

revista brasileira de
ENERGIA

Energia, Regulação e Políticas Públicas



Sociedade Brasileira de
Planejamento Energético

Volume 26, Nº 2, 2º Trimestre de 2020

Diagramação

Kelly Fernanda dos Reis

Revisão

Célio Bermann, Arnaldo César da Silva Walter e
Kelly Fernanda dos Reis

**Revista Brasileira de Energia
Vol. 26 - nº 2**

Itajubá, 2020 - SBPE

Editor: Célio Bermann
64 p.

1 - Energia - artigos

2 - Publicação científica

ISSN: 2317-6652

É permitida a reprodução parcial ou total da obra, desde que citada a fonte.

revista brasileira de
ENERGIA

A Revista Brasileira de Energia tem como missão:

“Divulgar trabalhos acadêmicos, estudos técnicos e resultados de pesquisas relacionados ao planejamento energético do país e das suas relações regionais e internacionais.”

Editor Responsável

Célio Bermann

Comitê Editorial

Annemarlen Gehrke Castagna

Edmilson Moutinho dos Santos

Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Edson da Costa Bortoni

Eduardo Mirko V. Turdera

Elizabeth Cartaxo

Ivo Leandro Dorileo

Jamil Haddad

Luiz Augusto Horta Nogueira

Mauro Donizeti Berni

Sergio Valdir Bajay

Virginia Parente

A Revista Brasileira de Energia (RBE) é uma publicação da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (SBPE), editada trimestralmente.

Diretoria da SBPE

Presidente: Ivo Leandro Dorileo

Vice-Presidente: Edson da Costa Bortoni

Diretora de Eventos: Annemarlen Gehrke Castagna

Diretor de Publicações: Célio Bermann

Diretor Administrativo: Mauro Donizeti Berni

Conselho Fiscal

Edmilson Moutinho dos Santos

Jamil Haddad

Sérgio Valdir Bajay

Conselho Consultivo

Afonso Henriques Moreira Santos

Célio Bermann

Edmilson Moutinho dos Santos

Ivan Marques de Toledo Camargo

Jamil Haddad

José Roberto Moreira

Luiz Pinguelli Rosa

Maurício Tiommo Tolmasquim

Oswaldo Lívio Soliano Pereira

Sergio Valdir Bajay

Secretaria Executiva da SBPE

Kelly Fernanda dos Reis e Lúcia Garrido Rios

Endereço: Av. BPS, 1303 – Pinheirinho

Itajubá – MG – CEP:37.500-903

E-mail: exec@sbpe.org.br

Os artigos podem ser enviados por meio do site da SBPE

www.sbpe.org.br

EDITORIAL

Neste segundo número no ano de 2020, a Revista Brasileira de Energia traz cinco artigos que estiveram dentre os 22 melhores trabalhos apresentados durante o XII Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, ocorrido na forma digital nos dias 09 a 11 de setembro de 2020. Esses cinco artigos contemplam a temática Energia, Regulação e Políticas Públicas.

O primeiro artigo digital, “A Regulação da Geração Distribuída no Brasil”, de autoria de *Rodrigo Mota Rodi e Célio Bermann*, da Universidade de São Paulo, investiga a atuação do Estado regulador em relação aos desafios da regulamentação e maior difusão da Geração Distribuída no território brasileiro.

Por sua vez, o artigo “Marketplace Descentralizado para a Geração Distribuída – Estrutura, Governança e Contribuições para o Debate Regulatório”, cujos autores são *Luiz Acácio Guimarães Rolim, Frank Toshioka e Marcos Vinícius*, da Fundação CPqD, e *Paulo Cesar Kussle*, da Copel-Companhia Paranaense de Energia, discute as possibilidades de habilitar transações de energia diretamente entre prosumidores e consumidores, criando assim alternativas para a comercialização dos excedentes da produção renovável, através da utilização da tecnologia Blockchain.

No terceiro artigo, “Mercado de Frete Rodoviário e Transmissão Assimétrica de Preço do Diesel no Brasil”, *Mônica Maria Apolinário Teixeira e Luciano Dias Losekann*, da Universidade Federal Fluminense, e *Niágara Rodrigues*, da Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, investigam o processo de assimetria na transmissão do preço final do diesel para o preço do frete rodoviário de grãos (milho e soja), no Brasil, no período compreendido entre 2015 - 2020.

A análise histórica é tomada como referência no artigo “Os desafios regulatórios e políticos do primeiro projeto de terminal de GNL no Brasil, elaborado pela Comgás em 1972: considerações acerca do cancelamento da obra e lições de uma iniciativa pioneira”, elaborado por *Karina Ninni Ramos, Hirdan Katarina de Medeiros Costa e Edmilson Moutinho dos Santos* da Universidade de São Paulo, em que os autores se debruçam sobre os desafios regulatórios e políticos de um projeto pioneiro da Comgás e buscam entender como esses desafios têm sido tratados recentemente.

Por fim, o artigo “Reflexões sobre o Programa Novo Mercado de Gás: Abertura de Mercado, Transição e Expansão do Setor de Gás Natural no Brasil”, de autoria de *Adriana Fiorotti Campos e Ednilson Silva Felipe*, da Universidade Federal do Espírito Santo, e de *Amaro Olímpio Pereira Júnior*, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, analisam os principais itens estabelecidos no Programa Novo Mercado de Gás com o objetivo de verificar se os esforços empreendidos de abertura de mercado de gás foram eficazes na expansão setorial.

Boa leitura!

Célio Bermann

Editor Responsável da Revista Brasileira de Energia

SUMÁRIO

A REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....07

Rodrigo Mota Rodi, Célio Bermann

MARKETPLACE DESCENTRALIZADO PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ESTRUTURA, GOVERNANÇA E CONTRIBUIÇÕES PARA O DEBATE REGULATÓRIO.....18

Luiz Acácio Guimarães Rolim, Frank Toshioka, Paulo Cesar Kussle, Marcos Vinícius

MERCADO DE FRETE RODOVIÁRIO E TRANSMISSÃO ASSIMÉTRICA DE PREÇO DO DIESEL NO BRASIL.....29

Mônica Maria Apolinário Teixeira, Luciano Dias Losekann, Niágara Rodrigues

OS DESAFIOS REGULATÓRIOS E POLÍTICOS DO PRIMEIRO PROJETO DE TERMINAL DE GNL NO BRASIL, ELABORADO PELA COMGÁS EM 1972: CONSIDERAÇÕES ACERCA DO CANCELAMENTO DA OBRA E LIÇÕES DE UMA INICIATIVA PIONEIRA.....39

Karina Ninni Ramos, Hirdan Katarina de Medeiros Costa, Edmilson Moutinho dos Santos

REFLEXÕES SOBRE O PROGRAMA NOVO MERCADO DE GÁS: ABERTURA DE MERCADO, TRANSIÇÃO E EXPANSÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....51

Adriana Fiorotti Campos, Amaro Olímpio Pereira Júnior, Ednilson Silva Felipe

A REGULAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

Rodrigo Mota Rodi¹
Célio Bermann¹

¹Universidade de São Paulo

DOI: 10.47168/rbe.v26i2.565

Recebido em: 11.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

Este trabalho investiga a atuação do Estado regulador em relação aos desafios da regulamentação e maior difusão da Geração Distribuída no território brasileiro. Busca-se diagnosticar o que está em curso para promover inserção da GD na oferta energética brasileira, focando na regulamentação existente, seu processo revisional e a literatura nacional e estrangeira. Há movimentações em diferentes estágios para a superação de barreiras regulatórias. Com a proatividade das instituições de regulação, a GD pode ser difundida de maneira mais sustentável para o setor, superando as barreiras regulatórias existentes, com respeito aos devidos períodos de transição que não comprometam os investimentos realizados e a segurança jurídica.

Palavras-chave: Regulação, Geração Distribuída, Sustentabilidade, Estado regulador.

ABSTRACT

This work investigates the action of the regulatory State in relation to the challenges of regulation and greater dissemination of Distributed Generation in Brazil. It seeks to diagnose what is underway in order to promote the insertion of GD in the Brazilian energy supply, focusing on existing regulations, its revisional process and texts from national and foreign literature. There are movements at different stages to overcome regulatory barriers. With the proactive work of regulatory institutions, DG can be disseminated in a more sustainable way to the sector, overcoming existing regulatory barriers, with respect to the appropriate transition periods that do not compromise the investments made and legal certainty.

Key words: Regulation, Distributed Generation, Sustainability, Regulatory State.

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho se concentra na atuação do Estado regulador em face da chamada Geração Distribuída (GD). A partir da Constituição Federal (CF), identifica-se a regulação administrativa como função estatal de atuação indireta no domínio econômico, de modo que o Estado, mesmo quando se abstém da exploração de determinadas atividades, intervém no mercado em que elas se desenvolvem¹. O foco será o estudo do enfrentamento de desafios inerentes à GD por parte do Estado tendo em vista os desafios relacionados a sua regulamentação e maior difusão no território brasileiro e a superação das barreiras regulatórias e partindo da metodologia empírico-normativa que observa o que já está sendo em curso.

2. RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Conforme definição empregada pela EPE, os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) consistem em “tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localiza dos dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor”², o que pode abarcar: (i) GD; (ii) armazenamento; (iii) veículos elétricos e estrutura de recarga; (iv) eficiência energética; (v) resposta da demanda e gerenciamento pelo lado da demanda³. No contexto global, a oferta energética vem incorporando cada vez mais sistemas de energias renováveis complementares, onde se incluem as fontes eólica e solar, por exemplo. Os RED têm muito a contribuir para se alcançar objetivo de uma matriz de geração e consumo de energia mais eficiente, limpa, flexível e participativa, operando tanto do lado da demanda quanto do lado da oferta de energia⁴. A difusão dos RED tem potencial para contribuir na ampliação do acesso à energia atendendo às exigências de descarbonização do Acordo de Paris⁵. É

1 Constituição Federal, art. 174, caput: “Como agente normativo e regulador da atividade econômica, o Estado exercerá, na forma da lei, as funções de fiscalização, incentivo e planejamento, sendo este determinante para o setor público e indicativo para o setor privado”.

2 BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília: MME/EPE, 2019, p. 222.

3 BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Recursos Energéticos Distribuídos. Documento de Apoio ao PNE 2050. Brasília: MME/EPE, jan. 2019, p. 2.

4 FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV Energia. A inserção dos recursos distribuídos na matriz de energia elétrica brasileira. – Rio de Janeiro: FGV Energia, mar. 2016.

5 O Acordo de Paris, United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), foi ratificado pelo Brasil conforme os termos do Decreto n. 9.073/17. As Contribuições Nacionalmente Determinadas do Brasil são: redução das emissões nacionais de CO₂ em 37%, até 2025, e 43%, até 2030, com base no nível de emissões de 2005. Ademais, o Brasil se comprometeu a alcançar uma participação estimada de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética em 2030, notar que, à época, em 2016 a participação de energia renovável no país era de 43,5%, conforme Balanço Energético Nacional 2017 – Ano Base 2016 da EPE.

notória a ligação entre a inserção de RED e o necessário cumprimento das metas de descarbonização, sendo determinante para o direcionamento da matriz energética para maior participação de fontes intermitentes. A regulação dos RED deve ser enfrentada, o que enseja este estudo sobre o papel desempenhado pelos agentes reguladores na política setorial.

3. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O crescimento exponencial da GD (atestado pelo PDE 2029¹) vem transformando o papel do consumidor final de energia, tornando-o um “prosumidor”, aquele que tanto produz, quanto consome energia. Até o fechamento deste estudo, os dados da GD divulgados pela ANEEL indicavam o total 251.555 de usinas, sendo 327.397 Unidades Consumidoras (UC) que recebem os créditos e potência total de 3.131.808,42 kW (i.e., 3,13 GW)². Com vantagens e benefícios para o sistema elétrico evidentes³, a EPE projetou, no PDE 2029, crescimento da capacidade instalada da GD para o decênio 2019-2029, partindo de duas importantes premissas regulatórias: (i) a criação de um novo SCE para a GD a vigorar a partir de 2021; e (ii) aplicação de tarifa binômica para os novos micro e minigeradores a partir de 2022. A tecnologia de GD – RED mais difundida em nossa matriz energética – vem apresentando um cenário de grande penetração sobretudo para captação da energia solar, em parte decorrente da queda dos custos de implantação e manutenção da tecnologia necessária⁴.

3.1. Regulamentação de base

O Estado deve reter-se como agente regulador e desempenhar tal função com a maior segurança jurídica possível. As novas demandas regulatórias carecem de segurança jurídica para se desenvol-

1 Conforme dados oficiais do PDE 2029, a GD movimentou mais de 2 bilhões de reais em investimentos em 2018, superando a capacidade de 1 GW em 2019. Além disso, em comparação, no ano de 2018 foram instalados cerca de 400 MW de GD, isto é, a mesma capacidade acrescentada ao segmento de térmicas a gás natural, o dobro do que foi instalado em térmicas a bagaço de cana ou o triplo da capacidade instalada de PCHs no mesmo ano (cf. BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília: MME/EPE, 2019, p. 13).

2 Cf. dados oficiais: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp>. Acesso em 24 jun. 2020.

3 Cf. DANTE, Pedro Henrique; EDELSTEIN, Renato. Aspectos jurídicos relevantes sobre Geração Distribuída. Percepção teórica e prática: riscos envolvidos e possibilidade de alteração da norma com impacto em projetos existentes. Revista do Direito da Energia – IBDE, dezembro 2017, p. 370; e GUI-MARÃES, Lucas Noura. Challenges to the promotion of distributed energy resources in Latin America: a Brazilian case study. In. SIOSHANSI, Fereidoon. Consumer, prosumer, prosumagers – How service innovations will disrupt the utility business model. Elsevier-Academic Press, 2019, p. 235.

4 PDE 2029, p. 233.

verem¹ e os desafios devem ser endereçados por um arcabouço regulatório apropriado, como é o caso da GD². Em essência, o Estado deve estabelecer políticas setoriais, regular e revisar seus atos normativos³.

3.1.1 - REN 482/12 e as revisões passadas

A REN 482/12 é o marco regulatório da geração distribuída que estabeleceu as condições gerais para seu acesso aos sistemas de distribuição, disciplinando o SCE no modelo de net-metering. Admitiu-se a possibilidade de a própria UC gerar energia elétrica para consumo próprio, injetar o excedente na rede e ser compensada em faturas de luz futuras. Ainda não é admitida a venda dos excedentes, mecanismo vislumbrado para médio prazo com o amadurecimento do mercado livre.

Por pressão do mercado, a ANEEL aperfeiçoou a REN 482/12 em 2015, em revisão extraordinária⁴, que resultou na REN 678/15. A Agência criou três novas figuras: (i) Empreendimento com Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC)⁵; (ii) Geração Compartilhada⁶; e (iii) Autoconsumo Remoto⁷. Em resumo, as regras da REN 678/15 mitigaram barreiras à GD de pequeno porte a partir de fontes renováveis, uma vez que o consumidor passou a poder compensar seus créditos de energia em outras unidades consumidoras cadastradas nos limites da área de concessão⁸.

1 Cf. RODRIGUES, Marcos Vinicius. A geração de energia e novos paradigmas para a utilização de energia elétrica no Brasil: uma análise com ênfase na teoria crítica da tecnologia. – Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019, p. 50.

2 Cf. GUIMARÃES, Lucas Noura. Challenges to the promotion of distributed energy resources in Latin America: a Brazilian case study. In. SIOSHANSI, Fereidoon. Consumer, prosumer, prosumagers – How service innovations will disrupt the utility business model. Elsevier-Academic Press, 2019, p. 236.

3 BANCO MUNDIAL. The World Bank's role in the Electric Power Sector, chapter 4: New Approches to Power Sector Development. Washington, 1993, p. 40.

4 Antes do prazo previsto pelo art. 15 da REN 482/12.

5 O EMUC consiste no consumo de energia de forma independente, no qual cada uma das UCs apresentam uma fração de uso individualizado e estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, enquanto as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma UC distinta. Esta última permanece sob responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento com GD (cf. art. 2º, VI, REN 482/12).

6 A geração compartilhada caracteriza-se pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de uma dada concessão, por meio de duas modalidades atualmente aceitas pela regulação: consórcio ou cooperativa. Nesses casos, o titular – pessoa física ou jurídica – possui UC com microgeração ou minigeração distribuída em local diverso das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada, possibilitando a partilha dos custos de operação e manutenção e a redução do investimento de entrada para a construção do empreendimento (cf. art. 2º, VII, REN 482/12).

7 O autoconsumo remoto consiste em UCs de titularidade de uma mesma pessoa jurídica (incluídas matriz e filial) ou pessoa física que possua UC com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das demais UCs – porém dentro da mesma área de concessão/permissão –, locais nos quais a energia excedente será efetivamente compensada. (cf. art. 2º, VIII, REN 482/12).

8 BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Relatório Final do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD. Brasília: MME, fev. 2019, p. 172.

