

BOLETIM INFOPETRO

PETRÓLEO & GÁS BRASIL

Análise de Conjuntura das Indústrias de Petróleo e Gás
Maio/Junho de 2015 – Ano 15 – n.2

Grupo de Economia da Energia - Instituto de Economia – UFRJ

Apresentação:

Neste número são apresentados nove artigos:

Perspectivas de importação de óleo diesel no Brasil, por Luciano Losekann e Niágara Rodrigues.

Os impactos da queda do preço do petróleo no mercado de gás natural, por Marcelo Colomer.

Impactos da política de preços dos combustíveis sobre a Petrobras, por Edmar de Almeida e Patrícia de Oliveira.

Taxa de desconto, escolhas energéticas e mudança climática, por Felipe Botelho.

Bioeconomia em construção V – Existe uma agenda de inovação para a bioeconomia no Brasil?, por José Vitor Bomtempo e Flávia Alves.

Nuclear: três transições, três agendas, por Ronaldo Bicalho.

A regulamentação do acesso de terceiros a gasodutos de transporte, por Miguel Vazquez e Michelle Hallack.

Energia nuclear nos BRICS, por Leonam dos Santos Guimarães.

Uma questão real de eficiência energética: a iluminação residencial e pública, 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

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.

Felipe Botelho

Doutorando em economia do Instituto de Economia da UFRJ.

Flávia Chaves 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.

Leonam dos Santos Guimarães

Diretor de Planejamento, Gestão e Meio Ambiente Eletrobrás/Eletronuclear.

Luciano Losekann

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

Marcelo Colomer

Doutor em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Mestre em Economia da Indústria e Tecnologia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ); Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ). Professor

Adjunto no Instituto de Economia da UFRJ e membro do Grupo de Economia da Energia do IE/UFRJ.

Michelle Hallack

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

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

Miguel Vazquez

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

Niágara Rodrigues

Doutoranda da Universidade Federal Fluminense.

Patrícia de Oliveira

Mestre em Economia pelo IE-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

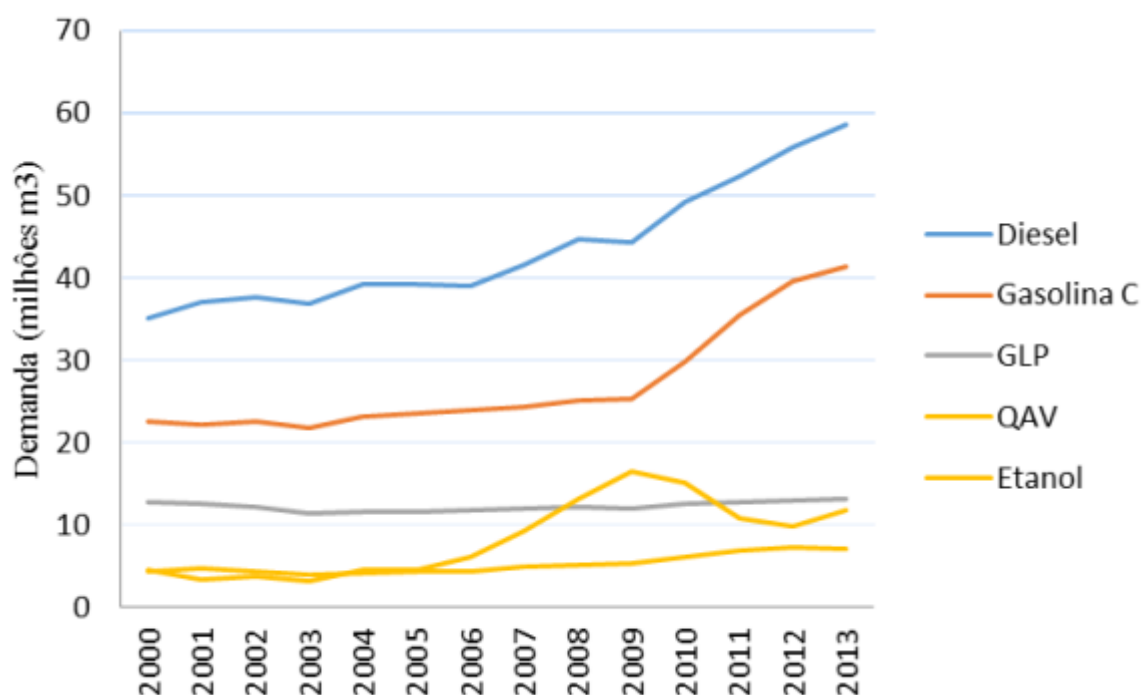
Doutor pelo Instituto de Economia da UFRJ; Professor e Pesquisador do Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Perspectivas de importação de óleo diesel no Brasil

Por Luciano Losekann e Niágara Rodrigues (*)

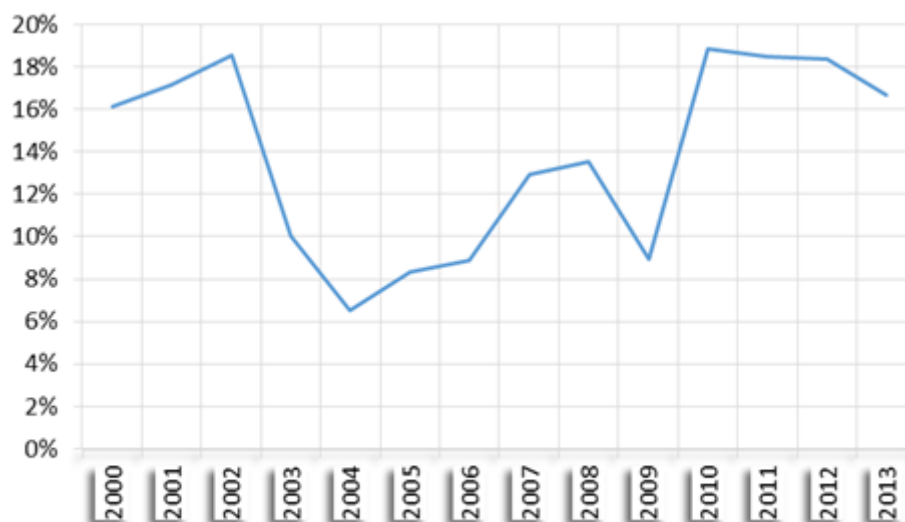
A forte expansão do consumo de combustíveis no segmento de transportes em anos recentes no Brasil (Figura 1) impõe importantes desafios para a política de segurança energética e para as contas externas brasileiras. Como a capacidade de refino não se expandiu no mesmo ritmo, a necessidade de importações é crescente, implicando no aumento da dependência externa por combustíveis. Os investimentos em novas refinarias que serviriam para contrabalançar o crescimento da demanda tardam a se concretizar e são insuficientes para garantir total autonomia no abastecimento de derivados, situação agravada pelo cancelamento dos projetos das refinarias Premium I e II.

Figura 1 – Evolução do consumo de combustíveis no Brasil – 2000 a 2013



Fonte: Elaboração com base em ANP

Em 2013, o déficit de atendimento do consumo de derivados de petróleo alcançou 20%, com destaque ao déficit em diesel e nafta, correspondendo em conjunto a 55% do total da necessidade de importações e consumo de estoques. O déficit de diesel que vinha caindo na década de 2000 voltou a crescer a partir de 2010, recuperando o patamar anterior (em torno de 17-19% da demanda), como apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Déficit Nacional de Diesel

*Déficit Nacional = (Produção Nacional – Consumo)/Consumo Nacional

Fonte: Elaboração própria com dados de EPE/MME

Em função da relevância econômica e energética da importação de volumes tão elevados de óleo diesel, o governo brasileiro, através da Petrobras, tem orientado a expansão do parque do refino para ampliar a oferta doméstica do combustível. No entanto, essa estratégia enfrentou percalços, implicando no adiamento da entrada em operação da refinaria Abreu e Lima e do Comperj e no cancelamento das refinarias Premium I e II.

Este estudo realiza projeções do consumo futuro de diesel no Brasil a fim de averiguar impacto da nova trajetória de expansão do parque de refino na dependência externa no suprimento do combustível.

Com esse objetivo, foram analisados os determinantes da demanda por óleo diesel no Brasil do período de 2000 a 2014 através de observações estaduais anuais a partir de uma especificação de painel dinâmico. Uma vez identificadas as elasticidades, a demanda de diesel foi simulada para o período 2015 a 2023.

A equação de demanda por óleo diesel foi especificada como:

$$q_{it} = \beta_0 + \rho q_{i,t-1} + \beta_1 P_{it} + \beta_2 R_{it} + \beta_3 F_t + \beta_4 P_{oit} + u_{it}$$

Onde q_{it} é a quantidade demanda de óleo diesel do estado i no período t , $q_{i,t-1}$ refere-se à quantidade demandada no período $t-1$, P_{it} é o preço do óleo diesel no estado i no período t , R_{it} é a renda, P_{oit} é o número de postos de abastecimento no estado i e F_t a frota veículos a óleo diesel.

O modelo de demanda apresentou resultados satisfatórios, coeficientes com sinais esperados conforme a teoria econômica e significativos estatisticamente. Para análise da sensibilidade da demanda por óleo diesel aos seus determinantes, a tabela 1 apresenta as elasticidades[1].

Elasticidades da demanda por óleo diesel

Variáveis	Elasticidades
R_{it}	0,099*** (0,00103)
P_{ir}	-0,197*** (0,00543)
Po_{it}	0,057*** (0,00041)
F_t	0,192*** (0,00317)

Fonte: Resultados da Pesquisa. Nota: Os valores entre parênteses referem-se aos erros-padrão

*** Significativo a 1%, ** Significativo a 5%, * Significativo a 10%

A demanda é pouco sensível em relação ao preço (inelástica). Uma mudança no preço do óleo diesel em 1%, induz a uma redução de 0,2% no consumo de diesel, tudo mais mantido constante. A baixa elasticidade se deve à inexistência de combustíveis substitutos. Os consumidores apresentaram-se pouco menos sensíveis às variações na renda do que no preço, de modo que uma elevação de 1% na renda do consumidor, mantendo os demais fatores constantes, será capaz de proporcionar um aumento do consumo em, aproximadamente, 0,1%.

Por fim, número de postos em cada Estado e frota de veículos impactam positivamente a demanda por diesel.

O cenário adotado de evolução do PIB encontra-se na Tabela 1. Até 2016, as taxas de crescimento correspondem às estimativas do FMI. Para os anos seguintes, adotou-se as taxas consideradas pela EPE no PDE 2023.

Tabela 1. Cenário de Referência do PIB

Variável	% 2014 – 2018	% 2019 – 2023	% 2014 – 2023
PIB	1,64	4,49	3,06

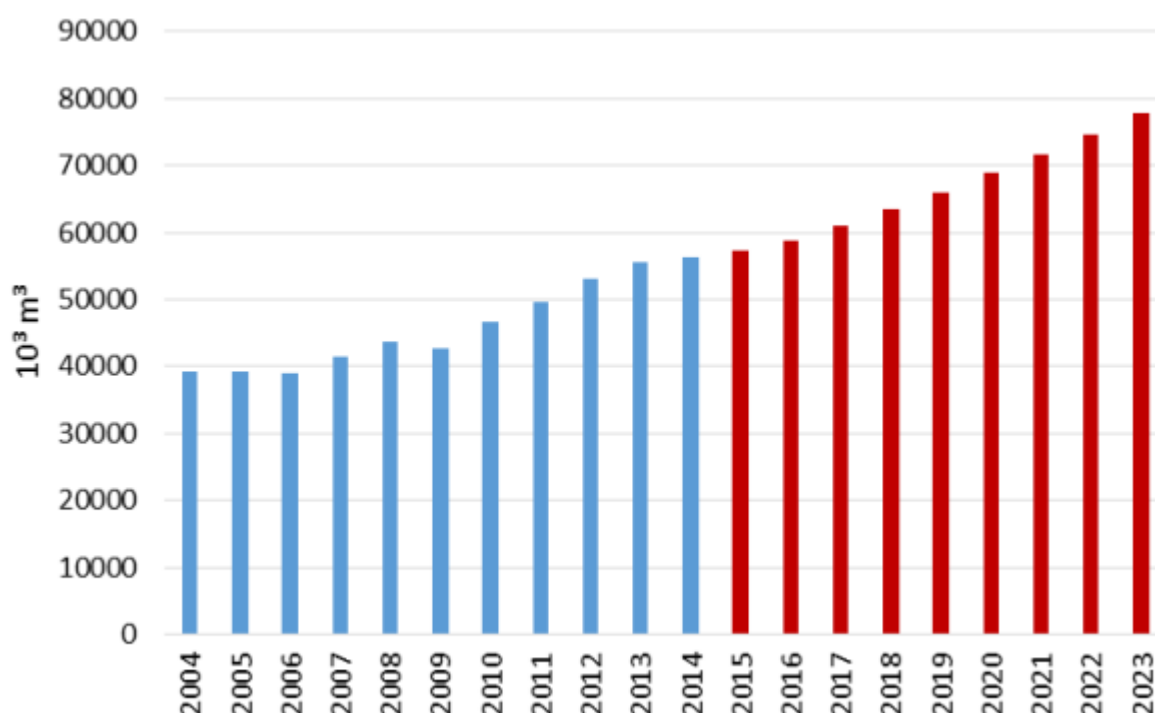
Fonte: Resultados da Pesquisa

Com relação ao número de postos de gasolina considerou-se que esta variável será constante (valor de 2013).

Por fim, no caso da projeção do preço nacional do óleo diesel foram utilizadas as projeções calculadas no PDE 2023. Foi considerado que o percentual de biodiesel no óleo diesel muda de 5% para 6% em 2014 e para 7% em 2015, permanecendo neste nível até 2023.

A Figura 3 apresenta os resultados da previsão de demanda por óleo diesel brasileiro para o cenário estipulado, com base nas premissas adotadas. Pode-se observar no período de previsão (em vermelho) que o consumo por óleo diesel apresenta um aumento moderado entre os anos 2015 e 2017, e a partir de 2018 o aumento no consumo é mais expressivo, refletindo o comportamento previsto da economia brasileira.

Figura 3. Valores observados e projetados da demanda por Óleo Diesel

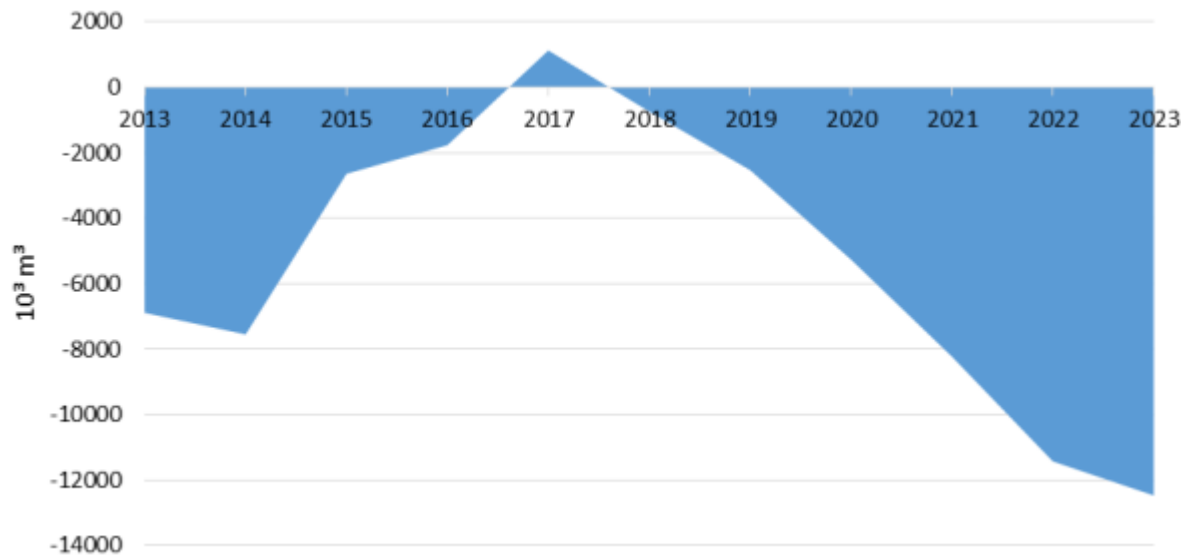


Fonte: Resultados da Pesquisa

Para projetar o balanço entre oferta e demanda, consideramos os atrasos previstos das refinarias Abreu e Lima e Comperj. O segundo trem da Abreu e Lima iniciaria operação em janeiro de 2016 e o Comperj em dezembro de 2016. As refinarias Premium I e Premium II não são consideradas nesta simulação.

Analisando o balanço de óleo diesel, verifica-se que o país mantém-se como importador líquido na maior parte do período, havendo excedente exportável de diesel apenas em 2017 (figura 4).

