidade da oferta aportada por essas fontes demanda maior flexibilidade dos sistemas, ou seja, a resiliência está na capacidade de resposta dos recursos à brusca e recorrente variação da oferta das ERV. Não basta disponibilidade de combustível *in loco* para assegurar confiabilidade ao sistema, mas rápido aporte ou retirada de energia na rede, o que as fontes inflexíveis voltadas para a base da geração, como carvão e nuclear, não proporcionam.

As tentativas de reversão das políticas norte-americanas direcionadas à mudança climática esbarram na distinção entre políticas de Estado e políticas de Governo. A reversão das políticas de Estado está sujeita ao mesmo processo institucional de formulação e consolidação graduais das políticas de Governo, em um sistema de freios e contrapesos que mitiga mudanças bruscas e circunstanciais.

O federalismo norte-americano, por sua vez, reduz a capilaridade e efetividade das políticas nacionais, tendo em vista a autonomia dos estados e das cidades em formular as suas próprias políticas energéticas, resultando em uma diversidade de estratégias e visões. A coalizão de estados norte-americanos, que juntos representam 35% da população do país, em torno dos comprometerimentos do Acordo de Paris, em oposição às medidas anunciadas pelo governo federal, corrobora a importância da política “dos estados”.

Os exemplos da Califórnia e de Oklahoma, como serão apresentados a seguir, ilustram o grau de independência das políticas estaduais e suas heterogeneidades. Enquanto que a Califórnia direciona seus esforços para acelerar a transição energética e liderar novos paradigmas tecnológicos, se posicionando de forma absolutamente independente ao governo federal, Oklahoma é o retrato da revolução energética desencadeada pelo *shale gas* (com

todos os seus prós e contras) e pela penetração das novas renováveis na matriz por pressões competitivas [1].

Califórnia

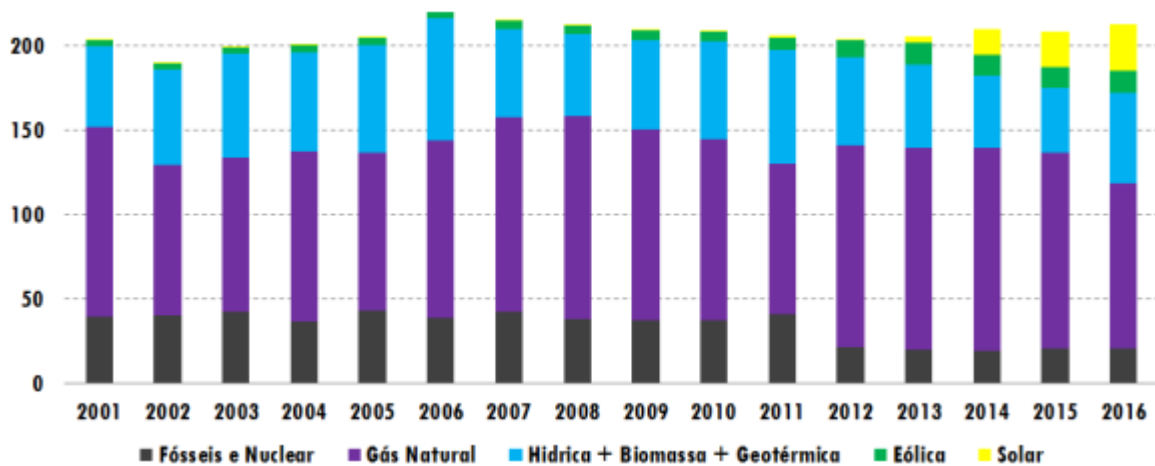
A Califórnia é o estado mais populoso dos Estados Unidos (cerca de 40 milhões de residentes), o terceiro em área e a maior economia do país, com PIB de 2,6 trilhões de dólares correspondente a sexta maior economia do mundo (2016). Localizado na costa oeste, na Região do Pacífico, o estado concentra esforços para liderar a transição energética rumo à economia de baixo carbono.

A Califórnia foi pioneira na adoção de políticas voltadas para eficiência energética, estabelecendo padrões e metas para redução do consumo de energia em equipamentos e edificações desde a década de 1970. Enquanto que o consumo *per capita* anual nos Estados Unidos girava em torno de 8.000 kWh em meados da década de 1970, a Califórnia registrava pouco menos de 7.000 kWh. Os programas de eficiência energética contribuíram para que o estado mantivesse este nível ao longo do tempo, enquanto que o país registrou aumento superior a 30% no nível de consumo *per capita* (CPUC, 2016).

Na fase inicial de desenvolvimento de determinada tecnologia, os programas envolvem incentivos para adoção, como isenção de impostos. Com o amadurecimento tecnológico, os incentivos são retirados e a adoção passa a ser obrigatória. Paralelamente a elaboração de códigos e padrões e de metas periódicas, esquemas de financiamento facilitam a adoção das medidas pelos agentes. Programas como o PACE (Property Assessed Clean Energy) vinculam os empréstimos às propriedades, atrelando benefícios a custos, facilitando transferências futuras e incentivam a incorporação de melhorias através de prazos de pagamento dilatados.

Além de perseguir constantemente eficiência energética no consumo, a Califórnia estabelece metas ambiciosas de redução de emissões e de penetração de renováveis em sua matriz. A meta atual é reduzir as emissões até 2030 em ao menos 40% do nível registrado em 1990. Para alcançar este nível significativo de redução, o estado define parcela mínima de energia renovável a ser adquirida pelas *utilities* através do programa de portfólio de energia renovável (*Renewables Portfolio Standard Program – RPS*). Estabelecido em 2002, o RPS definiu como meta inicial alcançar 20% de energia renovável em 2013. Após sucessivas revisões, a meta atual ambiciona atingir 33% de energia renovável em 2020 e 50% em 2030, constituindo-se no programa mais ambicioso do país.

Gráfico 2 – Geração de eletricidade anual por fonte na Califórnia (TWh)

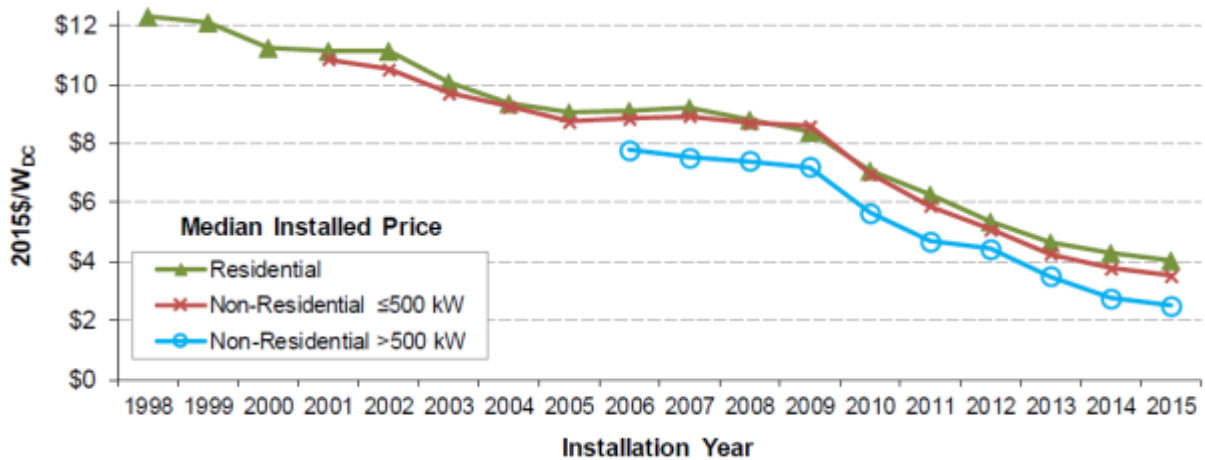


Fonte: EIA (2017)

A meta para 2020 já está prestes a ser batida, como revela o gráfico 2. Em 2016, 30% da geração na Califórnia foi oriunda de fontes renováveis como eólica, solar, geotérmica, biomassa e pequenas hidrelétricas. A meta não inclui a geração hidráulica de grande porte, maior que 30 MW de capacidade, responsável sozinha por 14% da geração em 2016, pois não estão contempladas no RPS da Califórnia (CEC, 2017). O gás natural permanece como principal fonte na geração de eletricidade (45%), enquanto que as fontes fóssil e nuclear recuaram para 10%, ante a participação de 20% em 2011.

O parque gerador do estado conta com cerca de 80 GW instalados, dos quais 54% de térmicas a gás, 18% de hidráulica, 12% de solar e 7% de eólica. Incluindo geração distribuída, a fonte solar já alcança 14,7 GW instalados no estado (CEC, 2017). O crescimento nos últimos anos foi fortemente impulsionado pela queda de preço da tecnologia, cuja média já caiu pela metade desde o início desta década.

Gráfico 3 – Preço médio de Instalação de Painéis Solares nos Estados Unidos



Fonte: Barbose & Darghouth (2016)

Ao mesmo tempo em que o governo Trump tenta reverter as medidas estabelecidas na era Obama, a Califórnia define metas ambiciosas para acelerar a transição energética no estado. Recentemente, o senado aprovou a meta de 100% de energia renovável para 2045, mas a tentativa acabou frustrada na câmara dos deputados. Seguindo anúncios do Reino Unido, França e China, a Califórnia também já sinalizou adotar meta para banir a venda de veículos movidos a combustíveis fósseis.

Oklahoma

O estado de Oklahoma possui um perfil bastante diferente da Califórnia, tanto pelas condições econômicas quanto pelas políticas energéticas implementadas. O estado está localizado na região Centro-Sul dos Estados Unidos, faz fronteira com o Texas e está em uma região rica em recursos petrolíferos. O estado de Oklahoma é um dos cinco maiores produtores de petróleo *onshore* do país e é onde se encontra o hub do West Texas Intermediate (*benchmark* do petróleo cru norte-americano), na interseção de diversos dutos de escoamento e armazenamento de óleo na cidade de Cushing. Ademais, a cidade possui o maior estoque de petróleo do país, com 1/6 da capacidade total de armazenamento dos Estados Unidos (EIA, 2017).