O SCE criado em 2012 permite que a energia gerada por uma UC seja injetada na rede da distribuidora e utilizada para abater consumo mensal a posteriori. O prosumidor recebe um crédito em energia para abater o consumo dos meses subsequentes “nos casos em que a energia injetada, ao final do ciclo de faturamento, é superior à energia consumida”¹. Pelo modelo vigente de medição do SCE, abate-se a energia consumida considerando todas suas componentes tarifárias, de modo que a energia injetada seja valorada pela totalidade da tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores. Diante disso, a ANEEL reputou importante aprimorar a questão do pagamento de custos do sistema pelas UCs com GD. Esses prosumidores, atualmente, não pagam todas as componentes da tarifa de fornecimento (TF)² sobre a parcela de energia consumida que é posteriormente compensada pela energia gerada e injetada. Esse incentivo contribuiu para a difusão da GD no país, mas estaria criando um quadro insustentável em caso de prolongação excessiva, sobrecarregando os demais consumidores cativos, na visão da ANEEL.

3.1.2 - Revisão de 2018-2019, em curso na ANEEL

No âmbito da revisão programada para o biênio 2018-2019 para que a implantação de GD continue a se desenvolver de forma sustentável no longo prazo, na visão do regulador, há pontos de melhoria na norma. Atendendo às etapas do processo revisional, elaborou-se a Nota Técnica n. 78/19, o Relatório de AIR n. 3/19 e a ANEEL realizou a CP 25/19 quando ouviu agentes setoriais para a elaboração do texto modificador da REN 482/12, REN 414/10 e seção 3.7 do Módulo 3 PRODIST.

3.1.3 - Principais regras e alterações discutidas no tocante ao SCE

O cerne da revisão regulatória em curso é o SCE³ e a minuta de REN anexa à Nota Técnica n. 78/19 traz propostas de alteração das regras do SCE atualmente vigentes, com vistas a torná-la condizente com as características da UC com geração, nos termos da própria nota

1 Cf. Relatório de AIR 3/19, p.6.

2 A TF é aquela aplicável ao faturamento mensal de energia elétrica dos consumidores cativos, composta pelos valores relativos à tarifa de energia elétrica (“TE”) e à tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD), nos termos da REN 205/05, art. 2º, XIX.

3 Dentre os demais pontos em discussão no novo texto proposto pela Agência, pode-se mencionar: as novas regras de acesso e contratação do uso da rede por minigerador; o pagamento do custo de disponibilidade; e a participação da cogeração qualificada no SCE, entre outros.

emitida pelas áreas técnicas da Agência. Relatório de AIR 3/19 descreve cinco alternativas, que valoram a energia injetada na rede considerando certas componentes da TF em cada um dos casos¹. Vejamos:

Tabela 1 - Alternativas para o SCE

| Alternativa | TUSD | | | | TE | |
|-------------|--------------------|--------------------|----------|--------|------------------------|---------|
| | Fio B ² | Fio A ³ | Encargos | Perdas | Encargos ⁺⁴ | Energia |
| 0 | X | X | X | X | X | X |
| 1 | | X | X | X | X | X |
| 2 | | | X | X | X | X |
| 3 | | | | X | X | X |
| 4 | | | | | X | X |
| 5 | | | | | | X |

A Alternativa 0 descreve o modelo do SCE vigente, com a valoração da energia injetada por todas as componentes. As demais foram projetadas pensando nas duas modalidades de GD presentes na REN 482/12: GD Local e GD Remota.

Para a GD local, as áreas técnicas da ANEEL concluíram que a manutenção das regras originais por tempo indeterminado elevaria os custos para as UCs sem GD, que arcaria indiretamente com as componentes tarifárias não pagas pelos prosumidores. Assim, optou-se por propor um corte temporal para a manutenção das regras vigentes para as UCs que se enquadravam no regime jurídico anterior. Assim, as UCs que já possuem GD ou que protocolarem solicitação de acesso completa antes da publicação da nova REN continuam com as regras vigentes para o SCE até 31/12/2030. Em 2031, a compensação passa a ser apenas da componente TE Energia. Já as UCs que proto-

1 Na AIR, para se chegar às cinco alternativas aqui mencionadas, a Agência definiu parâmetros e valores exatos para proceder aos seus cálculos em vista da apuração dos benefícios da revisão da norma base da GD e impactos aos demais consumidores e às concessionárias e permissionárias de distribuição.

2 Componente da TUSD que remunera o uso da rede de distribuição, nos termos do Submódulo 7.1 do PRORET (revisão 1.1, REN 498/12): "TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida por: i) remuneração dos ativos; ii) quota de reintegração regulatória (depreciação); e iii) custo de operação e manutenção".

3 Componente da TUSD que remunera o uso da rede de transmissão, nos termos do Submódulo 7.1 do PRORET (revisão 1.1, REN 498/12): "TUSD FIO A - formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por: i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica de Fronteira; iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição, quando aplicáveis".

4 Leia-se encargos e demais componentes da TE, quais sejam: perdas e componente de despesas com a tarifa de transporte da energia proveniente de ITAIPU Binacional.

colarem solicitação de acesso após a publicação da nova REN será aplicada primeiro a Alternativa 2 (sem compensação da TUSD Fio B e Fio A), passando para a Alternativa 5 (compensação apenas da TE Energia) somente quando a GD atingir determinada potência instalada em escala nacional¹. Como previsto pela minuta de resolução, a regra se aplicaria à GD local (uso do crédito de energia no mesmo local que a UC injetou a energia gerada) e aos EMUC.

Quanto às UCs com GD remota, o período de transição² (regras atualmente vigentes aplicáveis até o fim de 2030) também se aplica às UCs que já possuem GD ou que protocolarem solicitação de acesso completa antes da publicação da nova REN. Para as demais UCs, que protocolarem solicitação de acesso após a publicação da nova REN, a aplicação da Alternativa 5 deve ser imediata no início da vigência da resolução alteradora da REN 482/12. Nota-se, portanto, uma progressão de regime mais abrupta para as modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada, que não passam pela Alternativa 2 no primeiro momento.

A discussão encontra-se permanentemente no dilema entre optar por deixar o mercado de GD se consolidar, ou por permitir que haja outra forma de alocação de custos da GD entre os consumidores ao alterar o SCE adotado anteriormente. A opção que o regulador discute parece frear o avanço da GD remota, pois retira a atratividade do investimento nessa modalidade. Os impactos da Alternativa 5 podem ser enxergados como desestímulo aos agentes que pretendiam implantar, especialmente, GD na modalidade autoconsumo remoto e geração compartilhada, dado que a compensação no SCE se restringiria à componente TE Energia.

3.1.4 - Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD)

Outro incentivo do Poder Público para o desenvolvimento da GD no Brasil o ProGD³ objetiva promover a ampliação da GD a partir de fontes renováveis e cogeração, incentivar a implantação de GD em edificações públicas (escolas, universidades e hospitais) e edificações comerciais, industriais e residenciais. O ProGD prevê atrair mais de R\$ 100 bilhões na forma de investimentos até 2030 e a meta de 2,7 milhões de UCs com sistema de GD instalado. Seu Relatório Final elencou

¹ De acordo com a NT 78/19 e o Relatório de AIR 3/19, espera-se atingida a potência instalada adicional de 4,7 GW, chegando-se a aproximadamente 5,9 GW em todo o país. Até 2035, a adoção das novas regras resultaria em 11,7 GW instalados na forma de GD no país.

² Na proposta de alteração de regime da GD, a ANEEL prevê expressamente o indispensável período de transição visando a minorar os efeitos das alterações interpretativas emanadas pelos poderes públicos, inclusive, por determinação do Decreto-Lei n. 4.657/1942, art. 23. In verbis: "A decisão administrativa, controladora ou judicial que estabelecer interpretação ou orientação nova sobre norma de conteúdo indeterminado, impondo novo dever ou novo condicionamento de direito, deverá prever regime de transição quando indispensável para que o novo dever ou condicionamento de direito seja cumprido de modo proporcional, equânime e eficiente e sem prejuízo aos interesses gerais".

³ Criado pela Portaria MME n. 538/15.

conclusões e ações a serem empregadas em vista do estímulo da GD no Brasil, tais como: isenção de impostos sobre a energia injetada na rede, linhas de crédito para aquisição e instalação desses sistemas, incentivo à indústria de componentes e equipamentos; capacitação de profissionais especializados em sistemas fotovoltaicos; melhoria na gestão da qualidade dos sistemas fotovoltaicos; e a adoção de tarifas binômias para consumidores conectados em baixa tensão¹.

3.2. Barreiras regulatórias e desafios para difusão

3.2.1 - Pressão exercida pelas distribuidoras e a insustentabilidade do modelo atual

As distribuidoras de energia são um influente grupo de pressão presente na discussão regulatória. Pela concepção de grupos de pressão ora adotada, empresas (estatais e privadas) e associações de classe como a ABRADDEE são capazes de influenciar, em alguma medida, processos de tomada de decisão visando seus interesses políticos, econômicos e sociais². A partir do Relatório Final ProGD, nota-se que a preocupação das distribuidoras com a “elevação de custos na rede, na operação e manutenção, ou mesmo pela necessidade de investimentos adicionais” é um verdadeiro obstáculo a ser superado³. Ademais, a larga inserção dos RED imporia às distribuidoras maiores desafios no planejamento de demanda e alocação de custos de investimento e operação da rede⁴.

Em especial a ABRADDEE manifestou-se contrariamente ao que reputa como subsídio cruzado implícito⁵, no sentido de que os benefícios tarifários aplicados no SCE já cumpriram sua função de impulsionar a GD⁶ e que esta já apresenta elevado grau de maturidade, permitindo uma pronta revisão da norma regulamentar⁷. As distribuidoras almejam obter, por meio da revisão, um modelo regulatório de incentivos, como sinal positivo para atuarem a favor da ampliação da GD.

1 BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Relatório Final do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD. Brasília: MME, fev. 2019, pp. 207-208.

2 MONTEIRO, Eduardo Muller; SANTOS, Edmilson Moutinho dos. Uso político do setor elétrico brasileiro: uma metodologia de análise baseada na teoria de grupos de pressão. – Rio de Janeiro: Synergia; São Paulo: FAPESP, 2010, pp. 35-41 e 101-104.

3 BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Relatório Final do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD. Brasília: MME, fev. 2019, p. 206

4 Cf. FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV Energia. Recursos Energéticos Distribuídos. Cadernos FGV Energia, maio 2016, ano 3, n. 7, p. 46.

5 Cf. Contribuição da ABRADDEE na CP 10/18.

6 Cf. Apresentação realizada pela ABRDEE em 11/04/2019 na Audiência Pública 01/19.

7 Cf. Contribuição da ABRADDEE na CP 25/19.

O modelo deve ser sustentável economicamente, sem transferir o ônus da GD aos demais usuários do setor¹ e que as distribuidoras percam sua receita. Uma barreira que estaria sendo parcialmente superada pela atual revisão é a insustentabilidade do modelo do ponto de vista das UCs sem GD. Essas estariam suportando os altos custos que lhes são repassados pelo atual desenho da tarifa de fornecimento de energia². Além do viés econômico, que configuraria um “subsídio perverso”³, haveria também o aspecto social, uma vez que os consumidores mais onerados pelo modelo atual seriam aqueles que não detêm condições financeiras de arcar nem com a implantação de GD, tampouco com uma tarifa de uso da rede mais elevada como consequência do não pagamento desta pelos prosumidores.

A atuação dos órgãos reguladores não deve comprometer as distribuidoras financeiramente, mas também deve considerar maior sustentabilidade, adequação da tarifação dos usuários e contabilização de benefícios sociais, ambientais, elétricos e econômicos (redução de perdas e postergação de investimentos) da GD.

3.2.2 - Tarifa binômica como nova estrutura tarifária

Para a GD, importa que a tarifa binômica praticada em relação aos consumidores do Grupo A, com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia⁴, seja também aplicada aos consumidores do Grupo B tarifados de maneira monômica⁵. Superada uma barreira legislativa que persistia até 2016⁶, a ANEEL colheu subsídios para aprimoramento da estrutura tarifária aplicada aos consumidores do Grupo B de modo a contemplar tarifa binômica. Trata-se de outro aspecto regulatório com impactos sobre a GD, ligado ao modelo tarifário dos consumidores de baixa tensão, o que impacta também os micro e minigeradores. A discussão de fundo é a mudança da estrutura tarifária dos consumidores de baixa tensão, que deve ser

1 Cf. Relatório da AIR, p. 7.

2 Como o PDE 2029 explica: “As distribuidoras têm custos fixos e variáveis embutidos na sua tarifa, e o gerador de MMGD, ao reduzir sua conta, deixa de contribuir com as duas parcelas, embora não reduza os dois custos (ele continua fazendo uso da rede). Logo, os custos fixos são repassados aos demais consumidores, através de aumentos na tarifa.” (PDE 2029, p. 231). Ver FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV Energia. Recursos Energéticos Distribuídos. Cadernos FGV Energia, maio 2016, ano 3, n. 7, p. 11.

3 Cf. FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV Energia. Recursos Energéticos Distribuídos. Cadernos FGV Energia, maio 2016, ano 3, n. 7, p. 17.

4 Decreto n. 62.724/1968, Art 11.

5 Decreto n. 62.724/1968, Art 13; e REN 414/10, Art. 2º, LXXV-B.

6 Até agosto de 2016, a adoção de uma medida como a extensão da tarifa binômica ao grupo de baixa tensão era vedada pelo art. 13 do Decreto n. 62.724/1968, revogado por disposição expressa do Decreto n. 8.828/16. Desse modo, tornou-se possível no regramento setorial, a ser operacionalizado por norma infralegal a ser editada pela ANEEL.

endereçada pelo regulador conjuntamente com as alterações no regramento da GD. A ideia de implementação da tarifação binômia no grupo de baixa tensão não encontraria restrição técnica¹ afora a instalação de *smart meters*².

3.2.3 - Superação de barreira tributária

Nem todas as barreiras à maior difusão da GD estão sob competência do regulador setorial. A questão tributária, que foi superada pelo Convênio ICMS 16/15, resultado do diálogo entre ANEEL com o Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ, em resumo, autoriza a conceder isenção do ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia, sujeitas a faturamento sob o SCE³. O benefício tributário se aplica somente à compensação de energia produzida por microgeração (potência instalada menor ou igual a 75 kW) e minigeração (com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 1 MW) definidas na REN 482/12⁴.

4. CONCLUSÕES

Diante do exposto, com o estudo da regulamentação de base e as discussões em curso, evidencia-se avançado estágio regulatório da GD. Há movimentações em diferentes estágios de maturidade para a evolução do tema. É plenamente possível a superação de barreiras regulatórias a partir da atuação proativa do Estado regulador e é necessário reconhecer os avanços já consolidados nesse sentido. Pode-se discutir se a revisão impactará negativamente o ambiente regulatório, retardando o *payback* dos investimentos já realizados e o avanço da GD no Brasil, mas, com o trabalho conjunto das instituições, pode ser difundida de maneira sustentável para o setor, com os devidos períodos de transição que não comprometam o *payback* e com a definição de uma métrica para capturar os benefícios que a GD incorpora ao sistema elétrico.

1 FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV Energia. Recursos Energéticos Distribuídos. Cadernos FGV Energia, maio 2016, ano 3, n. 7, p. 18.

2 Trata-se de dispositivos de natureza bidirecional com alto grau de detalhamento de informações e capazes de fornecer uma medição mais acurada e integrada considerando energia injetada, energia gerada e autoconsumida e energia consumida da rede da distribuidora. Inovações tecnológicas como essa – “que viabilizam a coleta mais exata e pormenorizada dos fluxos de energia” – geram desafios aos reguladores e devem ser robustamente endereçados por normas setoriais vindouras destinadas especialmente às distribuidoras. Nesse sentido, MORENO, Natália de Almeida. Smart Grids e a modelagem regulatória de infraestruturas. – Rio de Janeiro: Synergia, 2015, p. 58.

3 As 27 unidades federativas estão autorizadas a concederem a isenção do ICMS objeto do Convênio.

4 Cf. Cláusula Primeira, §1º, I e II do Convênio ICMS 16/15.

A despeito de representar, a princípio, um desestímulo à GD, a mudança regulatória vindoura não pode ignorar os interesses em jogo – das distribuidoras e dos prosumidores – mas ponderá-los de forma harmônica. A regulamentação não deve comprometer a saúde financeira das distribuidoras, tampouco impedir que os investidores obtenham o *payback* de seus projetos e que novos projetos possam surgir. Em suma, trata-se de um debate ainda em curso e permanentemente em pauta e há margem para aprimoramentos periódicos, previstos pelo marco regulatório, sempre embasados pela racionalidade econômica e segurança jurídica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BANCO MUNDIAL. The World Bank's role in the Electric Power Sector, chapter 4: New Approches to Power Sector Development. Washington, 1993.

DANTE, P. H.; EDELSTEIN R. Aspectos jurídicos relevantes sobre Geração Distribuída. Percepção teórica e prática: riscos envolvidos e possibilidade de alteração da norma com impacto em projetos existentes. Revista do Direito da Energia – IBDE, dezembro 2017.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV Energia. A inserção dos recursos distribuídos na matriz de energia elétrica brasileira. – Rio de Janeiro: FGV Energia, mar. 2016.

_____. Recursos Energéticos Distribuídos. Cadernos FGV Energia, maio 2016, ano 3, n. 7.

GUIMARÃES, L. N. Challenges to the promotion of distributed energy resources in Latin America: a Brazilian case study. In. SIOSHANSI, Fe-reidoon. Consumer, prosumer, prosumagers – How service innovations will disrupt the utility business model. Elsevier-Academic Press, 2019.

MONTEIRO, E. M.; SANTOS, E. M. Uso político do setor elétrico brasileiro: uma metodologia de análise baseada na teoria de grupos de pressão. – Rio de Janeiro: Synergia; São Paulo: FAPESP, 2010.