Figura 4. Exportação e Importação Líquida de Óleo Diesel: 2015 - 2023



Fonte: Resultados da Pesquisa.

Esse estudo aponta que os esforços para reduzir a dependência externa no suprimento de diesel, que marcaram a estratégia de expansão do parque de refino, não serão efetivos no longo prazo. A continuidade do crescimento do consumo de diesel e os atrasos e cancelamentos da expansão do parque de refino fazem com que as importações, apesar de serem evitadas em 2017, voltem a aumentar em prazo mais longo.

[1] Elasticidades calculadas no ponto médio da amostra

(*) A pesquisa que serviu de base para a análise apresentada neste artigo foi realizada no âmbito do Centro de Excelência em Economia da Energia, parceria do Grupo de Economia da Energia com o Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP).

Os impactos da queda do preço do petróleo no mercado de gás natural

Por Marcelo Colomer

Em 2014, o preço do Brent passou de US\$ 108 por barril em janeiro para US\$ 57 em dezembro. O desaquecimento da demanda mundial, a elevação da produção de óleo não convencional nos EUA, a ausência de rupturas na oferta global e a decisão dos países membros da OPEP em manter elevados os níveis de produção podem ser entendidos como as principais causas para a queda abrupta de 50% no preço do Petróleo.

Figura 1 – Evolução do Preço do Petróleo (Brent)



Fonte: EIAa, 2015

Ao longo de 2014, as projeções de crescimento da economia mundial para o biênio 2014/15 foram reduzidas de 3,5% para 3,0% ao ano (EIA, 2014). Com a redução das expectativas de crescimento econômico, reduziram-se também as estimativas de crescimento da demanda global por petróleo. Nesse sentido, a redução das taxas de crescimento econômico de países como China, Brasil e Índia durante o segundo e terceiro trimestre de 2014 afetaram não somente o preço futuro da energia como também os preços de todas as commodities.

Outro fator que contribuiu para o movimento de queda do preço do barril foi a redução das rupturas na produção global. Em junho de 2014, o petróleo atingiu o seu pico de preço no ano em função dos temores de redução da produção iraquiana decorrente dos conflitos armados, em especial na região sul do país. No entanto, o que se verificou de fato na segunda metade de 2014 foi um aumento da produção do oriente médio decorrente do aumento da produção iraquiana e de outros países da região.

Ademais, o crescimento da produção de petróleo acima do esperado na Líbia e nos EUA pressionou para baixo o preço do barril a partir da segunda metade de 2014. Nos EUA, a produção de petróleo em outubro daquele ano atingiu o montante de 9 milhões de barris por dia superando as estimativas de crescimento feitas no início de 2014 (EIAa, 2015). Como consequência do aumento da produção norte-americana, as importações de petróleo dos EUA reduziram-se a níveis modestos amortecendo as pressões de demanda sobre o mercado da bacia do atlântico (Brent). Nesse sentido, o *spread* entre o WTI e o Brent reduziu-se de US\$ 14 o barril em janeiro de 2014 para US\$ 4 o barril e dezembro do mesmo ano.

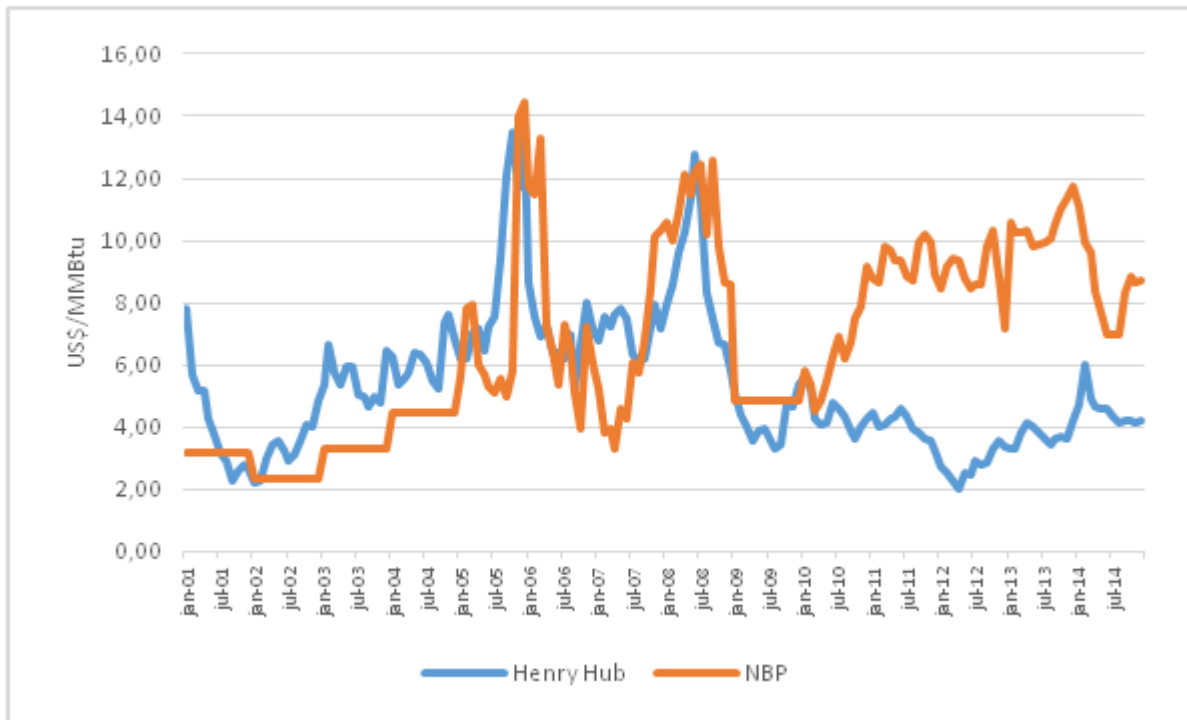
O aumento da oferta mundial de petróleo, contudo, não foi acompanhado pela redução da produção da Arábia Saudita que tradicionalmente vinha desempenhando o papel de *swing producer* no mercado mundial de Petróleo. Isto é, durante eventos anteriores de declínio dos preços do petróleo, a Arábia Saudita tipicamente reduzia seus níveis de produção para permitir a estabilização dos preços e, eventualmente, o aumento. No entanto, no terceiro e quarto trimestres de 2014, a Arábia Saudita não reduziu os níveis de produção frente ao aumento da oferta no mercado mundial. Além disso, na reunião da OPEP de novembro de 2014, nenhuma alteração foi feita nas quotas de produção. A percepção de que a Arábia Saudita, em vez de tentar estabilizar os preços, ia defender a sua quota de mercado levou a novas descidas nos preços do petróleo bruto.

Um dos principais efeitos da redução recente e persistente do preço do petróleo é a queda vertiginosa dos preços do Gás Natural no mercado internacional. Diferente do mercado de petróleo, onde os preços refletem as flutuações de demanda e oferta do mercado internacional, o comércio de gás segue regras específicas em diferentes regiões. Nos EUA, por exemplo, o preço do gás natural é definido a partir da concorrência entre consumidores e supridores de gás natural nos diferentes *hubs* [1] de comercialização. Na Europa e na Ásia, por sua vez, o preço do gás natural foi historicamente definido a partir de contratos de longo prazo indexados ao preço do petróleo [2].

A partir de 2009, o crescimento da produção norte-americana de gás natural não-convencional elevou o *spread* entre o preço do gás nos Estados Unidos e nos demais mercados mundiais (Europa e Ásia principalmente). Em setembro de 2009, a diferença entre o preço spot do gás no mercado norte-americano e no mercado europeu foi de 0,07 centavos de dólares. Em novembro de 2013 essa diferença aumentou para US\$ 7,71, como pode ser visto na figura 2.

O distanciamento entre o NBP (*National Balance Point*) na Inglaterra e o *Henry Hub* nos EUA reflete exatamente o custo de oportunidade de importação. Na Europa, os preços do gás nos mercados de curto prazo sofrem influência direta dos contratos de importação de gás com a Rússia, que historicamente mantêm-se indexados ao petróleo [3]. No caso norte-americano, o aumento da produção de gás não-convencional transformou o país de importador para potencial exportador de GNL. Nesse sentido, o preço do gás natural nos EUA tem sido condicionado pelas condições internas de oferta e demanda.

Figura 2 – Evolução do Preço do Gás Natural no Mercado Norte-Americano e Europeu



Fonte: EIA, 2015b

No mercado asiático, em particular no Japão e na Coreia do Sul, os contratos de importação de GNL são em sua predominância contratos de longo prazo indexados ao Petróleo. Nesse sentido, até 2009 o preço do GNL importado pelo Japão manteve-se próximo aos preços praticados nos EUA[4]. A partir daquele ano, contudo, enquanto o preço do gás na América do Norte se afastava do preço do petróleo, o preço do GNL no mercado asiático iniciou um processo de afastamento em relação ao *Henry Hub*, como pode ser visto na figura 3. Além do aumento da oferta norte-americana, as restrições no transporte de GNL e o aumento da demanda pelo Japão, após o acidente em Fukushima, contribuíram para o aumento do *spread* de preço a partir de 2011.

Figura 3 – Preço do Gás Natural no Mercado Japonês e Norte-Americano

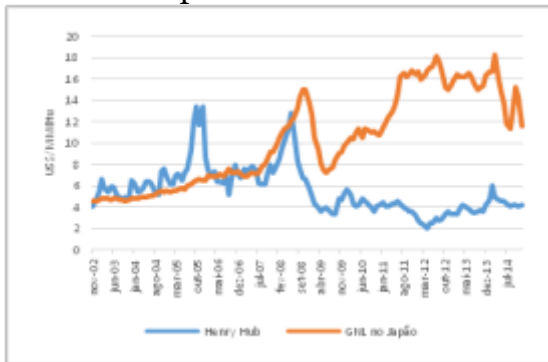


Figura 4 – Preço do Gás Natural no Mercado Japonês e o Preço do Brent



Fonte: EIA, 2015b

Recentemente, contudo, a queda no preço do barril de petróleo vem mudando a trajetória ascendente dos preços do GNL no mercado mundial. No mercado japonês, por exemplo, o preço da carga de GNL importada passou de US\$ 18,3 por MMBtu em março de 2014 para US\$ 7,6 por MMBtu em março de 2015 (METI, 2015). Segundo, estimativas da FERC (FERC, 2015), o preço estimado do GNL para 2015 é de US\$ 6,74/MMBtu na Europa, US\$ 6,80/MMBtu na Ásia e US\$ 7,10/MMBtu na América Latina, o que representa uma significativa queda em relação a 2014.

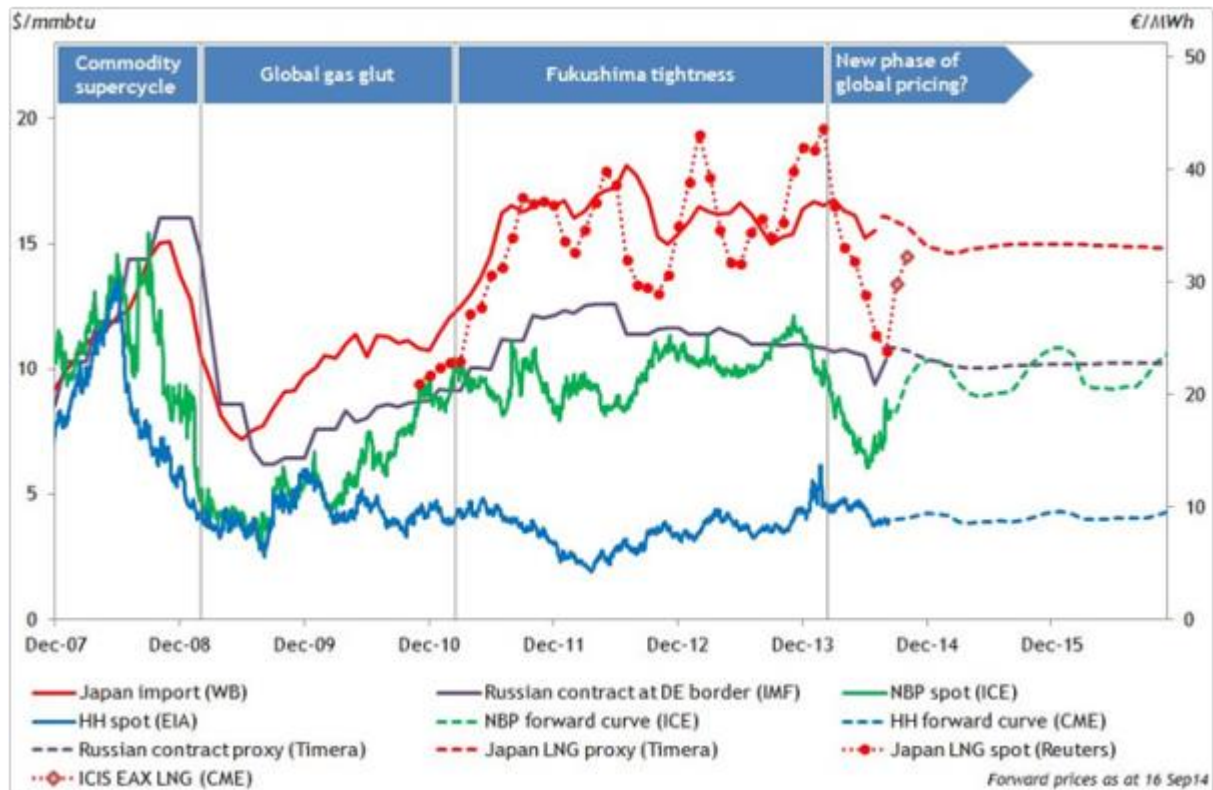
O efeito da queda do preço do barril sobre o mercado de gás natural deve persistir ao longo de 2015. Isso porque a maior parte dos contratos indexados ao petróleo possui um *lag* temporal de correção de seis meses o que significa que atualmente os preços dos *hubs* (preço *spot*) europeus se encontram acima dos preços dos contratos de longo prazo. Essa diferença de preço entre o mercado *spot* e o gás contratado tem reduzido o volume de gás importado via gasoduto na Europa, uma vez que os importadores europeus têm reduzido ao máximo suas compras indexadas em detrimento da aquisição de gás no mercado *spot*.

A partir da segunda metade de 2015, contudo, estima-se que haverá uma reversão do quadro acima descrito. Isso é, uma vez que os contratos indexados tenham absorvido a elevada queda dos preços do petróleo espera-se que os importadores de gás natural irão maximizar suas compras indexadas vendendo qualquer excesso de gás no mercado *spot*.

Além das pressões causadas pelas cláusulas de indexação dos contratos de importação sobre o mercado *spot* europeu, o deslocamento das cargas de GNL da Ásia para a Europa tem pressionado para baixo os preços do gás natural nos *hubs* europeus. A queda do preço do gás natural no mercado asiático tem feito da Europa um mercado mais atrativo para as cargas de GNL flexíveis. Assim, acredita-se que o fluxo de GNL para a Europa irá aumentar até agosto de 2015 em função não somente dos preços mais favoráveis em comparação ao mercado asiático, como também em função da entrada em operação de novas unidades de liquefação na Austrália, Colômbia e Indonésia.

Nesse contexto, a queda do preço do Petróleo vem afetando os preços relativos do gás natural que por sua vez vem mudando a dinâmica do mercado internacional de gás natural. No mercado europeu, após vários anos de relativa estabilidade, o mercado de gás natural entrou em uma fase de transição mais dinâmica. Assim, a combinação dos perfis dos contratos de importação via gasodutos e o aumento do fluxo cargas de GNL excedentes sugerem uma maior volatilidade dos preços do gás natural nos *hubs* europeus em 2015.

Figura 5 – Fases do Mercado de Gás Natural



Fonte: TIMERA, 2015

Bibliografia

EIA, 2014 Short Term Energy Outlook. Disponível em <http://www.eia.gov/forecasts/steo/analysis.cfm>. Último acesso em 09/05/2015

EIA, 2015a Year in Review: Crude Oil Price 2014. Disponível em <http://www.eia.gov/finance/review/annual/>. Último acesso em 09/05/2015

EIA, 2015b Natural Gas Spot and Future Price. Disponível em http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_pri_fut_s1_d.htm. Último acesso em 09/05/2015

METI, 2015 Spot LNG Price Statistics. Disponível em <http://www.meti.go.jp/english/statistics/sho/slng/>. Último acesso em 09/05/2015

FERC, 2015 World LNG Estimated April 2015 Landed Prices. Disponível em <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-gas/overview/ngas-ovr-lng-wld-pr-est.pdf>. Último acesso em 09/05/2015

TIMERA, 2015 The next phase of global gas pricing. Disponível em <http://www.timera-energy.com/the-next-phase-of-global-gas-pricing/>. Último acesso em 09/05/2015

Notas:

[1] Existem mais de 30 hubs de comercialização nos EUA. Os contratos futuros comercializados na NYMEX são os contratos para a entrega física do gás natural no Henry Hub na Louisiana.