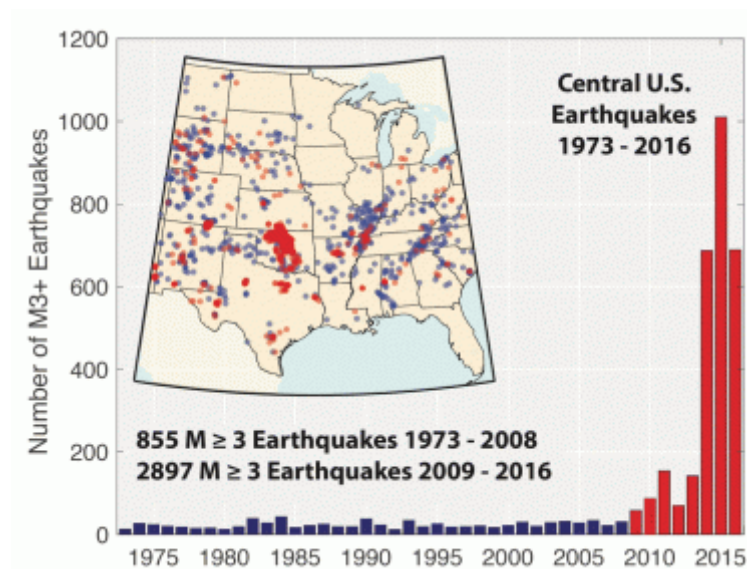
O estado também possui uma das maiores reservas de gás natural dos Estados Unidos e é o terceiro maior produtor do energético no país, responsável por 8,7% da produção líquida em 2015. Além disso, existe importante potencial para o *shale gas*, que vem aumentando sua produção gradativamente ao longo dos anos e já representa aproximadamente 40% da produção total de gás natural de Oklahoma, que foi de 191 MMm³/d em 2016.

Uma relevante questão acerca da produção de *shale gas* em Oklahoma está na associação deste com terremotos com magnitude maior que o natural que vem ocorrendo desde 2009. Apesar dessa hipótese inicial, após estudos chegou-se à conclusão que os terremotos foram induzidos pelos poços de depósito de água

residual da indústria de petróleo. A água é um resíduo não somente do processo de fraturamento hidráulico, mas principalmente e em sua maior parte da produção convencional de petróleo e gás, que traz consigo uma grande quantidade de água que necessita ser separada e descartada.

Para o descarte, a água residual é injetada em reservatórios com alta profundidade, prática comum na indústria. O problema surge devido às particularidades da formação rochosa de Arbuckle, onde a água tem sido injetada, que, por ter uma alta permeabilidade, ao sofrer as injeções a alta pressão acaba estressando falhas geológicas pré-existentes. Além disso, o volume de água injetada na região dobrou entre 2004 e 2008 (Keranen *et al*, 2014), o que incentivou o rápido crescimento do número de terremotos com magnitude maior que 3, como observado na Figura 1 abaixo.

Figura 1 – Mapa da incidência de terremotos de Magnitude maior que 3 nos EUA



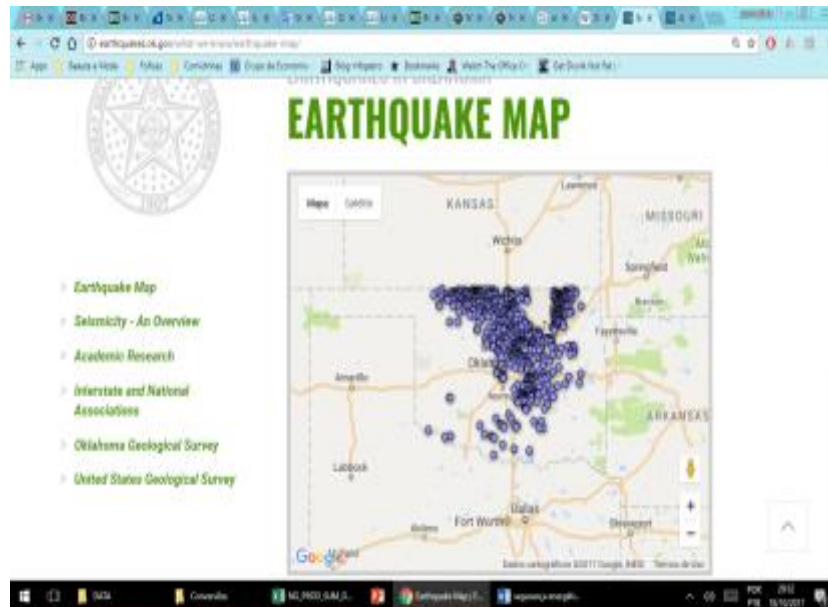
Fonte: US Geological Survey (2017).

Na figura 2 abaixo é possível observar a quantidade de poços perfurados para injeção de água residual no estado de Oklahoma na formação de Arbuckle. Importante salientar que não são todos os poços que tem potencial para induzir terremotos, mas existe uma área mais sensível que se tornou o foco dos estudos e ações.

O governo de Oklahoma está tomando algumas medidas para tentar diminuir a frequência e intensidade dos terremotos. O regulador estadual, Oklahoma Corporation Commission, financiou os estudos iniciais sobre os terremotos e vem buscando monitorar e reduzir as injeções de água em regiões que foram classificadas como sensíveis. Ademais, o protocolo é que o faturamento hidráulico na região seja momentaneamente interrompido ou suspenso caso sejam registradas atividades sísmicas anormais (OCC, 2017). As críticas à reação do governo são principalmente pela demora em agir sobre a questão: o governo só assumiu a ocorrência de terremotos induzidos pela atividade da indústria em

2015. Ademais, outra crítica advém do fato de que as operações de descarte de água se mantiveram, apenas estão sendo mais bem monitoradas pelo regulador conforme abalos sísmicos são registrados, não sendo, portanto, uma resolução definitiva do problema.

Figura 2 – Mapa dos poços reservatórios da água resíduo na formação de Arbuckle

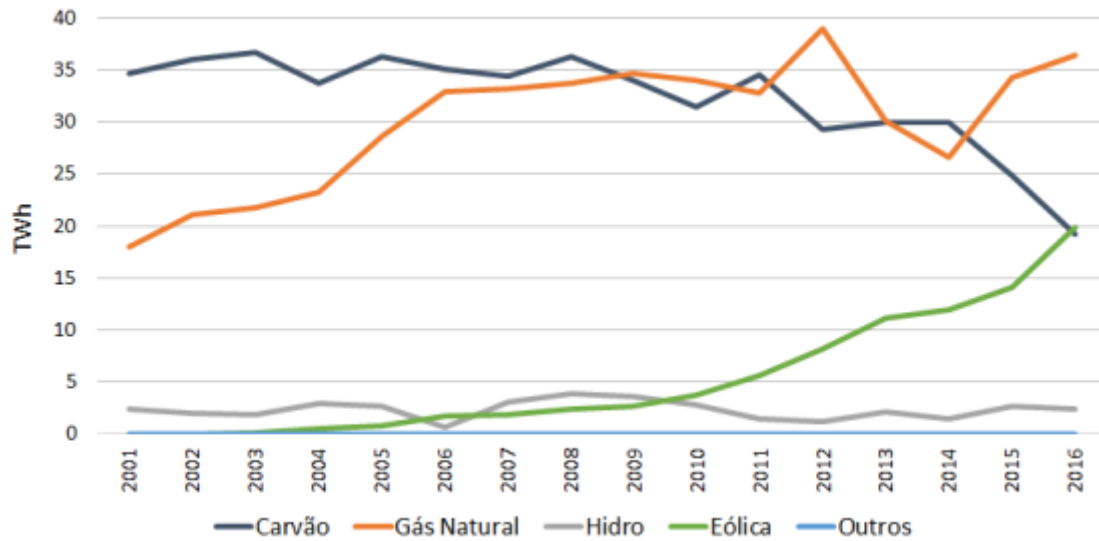


Fonte: Office of The Secretary of Energy & Environment (2017).

A evolução da matriz de energia elétrica do estado é apresentada no Gráfico 4 abaixo. Apesar de estar decrescendo desde 2014, após um longo período estagnado, a participação do carvão na geração elétrica ainda é relevante, respondendo por 20% da geração total de 2016. A geração a gás natural também cresceu no período, incentivada pela oferta abundante do energético a baixos preços.

A transformação da matriz elétrica de Oklahoma é interessante principalmente pelo crescimento substancial da energia eólica, mesmo em um estado com vocação petrolífera. Oklahoma possui um dos maiores potenciais eólicos dos Estados Unidos e atualmente já é o terceiro maior produtor de energia eólica do país, atrás apenas do Texas e Iowa. O estado possui capacidade instalada eólica de 6.645 MW e 1.609 MW em construção. São 41 projetos em operação com 3.394 turbinas instaladas. O crescimento foi rápido nos últimos 10 anos e se espera que continue substituindo parte das plantas a carvão, as quais se tornaram obsoletas e com alto custo de manutenção.

Gráfico 4 – Geração de Energia Elétrica em Oklahoma por fonte (TWh)



Fonte: EIA, 2017

A visão de planejamento energético do estado é de diversificação da matriz com foco nas fontes mais baratas e que gerem maior segurança para os consumidores. O governo lançou em 2010 o *Oklahoma Energy Security Act* que continha o objetivo de alcançar 15% de renováveis na matriz em 2015, uma maneira de incentivar a diversificação. O objetivo foi alcançado já em 2012 e hoje representa 26% da matriz do estado. Apesar de ser um plano geral incluindo outras renováveis, o resultado se deu principalmente sobre a energia eólica, devido sua alta competitividade. Ademais, incentivou-se o uso do gás natural em detrimento de outros combustíveis fósseis, exigindo que fossem apresentadas justificativas para a construção de novas plantas que não utilizassem gás.

Enquanto que a Califórnia lidera a utilização de energia solar distribuída e de carros elétricos no país, deslocando a geração a gás natural por geração renovável, Oklahoma desloca o carvão, até pouco tempo predominante, através da penetração crescente de gás natural e eólica. O movimento de diversificação “natural” da matriz elétrica em Oklahoma e as metas ambiciosas traçadas na Califórnia se contrastam com as políticas anunciadas no âmbito nacional, sinalizando que os efeitos práticos da possível reversão de políticas anunciadas pelo governo Trump podem ser bem mais restritos do que se imagina.

Referências:

Barbose, G.; Darghouth, N. (2016). Tracking the Sun IX: The Installed Price of Residential and Non-Residential Photovoltaic Systems in the United States. Lawrence Berkeley National Laboratory.

California Energy Commission – CEC (2017). Tracking Progress – Renewables.