MORENO, N. A. Smart Grids e a modelagem regulatória de infraestruturas. – Rio de Janeiro: Synergia, 2015.

RODRIGUES, M. V. A geração de energia e novos paradigmas para a utilização de energia elétrica no Brasil: uma análise com ênfase na teoria crítica da tecnologia. – Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2019.

MARKETPLACE DESCENTRALIZADO PARA A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – ESTRUTURA, GOVERNANÇA E CONTRIBUIÇÕES PARA O DEBATE REGULATÓRIO

Luiz A. G. Rolim¹
Frank Toshioka²
Paulo Cesar Kussle¹
Marcos Vinícius¹

¹*Fundação CPqD*

²*Companhia Paranaense de Energia - Copel*

DOI: 10.47168/rbe.v26i2.566

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

Este trabalho apresenta um Marketplace descentralizado para a geração distribuída (GD) baseado em Blockchain, uma tecnologia disruptiva de alto potencial de utilização na formação de mercados e aplicabilidade no setor elétrico. Motivado pela importância em se manter os estímulos de expansão da GD frente às iniciativas de transformação do mercado, o Marketplace, objeto de um projeto de P&D ANEEL, visa habilitar transações de energia diretamente entre prosumidores e consumidores, criando assim alternativas para a comercialização dos excedentes da produção renovável. O trabalho apresenta a estrutura do mercado, seus participantes, o modelo transacional baseado em leilões, o instrumento monetário E-token, os componentes da governança da rede de suporte Blockchain e contribuições para o debate regulatório, abordando a sustentabilidade do modelo proposto e pontos relacionados à sua inserção no mercado de energia elétrica.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Blockchain, Marketplace, Token, Transações.

ABSTRACT

This work presents a decentralized Marketplace for distributed generation (DG) based on Blockchain, a disruptive technology with recognized potential for creating decentralized markets and high applicability in the electric sector. Motivated by the importance in maintaining the expansion of DG in the context of current market adjustments and modernization initiatives, the Marketplace, conceived as part of an R&D project, aims to enable energy transactions directly between prosumers and consumers in order create alternatives for the

commercialization of renewable surplus production. The paper presents the structure of the market, its participants, the transactional model based on auctions, the E-token monetary instrument, the components of the supporting Blockchain network governance and contributions for the regulatory debate addressing sustainability and market related issues.

Keywords: Distributed Generation, Blockchain, Marketplace, Token, Transactions.

1. INTRODUÇÃO

Dentre os fatores que têm norteado a evolução do setor elétrico, pode-se destacar as fontes de energia renováveis, reconhecidas como instrumentos fundamentais para o combate ao aquecimento global e aos impactos causados pelas mudanças climáticas (NREL, 2017), a massificação dos recursos energéticos descentralizados, tais como o armazenamento de energia e a gestão pelo lado da demanda, a disseminação das tecnologias digitais no setor de energia (WEF, 2016), e os aprimoramentos regulatórios que buscam adequar o setor às inovações tecnológicas, tornando-o mais resiliente e dinamizando o mercado por meio de novos arranjos e modelos de negócios (IRENA, 2018).

Nesta evolução, a geração distribuída (GD) se estabeleceu como um importante mecanismo nos programas de descarbonização das matrizes de geração elétrica ao tornar o consumidor em prosumidor – um agente apto a suprir parcial ou totalmente sua demanda energética e a desenvolver um maior protagonismo no mercado. Regulamentada na forma de tarifas *feed-in*, em que o prosumidor recebe uma receita acordada por toda a energia produzida, ou no modelo *net-metering*, no qual os excedentes da geração injetados na rede elétrica são transformados em créditos para posterior compensação, a GD deve alcançar a marca global de 530 GW em 2024 para a geração solar fotovoltaica (IEA, 2020), equivalente ao dobro do previsto para 2019.

No Brasil, o modelo adotado é o *net-metering*, regulamentado pela Resolução 482/2012, que atualmente estabelece uma base de compensação de 1:1 para cada kWh injetado na rede elétrica, e modalidades de operação como o auto consumo local e remoto, o uso em condomínios e o compartilhamento (ANEEL, 2012/15). Assim como tem acontecido em outros países, particularmente nos EUA onde o *net-metering* é adotado na maioria dos estados, as formas de compensação têm sofrido ajustes por conta da massificação da tecnologia de geração e redução dos custos de implantação, bem como para reduzir distorções inerentes aos mecanismos de compensação de créditos que, em função da potência agregada instalada, podem transferir

uma parcela significativa dos custos de distribuição dos prosumidores aos consumidores não adotantes, levando assim a uma maior elevação das tarifas de energia (ANEEL, 2019). De modo geral, as análises apontam a necessidade de se ajustar a base de compensação, que num caso extremo seria limitada ao preço médio da energia contratada no ambiente regulado (ACR), o que pode afetar o retorno econômico da GD e causar uma eventual redução no ritmo de expansão.

Neste contexto, este trabalho, fruto de um projeto de P&D ANEEL, aborda a criação de um Marketplace descentralizado para a comercialização da energia exportada pela GD, que visa criar estímulos para a expansão da GD por meio de novas formas de remuneração dos prosumidores e do acesso à energia de fontes comprovadamente renováveis pelos consumidores não adotantes. Baseado na tecnologia Blockchain, o Marketplace operacionaliza a comercialização *peer-to-peer* (P2P) dos excedentes da produção renovável, referentes à parcela de energia – TE, diretamente entre os participantes. O trabalho apresenta a estrutura do Marketplace concebido no P&D, as regras de operação propostas, o uso de *tokens* para a liquidação das transações e as contribuições iniciais para o debate regulatório.

2. MODELO DE OPERAÇÃO DO MARKETPLACE BASEADO EM BLOCKCHAIN

A tecnologia Blockchain é oriunda das plataformas utilizadas por moedas digitais como o Bitcoin e o Ethereum. Por conta de características propícias à implantação de ambientes transacionais descentralizados, o Blockchain tem se posicionado como um elemento disruptivo em muitos ramos da economia moderna demonstrado um alto potencial de aplicação no setor elétrico (BLOM, 2018) (DENA, 2019).

De modo geral, o Blockchain pode ser tratado como uma base de dados, ou livro de registros, descentralizada denominada de *ledger*, em que algoritmos e regras de consenso baseados em criptografia asseguram a integridade, autenticidade e inviolabilidade das informações armazenadas (SILVESTRE et al, 2020). Dotada de mecanismos programáveis, como os *smart contracts*, a tecnologia permite realizar transações de forma rápida, segura e sem intermediários, o que a torna adequada para suportar um ambiente intrinsecamente descentralizado e diverso como tende a ser o caso do Marketplace para a GD, concebido no referido projeto de P&D e descrito a seguir.

O Marketplace opera por meio de uma rede de elementos mantenedores (*nodes*), responsáveis pela aplicação das regras definidas para as transações de energia, e conta com a participação de prosumidores e consumidores que transacionarão a energia renovável

transportada pelo sistema de distribuição. Como ilustrado na Figura 1, a rede é constituída por uma plataforma Blockchain que interliga os nodes e os participantes. Neste sentido, ela depende fortemente das redes de comunicação digitais e da própria Internet para acessar os medidores inteligentes das instalações e suportar as interações dos participantes.

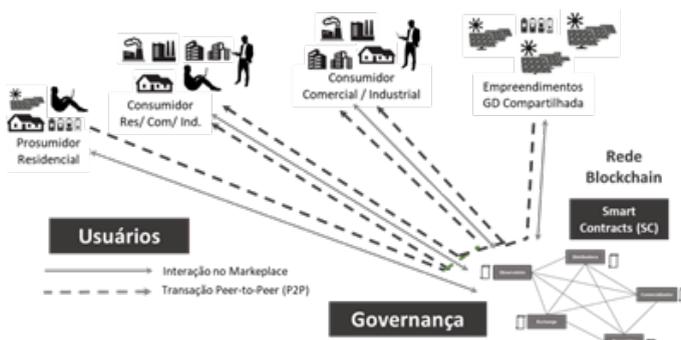


Figura 1 - Rede Blockchain para operação do Marketplace

Como mostrado na figura, *Smart Contracts* automatizam e padronizam a execução das regras de operação do Marketplace e criam os fluxos transacionais associados à comercialização dos excedentes de produção renovável, os quais correspondem à parcela da energia renovável exportada e não necessária para atendimento ao consumo próprio dos prosumidores.

Por ter um propósito específico e transacionar um ativo essencial para a sociedade, o Marketplace contempla uma governança formada pelos mesmos *nodes* mantenedores da rede Blockchain, a qual é responsável por definir, monitorar e aprimorar as regras de operação implementadas nos *Smart Contracts*, bem como assegurar a sustentabilidade do modelo, tornando-o uma alternativa economicamente atraente e confiável para todos os participantes. Para tanto, a rede Blockchain opera de forma permissionada. Assim, os *nodes* mantenedores devem ser autorizados a atuar no Marketplace e desempenhar funções dedicadas. Por razões similares, o acesso é privado, sendo restrito, portanto, a pessoas físicas e jurídicas que desejem transacionar energia de fontes comprovadamente renováveis.

As transações são realizadas por meio de um cripto-ativo, denominado de *E-token*, o qual é utilizado para liquidar as transações e remunerar os *nodes* da governança. *E-tokens* são conversíveis em moeda fiduciária e devem ser adquiridos pelos consumidores

participantes do Marketplace, sendo armazenados em uma carteira virtual. Assim, os preços da energia são definidos em *E-tokens/kWh*, definidos com base na taxa de conversão e no preço da energia no ACR.

A energia injetada na rede é alocada aos consumidores em tempo *quasi-real*, com base em intervalos configuráveis de 15, 30 ou 60 minutos, e processada em leilões de energia realizados a posteriori. Como os *E-tokens* são previamente adquiridos pelos consumidores, as transações podem ser realizadas de forma automática pela rede Blockchain, tornando o ambiente ágil e contribuindo para reduzir os custos das transações. *E-tokens* são utilizados também para remunerar os *nodes* mantenedores do Marketplace e têm um ciclo de vida definido, conforme mostrado na figura abaixo.



Figura 2 - Ciclo de vida dos *E-tokens*

As transações de energia são realizadas por meio de uma lógica de leilão duplo, como a descrita em (MENGELKAMP, 2017), estudo que analisou uma das primeiras experiências com transações P2P em um microrede no bairro do Brooklyn-NY. Neste tipo de leilão, prosumidores e consumidores publicam seus lances referentes à oferta e compra de energia. Em seguida, os lances são ordenados de forma crescente, no caso da oferta, e decrescente, no caso da compra. A partir das duas listas ordenadas, calcula-se um *clearing price* para cada intervalo de operação, inicialmente definido como a média entre o maior lance de compra e a menor oferta. Com isso, ofertas inferiores ao *clearing price* se tornam elegíveis para transações com consumidores cujas ofertas sejam superiores ao mesmo *clearing price*. Em seguida, são registradas no ledger as alocações de energia e as transferências dos *E-tokens* para pagamento aos prosumidores e remuneração da governança.

Uma vez estabelecidas as transações, consumidores e prosumidores são informados sobre a execução do leilão e podem decidir por alterar os respectivos lances com base nos resultados publicados.

O Marketplace depende, portanto, da infraestrutura de medição avançada das distribuidoras, a qual deverá disponibilizar os regis-

tros de medição referentes aos intervalos de operação em dia qualquer D para a execução do leilão em um dia $D + n$, sendo n um parâmetro inteiro (≥ 1) que atua como uma margem de segurança para a disponibilização das medições a tempo da execução do leilão.

Neste processo, nota-se o acoplamento temporal dos momentos de geração e consumo de energia adotado no Marketplace, o qual é obtido pela alocação de energia renovável em cada intervalo de operação, o que corresponde a transações em tempo *quasi-real*. Assim, em termos práticos, pode-se considerar que a energia renovável é consumida no momento de geração. Desta forma, o Marketplace não requer funções de armazenamento gratuito, ou virtual, como o provido pelas distribuidoras no *net-metering*, que tem o efeito de deslocar os momentos de geração e consumo, sendo uma das fontes das distorções inerentes a este modelo. Por fim, cabe destacar que o acoplamento temporal em conjunto com o aspecto locacional, que trata da geração da energia próxima do ponto de consumo como forma de evitar as perdas de transporte, é apontado como fatores importantes para a constituição desse novo modelo de mercado, conforme destacado em estudos de iniciativas pioneiras em Marketplaces descentralizados de energia (LO3 Energy, 2019).

3. ESTRUTURA DO MARKETPLACE

Sendo constituído por uma rede permissionada e sujeito ao monitoramento de uma governança, a rede Blockchain que dá suporte ao Marketplace deve, portanto, ser formada por *nodes* que executam atividades dedicadas e que, quando tomadas em conjunto, implementam as regras definidas para o mercado.

Esta estrutura de nodes representa a arquitetura do Marketplace concebido no projeto. A Figura 3 ilustra as interações entre os nodes por meio de uma rede de relacionamentos e compartilhamento de dados. O acesso ao Marketplace ocorre via um portal de serviços disponibilizado via aplicativos pela Internet. Suas funções incluem o cadastro dos participantes, o acesso às funções da carteira virtual de *E-tokens* (compra, venda, saldo, etc.), a publicação de lances para aquisição e oferta de energia renovável, o acompanhamento dos resultados dos leilões, etc., permitindo assim que os participantes interajam com os *nodes* responsáveis pela operação do Marketplace, a saber: Distribuidora, Operador do Marketplace, Gerenciador de Transações e *Exchanges*.

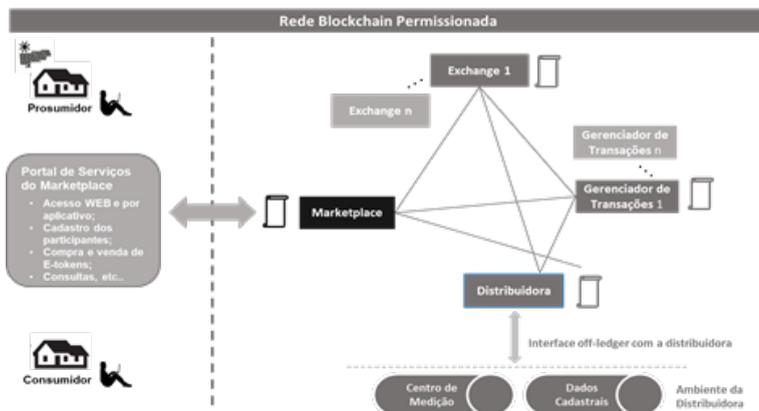


Figura 3 - Estrutura do Marketplace concebido no projeto

As características e funções desempenhadas pelos *nodes* são apresentadas a seguir, com destaque para as principais atividades desempenhadas, os registros armazenados e o compartilhamento de informações. Todas as transações e registros são armazenadas no *ledger*, o que torna o ambiente auditável, inviolável e seguro, por conta das características intrínsecas das plataformas Blockchain.

3.1 Operador do marketplace

Este node mantém os dados associados aos consumidores e prosumidores participantes. De modo geral, ele tende a ser único por área de concessão da distribuição, tendo assim um relacionamento próximo, porém independente, com as distribuidoras de energia. Eventualmente, alguns arranjos podem ser constituídos por um operador de Marketplace associado a duas ou mais distribuidoras, o que abre a possibilidade de interações entre Marketplaces operando em áreas de concessão da distribuição distintas.

Dentre as funções desempenhadas, destacam-se o cadastro e o gerenciamento das contas virtuais dos *E-tokens* dos participantes, as quais são compartilhadas com os *nodes* responsáveis pela realização das transações, e o registro dos lances dos participantes para aquisição e oferta de energia elétrica. Esse *node* interage com as *Exchanges* nas operações de compra e venda de *E-tokens*.

3.2 Distribuidoras

A distribuidora de energia elétrica é o *node* responsável por validar as informações do cadastro dos participantes e fornecer ao operador do Marketplace os dados das medições da energia exportada e consumida em cada instalação. Ela está, em princípio, associada a um único operador de Marketplace e desempenha funções essenciais para o estabelecimento das transações. Nesse sentido, cabe também destacar seu papel no provimento da infraestrutura física da rede de distribuição de energia elétrica, na qual se baseiam os critérios utilizados na definição dos aspectos locais descritos adiante na seção 3.3.

Por operar a infraestrutura de medição avançada, a distribuidora é encarregada de alimentar os centros de medição com os registros coletados dos medidores na periodicidade definida pelos intervalos de operação do Marketplace, e registrá-los no *ledger* da rede Blockchain, de modo a que os leilões de energia possam ser automaticamente realizados em conformidade com as regras estabelecidas pela governança.

3.3 Gerenciadores de transações

Esses *nodes* são responsáveis por realizar os leilões de energia nos intervalos de operação do mercado. Para tanto, são criadas transações referentes à alocação da energia exportada por um ou mais prosumidores para atender o consumo registrado dos consumidores contemplados no leilão, bem como para transferir os *E-tokens* necessários para liquidar a energia fornecida pelos prosumidores e remunerar os *nodes* da rede Blockchain envolvidos, que neste caso são: o próprio gerenciador de transações, a distribuidora e o operador.