[2] A indexação dos contratos ocorre geralmente com referência a uma cesta de óleos que têm seus preços diretamente associados ao preço do petróleo bruto.

[3] A partir de 2009, ocorre um pequeno afastamento entre o NBP e o Brent em função da influência da queda de preço no mercado norte-americano. Contudo, a reduzida capacidade de exportação de gás natural nos EUA vem impedindo que o efeito da expansão da produção norte-americana de gás natural seja intensificado nos mercados europeu e asiático.

[4] É importante lembrar que até 2009 os EUA importavam quantidades significativas de GNL

Impactos da política de preços dos combustíveis sobre a Petrobras

Por Edmar de Almeida e Patrícia de Oliveira

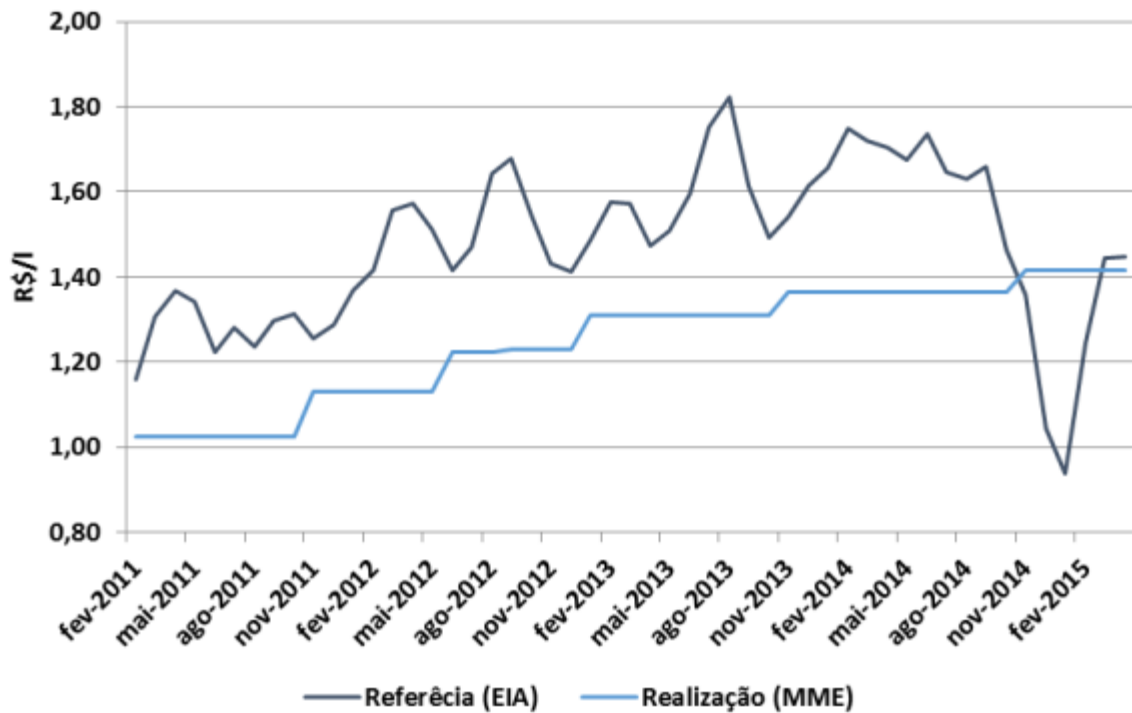
A política de preços dos derivados no Brasil tem grande responsabilidade na deterioração da situação econômica da Petrobras nos últimos 4 anos. A principal característica da política atual de precificação dos derivados é a liberalização formal dos preços, seguida de um controle indireto do governo via diretoria e conselho da Petrobras. Desta forma, não existe uma regra conhecida de alinhamento dos preços domésticos aos preços internacionais. Falta transparência e previsibilidade em relação à questão da relação dos preços domésticos e preços internacionais. Esta falta de transparência e previsibilidade da intervenção do governo na precificação é percebida como um grande fator de risco para a empresa.

Além da falta de transparência e previsibilidade, a avaliação da evolução do alinhamento dos preços domésticos aos preços internacionais mostra que houve uma mudança no padrão do comportamento dos preços. Até 2010, observou-se que o desalinhamento dos preços domésticos (para mais ou para menos) não durava grandes períodos de tempo. A direção da Petrobras deixava claro que a empresa buscava um alinhamento de preços no longo prazo. Isto significava que os períodos de preços domésticos mais baixos eram curtos e seriam compensados por períodos de preços domésticos mais elevados.

A partir de 2011, observou-se uma ruptura com a política de alinhamento no longo prazo. A estabilidade dos preços do petróleo no patamar de 100 dólares entre 2011 e 2014, por um lado, e a política governamental de combate à inflação via controle dos preços “administrados” por outro, resultaram num período muito longo de desalinhamento dos preços doméstico. Desde janeiro de 2011 até outubro de 2014, os preços de referência internacional da gasolina e do diesel no golfo norte-americano estiveram bastante acima dos preços domésticos (preço FOB na refinaria).

Após outubro de 2014 o preço de referência internacional da gasolina ficou inferior ao preço doméstico, impulsionado pelo reajuste da gasolina em novembro no Brasil. A partir de janeiro de 2015 os preços da gasolina no golfo norte-americano se elevaram reduzindo a diferença entre os preços domésticos e internacionais. Em abril, praticamente não existia diferença entre esses dois preços, fator impulsionado, também, pela depreciação cambial.

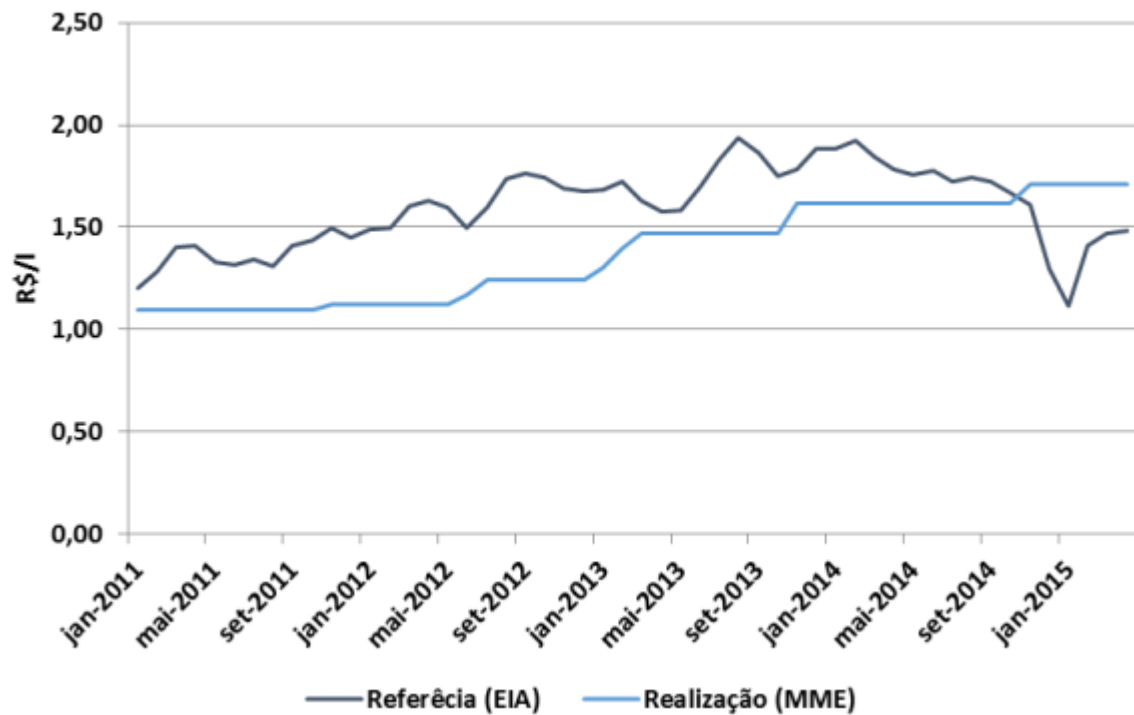
Figura 1. Evolução dos preços da gasolina (ANP, 2014; EIA, 2014)



Fonte: Elaboração Própria

O preço internacional do diesel em dólar ficou inferior ao preço doméstico a partir de outubro de 2014 e voltou a elevar em fevereiro de 2015, reduzindo em março e aumentando novamente em abril. Assim, a tendência de aumento de preços internacionais de diesel em real a partir de janeiro de 2015 foi garantida pela depreciação cambial e resultou na diminuição da diferença entre os preços domésticos e internacionais.

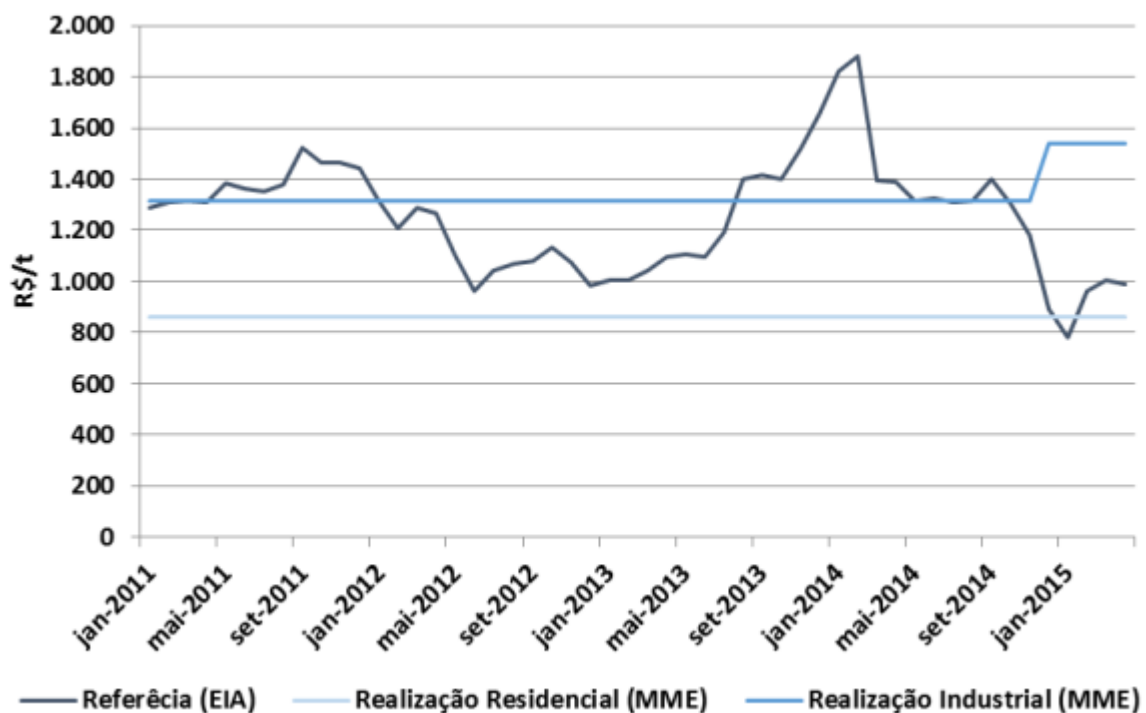
Figura 2. Evolução dos preços do diesel (ANP, 2014; EIA, 2014)



Fonte: Elaboração Própria

O preço do GLP residencial esteve sempre abaixo do preço de referência internacional (Propano *Mont Belvieu*), exceto em janeiro de 2015, quando o preço de referência atingiu o menor valor do período. O preço do GLP industrial foi superior ao preço de referência entre janeiro de 2012 e novembro de 2013 e a partir de outubro de 2014. A diferença entre o preço internacional e do GLP industrial diminuiu entre fevereiro e janeiro de 2015, mas se elevou em abril, pois a redução dos preços em dólar foi mais forte que a depreciação cambial.

Figura 3. Evolução dos preços do GLP (ANP, 2014; EIA, 2014)



Fonte: Elaboração Própria

A impossibilidade de ajustar os preços internos aos internacionais implicou em renúncia de receitas pela Petrobras nos combustíveis produzidos no país até outubro de 2014, que totalizou mais de R\$ 100 bilhões de reais. Se este volume de recursos tivesse entrado no caixa da empresa certamente a situação da Petrobras (e do Brasil) atualmente certamente seria muito diferente. Este volume de recursos representa cerca da metade do crescimento da dívida da Petrobras no mesmo período

Nesta altura, não adianta mais lamentar os erros do passado. Mas a questão que se coloca é como fica o futuro. A partir de janeiro os preços internacionais dos derivados passaram a ser inferiores aos preços domésticos (exceto para a gasolina em abril), gerando uma nova relação entre os preços e possibilitando maiores ganhos à Petrobras. Se a empresa for aplicar a histórica política de busca de alinhamento no longo prazo será necessário permitir um longo período de preços doméstico acima do mercado internacional para permitir recuperar as perdas do passado.

Para estimar o tempo necessário para recuperar as perdas do passado (em valores nominais), elaboramos três cenários alternativos. Os cenários consideram que o volume de vendas para os próximos meses como a média mensal entre março de 2014 e março de 2015. O **Cenário I** considera que a taxa de câmbio, os preços de referência e de realização são iguais a média desde quando os preços passaram a ser sistematicamente superiores aos preços internos (novembro de 2014) até o último mês de abril. O **Cenário II** considera os preços e taxa de câmbio do mês de janeiro de 2015, quando foi verificado o

menor preço de referência no período. Por fim, o **Cenário III** considera o valor médio desde janeiro de 2015 para a taxa de câmbio, preços de referência internacional e preços internos de realização. Assim, a empresa levaria de dois a quatro anos para recuperar as perdas que teve entre 2011 e 2014 dependendo do cenário considerado (Tabela 1).

Tabela 1. Renúncia de receita acumuladas (2011 a abril de 2015) e tempo até a recuperação

Perdas acumuladas (2011-2014)	R\$ milhões	Anos até a recuperação das perdas		
		Cenário I	Cenário II	Cenário III
Gasolina	30.064	5	2	6
Diesel	51.778	3	2	3
GLP	8.113	16	4	9
Total	89.955	4	2	4

Fonte: Elaboração Própria

Assim, é importante reconhecer que a intervenção discricionária do governo na política de precificação dos preços impôs uma grande perda para a Petrobras. A recuperação destas perdas via manutenção dos preços domésticos acima dos preços internacionais dificilmente será politicamente viável. É portanto oportuna uma discussão sobre os impactos nefastos na empresa da intervenção discricionária na política de preços. O governo está devendo à Petrobras. Se não for possível reparar o estrago, pelo menos a adoção de uma nova política de precificação transparente com uma regra de alinhamento já seria uma importante contribuição para o futuro da empresa e do setor.

Taxa de desconto, escolhas energéticas e mudança climática

Por Felipe Botelho

As ações de hoje guiam e/ou determinam as realidades do amanhã. O amanhã aqui deve ser entendido como um futuro não necessariamente imediato, mas num horizonte de tempo discernível e relevante para que o agente em questão possa ter uma compreensão relevante dos fatos projetados à futuro.

“O que é, pois, o tempo? Se ninguém mo perguntar, sei o que é; mas se quero explicá-lo a quem mo pergunta, não sei (...)”
(Confissões, XI. p.113 – Santo Agostinho, Livro XI)

A ideia posta por Santo Agostinho sobre o tempo se coloca de forma a relacionar passado e futuro com a existência e a realidade do presente. Assim, o passado e futuro não existem concretamente, apesar de um já ter ocorrido e o outro em perspectiva de ocorrer; mas é a partir do presente como referência que é possível a criação da noção do tempo e, assim, do estabelecimento de sua métrica (seja o tempo curto, longo, instantâneo, permanente, etc.).

Desta maneira, é estabelecendo uma métrica com relação ao presente a maneira em que podemos entender o que será o futuro por comparação ao presente concreto e real.

Ao tratarmos da teoria econômica que faz uso de projeções de futuro, é usual o desenvolvimento de técnicas e modelos estatísticos de extrapolação, simulação, acompanhados de análises custo-benefício. A maioria destes métodos se concentra em valores monetários como métrica principal para a avaliação de impactos, em muitos casos valorando atributos não-econômicos, como é o caso de análises sobre impactos ambientais e climáticos, por exemplo.

No caso específico de políticas climáticas, há uma atenção ainda maior do que será o futuro, pois trata de questões de equidade intergeracional que variam em função dos meios econômicos e ambientais colocados no passado e no presente.