California Public Utilities Commission – CPUC (2016). Regulating Energy Efficiency.

EIA (2016). Profile Analysis – California. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=CA>

EIA (2017). Profile Analysis – Oklahoma. Disponível em: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=OK>

Keranan, K. M. *et al* (2014). Induced earthquakes. Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection. *Science*. 2014 Jul 25; 345(6195): 448-51.

Office of The Secretary of Energy & Environment, Oklahoma (2017). Disponível em: <https://earthquakes.ok.gov/>

Oklahoma Corporation Commission – OCC (2017). Earthquake Action Summary. Disponível em: <http://www.occeweb.com/News/2017/09-01-17EARTHQUAKE%20ACTION%20SUMMARY.pdf>

Queiroz, H.; Febraro, J. (2017). Setor de energia norte-americano: avaliação da administração Obama e da agenda de política energética da administração Trump. *Boletim Infopetro*, Julho/Agosto, Ano 17, n. 3.

US Geological Survey (2017). Disponível em: <https://earthquake.usgs.gov/research/induced/overview.php>

Notas:

[1] Os autores se beneficiaram das discussões realizadas no International Visitor Leadership Program sobre Segurança Energética, no qual tiveram a oportunidade de discutir questões relacionadas ao setor energético dos Estados Unidos com diferentes entidades governamentais, ONGs, empresas, reguladores e consultores. O programa foi desenvolvido e custeado pelo U.S Department of State.

Expansão do setor elétrico e as especificidades do subsistema norte

Por Helder Queiroz e Lucas de Almeida Ribeiro

A atual situação do setor elétrico brasileiro é crítica. A conjugação da crise hídrica com a crise institucional cria um contexto de incerteza com relação às novas etapas de reforma e evolução da configuração patrimonial, especialmente sobre o futuro papel da Eletrobras.

Independentemente da qualidade, por vezes, duvidosa de muitas das propostas em jogo, é importante reconhecer que nenhuma delas deveria desconsiderar o grau de complexidade técnica, operacional, regional e econômica que envolve o setor.

Neste texto, destacamos um aspecto particular que ilustra de forma exemplar a referida complexidade. O Brasil é um país de dimensões continentais, cujas regiões geográficas apresentam diferentes perfis de consumo elétrico e de regime hídrico para o setor de energia. Essa configuração impõe desafios aos planejadores do sistema para o aproveitamento elétrico inter-regiões, garantindo, simultaneamente, o suprimento firme da demanda e a modicidade tarifária necessária.

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) busca, ainda, universalizar o acesso da eletricidade como forma de inclusão social, o que implica interligação de regiões mais distantes dos centros de carga, através de linhas de transmissão. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é responsável pela interconexão de diferentes regiões elétricas, sendo formado pelos “subsistemas”: Norte, Sul, Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. Dada a extensão do território nacional e localidades afastadas, existem também os sistemas isolados, desconectados do SIN e que representam menos de 1% da carga total do País.

Uma das características do produto eletricidade é a sua não estocabilidade: a necessidade de suprimento da demanda é instantânea, devendo a geração e as redes acompanhar a curva da carga (consumo), sem onerar o consumidor. A geração e a operação das redes elétricas não partem de decisões individuais dos agentes, mas da coordenação exercida por um agente especial, responsável pelo controle dos fluxos de despacho, o Operador Nacional do Sistema (ONS). Ademais, a expansão da capacidade de geração e das linhas de transmissão necessita de esforços de coordenação institucional e operacional, sendo tal coordenação intrínseca ao próprio funcionamento do sistema (1).

Na geração elétrica, há a transformação dos recursos naturais em energia aproveitável. Essa energia provém tanto de recursos renováveis (água, vento, irradiação) como de recursos não renováveis (fósseis). Considerando o elevado potencial hidrelétrico brasileiro, estimado em cerca de 250 GW, a matriz elétrica nacional buscou aproveitar energia hídrica para geração de energia, a partir da construção de usinas mais próximas ao centro de carga. Nesse contexto, as térmicas atuavam como *back-up* do sistema em momentos

hidrológicos desfavoráveis. A maior parte da parcela não inventariada hidrelétrica, disponível para expansão, está localizada no subsistema Norte, com as bacias do Tocantins e Amazonas.

Os desafios ambientais, contudo, têm culminado na construção de usinas a fio d'água na fronteira amazônica, ou seja, usinas não dispõem de reservatórios ou mesmo o possuem em escala bastante diminuta, como no caso de Belo Monte, no Xingu (11,2 GW). A construção de usinas a fio d'água impõe um desafio de regularização dos reservatórios, isto é, a estocagem do recurso natural hídrico para aproveitamento gerador no período de escassez (período seco). Essa realidade aumenta a diferença entre capacidade instalada e garantia física (energia assegurada) dos empreendimentos. Pela distância do subsistema Norte ao centro de carga, esforços coordenados de interconexões, com linhas de transmissão, mostram-se imprescindíveis para o escoamento da eletricidade gerada.

No contexto de expansão da matriz, vale destacar ainda a introdução de novas fontes renováveis, como as eólicas e as solares. Tais fontes possuem geração limpa e são importantes para o atingimento de objetivos de redução dos gases do efeito estufa no setor energético. Contudo, eólicas e solares são intermitentes, isto é, a geração depende do regime dos ventos ou da irradiação, sendo consideradas como fontes “não-despacháveis” pelo ONS. Conforme mencionado, o suprimento firme do consumo é um dos princípios do SEB, sendo necessário garantir a confiabilidade. É nesse sentido que as usinas térmicas (UTES) ganham maior espaço (i) no período seco, com as usinas a fio d'água, (ii) para atendimento na ponta (períodos de maior consumo elétrico) e (iii) para fazer frente horária à introdução de fontes intermitentes (controlabilidade).

O gás natural apresenta-se como a fonte fóssil menos poluente, sendo a referência natural para a expansão da geração termelétrica. Nesse sentido, o subsistema Norte apresenta grandes estados produtores de gás natural: Amazonas e Maranhão (2). No subsistema Norte, 70% da capacidade termelétrica está concentrada no Estado do Maranhão (2,4 GW), com destaque para a geração elétrica a gás natural de baixo custo variável do Complexo do Parnaíba (1,4 GW). O Maranhão é também o único estado do subsistema Norte a apresentar potência eólica, apresentando características distintas aos demais estados.

A Tabela 1 apresenta a capacidade instalada por subsistema. Observa-se que o Norte possui a menor capacidade instalada (23,6 GW), respondendo por pouco mais de 15% da potência de geração fiscalizada.

Tabela 1 – Capacidade instalada no Brasil em 30.04.2017

Subsistema	Capacidade Instalada (MW)	%
Norte	23 556,61	15,48%
Nordeste	27 313,52	17,95%
Sudeste/Centro-Oeste	70 508,85	46,33%
Sul	30 799,41	20,24%
Total	152 178,39	100,00%

Fonte: ANEEL

A Tabela 2 destaca a relação das UHEs em operação no subsistema Norte. O Estado do Pará, concentrando Tucuruí e Belo Monte, representa 77,73% da potência do subsistema, seguido pelo Tocantins, Amapá, Maranhão e Amazonas.

Tabela 2 – Capacidade das UHEs no subsistema Norte em 30.04.2017

UF	UHE	Data de Operação	Potência Fiscalizada (MW)	%, total
AM	Balbina	20.02.89	249,75	1,56%
	Pitinga	01.01.86	24,96	
PA	Tucuruí	30.12.84	8 535,00	77,73%
	Curuá-Una	01.01.77	30,30	
	Belo Monte	20.04.16	3 327,46	
	Teles Pires	07.11.15	1 819,80	
TO	Lajeado	01.12.01	902,50	9,32%
	Peixe Angical	27.06.06	498,75	
	São Salvador	06.08.09	243,20	
AP	Coaracy Nunes	30.12.75	78,00	5,23%
	Santo Antônio do Jari	17.09.14	373,40	
	Ferreira Gomes	04.11.14	252,00	
	Cachoeira Caldeirão	05.05.16	219,00	
MA	Estreito	29.04.11	1 087,00	6,16%
Total (30.04.17)			17 641,12	100%

Fonte: compilação própria a partir de dados da ANEEL (2017a).

Segundo dados do ONS(3), o subsistema Norte contava com 3.384 MW de potência térmica instalada em 30 de abril de 2017, sendo este o montante disponível para despacho centralizado do agente no contexto do SIN. É importante ressaltar que existem outras usinas termelétricas registradas na Agência Nacional de Energia Elétrica não representadas nessa potência,

sobretudo no Estado do Amazonas, cuja geração fornece suprimento aos sistemas isolados, sem aproveitamento para intercâmbios. Essas usinas caracterizam-se pelo alto custo variável e pelo uso de derivados do petróleo, como diesel e óleo combustível, além de elevadas perdas energéticas. Conforme observado na Tabela 3, o Maranhão respondia, sozinho, por cerca de 70% da capacidade térmica do subsistema Norte, com 2.375 MW instalados (as usinas estão dispostas por ordem de custo variável unitário). Desse total, o Complexo Termoelétrico do Parnaíba (1.429 MW) representa 60% da potência térmica do Estado e 42% da potência térmica do Norte, através de UTEs a gás natural.