O gerenciador atua em participantes agrupados de acordo com a hierarquia da estrutura física da rede elétrica. Assim, ele pode gerenciar transações de consumidores e prosumidores fisicamente conectados a um ou mais alimentadores, sub-estações, ou conjuntos elétricos, inclusive em arranjos tipo microrredes. Desta forma, uma rede Blockchain pode conter um ou mais gerenciadores por distribuidora, sendo cada um deles tratado como um submercado independente onde ocorrem as transações de energia. Essa característica promove o intercâmbio de energia entre participantes fisicamente próximos, contemplando assim o aspecto locacional anteriormente mencionado.

3.4 Exchanges

Exchanges são os *nodes* que atuam como pontos de compra e venda dos *E-tokens*, sendo acessadas pelos participantes quando da aquisição desses ativos mediante o pagamento em moeda fiduciária ou nas operações de resgate. Em princípio, podem existir um número indefinido de *exchanges* atuando em um ou mais Marketplaces. Por comercializarem um ativo associado à energia, este papel pode ser atribuído a comercializadores já presentes no mercado.

4. CONTRIBUIÇÕES INICIAIS PARA O DEBATE REGULATÓRIO

A estrutura concebida para o Marketplace requer aprimoramentos no arcabouço regulatório vigente para que o modelo proposto passe da idealização para os primeiros pilotos com participantes reais, avançando assim na cadeia de inovação tecnológica em direção à plena inserção no mercado. Esses aprimoramentos estão relacionados aos papéis atribuídos aos *nodes* da rede Blockchain, à constituição da governança e à dependência do Marketplace na massificação das Redes Inteligentes, em particular na infraestrutura de medição avançada em baixa tensão.

Neste sentido, os desenvolvimentos atuais do projeto de P&D que originou este trabalho já permitiram identificar contribuições iniciais para este debate, os quais deverão ser aprofundados nas próximas etapas do projeto, cuja finalização está prevista para abril de 2021. Dentre as principais contribuições, pode-se destacar:

- Os modelos de Marketplaces descentralizados devem estar alinhados com os aprimoramentos em discussão do setor elétrico, em particular com os ajustes nas regras da GD e a inserção do mercado livre para baixa tensão;
- Neste sentido, o Marketplace deve ser independente de subsídios de qualquer natureza para se manter sustentável, utilizando como base de comercialização a componente de energia embutida nas tarifas de energia;
- É fundamental criar um ambiente de confiança que estimule a adesão ao novo modelo. Para tanto, espera-se um papel forte da governança em dar transparência às operações e promover o uso das fontes renováveis, estimulando assim a expansão da GD e a adesão ao novo mercado;

- Igualmente importante é criar um lastro financeiro com base nos recursos em moeda fiduciária aportados pelos consumidores na aquisição de E-tokens. Este lastro deve assegurar a plena conversibilidade dos tokens em moeda fiduciária, dando segurança aos prosumidores e aos nodes mantenedores na conversão dos cripto-ativos em moeda corrente;
- Os papéis dos membros da governança e da rede Blockchain apresentados no trabalho devem ser objetos do debate regulatório juntamente com os resultados econômicos a serem avaliados ao final do projeto, a fim de se construir a configuração mais apropriada para o contexto do setor elétrico nacional;
- O Marketplace pode servir de estímulo para a massificação das Redes Inteligentes. Assim, devem ser buscadas sinergias neste sentido envolvendo principalmente as distribuidoras de energia e o órgão regulador;
- Por fim, é essencial atrelar o Marketplace às iniciativas de descarbonização da matriz elétrica e à causa ambiental, tornando-o uma alternativa viável para manter a relevância alcançada pela GD renovável. Instrumentos específicos para este fim, como por exemplo certificados de produção e consumo de energia renovável negociáveis em mercados de energia, podem ser criados a partir das transações do Marketplace.

5. CONCLUSÕES E PRÓXIMOS PASSOS

As transformações do setor elétrico e os desafios para manter a expansão da geração distribuída evidenciaram a importância de se buscar novos mercados para os excedentes da produção renovável, contemplando o atendimento aos aspectos locacionais e temporais das transações de energia, fundamentais para se construir um ambiente econômica e ambientalmente sustentável. Neste sentido, os debates sobre a modernização do setor elétrico e a revisão das regras da GD criam um ambiente propício para discutir e experimentar paradigmas inovadores, como é o caso da aplicação do Blockchain na construção de um Marketplace para a GD, cujas contribuições iniciais para o debate regulatório foram apontadas ao longo do texto.

O Marketplace proposto evidencia a relevância das distribuidoras de energia na formação de um novo mercado, por conta tanto do relacionamento já estabelecido com os potenciais participantes como pelo potencial de sinergias com a implantação das Redes Inteligentes, em especial da medição avançada.

Os próximos passos compreendem simulações do Marketplace no ambiente operativo da distribuidora patrocinadora do projeto, contem-

plando uma parcela da base de consumidores e prosumidores em baixa tensão e os padrões de sazonalidade do consumo de energia e da irradiação solar ao longo do ano. As simulações deverão fornecer dados que subsidiarão as análises econômica, regulatória e comercial que consolidarão os resultados do projeto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução 482/2012 – Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução 687/2015 – Alterações da Resolução 482/2012, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 003/2019 – Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, 2019.

BLOM, F. A Feasibility Study of Blockchain Technology As Local Energy Market Infrastructure, Norwegian University of Science and Technology, 2018.

DENA/ESMT, Agência de Energia Alemã. Blockchain in the energy transition, 2019.

IEA. Renewables 2019 Analysis and forecast to 2024, 2019.

IRENA. Market Integration of Distributed Energy Resources – Innovation Landscape Brief, 2019.

LO3 Energy. Exergy Business Whitepaper – Policy Paper. Disponível em: <<https://Exergy.energy/wpcontent/uploads/2019/03/TransactiveEnergy-PolicyPaper-v2-2.pdf>>. Acesso em: set. de 2019.

NREL (COX, S., HOTCHKISS, E., BILELLO, D., WATSON, A., HOLM, A.), USAID (LEISCH, J.). Bridging Climate Change Resilience and Mitigation in the Electricity Sector Through Renewable Energy and Energy Efficiency, 2017.

SILVESTRE, M., GALLO, P., GUERRERO, J., MUSCA, R., SANSEVERINO, E., SCIUMÉ, G., VÁSQUES, J., ZIZZO, G. Blockchain for power systems: Current trends and future applications, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020.

WEF, ACCENTURE. Digital Transformation of Electricity Industry, 2016.

MERCADO DE FRETE RODOVIÁRIO E TRANSMISSÃO ASSIMÉTRICA DE PREÇO DO DIESEL NO BRASIL

Mônica Maria Apolinário Teixeira¹

Luciano Dias Losekann¹

Niágara Rodrigues²

¹Universidade Federal Fluminense

¹Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro

DOI: 10.47168/rbe.v26i2.567

Recebido em: 12.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

A crise do diesel ocorrida no Brasil em 2018 impactou significativamente o mercado de frete rodoviário, evidenciando a vulnerabilidade na sua estrutura e a importância deste mercado para a economia nacional. A literatura econômica especializada indica que o ajustamento de preços no mercado de frete acontece de modo assimétrico. Isto posto, o objetivo deste trabalho é investigar o processo de assimetria na transmissão do preço final do diesel para o preço do frete rodoviário de grãos (milho e soja) no Brasil, no período compreendido entre 2015 – 2020. Para isso, será utilizado o modelo de correção de erros. Por fim, os resultados apontam a presença de assimetria no repasse do preço do diesel para o frete.

Palavras-chave: Assimetria na transmissão de preços, Diesel, Frete Rodoviário, Modelo de correção de erros.

ABSTRACT

The diesel crisis that occurred in Brazil in 2018 significantly impacted the road freight market, highlighting the vulnerability in its structure and the importance of this market for the national economy. The specialized economic literature indicates that the price adjustment in the freight market happens asymmetrically. That said, the objective of this work is to investigate the asymmetry process in the transmission of the final price of diesel to the price of grain freight (corn and soybeans) in Brazil, in the period between 2015 - 2020. For this, the error correction model was used. Finally, the results point out the presence of in transfer diesel prices to freight.

Keywords: Asymmetric price transmission, Diesel, Road freight, Error correction model.

1. INTRODUÇÃO

O uso de óleo diesel é intensificado no Brasil em virtude de suas dimensões continentais e pela razão do transporte rodoviário ser o principal meio de deslocamento de cargas, realizado por empresas transportadoras e caminhoneiros autônomos. Desse modo, o processo de precificação dos derivados do petróleo torna-se relevante, pelo fato de impactar diretamente no bem-estar da sociedade.

Nessa perspectiva, cabe destacar a implementação, em outubro de 2016, da nova estratégia de precificação de combustíveis nas refinarias da Petrobras, que teve como principal desdobramento elevações frequentes nos preços dos combustíveis, promovendo assim a greve dos caminhoneiros em maio de 2018. É imperativo enfatizar o efeito desestruturante da combinação de volatilidade e da tendência de alta de preços, como ocorreu nos meses que antecederam a greve. A frequência e as oscilações do preço do diesel impulsionaram um desequilíbrio no setor de transportes rodoviários, o que impactou negativamente na produção, na distribuição de bens e na prestação de serviços.

O excesso de oferta de frete e os consecutivos aumentos no preço do diesel, que em menos de uma semana acumulou um aumento de 5,85% no preço comercializado pela Petrobras em suas refinarias, propiciaram a greve dos caminhoneiros que durou 11 dias. Após esta greve, o governo brasileiro adotou um conjunto de medidas, dentre elas o programa de subvenção ao preço do diesel e reduções tributárias para assegurar uma redução de R\$ 0,46 no preço do diesel (Rodrigues e Losekann, 2018a). Além disso, o governo federal implementou a Medida Provisória 832, que criou uma tabela mínima para o preço do frete.

Diante do exposto, o presente trabalho tem por objetivo estudar o processo de assimetria na transmissão do preço final do diesel para o preço do frete rodoviário de grãos (milho e soja). Para tanto, investiga-se a presença de assimetria na transmissão dos preços do frete rodoviário no estado do Mato Grosso, que será utilizado como proxy para o Brasil, pois o referido estado é o maior produtor de soja nacional (exporta 80% da produção), e é o estado com o maior custo de frete (IMEA, 2010). Isto posto, o presente trabalho está estruturado em três seções, além desta introdução e das considerações finais. Na seção 2, foram feitas considerações teóricas a respeito dos tipos e causas da Assimetria na Transmissão de Preços (ATP). Na seção 3, foi realizada uma discussão sobre o mercado de frete rodoviário de carga. Por fim, na seção 4, foram apresentados a base de dados, a metodologia aplicada e os resultados obtidos.

2. ASSIMETRIA NA TRANSMISSÃO DE PREÇOS: TIPOS E CAUSAS

A transmissão de preços ao longo da cadeia produtiva é um tema presente nos estudos de vários tipos de mercados e produtos. De modo geral, a transmissão assimétrica (ou ajustamento assimétrico) de preços é o fenômeno que explica a “discrepância de ajustamento dos preços de um determinado mercado entre a redução e aumento de preços” (Silva et al., 2011). Peltzman (2000) enfatiza que a cada três mercados, em dois deles os preços dos produtos se elevam mais rapidamente do que diminuem, sendo este fenômeno comumente encontrado nos setores agrícolas e de alimentos. Além disso, a presença de ATP pode ser identificada nos mercados de petróleo e combustíveis (Bacon, 1991; Silva et al., 2011).

De acordo com Meyer e Von Cramon-Taubadel (2004), a ATP pode ser classificada segundo três critérios distintos: i) vertical ou espacial; ii) de magnitude e velocidade; e iii) positiva e negativa. A assimetria vertical pode ser vista pela diferente forma como os preços de um mercado final respondem a uma elevação ou uma redução de preços nos seus insumos. Enquanto que a assimetria espacial é identificada pela diferença entre ajustes positivos e negativos de um dado mercado de uma região a choques do mesmo mercado em uma região vizinha (Rodrigues e Losekann, 2018b; Silva et al., 2011).

A assimetria de magnitude é determinada como a divergência da magnitude dos ajustes dos preços finais em resposta a um aumento ou redução dos preços no atacado. Já a assimetria de velocidade diz respeito a tempos de resposta diferentes para ajustes positivos e negativos dos preços. A assimetria positiva e negativa são decorrentes das assimetrias de magnitude e velocidade. No caso da assimetria positiva, o preço de varejo responde em maior intensidade e mais rápido a aumentos no preço do atacado do que em relação a reduções. Enquanto que na assimetria negativa, o preço do varejo responde em maior intensidade e mais rápido a reduções no preço de atacado.

Nesse sentido, vale destacar que Bacon (1991) e Tappata (2009) fizeram um paralelo entre ATP positiva e o fenômeno “foguetes” e “penas”, visto que os preços aumentam de forma rápida e intensa (foguetes) e caem devagar e em menor intensidade (pena). Já Bremmer e Kesselring (2016) compararam a ATP negativa com o fenômeno “rochas” e “balões”, uma vez que os preços caem rapidamente (rocha) e sobem lentamente (balão).

Em geral, a ATP advém de fatores relacionados a mercados imperfeitamente competitivos. Dentre eles, pode-se citar: i) as diferentes lucratividades de um setor; ii) o gerenciamento de estoques e o comportamento do consumidor; e iii) as questões institucionais, tais como intervenções governamentais (subsídios e cotas comerciais), re

gulamentação e carga tributária.

Segundo Bedrosian e Moschos (1988), as diferentes lucratividades dentro de um mesmo setor contribuem para a ocorrência de ATP. Assim, uma empresa lucrativa tem maior facilidade em incorrer no risco de adiar uma diminuição de preço após um declínio nos preços dos insumos do que uma empresa com menor rentabilidade, visto que as maiores margens de lucro possibilitam assumir um risco maior nas estratégias de definição de preços. Além disso, o poder de mercado pode resultar em integração vertical entre os diferentes níveis da cadeia, possibilitando maior capacidade de assumir riscos ao adiar ajustes de preços (Silva et al., 2011).

Outro aspecto relevante diz respeito ao comportamento do consumidor e a dinâmica dos estoques dos postos de combustíveis, porque quando o consumidor tem a percepção de que os preços dos combustíveis irão aumentar, este adquire mais combustível do que de costume. Esse aumento da demanda diminui os estoques dos postos de abastecimento, e os varejistas tem que reabastecer os estoques mais rápido do que planejava, assimilando rapidamente os aumentos de preço do atacado. Quando os consumidores percebem que o preço irá se reduzir eles retornam para o padrão de consumo normal. Dessa forma, os estoques duram mais e o varejista tem um tempo maior para adquirir o combustível das distribuidoras com um preço menor (Rodrigues e Losekann, 2018b).

Finalmente, outros fatores que podem motivar a ocorrência de transmissões assimétricas de preços são os aspectos institucionais e regulatórios de um dado mercado. Como exemplos, pode-se citar o caso das diferentes alíquotas de ICMS praticadas pelos Estados e a obrigatoriedade da adição de biodiesel ao diesel. Dessa forma, quanto maior a distância entre as distribuidoras e os produtores de biodiesel, maiores serão os custos de transporte, intensificando, assim, as assimetrias (Rodrigues e Losekann, 2018b).

3. O MERCADO DE FRETE RODOVIÁRIO DE CARGA NO BRASIL

A greve dos caminhoneiros desencadeou uma crise no setor de transporte rodoviário, que já vinha enfrentando uma contração da demanda devido à desaceleração da atividade econômica e sofrendo os reflexos negativos dos incentivos dados pelo governo ao financiamento de caminhões, o que conduziu a um aumento da frota circulante, promovendo uma sobre capacidade no mercado e a diminuição da contratação de fretes rodoviários. Entre 2010 e 2018, foram licenciados mais de 956 mil novos caminhões. A aquisição de novos caminhões aumentou a frota circulante, que em 2017 totalizou 2 milhões, um aumento de 30% em relação a frota registrada em 2010 (ANFAVEA, 2018).

Nesse cenário, o governo federal implementou a Medida Provisória 832/2018, que instituiu a Política Nacional de Preços Mínimos do Transporte Rodoviário de Cargas. Esta Medida Provisória estabeleceu a isenção da cobrança de pedágio pelo eixo suspenso, a reserva de 30% do frete da Companhia Nacional de Abastecimento (Conab) para os caminhoneiros autônomos e a criação de uma tabela mínima para o preço do frete rodoviário. Esta última tinha por finalidade proporcionar melhores condições à realização de fretes e apropriada redistribuição do serviço oferecido em território nacional. Além disso, para calcular o frete considera-se o preço do diesel, o valor por quilômetro rodado e tipos de carga, e os pedágios (Caixeta Filho e Perá, 2018; Péra et al., 2018; Oliveira e Pereira, 2018).

A estrutura do mercado de frete rodoviário de cargas é determinada pelos ofertantes e demandantes dos serviços de transportes. Os donos da carga (embarcadores) demandam serviços a partir de três modalidades de transportes: i) transportadoras frotistas (são empresas transportadoras que têm frota própria); ii) transportadoras com agregados (são empresas que têm frota própria e contratam caminhoneiros autônomos); e iii) agenciadores (são empresas que não têm frota própria e contratam caminhoneiros autônomos, neste caso, tais motoristas dependem das transportadoras para terem acesso à demanda por fretes) (Péra et al., 2018).