Assim, um elemento chave para o cálculo econômico é a taxa de desconto que é utilizada para mensurar o impacto das ações ao longo do tempo sob uma perspectiva corrente. No entanto, determinar um valor coerente para esta taxa, dadas as condições de uma análise de longuíssimo prazo, é uma tarefa bastante complexa.

Este artigo tem como objetivo explorar justamente as teorias que giram em torno da teoria sobre taxas de descontos aplicadas às questões de mais longo prazo como as energéticas e mudanças climáticas, tentando identificar os argumentos para sua determinação e das implicações práticas de seu uso.

1. Definindo o que é uma taxa de desconto

A taxa de desconto, dentre tantas funções, é utilizada para comparações intertemporais entre resultados de ações. Representa o mínimo retorno requerido para um dado projeto de investimento (ou simplesmente uma decisão/ação), tendo em vista algum tipo de alternativa segura e factível àquele investimento.

Esta taxa também pode estar diretamente ligada à duração temporal do investimento, porém neste caso o investimento alternativo associado deve preferencialmente ter a mesma duração. Neste caso, em geral associa-se o projeto analisado à um investimento livre de risco como referência, para que por comparação se estabeleça quais seriam seus benefícios dado um maior nível de risco associado. Por este motivo, associar taxas de desconto às taxas de retorno mais conservadoras de mercado (e.g. juros de títulos de dívida pública) é a forma usual de estabelecer comparações. Note que esta abordagem, tem como hipótese a perfeita e livre mobilidade de capitais e custos negligenciáveis de acesso à mercados, o que levanta dúvidas sobre sua validade real. Assim, o agente estará sujeito a investir caso o retorno de seu projeto supere àquele de sua referência, i.e., aquele que supere o custo de oportunidade do capital.

Alternativamente, a regra de decisão pela comparação de taxa de desconto e taxa interna de retorno pode ser determinada de forma equivalente a partir do diferencial entre o valor presente dos benefícios e o valor presente de seus custos, o chamado valor presente líquido, como na fórmula a seguir:

$$NPV(i, N) = \sum_{t=0}^N \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

Sendo NPV o valor presente líquido (do inglês Net Present Value), t o horizonte temporal em questão ($t = \{0;N\}$), R o fluxo de receitas (cash flows) de cada período ou a relação benefícios menos seus custos e finalmente i a taxa de desconto. Com esta formulação fica mais clara a aplicabilidade da taxa de desconto, onde se estima os benefícios e custos futuros dispersos ao longo do período, trazidos à uma equivalência presente.

De acordo com Nordhaus (2008), existem dois conceitos chave na definição da taxa de desconto, um relacionado com o valor dos bens e outro com o valor do tempo. O primeiro mede o preço relativo dos bens em diferentes momentos, sendo referido como um retorno real do bem, ou taxa de juros, ou ainda custo de oportunidade do capital. Este retorno em princípio é observável no mercado e pode ser corrigido por um índice geral de preços dada sua variação ao longo do tempo. O segundo refere-se ao peso do bem-estar econômico dos agentes, sendo uma “preferência social pelo tempo” deste mesmo bem-estar, não em termos de bens.

Por outro lado, o *Second Assessment Report* – SAR do IPCC tipifica em duas abordagens o método de desconto:

- abordagem prescritiva e;

- abordagem descritiva.

A *abordagem prescritiva* é baseada nas taxas que “*deveriam*” ser aplicadas, associadas à chamada taxa de desconto social que pode ser decomposta em uma taxa de preferência temporal pelo presente (δ) e um fator de ganho de bem-estar futuro, traduzido pela elasticidade da utilidade marginal do consumo (γ) (IPCC, 2007). Assim, uma taxa de desconto eficiente socialmente (r) seria:

$$r = \delta + \gamma g$$

onde g é a taxa de crescimento do PIB per capita, logo se associando à elasticidade da utilidade do consumo individual. Note que o fator δ pode ser visto como uma atitude ética em relação à gerações futuras.[1]

Por sua vez, a *abordagem descritiva* está baseada naquela relativa às taxas de desconto individuais de poupadores/investidores de decisões de pura arbitragem. Comumente, a primeira abordagem resulta em taxas inferiores que a segunda, o que significa também valores presentes maiores para seus investimentos. Porém esta abordagem repousa em diversas suposições que não são observáveis como a plena eficiência de mercados de capital e a possibilidade de alternativas de investimento sem risco com maturidades que superem o horizonte de 30 anos.

Porém contudo, em ambos os casos determinar taxas de desconto em um contexto de longuíssimo prazo (e.g. estudos sobre consequências climáticas) é desafiador. Enquanto uma abordagem não revela uma alternativa comparável com horizonte equivalente, pela outra abordagem, as incertezas quanto ao crescimento econômico, estabilidade das preferências e riscos inter gerações adicionam maior complexidade à análise, o que não é desejável.

2. Afinal, como determinar uma taxa de desconto?

O debate público em torno do uso de taxa de desconto para projetos de interesse coletivo remonta as décadas de 1960 e 1970. Por exemplo, na administração Nixon, o *Office of Management and Budget* tentou uniformizar uma taxa de desconto utilizada por diversas agências para um valor de 10%, sendo revista em 1992 para 7%, pois refletia uma taxa de retorno privada média antes de impostos no contexto da economia americana. Mais tarde, em 2003, uma taxa de 3% foi adicionada paralelamente como uma taxa social de preferência intertemporal, considerando como referência uma taxa em que poupadores investiriam em dívida de longo prazo do governo americano.

O Reino Unido, por sua vez, avaliou essa questão em seu *Green Book da HM Treasury*, recomendando uma taxa de desconto de 3,5%, sendo reduzida para 3% para *cash flows* de mais de 30 anos, 2% para um futuro maior de 125 anos, ou ainda, 1% para mais de 200 anos. A justificativa para esta redução está no nível de incerteza que envolve um futuro distante. Na França, entre 1985 e 2005 utilizou-se uma taxa de 8% e a partir de uma avaliação do *Rapport Lebègue* e demais literaturas, considerou-se uma taxa de desconto real de 4%, e 2% para períodos de mais de 30 anos (GOLLIER, 2011). O Banco Mundial, por sua vez, tradicionalmente utiliza taxas entre 10 e 12%.

Interessante notar que a percepção sobre a taxa de desconto ideal pode variar entre indivíduos, e mesmo que haja consenso para certos assuntos específicos, a determinação desta irá se basear na informação relevante disponível, sensibilidade do analista, graus de liberdade desta escolha e de uma tentativa de racionalizar a decisão de uma taxa que vá determinar uma decisão de ação.

De acordo com Gollier (2011), um erro comum na determinação de taxas de desconto de longo prazo para ações de interesse coletivo é a de associar uma referência extremamente reduzida (próxima a zero), viabilizando facilmente projetos de baixo retorno econômico. Para este autor trata-se de um erro, dado que se a real taxa de retorno do capital for superior à deste projeto, haveria então uma “destruição” de capital, e associado à isso, um menor bem-estar para as gerações futuras.

Por outro lado, determinar taxas de desconto elevadas tornaria grande parte das opções de investimento de maior tempo de maturação inviáveis, como é o caso de diversas opções de mitigação de emissões de gases de efeito estufa. Em contrapartida, intrinsecamente haveria um viés aos eventos e atividades do presente, acelerando aqueles de mais curto prazo ou produção imediata como é o exemplo da extração mais acelerada de recursos naturais (e.g. recursos fósseis) como sugere a regra de *Hotelling*(HOTELLING, 1931).

A maneira de dimensionar uma taxa de desconto tem forte conteúdo discricionário, pois depende fortemente das considerações e definições de medida apontadas pelo analista.

3. Uma taxa para ser aplicada à questões de mudanças climáticas e exemplo de sua relevância para projetos energéticos

Weitzman (1998) em trabalho de pesquisa, fez um questionário com 2800 estudantes de doutorado em economia e com 50 grandes economistas para saber suas opiniões à seguinte pergunta:

“Tendo em conta todas as considerações relevantes, qual a taxa de desconto que você acredita que deve ser usada como a taxa que representa os benefícios (esperados) e os custos (esperados) para projetos de mitigação e possíveis efeitos das mudanças climáticas?”(Weitzman, 1998)

O autor obteve resultados muito similares para os dois estudos, obtendo na primeira pesquisa uma taxa média de desconto de 3,96% (desvio padrão de 2,94%), enquanto na segunda uma média de 4,09% (desvio padrão de 3,07%).

Dependendo das premissas utilizadas, os resultados de tais escolhas variam drasticamente com potenciais implicações políticas [2]. De acordo com Weitzman (2013), para diferentes taxas de descontos aplicadas à modelos de longo prazo para mudanças climáticas, é possível encontrar resultados altamente distintos um dos outros. A Tabela 1, apresenta alguns resultados que o autor explicita ao discutir a modelagem de grupo de trabalho do governo norte americano. É possível notar que o chamado custo social do carbono (SCC) se eleva rapidamente na medida em que a taxa de desconto utilizada é reduzida.

Tabela 1 – Custo Social do Carbono (SCC) como função de taxas de descontos (r) distintas

$r =$	7%	5%	3%	2.5%	2%	1.5%	1%
SCC =	\$1	\$5	\$21	\$35	\$62	\$122	\$266

Fonte: Weitzman (2013)

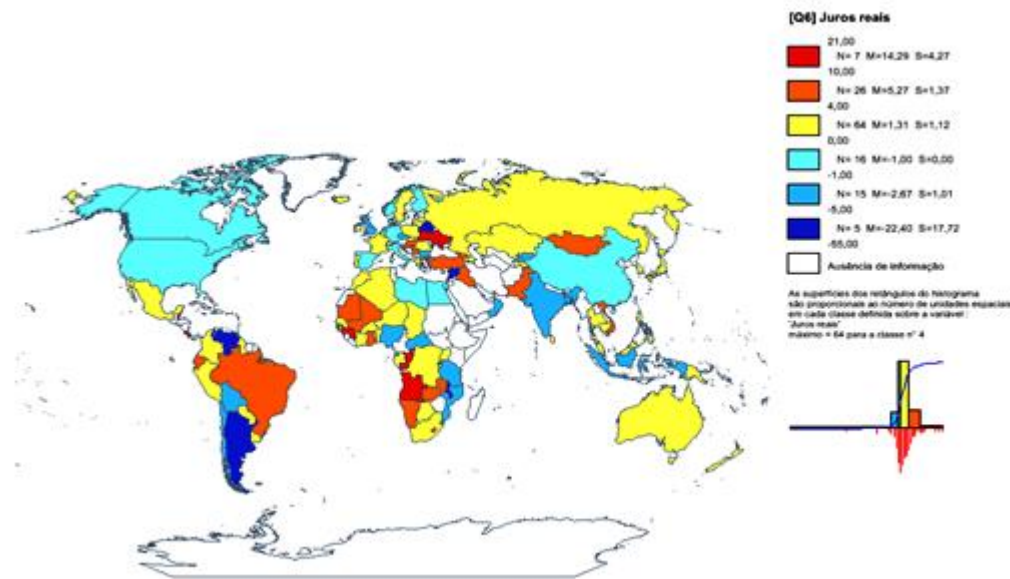
A abordagem de Stern (2006) se assemelha à do modelo econômico de *Ramsey-Koopmans-Cass* de crescimento econômico ótimo. Em resumo, tal modelo supõe um planejador central que maximiza o bem-estar social a partir de uma função cuja taxa de desconto estará associada à uma utilidade do consumo dos agentes (e.g. gerações) em um período de tempo indefinido.

Uma crítica comum a argumentos baseados em utilidade é a questionável suposição de estrutura de preferências estável no longo prazo, pois esta estaria sujeita a mudanças de informação, educação, cultura entre outros fatores. Instituições seriam os meios de estabelecer preferências mais estáveis acerca das ações de mitigação de mudanças climáticas, o que inclui programas de educação, pesquisa e avaliação, além da promoção da idéia de bem global comum quando da tomada de decisão coletiva (IPCC, 2007).

Na literatura mais recente, há a discussão da utilização de uma taxa de desconto decrescente ao longo do tempo. Tal consideração em geral está associada à incerteza dos benefícios, comumente correlacionada às incertezas econômicas. Assim sendo, uma taxa de crescimento mundial cada vez menor reduziria paulatinamente a taxa de desconto a ser utilizada, sob a ótica da abordagem prescritiva.

Entretanto, uma questão fundamental é: determinar uma taxa de desconto para quem? Os efeitos adversos das mudanças climáticas são globais, porém os impactos são diferenciados geograficamente. A questão é a mesma ao se discutir as responsabilidades diferenciadas dos causadores dos impactos.

Mapa 1 – Juros Reais no Mundo (% a.a.)



Fonte: Elaboração própria com dados da CIA World Factbook

Este mapa é meramente ilustrativo dado que trata de juros reais de mais curto prazo, que são afetados não somente pelas políticas específicas de cada país, quanto a fatores conjunturais como níveis de inflação diversos. Porém, ele serve como alerta para a grande disparidade econômica e política entre as regiões do planeta. Em termos gerais, é usual considerar taxas de descontos mais elevadas para países em desenvolvimento dada sua perspectiva de crescimento, suas maiores necessidades imediatas e maiores ganhos de capital.

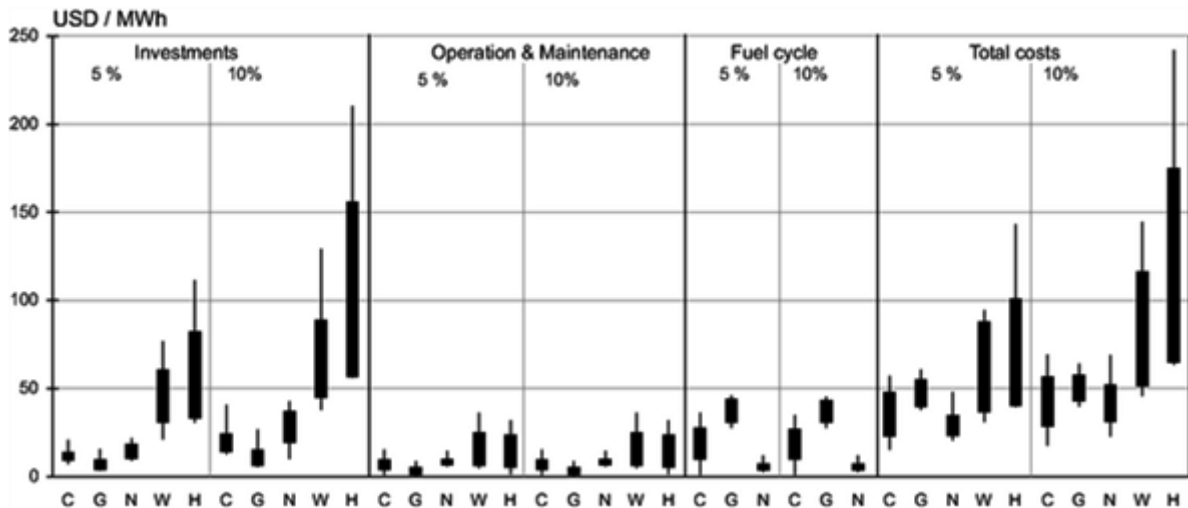
Em estudo de Kenneth Arrow e Robert Lind (1970) sobre decisões de investimentos públicos, os autores discutem a atribuição de uma taxa de desconto única, na existência de diferencial entre benefícios e custos que podem ser distribuídos de forma não homogênea. Consideram que ao fim e ao cabo os riscos inerentes a projetos de investimentos públicos são suportados pelos contribuintes, assim seria apropriado descontar os fluxos do projeto pelo risco encarados por estes. Porém tais riscos são agregados, o que obscurece as incertezas associadas a cada indivíduo isoladamente. A discussão aplicada à mudanças climáticas não se distancia do que argumentam os autores, pois os benefícios e custos ocasionados por fenômenos climáticos tendem a ser geograficamente diferenciados implicando em taxas de desconto variadas.

O exercício da construção de cenários pressupõe portanto o uso de taxas de descontos. As conclusões que se pretende obter a partir deste processo podem estar concentradas na comparação entre eles, numa perspectiva ordinal; ou ainda na definição de quais ações podem ser feitas no presente guiando trajetórias futuras. Neste último caso, a taxa de desconto pode influenciar de forma cardinal as decisões.

Um exemplo clássico é o da determinação de projetos de diferentes fontes energéticas, comparados pelos seus custos nivelados (basicamente o custo da

fonte para se atingir sua viabilidade econômica/*break even*, dadas as condições de custos e operação).