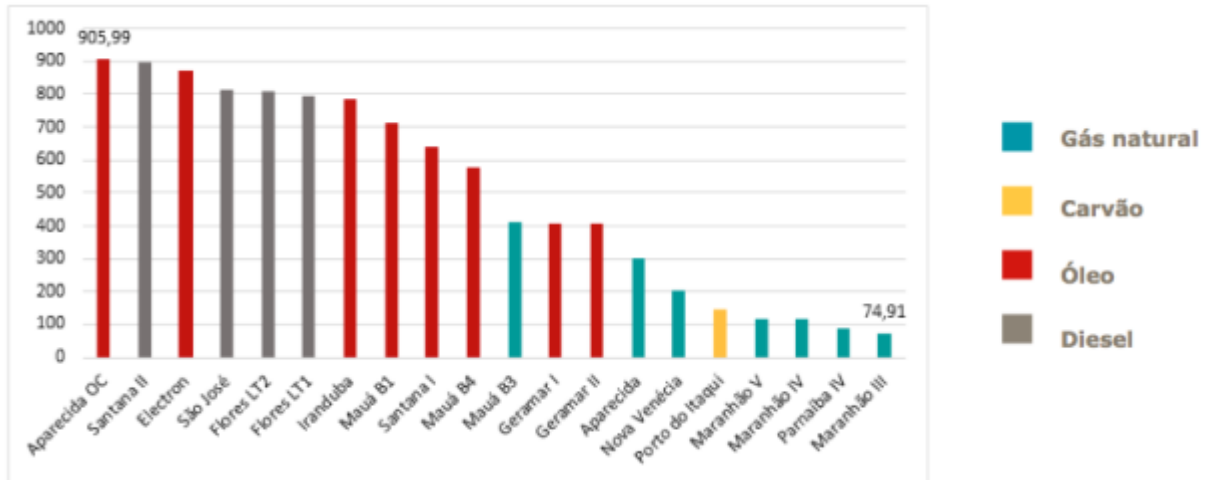
Tabela 3 – Capacidade das UTEs no subsistema Norte (destaque para as UTEs do Estado do Maranhão)

Usinas	Razão do Despacho	Capacidade (*)		Média Diária		Média Diária Difer. E Var %(**)	Obs.	
		Instal.	Dispon.	Prog.	Verif.			
N O R T E								
Maranhão III	IN	519	519	0	10	10	100%	---
Parnaíba IV	---	56	0	0	0	---	---	(2)
Maranhão IV	---	338	0	0	0	---	---	(2)
Maranhão V	---	338	0	0	0	---	---	(2)
Porto do Itaqui	---	360	360	0	0	---	---	---
Nova Venécia	---	178	0	0	0	---	---	(4)
Aparecida	IN	166	70	70	58	-12	-17%	(4)
Geramar I	---	166	159	0	0	---	---	---
Geramar II	---	166	159	0	0	---	---	---
Mauá Bloco 3	IN	110	52	52	52	---	0%	(2)
Mauá Bloco 4	---	158	0	0	0	---	---	(2)
Santana I	---	58	0	0	0	---	---	(4)
Santana II	---	50	0	0	0	---	---	(4)
Flores	EL	80	80	0	30	30	100%	---
Jaraqui	IN	75	55	55	51	-4	-7%	(3)
Tambaqui	IN	75	60	60	63	3	5%	(3)
Manauara	IN	67	65	65	67	2	3%	---
Ponta Negra	IN	66	64	64	66	2	3%	---
Cristiano Rocha	IN	85	65	65	50	-15	-23%	(2)
Suzano Maranhão	IN	254	190	190	191	1	1%	(3)
Santarém	---	19	0	0	0	---	---	(3)
TOTAL N		3384	1898	621	638	17	3%	

Fonte:ONS

Com relação aos custos das UTEs do subsistema Norte, o Gráfico 1 abaixo apresenta o Custo Variável Unitário, em R\$/MWh, e a fonte térmica aplicável para cada usina (diesel, óleo combustível, gás natural ou carvão). Observa-se que os maiores custos variáveis estão associados às usinas cujos combustíveis sejam derivados do petróleo (diesel e óleo combustível), enquanto os menores custos estão associados ao gás natural das UTEs do Complexo Termoelétrico do Parnaíba (modelo de monetização denominado *reservoir-to-wire*, com geração em usinas localizadas próximas aos poços terrestres do Parque dos Gaviões).

Gráfico 1- Custos Variáveis Unitários (R\$/MWh) e fontes por UTE do Norte



Fonte: ONS (2017c)

Pelo lado da demanda, o subsistema Norte representava 7,2% do consumo de eletricidade do Brasil no exercício de 2015, sendo o subsistema de menor peso relativo no SIN, conforme Tabela 4.

Tabela 4- Demanda elétrica do Brasil por subsistema, em GWh (2011-2015)

	2011	2012	2013	2014	2015	Δ% (2015/2014)	Part. % (2015)	
Brasil	433.016	448.177	463.134	474.823	465.203	-2,0	100	Brazil
Sistemas Isolados	7.190	7.823	5.796	3.769	3.442	-8,7	0,7	Isolated Systems
Norte	29.897	29.822	32.085	33.787	33.582	-0,6	7,2	North
Nordeste	59.847	63.896	68.680	72.031	72.933	1,3	15,7	Northeast
Sudeste/ C. Oeste	261.613	269.146	276.181	280.417	273.234	-2,6	58,7	Southeast/Midwest
Sul	74.470	77.491	80.393	84.819	82.012	-3,3	17,6	South

Fonte: EPE

Desse modo, destaca-se a importância “exportadora” de eletricidade do Subsistema Norte. Neste sentido, de forma sumária, a expansão do SEB caracteriza-se, no horizonte 2017-2024, por:

1. Alta viabilidade dos empreendimentos de geração hidrelétrica a fio d’água, sobretudo Belo Monte, com menor regularização dos reservatórios;
2. Atrasos em obras importantes de transmissão para escoamento da energia hidráulica gerada por Tucuruí e Belo Monte, no Norte, levando a previstas restrições elétricas na interligação Norte-Sul: efeito Abengoa-Isolux;

3. Baixa viabilidade dos empreendimentos de geração termoelétrica (70%), sendo que não há previsão para a entrada de operação da maior parte da potência (efeito Bolognesi);
4. Adição de fontes eólicas novas na matriz, intermitentes, concorrendo com os recursos de transmissão utilizados pelas UHEs do Norte (aumento do fator de capacidade das eólicas durante período úmido);
5. Taxas de consumo no SIN crescentes a cada ano, influenciadas pela retomada da economia e pela elevada elasticidade-renda da demanda elétrica;
6. Taxas de expansão da capacidade instalada limitada, requerendo novos leilões de energia nova para manter confiabilidade do SIN (margens de reserva);
7. Diminuição da participação térmica na matriz e elevação da participação renovável (eólicas e solares); e
8. Desconsideração dos possíveis efeitos de mudanças climáticas para a restrição das vazões naturais das hidrelétricas no parque gerador (efeito estacionário), o que poderá culminar em contingência de geração hídrica nos próximos anos.

O planejamento elétrico do setor elétrico brasileiro, de 2017 a 2024, está orientado sob a ótica do melhor aproveitamento dos recursos hidráulicos não-inventariados, com destaque para a nova fronteira do subsistema Norte. A construção de grandes hidrelétricas nos rios do bioma amazônico, contudo, apresenta diversos desafios no âmbito do licenciamento ambiental, com a limitação de alagamento de áreas de planícies impedindo a melhor regularização de reservatórios. Tal configuração restringe a capacidade de geração hídrica nos períodos secos e, simultaneamente, compromete a garantia física das usinas, aportando menos energia assegurada em contratos de comercialização no SIN. Dessa forma, a maior parte da expansão de potência do sistema tem ocorrido com projetos de usinas a fio d'água.

A adição de renováveis intermitentes (dependentes do regime de ventos e irradiação solar para geração) traz novos desafios para os operadores no sistema, que devem garantir o atendimento firme da demanda: tais fontes não são despacháveis centralizadamente pelo ONS sob demanda, de forma que a controlabilidade (**flexibilidade**) e o atendimento da demanda elétrica na ponta horária, características intrínsecas das usinas térmicas flexíveis, serão necessidades naturais das operações, características próprias de usinas termelétricas.

Na análise da expansão da geração, a contingência climática apresenta importantes conclusões. Ademais da menor capacidade de regularização dos reservatórios pela engenharia dos empreendimentos a fio d'água, os modelos climáticos demonstram reduções nas vazões naturais das hidrelétricas brasileiras, ou seja, menor capacidade de energia turbinável. Essa redução é esperada para todos os cenários estudados (com ou sem adaptação às mudanças climáticas), embora em diferentes graus. Em um sistema elétrico de forte dependência hidráulica como o brasileiro, faz-se mister mecanismos de mitigação desses efeitos, como o fortalecimento do parque termelétrico para a confiabilidade do suprimento.

No sistema de transmissão, os atrasos na construção das linhas comprometem o limite máximo de escoamento e intercâmbios. Em dezembro de 2016, 62,16% dos empreendimentos estavam atrasados e o atraso médio era de 618 dias. Essa situação torna-se de maior criticidade quando analisado o efeito do escoamento insuficiente da eletricidade da UHE Belo Monte até 2020 (restrição de geração, comprometendo o intercâmbio para o centro de carga) associado à competição de recursos de transmissão com a geração eólica (fator de capacidade elevado, com prioridade de despacho). O subsistema Norte, com a interligação de Roraima e as conexões de Belo Monte, concentra boa parte dos esforços de viabilidade dos extensos linhões já licitados.

Neste aspecto, o subsistema Norte (nova fronteira) apresenta características singulares de potencial energético tecnicamente aproveitável (hidrelétrico; gás natural em terra de reservatórios de gás), mas está distante dos principais centros de carga, impondo reforços de escoamento.

Desse modo, fica claro que a evolução da matriz brasileira apresenta desafios consideráveis para os tomadores de decisão no próximo decênio. Assim, nos parece claro que o reconhecimento do papel das especificidades regionais e operacionais, na configuração presente e futura do setor, é um passo indispensável para qualquer processo de reforma que busque a expansão sustentável do setor elétrico brasileiro.

Notas:

Este texto é baseado na Monografia de Bacharelado em Ciências Econômicas de Lucas de Almeida Ribeiro, sob orientação de Helder Queiroz

(1) Ver Bicalho, R. (2014). A crise elétrica e a falta de coordenação. Disponível em <https://infopetro.files.wordpress.com/2014/07/infopetro05062014.pdf>.

Acesso em 30 de abril de 2017. Boletim Infopetro, Maio/Junho, Ano 14, n. 2.

(2) Na organização dos subsistemas elétricos no Brasil, o estado do Maranhão é considerado como integrante do Subsistema Norte.

(3) Operador Nacional do Sistema (2017b). Informativo Preliminar Diário de Operação. Disponível em <http://www.ons.org.br/publicacao/ipdo/>>. Acesso em 30 de abril de 2017.

Os preços dos combustíveis sobem como um foguete, mas caem como uma pena – analisando os fatores da assimetria na transmissão dos preços no Brasil

Por Niágara Rodrigues e Luciano Losekann

Há um ano, a Petrobras anunciou sua nova política de preços de combustíveis nas refinarias, visando o alinhamento de curto prazo aos preços internacionais. Os reajustes nos preços da gasolina e do diesel se intensificaram a partir de julho de 2017, quando os reajustes se tornaram quase diários. Os consumidores de gasolina e diesel passaram a conviver com uma nova realidade, já que a estabilidade dos preços e o, conseqüente, desalinhamento com os preços internacionais caracterizavam a política de precificação anterior.