Cabe destacar que, a formação do preço do frete rodoviário de cargas é definida pelo equilíbrio entre a oferta e a demanda dos serviços de transporte, e não através da estrutura de custos de transportes (custo fixo, custo variável e produtividade operacional). Desse modo, o mercado de frete para produtos que têm baixo valor agregado, como grãos, tendem para um mercado que opera em concorrência perfeita devido às suas características, a saber: produto homogêneo, livre entrada e saída dos agentes no mercado de frete e grande número de ofertantes e demandantes de serviços de transporte.

A literatura especializada (Corrêa-Júnior, 2001; Caixeta Filho e Perá, 2018; Péra et al., 2018; Oliveira e Pereira, 2018) aponta que a formação do preço do frete é uma tarefa complexa, pois envolvem outros fatores além dos custos relativos à atividade. Dessa forma, os referidos autores enumeram algumas variáveis que influenciam no comportamento do preço do frete, como segue: distância percorrida, especificidade e quantidade da carga transportada, sazonalidade da demanda por transporte, concorrência e complementaridade de outras modalidades de transporte, possibilidade de carga de retorno, perdas e avarias, pedágios e fiscalizações, prazo de entrega da carga e aspectos geográficos.

Embora existam diversos fatores que possam influenciar na formação do preço do frete rodoviário, o preço do diesel é o custo mais expressivo, representando 35% do custo do transporte de carga (CNT,

2019). Desse modo, impacta diretamente nas cadeias produtivas. Além disso, quanto maior o preço do diesel, mais elevado será o gasto com o consumo de diesel, e conseqüentemente, maior será o preço do frete rodoviário de carga.

Vale enfatizar que, esse repasse ocorre de modo diferente entre as empresas transportadoras e os caminhoneiros autônomos. Visto que tais empresas estabelecem contratos formais, assim o aumento no preço do diesel é repassado de forma automática para o preço do frete. Por sua vez, os caminhoneiros autônomos não conseguem repassar o reajuste no preço do diesel para os donos das cargas, pois não têm contrato formal, assim, acabam assimilando a elevação do custo na sua estrutura. Ademais, o preço do frete praticado no mercado é muito sensível ao aumento nos preços dos combustíveis, pois isto aumenta significativamente a concorrência e diminui a margem de lucro da atividade.

4. ANÁLISES EMPÍRICAS

4.1 Base de dados

O presente trabalho tem por objetivo estudar o impacto assimétrico do preço final do diesel sobre o preço do frete rodoviário de grãos (milho e soja) no Brasil, no período que abrange os anos de 2015 – 2020. O estado do Mato Grosso será utilizado como proxy para o Brasil, pelo fato deste estado ter o maior número de informações disponíveis das variáveis que serão analisadas. De acordo com o IMEA (2010), o Mato Grosso é a região que lidera a produção nacional de soja (exporta 80% da produção), é um dos principais produtores agrícolas do país, e é o estado com o maior custo de frete. As fontes de dados consultadas foram a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP, 2020) e o Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária (IMEA).

Os dados relativos ao preço médio do diesel na revenda foram conseguidos através da Série Histórica do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis, coletados e divulgados pela ANP. Já os dados referentes ao preço médio do frete no Mato Grosso foram obtidos por meio de contato direto com o IMEA. Além disso, foram utilizadas séries de preços, de frequência semanal, da primeira semana de 2015 à última semana de abril de 2020 para o estado do Mato Grosso.

4.2 Metodologia

Com a finalidade de investigar as relações de longo prazo e a dinâmica de curto prazo entre o preço do diesel e o preço do frete no

Brasil foi aplicado o modelo econométrico conhecido como Modelo de Correção de Erros (MCE) em sua especificação estendida para o caso de ajustamento assimétrico (Meyer e Von Cramon-Taubadel, 2004), como segue:

$$\Delta P_t^f = \alpha + \sum_{j=0}^{j^+} \gamma_j^+ \Delta P_{t-j}^{d^+} + \sum_{j=0}^{j^-} \gamma_j^- \Delta P_{t-j}^{d^-} + \sum_{k=1}^{k^+} \lambda_k^+ \Delta P_{t-k}^{f^+} + \sum_{k=1}^{k^-} \lambda_k^- \Delta P_{t-k}^{f^-} + \theta^+ \hat{\mu}_{t-1}^+ + \theta^- \hat{\mu}_{t-1}^- + \varepsilon_t \quad (1)$$

Em que Δ indica o operador de primeira diferença e ε_t o termo de erro. Esta expressão inclui as primeiras diferenças das variáveis preço do diesel (P^d) e preço do frete (P^f) decompostas em valores positivos e negativos:

$$\Delta P_{t-j}^{d^+} = P_{t-j}^d - P_{t-j-1}^d > 0, \text{ e zero caso contrário;}$$

$$\Delta P_{t-j}^{d^-} = P_{t-j}^d - P_{t-j-1}^d < 0, \text{ e zero caso contrário;}$$

$$\Delta P_{t-k}^{f^+} = P_{t-k}^f - P_{t-k-1}^f > 0, \text{ e zero caso contrário;}$$

$$\Delta P_{t-k}^{f^-} = P_{t-k}^f - P_{t-k-1}^f < 0, \text{ e zero caso contrário.}$$

O mesmo ocorre com o termo de correção de erro:

$\hat{\mu}_t^+$ será igual a $\hat{\mu}_t$ se $\hat{\mu}_t > 0$; e zero se $\hat{\mu}_t \leq 0$, enquanto

$\hat{\mu}_t^-$ será igual a $\hat{\mu}_t$ se $\hat{\mu}_t < 0$; e zero se $\hat{\mu}_t \geq 0$.

A partir da Equação (1) surgem as hipóteses que serão testadas por meio de um teste F:

$$H_0: \gamma_j^+ = \gamma_j^- \quad (2)$$

$$H_0: \theta^+ = \theta^- \quad (3)$$

Por fim, a Equação (2) mostra a hipótese nula, que é a simetria de magnitude. Observa-se que, caso os coeficientes de reajustes positivos e negativos do diesel sejam estatisticamente iguais, não haverá assimetria. Sob outra perspectiva, a Equação (3) descreve a hipótese nula, que é a simetria de velocidade. Dessa forma, os coeficientes do MCE estão relacionados à velocidade na qual os ajustes positivos e negativos dos preços atingem o equilíbrio de longo prazo (Polemis e Fotis, 2014).

4.3 Resultados

Em primeiro lugar, foram realizados testes de estacionaridade, Dickey-Fuller Aumentado (ADF), e testes de cointegração de Johansen. Como já previsto, todas as séries são estacionárias em primeira diferença (considerando um nível de significância de 5%) e cointegradas, permitindo assim a utilização do mecanismo de correção de erros. Finalmente, foi estimado um modelo de vetores autorregressivos (VAR), considerando as variáveis em logaritmo natural, para que fossem obtidas as quantidades ótimas de defasagens a serem incluídas no modelo, através da análise dos critérios de Akaike.

O próximo passo foi estimar os quatro modelos verificados na Equação (1). Após estimar os coeficientes, a ideia era realizar dois testes de hipótese para identificar se os reajustes positivos e negativos eram repassados na mesma magnitude e velocidade do preço do diesel para o preço do frete, tal como nas Equações (2) e (3). Entretanto, não se mostrou necessária a realização do teste de hipótese, pois os resultados da regressão deram que as variáveis positivas são significativas em termos estatísticos (a um nível de significância de 10%), porém uma das variáveis de comparação de cada um dos testes foi estatisticamente igual a zero. Todavia, ressalta-se que os resultados são de assimetria, pois existem diferenças, uma das variáveis é diferente de zero e a outra é igual a zero.

Diante do exposto, conclui-se que a assimetria de magnitude segue o “padrão foguete” e a assimetria de velocidade segue o “padrão rocha”. O que faz sentido, pois tenta-se ganhar margem na elevação de preços e atrair clientes na redução de preços. Ademais, os preços realmente caem mais rápido, mas quando sobem, aumentam com intensidade.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

De maneira geral, os achados deste trabalho estão alinhados com os resultados encontrados na literatura econômica. Aumentos no preço do diesel impactam significativamente no custo do frete do trans-

porte de carga. Uma novidade identificada foi que no modelo estimado o repasse do preço do diesel para o frete rodoviário segue o “padrão foguete” e o “padrão rocha”.

Por fim, é difícil identificar e mensurar todos os custos relacionados com as atividades de transportes, por isso repassar o aumento dos preços dos insumos para o valor do frete não é uma tarefa fácil. À vista disso, torna-se complexo acomodar de forma clara e objetiva todas as variáveis que determinam o preço do frete rodoviário, juntamente com as suas particularidades, em um tabela de preços mínimos para o frete rodoviário, ao passo que tal tabela além de gerar distorções no mercado de frete acaba não resolvendo a origem do problema, que é o excesso de capacidade do transporte rodoviário de carga. Ademais, a análise é importante para auxiliar na construção de políticas públicas específicas para o setor que visem à redução do custo de transporte e o consequente aumento da competitividade.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Série Histórica de Preços de Combustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-abertos-anp>. Acessado em: mai. 2020.

BACON, R. W. (1991). Rockets and feathers: the asymmetric speed of adjustment of UK retail gasoline prices to cost changes. *Energy Economics*, 13, issue 3, pp. 211-218.

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

BRASIL. Agência Nacional de Transportes Terrestres. Resolução nº 5.820, de 30 de maio de 2018. Publica tabela com preços mínimos em caráter vinculante, referentes ao quilômetro rodado na realização de fretes, por eixo carregado, instituído pela Política de Preços Mínimos do Transporte Rodoviário de Cargas, nos termos da Medida Provisória n.º 832, de 27 de maio de 2018. Disponível em: http://portal.antt.gov.br/index.php/content/view/53723/Resolucao_n__5820.html. Acesso em: jun. 2020.

BREMMER, D. S.; KESSELRING, R. G. (2016). The relationship between US retail gasoline and crude oil prices during the Great Recession: “rockets and feathers” or “ballons and rocks”? *Energy Economics*, v. 55, pp. 200-210.

CAIXETA FILHO, J. V.; Perú, T. G. (2018). Sobre o Tabelamento de Fretes Rodoviários. Nota Técnica Esalq. Esalq-Log, USP. Disponível em: www.researchgate.net. Acesso em: jun. 2020.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS TRANSPORTES - CNI. Nota à imprensa: como baixar a pressão no transporte de cargas. Disponível em: <<https://cnt.org.br/agencia-cnt/cnt-transporte-cargas-preco-diesel>>. Acesso em: jun. 2020.

INSTITUTO MATO-GROSSENSE DE ECONOMIA AGROPECUÁRIA - IMEA. Agronegócio no Brasil e no Mato Grosso. Disponível em: <<http://www.imea.com.br/>>. Acesso em: jun.2020.

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

OLIVEIRA, C., PEREIRA, M. P. (2018). É cilada Bino? Uma análise dos impactos das medidas tomadas após a paralisação dos caminhoneiros nos rendimentos de motoristas e donos de caminhões no Brasil. Disponível em: <www.researchgate.net>. Acesso em: jun. 2020.

PELTZMAN, S. (2000). Prices rise faster than they fall. *Journal of Political Economy*. Chicago, v. 108, n. 3, pp. 466-502.

PÉRA, T.G.; ROCHA, F.V.; SILVA NETO, S.; CAIXETA-FILHO, J.V. Análise dos impactos da Medida Provisória nº 832 de 2018 (Política de Preços Mínimos do Transporte Rodoviário de Cargas) na Logística do Agronegócio Brasileiro. Série: Logística do Agronegócio – Desafios e Oportunidades, v.3. Grupo de Pesquisa e Extensão em Logística Agroindustrial (ESALQ-LOG). Junho/2018, Piracicaba, SP.

POLEMIS, M. L.; FOTIS, P. N. (2014). The taxation effect on gasoline price asymmetry nexus: evidences from the both sides of Atlantic. *Energy Policy*, 73, pp. 225-233.

Rodrigues, N.; Losekann, L. Desmistificando a crise do diesel. *Boletim Infopetro*, Ano 18, n. 2, p. 27-34, 2018a.

_____. (2018b). Assimetria na transmissão de preço ao longo da cadeia de comercialização da gasolina no Brasil. In: XICBPE Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Cuiabá.

SILVA, A. S.; VASCONCELOS, C. R. F.; VASCONCELOS, S. P.; MATTOS, R. (2011) Transmissão assimétrica de preços: o caso do mercado de gasolina a varejo nos municípios do Brasil. In: Encontro Nacional de Economia, 39, Foz do Iguaçu.

TAPPATA, M. (2009). Rockets and feathers: understanding asymmetric pricing. *The RAND Journal of Economics*, v.40, n. 4, pp. 673-6.

OS DESAFIOS REGULATÓRIOS E POLÍTICOS DO PRIMEIRO PROJETO DE TERMINAL DE GNL NO BRASIL, ELABORADO PELA COMGÁS EM 1972: CONSIDERAÇÕES ACERCA DO CANCELAMENTO DA OBRA E LIÇÕES DE UMA INICIATIVA PIONEIRA

Karina Ninni Ramos¹
Hirdan Katarina de Medeiros Costa¹
Edmilson Moutinho dos Santos¹

¹Universidade de São Paulo

DOI: 10.47168/rbe.v26i2.568

Recebido em: 06.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

Em 1972, a então Companhia Municipal de Gás, Comgás, elaborou um ambicioso Plano de Expansão que incluía a construção de um terminal de gás natural liquefeito (GNL) no litoral paulista. Naquele momento, a capital do estado de São Paulo era considerada um enorme mercado potencial de gás canalizado, com atendimento aproximado de apenas 80 mil clientes a partir de gás manufaturado de nafta, em uma usina recém-inaugurada. Foram consideradas opções de implantação de um terminal receptor em duas cidades litorâneas: Santos e São Sebastião. Entretanto, o transporte de óleo e gás era monopólio da União por meio da Lei 2004/53, que criou a Petrobras. As tentativas da Comgás de trazer GN para o Brasil não se concretizaram. A construção do terminal foi cancelada durante a gestão de Olavo Setúbal (Arena) na prefeitura de São Paulo (1975-1979), e o tema foi objeto inclusive de um esclarecimento prestado pelo ex-prefeito à CME da Câmara dos Deputados, em 1975. Este artigo se debruça sobre os desafios regulatórios e políticos do projeto pioneiro da Comgás e busca entender como esses desafios têm sido tratados recentemente – tendo em vista o desinvestimento da Petrobras em seus ativos no setor e também a perspectiva do país garantir acesso, a terceiros, aos terminais de regaseificação operados pela Petrobras, por meio de um Substitutivo à Lei do Gás (PL 6.407/2013).

Palavras-chave: GNL, Gás natural, Comgás, Desafios regulatórios.

ABSTRACT

In 1972, the Municipal Gas Company, Comgás, prepared an ambitious Expansion Plan which included the construction of a liquefied natural gas (LNG) terminal on the coast of São Paulo. At that time, the capital of the state of São Paulo was considered to be a huge potential market for piped gas, with an approximate service of only 80 thousand customers using gas manufactured from naphtha, in a newly opened plant. Options for implementing a terminal receiver in two coastal cities were studied: Santos and São Sebastião. However, the Union held the monopoly of oil and gas transportation, through Law 2004/53, which created Petrobras. The company's attempts to bring NG to Brazil were unsuccessful. The construction of the terminal was canceled during the administration of Olavo Setúbal (Arena), mayor of São Paulo (1975-1979), and the subject was included in a clarification provided by the former mayor to the Mines and Energy Commission (CME) of the Chamber of Deputies, in 1975. This article looks at the regulatory and political challenges of the pioneering project of Comgás and seeks to understand the endurance of these challenges, in a current context of the divestment of Petrobras in its assets in the sector and, also, in perspective of the access to the third party to regasification terminals operated by Petrobras, through a substitute to the Gas Law.

Keywords: LNG, Natural gas, Comgas, Regulatory challenges.

1. INTRODUÇÃO

A Comgás foi constituída em 1º de novembro de 1968, em São Paulo, pela lei municipal nº 7.199. Um ano antes, ela havia sido municipalizada por meio decreto 7230/1967 e transformada no Serviço Municipal de Gás (BRANDÃO, 1998). A origem da empresa remonta a 1872, quando um grupo inglês recebeu uma concessão para operar o serviço de iluminação da cidade. Nessa época, chamava-se San Paulo Gas Company¹. Quando a concessão chegou a termo, duas concorrências públicas internacionais foram realizadas (1964 e 1966) e não houve interessados em explorar a concessão dos serviços da empresa (RAMOS, 2020), nacionalizada em 1959.

A ideia de trazer GNL da África e desembarcá-lo no litoral paulista dá-se no contexto da primeira metade da década de 1970 quando a Comgás, por meio de empresas contratadas, conduziu vários estudos sobre a viabilidade de importação de gás natural, tanto continental - dos vizinhos Bolívia, Chile e Venezuela - quanto liquefeito. Assim, elaborou-se um Plano de Expansão para a empresa que, além da construção de um terminal receptor de GNL, incluía um projeto de

¹ Mais em <http://ri.comgas.com.br/a-companhia/historico/>

gasoduto ligando Brasil e Bolívia.

Os estudos do Plano de Expansão da Comgás foram feitos por um consórcio formado pelas empresas Engevix (brasileira) e Stone & Webster (norte-americana), que assinou um contrato com a companhia municipal em meados de 1972 para tal finalidade (RAMOS, 2020). Um relatório preliminar do plano foi entregue à diretoria em janeiro de 1973, e focava três segmentos nos quais deveriam se concentrar os esforços para incentivar a expansão da demanda por GN no Estado (capital e região metropolitana, incluindo o ABC paulista): residencial, industrial e comercial.