Gráfico 2 – Custo nivelado para projetos de geração elétrica atuais e planejados sob taxas de desconto variadas (5% e 10%)



*Carvão (C), Gás Natural (G) Nuclear (N), Eólica (Wind-W) e Hidrelétrica (H)

Fonte: IPCC (2007) with data from IEA/NEA, 2005

Como se pode observar no gráfico 2, aumentar as taxas de desconto eleva o custo nivelado das diversas fontes, sendo que aumenta mais para fontes cujo custo mais significativo é o de investimento, como é o caso das fontes eólica e hidrelétrica. Neste caso específico, taxas de desconto reduzidas favorecem fontes menos poluentes. Porém, como visto anteriormente, a determinação das taxas de desconto deve ser realizada de forma isolada às decisões finais do processo. Ou seja, sua determinação deve servir para explorar as possibilidades e de ajudar na decisão, não deve servir como argumento a legitimar uma decisão previamente definida.

4. Conclusões

A taxa de desconto portanto apresenta papel decisivo na construção de cenários e nas conclusões que o exercício prospectivo provê ao analista. Seu papel fundamental é o de ajudar o analista na busca pelas opções factíveis e por permitir uma boa comparação entre possibilidades.

A forma de determinação de uma taxa de desconto perpassa por diferentes aspectos, sejam eles socioeconômicos, incerteza sobre o futuro e questões éticas inter geracionais.

Neste sentido, sua definição pode ser considerada arbitrária ao observador externo. Como qualquer modelo, trata-se de uma abstração da realidade. Conhecer os porquês e as motivações por detrás da determinação de uma taxa

de desconto específica é o mais importante, pois pode servir de argumento para decisões.

Ficou claro que diferentes níveis de taxas de desconto afetam em nível os cenários a serem comparados. São de grande valia quando se está apenas avaliando cenários de forma a ordená-los em função de sua relevância. Ao analisar seus resultados de forma cardinal por outro lado, traz a necessidade de um olhar mais atento para qual tipo de informação se busca. O exemplo de Weitzman (2013) sobre o valor do custo social do carbono, tem inerentemente implicações econômicas e políticas. Assim, mais do que apenas comparar cenários possíveis, há uma recomendação política em paralelo, pois demandará maior esforço econômico e social, na medida em que este custo aumente.

De todo modo, a discussão sobre quais taxas de desconto devem ser aplicadas para cenários de longo prazo ainda está em aberto. Apesar de muitos governos já se posicionarem adotando algumas taxas como recomendáveis, ainda há espaço para uma nova literatura sobre o caso, sobretudo aquela em que se considerem fatores dinâmicos ao longo do tempo.

Com o avanço de modelos que trabalhem este tema e que associem um número cada vez maior de fatores relevantes, suas recomendações se tornam mais poderosas e presentes nas políticas ambientais e energéticas. Portanto, as hipóteses mais basilares destes modelos serão sempre alvo de reflexão e questionamento, como se mostrou no caso do uso da taxa de desconto.

5. Referências

AGOSTINHO, S. **Confissões: Livros VII, X e XI**. Textos Clássicos de Filosofia. Tradução: Arnaldo do Espírito Santo; João Beato; M^a Cristina Castro-Maia. Universidade da Beira Interior. LuSofia Press. Covilhã, 2008

ARROW, K. ; LIND, R. (1970) **Uncertainty and the Evaluation of Public Investment Decisions**. The American Economic Review, Vol. 60, No. 3. Pp. 364-378

GOLLIER, C. (2011) **Pricing the Future: The economics of discounting and sustainable development**. Toulouse School of Economics. Princeton University Press. January 14, 2011

HOTELLING, H. (1931) **The economics of exhaustible resources**. Journal of Political Economy 39, 137–175.

IPCC, (2007), **Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**, Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (Eds.) IPCC, Geneva, Switzerland. pp 104.

NORDHAUS, W. (2008) **A Question of Balance: Weighing the Options on Global Warming Policies**. Yale University Press.

STERN, N. (2007) **The Economics of Climate Change: The Stern Review**. Cambridge: Cambridge University Press.

WEITZMAN, M., (1998), **Gamma discounting**, American Economic Review, 91, 260-271.

WEITZMAN, M. (2013) **Tail-Hedge Discounting and the Social Cost of Carbon**. Journal of Economic Literature, 51(3), 873-882

[1] A recomendação do SAR é do uso de uma taxa entre 2 a 4%, considerando $\delta = 0$ e um crescimento do PIB per capita da ordem de 1 a 2% para países desenvolvidos e maior para aqueles em desenvolvimento (IPCC, 2007). De acordo com Gollier (2011), estabelecer δ nulo trata-se de uma doutrina normativa que condiz com a idéia de que não há nenhuma razão moral de valorar menos a utilidade de gerações futuras do que a das atuais gerações. O único argumento em favor á δ positivo seria a da possibilidade de extinção, como faz Stern (2007) supondo certa probabilidade por ano da humanidade desaparecer.

[2] Um exemplo importante na literatura é a comparação das análises de Stern (2006) e Nordhaus (2008) no debate de mudanças climáticas e o custo das emissões. O primeiro adotando uma taxa de desconto baixa (1,4% a.a.) obteve um valor presente de \$85 por tonelada de CO₂, enquanto o segundo apenas \$8 utilizando uma taxa de desconto de 4% a.a. As implicações estão no tipo de recomendação que variaria pelos tipos de soluções a serem promovidas na redução de emissões e na velocidade em que tais soluções deveriam ser implementadas.

Bioeconomia em construção V – Existe uma agenda de inovação para a bioeconomia no Brasil?

Por José Vitor Bomtempo e Flávia Alves

No primeiro artigo desta série (BOMTEMPO, 2015) caracterizamos a bioeconomia como uma indústria em construção que envolve o uso dos recursos biológicos, vegetais e animais, de forma integrada e fortemente relacionada às atividades de produção e consumo de energia, produtos químicos e materiais, mas também alimentos, tanto para uso humano quanto animal. A bioeconomia tem portanto uma amplitude econômica, social e ambiental bem mais larga do que a produção de biocombustíveis e bioprodutos derivados da biomassa.

Essa visão tem se estabelecido e vem sendo discutida e adotada, com interpretações às vezes variadas, nos principais países e regiões. Na Europa, por exemplo, a *Bioeconomy Stakeholders Conference*, realizada em outubro de 2014, ilustra bem esse esforço de levar em conta os múltiplos interesses e variáveis envolvidos na construção da bioeconomia. O tema central do evento é ilustrativo: “*From sectors to system, from concept to reality*”.

No detalhado e abrangente relatório *Bioenergy and Sustainability: bridging the gaps* (SOUZA et al., 2015), coordenado pelo BIOEN/FAPESP e recentemente divulgado, a perspectiva da bioeconomia é destacada e revista no capítulo 20 do trabalho. Na visão do relatório, que envolveu a contribuição de 137 especialistas, a bioeconomia é uma indústria promissora, mas ainda emergente e por isso necessita de políticas que estimulem seu desenvolvimento. O relatório defende ainda que mudanças tecnológicas capazes de reduzir custos e viabilizar a utilização integral da biomassa para alimentos, rações, energia, materiais e químicos são necessárias para aumentar a competitividade da nova indústria. No campo das tecnologias, o desenvolvimento de rotas mais eficientes de conversão da biomassa, em particular as que convertem os materiais lignocelulósicos em combustíveis, químicos e materiais é crítico para proporcionar a transição para uma indústria *biobased* competitiva.

Políticas e planos em bioeconomia no mundo

A articulação em torno da construção da bioeconomia tem se consolidado em muitos países. Entre os países desenvolvidos, além das iniciativas no nível da União Europeia e da OCDE, muitos têm explicitado planos e políticas nacionais voltadas para a bioeconomia, como é o caso de EUA, Alemanha, Suécia, Canadá, Finlândia e Austrália. Tais documentos variam bastante em relação às áreas prioritárias e abordagem sobre a bioeconomia, visto que sua elaboração parte de diferentes *stakeholders*. No entanto, todos os documentos têm como ênfase principal melhorar a economia do país através da geração de empregos e possibilidades de novos negócios. Três questões podem ser consideradas na discussão desses planos nacionais: o desafio de uma oferta limitada de recursos,

pouca ou total ausência de formas de medir o progresso da bioeconomia e o equilíbrio entre sustentabilidade e aspirações econômicas.

Também economias emergentes e com vantagens comparativas na nova indústria têm se articulado e buscado uma estruturação de suas agendas de inovação em torno da bioeconomia. É o caso, por exemplo, da Malásia e da África do Sul, a qual lançou, no início de 2014, uma estratégia nacional para o desenvolvimento da bioeconomia.

Agendas de inovação em bioeconomia e o Brasil

Como a agenda de inovação brasileira se situa em relação à bioeconomia? Existe uma visão integrada da indústria baseada em biomassa que articule as oportunidades existentes e permita ao país buscar a posição de destaque que, consideradas suas vantagens comparativas, poderia ter nessa nova indústria?

Essa agenda representa uma evolução dos planos e objetivos de setores particulares como os biocombustíveis que eram o alvo central das políticas no começo dos anos 2000. Os planos e estratégias em bioeconomia são muito mais amplos do que os projetos específicos de desenvolvimento da produção de biodiesel e etanol implementados na primeira década deste século.

Numa visão de bioeconomia será indispensável articular novos conhecimentos, novas tecnologias e produtos e principalmente novas concepções de estruturação da produção. Aspectos como os da economia circular, que busca a redução ou eliminação dos resíduos na organização das cadeias produtivas, serão valorizados como elementos tanto de desenvolvimento da produção industrial baseada em biomassa quanto da inserção dessa atividade na economia do século XXI.

Como as iniciativas de política no Brasil têm atendido esses requisitos e incorporado essa visão? De forma explícita, não existe um plano ou estratégia brasileira para a bioeconomia. Entretanto, algumas iniciativas recentes de estudos e diagnósticos têm explorado as oportunidades de inovação na indústria baseada em biomassa. Em que medida esses estudos trazem essa visão de bioeconomia e se aproximam de uma agenda de inovação para o Brasil?

Revendo estudos recentes no Brasil

Vamos destacar 3 trabalhos recentes que nos parecem representativos de uma visão que se forma nas instâncias oficiais: as oportunidades de inovação e desenvolvimento da indústria *biobased*. São eles: Estudo de Diversificação da Indústria Química, contratado pelo BNDES à Bain e Gas Energy, Estudo sobre as perspectivas do etanol2G no Brasil, realizado pelo Departamento de Biocombustíveis do BNDES e pelo CTBE e Agenda Tecnológica Setorial em Químicos Renováveis, realizado pela ABDI e CGEE dentro do Programa Brasil Maior.

O Estudo de Diversificação da Indústria Química (BAIN & COMPANY, GAS ENERGY, 2014a) foi concluído no começo deste ano. O relatório final que sintetiza o trabalho não menciona a bioeconomia. Apesar disso, o estudo

identificou a Química de Renováveis como um dos segmentos promissores como oportunidade para a diversificação da indústria química brasileira. O estudo desenvolveu esse ponto num relatório dedicado à Química de Renováveis (BAIN & COMPANY; GAS ENERGY, 2014b) no qual a dinâmica da indústria baseada em biomassa é apresentada e as oportunidades brasileiras são identificadas e detalhadas no nível de produtos mais promissores. O estudo é um trabalho de referência sobre as oportunidades da indústria química no Brasil e por certo servirá de base para as iniciativas de políticas públicas nos próximos anos. Entretanto, apesar de suas qualidades não reconhece as oportunidades identificadas dentro da bioeconomia no sentido que temos definido neste boletim. Seria por certo um documento precioso para ser considerado na construção de uma agenda brasileira em bioeconomia, mas ainda é um diagnóstico parcial nessa perspectiva.

Note-se a propósito que o capítulo Tecnologia e Inovação no qual são feitas recomendações para o aprimoramento das políticas públicas em inovação não há menção direta à bioeconomia. Entretanto, um dos relatórios de recomendações do estudo é dedicado à cana de açúcar como matéria-prima chave (BAIN & COMPANY; GAS ENERGY, 2014c) para a indústria brasileira e apresenta recomendações de incentivo ao investimento na infraestrutura do setor sucroalcooleiro brasileiro tendo em vista o fornecimento competitivo de matéria-prima para a produção de químicos renováveis. Os impactos econômicos e sociais desses investimentos são mencionados e estimados.

O trabalho conjunto do BNDES e CTBE sobre o futuro do etanol 2G “*De promessa a realidade: como o etanol celulósico pode revolucionar a indústria da cana-de-açúcar: uma avaliação do potencial competitivo e sugestões de política pública*” (MILANEZ, A. Y et al, 2015) foi publicado recentemente no BNDES Setorial 41. O estudo tem o objetivo de fomentar a implementação de mecanismos de política pública que acelerem os investimentos em novas plantas de etanol 2G. Para justificar essas políticas, o trabalho desenvolve um elaborado conjunto de estimativas sobre o potencial de melhoria de eficiência e redução de custos de produção do etanol 2G. A ambição do estudo é mostrar que, com base nas estimativas realizadas, políticas adequadas poderiam transformar o “*atual paradigma tecnoeconômico da indústria da cana-de-açúcar, resgatando sua competitividade*”.

Para atingir esses objetivos, que se desenvolvem em curto (2016 – 2019), médio (2021 – 2025) e longo prazo (2016 – 2030), foram construídos 14 cenários que exploram alternativas de rotas e configurações das unidades de produção de etanol. O estudo propõe uma agenda de inovação ambiciosa para o etanol 2G com desafios nas diversas etapas da cadeia. Foca o etanol como produto e discute sua competitividade futura em relação ao etanol de primeira geração e à gasolina. Outros produtos são mencionados como oportunidades associadas, mas a avaliação mantém o foco no etanol como biocombustível. Avança na visão de unidades muito mais integradas, com eliminação das longas paradas de entressafra pela utilização da cana energia. A vinhaça é aproveitada como biogás. O trabalho do BNDES/CTBE é um marco na construção de perspectivas para a indústria baseada na cana de açúcar e no etanol. Mas não chega ao conceito de bioeconomia embora seja uma contribuição por certo importante e incontornável para a concepção de uma agenda nessa direção.

A Agenda Tecnológica Setorial (ATS) é uma proposta de identificação de tecnologias prioritárias e críticas desenvolvida pela ABDI e pelo CGEE dentro do Programa Brasil Maior. Diversos setores considerados estratégicos para as políticas de apoio à inovação têm sido abordados, entre eles a química baseada em matérias-primas renováveis. Alguns resultados da ATS em Química de Renováveis já foram apresentados em eventos da área e serão apresentados em sua versão final em breve. Dos resultados já divulgados, destaca-se a identificação de um conjunto de tecnologias relevantes para o desenvolvimento da química de renováveis no Brasil. As tecnologias abrangem desde a produção das matérias-primas na etapa agrícola, passando pelo pré-tratamento e tratamento da biomassa para a produção dos açúcares simples e outros produtos de partida e incluem as tecnologias de conversão em produtos substitutos de petroquímicos já existentes e em novos produtos. Foram analisadas 85 tecnologias emergentes das quais a análise das respostas à pesquisa permitiu identificar 32 tecnologias relevantes com difusão esperada no país nos próximos 15 anos. Entre essas tecnologias 29 foram avaliadas como prioritárias e 3 como críticas. As prioritárias são aquelas que contam com uma base de competências já existente no Brasil e que, por consequência, demandam principalmente políticas de manutenção e sustentação dos esforços de desenvolvimento. Já as tecnologias críticas referem-se às que contam com um nível insuficiente de competências no país e exigiriam um esforço maior de P&D para serem desenvolvidas. O pequeno número de tecnologias vistas como críticas sugere um estágio tecnológico de bom nível no país. A ATS, entretanto, apesar da importância da iniciativa e seu possível impacto no desenvolvimento do setor, não tem como objetivo explorar a integração da química de renováveis dentro do espaço mais amplo da bioeconomia.

Programa PAISS: uma inspiração para a agenda de inovação em bioeconomia?

Os documentos até aqui mencionados são diagnósticos e não políticas. Seriam bases a serem utilizadas para a elaboração de uma agenda de inovação em bioeconomia. A experiência brasileira de política próxima à bioeconomia foi até agora apenas um programa, o PAISS, lançado por BNDES/FINEP em 2010. Esse programa teve formatação original por ter procurado identificar e atrair de forma ampla os agentes interessados em inovação em etanol 2G e novos produtos a partir da cana de açúcar, invertendo o formato clássico de balcão. O programa foi original também no elevado grau de coordenação, com a participação de BNDES e FINEP, que envolveu o processo de seleção dos projetos a serem contratados. Os resultados podem ser avaliados como relevantes. O Brasil saiu de uma posição de grande atraso em relação ao etanol 2G e recuperou uma posição relevante no desenvolvimento desse segmento em pouco tempo com a Granbio, Raizen e Abengoa. Ao mesmo tempo, implantaram-se projetos importantes pioneiros na indústria como os da Amyris e Solazyme. Outro ponto de destaque foi a articulação de projetos em biocombustíveis e bioprodutos no mesmo programa. O programa, entretanto, teve edição única até agora. O desdobramento para o setor foi o lançamento de um programa em moldes semelhantes para a atividade canavieira, o PAISS Agrícola.