Uma questão importante e que passou a ser bastante debatida na mídia no último ano é o repasse desses reajustes dos combustíveis na refinaria ao consumidor final. Particularmente, as situações em que o preço cai na refinaria e o mesmo não ocorre nos postos de revenda passaram a chamar a atenção. O tema da transmissão de preços de combustíveis é amplamente tratado na literatura internacional e identifica os determinantes para o descolamento de preços ao longo da cadeia produtiva. Nessa postagem, buscamos verificar como os determinantes de assimetrias na transmissão de preços se aplicam ao caso brasileiro.

Nos últimos 27 anos, o mercado brasileiro de combustíveis passou por grandes transformações, com a liberação do setor, o fim do monopólio da Petrobras e a criação da agência reguladora do setor, a Agência Nacional do Petróleo (ANP).

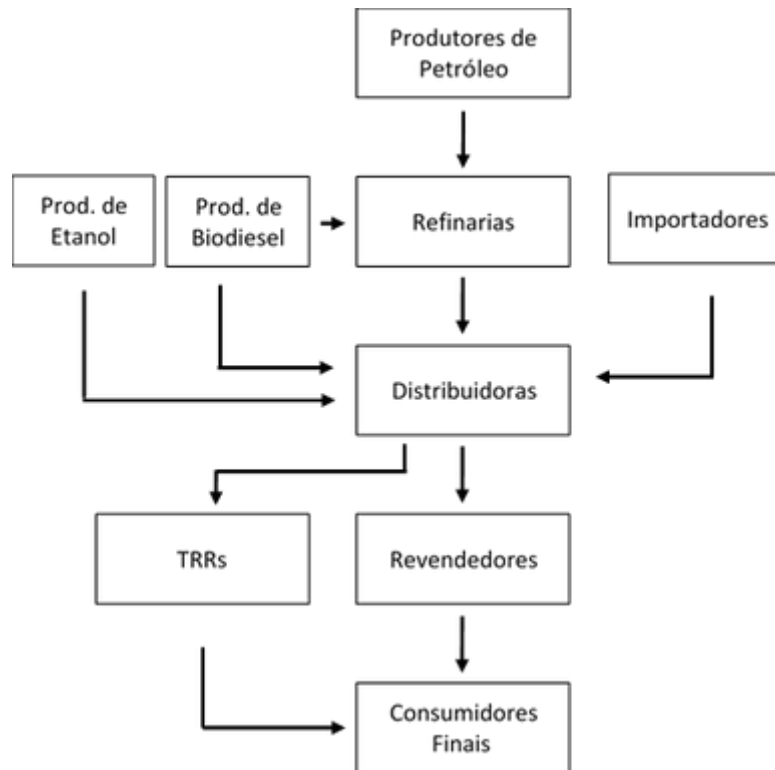
O histórico de controle de preços pelo governo marcou as atividades desse mercado durante décadas, o que condicionou o comportamento das empresas. Apesar da liberalização dos preços, a distribuição e a revenda de combustíveis ao varejo permanecem sujeitas a diversas exigências regulatórias em relação à forma de aquisição do combustível, ao acesso ao mercado e à qualidade dos combustíveis. Bem como outras regras específicas, tais como a vedação à verticalização (entre distribuição e revenda) [1], o que impacta a entrada e a operação de agentes privados no mercado de revenda de combustíveis, com conseqüências sobre a concorrência. As regulações, ainda que justificadas, têm impacto sobre a concorrência (CADE, 2014).

A Cadeia e Características Produtivas

A figura 1 apresenta a cadeia produtiva de combustíveis líquidos, desde a produção de petróleo até o consumidor final. Como fica claro na figura, a composição do preço final envolve outros elementos além do preço dos

combustíveis na refinaria. Podemos considerar que o processo de repasse é influenciado pelas margens das atividades ao longo da cadeia e pelos preços dos biocombustíveis presentes na composição final de gasolina e diesel.

Figura 1. Cadeia Produtiva dos Combustíveis Líquidos



Fonte: Elaboração Própria

As margens de cada atividade dependem de suas condições de concorrência. No caso da distribuição, a flexibilização da entrada, apesar de provocar um significativo aumento no número de distribuidoras de combustíveis líquidos (154 em 2017), não pareceu resultar em uma significativa concorrência no setor. Isto porque grande parte do mercado ainda permanece sobre o controle de três grandes distribuidoras – BR Distribuidora (24%), Raízen (21%), e Ipiranga (20%) (ANP, 2017).

O setor de revenda de combustíveis no varejo no Brasil, mesmo sendo um mercado relativamente fragmentado (41.901 revendedores varejistas), tem uma forte tendência a coordenação na fixação de preços entre um grande número de agentes. A relação entre distribuidoras de combustíveis e revendedores varejistas, apesar da proibição de que as distribuidoras atuem no varejo, exerce significativa influência na cadeia final de comercialização, visto que mais da metade dos postos de combustíveis no país está ligada a distribuidoras por meio de contratos de exclusividade (sob uma bandeira). Deste modo, o nível de concorrência no segmento de distribuição afeta o grau de concorrência no segmento de varejo. As cinco maiores distribuidoras detinham 36% do volume comercializado e 68% dos postos revendedores sob contrato em julho de 2017 (ANP, 2017).

A gasolina automotiva no Brasil, denominada de gasolina C, é constituída de gasolina A acrescida do percentual mandatório de etanol anidro. Atualmente, a mistura de etanol anidro à gasolina está em 27% e a adição do biodiesel no diesel em 7%.

Assimetria na Transmissão de Preços (ATP)

Uma característica comumente investigada no setor de gasolina a varejo é a existência de ajustamentos assimétricos de preços entre vendedores e revendedores, que podem se manifestar de diversas formas e ter mais de uma razão para ocorrerem.

A magnitude dos ajustes de preço e a velocidade em que os choques são transmitidos para produtores, atacadistas e varejistas é um importante fator que reflete as decisões estratégicas dos participantes nestes diferentes níveis da cadeia de comercialização, que estão conectados entre si. Conforme Meyer e Von Cramon-Taubadel (2004) as APTs podem ser classificadas de acordo com três critérios: assimetria vertical ou espacial; velocidade e magnitude da assimetria; e assimetria positiva ou negativa.

A ATP vertical é identificada pela diferente forma como os preços de um determinado mercado final reagem a um aumento (ou redução) de preços nos seus insumos. Por exemplo, no mercado de gasolina, se um aumento do preço do petróleo bruto é rapidamente repassado para o preço da gasolina comum nos postos, e, se uma redução nos preços do petróleo bruto é lentamente repassada para os preços da gasolina nos postos de abastecimento, tem-se uma assimetria vertical.

A ATP espacial pode ser descrita pela diferença entre ajustes positivos ou negativos de um determinado mercado de uma região a choques do mesmo mercado em uma região vizinha (município, estado, país, etc.). Por sua vez, a assimetria de magnitude (assimetria de elasticidade de transmissão de preço) é definida como a divergência da magnitude dos ajustes dos preços finais em resposta a um aumento (ou redução) dos preços à montante. Enquanto que a assimetria de velocidade se refere a tempos de resposta diferentes para ajustes positivos e negativos dos preços. Tanto a assimetria de magnitude quanto a de velocidade podem ocorrer simultaneamente.

Por fim, a assimetria positiva e negativa, decorre das assimetrias de velocidade e magnitude. Se o preço no varejo responde com maior intensidade e, ou velocidade a um aumento de preço no atacado que a um decréscimo, a assimetria é positiva. Por outro lado, se reduções são repassados com gaps de velocidade e, ou magnitude, o resultado é uma assimetria negativa.

Diversas são às referências a existência de falhas de mercados como fatores relevantes a formação de ATP, quase sempre associado à presença de ATP positiva, sob a hipótese de que o poder de mercado garante que ajustes negativos sejam repassados lentamente ou em menor intensidade ao consumidor final, do que ajustes positivos.

Existem outros fatores que podem acarretar em ATP e que são pouco abordados na literatura, mas que são igualmente relevantes. Bedrossian e Moschos (1988), por exemplo, sugerem que diferentes níveis de lucratividade entre empresas de um setor podem levar a ATP. Para os autores, uma empresa relativamente lucrativa possui maior margem de lucro que lhe permite assumir o risco de postergar uma redução de preço após um declínio nos preços dos insumos do que uma empresa com menor rentabilidade.

Em mercados imperfeitamente competitivos do tipo *price-searcher* a dispersão nos preços observados é consistente com o custo de pesquisa do consumidor (TAPPATA, 2009). Assim, os postos de revenda próximos uns dos outros apresentam dispersão de preços mais estável ao longo do tempo que postos mais isolados. Custos com tempo gasto de pesquisa geram poder de mercado temporário para os postos de abastecimento, uma vez que o consumidor só é levado a pesquisar quando tem a percepção de que as perdas envolvidas em um aumento de preço superam os custos da procura por um combustível mais barato. Sabendo disso, os varejistas postergam as reduções de preço quando o preço cai no atacado, produzindo a assimetria.

Os estoques também têm impacto relevante no processo de ATP. Se o consumidor tem a percepção de que o preço do combustível irá subir, ele se antecipa a esse movimento ao adquirir mais combustível do que o habitual. Essa expansão da demanda reduz os estoques dos postos combustíveis, e os varejistas tem que reabastecer os estoques mais rápido do que planejava, assimilando com maior rapidez os aumentos de preço do atacado. E quando os agentes percebem que o preço irá diminuir eles retornam para o padrão de consumo regular, assim, os estoques duram mais, e o varejista dispõe um tempo maior para adquirir o combustível das distribuidoras com um preço menor.

Intervenções governamentais através de subsídio de preços e manutenção de quotas comerciais também podem levar a assimetrias no repasse de preços (Kinnucan e Forker, 1987). No Brasil, como toda a cadeia produtiva de derivados é dominada majoritariamente pela Petrobras, que é uma empresa de controle estatal, seus repasses de preço assimétricos entre o mercado externo e interno pode estar diretamente relacionado com as políticas públicas de controle de preços.