Trabalhou-se com a premissa de que a empresa continuaria fornecendo gás manufacturado até 1977. Depois, ele seria substituído pelo GNL. Outros estudos complementares a ele foram realizados, como o Plano de Mercado da expansão, deixando claros os esforços da companhia em duas frentes: (a) aumentar a oferta de gás de nafta e baratear o custo para o consumidor final; e (b) substituir o gás de nafta pelo gás natural, que o mundo desenvolvido já vinha adotando desde a década de 1960 (RAMOS, 2020). Este artigo enfoca a segunda frente.

O projeto de importação de GNL teve o apoio de prefeitos como José Carlos de Figueiredo Ferraz (1971 a 1973, sem partido) e Miguel Colassuono (1973 a 1975, Arena), mas foi abortado pelo banqueiro Olavo Setúbal em meados de 1975, quando este ocupou a prefeitura. Setúbal foi convidado a prestar esclarecimentos sobre o tema perante a Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, e o fez em 25 de outubro de 1975. A CME estava realizando reuniões destinadas a investigar o setor do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), e conjecturava-se acerca da possibilidade do prefeito ter cancelado o projeto por influência de tal setor (RAMOS, 2020).

Nove deputados, entre partidários da ARENA e MDB, além do Secretário Especial de Meio Ambiente, Paulo Nogueira Neto, indagaram o prefeito sobre o cancelamento do projeto, e também sobre as razões da demissão da diretoria da Comgás responsável por ele (RAMOS, 2020). Na época, chamou a atenção o fato de Setúbal ter contratado para um dos cargos de direção um ex executivo da Associação Brasileira de Distribuidores de Gás Liquefeito de Petróleo (Associgás), que reunia as grandes distribuidoras de GLP.

Entretanto, analisando centenas de documentos da época, trabalhamos com a hipótese de que, mais do que a pressão do setor do GLP (se de fato aconteceu), o projeto enfrentou barreiras nas esferas regulatória e política que corroboraram para as dificuldades observadas nas tentativas de seu financiamento (RAMOS, 2020). É o que pretendemos demonstrar neste artigo.

2. OBJETIVO E METODOLOGIA

O artigo objetiva analisar barreiras regulatórias e políticas históricas para a inserção do gás natural como opção energética no contexto dos projetos estruturantes no país, tomando como caso de estudo o primeiro projeto de construção de um terminal de GNL no Brasil. A metodologia adotada é qualitativa e analítica. Espera-se colaborar com a literatura sobre Política Energética, tanto em nível estadual quanto nacional, e produzir resultados que possam servir como norte para agentes públicos, legisladores e reguladores.

2.1 Metodologia

A pesquisa se baseia em documentos do acervo do Fundo Comgás, consultados na Fundação Energia e Saneamento do Estado de São Paulo; entrevistas com dois ex-presidentes da Comgás (Luigi Massimo Giavina Bianchi e Flávio Musa Guimarães), em junho e agosto de 2018, respectivamente; depoimentos obtidos junto à Câmara dos Deputados, por meio da Lei de Acesso à Informação (Lei nº 12.527/11); e documentos em posse de ex-funcionários da Comgás.

Entre os documentos encontrados no acervo do Fundo Comgás, sob a responsabilidade da Fundação Energia e Saneamento do Estado de São Paulo, e relacionados às necessidades ou planos futuros de expansão da empresa, podemos citar: (a) o relatório do técnico inglês Douglas Copp (1971); (b) o Plano de Expansão da Comgás (1972); (c) o relatório final de outro consultor estrangeiro contratado, Ralf Gibson (1974); (d) o relatório Future Expansion Plan - LNG Feasibility Study (1973) e (f) um relatório que estabelece o Plano de Operações para Comgás entre 1973 e 1982 (s.d.). Todos eles são citados no presente artigo, estando disponíveis apenas no acervo do Fundo Comgás¹.

Do ponto de vista da metodologia de análise do material obtido, tanto do acervo do Fundo Comgás quanto por meio de outras fontes, após uma pré-seleção com base na relevância para a questão central da pesquisa, ele foi submetido à análise documental e, posteriormente, à análise de conteúdo, entendida como o conjunto de técnicas de análise das comunicações que utiliza procedimentos sistemáticos e objetivos de descrição do conteúdo das mensagens (BARDAN, 1977, p.38).

A pesquisa que originou o presente artigo também incluiu uma revisão bibliográfica sobre o tema, na forma de consulta a periódicos,

¹ Entretanto, como este artigo tem como origem o relatório de qualificação da autora principal, o material acessado no acervo foi fotografado, categorizado e identificado, e as imagens relevantes para a pesquisa foram alocadas em um espaço virtual (nuvem).

livros, artigos, entrevistas, legislação, matérias de jornal, revista, e veiculadas nas mídias digitais.

3. POR QUE IMPORTAR GÁS NATURAL NA DÉCADA DE 1970?

Relatórios encontrados no acervo do Fundo Comgás revelam que desde 1954 o consumo de gás de rua estava em declínio em São Paulo. Nos idos de 1960, o então Serviço Municipal de Gás ainda produzia gás a partir do carvão. A diretoria nomeada pela gestão de Paulo Maluf na prefeitura (1969 a 1971) contratou uma usina produtora de gás a partir de nafta, esta fornecida pela Petrobras. No início da década de 1970, a capital paulista era considerada um grande mercado potencial de gás canalizado. Mas, prestes a inaugurar a nova usina, a Comgás perdia clientes rapidamente, disputando-os com o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e a energia elétrica.

O comércio do GLP atendia cerca de 1.5 milhão de residências, enquanto a Comgás atendia, no início da década de 1970, pouco mais de 80 mil clientes residenciais. O comprimento da tubulação existente era de apenas 722 km, rede em que a totalidade de clientes da companhia estava conectada. Em 1972 a empresa realizava de 500 a 600 desligamentos mensais por falta de pagamento (Engevix/Stone & Webster, 1972, apud RAMOS, 2020).

Diante do quadro, a Comgas decidiu contratar um especialista estrangeiro para assessorá-la em suas decisões. A diretoria seguinte, nomeada pelo prefeito José Carlos de Figueiredo Ferraz, recebeu o técnico inglês Douglas Copp, que havia assessorado o governo de seu país na universalização do uso do GN. Foi Copp quem sugeriu à empresa, em relatório entregue aos diretores em junho de 1971¹, a construção de um duto em forma de anel em torno da cidade para estocar e prover GN, como haviam feito outras grandes cidades do mundo (COPP, 1971, apud RAMOS, 2020). Em 1972, começou a construção da Rede Tubular de Alta Pressão (Retap), um anel de aço de 120 km de extensão, que funcionava ao mesmo tempo como reservatório e condutor.

Oportuno notar que, de acordo com a Lei 2004/53, que criara a Petrobras, o transporte de hidrocarbonetos era monopólio da União – e, portanto, a Comgás não podia transportar gás. A lei postulava que o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional, ou de derivados de petróleo produzidos no país, bem como o transporte de petróleo bruto, derivados e gases raros de qualquer origem por meio de

¹ Gas Transmission and Distribution Programme – General Review of Future Activities – Report on the Technical and Other Features Together with Recommendations.

condutos constituíam monopólio da União (artigo 1º, inciso III)¹.

Como lembrou Giavina (2018, informação verbal) “Nós não podíamos fazer gasoduto, então fizemos a Retap, que não ‘transportava’ nada. Isso, pela lei, nós podíamos fazer. O que não podíamos era transportar gás”.

Assim, embora sabendo das barreiras regulatórias para transporte de GN, a diretoria da empresa realizou um estudo de três rotas de gasodutos (duas partindo de São Sebastião e uma de Santos, cidade também aventada como sede do terminal)² para escoar o GNL que planejava trazer da África. Em nossa opinião, um indício de que se contava com a parceria da Petrobras para a empreitada, o que não se concretizou.

Mas, se a Comgás perdia clientes, por que importar gás natural? De acordo com documentos do acervo Fundo Comgás, logo após a usina produtora de gás de nafta³ entrar em operação, a empresa começou uma ampla campanha nos media para angariar clientes, premissa pelos números decadentes e pelo relatório inicial de um outro técnico contratado como consultor, o norte-americano Ralph Gibson. Em carta endereçada à diretoria em 1972, ele afirmava: “Nada é mais importante para a Comgás do que novos clientes” (GIBSON, 1972, apud RAMOS, 2020).

Esboçando um cenário otimista da renda per capita do brasileiro nos anos seguintes, efeito do “milagre econômico”⁴, o Plano de Expansão trabalhou com a perspectiva de triplicar o número de clientes residenciais e industriais até 1982, e mais que dobrar os consumidores comerciais, conforme apresentado por Ramos (2020), no gráfico seguinte, com base no Relatório Preliminar do Plano de Expansão Futura da Comgás, 1972.

1 Como lembram COSTA et al (prelo), a Lei 2004/53 também determinou o monopólio estatal do petróleo no upstream e no downstream (deixou de fora apenas a exportação, a importação e a distribuição de petróleo). Mais tarde, em 1963, o monopólio foi estendido cobrindo também atividades de importação e exportação de petróleo e derivados. O CNP tinha função de fiscalização do setor, atribuída pela mesma lei.

2 Future Expansion Plan - LNG Feasibility Study (1973).

3 Denominada Massinet Sorcinelli em homenagem ao vice-presidente da empresa, que morreria subitamente semanas antes da inauguração.

4 Em 1973, no auge do “milagre”, o PIB brasileiro cresceu 14%. O PIB per capita foi de US\$ 261, em 1964, para US\$ 1.643 em 1985. (BARRUCHO, 2018).

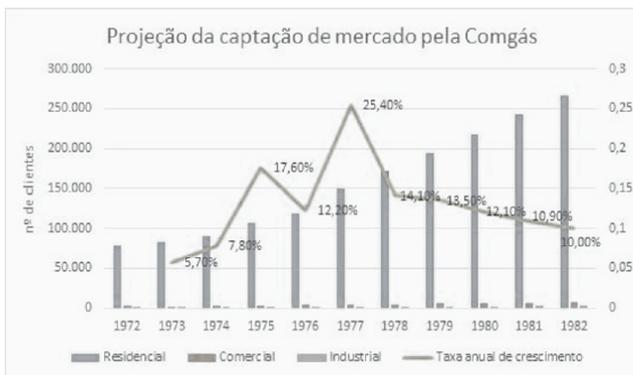


Gráfico 1 - Projeção da captação de mercado pela Comgás 1972-1982

O relatório final entregue por Gibson à diretoria, dois anos depois (1974), traz a evolução de consumidores entre janeiro de 1972 e dezembro de 1973, conforme apresentado no Gráfico 2 (RAMOS, 2020). Assim, contando com o aumento da demanda estimulado pelas campanhas nos media e por um intenso trabalho de vendas, nos passos do Plano de Mercado, buscavam-se opções para aumentar a oferta do combustível.

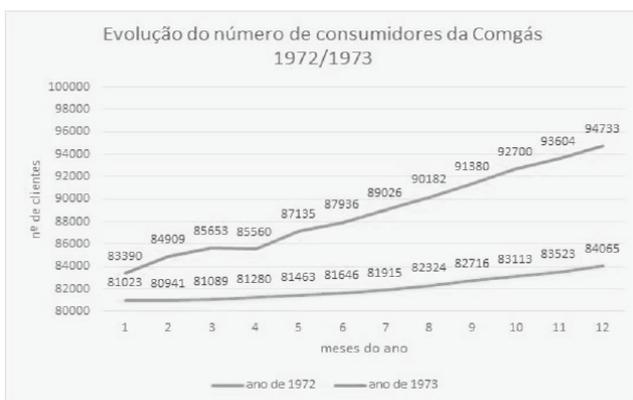


Gráfico 2 – Evolução do número de consumidores da Comgás 1972/1973

Àquela altura do desenvolvimento das reservas brasileiras – e da regulação vigente – as alternativas para aumentar a oferta de GN incluíam poucas opções. O país produzia pouco gás em seus campos em terra, a maioria localizada no Nordeste (a Bacia de Campos só co-

meçaria a operar comercialmente em 1977). E, de acordo com o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), o pouco que se produzia deveria ter outros usos, que não o emprego como energético (RAMOS, 2020).

Em 1966, uma resolução do CNP (RCNP nº 8 de 1966) estabeleceu que até a descoberta de novos campos produtores, o emprego do gás natural dar-se ia, prioritariamente, à recuperação secundária dos campos petrolíferos; à produção de gasolina natural e outras atividades da Petrobras; à utilização como matéria-prima na indústria petroquímica¹.

Tal resolução foi sendo revogada e substituída até que, na RCNP nº 11 de 1983, finalmente aparece a expressão “gás canalizado”:

Art. 1º Fica o emprego do gás natural condicionado à seguinte ordem decrescente de prioridade:

...

3. na substituição de GLP em seus diversos usos, e na de outros derivados de uso industrial, mediante distribuição de gás canalizado;
4. na utilização como combustível automotivo em substituição ao óleo diesel exclusivamente nas frotas de ônibus urbanos que sirvam às localidades situadas nas proximidades de regiões produtoras; e
5. em outros usos, a critério do CNP.

(DOU, 7.10.1983, disponível no site da ANP)

Vê-se que o aproveitamento do gás natural nacional para fins energéticos diversos, incluindo o uso como combustível automotivo, só entra no escopo regulatório nos anos 1980. Os presidentes da Comgás entrevistados pela primeira autora, que ocuparam o cargo entre 1971 e 1975, citaram a intenção de tentar acessar o gás nacional produzido *onshore*, no NE, mas sem sucesso.

Portanto, se a empresa trabalhava com a ideia de substituir o gás manufacturado pelo GN em quatro anos, ela teria de trazer esse gás de outro lugar. Entendeu-se, naquele momento, que a alternativa mais viável política e economicamente seria trazer GNL da África. A Argélia, que detinha o primeiro projeto em larga escala de liquefação de GN do mundo, operando desde 1964, foi o fornecedor escolhido. A tecnologia de liquefazer o metano e transportá-lo em navios metaneiros, em tanques criogênicos (pois o GNL tem de ser mantido e transportado a aproximadamente -163 °C), tinha menos de dez anos em prática no mundo quando a Comgás idealizou seu Plano de Expansão.

¹ E, eventualmente, como agente redutor na indústria siderúrgica.

4. DESAFIOS REGULATÓRIOS E POLÍTICOS

Pelos documentos acessados, percebe-se que houve iniciativa de articulação com o governo federal, a Petrobras e o CNP – e também com agentes financiadores – para que o projeto fosse executado. Entretanto, é possível que não tenha sido suficiente, e é possível, ainda, que a mudança no governo central, em março de 1974 (quando, após deixar o comando da Petrobrás, o general Ernesto Geisel substituiu o general Emílio Garrastazu Médici) tenha mudado os rumos da negociação, de acordo com as perspectivas do II PND, lançado por Geisel em 1974.

Nele, o governo deixava claro que o Brasil deveria prover internamente suas fontes básicas de energia, já que importava cerca de 40% delas, “sendo quase a totalidade disso constituída de petróleo” (II PND, 1974, p. 81).

O Brasil deve, no longo prazo, atender internamente ao essencial de suas necessidades de energia. Na etapa dos próximos cinco anos, o País realizará grande esforço de reduzir sua dependência em relação a fontes externas de energia (II PND, 1974, p. 17).

Assim, o projeto tinha obstáculos políticos e regulatórios que se mostraram determinantes na tentativa de financiamento do terminal de GNL e respectivo gasoduto, conforme demonstram documentos encontrados no acervo do Fundo Comgás sobre a tratativas com a FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos). Como relata Ramos (2020), uma carta enviada à FINEP em 1975 pelo Superintendente de Finanças e Projetos da Comgás, Clóvis de Barros Carvalho, releva que o financiamento não fora aprovado e que: “... o processo voltou à FINEP com parecer do departamento jurídico da PETROBRAS, entendendo que o sistema de gasodutos estaria enquadrado no monopólio dessa empresa” (CARVALHO, C.B., 1975, apud RAMOS, 2020).

Outras instituições também disseram não ao projeto da Comgás, como a White, Weld and Co., fundada em Boston no século XIX, e a European Banking Company, consórcio formado no âmbito da European Banks International Company¹, que obteve êxito como banco de financiamento no Reino Unido (ROBERTS e ARNANDER, 2001).

¹ Primeiro “clube” de bancos do mundo, reunido em 1958 e constituído como empresa em 1970 (ROBERTS e ARNANDER, 2001).

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS: LIÇÕES DE UMA INICIATIVA PIONEIRA

Ante o exposto, resta-nos cotejar a situação daquele momento à que vivemos agora, em que se observa a tentativa de abertura do mercado de gás, com o desinvestimento da Petrobras no setor e a possibilidade de outros agentes utilizarem a infraestrutura construída e operada pela estatal, mediante mudanças na Lei do Gás (11.909/2009), por meio do Substitutivo ao PL 6407/13.