Essa experiência é muito rica e deveria ser recuperada para a elaboração de uma agenda para a bioeconomia. Essa agenda não existe no Brasil. Programas e estudos relacionados têm sido feitos, refletindo a existência de um amadurecimento na percepção das oportunidades que a indústria da biomassa pode trazer para o país. Esses estudos se apresentam, porém, de forma segmentada e têm motivações distintas. Não existe até agora uma coordenação dessas percepções numa agenda de forma a incorporar as diferentes iniciativas dentro de um contexto nacional. É necessário que tal agenda não se restrinja a biocombustíveis e químicos, tratados separadamente como têm ocorrido com frequência, mas que combustíveis, químicos e materiais sejam integrados no espaço da bioeconomia, em conjunto com desenvolvimento da oferta de matérias-primas, como tem sido construído em muitos outros países, alguns deles com posições muito menos favoráveis em termos de vantagens comparativas.

Referências

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

BAIN & COMPANY; GAS ENERGY. Potencial de diversificação da indústria química brasileira - Relatório 4 - Químicos com base em fontes renováveis. . Rio de Janeiro: BNDES, nov. 2014b.

BAIN & COMPANY; GAS ENERGY. Potencial de diversificação da indústria química brasileira - Relatório 6 – Matéria-prima cana-de-açúcar. . Rio de Janeiro: BNDES, nov. 2014c.

BOMTEMPO, J.V. Bioeconomia em construção I – Os fatores de competitividade na bioeconomia Boletim Infopetro, Março/Abril, Ano 14, n. 1, 2015.

MILANEZ, A. Y. et al. De promessa a realidade: como o etanol celulósico pode revolucionar a indústria da cana-de-açúcar: uma avaliação do potencial competitivo e sugestões de política pública. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n.41 , p. [237]-294, mar. 2015

SOUZA, G. M. et al. Bioenergy & sustainability: bridging the gaps. Paris Cedex: Scientific Committee on Problems of the Environment (SCOPE), 2015.

Nuclear: três transições, três agendas

Por Ronaldo Bicalho

A ampliação da participação da energia nuclear na matriz energética no mundo, e em particular no Brasil, depende da evolução de três agendas. A primeira delas diz respeito aos problemas específicos à transição nuclear, a segunda aos desafios associados à transição energética mundial e a terceira às questões relacionadas à transição elétrica brasileira.

Essas agendas sintetizam os desafios e as oportunidades dessas três transições; dependentes e fortemente inter-relacionadas. A dinâmica evolutiva dessas transições irá desenhar os espaços a serem ocupados pela energia nuclear no suprimento de energia necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar da sociedade.

A transição nuclear

Grande parte do parque nuclear mundial nos próximos quinze anos terá mais de quarenta anos. Países como Estados Unidos, Rússia e França terão que decidir que destino será dado a essas plantas: ampliar a sua vida útil, repô-las ou substituí-las por outras fontes.

Esse é um tema importante de política energética e a forma pela qual os países envolvidos irão encaminhar essa questão desenhará uma parte importante do futuro da matriz energética mundial.

Esse encaminhamento será definido parcialmente a partir da agenda específica da indústria nuclear. Essa agenda é constituída de elementos que compõem um conjunto de questões centrais que foram sendo reunidas ao longo da evolução histórica dessa indústria.

A questão principal dessa agenda é a legitimação dessa alternativa energética como solução para a garantia da segurança do suprimento de energia. Essa legitimação passa pela percepção da sociedade dos riscos envolvidos nessa solução.

Na medida em que essa percepção aumenta, a legitimação do nuclear se reduz e crescem os obstáculos políticos e sociais ao uso dessa fonte.

Nesse quadro, os acidentes em usinas nucleares sempre representaram um duro revés para a indústria. Assim tem sido desde Three Miles Island em 1979 nos Estados Unidos até Fukushima Daiichi em 2011 no Japão, passando por Chernobil em 1986 na, à época, República Soviética da Ucrânia.

O acidente de Fukushima abortou um movimento de recuperação da aceitação do nuclear que vinha se observando ao longo da última década. Movimento este sintetizado na suspensão da moratória nuclear alemã e no plebiscito italiano

convocado para suspender esse mecanismo vigente até então na Itália. A partir do acidente no Japão, a Alemanha voltou à moratória e a Itália a manteve.

Contudo, como tudo que envolve o nuclear, as reações não se dão da mesma maneira em todos os países. Se existem aqueles que desistem do nuclear, como os citados anteriormente, incluindo aqui a Suíça, outros se mantêm nessa opção. Entre eles, o destaque é a China. País hoje chave no jogo nuclear, a China será responsável por quase a metade da expansão do nuclear nas próximas décadas. Com ambições de se tornar um grande player nessa indústria, a China não só amplia fortemente seu parque como se associa a produtores de equipamentos – principalmente franceses – em busca de uma capacitação tecnológica que lhe permita voos mais altos no futuro; deslocando o Japão do papel estratégico de fornecedor para a Ásia; pretensão japonesa inviabilizada pelo acidente de Fukushima.

Além da China, a Índia, o Paquistão, a África do Sul, a Argentina, a Rússia, a Inglaterra e a Arábia Saudita mantêm-se no nuclear.

No caso específico do Japão, a retirada de operação de todos os seus reatores colocou o país em uma trajetória delicada de crescimento acentuado dos custos de geração com impactos negativos sobre a sua competitividade. Em função disso, o governo japonês tem sinalizado claramente no sentido da necessidade da retomada da geração nuclear.

Assim, embora seja muito claro o impacto negativo sobre a legitimação dessa fonte de energia de um acidente nuclear, deve-se chamar a atenção de que esse impacto varia de país para país em função de um conjunto de fatores que vão desde a sua base de recursos naturais até a sua estrutura institucional/política, passando pela sua capacitação tecnológica/industrial e sua dotação econômico-financeira.

De fato, um impacto amplamente efetivo para indústria é aquele que se dá em termos de novas exigências de segurança. Exigências essas que não só aumentam concretamente os custos como ampliam a insegurança regulatória em relação à indústria, com efeitos arrasadores sobre as suas condições de financiamento.

Dessa maneira, a equação: novo acidente = mais segurança = mais custo, combinada com a equação: novo acidente = mais riscos = mais dificuldades de financiamento, forçam a entrada do Estado no jogo para viabilizar a expansão do nuclear. Assim, sem o apoio do Estado fica difícil imaginar o avanço na resolução da agenda própria da indústria.

Se somarmos a isso a questão do lixo/proliferação de armas a partir da possibilidade do reprocessamento de combustível irradiado, tem-se um cardápio do qual é difícil afastar o Estado. Presença incontornável dada a existência de indiscutíveis externalidades no enfrentamento dessas questões.

Essa presença se amplia quando se observa a agenda tecnológica da indústria envolvendo o desenvolvimento de reatores avançados de água leve (terceira geração), que buscam maior simplicidade e sistemas de segurança mais

confiáveis; de reatores de baixa pressão com fluidos refrigerantes (quarta geração), que aumentam a segurança e a sustentabilidade dos projetos nucleares a custos mais baixos; os reatores de regeneração (breeder) que são capazes de gerar mais materiais físséis do que utilizam, ampliando a sustentabilidade em termos da disponibilidade de longo prazo dos recursos naturais; dos reatores pequenos e modulares, que aumentam a simplicidade dos projetos, reduzindo os custos e o tempo de construção com resultados positivos sobre as condições de financiamento desses projetos.

Dessa maneira, embora haja uma agenda da indústria nuclear que contempla desde a maior aceitação social até a maior economicidade da alternativa nuclear, a sua implantação exige uma forte participação do Estado na mobilização de recursos tecnológicos, econômicos, financeiros e político/institucionais para viabilizá-la.

Essa mobilização não se define apenas no âmbito restrito da indústria nuclear, mas na esfera ampla do conjunto de políticas públicas. Nessa esfera, uma transição maior do que a nuclear se coloca: a transição energética.

Será no âmbito dessa grande transição que o destino do nuclear será efetivamente jogado.

A transição energética

A transição de uma economia baseada em combustíveis fósseis para uma economia baseada em combustíveis limpos implica enormes desafios econômicos, tecnológicos e políticos.

Esses desafios podem ser sintetizados no *trade-off* segurança energética versus mudança climática no qual garantir segurança energética utilizando a solução tradicional de recorrer aos combustíveis fósseis implica acelerar o processo de mudança climática. Por outro lado, desacelerar esse processo recorrendo à redução das emissões de CO₂ via a limitação do uso de combustíveis fósseis implica em colocar em risco a segurança energética.

O reconhecimento, a administração e a redução desse *trade-off* estruturam as políticas energéticas nacionais e definem a maneira pela qual os diferentes países concebem a transição energética.

Dado o fato de que hoje as fontes de energia renováveis não são plenamente competitivas em relação aos fósseis, demandando avanços tecnológicos e institucionais significativos para que essa competitividade se torne real, a tensão (política/econômica) advinda da necessidade das instituições – leia-se o Estado em suas várias esferas – terem de arbitrar as perdas e os ganhos da transição é bastante elevada.

Alguns recursos surgem nesse contexto como fontes de redução dessa tensão. Assim, o gás natural, o nuclear e a eficiência energética, na medida em que permitem a manutenção da garantia do suprimento com um custo de emissão menor, podem jogar esse papel na transição. Os dois primeiros representam

soluções pelo lado da oferta, ao passo que a última representa uma resposta pelo lado da demanda.

Dessa forma, o espaço para a ampliação do uso do nuclear teria um determinante parcialmente exógeno à sua agenda específica que seria a necessidade maior ou menor do seu emprego em função da evolução da própria transição energética.

Assim, uma radicalização do reconhecimento da urgência da mitigação da mudança climática, fruto do processo de aceleração do aquecimento global, por um lado, e da insuficiência da resposta via renováveis, por outro, abre um maior espaço para o nuclear.

Em contrapartida, uma redução no sentimento de urgência da transição, somada a uma percepção de que a evolução da mudança climática, de um lado, e dos avanços atuais dos recursos (leia-se renováveis) para mitigá-la, por outro, são compatíveis, reduzem a demanda por uma participação maior do nuclear.

Em particular, avanços significativos nas renováveis, tanto tecnológicos quanto institucionais, principalmente no que diz respeito à superação dos problemas ligados à intermitência, aceleram e fortalecem a transição, prescindindo do uso mais intensivo do nuclear.

Nessa mesma direção, um salto nas tecnologias de captura e estocagem de carbono recupera a competitividade do carvão e limita o espaço do nuclear.

Ao fim, porém não menos importante, a disponibilidade de gás natural – convencional e não convencional – em abundância e barato também ajuda a espremer o espaço do nuclear na matriz energética futura; chamando para esse gás o papel de protagonista principal na função de grande atenuante das tensões da transição, constituindo-se na ponte segura de passagem de um mundo fóssil e sujo para um mundo renovável e limpo.

Em suma, o papel a ser desempenhado pela energia nuclear na transição energética não depende apenas dos seus próprios atributos técnicos, econômicos e políticos, mas da evolução do processo como um todo. Essa evolução compreende o avanço não apenas do contexto de urgência dessa transição, mas do avanço das trajetórias alternativas; principalmente das fontes renováveis.

Na medida em que essas alternativas se fortalecem, o peso do nuclear na transição se reduz; na medida em que se enfraquecem, esse peso aumenta.

A transição brasileira

A exaustão de um modelo elétrico baseado na intensa exploração das grandes hidrelétricas com seus grandes reservatórios de acumulação impõe grandes desafios ao Brasil.

A mudança necessária do papel das térmicas, deixando de atuar temporariamente como seguro para os reservatórios em períodos de seca para atuar todo o tempo na base, exige plantas distintas daquelas que temos hoje.

A estruturação de um novo modelo elétrico depende em muito dessa nova térmica; mais do que a entrada das renováveis, que, na verdade, ampliam os problemas da intermitência, já presentes historicamente no setor elétrico brasileiro na hidroeletricidade.

A grande questão é que térmica é essa capaz de estruturar o novo setor elétrico brasileiro. Uma térmica estruturante. Uma térmica que constitui a espinha dorsal que faz face à intermitência tanto da hidro quanto da solar e da eólica.

Considerando que os nossos reservatórios são os nossos grandes trunfos na transição energética, a preservação da água neles contida, para que elas façam o papel de back-up à solar e à eólica, pode ser o papel decisivo dessa nova térmica. Isto exige uma térmica de base.

No Caso brasileiro, essa térmica será a gás, a carvão ou nuclear.

Como na seção anterior, mais uma vez o espaço do nuclear não será dado apenas pelos seus próprios atributos, mas mediante o cotejo desses com o dos seus competidores.

Se as dificuldades de acesso a um gás natural abundante e barato prevalecerem e as restrições ao uso do carvão, em termos de emissão, se impuserem, o espaço para a ampliação da geração nuclear pode se ampliar no caso brasileiro.

Se essas dificuldades e essas restrições não prevalecem e não se impõem, evidentemente, esse espaço se reduz.

Em síntese, o espaço do nuclear na matriz energética brasileira também depende da evolução de uma dada transição: a transição elétrica. Dependendo de como a agenda dessa transição venha a se formular, o papel do nuclear poderá ser maior ou menor. E isto, mais uma vez, transcende os desafios específicos da indústria nuclear brasileira.

Conclusão

O papel da energia nuclear na matriz energética envolve um conjunto amplo de determinantes que vão além daqueles específicos à indústria do átomo.

A evolução da política energética acelerando a transição, ou reduzindo o seu ritmo, pode dar distintas dimensões aos avanços da agenda própria da indústria.

Pode tornar esses avanços imprescindíveis ou desnecessários, significativos ou irrelevantes. Pode ser que se tenha que recorrer ao que se tem disponível hoje, ou pode ser que nem mesmo os maiores avanços viabilizem o uso da tecnologia.

Assim, deve-se encarar o nuclear como parte de uma agenda que vai além daquela agenda específica histórica que os policy-makers se acostumaram desde o nascimento da indústria.

Os desafios colocados pela transição energética redimensionam os desafios da política energética. Neste sentido, a energia nuclear não foge desta nova e necessária forma de pensar a segurança energética, fortemente contingenciada pela mudança climática.

Nesse contexto, o caso brasileiro não se distingue na essência do caso maior. Aqui, o nuclear também deve ser pensado no âmbito de uma política setorial que coloque a necessidade de se reinventar o suprimento elétrico brasileiro. Suprimento historicamente baseado no uso da hidroeletricidade, mediante o emprego de um modelo hoje esgotado.

O nuclear pode ter um papel mais ou menos relevante nesse novo setor elétrico. Para responder a essa questão é necessário ir além da agenda tradicional do setor elétrico brasileiro. E isto vale inclusive para forma como se dá a inserção do nuclear nessa agenda. Uma nova agenda implica uma nova inserção. Contudo, tanto essa nova agenda quanto essa nova inserção estão para ser definida.

A regulamentação do acesso de terceiros a gasodutos de transporte

Por Miguel Vazquez e Michelle Hallack

Este artigo objetiva discutir, a partir de uma perspectiva acadêmica da regulação da indústria do gás, a proposta de revisão das resoluções ANP N^{os} 27/2005 e 28/2005 e a regulamentação da troca operacional de gás natural. Neste texto nos referiremos à proposta acima simplesmente como a proposta da ANP. Esta proposta certamente representa importantes avanços na reestruturação do setor no Brasil, pois dá um passo significativo na definição do que significa aplicar o princípio de acesso de terceiros a rede.

Neste contexto, como ressalta a nota técnica da ANP (de 19 de março de 2015), uma das maiores inovações da proposta de Resolução é a exigência de que os transportadores apresentem ao mercado as formas de acesso às suas instalações de transporte por meio de Termos de Acesso, os quais devem conter os termos e condições, tarifários e não-tarifários, relacionados ao acesso de terceiros para cada serviço de transporte oferecido a potenciais carregadores. O termo de acesso significa como o acesso será implantado, estando assim no centro do significado de livre acesso.

De acordo com a Lei do Gás (lei 11.909), o estabelecimento de diretrizes para o acesso regulado aos gasodutos de transporte constitui um dos objetivos a serem alcançados. O acesso às redes de transporte de gás natural (assim como outras indústrias de rede) constitui um elemento essencial no desenvolvimento de mercados. O objetivo é que os diferentes agentes possam comercializar gás, assim podendo alocar o recurso de maneira que seja economicamente eficiente. O acesso de terceiros à rede de gás, pode ser dividido em pelo menos três subgrupos: acesso negociado, acesso regulado e acesso implícito.