Outro fator determinante da ATP, denominado pela teoria microeconômica como Ciclos de Edgeworth, são sequências de pequenos cortes nos preços por firmas que vendem bens homogêneos, na busca por parcela do mercado. Quando os postos ficam com margens muito pequenas, um posto aumenta significativamente o seu preço, sendo seguido pelos demais, e a partir de então, uma nova rodada de cortes se inicia. Tal processo de ajustamento assimétrico é definido como APT positivo, com grandes aumentos e pequenos decréscimos de preços.

A entrada em vigor de uma nova regulamentação também pode proporcionar ATP. Sempre que os formuladores de políticas aprovam uma nova regulamentação que, direta ou indiretamente, cria um mercado, muitas vezes há consequências intencionais e não intencionais. Essa nova regulamentação pode criar novas fricções no mercado, que geralmente são custos de transação.

Quando os custos de transação são assimétricos, podem afetar diferencialmente os agentes. Os custos diferenciais de transação podem levar a uma realocação do bem-estar em que os agentes que enfrentam custos mais altos pagam desproporcionalmente mais que os agentes com custos mais baixos.

ATP no Brasil

No Brasil, os mandatos obrigatórios de adição do etanol anidro à gasolina A e a implementação do mandato obrigatório de mistura de biodiesel ao diesel pode gerar ATP devido ao elevado custo do transporte de etanol e do biodiesel, e da baixa capilaridade da infraestrutura estabelecida. As distribuidoras compram gasolina A das refinarias ou importam; e o etanol anidro é adquirido das usinas produtoras. As distribuidoras misturam esses dois combustíveis para formular a gasolina C. A proporção de Etanol Anidro nessa mistura pode variar de acordo com as proporções e especificações definidas pela legislação em vigor.

A concentração da produção de etanol em uma região cria diferenciais de custos de transporte de etanol para os centros consumidores. No Brasil, a produção de etanol está concentrada na região Centro-Sul [3], próxima dos municípios produtores de cana-de-açúcar, como pode ser constatado na Figura 2. Por conta do custo logístico, o preço do etanol é bastante heterogêneo entre os estados; o que não ocorre com a Gasolina A. Grande parte do transporte de gasolina A é realizado via oleoduto, que é o meio de transporte mais barato, e as refinarias estão distribuídas de forma mais uniforme pelo território nacional. Devido à falta de etanol-dutos, o etanol é transportado, principalmente, por caminhões, permitindo que o impacto marginal da distância de transporte de etanol nos preços da gasolina varie com o preço do diesel.

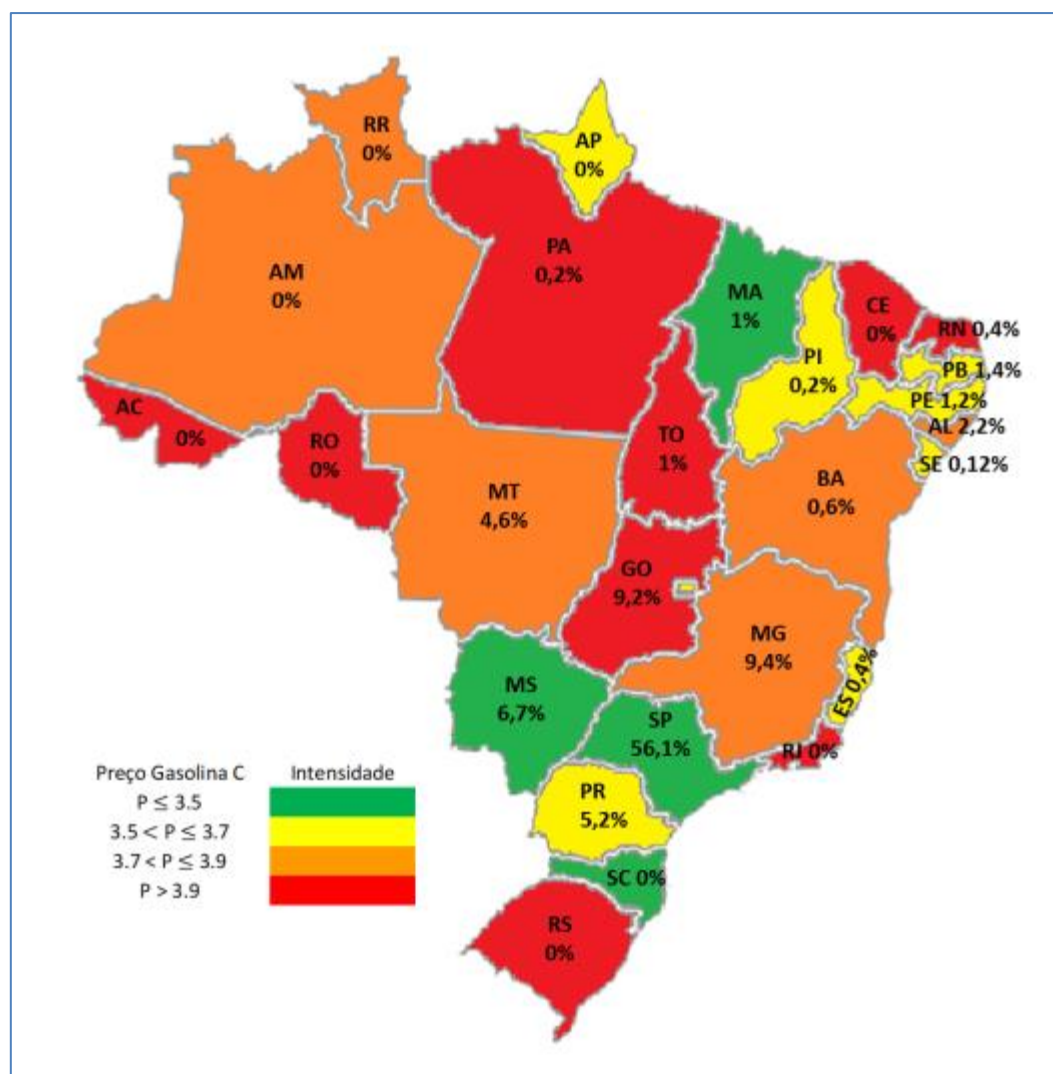
Figura 2. Distribuição geográfica das plantas de produção de etanol e biodiesel no Brasil – 2017.



Fonte: WEBMAP EPE (2017)

Assim, a distância para o centro produtor de etanol é uma variável importante para a oferta e afeta o preço do etanol e o preço da gasolina C. A mesma interpretação é válida para o diesel B7 (com adição de 7% de biodiesel), as diferenças de preços do óleo diesel em todo território nacional são impulsionadas pelos custos de transporte do biodiesel que também é transportado via caminhões.

Figura 3 – Preço da Gasolina Automotiva (R\$/litro) e Participação na Produção Nacional de Etanol Anidro (%) nos Estados Brasileiros – 2016.



Nota: Valores percentuais (%) correspondem à participação do Estado na produção nacional de etanol anidro em 2016. Preço médio da Gasolina C por unidade de federação de 2016

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2017a, 2017b)

Como pode ser constatado na Figura 3, a gasolina C é mais cara nos estados mais distantes dos centros de produção de etanol anidro. Salvo o observado no Amapá e em Santa Catarina, que não são produtoras de etanol, mas registram

baixo preço da Gasolina C nas bombas. Esse resultado conflitante pode ser explicado pela diferença na carga tributária, que incide sobre os preços dos combustíveis automotivos, de cada estado. No Brasil, o preço final dos combustíveis automotivos ao consumidor possui uma parcela significativa de tributos [2], com destaque para a variação nas alíquotas do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) (ver Tabela 1). O menor valor de ICMS para a gasolina é de 25%, incidente em oito estados, inclusive Amapá e Santa Catarina, enquanto o Rio de Janeiro tem a maior alíquota, 32% (EPE, 2017a).

Tabela 1. ICMS dos Estados Brasileiro – 2017

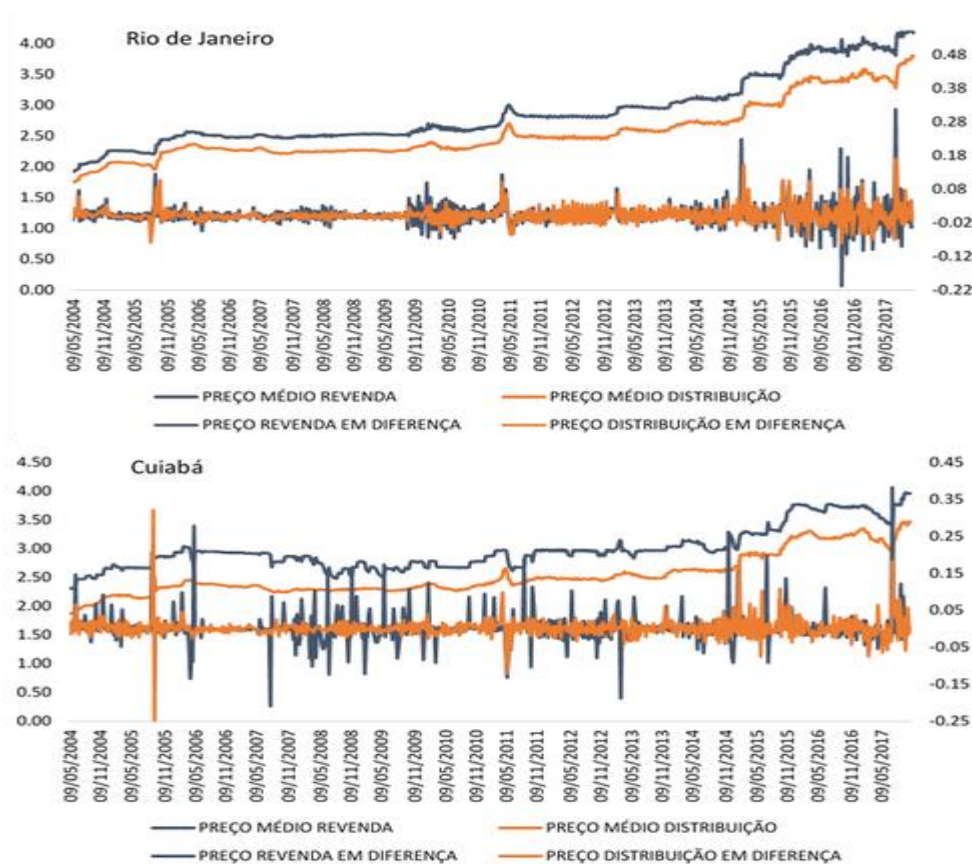
	ICMS Gasolina
AC, AM, AP, RR, MT, MS, SC, SP	25%
RO	26%
MA, PI, ES	27%
PA, BA, DF	28%
TO, CE, AL, RN, PB, PE, SE, MG, PR	29%
GO, RS	30%
RJ	32%

Fonte: Elaboração com dados da EPE (2017a).