Essa e outras iniciativas em esfera federal e legislativa, como o Programa Novo Mercado de Gás, lançado pelo governo federal em 2019, e a Resolução 16, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), têm levado os setores ligados ao gás natural no Brasil a experimentar uma expectativa de abertura de mercado. Ao mesmo tempo, o GNL vinha aumentando sua participação na média da oferta de gás natural no Brasil antes da pandemia de COVID-19, e em 2019 a média de gás regaseificado foi de 8.28 MMm³/dia – ao contrário do gás boliviano, cuja participação vem diminuindo (MME, 2020).

Embora tenha havido uma queda abrupta do total regaseificado entre março e abril de 2020¹, a tendência de aumento da participação do GNL na oferta nacional parece não ser pontual pois, além dos preços internacionais em queda e da iniciativa para que o agente dominante na cadeia do GN flexibilize o acesso de terceiros a estruturas de recepção e regaseificação de GNL, e se desfaça de seus ativos no setor, a participação das térmicas a gás na matriz elétrica brasileira vem incentivando projetos de GNL ancorados em UTEs.

Do ponto de vista regulatório, o fato de que a discussão sobre o transporte de gás natural seja um tema persistente no tempo é um indicativo da fragilidade do mercado. Embora o monopólio de GN pela Petrobras tenha sido apontado como uma barreira para o desenvolvimento deste, quando a atividade de transporte foi liberalizada pela Lei do Gás, não surgiram novos dutos. Assim, o transporte segue sendo um gargalo ainda hoje, e com um peso cada vez maior para o setor, pois, após a descoberta do Pré-sal, a produção brasileira de GN cresce rapidamente, muito embora o setor esteja sentindo o impacto da pandemia².

Do ponto de vista do mercado brasileiro, provavelmente estaremos assistindo a uma situação em que o GNL de fora, inclusive dis-

1 Segundo o MME (2020), passando de 13.8 MMm³/dia para 1.41 MMm³/dia.

2 Segundo a ANP (2019), em novembro de 2019 a produção de gás natural no país totalizou 137 milhões de m³ por dia (MMm³/d) – um aumento de 3,8% em comparação ao mês anterior e de 21,6%, em relação ao mesmo mês de 2018. Desse total, o Pré-sal foi responsável por 83.690 milhares de m³/dia (Mm³/d) e o Pós-sal por 52.907 Mm³/d. Já em abril de 2020, essa produção foi de 114 MMm³/d, uma redução de 3% se comparada ao mesmo mês do ano anterior. Desse total, 77.570 MMm³/d foi produzido no Pré-sal.

tribuído em pequena escala por gasodutos virtuais no interior do país, seja mais competitivo do que o GN do Pré-sal (FRAGA, 2020, informação verbal). Assim, ao se tentar criar um mercado robusto, aprofundou-se a necessidade de uma política mais incisiva para o gás do Pré-sal.

Inevitável imaginar que um gasoduto conectando Santos ou São Sebastião à capital do Estado teria sido de inestimável valia para o gás do Pré-sal, hoje. E também apontar o descompasso das políticas públicas para o GN ao longo do tempo: na década de 1970, quando não produzíamos GN, o projeto de importar GNL não se concretizou. E hoje, em que há muito gás nacional disponível e precisamos destiná-lo, desenha-se um mercado mais favorável à importação de GNL.

Em 1975, talvez tenha faltado uma visão mais arrojada do quanto poderíamos ter nos beneficiado com a infraestrutura e o know how que um terminal de GNL nos teria trazido. Um alerta para futuros projetos envolvendo tecnologias emergentes.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Novembro 2019, número 111. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2019-11-boletim.pdf>>. Acesso em: 25 dez. 2019.

_____. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. Maio 2020, número 117. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/producao/2020-05-boletim.pdf>>. Acesso em: 02 jul. 2020.

_____. RESOLUÇÃO CNP Nº 11, DE 20.9.1983 - DOU 7.10.1983. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-federal/resolucoes/resol-cnp/1983&item=rcnp-11--1983>>. Acesso em: 02 jul. 2020.

BARDAN, L. Análise de Conteúdo. Edições 70 Ltda., Lisboa, 1977.

BARRUCHO, L. 50 anos do AI-5: Os números por trás do 'milagre econômico' da ditadura no Brasil. BBC News Brasil. Disponível em: <<https://www.bbc.com/portuguese/brasil-45960213>>. Acesso em: 01 jul. 2020.

BRASIL (1974). II PND - Plano Nacional de Desenvolvimento (1975-1979). Disponível em: <www.biblioteca.presidencia.gov.br>. Acesso em: 20 mai. 2020.

BRASIL. PROJETO DE LEI Nº 6.407, de 24 de setembro de 2013. Dispõe sobre medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009.

COSTA, H. K. M. et al. Regulação de GNL: análise do Projeto Gemini no âmbito do STF. In: GNL no Brasil – aspectos técnicos, econômicos e regulatórios. Edmilson Moutinho dos Santos (org.). No prelo.

FRAGA, D. A movimentação de gás natural comprimido e liquefeito em pequena escala: as fronteiras de competitividade do modal rodoviário. Apresentação realizada durante o webinar “Custos de logística, prospecção, produção e distribuição de gás natural não convencional”. São Paulo, 25.06.2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Boletim mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Abril de 2020. Disponível em: <<https://bit.ly/31DHHbn>>. Acesso em: 02 jul. 2020.

RAMOS, K. N. (2020). Expansão megalômana ou estrangulamento institucional: Por que o terminal receptor de Gás Natural Liquefeito (GNL) projetado pela Comgás no litoral de SP na década de 1970 não foi implementado? Relatório Qualificação de Doutorado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Energia, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo (PPGE/IEE/USP).

ROBERTS, R.; ARANDER, A. Take your partners. Orion, the Consortium Banks and the Transformation of the Euromarkets. New York, Palgrave, 2001.

REFLEXÕES SOBRE O PROGRAMA NOVO MERCADO DE GÁS: ABERTURA DE MERCADO, TRANSIÇÃO E EXPANSÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Adriana Fiorotti Campos¹
Amaro Olímpio Pereira Júnior²
Ednilson Silva Felipe¹

¹*Universidade Federal do Espírito Santo*

²*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v26i2.569

Recebido em: 05.07.2020

Aceito em: 18.08.2020

RESUMO

A importância do gás natural no contexto energético brasileiro é inquestionável, mesmo com a dificuldade de obtenção de investimento para ampliação da infraestrutura setorial. Para o enfrentamento deste obstáculo, sugeriu-se, nos últimos anos, que a ampliação da concorrência atrairia investimentos para o setor e, conseqüentemente, permitiria o desenvolvimento da indústria gasífera nacional. O objetivo deste artigo é analisar os principais itens estabelecidos no Programa Novo Mercado de Gás e verificar se os esforços empreendidos de abertura de mercado de gás foram eficazes na expansão setorial. Conclui-se que a falta de harmonização entre as regulações estaduais e federal pode dificultar a formação de um mercado livre de gás natural ao ampliar os riscos regulatórios e políticos.

Palavras-chave: Programa Novo Mercado de Gás, Mudanças regulatórias, Abertura de mercado.

ABSTRACT

The importance of natural gas in the Brazilian's energy context is unquestionable, even with investment barriers to expand the sector's infrastructure. In order to face this obstacle, it has been suggested, in recent years, that the expansion of competition would attract investments to the sector and, consequently, allow the development of the national gas industry. The objective of this article is to analyze the main items proposed in the New Market of Gas Program and to assess if the efforts undertaken to open the gas market up were effective in the sector expansion. It is concluded that, it was found that the lack of harmonization between state and federal regulations can make it

harder for the formation of a free market for natural gas by expanding regulatory and political risks.

Keywords: New Market of Gas Program, Regulatory changes, Market opening.

1. INTRODUÇÃO

O setor de infraestrutura como um todo é primordial para o desenvolvimento socioeconômico dos países e não há como imaginar um país industrial nos dias de hoje sem acesso à energia de qualidade, a preços módicos. Os pontos de estrangulamento em infraestruturas inadequadas desestimulam investimentos privados e impactam negativamente a qualidade de vida da população. Setores considerados como indústria de rede são ainda mais difíceis de serem expandidos dadas as suas características, tais como: mercado cativo, vultosos investimentos e com longo prazo de maturação. Aqui encontra-se parte da indústria de gás natural: gasodutos de transporte e de distribuição, ambos considerados monopólios naturais.

No Brasil, a partir de 2016, mudanças relevantes têm sido realizadas no mercado de gás natural visando a abertura setorial, ampliação dos agentes setoriais e incremento de concorrência e redução dos preços. Um dos principais destaques é a saída da Petrobras de alguns ativos da indústria e a implementação de uma agenda regulatória que não precise de uma “Nova Lei do Gás”. É neste contexto que foi lançado o programa Novo Mercado de Gás (MME, 2020b), objeto de reflexão deste artigo.

Dessa maneira, o objetivo deste estudo é analisar os principais itens estabelecidos no Programa Novo Mercado de Gás e verificar se os esforços empreendidos de abertura de mercado de gás foram eficazes na expansão setorial.

2. O ARGUMENTO QUE ANTECEDE: O PROGRAMA “GÁS PARA CRESCER”

Com o intuito de desenvolver a indústria brasileira de gás natural, em 2016, o governo promoveu uma Consulta Pública, cujo propósito era “...assegurar a confiabilidade do suprimento de gás natural e a promoção da competitividade do setor...” (MME, 2016). As ações estabelecidas em tal documento foram:

- 1) revisar o marco legal para atrair mais investimentos na exploração e produção de petróleo e gás natural;
- 2) atuar junto aos estados para aperfeiçoar a estrutura tributária do setor e promover maior dinamismo e competição no mercado;
- 3) redefinir a estrutura da in-

dústria de gás natural, através da maior diversidade no número de agentes comercializando gás natural e do incentivo a uma regulação tarifária eficiente no transporte; (4) desenhar um novo arranjo comercial que garanta a transparência na formação de preços; (5) fortalecer a governança do setor, em especial na coordenação das atividades de transporte e na abertura dos mercados nos segmentos de distribuição; (6) realinhar o planejamento setorial e do setor elétrico, no intuito de permitir a expansão das malhas e a maior convergência no uso do gás natural para geração termelétrica.

Ainda em 2016, foi publicada a Resolução CNPE nº 10/2016, que estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho de um novo mercado de gás natural. Destaca-se que o programa “Gás para Crescer” estava atrelado à abertura setorial (privatizações, desverticalização, etc.) e à sinalização da Petrobras de reduzir sua participação em algumas etapas do setor, conforme texto a seguir:

(...) a recém-anunciada intenção da Petrobras de reduzir a participação relativa em algumas etapas da cadeia produtiva do gás natural traz importantes mudanças no setor. A venda de ativos da empresa na indústria de gás natural ao mesmo tempo em que contribui para redução das barreiras à entrada de novos investidores traz novas demandas regulatórias exigindo uma atuação mais efetiva dos órgãos de regulação e de defesa da concorrência. Nesse contexto, é necessária uma reforma do arcabouço regulatório e institucional do setor para criar um novo ambiente de negócios capaz de atrair investidores privados (COLOMER; LOSEKANN; ALVES, 2018, grifo nosso).

Além disso, estabeleceu-se que a ampliação da geração de energia elétrica a partir de termelétricas a gás natural seria fundamental para a expansão da rede de distribuição de gás natural. Por fim, destacou-se três pontos: (1) criação do Fundo de Expansão dos Gasodutos de Transporte e Escoamento da Produção – Dutogás; (2) inclusão de dispositivo que autoriza a concessão de crédito por instituição financeira estatal à sociedade de economia mista estabelecida como distribuidora de gás canalizado; e (3) transição (BRASIL, 2018b), especialmente pela possível saída da Petrobras em alguns segmentos da indústria de gás natural.

Vale dizer que as propostas do “Gás para Crescer” foram posteriormente incorporadas no Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 (BRASIL, 2018b); ainda sem votação. Todavia, em 2018,

mediante o Decreto nº 9.616/2018¹, foram adotadas as medidas que eram passíveis de implementação a partir de regulamentação. O texto a seguir mostra a importância de tal Decreto no andamento do processo de abertura:

Dada a impossibilidade de se atingir um consenso para votar o Projeto de Lei [Projeto de Lei nº 6.407/2013], o governo Michel Temer tentou “salvar” o esforço do programa Gás para Crescer através do Decreto Presidencial nº 9.616 de dezembro 2018. [...] Ou seja, na impossibilidade de se aprovar uma nova Lei, buscou-se mudar a interpretação de aspectos da lei atual para implementar agenda regulatória do programa Gás para Crescer que não exige aprovação de nova Lei. Principais mudanças introduzidas pelo decreto foram: (1) Criação do conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural. Este novo conceito abre espaço para uma nova regulação do transporte, permitindo inclusive que as tarifas sejam fixadas para o Sistema de Transporte e não por gasodutos; (2) Introdução do modelo tarifário de entrada-saída para no Sistema de transporte; (3) Preservação dos contratos de serviço de transporte atuais, com permissão para que ANP crie incentivos para adaptação dos contratos atuais à nova forma de tarifação por entrada-saída; (4) Fim do PEMAT. Planos de expansão continuam a ser realizados pela EPE, mas passam a ser baseados nos planos de investimentos das transportadoras; (5) Criação do acesso negociado de terceiros à infraestrutura essencial (gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e instalações de regaseificação), com regulação da ANP, que deve estabelecer diretrizes para o acesso; e (6) Comando para que o Governo Federal, através da ANP e MME, negocie com os Estados para promover a harmonização da regulação estadual, em particular o que se refere ao tratamento para os consumidores livres. Na prática o Decreto 9.616 deu poderes para a ANP implementar mudanças regulatórias que haviam sido propostas no Projeto de Lei para o segmento de transporte e das infraestruturas essenciais (ALMEIDA, 2019, p. 1-2, grifo nosso).

Além desses pontos, conforme Almeida (2019), a ANP, com papel de destaque na abertura setorial, iniciou outras frentes de mudanças regulatórias como a Tomada Pública de Contribuições nº 6/2018 (ANP, 2018d), Notas Técnicas (ANP, 2018a; 2018b; 2018c). Destaca-se, ainda, a atuação do CADE (CADE/PETROBRAS, 2019).

Após a eleição do presidente Jair Bolsonaro, a estratégia de abertura do setor de gás natural ganhou mais fôlego com a instituição do Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil (CNPE, 2019a). Como um dos resultados das propostas do

¹ O Decreto nº 9.616/2018 alterou o Decreto nº 7.382/2010, que regulamenta a Lei nº 11.909/2009.

Comitê, foi aprovada a Resolução CNPE nº 16/2019, que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural” (CNPE, 2019b). Tal Resolução recomendou que o Ministério de Minas e Energia, em articulação com o Ministério da Economia, a ANP, a EPE e o CADE, monitorassem a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás, propondo medidas adicionais ao CNPE, caso necessário.

3. O PROGRAMA “NOVO MERCADO DE GÁS”

O Programa “Novo Mercado de Gás” foi lançado em julho de 2019, com a instituição do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (BRASIL, 2019). Os pilares do “Novo Mercado de Gás” são:

(1) Promoção da concorrência; (2) Harmonização das regulações estaduais e Federal; (3) Integração do setor de gás com setores elétrico e industrial; e (4) Remoção de barreiras tributárias. Já os resultados esperados são: (1) Melhorar o aproveitamento do gás do Pré-sal, da bacia de SE/AL e outras descobertas; (2) Ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural; (3) Aumentar a competição na geração termelétrica a gás; e (4) Retomar a competitividade da indústria em seus diversos segmentos, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros (MME, 2020b).

Mesmo com a atipicidade do ano de 2020 (Pandemia do Novo Coronavírus), foram implementadas medidas para o novo desenho do mercado de gás natural a partir de normas infralegais e estratégias negociais com os estados e os agentes dominantes do mercado (privatizações de subsidiárias da Petrobras, incentivo a privatizações as estaduais, etc.)¹. No entanto, esta forma de reestruturação pode conduzir a um risco regulatório futuro, por conta de inconstâncias no setor e quebras de contratos. Mesmo o governo federal, que está agindo de forma “rápida”, indica que há relevância nas alterações do marco legal da indústria gasífera nacional, como pode ser visto no texto a seguir:

¹ Os principais instrumentos utilizados no Novo Mercado de Gás são: (1) Decreto nº 9.934/2019, que institui o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural; (2) Termo de Compromisso de Cessão (TCC) entre CADE e Petrobras, cujo objetivo é “quebrar” o monopólio de fato da estatal; (3) Resolução CNPE nº 16/2019, que estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural; (4) Resoluções da ANP; (5) Regulações estaduais, incentivadas por programas federais; e (6) Tributário, a partir do Ajuste SINIEF nº 03/2018 (e alterações – Ajuste SINIEF nº 17/2019); etc. (MME, 2020b).

Não obstante, ressalte-se a importância de alterações no marco legal do setor de gás natural para a concretização do novo mercado. Nesse sentido, está em andamento na Câmara dos Deputados um projeto de lei na forma de substitutivo ao PL nº 6.407/2013, do Relator Deputado Silas Câmara, que é bem consistente e está em sintonia com o Programa Novo Mercado de Gás (MME, 2020b).

Dentre as maiores dificuldades regulatórias, têm-se a alienação/liquidação de ativos da Petrobras e a atuação com os estados¹. O Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil indica que o poder de mercado da Petrobras e a governança regulatória inadequada por parte dos estados é um dos grandes problemas da atividade *downstream* no Brasil (COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL, 2019a).