No primeiro caso (acesso negociado) a regra é que os agentes não podem discriminar quem utiliza o transporte, mas regras e tarifas do serviço de transporte são feitas caso a caso, através de uma negociação entre o proprietário (operador) do gasoduto e os usuários (carregadores de gás). As vantagens deste mecanismo é a maior flexibilidade dos contratos em adaptar as condições que mudam ao longo do tempo, dando assim maior liberdade de negociação dos agentes. Este tipo de acesso, no entanto, possui dois perigos importantes:

- Se o proprietário do gasoduto tiver interesse no mercado de gás, ao negociar com os usuários, terá incentivos de agir de maneira anti-concorrencial (neste contexto surge diversas práticas como sub-investimento, degradação de capacidade, acumulação de capacidade, redução das margens ...).
- O proprietário do gasoduto, tendo poder de mercado, isto é não havendo substitutos competitivos para transporte de gás pode colocar tarifas de transporte acima do que seria justo/ eficiente (sendo juntos tarifas que paguem os custos totais, mas sem incluir lucro extraordinário).

Para atenuar o segundo tipo de perigo (tarifa excessiva), frequentemente inclui-se algum tipo de supervisão do regulador para garantir que os agentes não tarifem com poder de mercado. O uso de tarifas do tipo de custo de serviço é uma opção.

Por outro lado, o primeiro grupo de dificuldades gerado por este tipo de acesso é mais complicado de evitar, quando mantido o potencial de negociação dos agentes. Provar que as regras negociadas pelos agentes são na prática exercício de poder de mercado do gasoduto para evitar entrada (uma barreira à entrada) de novos agentes na indústria é consideravelmente mais difícil do que apenas controlar a taxa de retorno (como no problema anterior). Envolve, por exemplo, a atuação da autoridade da defesa da concorrência, que por sua vez requer frequentemente grandes processos. No contexto da indústria de gás brasileira, a grande importância da Petrobras nas diversas partes da cadeia, o acesso negociado gera incentivos perversos e difíceis de controlar do ponto de vista do regulador setorial. Neste contexto, os problemas do acesso negociado são muito relevantes.

No caso do acesso regulado, para evitar que as regras bloqueiem a entrada dos agentes, o regulador estabelece *ex ante* as regras. Para tanto, geralmente é necessário um longo e complexo processo de estabelecimento de regras de acesso comuns e códigos regulatórios. Tais códigos representam regras relativamente homogêneas, as quais detalham elementos essenciais das condições de acesso e, muitas vezes, incluem também elementos de operação que devem considerados no cálculo das capacidades. Por exemplo, ao regulamentar o tempo que pode se passar entre a injeção e retirada de gás na rede (esquemas de balanceamento), as regras determinam critérios essenciais no cálculo da margem operacional e na definição de capacidade disponível.

Neste contexto a criação de regras de acesso no Brasil também é uma forma de tentar evitar através de regras *ex ante* incentivos perversos e permitir a aplicabilidade do princípio de livre acesso. A intervenção regulatória neste contexto, pode variar, dependendo da intervenção *ex ante* das regras. A escolha brasileira, através das regras propostas é de um aumento da intervenção *ex ante*, contudo, ainda mantendo um grau de liberdade dos contratos em definir regras de acesso. Tal liberdade, no entanto, será supervisionada, e nos documentos da regulação há indícios iniciais sobre quais serão os aspectos desta supervisão. Futuras diretrizes (*guidelines*) desta supervisão podem ser úteis na construção deste aparato regulatório. Entretanto, note que toda intervenção regulatória tem custos. Os custos e benefícios do aumento desta intervenção devem ser analisados com cuidado.

1. A nossa visão da proposta

A proposta tenta efetivar a regulação dos gasodutos sob regime de livre acesso, para que estes possam ser na prática acessados. Na perspectiva de uma análise acadêmica da regulação, a proposta representa um esforço que avança na implantação de acesso a instalações essenciais. Embora a definição de instalação essencial varia dependendo da jurisdição que se considera, a intuição central é evitar a discriminação no acesso a essas instalações visto que estas são consideradas essenciais para atingir um mercado. Na indústria de gás natural,

esse acesso está no núcleo de qualquer organização das atividades que se apoie em mecanismos de mercado. Desse ponto de vista, a proposta:

- Assegura o acesso não discriminatório às instalações de transporte de gás natural
- Representa um passo necessário para o surgimento de um mercado secundário
- Define as condições para a troca operacional de gás, que representa um elemento chave na facilitação de trocas de gás de curto prazo, e, portanto, é chave para o correto funcionamento dos mecanismos de ajuste dos carregadores

Assim, do ponto de vista, a proposta representa um passo relevante na construção do mercado de gás natural no Brasil. Contudo, existem alguns pontos da proposta que merecem alguma reflexão adicional, os quais descrevemos na sequência.

Aqui, não se pretende fazer uma análise exaustiva dos incentivos gerados pela proposta da ANP, mas sim levantar algumas questões/sugestões que surgiram na leitura do documento. O objetivo é contribuir na discussão das regras dentro do espírito que entendemos pela qual esta foi criada, como detalhamos acima.

2. Reflexões sobre possíveis aprimoramentos da proposta

2.1 Aspectos associados ao congestionamento da rede

Definição de congestionamento

A definição de congestionamento é central na discussão de livre acesso, uma vez que cria regras sobre quem tem direito de uso quando a rede está cheia. Quando há mais capacidade que demanda de capacidade, o problema do livre acesso é simples: os agentes que têm interesse em entrar (obedecendo as regras/tarifas estabelecidas) devem poder entrar. O problema realmente se coloca quando há mais demanda que capacidade, isto é, congestionamento. Este problema se torna mais complexo, visto que a própria definição de capacidade disponível pode ter diferentes significados (e valores), dependendo das regras de acesso à rede. Neste contexto a discussão da definição de congestionamento é central para o princípio de acesso de terceiros a rede.

No texto atual, se define:

“Congestionamento contratual: situação na qual a demanda por contratação de Serviço de Transporte Firme e Extraordinário excede a Capacidade Técnica de Transporte”.

A dificuldade associada com essa definição é que não há diferenciação entre congestionamento contratual e físico. Com o intuito de apontar as diferenças, sem representar uma tentativa de ser uma definição formal, poder-se-ia considerar as seguintes definições inspiradas na experiência internacional:

- **Congestionamento:** situação na qual a demanda por contratação de Serviço de Transporte Firme e Extraordinário excede a Capacidade Técnica de Transporte.
- **Congestionamento físico:** situação na qual a demanda por contratação de Serviço de Transporte Firme e Extraordinário excede a Capacidade Técnica de Transporte, na ausência de qualquer tipo de capacidade não utilizada. Se caracteriza congestionamento físico pela ausência de capacidade disponível e de capacidade ociosa.
- **Congestionamento contratual:** situação na qual a demanda por contratação de Serviço de Transporte Firme e Extraordinário excede a Capacidade Técnica de Transporte na presença de capacidade ociosa.

Ainda nesse sentido, a proposta define:

“**Capacidade Ociosa:** parcela da capacidade de movimentação do Gasoduto de Transporte contratada que, temporariamente, não esteja sendo utilizada”.

Em outras palavras, o congestionamento contratual se caracteriza pela existência de capacidade física para aumentar o fluxo de gás, mas a não existência de capacidade comercial (contratual) disponível.

A importância de separar ambos os conceitos está associada com que ambas as situações geram diferentes problemáticas do ponto de vista econômico. O primeiro caso (congestionamento físico) o problema potencial estaria relacionado com problemas de investimento, remuneração ou mesmo de alocação de recursos, no sentido de talvez a capacidade não ser usada por quem mais a valoriza.

No segundo caso (congestionamento contratual), o potencial problema estaria relacionado com o uso estratégico do congestionamento para criar barreiras à entrada (portanto um problema concorrencial). Assim, o congestionamento contratual gearia um problema de ineficiência significativo na alocação de curto prazo dos recursos: a não utilização de recursos no curto prazo mesmo se existissem agentes dispostos a pagar o custo no curto prazo. Por outro lado, se, futuramente, algum tipo de mecanismo do *tipouse-it-or-lose-it* for aplicado, esta diferença pode ser importante.

Ademais, tal definição impacta também na definição de Gerenciamento de Congestionamento Contratual. Na nossa visão, a definição está pouco clara. Por exemplo, a diferença entre gerenciamento de congestionamento contratual e operações para equilibrar o sistema[1] (*balancing* em inglês). Como anteriormente, com o intuito de apontar as diferenças e não sendo uma definição formal, poder-se-ia considerar a seguinte definição inspirada na experiência internacional:

- **Gerenciamento de Congestionamento Contratual:** gerenciamento da oferta e utilização da capacidade, na presença de congestionamento contratual com o objetivo de maximizar e otimizar o uso da Capacidade Técnica de Transporte.

Relação entre termos de acesso e margem operacional

A capacidade disponível para uso, isto é, a que já retira da capacidade total a margem operacional necessária, depende dos termos de acesso dos gasodutos. Diferentes definições dos termos de acesso significam na prática diferentes necessidades de margem operacional e de capacidade disponível. Esta relação deve ser considerada no momento de definir os termos de acesso.

Na proposta, essa relação se define:

Art. 4º. Os Transportadores deverão adotar procedimentos operacionais que garantam a gestão eficiente das Instalações de Transporte, facilitando o livre fluxo do gás natural nas diferentes Instalações de Transporte interconectadas.

Art. 5º. O Transportador deve apresentar as formas de acesso às suas Instalações de Transporte por meio de Termos de Acesso que contenham as Tarifas de Transporte aplicáveis e outros termos e condições relacionadas ao acesso de terceiros para cada Serviço de Transporte oferecido a potenciais Carregadores.

É importante notar que estes dois elementos estão relacionados, e são determinantes da capacidade comercial de um gasoduto. Neste contexto, seria interessante incluir um parágrafo de esclarecimento, onde se sublinhe que os termos de acesso propostos devem ser o resultado de um estudo transparente sobre o impacto das regras de acesso (*balancing* por exemplo) sobre a necessidade de margem operacional, e sobre a capacidade comercial disponível.

Ainda sobre o mesmo tema, em relação ao artigo 13, ponto II (termos de acesso não tarifários), é relevante chamar a atenção para a necessidade de definir um mecanismo eficiente para decidir sobre os seguintes pontos:

“1) Desequilíbrio e seus mecanismos de compensação;

1. m) flexibilidade e níveis de tolerância incluídos na prestação do serviço;
2. n) procedimento para compartilhamento de Ponto(s) de Entrega, de Ponto(s) e Ponto(s) de Interconexão de Recebimento entre Carregadores;
3. o) procedimento para Gerenciamento de Congestionamento Contratual;”

Uma vez que estes elementos são centrais na definição de capacidade disponível e capacidade ociosa.

Reutilização da capacidade

A proposta atual inclui um parágrafo único muito interessante no sentido de diminuir o potencial de congestionamento contratual:

“Parágrafo Único. No caso da contratação e não utilização do serviço pelo Carregador, o Transportador deve assegurar que a respectiva Capacidade Disponível seja novamente oferecida ao mercado por meio de processos de Gerenciamento de Congestionamento Contratual.”

Talvez um complemento (talvez em uma nota técnica associado) poderia ser pensado, com o intuito de definir mais precisamente vários aspectos implícitos no parágrafo. Por exemplo: em que período se configuraria não uso da capacidade? Qual o formato de recolocação da capacidade no mercado? Como se define a remuneração (tarifa) neste contexto?

Plataforma pública e gratuita

Na proposta atual existe um requerimento para o transportador que pode ser muito interessante do ponto de vista da transparência:

“O Transportador deve desenvolver e disponibilizar plataforma eletrônica de utilização pública, gratuita, e livre da obrigação de identificação por parte dos potenciais Carregadores Interessados, que permita a consulta das disponibilidades e possibilidades de acesso, para cada Gasoduto de Transporte e por Ponto Relevante sob responsabilidade do Transportador. ”

Tomando de novo como referência algumas experiências internacionais relevantes, é possível observar o esquema adotado pela ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators – Gas*). A plataforma está longe de ser perfeita, mas disponibiliza também a tarifa de transporte associada à capacidade requerida. Ou seja, não só pode-se observar online a disponibilidade de capacidade, mas também a tarifa correspondente a essa capacidade (incluindo dados de volume, frequência, data de começo e fim, etc.). Este tipo de plataforma, tendo a capacidade e tarifas, não deveria ser difícil de fazer e geraria esforço no sentido de aumentar a transparência ao público em geral sobre a tarifa de transporte, que apareceria separada do resto das tarifas de gás. Nesse sentido, poder-se-ia incluir alguma condição com a que incluímos abaixo em negrito:

O Transportador deve desenvolver e disponibilizar plataforma eletrônica de utilização pública, gratuita, e livre da obrigação de identificação por parte dos potenciais Carregadores Interessados, que permita a consulta das disponibilidades, possibilidades de acesso e **tarifa (referente ao serviço)**, para cada Gasoduto de Transporte e por Ponto Relevante sob responsabilidade do Transportador. ”

2.2 Aspectos associados à troca de capacidade no curto prazo

Cessão de capacidade

A cessão de capacidade é um elemento fundamental na estruturação de um potencial mercado de capacidade secundária, que apesar de ainda insignificante atualmente no Brasil, deve ser um elemento central para o desenvolvimento de um mercado de capacidade. O mercado de curto prazo de capacidade, por outro lado, é chave na alocação mais eficiente de capacidade no curto prazo.

“Parágrafo 1º. É vedado o estabelecimento de termos e condições para o acesso de terceiros que ofereçam prioridades ou flexibilidades que não possam ser estendidas a novos Carregadores nas mesmas condições. ”

Este parágrafo pode ser muito restritivo, uma vez que impede o estabelecimento de serviços diferenciados que podem ser necessários para alguns usos (ex. uso de gás para produzir eletricidade). O parágrafo pode ser interpretado como impossibilidade de serviços heterogêneos, e, portanto, pode introduzir serias dificuldades em termos de eficiência.

Uma ideia possível, a ser melhor estudada, poderia ser o estabelecimento de tipos de capacidade, que pudessem ser comparadas. Nessa linha, apontando só exemplos para melhor apresentar a ideia, sem tentar ser uma proposta formal, poderiam ser definidas as seguintes capacidades (pelo menos):

- *Capacidade flat* (unidade mínima) – se define por uma *balancing* horário sem nenhum tipo de flexibilidade
- *Capacidade flexível* – vale um certo multiplicador (ex. 1,8) da capacidade *flat*.

As definições acima, obviamente, representam tão só uma intuição do que seria uma proposta neste sentido. Em qualquer caso, a inclusão dessas definições deve ser analisada com muito detalhe, incluindo a análise do significado físico em termos de fluxo de cada contrato. A mensagem central neste ponto é que a impossibilidade de oferecer serviços heterogêneos pode dificultar seriamente a operação eficiente do sistema de transporte.

Cessão de capacidade por um tempo determinado

No que se refere à incapacidade de transmissão do direito de posse na cessão de capacidade por período determinado, a proposta atualmente afirma:

- 5º. Caso ocorra a Cessão de que trata o Inciso II do caput, o Cessionário não poderá transferir a sua posse direta para terceiros.

Na nossa opinião, a consequência direta é que gerará um efeito negativo na efetividade do direito de propriedade. Nesse ponto de vista, se podem esperar dois tipos de efeito:

- A dificuldade para ajustar o sistema no curto prazo por meio de trocas no mercado secundário. Embora atualmente o mercado secundário de transporte não seja especialmente líquido, um dos objetivos desta proposta é aprimorar as condições de acesso dos agentes. Parte dessas condições de acesso é de esperar que sejam as resultantes da troca no mercado secundário. O enfraquecimento do direito de propriedade pode dificultar essa troca.
- Potencialmente, se consideramos a possibilidade de inclusão de instrumentos de gestão de congestionamento contratual, o enfraquecimento do direito de propriedade pode ser uma barreira à sua aplicação.

A possibilidade de transmissão do direito de posse deveria ser estudada em profundidade, afim de evitar os potenciais problemas com os que está associado.

2.3 Tarifa

Os elementos sobre os termos e condições tarifárias poderiam ser mais detalhados. Por exemplo, seria interessante definir em mais detalhe como se estabeleceria a tarifa nos diversos casos onde há comércio de capacidade, utilização de capacidade ociosa, etc.

A tarifa deveria ter um papel importante nos potenciais incentivos para os agentes de realizar swap comercial, aumentando a eficiência do uso da rede a partir dos carregadores.