As Figuras 4a e 4b ilustram a heterogeneidade na transmissão de preços no Brasil. No Rio de Janeiro (figura 4a), a evolução do preço médio da gasolina C é mais semelhante (simétrica) nos postos e nas distribuidoras. Percebe-se o efeito da nova política de preços da Petrobras. Até 2016, as variações de preço (preços em diferença) são convergentes. A maior frequência de reajustes de preço da gasolina nas refinarias, aparentemente, acarreta em maior assimetria de transmissão nas duas últimas fases da cadeia de comercialização.

Em Cuiabá (figura 4b), as assimetrias na transmissão de preço são evidentes durante todo o período. As variações de preço na distribuição e na revenda são divergentes. Percebe-se uma maior volatilidade de preços na revenda em relação ao que ocorre no Rio de Janeiro. Em períodos de preços estáveis na distribuição, há variações significativas no preço do varejo. Em diversas outras cidades brasileiras, é possível observar comportamento assimétrico entre ambos os preços. Possivelmente, esses movimentos estão relacionados a intensidade da competição nessas cidades.

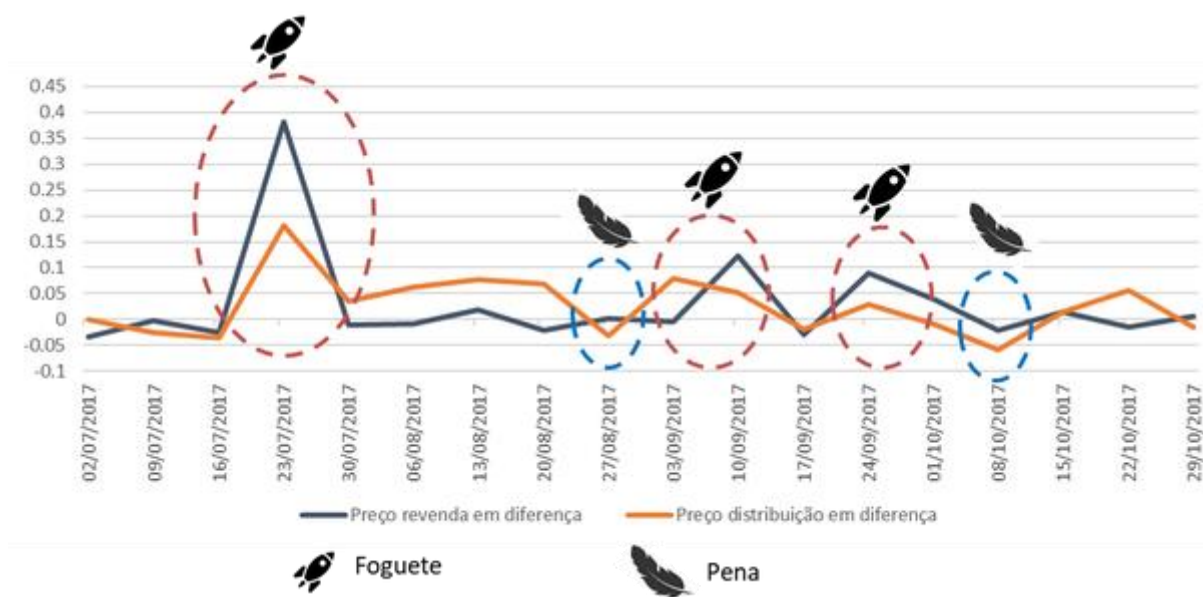
Figura 4a. Comportamento do Preço Semanal da Gasolina C (R\$/litro) no Rio de Janeiro e Cuiabá em Nível e em Primeira Diferença – maio de 2004 a maio de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2017a)

Ainda que essa postagem não tenha o propósito de aprofundar a análise dos padrões de assimetria da transmissão de preços da gasolina no Brasil, podemos perceber que os movimentos de aumento de preço na distribuidora são seguidos de aumento do preço na revenda. No entanto, quando o preço cai na distribuição, o repasse não tende a ocorrer na mesma medida. Esse comportamento é usualmente identificado na literatura de ATP: os preços da gasolina nos postos de abastecimento “*sobem como foguete e caem como pena*”. Observando a série de preço em diferença na cidade de Cuiabá no último ano (Figura 5), podemos identificar períodos em que o preço da gasolina na revenda aumenta significativamente mais que o preço na distribuição (foguete) e períodos em que a queda do preço da gasolina nos postos é menor que na distribuição (pena).

Figura 5. Variação do preço da gasolina C na distribuição e revenda em Cuiabá – outubro de 2016 a novembro de 2017



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2017a)

Bibliografia

ANP (2017). Abastecimento em Números. Boletim Geral. Ano 12, Nº 56, Setembro de 2017. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 20 de nov. 2017.

ANP (2017a). Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 20 de nov. 2017.

ANP (2017b). Dados Estatísticos de processamento de petróleo e produção de derivados de petróleo. Disponível em <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em 20 de nov. 2017.

CADE (2014). Varejo de Gasolina. Cadernos do Cade. Disponível em <<http://www.cade.gov.br>>. Acesso em 20 de nov. 2017.

MME (2017). Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo. Número 141, setembro de 2017. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

MEYER, J., VON CRAMON-TAUBADEL, S. (2004) Asymmetric price transmission: a survey. *Journal of Agricultural Economics*, Oxford, v. 55, n. 3, p. 581-611.

TAPPATA, M. (2009). Rockets and Feathers: Understanding Asymmetric Pricing. *The RAND Journal of Economics*, v. 40, n. 4, p. 673 – 687.

BEDROSSIAN, A.; MOSCHOS, D. (1988) Industrial structure, concentration and the speed of price adjustment. *The Journal of Industrial Economics*, Oxford, v. 36, n. 4, p. 459-475.

KINNUCAN, H. W.; FORKER, O. D. (1959). Asymmetry in farm-retail price transmission for major dairy products. *American Journal of Agricultural Economics*, Oxford, v. 69, n. 2, p. 285–292, 1987.

EPE (2017). WEBMAP. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro. Disponível em <<https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>>. Acesso em 20 de nov. 2017.

EPE (2017a). Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis. Ano 2016. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em 20 de nov. 2017.

Notas

[1] A impossibilidade de a distribuidora atuar diretamente na revenda é decorrente do artigo 120 da Portaria ANP nº 116, que veda ao distribuidor de combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível, biodiesel, mistura óleo diesel/biodiesel especificada ou autorizada pela ANP, e outros combustíveis automotivos o exercício da atividade de revenda varejista. Essa regulação estabelece ainda que os varejistas de combustível podem transacionar com qualquer distribuidora, não estando obrigados a operar em uma franquia ligada à marca da distribuidora de gasolina. Criam-se, assim, duas categorias de postos: Posto bandeirado, que assume a marca comercial de um distribuidor; e Posto de bandeira branca, quando opta por não exibir marca comercial de nenhuma distribuidora.

[2] A carga tributária é diferenciada para cada tipo de combustível, o que influencia diretamente a sua competitividade. O preço ao distribuidor, que é o que alcança a malha logística de suprimento nacional, tem sua estrutura formada pela soma do preço de realização nas refinarias, da Cide e do Pis/Cofins. A Cide encontra-se zerada para o etanol desde 2004, enquanto que, para a gasolina, o valor incidente é de R\$ 0,100/litro, e para o diesel é R\$0,050/litro. O Pis e o Cofins, para a cadeia de etanol, incidem sobre o produtor/importador e distribuidor, e a alíquota foi fixada em R\$ 0,1109 por litro em 28/07/2017 pelo presidente Michel Temer. Para gasolina e o diesel, no dia 20 de julho, o governo elevou a alíquota de Pis/Cofins (MME, 2017)

[3] A produção de etanol, é realizada em 384 usinas espalhadas por 23 estados brasileiros, com forte concentração no estado de São Paulo, que detém 163 plantas de produção. Minas Gerais e Paraná seguem com 38 e 30 usinas, respectivamente. O caso do biodiesel é mais particular, uma vez que sua produção é mais dispersa, sendo os maiores estados produtores o Rio Grande do Sul, Mato Grosso e Goiás (maiores produtores de óleo de soja, principal insumo para a produção de biodiesel).

Eletricidade: o motor das cidades do futuro

Por Renato Queiroz

O relatório “World Population Prospects- 2017 Revisions” (ONU 2017), divulgado em junho deste ano pelo Departamento dos Assuntos Econômicos e Sociais da ONU, apresenta novas revisões das projeções demográficas dos países. Os números nos levam a pensar. Até 2030, ou seja nos próximos 13 anos, haverá um acréscimo de 1 bilhão de indivíduos no mundo e a população global alcançará 8,6 bilhões. As projeções para 2050 chegam a mais de 11 bilhões de habitantes.

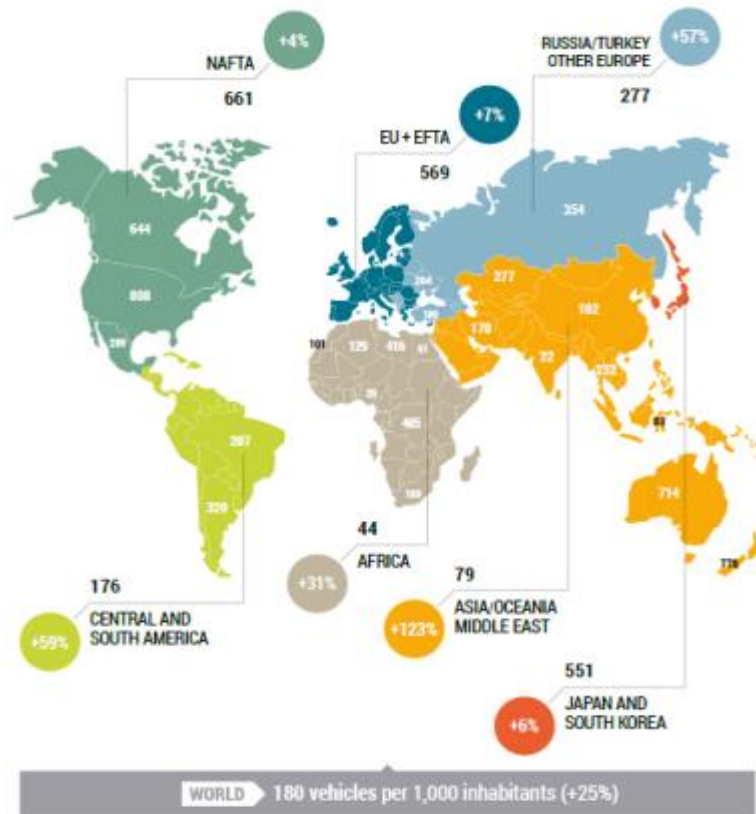
Em 31 de outubro passado, Dia Mundial das Cidades, o chefe do Programa das Nações Unidas para Assentamentos Humanos (ONU-Habitat) (1), Joan Clos, ressaltou a necessidade de discutir e repensar as novas formas de administração das cidades, com inovações, já que mais da metade da população mundial vive em áreas urbanas. Essa proporção deve atingir a 66 % em 2050, segundo a ONU. Vale destacar que, já em 2012, o Programa ONU-Habitat em seu relatório “Estado das Cidades da América Latina e Caribe” destacava que em 2020 a taxa de urbanização no Brasil deveria chegar a 90%.