Por conta disso, sugeriu-se que os Programas de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE)² e de Equilíbrio Fiscal (PEF)³ do governo federal possam destinar recursos para estados, incentivando-os à adesão a modernas práticas regulatórias no setor de distribuição de gás natural: assim, os governos estaduais receberiam recursos do Fundo Social (royalties e participação da União na produção de óleo dos contratos de partilha), com repasses iniciados em 2020, sendo que a participação dos estados crescerá até atingir, em 2034, 70% da receita (GAUDARDE, 2019). Cabe frisar, todavia, que serão estabelecidos Indicadores relacionados às melhorias na regulação estadual da indústria de gás natural⁴, sendo que os estados com melhores indica-

1 Deve-se salientar que, a própria configuração atual da indústria de gás natural (extremamente concentrada) foi estabelecida nos primórdios de sua formação, no Brasil, pela falta de atratividade por parte do setor privado e a impossibilidade inicial de investimentos por parte dos estados.

2 “O segundo instrumento é o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE). Trata-se da possibilidade de transferência para os Estados de recursos de participações governamentais de petróleo e gás que hoje são de titularidade da União. Parte dos recursos será distribuída com base em indicadores relativos a melhorias na regulação estadual de gás natural” (COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL, 2019b, p. 8).

3 “O primeiro instrumento é o Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF), que já está tramitando no Congresso Nacional, no qual Estados com problemas fiscais, classificados pelo Tesouro Nacional como rating C, poderão receber garantias da União em futuras operações de crédito, desde que se comprometam com medidas de melhoria e transparência fiscal, com limites na contratação de funcionalismo público, a privatização de empresas, redução de incentivos tributários, regras de crescimento de despesas, entre outros. Prevê-se a inclusão de 8 compromissos, dos quais os Estados escolherão 4 para fazer jus aos benefícios do Tesouro” (COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL, 2019b, p. 8).

4 A EPE é responsável pela criação destes Indicadores e o ranqueamento dos estados, segundo os seguintes critérios: (1) Adoção de modernas práticas regulatórias, conforme diretrizes da ANP; (2) Criação, manutenção e fortalecimento das agências reguladoras estaduais; (3) Adesão e manutenção ao acordo SINIEF nº 03/2018 quanto ao ICMS no transporte de gás; e (4) Privatização da distribuidora estadual de gás canalizado, momento no qual deve ser avaliada a oportunidade e conveniência de revisão das cláusulas contratuais (COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL, 2019b, p. 8-9).

dores receberão mais recursos comparativamente aos estados com os piores indicadores.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Nos últimos anos, observou-se que, mesmo com a Lei do Gás e demais regulamentações, o desenvolvimento da indústria de gás natural não ocorreu da forma imaginada. Um dos pontos mais salientados foi o poder de mercado da Petrobras em todos os segmentos desta indústria (produção, importação, infraestruturas essenciais, transporte e distribuição)¹. Tentou-se reduzir este poder de mercado mediante privatizações/alienações de subsidiárias que não necessitam de modificação na Constituição Federal e nem da aprovação de uma “Nova” Lei do Gás (vale lembrar que o Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013 ainda não foi votado), assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (CADE/PETROBRAS, 2019) e acordos com as Unidades da Federação (BRASIL, 1988; CNPE, 2019b).

Além disso, estabeleceu-se o Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil, cujas Notas Técnicas indicavam a necessidade do livre acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e às infraestruturas essenciais (COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL, 2019a; 2019b) já que os investimentos privados eram inferiores ao necessário ao desenvolvimento setorial. Assim, substituiu-se o PEMAT (EPE, 2014) pelo PIG (Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte), considerado um plano indicativo (EPE, 2019b), e a EPE também elaborou o PIPE (Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural) (EPE, 2019c).

Entretanto, todos estes esforços de abertura do mercado de gás natural ainda não impactaram de forma positiva todo o setor. Quanto à ampliação dos gasodutos de transporte, observa-se que nos últimos anos não houve ampliação da malha; já a malha de gasodutos de distribuição teve um crescimento substancial, conforme a Figura 1 (MME, 2020).

¹ A dificuldade maior no contexto da transição é o monopólio de fato exercido pela empresa estatal, pois em alguns casos internacionais, como por exemplo o Reino Unido, o monopólio estatal foi substituído pelo monopólio privado em um primeiro momento (e o Reino Unido já era considerado uma indústria madura, o que não é o caso do Brasil).

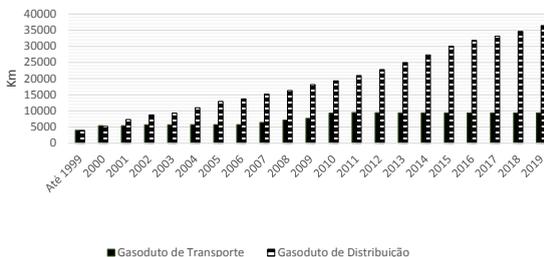


Figura 1 - Brasil: Evolução da Malha de Gasodutos

Por sua vez, a Figura 2 (EPE, 2019) indica que as reservas provadas decresceram nos últimos anos e a produção continuou sendo ampliada; ou seja, a relação R/P teve uma queda passando de quase 15 em 2014 para nove anos em 2018. Fica claro que a ampliação da oferta de gás natural é primordial para o desenvolvimento da indústria gasífera nacional.

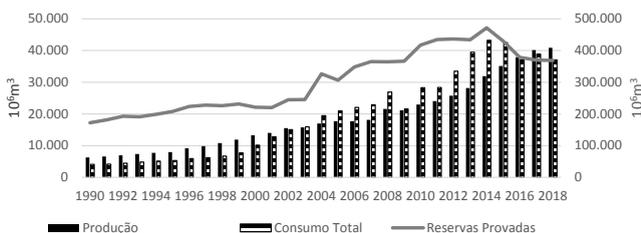


Figura 2 - Brasil: Produção, Consumo Total de Gás Natural e Reservas Provadas

O Substituto do Projeto de Lei nº 6.407/2013 mostra avanços importantes quanto ao acesso de terceiros aos gasodutos, instalações de tratamento ou processamento de gás e terminais de GNL. Os demais instrumentos utilizados no Novo Mercado de Gás¹ também são importantes para a abertura setorial, mas devem ser bem planejados para que a indústria de gás natural não tenha prejuízos, especialmente, nos segmentos de transporte e de distribuição.

¹ Decreto nº 9.934/2019; Termo de Compromisso de Cessão (TCC) entre CADE e Petrobras; Resolução CNPE nº 16/2019; Resoluções da ANP; Regulações estaduais, incentivadas por programas federais; e Ajuste SINIEF nº 03/2018 (e alterações – Ajuste SINIEF nº 17/2019); etc.).

Quanto à infraestrutura, o Estudo Aproveitamento do Gás Natural do Pré-sal (MME/ANP/PPSA/EPE/BNDES, 2020), baseado em informações do PIG e do PIPE, trabalha com os custos do gás natural no Pré-sal, a infraestrutura de escoamento e demanda para este gás. Além disso, há uma indicação de que os gasodutos da Petrobras serão vendidos (ESQUERDA DIÁRIO, 2020; ORDOÑEZ, 2020). Mas deve ser levado em consideração que estas infraestruturas fazem parte de um acordo de uso entre empresas privadas e a Petrobras – o denominado Sistema Integrado de Escoamento¹. Caso não se respeite tal acordo, pode-se ter um agravamento do risco regulatório.

Quanto à demanda, cabe analisar o uso de gás natural em termelétricas. Com a perspectiva de redução das emissões de gases de efeito estufa por parte do setor elétrico mundial com a entrada de fontes como eólica e solar, questiona-se a viabilidade de novos investimentos em infraestruturas de movimentação de gás natural para este uso². Não se deve esquecer que, por conta dos longos prazos de amortização e dos elevados custos afundados, os investimentos nos gasodutos de transporte e distribuição exigem fluxos físicos e contratuais estáveis por longos períodos de tempo. Esse foi, sem dúvida, um dos motivos pelos quais os projetos termoeletrônicos terem sido utilizados como “âncora” para o desenvolvimento da malha de transporte de gás natural em muitos países. No sistema que se vislumbra, será que o espaço para a termoeletricidade está garantido? Ou seja, tem-se que verificar qual o papel do gás natural para o setor energético brasileiro.

Por conta dos motivos acima supracitados, uma das sugestões do governo federal é aproximar a regulação dos setores de gás natural e do setor elétrico. Além de reduzir as assimetrias de informações entre os órgãos reguladores, esta aproximação pode possibilitar uma redução no custo regulatório e redução dos riscos (político e regulatório, especialmente).

Por fim, as mudanças referentes aos estados (regulação e distribuição de gás natural canalizado) também merece cuidado. O governo federal propõe harmonizar as regulações estaduais e federal, a partir do uso de “moeda de troca”: os estados aderem às “boas práticas de governança regulatória” e, em contrapartida, recebem uma parte substancial dos recursos do Fundo Social. Há que se ter muito cuidado nesta harmonização. Os modelos tarifários utilizados nos contratos de

1 Acordo firmado entre a Petrobras, a Shell, a Galp e Repsol.

2 “As térmicas a gás natural, em função de suas características técnicas, atuam muito bem como fonte complementar de geração para situações de intermitência de médio prazo de duração. No entanto, para ajustes diários, as térmicas a gás natural se mostram pouco eficientes em função do tempo necessário para a efetiva ativação das suas turbinas. Sendo assim, no contexto de maior participação das energias eólica e solar, o papel de ajuste das oscilações diárias é melhor desempenhado pelo conjunto de hidroelétricas. Para isso, no entanto, o sistema tem que trabalhar com níveis de reservatórios mais elevados. É nesse ponto que o setor de gás natural pode contribuir para a segurança de abastecimento no curto e médio prazo” (COLOMER, 2020, p. 4, grifo nosso).

concessão, por exemplo, são diferentes; caso passassem a ser todos *Price Cap*, poderia elevar as incertezas setoriais. Muitas agências não possuem autonomia financeira e nem regulatória, sendo que algumas são secretarias de governo estaduais. Em alguns casos, há dificuldade de acesso ao contrato de concessão, etc. Assim, atuar em prol de um mercado aberto e com a entrada de agentes privados nacionais e/ou internacionais na indústria de gás natural no Brasil ampliaria os custos de transação e regulatórios, principalmente por tal indústria ainda não ser madura e necessitar de grandes volumes em investimentos em infraestrutura.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos últimos dez anos, observou-se que, mesmo com a Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009) e demais regulamentações estabelecidas, o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil não ocorreu da forma imaginada. Um dos pontos mais salientados foi o poder de mercado da Petrobras em todos os segmentos desta indústria. A partir do ano de 2016, tentou-se reduzir este poder de mercado mediante privatizações/alienações de subsidiárias que não necessitam de modificação na Constituição Federal de 1988 e nem da aprovação de uma “Nova” Lei do Gás (Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407/2013), assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática (CADE/PETROBRAS, 2019) e acordos com as Unidades da Federação, já que a distribuição de gás canalizado é da alçada dos estados (BRASIL, 1988; CNPE, 2019b). Além disso, estabeleceu-se o Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil, substituiu-se o PEMAT (visto como um plano determinativo) (EPE, 2014) pelo PIG (Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte), considerado um plano indicativo (EPE, 2019b) e, também, elaborou-se o PIPE (Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural) (EPE, 2019c).

Entretanto, todos estes esforços de abertura do mercado de gás natural no Brasil ainda não impactaram de forma positiva o setor: (1) pouco investimento nos gasodutos de transporte e na descoberta de novas reservas provadas; (2) queda substancial na relação R/P (de quase 15 anos em 2014 para nove anos em 2018); (3) falta de harmonização entre as regulações estaduais e federal dificultando a formação de um mercado livre; etc. Sugere-se, assim, que a reestruturação setorial em curso leve em consideração as características da indústria brasileira de gás natural, especialmente, nos aspectos regulatórios e institucionais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, E. Balanço do programa gás para crescer: avanços obtidos e o que ainda precisa ser feito. “Blog Infopetro”, mar. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIO-COMBUSTÍVEIS - ANP. Desverticalização na Indústria do Gás Natural. “Nota Técnica nº 4”. Rio de Janeiro: ANP, jun. 2018a.

_____. Promoção da competição na indústria do gás. “Nota Técnica nº 14”. Rio de Janeiro: ANP, set. 2018b.

_____. Regulamentação da Transparência da Formação de Preços: Mercados de Gás Natural. “Nota Técnica nº 9”. Rio de Janeiro: ANP, ago. 2018c.

_____. Tomada Pública de Contribuições nº 6/2018”. Rio de Janeiro: ANP, out. 2018d.

BRASIL. Constituição Federal de 1988. Brasília, 05 out. 1988.

_____. Decreto nº 9.616/2018. Brasília, 17 dez. 2018a.

_____. Decreto nº 9.934/2019. Brasília, 24 jul. 2019.

_____. Lei nº 11.909/2009. Brasília, 04 mar. 2009.

_____. Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407, de 2013. Apensado: PL nº 6.102/2016. Brasília, 01 nov. 2018b.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA - CADE/PETROBRAS [Petróleo Brasileiro S.A.]. Termo de Compromisso de Cessação de Prática. Brasília: SEI [Sistema Eletrônico de Informações]/CADE, 08 jul. 2019.

Conselho Nacional de Política Energética - CNPE. Resolução CNPE nº 10/2016. Brasília: CNPE, 14 dez. 2016.

_____. Resolução CNPE nº 4/2019. Brasília, 9 abr. 2019a.

_____. Resolução CNPE nº 16/2019. Brasília: CNPE, 24 jun. 2019b.

COLOMER, M.; LOSEKANN, L.; ALVES, K. Alternativas e desafios ao modelo de entrada e saída no transporte de gás natural no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 11., 2018, Cuiabá. Anais...” Cuiabá: CBPE, 2018.

COLOMER, M. Novo modelo de desenvolvimento da indústria de gás natural. Blog Infopetro, mar. 2020.

COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL. Propostas para o mercado brasileiro de gás natural. Nota Técnica. Brasília: Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil, 10 jun. 2019a.

_____. Rumo ao novo mercado de gás. Nota Técnica Conjunta. Brasília: Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural no Brasil, 08 jul. 2019b.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. Balanço Energético Nacional – ano base 2018. Rio de Janeiro, 2019a.

_____. Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. Rio de Janeiro, 2014. Rio de Janeiro, 2014.

_____. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte – PIG. Rio de Janeiro: EPE, 11 out. 2019b.

_____. Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural – PIPE. Rio de Janeiro: EPE, 07 nov. 2019c.

ESQUERDA DIÁRIO. Petrobrás coloca à venda a espinha dorsal da logística do pré-sal. Esquerda Diário, 08 mar. 2020.

GAUDARDE, G. Privatização da Eletrobras e Novo Mercado de Gás no pacote de reformas de Paulo Guedes. EPBR, 05 nov. 2019.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME /AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP/ PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A. - PPSA /EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE/ BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL - BNDES. Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-sal. Brasília/Rio de Janeiro: MME/ANP/ PPSA/EPE/BNDES, 20 mar. 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Brasília: MME, jan. 2020a.

_____. Gás para Crescer: diretrizes estratégicas. Brasília: MME, out. 2016.

_____. Novo Mercado de Gás. Brasília: MME, 2020b.

ORDOÑEZ, R. Petrobras vai vender gasodutos marítimos do pré-sal. O GLOBO, 6 mar. 2020

Informações para Autores

Propostas de publicações em consonância com o disposto na missão da Revista Brasileira de Energia (RBE) poderão ser enviadas ao Comitê Editorial para análise, através de link específico existente no site da Sociedade Brasileira de Planejamento Energético (www.sbpe.org.br).

A formatação final para publicação ficará por conta do departamento de diagramação da RBE, porquanto os artigos deverão ser enviados em formatação simples, conforme o disposto a seguir:

- Os trabalhos devem ser editados e enviados em arquivo Word.
- Papel A4, margens 20 mm, fonte Times New Roman tamanho 12, espaçamento simples.
- Figuras com resolução mínima de 300 dpi.
- O nome do autor ou autores, NÃO devem ser abreviados, e as respectivas informações de instituição, telefone e e-mail devem ser apresentadas SOMENTE no sistema e NÃO devem constar no arquivo Word.
- Todos os itens devem ser numerados sequencialmente, exceto Resumo e Abstract. Não usar numeração automática do processador de texto. Serão aceitos no máximo 3 subníveis de numeração, a partir dos quais poderão ser usadas letras como único subnível adicional.
- Títulos de figuras e tabelas, abaixo e acima das mesmas, respectivamente, sem descrição de fonte, a qual deverá ser feita ao longo do texto, muito menos a existência do termo “autoria própria”.
- Referências a trabalhos deverão ser citadas no texto com nome do autor (ou autores) e ano de publicação, entre parêntesis [Ex.: (Autor 1, 1928); (Autor 1 e Autor 2, 1928)]. Na existência de mais de dois autores, escreve-se o nome do primeiro autor seguido da expressão et al. [Ex.: (Autor 1 et al, 1928)].

Referências Bibliográficas:

- Somente deverão ser citados autores ou trabalhos que estejam incluídos na lista de referências bibliográficas, assim como todos os trabalhos listados nas referências bibliográficas deverão ter sido citados no texto.
- As obras devem ser elencadas em ordem alfabética, não numeradas, seguindo o padrão ABNT.
- NÃO ordenar as obras de acordo com a citação no texto.