2.4 Troca operacional – Tarifa e eficiência dos incentivos de uso

A proposta atualmente define:

“Art. 47. A Tarifa de Transporte aplicável à Troca Operacional será definida pela ANP e não poderá ser inferior à dos Contratos de Serviço de Transporte firme firmados com os Carregadores existentes, ainda que em fluxo reverso.”

A dificuldade associada a este artigo, na nossa opinião, reside no fato de supor que a troca operacional se refere aos mesmos serviços de transporte que estão involucrados no contrato de transporte firme. Portanto, o artigo pode representar limitações para trocas legítimas de gás no curto prazo, e eventualmente ser uma barreira a trocas que ajudam a aliviar congestionamentos.

Note que, apesar de levantarmos esta questão nestes comentários, esta proposta apenas recoloca o problema, uma vez que tal proposta respeita as restrições da regra que está contida no próprio Decreto regulamentado da Lei do Gás.

2.5 Reflexões finais

As regras de acesso são parte fundamental no processo de construção de um mercado de gás no Brasil. O trabalho da ANP nesta proposta é um grande avanço neste sentido uma vez que aborda problemas chaves do acesso à rede. A definição destas regras, no entanto, é um desafio árduo, uma vez que necessita ligar com um grande número de incentivos e cenários potenciais. Esperamos continuar avançando na definição das regras de acesso e que a audiência pública do dia 22 de junho permita ajustar ainda melhor este conjunto de incentivos centrais para permitir o mercado de gás avançar.

[1] Atualmente – XXVIII – Gerenciamento de Congestionamento Contratual: *“gerenciamento da oferta e utilização da Capacidade Comercial com o objetivo de maximizar e otimizar o uso da Capacidade Técnica de Transporte”*

Energia nuclear nos BRICS

Por Leonam dos Santos Guimarães

É inequívoca a importância estratégica do Brasil se manter ativo na exploração dos usos pacíficos da energia nuclear, expandindo seu domínio tecnológico e capacidade industrial instalada nos diversos setores associados, como produção de radioisótopos para medicina e indústria, produção de combustível nuclear, propulsão nuclear naval e geração elétrica nuclear. Para isso, a cooperação dentro dos BRICS desponta como uma excelente oportunidade.

Um aspecto pouco discutido sobre os BRICS é o fato de todos os cinco países terem uma indústria nuclear desenvolvida. Esse aspecto comum é pouco explorado nas discussões sobre as relações internas do grupo e externas, do grupo com o resto do mundo.

A geração elétrica nuclear faz parte da matriz energética de Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul com diferentes graus de contribuição. Somado, o parque de geração nuclear do BRICS monta a 86 usinas em operação (2 no Brasil, 34 na Rússia, 27 na China, 21 na Índia e 2 na África do Sul), o que representa 20% do parque mundial. O grupo também tem 40 usinas em construção (1 no Brasil, 24 na China, 6 na Índia e 9 na Rússia), o que representa 60% das futuras usinas a entrarem em operação ao longo dessa década. Em termos de geração líquida em 2014, o Brasil produziu 15.385 GW.h de eletricidade nuclear (2,86% do total de geração nacional), a Rússia 169.049 GW.h (18,57%), a Índia 33.232 GW.h (3,53%), a China 130.580 GW.h (2,39%) e a África do Sul 14.749 GW.h (6,20%)[1].

O projeto e construção das usinas russas são totalmente autóctones. O parque nuclear chinês se iniciou também de forma autóctone, porém a China passou a adotar na década de 1990 a política de adquirir usinas de outros países, incluindo a Rússia, mas também dos EUA e França, e promover transferência de tecnologia que lhe permitisse desenvolvê-las localmente. A política teve sucesso e hoje seu parque já inclui usinas de projeto e construção local. A grande maioria das usinas indianas também é de projeto e construção nacional, mas se derivam de uma transferência de tecnologia inicial do Canadá. Só recentemente a Índia adquiriu usinas no exterior, no caso da Rússia, e tem negociado a compra de outras com outros países fora do grupo.

As usinas brasileiras e sul-africanas foram adquiridas de países fora do grupo: EUA e Alemanha, no caso do Brasil, França, no caso da África do Sul. Esses países tentaram uma política de transferência de tecnologia com, respectivamente, Alemanha e França, similar àquela adotada pela China, porém sem sucesso, dependendo hoje da importação de tecnologia para expansão de seus parques.

A Rússia é hoje o maior exportador de usinas nucleares no mundo, com 11 projetos em andamento no exterior[2]. A China deverá em breve tornar-se também importante ator nesse mercado, no passado dominado pelos EUA e

Europa, já tendo concluído uma venda de um projeto autóctone para o Paquistão.

Em termos recursos razoavelmente assegurados (*Reasonably Assured Resources* – RAR) e inferidos de urânio, os BRICS somam 22,72% dos recursos globais (Brasil 3,62%, Rússia 9,03%, Índia 1,57%, China 2,61% e África do Sul 5,9%)[3]. Entretanto, o Brasil teve apenas 1/3 de seu território prospectado até o momento. As características geológicas do País, cujas áreas de formação pré-cambriana, propícias à ocorrência de urânio, terem extensão quase idêntica às mesmas áreas na Austrália, país que detêm a maior reserva (24% dos recursos RAR e inferidos globais), fazem crer que um esforço de pesquisa nacional poderia alterar em muito o quadro atual[4]. A China também tem significativa parte de seu território ainda sem prospecção adequada e está fazendo esforços nesse sentido.

A Rússia também atua no mercado internacional como fornecedor de serviços de conversão, enriquecimento e fabricação de elementos combustíveis. A China depende de importações de urânio para produzir o combustível para seus reatores, mas a conversão, enriquecimento e fabricação de elementos combustíveis são feitas localmente. A Índia também depende de importações de urânio e enriquecimento, mas faz a conversão e fabrica os elementos combustíveis localmente. Note-se que a maior parte do parque indiano de usinas usa urânio natural, não requerendo enriquecimento. A África do Sul produz o urânio, faz a conversão e fabrica elementos combustíveis para suas usinas localmente, mas o enriquecimento é feito no exterior. O Brasil também produz o urânio e fabrica os elementos combustíveis localmente, mas importa os serviços de conversão e enriquecimento, este último parcialmente, na medida em que tem uma capacidade de produção nacional insuficiente.

Todos os cinco países operam reatores de pesquisa e de produção de radioisótopos para usos médicos e industriais, também produzindo o combustível para esses reatores, e fazem amplo uso das diversas aplicações nucleares não energéticas. Rússia e África do Sul são também exportadores de radioisótopos.

As Marinhas de Rússia, China e Índia projetam, constroem e operam submarinos de propulsão nuclear. A Índia se iniciou alugando unidades de origem russa, mas recentemente lançou ao mar sua primeira unidade de projeto e construção nacional. O Brasil desenvolve de forma autóctone um programa para obtenção desses navios, que se encontra em estágio avançado.

Rússia e China são estados nuclearmente armados “de juris”, isto é, de acordo com o Tratado de Não Proliferação Nuclear (TNP). A Índia também possui armas nucleares, mas não é membro do TNP, sendo um estado nuclearmente armado “de facto”. A África do Sul já foi também um estado nuclearmente armado “de facto”, porém abandonou-as com a mudança de regime e assunção de Nelson Mandela à presidência do país. O Brasil renunciou às armas nucleares pela Constituição de 1988 e posteriormente, em 1999, aderiu ao TNP como estado não nuclearmente armado.

Os BRICS, portanto, são um grupo de países nuclearmente desenvolvidos. Inclui a Rússia, que comparte com os EUA a liderança mundial no setor e a China, que muito em breve se ombreará e esses dois países. A Índia tem um alto grau de avanço no setor, pouco inferior à Rússia e China. Brasil e África do Sul, por sua vez, fazem parte também da vanguarda do setor no mundo, ainda que num patamar inferior aos outros três parceiros.

O fato de todos os BRICS terem uma indústria nuclear desenvolvida, ainda que em diferentes graus, abre todo um amplo leque de possibilidades de cooperação e sinergias que explorem as complementaridades entre os países e que possam reforçar a competitividade do grupo com um todo.

Note-se aqui que o Brasil é o único país do grupo que não possui nem nunca possuiu armas nucleares. Interessa muito a nosso País manter sua opção constitucional pelo uso exclusivamente pacífico da energia nuclear. Isso lhe dá um caráter único junto aos parceiros do BRICS, que se reflete numa autoridade moral e ética que pode ser explorada politicamente em diversas situações como, por exemplo, na necessária reforma do Conselho de Segurança da ONU e na arbitragem de crises nucleares internacionais. Essa “vantagem competitiva” é muito mais valiosa do que a posse de armas nucleares que, ao final das contas, são feitas para nunca serem usadas.

Entretanto, uma análise equilibrada[5] mostra de forma inequívoca a importância estratégica do Brasil se manter ativo na exploração dos usos pacíficos da energia nuclear, expandindo seu domínio tecnológico e capacidade industrial instalada nos diversos setores associados, como produção de radioisótopos para medicina e indústria, produção de combustível nuclear, propulsão nuclear naval e geração elétrica nuclear. Para isso, a cooperação dentro dos BRICS desponta como uma excelente oportunidade.

[1] IAEA Power Reactor Information System, <http://www.iaea.org/pris/>, consultado em 08/05/2015

[2] Atomstroyexport, <http://www.atomstroyexport.ru/wps/wcm/connect/ase/eng/>, consultado em 08/05/2015

[3] URANIUM 2014: RESOURCES, PRODUCTION AND DEMAND, NEA No. 7209, ©OECD 2014, disponível em <http://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2014/7209-uranium-2014.pdf>, consultado em 08/05/2015

[4] Pires, Fernando Roberto Mendes, Urânio no Brasil : geologia, jazidas e ocorrências – Rio de Janeiro : Vitрина, 2012, disponível em https://www.academia.edu/7828249/Ur%C3%A2nio_no_Brasil_Geologia_Jazidas_e_Ocorr%C3%A2ncias, consultado em 08/05/2015

[5] Silva, Carlos Augusto Feu Alvim da e Guimarães, Leonam dos Santos, As dez maiores economias e a energia nuclear: reflexões para o futuro do Brasil, Revista Brasileira de Planejamento e Orçamento RBPO, Brasília, Vol 1, no 2, 2011, págs 85-94, disponível em <http://www.assecor.org.br/index.php/rbpo/vol-1-numero-2-2011/>, consultado em 08/05/2015.

Uma questão real de eficiência energética: a iluminação residencial e pública

Por Renato Queiroz

A crise no setor elétrico brasileiro ainda está presente. A situação da Petrobras diariamente debatida na mídia acaba por encobrir as dificuldades que o setor de eletricidade vem passando. Há termos como rombos financeiros, preços altos das contas de luz, riscos hidrológicos, racionalização no uso da eletricidade, entre outros, que circulam na maioria das análises sobre a situação do setor elétrico. Cada um desses termos pode dar origem a um ou mais artigos. Afinal o setor elétrico brasileiro passa por uma série de fatos negativos que se encadeiam, dando margem a diversas análises.

Como a situação futura do abastecimento energético é um ponto de interrogação, as ações para economizar energia devem ser consideradas como medidas estratégicas e urgentes da política energética.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em seus estudos para elaboração do Plano Decenal de Energia (PDE 2023) estimou que o montante total que deverá ser conservado de eletricidade é de 54 TWh. Isto significa que nas projeções do consumo total de eletricidade, esse montante já foi abatido. Para que se tenha uma referência do que corresponde a esse valor, o consumo de eletricidade mensal brasileiro hoje gira em torno de 40 TWh. Assim, o que foi apontado nas projeções da demanda de eletricidade do governo no final do período do PDE corresponde a cerca de um mês e meio do consumo total atual.

O estudo da EPE destaca que o setor residencial deverá ter um papel importante nesse processo devido à substituição de lâmpadas ineficientes e também pela penetração da tecnologia de energia solar na geração distribuída.

Realmente, destacando o consumo nos segmentos de iluminação residencial e também no de iluminação pública, pode-se inferir que haverá redução tanto pelo alto preço das tarifas, quanto pelo plano de metas estabelecido pela Portaria interministerial 1007/2010. O referido ato jurídico estabeleceu que a partir de julho de 2014 estaria proibida a comercialização de lâmpadas incandescentes com potências superiores a 60W que não atendessem aos níveis mínimos de eficiência energética [i]. Com a conta de luz pesando cada vez mais nos bolsos dos consumidores, a troca de lâmpadas nas residências e na iluminação pública é uma ação que pode ser priorizada por cada morador e pelos gestores públicos responsáveis pela iluminação dos logradouros. Caso um processo maciço de troca de lâmpadas eficientes ocorra em boa parte das residências e nas ruas dos municípios brasileiros, a economia do consumo de eletricidade será grande. Atualmente a tecnologia da lâmpada LED (Light Emitting Diode) traz uma grande economia de eletricidade. O problema ainda é seu custo, bem mais alto do que o de uma lâmpada de menor eficiência.

O Brasil não teve uma estratégia adequada nesse campo quando houve o racionamento de 2001. Naquele momento, poderia ter sido criado um programa de incentivos para as empresas migrarem da tecnologia incandescente para as mais eficientes. A China investiu nas lâmpadas fluorescentes compactas e sugou a produção mundial. O Brasil, na contramão de um planejamento industrial com visão estratégica, não incentivou suas fábricas para migrarem das incandescentes tradicionais para as fluorescentes compactas, por exemplo. Como o foco sempre foi priorizar a oferta de eletricidade mais sustentável, as medidas de economia de energia voltadas ao consumo nunca foram colocadas no mesmo nível de importância. Atualmente há uma forte dependência de produtos importados voltados para a iluminação. Isso dificulta a decisão do consumidor de substituir suas lâmpadas, pois fica sem saber se investe agora em novas lâmpadas e luminárias para um retorno financeiro no futuro.

No caso dos logradouros, segundo o portal e-cidadania [ii], a iluminação pública está concentrada nas cidades e ocupa 15 milhões de pontos de luz, sendo uma despesa que absorve grande parte da receita disponível dos Municípios. O próprio portal alerta que o sistema de iluminação a LED exige um conhecimento técnico para sua aquisição e instalação. Caso determinadas avaliações não forem observadas haverá prejuízos nessa opção. As luminárias para lâmpadas a LED a serem utilizadas nas ruas exigem altos investimentos e os fabricantes dão um exíguo prazo de garantia. Assim, o conjunto do equipamento luminotécnico fica dispendioso para as prefeituras, considerando a relação custo x benefício.

Há uma proposta descrita pelo portal citado acima que é o uso do gás argônio em luminárias LED com 10 anos de garantia mínima de fábrica. Isso traria maior facilidade de decisão dos gestores municipais para a reforma da iluminação pública por lâmpadas mais eficientes. Mas essa solução ainda não deslançou.

Assim o processo de substituição por lâmpadas mais eficientes nas residências ou em cada logradouro público não se prende à compra e instalação de lâmpadas. São necessárias ações de política pública para a difusão de tecnologias para uma iluminação eficiente.

Conclui-se que as estimativas de conservação de energia baseadas em iluminação mais eficiente, como apontadas nos estudos prospectivos do governo, podem não ocorrer no mesmo valor. Assim a demanda projetada certamente seria maior e a oferta de energia elétrica indicada pelo planejamento seria insuficiente. A consequência de um cenário como esse já se conhece. O governo aplica à força medidas de restrições ao consumo de eletricidade, ou seja, aumenta as tarifas e, no limite, o País pode até se deparar com o racionamento de energia elétrica. Afinal ocorreria um consumo maior do que o esperado e a geração não teria sido projetada para atender à demanda.

A eficiência energética abrange vários setores e segmentos. O segmento de iluminação é um deles. Cada segmento necessita de uma avaliação a ser amplamente discutida entre os gestores de políticas públicas e as associações industriais e de consumidores, administradores estaduais e municipais. Um grande processo de “auscultação” trará entendimento de problemas que, na maioria das vezes, são desconhecidos pelos planejadores. Uma avaliação real

das questões de cada segmento trará resultados reais e significativos para a economia de eletricidade que o País tanto necessita.

Referências:

EPE 2014- Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023)- Nota Técnica-DEA 26/14.

[i] Segundo a portaria, as datas limite para a comercialização por atacadistas e varejistas no País das lâmpadas incandescentes são as seguintes:

30/06/2014: não poderão mais ser comercializadas as lâmpadas incandescentes com mais de 60W.

30/06/2015: não poderão mais ser comercializadas as lâmpadas incandescentes com mais de 40W.

30/06/2016 : não poderão mais ser comercializadas as lâmpadas incandescentes com mais de 25W.

30/06/2017: não poderão mais ser comercializadas as lâmpadas incandescentes com mais de 0W, isto é todas as lâmpadas incandescentes.

[ii] Ver <https://www12.senado.gov.br/ecidadania/visualizacaoideia?id=41185>