De fato, a urbanização vem ocorrendo com muita rapidez. A população urbana cresce em progressão geométrica. Assiste-se ao fenômeno das megacidades com mais de 20 milhões de habitantes. As estatísticas mostram que cidades como Tóquio (38 milhões de habitantes), Nova Deli (25 milhões), Xangai (23 milhões) lideram esse ranking. Logo atrás tem-se: Cidade do México, Mumbai, São Paulo, Osaka e Pequim. Importante assinalar que, nos próximos 20 a 30 anos, haverá um aumento de cidades com mais de 10 milhões de habitantes.

Esse rápido crescimento da população urbana traz inúmeros desafios para os gestores dessas cidades. Hoje há um número significativo de pessoas que moram em comunidades pobres, favelas. As cidades não conseguem adicionar habitações rapidamente. E, cada vez mais, nesse cenário, a necessidade do uso da eletricidade é crescente. Assim, há que se ter um planejamento eficiente para suprir energeticamente o sistema de transporte urbano e o setor de serviços sob a tónica das mudanças climáticas, o que traz uma complexidade enorme para muitos países. Isso sem focar em outras necessidades que essas metrópoles demandam como novos empregos, escolas e postos de saúde.

Os especialistas em transporte estimam que cerca de 1 bilhão de veículos circulam, atualmente, nas áreas urbanas. A Associação Europeia de Fabricantes de Automóveis (ACEA) divulga periodicamente informações sobre transporte. Segundo seu guia da indústria automobilística (ACEA (2016/2017), a taxa mundial de motorização (número de veículos por 1.000 habitantes) aumentou em 25 % na última década. A figura 1 abaixo apresenta a taxa e o aumento entre 2014 e 2016 por grupos de países selecionados.

Figura 1: Taxa de Motorização / Região



Fonte: ACEA – European Automobile Manufacturers Association

Segundo a ONU (ONU-HABITAT), os efeitos da urbanização e das mudanças climáticas estão convergindo perigosamente. As cidades contribuem fortemente para tais efeitos no clima, embora cubram menos de 2% da superfície terrestre. As cidades consomem cerca de 80 % da energia mundial e produzem mais de 60% de todo o dióxido de carbono. Ainda emitem outros gases de efeito estufa, seja através da geração de energia, o uso de veículos, o funcionamento das indústrias. Alertam os Organismos voltados aos estudos do clima que, como as cidades são fortemente vulneráveis às mudanças climáticas, milhares de pessoas em áreas urbanas em todo o mundo serão cada vez mais afetadas pelo aumento do nível do mar, inundações, tempestades mais frequentes e mais fortes e períodos de calor e frio mais extremos.

Um dos maiores especialistas em economia urbana da atualidade, o professor da Universidade Harvard, Edward Glaese, afirma em seus livros que ideias inovadoras de planejadores das cidades do futuro serão concretizadas pela indústria de tecnologia.

Que questões, no caso do Brasil, nesse contexto, pode-se fazer? O país está preparado para enfrentar os problemas de um desenvolvimento rápido de megalópoles? Há avaliações dos planejadores e/ou formadores de políticas públicas sobre esse novo tempo de cidades inteligentes?

Há já uma realidade ocorrendo no mundo. As cidades de Seul, Barcelona, entre outras são exemplos a serem observadas. O futuro já chegou nessas e em outras cidades.

Os estudiosos apontam que desenvolvimento de tecnologias, disponibilidade de eletricidade e um planejamento e gestão coordenados compõem um tripé fundamental na implantação das metrópoles inteligentes.

As tecnologias de “smart cities” envolvem sensores e câmeras para monitoramento do deslocamento dos habitantes, de seus hábitos, de seus usos da energia, do fornecimento de água e de eletricidade. Abrangem ainda o gerenciamento de dados que correm nas redes de cabos de fibra óticas, o uso de aplicativos para facilitar os deslocamentos da população, etc.

A iniciativa privada e os incentivos públicos para implantação de “startups” têm um papel importante nesse pé do tripé. Essa transformação, cumpre assinalar, baseada em inovações irá caminhar irreversivelmente sob a tônica das tecnologias sustentáveis e eficiência energética.

Mas tudo isso necessita de eletricidade que será cada vez mais o vetor estratégico para mover toda a parafernália de equipamentos. É o outro pé do tripé que dará suporte à transformação de grandes cidades brasileiras em metrópoles inteligentes conectadas. A eletricidade é o motor das cidades inteligentes.

O sistema elétrico brasileiro terá que estar preparado para suportar essa revolução urbana. Mas o foco das políticas públicas no campo da energia, no entanto, parece estar distante desse caminho. Atualmente o cerne das discussões intragoverno sobre o setor elétrico é a venda de ativos estatais existentes. Esse tema vai na contramão das políticas públicas do mundo desenvolvido e não deveria ser, inclusive, o assunto principal das questões energéticas no Congresso Nacional. Por que não debater sobre a perda da competitividade da indústria brasileira face ao alto preço das tarifas de energia elétrica? O setor industrial cativo, por exemplo, ou seja, as pequenas indústrias, tem tido aumentos nas suas contas de energia elétrica nos últimos anos que ultrapassam 130 % (Pereira 2017). Desde 1995, quando um novo modelo do setor elétrico foi implantado, os aumentos tarifários foram significativos (ILUMINA 2017). Como corrigir essa distorção? Uma boa questão para Brasília colocar na mesa de discussões.

A Agência Internacional de Energia (AIE), em seu novo “Outlook”, indica como tema principal a generalização do uso da eletricidade através de energias limpas para limitar o aquecimento global pelos países. O tema continua como o mais importante da pauta desses conceituados relatórios que analisam o futuro do mundo energético. Para países que atualmente dependem muito do carvão para geração de eletricidade, como China e Índia, o relatório destaca a importância do uso do gás. Mas o ponto de realce é dedicado à eletricidade que deverá ter um papel ainda mais importante nas matrizes energéticas dos países.

O outro pé do tripé para a implantação das metrópoles inteligentes é a gestão coordenada e o planejamento dessas cidades. Um ponto a ser avaliado,

considerando que o Brasil apresenta incertezas periódicas nos rumos de sua economia, é a participação do Estado no comando dessa gestão. O planejamento energético governamental poderia estar envolvido nesse contexto, sinalizando as políticas públicas. E deverá se engajar em prospectar os avanços tecnológicos para a implantação de cidades inteligentes no Brasil com um levantamento exaustivo de dados sobre o comportamento dos consumidores brasileiros montando um grande banco de informações.

Há entraves, ainda, quando se observa o atraso no desenvolvimento da Geração Distribuída, por exemplo, que é um quesito importante nessas novas metrópoles. A lentidão na implantação das redes inteligentes no segmento da distribuição de energia elétrica e o uso mais amplo de placas solares são questões estratégicas para as “smart cities”, indicando um consequente adiamento nesse objetivo. A figura abaixo mostra a situação de postes de distribuição nas cidades brasileiras, o que dá um pequeno exemplo de como o segmento da Distribuição está longe de uma modernidade.

Figura 2: Postes de Distribuição de Eletricidade em SP



Em suma, há exemplos de cidades inteligentes no mundo que podem nos inspirar. O Estado deve trazer para si a responsabilidade de planejar, coordenar e promover a participação dos investimentos privados. Caberia ao Estado um papel de administrar a integração de redes de instituições públicas e privadas para atuarem na implantação das metrópoles inteligentes sustentáveis no Brasil. O risco é o processo ocorrer desordenadamente, trazendo mais problemas e altos custos, ao invés de uma vida melhor para os seus habitantes. Cabe ao Estado enfrentar as verdadeiras e estruturais questões do modelo do setor elétrico nacional que podem retardar a implantação das cidades inteligentes no País.

Referências:

1. ACEA (2016/2017). European Automobile Manufacturers Association. The Automobile Industry Guide . Disponível . Disponível em: <http://www.ACEA.BE>

2. IEA- International Energy Agency. World Energy Outlook (WEO)2017:Disponível: em <http://www.iea.org/>
3. ILUMINA (2017). Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Elétrico. Publicação:” A quem interessar possa-Estudo”. Publicado em 10/11/2017. Disponível em: <http://www.ilumina.org.br/a-quem-interessar-possa-estudo/>
4. ONU (2017) -World Population Prospects-2017 Revisions. Disponível em: https://esa.un.org/unpd/wpp/Publications/Files/WPP2017_KeyFindings.pdf
5. PEREIRA, Rene (2017). O Estado de S. Paulo. 03 Dezembro 2017. Indústria perde competitividade com aumento da tarifa de energia.

Notas:

(1) – O Programa das Nações Unidas para os Assentamentos Humanos (ONU-HABITAT) é uma agência especializada da ONU dedicada à promoção de cidades social e ambientalmente sustentáveis. A Agência foi criada em 1978, como resultado da Conferência das Nações Unidas sobre Assentamentos Humanos (Habitat I), que aconteceu em Vancouver, Canadá, em 1976. Tem sede em Nairóbi, Quênia. O Escritório Regional da ONU-HABITAT para América Latina e o Caribe funciona no Rio de Janeiro desde 1996.